

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко

«__» _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект реконструкции схемы теплоснабжения г. Черногорска
от Абаканской ТЭЦ

Руководитель	_____	_____	<u>доцент, к.т.н.</u>	И.А. Иванов
	<i>подпись</i>	<i>дата</i>	<i>должность, ученая степень</i>	
Выпускник	_____	_____		И.С. Торгашин
	<i>подпись</i>	<i>дата</i>		
Технический контроль	_____	_____		С.А. Михайленко
	<i>подпись</i>	<i>дата</i>		
Нормоконтролёр	_____	_____		П.В. Шишмарев
	<i>подпись</i>	<i>дата</i>		

Красноярск 2019

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

Политехнический институт

Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко

«___» _____ 2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме _____ бакалаврской работы _____

Студенту Торгашину Ивану Сергеевичу

фамилия, имя, отчество

Группа ЗФЭ 14-01Б Направление (специальность)

номер

13.03.01

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Проект реконструкции схемы теплоснабжения г. Черногорска от Абаканской ТЭЦ

Утверждена приказом по университету № 7179/с от 23.05.2019 г.

Руководитель ВКР: И.А. Иванов, к.т.н., доцент кафедры ТЭС ПИСФУ

инициалы, фамилия, учёная степень, должность, место работы

Исходные данные для ВКР:

электрическая нагрузка составляет 406 МВт, установленная тепловая

мощность – 700 Гкал/ч, топливо Бородинский уголь, место строительства

Абаканская ТЭЦ- г. Черногорск.

Перечень разделов ВКР:

экономическая часть, расчетная часть, общая часть, охрана окружающей среды

Перечень графического материала:

Лист 1. Варианты теплоснабжения г. Черногорска от Абаканской ТЭЦ

Лист 2. Пьезометрический график вариант № 1

Лист 3. Пьезометрический график вариант № 2

Лист 4. Пьезометрический график вариант № 3

Лист 5. Схема врезки трубопровода на г. Черногорск в пиковой котельной Абаканской ТЭЦ

Руководитель ВКР

подпись

И.А. Иванов

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

И.С. Торгашин

инициалы, фамилия

« » 2019 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект реконструкции схемы теплоснабжения г. Черногорска от Абаканской ТЭЦ» содержит 80 страниц текстового документа, 32 использованных источников, 8 приложений, 5 листов графического материала.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ, ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ, ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЙ ГРАФИК, СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Место строительства – город Черногорск, Абаканская ТЭЦ.

Цели строительства:

- реализация избыточной тепловой мощности Абаканской ТЭЦ;
- улучшение экологической ситуации в г. Черногорске;
- повышение надежности теплоснабжения г. Черногорска;
- ликвидация устаревших котельных в г. Черногорске.

Предложено 3 варианта теплоснабжения города Черногорска от Абаканской ТЭЦ. Произведен гидравлический и тепловой расчет 3 вариантов теплоснабжения. Составлены пьезометрические графики. В результате расчетов и анализа определен наиболее оптимальный вариант теплоснабжения для строительства и произведена экономическая оценка проекта.

Полученные результаты расчётов показали техническую и экономическую привлекательность рассматриваемого проекта строительства.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	9
1 Обоснование необходимости реконструкции теплоснабжения города Черногорска от Абаканской ТЭЦ.....	10
1.1 Климатические характеристики района строительства	10
1.2 Краткое описание районов теплоснабжения.....	12
1.2.1 Город Абакан.....	12
1.2.2 Город Черногорск	12
1.3 Абаканская ТЭЦ.....	13
1.3.1 Основное оборудование Абаканской ТЭЦ.....	13
1.3.2 Топливоснабжение.....	14
1.3.3 Тепловая схема Абаканской ТЭЦ	15
1.4 Теплоснабжение г. Черногорска.....	17
1.4.1 Краткое описание системы теплоснабжения г. Черногорска.....	17
1.4.2 Основное оборудование котельных г. Черногорска.....	18
1.4.3 Топливоснабжение котельных.....	19
1.4.4 Тепловые нагрузки	20
1.4.5 Варианты выдачи тепловой мощности Абаканской ТЭЦ	23
1.5 Варианты теплотрассы от Абаканской ТЭЦ до г.Черногорска.....	24
1.5.1 Вариант 1.....	24
1.5.2 Вариант 2.....	28
1.5.3 Вариант 3.....	31
2 Гидравлический расчет тепловых сетей	35
2.1 Гидравлические режимы варианта 1	37
2.2 Гидравлические режимы варианта 2.....	40
2.3 Гидравлические режимы варианта 3.....	41
2.4 Тепловой расчет трубопроводов	43
3 Экономическая часть	50
3.1 Сводные сметные расчёты	50

3.2 Оценка экономической эффективности капитальных вложений	51
4 Охрана окружающей среды	54
4.1 Расчет выбросов	54
4.2 Золоулавливание	55
4.3 Золоудаление	56
Заключение	58
Список использованных источников	59
Приложение А Тепловые нагрузки потребителей Абаканской ТЭЦ и котельных Южная и Центральная по схемам теплоснабжения.....	63
Приложение Б Пьезометрический и температурный графики (Вариант 1).....	65
Приложение В Пьезометрический и температурный графики (Вариант 2)	67
Приложение Г Пьезометрический и температурный графики (Вариант 3).....	69
Приложение Д Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 1	71
Приложение Е Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 2	75
Приложение Ж Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 3	79
Приложение 3 Схема врезки трубопровода транзитной трассы на г. Черногорск в пиковой котельной Абаканской ТЭЦ.....	84

ВВЕДЕНИЕ

Абаканская ТЭЦ введена в работу 18 апреля 1982 г. На сегодняшний день ТЭЦ является крупнейшим предприятием энергетического комплекса Республики Хакасия и основным поставщиком тепловой энергии для города Абакана. Она обеспечивает более 90% потребности в тепле потребителей жилищно-коммунального сектора города. В настоящее время, после реализации инвестиционного проекта ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», согласно Приказу от 18.07.2014 г. № 158. «Об установленной мощности филиала «Абаканская ТЭЦ» установленная электрическая мощность филиала «Абаканская ТЭЦ» составляет 406 МВт, установленная тепловая мощность – 700 Гкал/ч.

Расширение АбТЭЦ новым энергоблоком в составе турбины Т-136-12,8 (мощность 136 МВт) и котла Е-500-140-560 позволила увеличить поставку электрической энергии в энергосистему Сибири, а также создало возможность увеличения отпуска тепла на рынок тепловой энергии Абакано-Черногорской агломерации. Абакан – административный центр республики Хакассия. Город находится в Восточной Сибири в 270 км к югу от г. Красноярска. Расположен в центральной части Хакасско-Минусинской котловины, имеющей форму чаши, гранями которой служат на западе – горы Кузнецкого Алатау, на юге – хребты Западного Саяна, на севере и востоке – хребты Восточного Саяна.

Практически посередине с юга на север котловину пересекает река Енисей, а в центре котловины, с западной стороны, в Енисей впадает один из его крупных притоков – река Абакан. Город расположен на месте слияния рек Енисей и Абакан. Территория города имеет относительно плоский рельеф, на высоте 250...270 метров над уровнем моря. Город находится в зоне резко континентального климатического пояса с продолжительной зимой и кратковременным, но жарким летом. Термический режим территории характеризуется значительными колебаниями температуры воздуха, как в течение года, так и в течение суток.

1 Обоснование необходимости реконструкции теплоснабжения города Черногорска от Абаканской ТЭЦ

Актуальность темы дипломного проекта обосновывается целями и приоритетами энергетической стратегии России на период до 2020 года. Развитие электроэнергетики должно обеспечить необходимыми энергетическими ресурсами начавшийся экономический рост во всех отраслях народного хозяйства. В настоящее время, после реализации инвестиционного проекта ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)», согласно Приказу от 18.07.2014 г №158. «Об установленной мощности филиала «Абаканская ТЭЦ» установленная электрическая мощность филиала «Абаканская ТЭЦ» составляет 406 МВт, установленная тепловая мощность – 700 Гкал/ч.

Расширение АбТЭЦ новым энергоблоком в составе турбины Т-136-12,8 (мощность 136 МВт) и котла Е-500-140-560. Это дало большой запас тепловой мощности который можно реализовать в городе Черногорске. Необходимость реконструкции обосновано еще тем что котельные в городе Черногорске морально и технологически устарели.

1.1 Климатические характеристики района строительства

Абакан – административный центр республики Хакассия. Город находится в Восточной Сибири в 270 км к югу от г. Красноярска. Расположен в центральной части Хакасско-Минусинской котловины, имеющей форму чаши, гранями которой служат на западе – горы Кузнецкого Алатау, на юге – хребты Западного Саяна, на севере и востоке – хребты Восточного Саяна. Практически посередине с юга на север котловину пересекает река Енисей, а в центре котловины, с западной стороны, в Енисей впадает один из его крупных притоков – река Абакан. Город расположен на месте слияния рек Енисей и Абакан. Территория города имеет относительно плоский рельеф, на высоте 250...270 метров над уровнем моря. Город находится в зоне резко континентального климатиче-

ского пояса с продолжительной зимой и кратковременным, но жарким летом. Термический режим территории характеризуется значительными колебаниями температуры воздуха, как в течение года, так и в течение суток. Зарегистрированный абсолютный минимум составляет минус 52 °С. Преобладающее направление ветров – западное и юго-западное. Средняя скорость ветра 2...3 м/с. Весной могут быть до 15 м/с. Устойчивый снежный покров образуется в начале ноября. Промерзание грунта до 2 м. Количество осадков 300...700 мм в год.

В соответствии с п. 3.1 СП 131.13330.2012 Строительная климатология (Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*) [5] основные климатические характеристики г. Абакана:

- расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции минус 40 °С;

- средняя температура отопительного периода для жилых, школьных и общественных зданий минус 7,9 °С;

- продолжительность отопительного периода – 223 дней (5352 часа);

- средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (январь) минус 25,5 °С;

- средняя температура наиболее тёплого месяца (июль) 19,5 °С.

Климатический подрайон строительства IV. Согласно СП 20.133330.2011. Нагрузки и воздействия (Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*) в районе строительства составляют:

- вес снегового покрова 1,2 кПа (по весу снегового покрова район II);

- ветровая нагрузка 0,38 кПа (по давлению ветра район III).

1.2 Краткое описание районов теплоснабжения

1.2.1 Город Абакан

Площадь городской территории составляет 112,38 м². Численность населения 173,2 тыс. человек. Основным источником теплоснабжения Абаканская ТЭЦ обеспечивает горячим водоснабжением и техническим паром 90% потребностей муниципального образования в тепле. Остальное тепло поставляется на рынок угольными и электро-котельными небольшой мощности.

Существующая договорная нагрузка в горячей воде на 01.01.2018 г., согласно «Схеме теплоснабжения до 2027 г. муниципального образования г. Абакан» [12] приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Существующая договорная нагрузка в горячей воде на 01.01.2018, согласно «Схеме теплоснабжения до 2027 г. муниципального образования г. Абакан»

	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	Максимально-часовая нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего с максимальной часовой нагрузкой ГВС, Гкал/ч
Всего по городу	413,2	144,0	557,2
В т. ч. от Абаканской ТЭЦ	397,5	141,0	538,5
Котельные	15,7	3,0	18,7

1.2.2 Город Черногорск

Город Черногорск расположен в 16 км к северу от г. Абакана на северной окраине Абаканской степи. Площадь городской территории составляет 117,90 м². Численность населения 73,2 тыс. человек. Существующие тепловые нагрузки потребителей г. Черногорска согласно данным «Схемы теплоснабжения до 2027 г. в административных границах г. Черногорска» [13] представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Существующие тепловые нагрузки потребителей г. Черногорска

	Отопление и вентиляция. Гкал/ч	Максимально- часовая нагрузка ГВС, Гкал/ч	Всего с максимальной- часовой нагрузкой ГВС, Гкал/ч
Всего по городу	152,78	17,62	170,39
В т. ч. от Котельная "Центральная"	52,67	4,96	57,63
Котельная "Южная"	50,17	7,94	58,11
Прочие котельные небольшой мощности	49,94	4,72	54,65

1.3 Абаканская ТЭЦ

1.3.1 Основное оборудование Абаканской ТЭЦ

Состав и номинальные характеристики основного оборудования АБТЭЦ представлен в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Состав и номинальные характеристики котлоагрегатов АБТЭЦ

Тип котлоагрегата	Количество	Паропроизводительность, т/ч	Завод изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Сжигаемое топливо	Даление Острого пара, МПа	Температура острого пара, °С
БКЗ-420-140-ПТ-2	1	420	Сибэнергмаш	1982	Бурый уголь Ирша-Бородинского разреза	14,0	560
БКЗ-420-140-ПТ-2	1	420	Сибэнергмаш	1984		14,0	560
БКЗ-420-140-ПТ-2	1	420	Сибэнергмаш	1988		14,0	560
БКЗ-420-140-ПТ-2	1	420	Сибэнергмаш	2003		14,0	560
БКЗ-500-140-560	1	500	Сибэнергмаш	2014		14,0	560
ГМ-50-14	1	50	Белгородский котельный	1978	мазут М100	1,4	250

Таблица 4 – Технические характеристики турбоагрегатов АБТЭЦ

Тип турбоагрегата	Количество	Установленная электрическая мощность, МВт	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная нагрузка регулируемых отборов пара, т/ч		Давление перегретого пара, МПа	Температура перегретого пара, °С
					П-отбор	Т-отборы		
ПТ-60/75-130/13	1	60	ЛМЗ	1982	40	100	13,0	555
Т-100/120-130	1	100	УТМЗ	1985	-	320	13,0	555
Т-110/120-130	1	110	УТМЗ	1989	-	320	13,0	555
КТ-136-12,8	1	136	УТМЗ	2014	0		13,0	555

1.3.2 Топливоснабжение

Основным топливом Абаканской ТЭЦ является бурый уголь марки 2БР. Топливо поступает на Абаканскую ТЭЦ железнодорожным транспортом, вагоны разгружаются на вагоноопрокидывателе. Уголь поступает на склад или непосредственно в бункеры сырого угля котлов. Жидкое топливо (мазут М100) используется для растопки пылеугольных котлов БКЗ-420 и работы газомазутного котла ГМ-50. Мазут поступает на ТЭЦ железнодорожным транспортом и выгружается в мазутные емкости, после чего мазутными насосами поступает на котлы. Среднегодовая калорийность мазута составляет 9726 ккал/кг. Усреднённый состав угля приведён в таблице 5.

Таблица 5 – Усреднённый состав качества используемого угля

Наименование показателя	Обозначение показателя	Единица измерения	Значение
Зольность рабочая	А _р	%	5,2
Влажность рабочая	W _р	%	30,5
Низшая теплота сгорания	Q _{рн}	ккал/кг	4035

1.3.3 Тепловая схема Абаканской ТЭЦ

Тепловая схема Абаканской ТЭЦ выполнена с поперечными связями.

Основными узлами тепловой схемы являются:

- пароводяной тракт;
- конденсатный тракт;
- теплофикационная установка.

Пароводяной тракт.

Острый пар от энергетических котлов БКЗ-420-140 ст. № 1...4 и Е-500-140 ст. № 5 поступает в коллектор острого пара, откуда подаётся к паровым турбоагрегатам ПТ-60-130/13 ст.№ 1, Т-110/120-130 ст.№ 2, 3, КТ-136-12,8 ст. № 4. Из парового коллектора 14,0 МПа, через БРОУ 140/13 пар подаётся в коллектор 1,3 МПа.

В коллектор пара 1,3 МПа поступает пар производственных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№1 и КТ-136-12,8 ст.№4 и от БРОУ 140/13. Из коллектора пар подаётся на РУ 13/7 и РОУ 13/1,2, пиковые подогреватели сетевой воды, установленные в пиково-пусковой котельной (ППК) и пиковый бойлер ПТ-60-130/13 ст. №1, а также на подогреватели ПСВ-125-7-15 перегрева греющей воды (ПГВ)вакуумных деаэраторов ДСВ-800 и подогреватели ПСВ-200-8-16 химочищенной воды подпитки теплосети (ПХВ), мазутное хозяйство, размораживающие устройства и деаэратор ДСВ-400.

В верхний коллектор пара 0,6 МПа поступает пар нерегулируемых отборов на ПВД- 5 ПТ-60-130/13 ст.№1 и КТ-136-12,8 и из коллектора пара 1,3 МПа через РУ 13/7. Из нижнего коллектора 0,6 МПа раздаётся на деаэраторы ДСП-500.В коллектор пара 0,12 МПа подаётся пар от РОУ 13/1,2 и теплофикационного отбора турбины ПТ-60-130/13 ст.№1. Из коллектора пар поступает в подогреватели,сырой воды подпитки теплосети и котлов (ПСВТ, ПСВК).

Источником химочищенной воды (ХОВ) подпитки и восполнения потерь цикла является вода из горводопровода, которая насосами сырой воды подпитки котлов (НСВК), подаётся на пароводяные подогреватели сырой воды под-

питки котлов (ПСВК №1,2) и затем направляется в цех химводоподготовки (ХВП). Нормальный добавок ХОВ подаётся в верхнюю часть конденсаторов соответствующих турбоагрегатов.

Восполнение потерь пара осуществляется в линию основного конденсата за ПНД-2 турбоагрегата ПТ-60-130/13 химочищенной водой, прошедшей деаэрацию в вакуумном деаэраторе ДСВ-400.

Конденсатный тракт.

Основной конденсат турбоагрегатов из конденсаторов конденсатными насосами подаётся в систему регенерации соответствующих турбоагрегатов. Конденсат сетевых подогревателей турбоагрегатов конденсатными насосам подогревателей (КНП) подаётся в линию основного конденсата за ПНД-2 соответствующих турбоагрегатов.

После групп ПНД конденсат через общий коллектор поступает в деаэраторы ДСП-500.

Конденсат пиковых бойлеров ППК сбрасывается непосредственно в деаэратор ДСП-500. Конденсат подогревателей ПСВ-125, 200 (ПСВТ, ПСВК, ПГВ, ПХВ) сливается в общий коллектор, откуда конденсатными насосами подогревателей (КНП), через деаэратор ДСВ-400 подаётся в линию основного конденсата турбины ПТ-60-130/13 за ПНД-2.

Теплофикационная установка.

Обратная сетевая вода подпорными сетевыми насосами (ПСН №1...6) подается в основные сетевые подогреватели турбин ст.№ 2...4, в основные и пиковый сетевые подогреватели турбины ПТ-60-130/13 ст.№1. После основных подогревателей сетевая вода сетевыми насосами (СЭН №1...7), при необходимости, направляется в пароводяные подогреватели ППК (ПСВ – 500-14-23) для подогрева ее до необходимой температуры по графику теплосети и подаётся потребителям. Предусмотрена подача обратной сетевой воды через конденсатоохладитель пиковых бойлеров ППК.

Исходной водой для подпитки теплосети является питьевая вода городского водопровода, которая насосами сырой воды теплосети (НСВТ № 1...4),

через встроенные пучки конденсаторов турбоагрегатов подаётся на подогреватели сырой воды подпитки теплосети ПСВТ № 1, 2. Подогретая до 40 °С вода подаётся на химводоочистку, после которой четырьмя насосами НПТС № 1...4 через вакуумные деаэраторы ДСВ 800 № 1, 2 подаётся в аккумуляторные баки (БА). Греющей средой вакуумных деаэраторов является подпиточная вода из БА после подогревателей греющей воды ПГВ – 1, 2. Подача подпитки теплосети осуществляется подпиточными насосами (ЛПН № 1...4, ЗПН № 1...3) на всас подпорных насосов теплосети.

1.4 Теплоснабжение г. Черногорска

1.4.1 Краткое описание системы теплоснабжения г. Черногорска

Теплоснабжение г. Черногорска осуществляется от 7 котельных ООО «ХакТЭК» («Центральная», «Южная», «Пригорск», № 1,4,6,10) и четырёх котельных ООО «Тепловые системы» и ООО «Теплосервис» (№ 7, 19, ГПТУ, котельная ООО «Тепловые системы»). Располагаемая мощность вышеупомянутых котельных составляет 302,92 Гкал/ч. Теплоснабжение п.г.т. Усть-Абакан осуществляется от котельной «Центральная» ООО «ХакТЭК» (присоединённая нагрузка – 22 Гкал/ч) и трех котельных, расположенных на территории п.г.т. Усть-Абакан (располагаемой мощностью 9,54 Гкал/ч). Резерв тепловой мощности составляет 6,52 Гкал/ч [16].

Для покрытия дефицита тепловой мощности в перспективе ООО «ХакТЭК» планирует дополнительно ввод в работу котла марки КВ-ТК-100 на котельной «Центральная», что обеспечит покрытие дополнительных тепловых нагрузок, в том числе с учётом теплоснабжения жилого посёлка «Угольщики» (подключённая нагрузка 70 Гкал/ч). ООО «ХакТЭК» планирует осуществить данные мероприятия за счёт собственных средств.

Согласно генеральному плану развития г. Черногорска, разработанного администрацией города, планируется развитие котельных «Центральная» и

«Южная». При условии реконструкции (замены) изношенных тепловых сетей находящихся на балансе города Черногорска имеется возможность закрытия котельных ООО «Тепловые системы» и ООО «Тепловые сети» с переводом нагрузок на котельные ООО «ХакТЭК». Данные для разработки раздела приняты по «Схеме теплоснабжения до 2027 года в административных границах города Черногорска».

1.4.2 Основное оборудование котельных г. Черногорска

Состав основного оборудования котельных в г. Черногорске, установленная и располагаемая мощность, присоединённая нагрузка приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Состав основного оборудования котельных, установленная и располагаемая мощность, присоединённая нагрузка

Котельная	Тип котлов	Количество котлов	Тепловая мощность		Тепловая мощность котельной (установленная/ располагаемая), Гкал/ч	Присоединённая нагрузка, Гкал/ч
			Гкал/ч	т/ч		
"Центральная"	Е-50-14-250	2	30,5		174,5/61	57,6
	КЕ-25-14 (в стадии монтажа)	1	13,5	5		
	КВ-ТК-100 (в стадии монтажа)	1	100			
"Южная"	Е-50-14-250	6	30,5		183/122	58,1
Квартальная котельная № 1	КВТС-0,5	2	0,5		1/1	0,5
Квартальная котельная № 4	КВТС-0,5	7	0,5		3,85/3,85	3,5
Квартальная котельная № 6	КВТС-0,5	5	0,5		2,75/2,75	2,5
Квартальная котельная № 10	КВТС-0,65	7	0,65		5,2/5,2	5,2
Котельная № 2	КВТС-20	3	2x30+20		80/68	27,4

Продолжение таблицы 6

Котельная	Тип котлов	Количество котлов	Тепловая мощность		Тепловая мощность котельной (установленная/располагаемая), Гкал/ч	Присоединённая нагрузка, Гкал/ч
			Гкал/ч	т/ч		
Котельная ГПТУ	ДКВР-6,5/13,5	2	3,9		18,7/18,7	9,2
	КВТС-10,1	1	10,9			
Квартальная котельная № 7	КВр 2,0	1	2,0		3,0/3,0	2,59
	КВ 1/57	2	0,5			
Квартальная котельная № 19	КВ-0,58	6	0,5		3,0/3,0	2,67

Основным и резервным топливом котельных является каменный уголь Черногорского месторождения $Q_{нр} = 5150$ ккал/кг.

1.4.3 Топливоснабжение котельных

Годовой отпуск тепла от котельных, годовой и удельные расходы натурального топлива представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Годовой отпуск тепла от котельных, годовой и удельные расходы натурального топлива

Котельная	Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/год	Годовой расход топлива, тн.т./год	Годовой расход топлива, ту.т./год	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал
"Центральная"	226,0	66828	42006	185,3
"Южная"	137,7	40597	25518	185,3
Квартальная котельная № 1	1,5	726,8	534,8	247,8
Квартальная котельная № 4	н/д	н/д	н/д	261,0
Квартальная котельная № 6	н/д	н/д	н/д	239,9
Квартальная котельная № 10	3,7	1066,1	670,6	275,8
Котельная № 2	105,7	32625,2	23036,6	205,8
Котельная ГПТУ	28,1	10532,7	7379,9	186,4
Квартальная котельная № 7	7,1	5114,6	3548,9	266,16
Квартальная котельная № 19	16,4	4572,77	3564,4	279,3

1.4.4 Тепловые нагрузки

Тепловые нагрузки, принятые в схемах теплоснабжения.

Тепловые нагрузки, подлежащие покрытию, приняты на основании «Схемы теплоснабжения до 2027 года муниципального образования город Абакан» и «Схемы теплоснабжения до 2027 года в административных границах города Черногорска». При обработке перспективных нагрузок от Абаканской ТЭЦ присоединённые тепловые нагрузки ГВС были усреднены согласно п. 11.3 ВНТП-81 и п. 5.3 СП 124.13330.2012 [8] (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети). Схема размещения котельных в г. Черногорске приведена на рисунке 1.

Наиболее целесообразным является замещение тепловой мощности котельных Центральная и Южная, расположенных в Южной части г. Черногорска. Из 170,4 Гкал/ч теплотребления г. Черногорска и пгт. Усть-Абакан котельные Центральная и Южная обеспечивают $57,6 + 58,1 = 115,7$ Гкал/ч фактической нагрузки. Это гарантированный сбыт теплоты уже присоединённым потребителям котельных. Остальные котельные имеют небольшую присоединённую нагрузку и рассредоточены по городу. Перекладка трубопроводов сетевой воды до остальных мелких котельных потребует затрат, которые не окупятся в связи с малой концентрацией тепловой нагрузки по сравнению с требуемыми реконструкциями тепловых сетей как для присоединения их потребителей к котельным Центральная и Южная так и при строительстве отводов от транзитной трассы от АбТЭЦ непосредственно до котельных [28].

Расчёт выполнен с использованием программного комплекса ГИС Zulu, а также пакетов расчётов инженерных сетей (теплоснабжение) ZuluThermo на основе электронной модели системы теплоснабжения г. Абакана.

Анализ перспективных нагрузок показывает увеличение присоединённой нагрузки г. Абакана за время действия схемы теплоснабжения на 154,1 Гкал/ч:

- на 122,7 Гкал/ч к 2019;
- на 16,8 Гкал/ч к 2022 г;

– на 14,6 Гкал/ч 2027 г.

С учётом сохранения на существующем уровне отпуска тепла в паре на технологические нужды и собственных нужд ТЭЦ к 2027 г тепловые мощности АБТЭЦ будут загружены полностью.

Увеличение перспективных присоединённых нагрузок котельных Центральная и Южная составит 93,1 Гкал/ч:

– на 58,3 Гкал/ч к 2020 г.;

– на 34,8 Гкал/ч к 2022 г.

Прирост тепловых нагрузок г. Черногорска утверждён схемой теплоснабжения, в связи с чем, необходимо предусмотреть возможность покрытия перспективных нагрузок от существующего оборудования котельных. Планируемые приросты позволяют рекомендовать сохранение котельных на перспективу как пиковых источников тепла [29].

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Источники теплоснабжения

- котельные ООО "Хакасский ТЭК"
- котельная ООО "Тепловые системы"
- котельные ООО "Теплосервис"

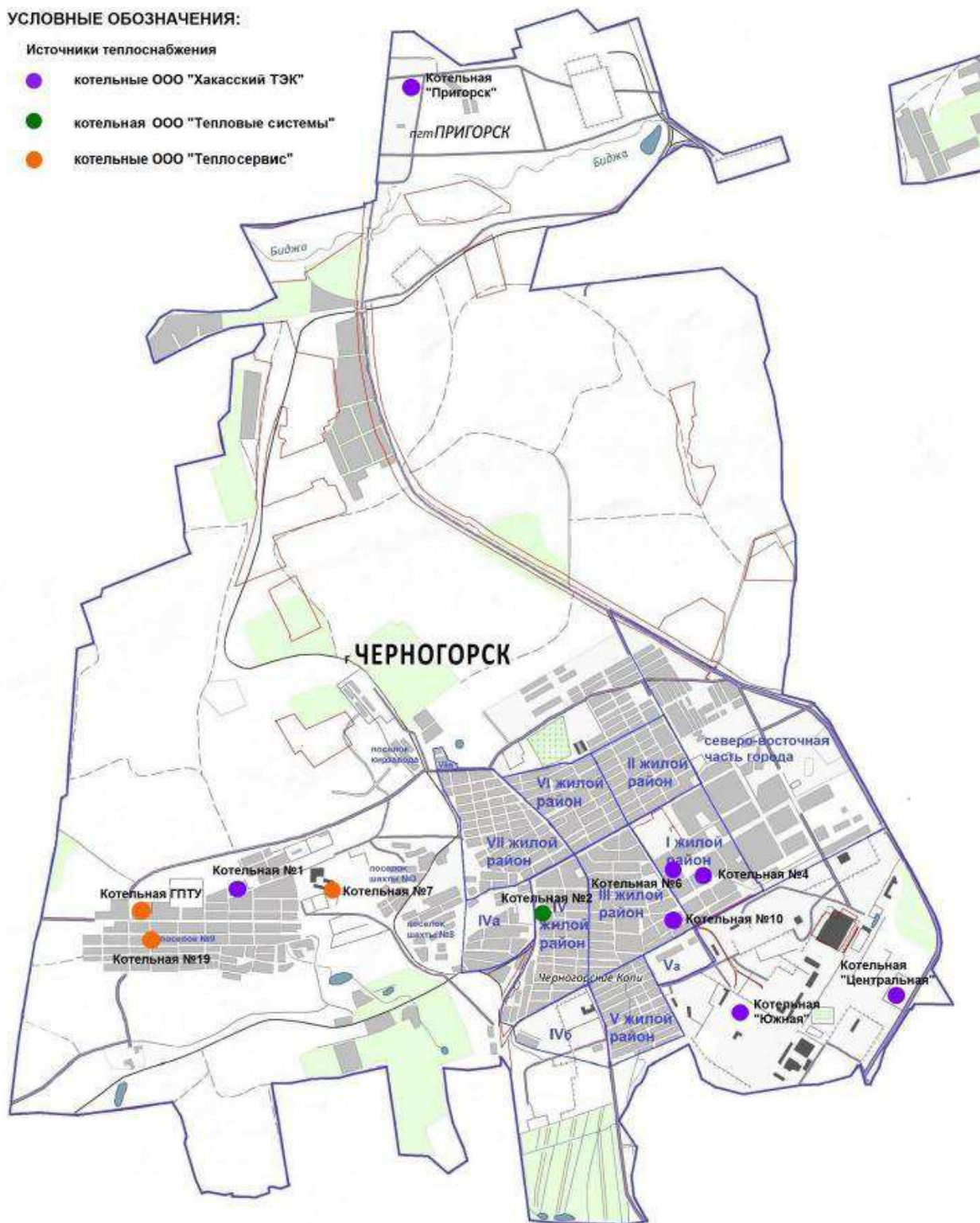


Рисунок 1 – Схема размещения котельных г. Черногорска

1.4.5 Варианты выдачи тепловой мощности Абаканской ТЭЦ

Выдача тепловой мощности через отдельный тепловывод.

Учитывая объёмы реконструкции существующего тепловывода, различные графики тепловой сети на г. Абакан: 150/70 °С со срезкой на 120 °С и 150/70 °С в транзитной магистрали на г. Черногорск и отсутствие резервирования существующего тепловывода предлагается строительство отдельного тепловывода.

Гидравлический режим нового тепловывода определяется существующими сетевыми насосами. Давление в подающей и обратной магистралях на выходе с Абаканской ТЭЦ составляют соответственно $P_1 = 1,2$ МПа и $P_2 = 0,2$ МПа. Для обеспечения нормального гидравлического режима с минимальными тепловыми потерями в сетях необходима прокладка трубопроводов прямой и обратной сетевой воды условным диаметром $D_u 700$.

Врезка трубопровода прямой сетевой воды транзитной трассы на г. Черногорск осуществляется после сетевых насосов СЭН 1...7, расположенных в здании пиковой котельной, с установкой регулятора по расходу, отсекающей арматуры, диафрагмы и организации перемычки для обвода пиковых сетевых подогревателей ПСВ 500-14-23. После врезки трубопровода второго тепловывода в трубопровод прямой сетевой воды существующего тепловывода после ПБ со стороны существующего тепловывода устанавливается рассекающая задвижка. Обратная сетевая вода подкачиваемыми насосами ПСН -1...6 подаётся в ПСГ ТГ ст. № 2,3,4, затем после основных бойлеров поступает в ППК на сетевые насосы СЭН 1...7 [11].

Далее часть потока направляется на пиковый бойлер, а остальной поток по перемычкам в трубопровод прямой сетевой воды на Абакан (по существующей схеме). Регулирование осуществляется регулятором по расходу, установленном на трубопроводе тепловывода на Черногорск за пиковыми бойлерами. Установка регулятора после пиковых бойлеров позволит обеспечить постоянное заполнение пикового бойлера при изменении расхода сетевой воды. Во

всех вариантах на выводах тепловых сетей от Абаканской ТЭЦ, насосной, расположенной в котельной «Центральная», на вводах в ЦПТ и на резервных перемычках для обеспечения ГВС неотапительного периода г. Абакана предусмотрены:

- секционирующие задвижки, в нижних точках трубопроводов каждого секционируемого участка штуцера с запорной арматурой, для спуска воды (спускные устройства);

- в высших точках трубопроводов тепловых сетей, в том числе на каждом секционируемом участке предусмотрены штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники);

- для секционирующих задвижек предусмотрены обводные трубопроводы с запорной арматурой (разгрузочные байпасы) и перемычки между подающим и обратным трубопроводами;

- на перемычке предусмотрены две задвижки и контрольный вентиль между ними. Вся запорная арматура: краны шаровые, стальные фланцевые, Ру 1,6 МПа, климатическое исполнение УХЛ, Ду 700...400 с электроприводом. Для арматуры, расположенной на открытом пространстве предусмотрена антивандальная защита и энергообеспечение от передвижной энергоустановки.

Теплоизоляция трубопроводов – скорлупы из жёсткого ППУ (пенополиуретана) в виде полуцилиндров и сегментов толщиной 60 мм покрытых бумагой, пропитанной битумом, сверху листовой оцинкованной сталью толщиной 0,8 мм [14].

1.5 Варианты теплотрассы от Абаканской ТЭЦ до г.Черногорска

1.5.1 Вариант 1

Описание варианта 1. В варианте 1 предусматривается строительство второго тепловывода 2 Ду 700 вдоль существующего с организацией. Схема

теплоснабжения приведена на рисунке 2. Вариант 1 – длина трассы составила 19,3 км.

По территории Абаканской ТЭЦ предусмотрено строительство новой эстакады для проектируемых трубопроводов тепловой сети, параллельно эстакаде существующего тепловывода. За границей ТЭЦ строительство теплотрассы надземной прокладки, на низких опорах 2 Ду 700 вдоль существующего тепловывода до ТК-52 и далее вдоль существующей автомобильной трассы М-54 до котельной «Центральная». Схема трассы представлена на рисунке 2. Длина трассы 17,3 км. Далее от котельной «Центральная» до котельной «Южная» теплотрасса надземной прокладки на низких опорах 2 Ду 500 длиной 2 км.

В котельной «Центральная» необходима установка насосной станции, с насосами на обратном трубопроводе $G = 1632$ т/ч, напор насоса 83 метра. При расчётах принята установка 4 агрегатов (3 раб. +1 рез.) типа 1Д630-90.

В котельных «Центральная» и «Южная» предполагается установка двух водо-водяных подогревателей LOTUS BFM WW-52.47-140488. Сетевая вода из транзитной магистрали с температурным графиком 150/70 °С является греющей средой для сетевой воды, идущей к потребителям по температурному графику 95/70 °С.

На транзитной магистрали Ду 700 и на резервной перемычке для обеспечения ГВС неотапительного периода г. Абакана (ТК 52) Ду 700 предусматриваются:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 700;
- спускные устройства Ду 200;
- воздушники Ду 40;
- разгрузочные байпасы Ду 65;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 250;
- на перемычке две задвижки Ду 250 и контрольный вентиль между ними Ду 25.

На вводах в ЦТП «Центральная» и «Южная», от насосной «Центральная» и на резервной перемычке для обеспечения ГВС неотапительного периода г. Абакана (НО- 89) Ду 500 предусматриваются:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 500;
- спускные устройства Ду 150;
- воздушники Ду 40;
- разгрузочные байпасы Ду 50;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 150;
- на перемычке две задвижки Ду 150 и контрольный вентиль между ними Ду 20.

За границей ТЭЦ строительство теплотрассы надземной прокладки, на низких опорах 2 Ду 700 вдоль существующего тепловывода до ТК-52 и далее вдоль существующей автомобильной трассы М-54 до котельной «Центральная». Схема трассы представлена на рисунке 2. Количество арматуры по варианту 1 приведено в таблице 8.

Таблица 8 – Количество арматуры по варианту 1

Секционирующие задвижки		Байпас		Перемычка		Дренаж		Воздушник	
Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.
700	18	65	18	250	18	200	18	25	9
								40	26
500	8	50	8	150	8	150	8	20	4

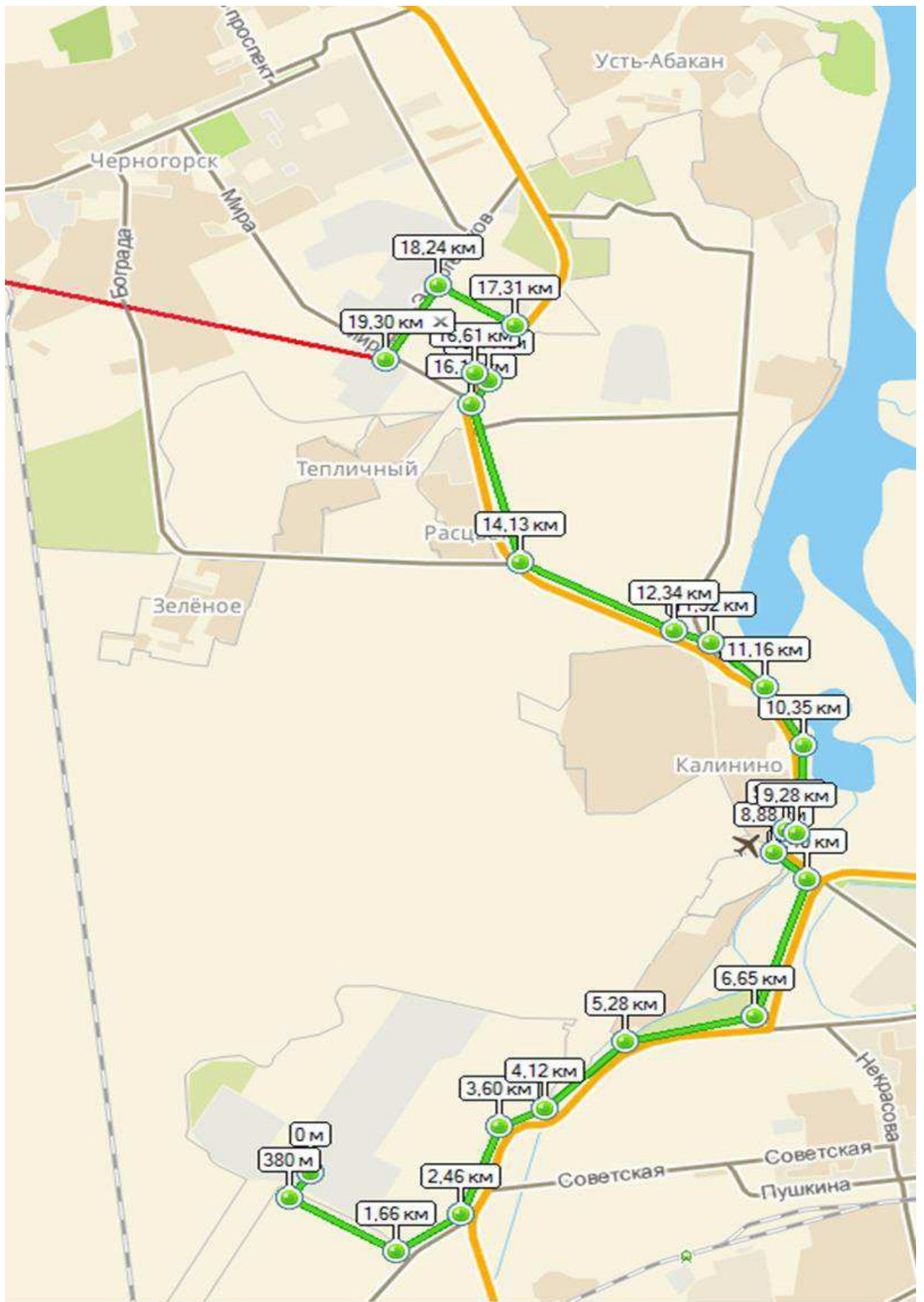


Рисунок 2 – Вариант 1, длина трассы составила 19,3 км

1.5.2 Вариант 2

Описание варианта 2. В варианте 2 предусматривается строительство второго тепловывода 2 Ду700 вдоль существующего. По территории Абаканской ТЭЦ предусмотрено строительство новой эстакады для проектируемых трубопроводов тепловой сети, параллельно эстакаде существующего тепловывода. Схема теплоснабжения приведена на рисунке 3.

За границей ТЭЦ теплотрасса надземной прокладки на низких опорах 2 Ду 700 длиной 8,4 км, вдоль существующего тепловывода, далее вдоль автомобильной трассы на Усть-Абакан до Промбазы с реконструкцией существующей трассы 2 Ду 250 длиной 4,7 км. Далее до автодороги соединяющей автомобильную трассу на Усть-Абакан и трассу М-54, проходящую около птицефабрики и параллельно ей до трассы М-54, и затем вдоль существующей автомобильной трассы М-54 до котельной «Центральная» длиной 5,9 км. Далее от котельной «Центральная» до котельной «Южная» теплотрасса надземной прокладки на низких опорах 2 Ду 500 длиной 2 км. Схема трассы представлена на рисунке 3.

В котельной «Центральная» необходима установка насосной станции, с насосами на обратном трубопроводе $G = 1638$ т/ч, напор насоса 77 метра. При расчётах принята установка 4 агрегатов (3 раб +1 рез.) типа 1Д630-90.

На транзитной магистрали Ду 700 и на резервной перемычке для обеспечения ГВС неотапительного периода г. Абакана Ду 700 предусмотрено:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 700;
- спускные устройства Ду 200;
- воздушники Ду 40;
- разгрузочные байпасы Ду 65;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 250;
- на перемычке две задвижки Ду 250 и контрольный вентиль между ними Ду 25.

На вводах в ЦТП «Центральная» и «Южная», от насосной «Центральная» и на резервной перемычке для обеспечения ГВС неотапительного периода г. Абакана Ду 500 предусматриваются:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 500;
- спускные устройства Ду 150;
- воздушники Ду 40;
- разгрузочные байпасы Ду 50;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 150;
- на перемычке две задвижки Ду 150 и контрольный вентиль между ними Ду 20.

В каждой котельной «Центральная» и «Южная» предполагается установка двух водо-водяных подогревателей LOTUS BFM WW-52.47-140488. Сетевая вода из транзитной магистрали с температурным графиком 150/70 °С является греющей средой для сетевой воды, идущей к потребителям по температурному графику 95/70 °С. Общее количество арматуры по варианту 3 приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Количество арматуры по варианту 3

Секционирующие задвижки		Байпас		Перемычка		Спускник		Воздушник	
Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.	Ду, мм	Количество, шт.
700	18	65	18	250	18	200	18	25	9
500	8	50	8	150	8	150	8	40	26
								20	4

Схема трассы по варианту 2 с указанием длин участков представлены на рисунке 3.

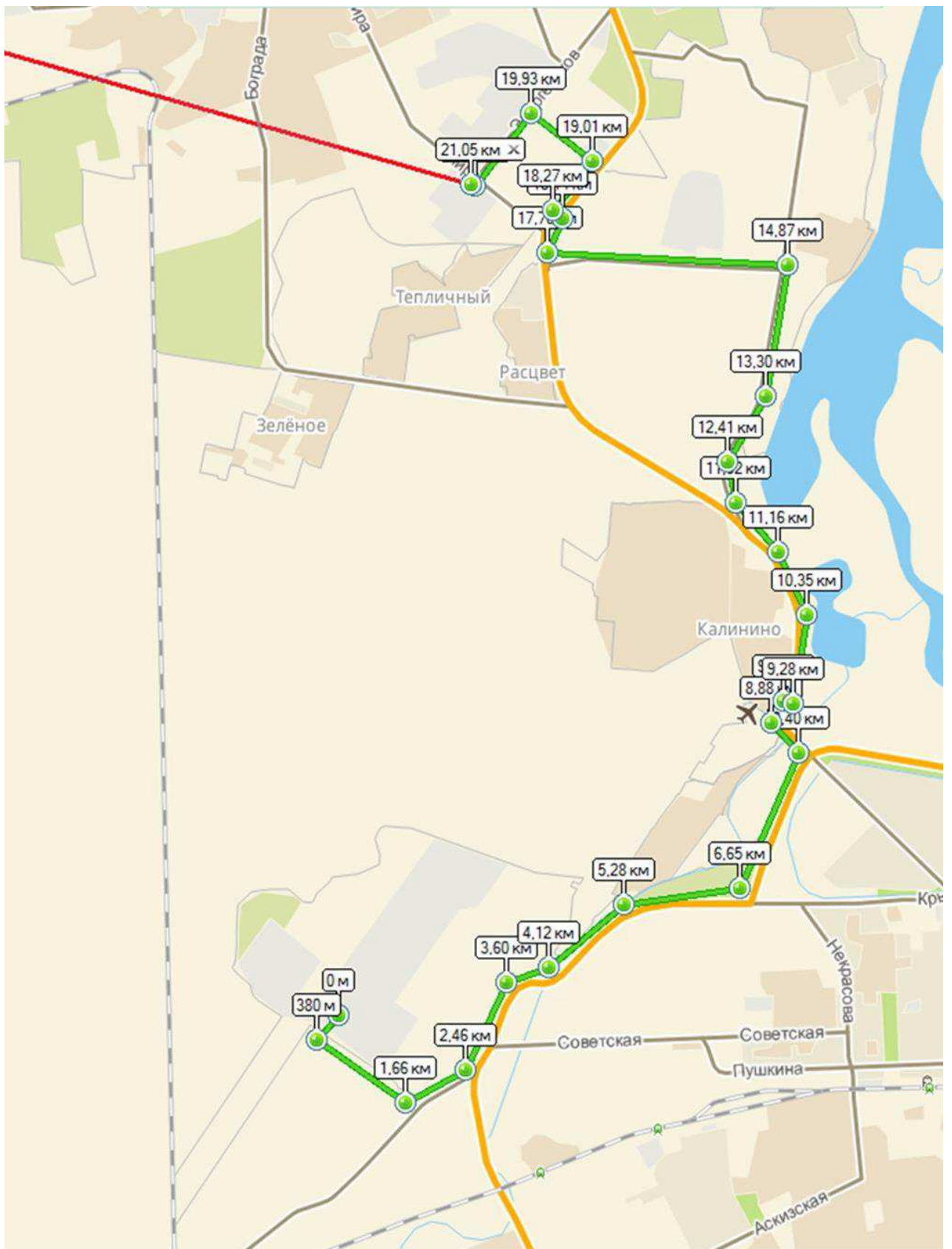


Рисунок 3 – Вариант 2, длина трассы составила 21,05 км

1.5.3 Вариант 3

Вариант предполагает строительство тепловывода от Абаканской ТЭЦ до п. Расцвет, затем до котельных ХакТЭК с подключением потребителей п. Расцвет через ЦТП с температурным графиком 95/70 °С, и располагаемым напором 20 м, присоединённой тепловой нагрузкой 3 Гкал/час. Схема трассы представлена на рисунке 4 . Длина трассы 10,8 км.

Трассировка по территории Абаканской ТЭЦ предполагает строительство новой эстакады для проектируемых трубопроводов тепловой сети 2 Ду 700 от здания пиковопусковой котельной до границ территории Абаканской ТЭЦ в районе ОРУ. Далее «напрямую» в надземной прокладкой на низких опорах до поселка «Расцвет» через земли сельхозназначений, которые находятся в частной и муниципальной собственности. В районе ответвления от автомобильной трассы М-54 автодороги на п. Зелёный предполагается строительство ЦТП для потребителей поселка «Расцвет» и насосной станция тепловых сетей, далее трубопроводом 2 Ду 600 вдоль существующей автомобильной трассы М-54 до улицы Мира. В этой точке магистральная сеть разветвляется. Одно ответвление 2 Ду 400 проходит вдоль существующей автомобильной трассы М-54 до котельной «Центральная», второе ответвление 2 Ду 400 вдоль улицы Мира до котельной «Южная».

На выводах тепловых сетей от Абаканской ТЭЦ и перед насосной «Расцвет» предусмотрены:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 700;
- спускные устройства Ду 200;
- воздушники Ду 40;
- разгрузочные байпасы Ду 65;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 250;
- на перемычке две задвижки Ду 250 и контрольный вентиль между ними Ду 25.

На магистрали Ду 600 предусмотрено:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 600;
- спускные устройства Ду 200;
- воздушники Ду 40;
- разгрузочные байпасы Ду 50;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 200;
- на перемычке две задвижки Ду 200 и контрольный вентиль между ними Ду 25.

На ответвление к котельным «Центральная» и «Южная» предусмотрены:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 400;
- спускные устройства Ду 100;
- воздушники Ду 32;
- разгрузочные байпасы Ду 50;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 150;
- на перемычке две задвижки Ду 150 и контрольный вентиль между ними Ду 20.

На ответвление к ЦТП «Расцвет» Ду 200 предусмотрено:

- секционирующие задвижки – краны шаровые стальные фланцевые Ду 200;
- спускные устройства Ду 80;
- воздушники Ду 25;
- разгрузочные байпасы Ду 250;
- перемычки между подающим и обратным трубопроводами Ду 65;
- на перемычке две задвижки Ду 65 и контрольный вентиль между ними Ду 20.

В районе посёлка Расцвет необходимо строительство новой насосной станции, с насосами на обратном трубопроводе $G = 1663$ т/ч, напором 42 метра. В расчётах принято 3 насосных агрегата (2 раб +1 рез.) типа 1Д1250-63Б.

В каждой из котельных «Центральная» и «Южная» предполагается установка двух водо-водяных подогревателей LOTUS BFM WW-52.47-140488. Сетевая вода из транзитной магистрали с температурным графиком 150/70 °С является греющей средой для сетевой воды, идущей к потребителям по температурному графику 95/70 °С. Общее количество арматуры по варианту 3 приведено в таблице 10.

Таблица 10 – Количество арматуры по варианту 2

Секционирующие задвижки		Байпас		Перемычка		Дренаж		Воздушник	
Ду, мм	Количество, ЕТ.	Ду, мм	Количество, ЕТ.	Ду, мм	Количество, ЕТ.	Ду, мм	Количество, ЕТ.	Ду, мм	Количество, ЕТ.
700	8	65	8	250	8	200	8	25	8
								40	12
200	2	25	2	65	2	80	2	20	5
600	4	50	4	200	4	200	4	32	8
400	8	50	8	150	8	100	8		
700	8	65	8	250	8	200	8	25	8

Схема трассы по варианту 3 с указанием длин участков представлены на рисунке 4.

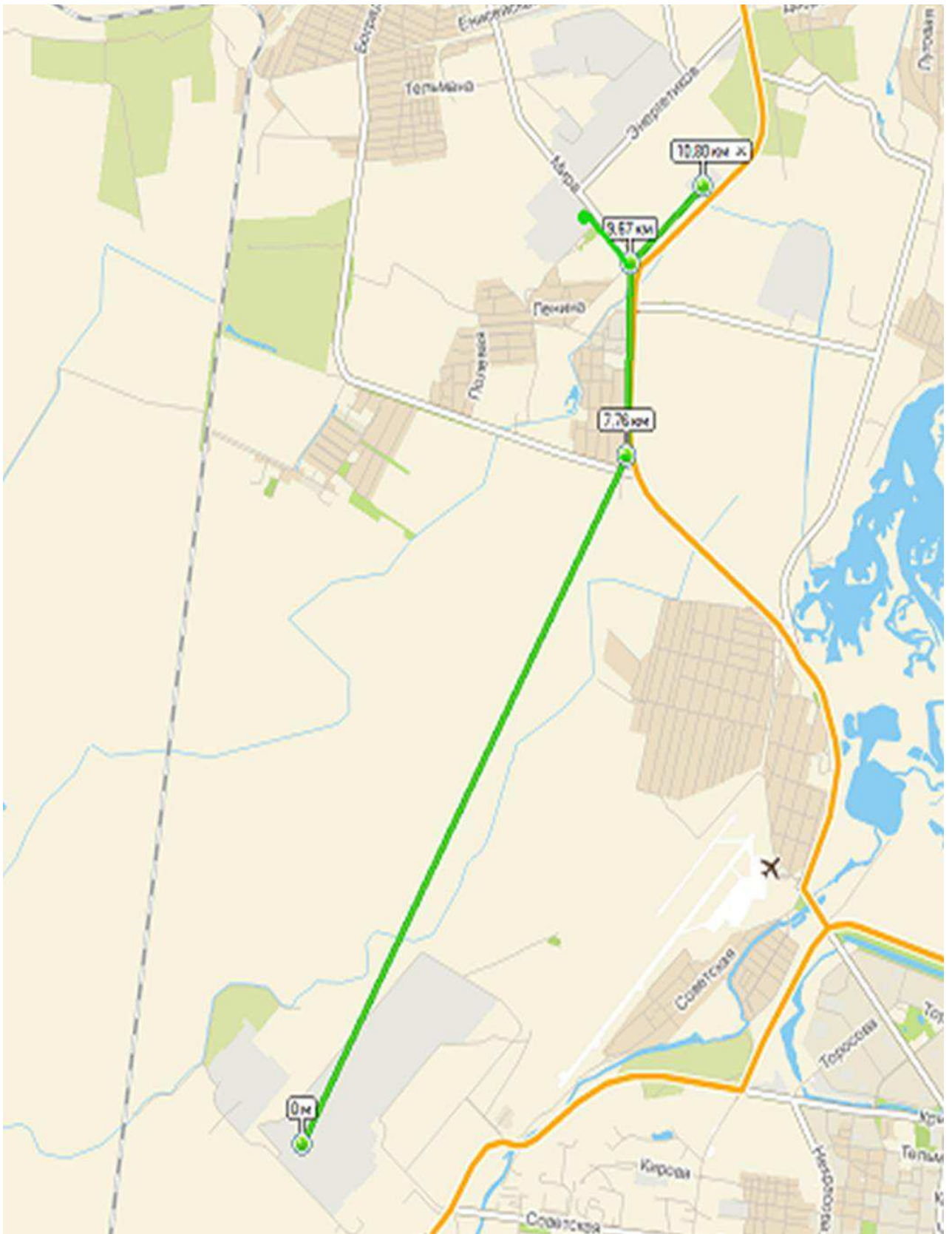


Рисунок 4 – Вариант 3 длина трассы составило 10,8 км

2 Гидравлический расчет тепловых сетей

Гидравлический расчет тепловых сетей выполняется по программе ZuluThermo. Основные расчетные формулы представлены ниже.

Потеря напора на участке трубопровода рассчитывается по формуле (2.1) [3], м:

$$\delta H = S \cdot V, \quad (2.1)$$

где V – расход воды, $\text{м}^3/\text{с}$;

S – сопротивление участка трубопровода или сети, $\text{м} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^6$.

Сопротивление участка трубопровода рассчитывается по формуле (2.2), $\text{м} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^6$:

$$S = \frac{A_S \cdot (l + l_{\text{э}})}{d^{5,25}}, \quad (2.2)$$

где l , $l_{\text{э}}$ – длина трубопровода и эквивалентная длина местных сопротивлений, м;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

A_S – постоянный коэффициент, зависящий от абсолютной эквивалентной шероховатости трубопровода и от системы единиц.

Проводимость участка трубопровода или сети рассчитывается по формуле (2.3), $\text{м}^3/(\text{с} \cdot \text{м}^{0,5})$:

$$a = \frac{1}{\sqrt{S}}. \quad (2.3)$$

Суммарное сопротивление S трех последовательно соединенных участков с сопротивлениями S_1 , S_2 , S_3 рассчитывается по формуле (2.4):

$$S = S_1 + S_2 + S_3. \quad (2.4)$$

Суммарная проводимость а трех параллельно соединенных участков с проводимостями a_1, a_2, a_3 рассчитывается по формуле (2.5):

$$a = a_1 + a_2 + a_3. \quad (2.5)$$

Приближенное уравнение рабочего участка характеристики центробежного насоса при постоянной частоте вращения рассчитывается по формуле (2.6):

$$H = H_0 - S_0 \cdot V_2, \quad (2.6)$$

где H и H_0 – напор насоса при подаче $V_0 = 0$ и при $V \neq 0$, м;

S_0 – условное внутреннее сопротивление насоса, $\text{м} \cdot \text{с}^2 / \text{м}^6$.

Мощность насоса при номинальном режиме и при расходах воды, отличных от номинального ($\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$) рассчитывается по формулам (2.7) и (2.8), кВт:

$$N_H = \frac{g \cdot V_H \cdot H_H}{\eta_H}, \quad (2.7)$$

$$N = N_H \cdot \left[x + \frac{V}{V_H} \cdot (1 - x) \right], \quad (2.8)$$

где N_H и N – мощности насоса в номинальном и отличном от номинального режимах, кВт;

V_H – подача насоса в номинальном режиме, $\text{м}^3/\text{с}$;

H_H – напор насоса в том же режиме, м;

η_H – КПД насоса в номинальном режиме;

$x = N_x / N_H$ – коэффициент холостого хода;

N_X – мощность насоса при холостом ходе, кВт.

Внутреннее сопротивление параллельно включенных n насосов рассчитывается по формуле (2.9):

$$S_0^{\text{ПАР}} = \frac{S_0}{n^2} . \quad (2.9)$$

Коэффициент гидравлической устойчивости системы рассчитывается по формуле (2.10):

$$y = \frac{V_K}{V_{\text{МАКС}}} = \sqrt{\frac{\Delta H_K}{H_{\text{СН}}}} , \quad (2.10)$$

где V_K – расход сетевой воды у конечного потребителя, м³/с;

$V_{\text{МАКС}}$ – расход сетевой воды в подающем коллекторе источника тепла, м³/с;

ΔH_K – располагаемый напор у конечного потребителя, м;

$H_{\text{СН}}$ – напор, развиваемый сетевым насосом, м.

2.1 Гидравлические режимы варианта 1

Гидравлические режимы варианта 1 представлены в таблице 11.

Расчётный режим разработан на температуру наружного воздуха – 40 °С. В работу включена насосная станция в котельной «Центральная», напор на насосах – 83 м [17].

При располагаемом напоре на источнике и работе насосов на обратном трубопроводе в котельной «Центральная» обеспечиваются достаточные располагаемый и температурный напоры на теплообменниках в котельных «Центральная» и «Южная». Скорость теплоносителя в транзитной магистрали со-

ставляет 1,1...1,2 м/с. Суммарные потери напора от Абаканской ТЭЦ до наиболее удаленной котельной «Южная» составляют в подающей магистрали – 80,6 м, в обратной – 77,5 м.

При имеющемся располагаемом напоре на выходе с ТЭЦ необходимость насосной станции очевидна. Уменьшение диаметров трубопроводов нецелесообразно, т.к. потребует установку дополнительной насосной станций на трассе.

Таблица 11 – Гидравлические режимы варианта 1

Результаты расчёта	Значение
Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	135,905 Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	117,922 Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	8,39851 Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	5,01099 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	2,737, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	1,329, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0,508 Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	1660,689 т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	1614,129 т/ч
Суммарный расход на подпитку	46,559 т/ч
Суммарный расход на систему отопления	1641,231 т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	19,458 т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	19,458 т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	7,643 т/ч
Напор в подающем трубопроводе	120,000 м
Напор в обратном трубопроводе	20,000 м
Располагаемый напор	100,000 м
Температура в обратном трубопроводе	69,985 °С

Пьезометрические и температурные графики приведены в приложении Б. Летний режим.

Летний режим рассчитан при условии обеспечения ГВС г. Черногорска в размере 28,9 Гкал/ч. Для неотапительного периода учтено повышение температуры исходной воды с 3,6 °С до 10,2 °С (Таблица 12).

В котельных «Центральная» и «Южная» предполагалась установка теплообменников летней ГВС. Для подачи теплоносителя от Абаканской ТЭЦ до котельных г. Черногорска потребуется установить группу насосов летней ГВС на источнике, обеспечивающую подачу теплоносителя в размере 765 т/ч и напором не менее 76 м.

Скорость теплоносителя в подающей магистрали не превышает 0,7 м/с, что ведёт к «выстыванию» теплоносителя. При значительной протяжённости транзитной магистрали тепловые потери через изоляцию и с утечками составляют 5,48 Гкал/ч, или 23 % от отпускаемой тепловой энергии [20].

Таблица 12 – Летний режим, вариант 1

Результаты расчёта	Значение
Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	31,394 Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	23,645 Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	2,259 Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	2,61656 Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0,95390 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	1,286 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0,633 Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	763,725 т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	725,003 т/ч
Суммарный расход на подпитку	38,722 т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	744,364 т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	19,361 т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	19,361 т/ч
Напор в подающем трубопроводе	95,300 м
Напор в обратном трубопроводе	20,000 м
Располагаемый напор	75,300 м
Температура в подающем трубопроводе	75,000 °С
Температура в обратном трубопроводе	35,436 °С

Для обеспечения нагрузки ГВС Черногорска в неотапительный период потребуется установка:

- летних подогревателей ГВС в обеих котельных;
- не менее чем по два (п. 8.17 СП 124.13330.2012 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) летних сетевых насоса на АБТЭЦ и в каждой котельной.

Предлагается обеспечивать потребителей г. Черногорска в неотапительный период от котельной «Центральная».

2.2 Гидравлические режимы варианта 2

Расчётный режим разработан на температуру наружного воздуха - 40 °С. В работу включена насосная станция в котельной «Центральная», напор на насосах – 77 м. Результаты расчета сведем в таблицу 13.

При располагаемом напоре на источнике и работе насосов на обратном трубопроводе в котельной «Центральная» обеспечиваются достаточные располагаемый и температурный напоры на теплообменниках в котельных «Центральная» и «Южная». Скорость теплоносителя в транзитной магистрали составляет 1,1...1,2 м/с. Суммарные потери напора от Абаканской ТЭЦ до наиболее удалённой котельной «Южная» составляют в подающей магистрали – 78,1 м, в обратной – 75,3 м. При располагаемом напоре на выходе с ТЭЦ необходимость насосной станции очевидна [23].

Таблица 13 – Гидравлические режимы варианта 2

Результаты расчёта	Значение
Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	133,483 Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	120,126 Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	5,22901 Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	3,61486 Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	2,685, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	1,310, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0,519 Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	1654,967 т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	1609,314 т/ч
Суммарный расход на подпитку	45,653 т/ч
Суммарный расход на систему отопления	1636,011 т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	18,957 т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	18,957 т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	7,740 т/ч
Напор в подающем трубопроводе	120,000 м
Напор в обратном трубопроводе	20,000 м
Располагаемый напор	100,000 м
Температура в подающем трубопроводе	150,000 °С
Температура в обратном трубопроводе	71,169 °С

Уменьшение диаметров трубопроводов нецелесообразно, т.к. потребует установку дополнительной насосной станций на трассе.

Пьезометрические и температурные графики приведены в приложении В. Летний режим.

Скорость теплоносителя в подающей магистрали не превышает 0,7 м/с, что ведёт к «выстыванию» теплоносителя. При значительной протяжённости транзитной магистрали тепловые потери через изоляцию и с утечками составляют 24 % от отпускаемой тепловой энергии [18].

Для обеспечения нагрузки ГВС Черногорска в неотапительный период потребуется установка:

- летних подогревателей ГВС в обеих котельных;
- не менее чем по два (п. 8.17 СП 124.13330.2012 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) летних сетевых насоса на АБТЭЦ и в каждой котельной.

Предлагается обеспечивать потребителей г. Черногорска в неотапительный период от котельной «Центральная».

2.3 Гидравлические режимы варианта 3

Расчётный режим.

Расчётный режим разработан на температуру наружного воздуха – 40 °С. В работу включена насосная станция в районе посёлка Расцвет, напор на насосах – 42 м. Результаты расчета сведем в таблицу 14.

При располагаемом напоре на источнике 100 м и работе насосной в районе п. Расцвет обеспечиваются достаточные располагаемый и температурный напоры на теплообменниках в ЦТП, котельных «Центральная» и «Южная».

Скорость теплоносителя в транзитной магистрали составляет 1,2...1,8 м/с.

Потери напора в подающей магистрали наиболее протяжённого участка от Абаканской ТЭЦ до насосной в районе п. Расцвет составляют 34,2 м.

Суммарные потери напора от Абаканской ТЭЦ до наиболее удалённой котельной «Южная» составляют в подающей магистрали – 61,5 м, в обратной – 60,1 м.

Таблица 14 – Гидравлические режимы варианта 3

Результаты расчёта	Значение
Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	138,416 Гкал/ч,
Расход тепла на систему отопления	128,676 Гкал/ч,
Тепловые потери в подающем трубопроводе	4,42990 Гкал/ч,
Тепловые потери в обратном трубопроводе	2,67046 Гкал/ч,
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	1,396 Гкал/ч,
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0,687 Гкал/ч,
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0,556 Гкал/ч,
Суммарный расход в подающем трубопроводе	1735,016 т/ч,
Суммарный расход в обратном трубопроводе	1706,744 т/ч,
Суммарный расход на подпитку	28,272 т/ч,
Суммарный расход на систему отопления	1725,040 т/ч,
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	9,976 т/ч,
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	9,976 т/ч,
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	8,320 т/ч,
Напор в подающем трубопроводе	120,000 м,
Напор в обратном трубопроводе	20,000 м,
Располагаемый напор	100,000 м,
Температура в подающем трубопроводе	150,000 °С,
Температура в обратном трубопроводе	71,303 °С.

При максимальном располагаемом напоре 100 м на выходе с ТЭЦ необходимость насосной станции очевидна. Уменьшение диаметров трубопроводов нецелесообразно, т.к. потребует установку дополнительных насосных станций.

Пьезометрические и температурные графики приведены в приложении Г. Летний режим.

Скорость теплоносителя в подающей магистрали не меньше 1 м/с. При значительной протяжённости транзитной магистрали тепловые потери через изоляцию и с утечками составляют 10 % от отпускаемой тепловой энергии. Для обеспечения нагрузки ГВС Черногорска в неотапительный период потребуется установка [14]:

- летних подогревателей ГВС в обеих котельных;
- не менее чем по два (п. 8.17 СП 124.13330.2012 Тепловые сети (Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) летних сетевых насоса на АБТЭЦ и в каждой котельной).

Предлагается обеспечивать потребителей г. Черногорска в неотапительный период от котельной «Центральная».

2.4 Тепловой расчет трубопроводов

Удельные тепловые потери надземных теплопроводов и однетрубного подземного теплопровода рассчитываются по формуле (2.11) [31], Вт/м:

$$q = \frac{(\tau_t - t_0)}{R_{T.O}}, \quad (2.11)$$

где τ_t – температура теплоносителя, °С;

t_0 – температура окружающей среды, °С;

$R_{T.O} = R_B + R_{CT} + R_{И} + R_H$ – суммарное термическое сопротивление в интервале температур от τ_t до t_0 , м·°С/Вт;

R_B, R_H – термическое сопротивление внутренней и наружной поверхностей, м·°С/Вт;

$R_{CT}, R_{И}$ – термическое сопротивление стенки трубы и слоя изоляции, м·°С/Вт.

Термическое сопротивление цилиндрической (внутренней или наружной) поверхности рассчитывается по формуле (2.12), м·°С/Вт:

$$R = \frac{1}{\pi \cdot d \cdot \alpha}, \quad (2.12)$$

где d – внутренний или наружный диаметр поверхности, м;

α – коэффициент теплоотдачи на внутренней или наружной поверхности, Вт/(м³·°С).

Термическое сопротивление однородного цилиндрического слоя рассчитывается по формуле (2.13), м·°С/Вт:

$$R = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1}, \quad (2.13)$$

где λ – теплопроводность материала слоя, Вт/(м·°С);

d_1, d_2 – внутренний и наружный диаметры слоя, м.

Термическое сопротивление грунта рассчитывается по формуле (2.14), м·°С/Вт:

$$R_{\text{ГР}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ГР}}} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot h}{d} + \sqrt{\frac{4 \cdot h^2}{d^2} - 1} \right], \quad (2.14)$$

где $\lambda_{\text{ГР}}$ – теплопроводность грунта, Вт/(м·°С);

h – глубина заложения оси теплопровода, м;

d – диаметр теплопровода, м.

При $h / d > 2$ (формула (2.15)):

$$R_{\text{ГР}} \approx \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ГР}}} \cdot \ln \frac{4 \cdot h}{d}. \quad (2.15)$$

Удельные тепловые потери двухтрубного бесканального теплопровода рассчитываются по формулам (2.16) и (2.17):

$$q_1 = \frac{(\tau_1 - t_0) \cdot R_2 - (\tau_2 - t_0) \cdot R_0}{R_1 \cdot R_2 - R_0^2}, \quad (2.16)$$

$$q_2 = \frac{(\tau_2 - t_0) \cdot R_1 - (\tau_1 - t_0) \cdot R_0}{R_1 \cdot R_2 - R_0^2}, \quad (2.17)$$

где q_1, q_2 – удельные тепловые потери первой и второй труб, Вт/м;

τ_1, τ_2 – температура теплоносителя в первой и второй трубах, °С;

t_0 – температура грунта на глубине оси теплопровода, °С;

R_1, R_2 – суммарное термическое сопротивление (изоляция и грунта)

первой и второй труб, м·°С/Вт;

R_0 – условное дополнительное термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние соседних труб рассчитывается по формуле (2.18), м·°С/Вт:

$$R_0 = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{ГР}} \cdot \ln \sqrt{1 + \left(\frac{2 \cdot h}{b}\right)^2}, \quad (2.18)$$

где b – горизонтальное расстояние между осями труб, м.

Температура воздуха в канале многотрубного теплопровода с температурами теплоносителя каждого теплопровода $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ и термическими сопротивлениями изоляционной конструкции R_1, R_2, \dots, R_n рассчитываются по формуле (2.19).

$$t_K = \frac{\frac{\tau_1}{R_1} + \frac{\tau_2}{R_2} + \dots + \frac{\tau_n}{R_n} + \frac{t_0}{R_{К.0}}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} + \frac{1}{R_{К.0}}}, \quad (2.19)$$

где $R_{К.0} = R_{нк} + R_{ст.к} + R_{ГР}$ – суммарное термическое сопротивление внутренней поверхности канала, стенок канала и грунта, м·°С/Вт.

Температура наружной поверхности первого слоя двухслойной тепловой изоляции при температуре теплоносителя τ и окружающей среды t_0 рассчитывается по формуле (2.20):

$$t_x = \frac{\frac{\tau_1}{R_{И1}} + \frac{t_0}{(R_{И2} + R_H)}}{\frac{1}{R_{И1}} + \frac{1}{(R_{И2} + R_H)}}, \quad (2.20)$$

где $R_{И1}$, $R_{И2}$ – термические сопротивления первого и второго (если считать от поверхности трубы) слоев изоляции, $\text{м} \cdot \text{°C}/\text{Вт}$;

R_H – термическое сопротивление наружной поверхности изоляции, $\text{м} \cdot \text{°C}/\text{Вт}$.

Температура в произвольной точке грунта вокруг одиночного бесканального теплопровода при удалении данной точки на величину x от вертикальной оси трубопровода и на величину y от поверхности грунта рассчитывается по формуле (2.21), °C :

$$t = t_0 + (\tau_T - t_0) \cdot \frac{\frac{1}{2\pi\lambda_{ГР}} \cdot \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}}}{R_{Т,0}}, \quad (2.21)$$

где $R_{Т,0}$ – суммарное термическое сопротивление тепловой изоляции и грунта.

Температура в произвольной точке грунта вокруг двухтрубного бесканального теплопровода при удалении данной точки от вертикальной оси трубы с более высокой температурой на значение x и от поверхности грунта – на значение y рассчитывается по формуле (2.22), °C :

$$t = t_0 + \frac{q_1}{2\pi\lambda_{ГР}} \cdot \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}} + \frac{q_2}{2\pi\lambda_{ГР}} \cdot \ln \sqrt{\frac{(x-b)^2 + (y+h)^2}{(x-b)^2 + (y-h)^2}}. \quad (2.22)$$

Для подземных теплопроводов мелкого заложения ($h / d < 2$) за температуру окружающей среды t_0 принимается температура наружного воздуха t_H . В этом случае в формулы (2.4), (2.7), (2.10) и (2.11) необходимо подставлять не действительные, а приведенные глубины заложения $\Pi = h + h_\Phi$ и $y_\Pi = y + y_\Phi$. Здесь $h_\Phi = \lambda_{ГР} / \alpha_0$ – фиктивный слой грунта, α_0 – коэффициент теплоотдачи на поверхности грунта [17].

Полные тепловые потери теплопровода длиной l рассчитывается по формуле (2.23), Вт:

$$Q = q_l (1 + \beta), \quad (2.23)$$

где β – коэффициент местных потерь теплоты.

Температура в конце участка (при отсутствии изменения агрегатного состояния теплоносителя) рассчитывается по формулам (2.24) и (2.25):

$$\tau_2 = \tau_1 - \frac{Q}{G \cdot c}, \quad (2.24)$$

$$\tau_2 = t_0 + (\tau_1 - t_0) \cdot e^{-\frac{l \cdot (1 + \beta)}{R \cdot G \cdot c}}. \quad (2.25)$$

где τ_1, τ_2 – температуры теплоносителя в начале и конце участка, °С;

l – длина теплопровода, м;

R – суммарное термическое сопротивление тепловой изоляции, стенки канала и грунта, м·°С/Вт;

G – расход теплоносителя, кг/с;

c – теплоемкость теплоносителя, Дж/(кг °С).

Эквивалентный внутренний диаметр канала рассчитывается по формуле (2.26), м:

$$d_3 = 4 \cdot \frac{F}{P} , \quad (2.26)$$

где F – сечение канала, м²;

P – смоченный периметр канала, м.

Коэффициент эффективности тепловой изоляции рассчитывается по формуле (2.27):

$$\eta_{и} = \frac{Q_{ни} - Q_{и}}{Q_{ни}} , \quad (2.27)$$

где $Q_{ни}$ – потери тепла неизолированного трубопровода, Вт, ккал/ч;

$Q_{и}$ – потери тепла изолированного трубопровода, Вт, ккал/ч.

Результаты расчета сведем в таблицы 15 – 17.

Таблица 15 – Нормативные потери тепла и теплоносителя по варианту 1

Месяц	Число часов работы сети	Средне-месячная температура наружного воздуха, °С	Средняя за месяц температура подающего трубопровода, °С	Температура обратного трубопровода, °С	Температура грунта, °С	Тепловые потери подающего трубопровода, Гкал	Тепловые потери обратного трубопровода, Гкал	Расход на утечки из подающего трубопровода, т	Потери тепла от утечек из подающего трубопровода, Гкал	Расход на утечки из обратного трубопровода, т	Потери тепла от утечек из обратного трубопровода, Гкал
Январь	744	-25,5	122,5	61,8	2,1	3107,11	2126,51	13878,3	1700,09	14484,68	895,15
Февраль	672	-18,5	108,8	57,4	1,2	2413,9	1669,9	12678,13	1379,38	13113,1	752,69
Март	744	-8,5	88,6	50,6	0,6	2038,51	1439,59	14248,06	1262,38	14566,28	737,05
Апрель	720	2,9	64,4	41,6	0,5	1249,48	912,27	13997,58	901,44	14151,53	588,7
Май	138	10,5	46,9	34,3	1,3	141,74	107,53	2706,34	126,93	2719,78	93,29
Сентябрь	126	9,9	48,4	34,9	10,9	136,88	103,13	2469,35	119,52	2482,76	86,65
Октябрь	744	1,6	67,2	42,7	8,8	1377,2	1001,14	14441,46	970,47	14616,72	624,13
Ноябрь	720	-9,5	90,7	51,3	5,8	2035,74	1433,23	13768,37	1248,79	14091,79	722,91
Декабрь	744	-17,9	107,6	57	3,6	2634,74	1824,46	14049,8	1511,76	14521,03	827,7
Итого:	5352					15135,3	10617,76	102237,39	9220,76	104747,67	5328,27

Таблица 16 – Нормативные потери в трубопроводах варианта 2

Месяц	Число часов работы	Средне-месячная температура	Средняя за месяц температура	Температура обратного трубо-	Температура грунта, °С	Тепловые потери подающего тру-	Тепловые потери обратного трубопро-	Расход на утечки из подающего трубопро-	Потери теп-ла от утечек из подающе-го трубопро-	Расход на утечки из обратного трубопро-	Потери тепла от утечек
-------	--------------------	-----------------------------	------------------------------	------------------------------	------------------------	--------------------------------	-------------------------------------	---	---	---	------------------------

	сети	наружного воздуха, °С	подающего трубопровода, °С	вода, °С		бопро- вода, Гкал	вода, Гкал	вода, т	вода, Гкал	вода, т	из обратного трубо- вода, Гкал
Январь	744	-25,5	122,5	61,8	2,1	3029,22	2073,19	13519,95	1656,19	14110,66	872,04
Февраль	672	-18,5	108,8	57,4	1,2	2353,39	1628,03	12350,77	1343,76	12774,5	733,26
Март	744	-8,5	88,6	50,6	0,6	1987,41	1403,5	13880,16	1229,78	14190,16	718,02
Апрель	720	2,9	64,4	41,6	0,5	1218,16	889,4	13636,15	878,17	13786,11	573,5
Май	138	10,5	46,9	34,3	1,3	138,19	104,84	2636,46	123,65	2649,55	90,88
Сентябрь	126	9,9	48,4	34,9	10,9	133,45	100,55	2405,59	116,43	2418,65	84,41
Октябрь	744	1,6	67,2	42,7	8,8	1342,68	976,04	14068,56	945,41	14239,3	608,02
Ноябрь	720	-9,5	90,7	51,3	5,8	1984,7	1397,3	13412,86	1216,55	13727,92	704,24
Декабрь	744	-17,9	107,6	57	3,6	2568,69	1778,72	13687,02	1472,72	14146,07	806,33
Итого:	5352					14755,89	10351,57	99597,52	8982,66	102042,92	5190,7

Таблица 17 – Нормативные потери в трубопроводах по варианту 3

Месяц	Число часов работы сети	Средне- месячная температура наружного воздуха, °С	Средняя температура подающего трубопровода, °С	Температура обратного трубо- вода, °С	Темпе- ратура грунта, °С	Тепловые потери подаю- щего трубопро- вода, Гкал	Тепловые потери обратного трубопро- вода, Гкал	Расход на утечки из подающего трубопро- вода, т	Потери тепла от утечек из подающего трубопро- вода, Гкал	Расход на утечки из обратного трубопро- вода, т	Потери тепла от уте- чек из об- ратного трубо- провода, Гкал
Январь	744	-25,5	122,5	61,8	2,1	1632,21	1113,89	6796,77	832,6	7093,73	438,39
Февраль	672	-18,5	108,8	57,4	1,2	1268,06	874,71	6209	675,54	6422,02	368,62
Март	744	-8,5	88,6	50,6	0,6	1070,86	754,07	6977,85	618,24	7133,7	360,97
Апрель	720	2,9	64,4	41,6	0,5	656,37	477,86	6855,18	441,47	6930,58	288,31
Май	138	10,5	46,9	34,3	1,3	74,46	56,33	1325,4	62,16	1331,99	45,69
Сентябрь	126	9,9	48,4	34,9	10,9	71,91	54,02	1209,34	58,53	1215,91	42,44
Октябрь	744	1,6	67,2	42,7	8,8	723,47	524,41	7072,57	475,28	7158,4	305,66
Ноябрь	720	-9,5	90,7	51,3	5,8	1069,41	750,74	6742,93	611,58	6901,32	354,04
Декабрь	744	-17,9	107,6	57	3,6	1384,07	955,67	6880,76	740,37	7111,54	405,36
Итого:	5352					7950,82	5561,7	50069,8	4515,77	51299,19	2609,48

3 Экономическая часть

3.1 Сводные сметные расчёты

Сводные сметные расчёты стоимости строительства по объекту: «системы теплоснабжения Черногорска от Абаканской ТЭЦ» составлены в 3-х вариантах в соответствии с «Методикой определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации» (МДС 81-35.2004) [10]. Накладные расходы и сметная прибыль рассчитана в % от ФОТ по видам работ по МДС 81-25-204, МДС 81-33-2014. Итоги по сводным сметным расчётам для 3-х вариантов приведены в таблице 18. Итоги сводных сметных расчетов и сводные сметные расчёты вариантов представлены в приложениях Д, Е, Ж.

Таблица 18 – Итоги сводных сметных расчетов

№ варианта	Строительных работ, тыс.руб.	Монтажных работ, тыс.руб.	Оборудование, тыс.руб.	Прочие затраты, тыс.руб.	Всего, тыс.руб.
Вариант 1					
В базовых ценах 01.01.2000	314 248,48	19 088,80	42 593,15	42 830,00	418 760,44
В текущих ценах на 2 кв. 2019 г. без НДС	1 351 268,47	82 081,85	171 224,47	224 912,69	1 829 487,47
В текущих ценах на 2 кв. 2019 г. с учетом НДС	1 594 496,79	96 856,58	202 044,88	265 396,97	2 158 795,22
Вариант 2					
В базовых ценах 01.01.2000	318 412,18	20 003,57	42 593,15	42 724,06	423 732,97
В текущих ценах на 2 кв. 2019 г. без НДС	1 369 172,39	86 015,36	171 224,47	224 663,73	1 851 075,95
В текущих ценах на 2 кв. 2019 г. с учётом НДС	1 615 623,43	101 498,12	202 044,88	265 103,20	2 184 269,62
Вариант 3					
В базовых ценах 01.01.2000	205 730,73	12 870,98	31 496,26	32 104,86	282 203,83
В текущих ценах на 2 кв. 2019 г. без НДС	884 646,44	55 345,21	126 614,97	167 471,84	1 234 078,46
В текущих ценах на 2 кв. 2019 г. с учётом НДС	1 043 882,8	65 307,35	149 405,66	197 616,77	1 456 212,58

3.2 Оценка экономической эффективности капитальных вложений

Экономическая оценка мероприятий по проектированию ТЭС 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., определяются по формуле (3.1):

$$NPV = \sum_{n=0}^n [D_{э/э} + D_{т/э} + U_{ам}] \cdot 1/(1 + 0,1)^n - K, \quad (3.1)$$

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

$D_{т/э}$ – прибыль от продажи тепловой энергии, млн.руб./год;

$U_{ам}$ – амортизационные отчисления, млн.руб./год;

K – капитальные вложения, млн.руб.;

n – текущий год.

Прибыль от продажи электроэнергии с рентабельностью планового уровня $D_{э/э}$, млн.руб./год, определяется по формуле (3.2):

$$D_{э/э} = (T_э - U_э) \cdot W_{г.отп}, \quad (3.2)$$

где $U_э$ – себестоимость отпущенной электрической энергии, руб./(кВт·ч);

$W_{г.отп}$ – годовой отпуск электрической энергии, МВт·ч;

$T_э$ – тариф на отпущенную электрическую энергию, руб./(кВт·ч).

Прибыль от продажи тепловой энергии с рентабельностью планового уровня $D_{т/э}$, млн.руб./год, определяется по формуле (3.3):

$$D_{m/\varepsilon} = (T_m - U_m) \cdot Q_{\text{ГВ.год}}, \quad (3.3)$$

где U_m – себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб./Гкал;

$Q_{\text{ГВ.год}}$ – годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал;

T_m – тариф на отпущенную тепловую энергию, руб./Гкал;

$$D_{m/\varepsilon} = (748,92 - 427,96) \cdot 4046,4 \cdot 10^{-3} = 1039$$

Расчеты эффективности инвестиций с учетом строительства теплопровода на г. Черногоorsk и затрат Абаканской ТЭЦ. Эффект получен за счет изменений, которые будут происходить при внедрении проекта и работы Абаканской ТЭЦ (с учетом плановых показателей на 2018 год).

Результаты расчетов эффективности инвестиций по вариантам приведены и представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Показатели эффективности полных инвестиционных затрат для единого собственника Абаканской ТЭЦ и транзитной трассы

Наименование показателей	Ед. изм.	Величина		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Ставка дисконтирования	%	15,6		
Чистый дисконтированный доход за расчетный период, NPV	млн. руб.	479 561	443 349	1 402 314
Внутренняя норма доходности IRR	%	18,0	17,8	24,9
Срок окупаемости с начала строительства: простой, дисконтированный	лет	7,75	7,82	6,13
		16,79	17,26	9,38
Индекс доходности	разы	1,20	1,19	1,86

Выполненные расчеты эффективности инвестиций для единого собственника Абаканской ТЭЦ и транзитной трассы показали:

– при принятых расчетных условиях чистая текущая стоимость проекта (NPV) имеет положительное значение по всем вариантам, что является необходимым условием коммерческой целесообразности проекта;

– простой и дисконтированный срок окупаемости проекта по вариантам не выходит за пределы рассматриваемого горизонта планирования и является приемлемым показателем для электроэнергетической области РФ;

– внутренняя норма доходности по вариантам превышает годовую ставку дисконтирования (15,6 %), что свидетельствует об эффективности проекта;

– индекс доходности по вариантам превышает единицу, что подтверждает выгодность проекта.

В связи с этим можно сделать вывод, что все варианты развития системы теплоснабжения города Черногорска могут быть рекомендованы для дальнейшего рассмотрения. Вариант 3 является наиболее предпочтительным.

4 Охрана окружающей среды

4.1 Расчет выбросов

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно допустимых концентраций вредных примесей [2].

Выбросы золы, кг/с [7]:

$$M_3 = \frac{B \cdot 1000}{3600} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{3y}}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \frac{A^p}{100} \cdot a_{yH} + \frac{q_4}{100}\right] = \quad (4.1)$$

$$\frac{21,79 \cdot 1000}{3600} \cdot \left(1 - \frac{99}{100}\right) \cdot \left[\left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \cdot \frac{7,4}{100} \cdot 0,95 + \frac{0,5}{100}\right] = 0,0045 \text{ кг/с,}$$

Выбросы оксидов азота, кг/с:

$$M_{NO_z} = 0,034 \cdot K \cdot \beta_1 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = \quad (4.2)$$

$$= 0,034 \cdot 8,129 \cdot 21,79 \cdot 0,55 \cdot 15,7 \cdot \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) = 52,514 \text{ кг/с,}$$

где $K = \frac{12 \cdot D_{пв}}{200 + D_{пв}} = 8,25$ – коэффициент, зависящий от режима работы котла;

$\beta_1 = 0,55$ – поправочный коэффициент, учитывающий качество сжигаемого топлива и способ шлакоудаления [7].

Выбросы оксидов серы, кг/с [7]:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot \frac{B \cdot 1000}{3600} \cdot S^r = \quad (4.3)$$

$$= 0,02 \cdot \frac{21,79 \cdot 1000}{3600} \cdot 0,2 = 0,02421 \text{ кг/с},$$

где η'_{so_2} – доля оксидов серы, которая улавливается летучей золой в газоходах котла;

η''_{so_2} – доля оксидов серы, которая улавливается в золоуловителе.

4.2 Золоулавливание

Улавливание твердых частиц из потока дымовых газов осуществляется электрофильтром ЭСГ 2х5-58х40х100х4. Технические характеристики электрофильтров:

Основные технические характеристики электрофильтра ЭСГ2х5-58х40х100х4 приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные технические характеристики электрофильтра ЭСГ2х5-58х40х100х4

Характеристика	Ед. изм.	Значение
Общий расход газа на входе в ЭФ	нм ³ /ч	167,5
Температура дымового газа на входе	°С	155
Содержание пыли на входе	г/нм ³	8,32
Содержание пыли на выходе	мг/нм ³	50
Разрежение на входе	Па	- 2500
Количество электрических секций на корпус	шт.	2
Количество электрополей	шт.	5
Активное сечение одной секции	м ²	11,6х10
Активная площадь осаждения	м ²	8128
Расчетная потребляемая мощность	кВт	430
Расчетная установленная мощность	кВт	1010
Аэродинамическое сопротивление	Па	250
КПД	%	99,91

Расход летучей золы на входе в фильтр определяется по формуле (4.4), кг/ч:

$$M_{\text{зол}}^{\text{ВХ}} = 0,01 \cdot B \cdot a_{\text{ун}} \cdot A^{\text{P}} + 0,01 \cdot B \cdot q_4 \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{P}}}{32700} = \quad (4.4)$$

$$= 0,01 \cdot 20,26 \cdot 3600 \cdot 0,95 \cdot 7,4 + 0,01 \cdot 17,184 \cdot 3600 \cdot 0,5 \cdot \frac{15700}{32700} = 5275 ,$$

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

A^p – зольность топлива, % ;

$q_4 = 0,5\%$ – потеря с механическим недожогом.

Расход летучей золы в дымовую трубу, кг/ч:

$$M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВЫХ}} = M_{\text{ЗОЛ}}^{\text{ВХ}} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{ЗУ}}}{100} = \quad (4.5)$$

$$= 5275 \cdot \frac{100 - 99}{100} = 52,75 \text{ кг/ч,}$$

где $\eta_{\text{ЗУ}}$ – КПД золоуловителя.

4.3 Золоудаление

Удаление шлака из-под топок установленных котлоагрегатов осуществляется непрерывно с помощью шнекового транспортера, передвигающегося в заполненной ванне, после чего шлак сбрасывается на шлакодробилку, где дробится на куски не более 50 мм, затем поступает в смывной канал, где за счет смывной воды, поступающей через побудительные сопла, подается в приямок багерной станции.

Для транспортирования золы и шлака за пределы станции применяются багерные насосы. Транспортирование шлака и золы осуществляется по общему трубопроводу [2].

Суммарное количество золы и шлака, удаляемое с электростанции, кг/ч:

$$M_{\text{ШЛЗ}} = 0,01 \cdot B \cdot \left(A^p + q_4 \cdot \frac{Q_{\text{H}}^p}{32700} \right) \cdot \left(1 - a_{ун} \cdot \frac{100 - \eta_{\text{ЗУ}}}{100} \right) = \quad (4.6)$$

$$= 0,01 \cdot 309,42 \cdot \left(7,4 + 0,5 \cdot \frac{15700}{32700} \right) \cdot \left(1 - 0,95 \cdot \frac{100 - 99}{100} \right) = 5,93 \text{ кг/ч,}$$

Расход золы, кг/с:

$$M_{\text{зол}} = M_{\text{зол}}^{\text{вх}} - M_{\text{зол}}^{\text{вых}} = \frac{(5275 - 52,75)}{3600} = 1,45. \quad (4.7)$$

Расход шлака, кг/с:

$$M_{\text{шл}} = M_{\text{шлз}} - M_{\text{зол}} = \frac{5,93}{3,6} - 1,45 = 0,197. \quad (4.8)$$

Расход воды, кг/с:

$$M_{\text{в}} = 12 \cdot M_{\text{шл}} \cdot M_{\text{зол}} = 12 \cdot 0,322 \cdot 1,45 = 3,42. \quad (4.9)$$

Расчетный расход пульпы, м³/ч:

$$Q = \frac{M_{\text{шл}}}{\gamma_{\text{шл}}} + \frac{M_{\text{зол}}}{\gamma_{\text{зол}}} + \frac{M_{\text{в}}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{3,6 \cdot 0,197}{0,5} + \frac{3,6 \cdot 1,45}{0,4} + \frac{3,6 \cdot 3,42}{1} = 26,78, \quad (4.10)$$

где $\gamma_{\text{шл}} = 0,5$; $\gamma_{\text{зол}} = 0,4$; $\gamma_{\text{в}} = 1$ – соответственно удельный вес шлака, золы и воды, т/м³.

Диаметр шлакозолопровода, м:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot \vartheta}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 26,78}{3600 \cdot 3,14 \cdot 1,7}} = 0,139, \quad (4.11)$$

где $\vartheta = 1,7$ – расчетная скорость пульпы, м/с.

По расчетному расходу пульпы выбираем багерный насос типа ЗГр-8 с характеристиками [2]:

- производительность – 36-75 м³/ч;
- давление на выходе из насоса – 0.17-0.135 МПа ;
- мощность на валу насоса – 3,3-4,7 кВт;
- мощность электродвигателя – 10 кВт;
- частота вращения ротора – 1450 об/мин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время Абаканская ТЭЦ имеет избыточную тепловую мощность, которая является не востребованной. При подключении потребителей г. Черногорска появляется возможность дополнительной реализации тепловой энергии.

Цель работы – определить техническую и экономическую целесообразность выдачи тепловой мощности для покрытия части тепловых нагрузок г. Черногорск, а также оценить эффективность инвестиций в проект строительства транзитной трассы до г. Черногорск.

В связи с этим, рассмотрели 3 варианта выдачи тепловой мощности

Выполненные расчеты эффективности инвестиций:

– при принятых расчетных условиях чистая текущая стоимость проекта (NPV) имеет положительное значение по всем вариантам, что является необходимым условием коммерческой целесообразности проекта; простой и дисконтированный срок окупаемости проекта по вариантам не выходит за пределы рассматриваемого горизонта планирования и является приемлемым показателем для электроэнергетической области РФ;

– внутренняя норма доходности по вариантам превышает годовую ставку дисконтирования (15,6 %), что свидетельствует об эффективности проекта;

– индекс доходности по вариантам превышает единицу, что подтверждает выгодность проекта.

Учитывая техническую необходимость для Абаканской ТЭЦ, а также целесообразность строительства трубопроводов для развития системы теплоснабжения города Черногорска, проект может быть реализован. Вариант 3 является наиболее предпочтительным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 О теплоснабжении : федер. закон от 27.07.2010 года № 190-ФЗ [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

2 Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения : постановление Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

3 Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения : совместный приказ Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29.12.2012 г. № 565/667 [Электронный ресурс] // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

4 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс] // Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

5 СП 131.13330.2016 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* [Электронный ресурс] // Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

6 СП 124.13330.2016 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 [Электронный ресурс] // Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

7 СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003 [Электронный ресурс] // Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

8 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 [Электронный ресурс] //

Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

9 ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды [Электронный ресурс] // Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

10 МДС 81-35.2004 Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации (с изм. от 16.06.2014) [Электронный ресурс] // Техэксперт – электронный фонд правовой и нормативно-технической документации. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/>.

11 Теплоснабжение Российской Федерации. Часть 2. Методические основы анализа состояния и разработки программы развития теплоснабжения [Электронный ресурс] // РосТепло.ру – всё о теплоснабжении в России. – Режим доступа : http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=596.

12 Схема теплоснабжения до 2027 года, муниципального образования города Абакана. К. 2. – Самара, 2014.

13 Схема теплоснабжения до 2027 года, муниципального образования город Черногорска. – Самара, 2014.

14 Ионин, А. А. Теплоснабжение : учебник для ВУЗов / А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов, В. Н. Братенков ; под ред. А. А. Ионина. – М: Стройиздат, 1982. – 336 с.

15 Ключев, А. С. Товарнов Наладка средств автоматизации и автоматических систем регулирования : справочное пособие / А. С. Ключев, А. Т. Лебедев, С. А. Ключев. – Москва : Энергоатомиздат, 2009. – 368 с.

16 Козин, В. Е. Теплоснабжение : учебное пособие для студентов ВУЗов / В. Е. Козин, Т. А. Левина, А. П. Марков. – Москва: Высшая Школа, 1980.

17 Лебедев, В. И. Расчет и проектирование теплогенерирующих установок систем теплоснабжения / В. И. Лебедев, Б. А. Пермяков, П. А. Хаванов. – Москва : Стройиздат, 1992. – 360 с.

18 Попырин, Л. С. Исследование систем теплоснабжения / Л. С. Попырин, К.С. Светлов, Г. М. Беляева. – М.: Наука. – 1989. – 215 с.

19 Преображенский, В. П. Теплотехнические измерения и приборы: учебник для вузов по специальности «Автоматизация теплоэнергетических процессов» / В. П. Преображенский. – 3-е изд., перераб. – М. : Энергия, 1978.

20 Самойленко, Н. И. Функциональная надежность магистральных трубопроводных транспортных систем : монография / Н. И. Самойленко, Т. С. Сенчук. – Харьков : НТМТ, 2009. – 276 с.

21 Сеннова, Е. В. Надежность систем энергетики и их оборудования: справочное издание в 4 т. под ред. акад. Ю.Н. Руденко. Т. 4. Надежность систем теплоснабжения / Е. В. Сеннова, А. В. Смирнов, А. А. Ионин. – Новосибирск : Наука, 2000. – 351 с.

22 Хрилев, Л. С. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения ; под ред. Е. Я. Соколова / Л. С. Хрилев, Л. А. Смирнов. – Москва : Энергия, 1987. – 264 с.

23 Башмаков, И. А. Повышение энергоэффективности в системах теплоснабжения. Часть 1. Проблемы российских систем теплоснабжения // Энергосбережение. – 2010. – № 2. – С.46-52.

24 Ваньков, Ю. В. Влияние надежности тепловых сетей на функционирование инженерных систем / Ю. В. Ваньков, Т. Г. Горбунова, Ш. Г. Зиганшин // Новости теплоснабжения. – 2012. – № 10.

25 Калинин, Н. В. Повышение надежности систем теплоснабжения за счет рационализации построения схемных решений / Н. В. Калинин, А. Г. Никифоров, А. А. Юхимчук, А. В. Яковлев // «Надежность и безопасность энергетики». – 2008. – № 1. – С. 42-46.

26 Кучев, В. А. Повышение надежности теплоснабжающих систем на базе совершенствования процессов восстановления теплоснабжения при отказах теплопроводов / В. А. Кучев // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1988. – № 3. – С. 38-45.

27 Овчаренко, Е. Г. Тепловая изоляция и энергосбережение / Е. Г. Овчаренко, В. М. Артемьев, Б. М. Шойхет // Энергосбережение. – 1999. – № 2. – С.37-43.

28 Овчаренко, Е. Г. Тепловая изоляция и энергосбережение / Е. Г. Овчаренко, В. М. Артемьев, Б. М. Шойхет // Энергосбережение. – 1999. – № 2. – С.37-43.

29 Семенов, В. Г. Тепловые сети систем централизованного теплоснабжения / В. Г. Семенов // Энергосбережение. – 2004. – № 5. – С.50-54.

30 Слепченко, В. С. Влияние различных эксплуатационных факторов на тепловые потери в бесканальных подземных трубопроводах тепловой сети / В. С. Слепченко, Н. Н. Шаповалов // Новости теплоснабжения. – 2002. – № 6. – С.18-23.

31 Шойхет, Б. М. Тепловая изоляция трубопроводов тепловых сетей. Современные материалы и технические решения / Б. М. Шойхет, Л. В. Ставрицкая, Я. А. Ковылянский // Энергосбережение. – 2002. – № 5. – С.43-46.

32 Яровой, Ю. В. О некоторых положениях системы качества трубопроводов в ППУ изоляции НП / Ю. В. Яровой, В. Х. Корсунский, Ю. Ю. Бурдыга // Новости теплоснабжения. – 2009. – № 4.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Тепловые нагрузки потребителей Абаканской ТЭЦ и котельных Южная и Центральная по схемам теплоснабжения

Таблица А.1 – Тепловые нагрузки потребителей Абаканской ТЭЦ и котельных Южная и Центральная по схемам теплоснабжения

Наименование	2014 г.			2019 г.			к 2022 г.			к 2027 г.		
	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/(средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/(средне-час.) ГВС, Гкал/ч	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/(средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/(средне-час.) ГВС, Гкал/ч	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/(средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/(средне-час.) ГВС, Гкал/ч	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/(средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/(средне-час.) ГВС, Гкал/ч
г. Абакан												
Существующие потребители Абаканской ТЭЦ (на уровне 2014г.)	397,493	141,006/99,373	538,498/496,866	397,493	141,006/99,373	538,498/496,866	397,493	141,006/99,373	538,498/496,866	397,4926	141,006/99,373	538,498/496,866
Ввод перспективных потребителей в период 2014...2027	-	-	-	95,123	36,623/23,781	131,746/118,904	107,747	41,484/26,937	149,231/134,684	119,444	45,987/29,861	165,431/149,305
Потребители, переключаемые на Абаканскую ТЭЦ в связи с закрытием котельных №№ 2,4,7,8,10,18 в период 2014.2022	-	-	-	3,604	0,209/0,209	3,813/3,813	4,518	0,310/0,310	4,829/4,829	4,518	0,310/0,310	4,829/4,829
Всего по потребителям Абаканской ТЭЦ	397,493	141,006/99,373	538,498/496,866	496,220	177,838/123,363	674,057/619,582	509,7582	182,800/126,620	692,558/636,379	521,455	187,303/129,545	708,758/650,999

Продолжение таблицы А.1

Наименование	2014 г.	2019 г.	к 2022 г.	к 2027 г.
--------------	---------	---------	-----------	-----------

	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/ (средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/ (средне-час.) ГВС, Гкал/ч	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/ (средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/ (средне-час.) ГВС, Гкал/ч	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/ (средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/ (средне-час.) ГВС, Гкал/ч	Отопление и вентиляция, Гкал/ч	ГВС (макс.-час.)/ (средне-час.), Гкал/ч	Всего, (макс.-час.) ГВС/ (средне-час.) ГВС, Гкал/ч
Потребители котельной "Центральная"												
Существующие потребители котельной «Центральная» (с учетом нагрузки потребителей пгт. Усть-Абакан на уровне 2014 г.	52,674	4,956/4,956	57,630/57,630	52,674	4,956/4,956	57,630/57,630	52,674	4,956/4,956	57,630/57,630	52,674	4,956/4,956	57,630/57,630
Ввод перспективных потребителей в период 2014-2027	-	-	-	29,922	14,360/7,481	44,283/37,403	55,054	24,046/13,764	79,100/68,818	55,054	24,046/13,764	79,100/68,818
Всего по потребителям котельной «Центральная»	52,674	4,956/4,956	57,630/57,630	82,596	19,317/12,437	101,913/95,033	107,728	29,002/18,720	136,730/126,448	107,728	29,002/18,720	136,730/126,448
Потребители котельной "Южная"												
Существующие потребители котельной «Южная» на уровне 2014 г.	50,166	7,944/7,944	58,110/58,110	50,166	7,944/7,944	58,110/58,110	50,166	7,944/7,944	58,110/58,110	50,166/50,166	7,944/7,944	58,110/58,110
Ввод перспективных потребителей в период 2014-2027 гг.	-	-	-	6,083	1,243/1,243	7,326/7,326	6,083	1,243/1,243	7,326/7,326	6,083	1,243/1,234	7,326/7,326
- Потребители, переключаемые с Котельных №4 и №6 в 2014 г. (в 2014 году на котельную "Центральная")	-	-	-	6,224	0,391/0,391	6,615/6,615	6,224	0,391/0,391	6,615/6,615	6,224	0,391/0,391	6,615/6,615
Всего по потребителям котельной «Южная»	50,166	7,944/7,944	58,110/58,110	62,473	9,578/9,578	72,051/72,051	62,473	9,578/9,578	72,051/72,051	62,472	9,578/9,578	72,051/72,051
Всего по потребителям котельных «Центральная» и «Южная»	102,84	12,901/12,901	115,740/115,740	145,069	28,895/22,015	173,964/167,083	170,201	38,580/28,298	208,781/198,499	170,201	38,580/28,298	208,781/198,499

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Пьезометрический и температурный графики (Вариант 1)

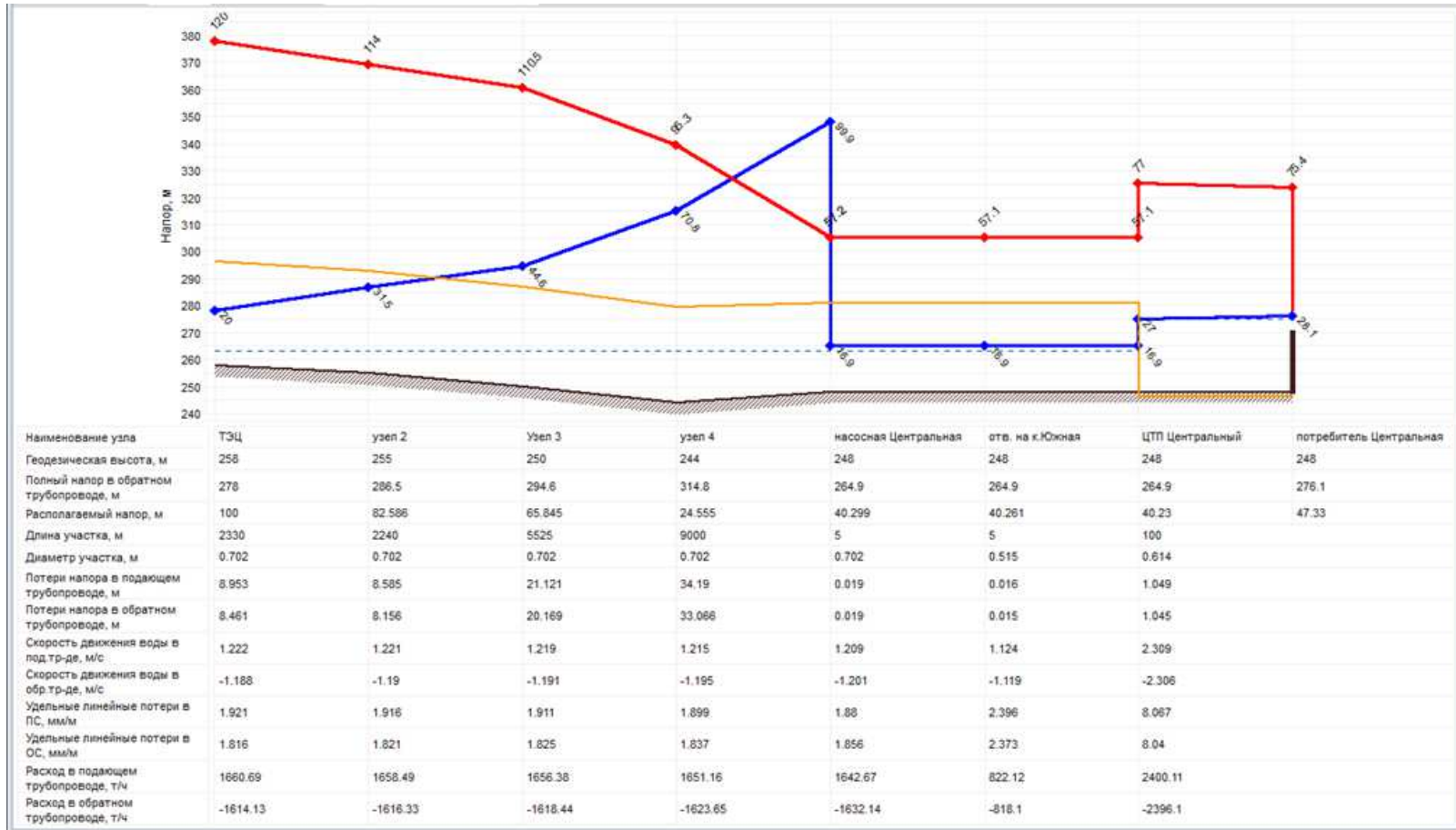


Рисунок Б.1 – Пьезометрический график (Вариант 1)

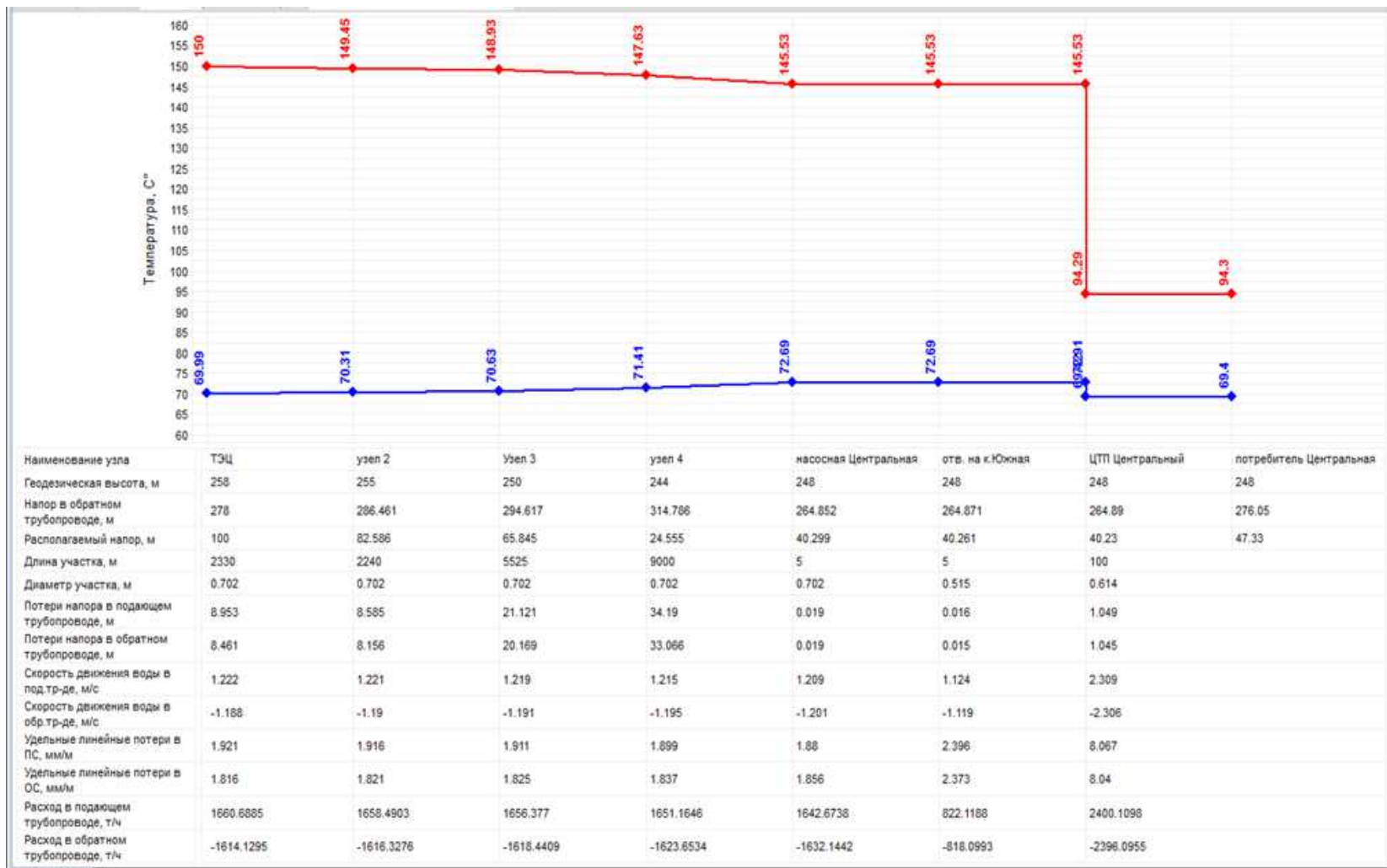


Рисунок Б.2 – Температурный график (Вариант 1)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Пьезометрический и температурный графики (Вариант 2)

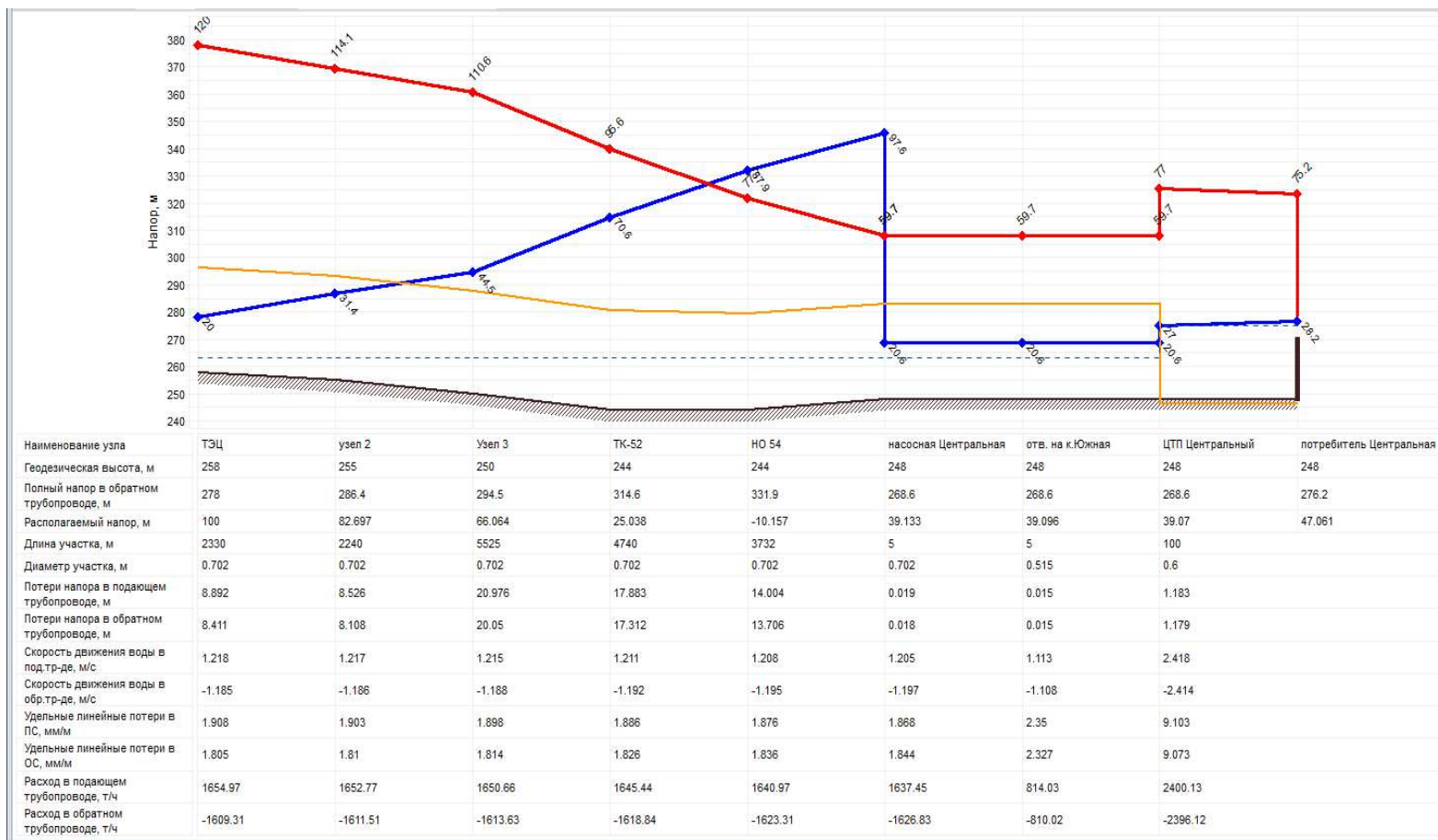


Рисунок В.1 – Пьезометрический график (Вариант 2)

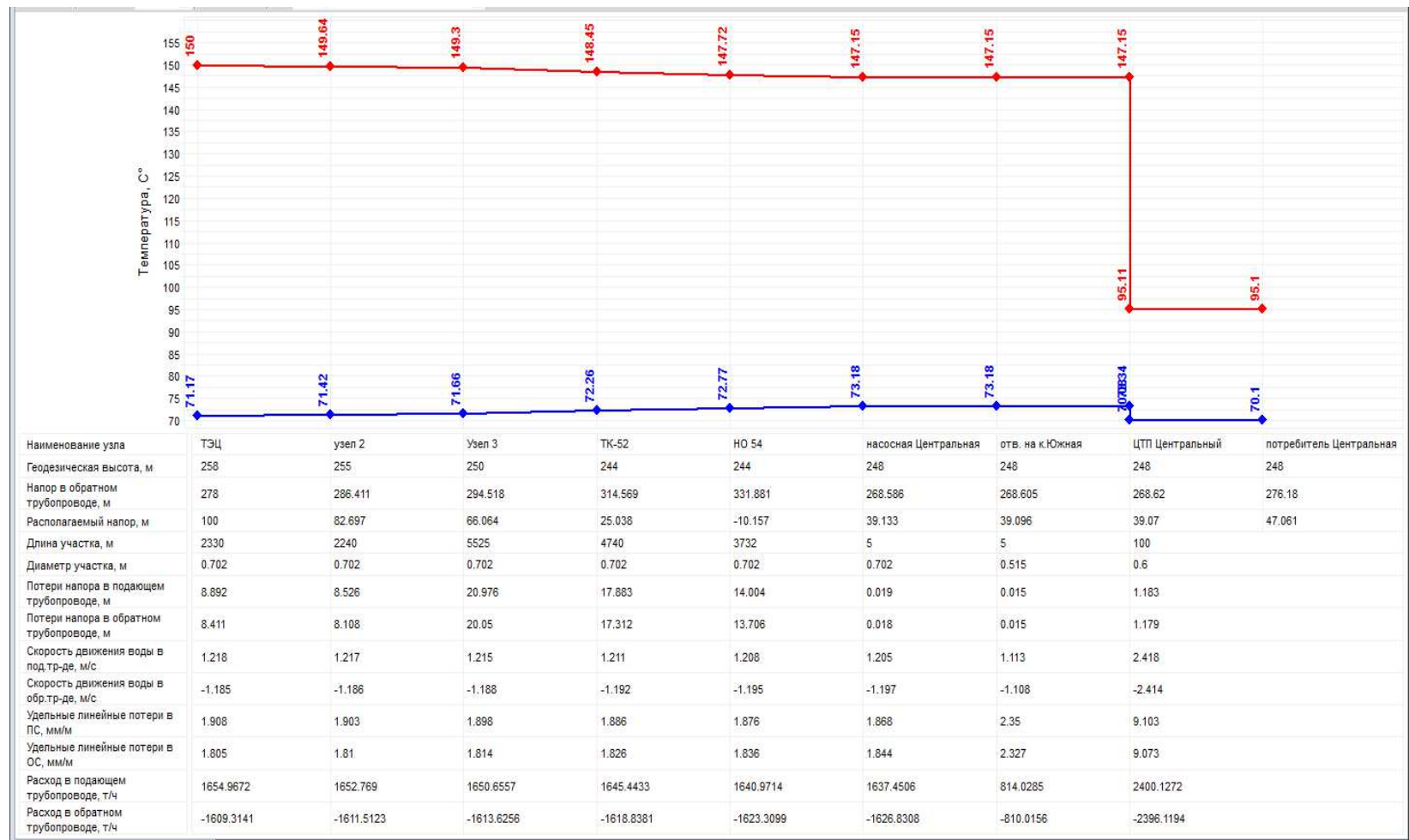


Рисунок В.2 – Температурный график (Вариант 2)

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Пьезометрический и температурный графики (Вариант 3)

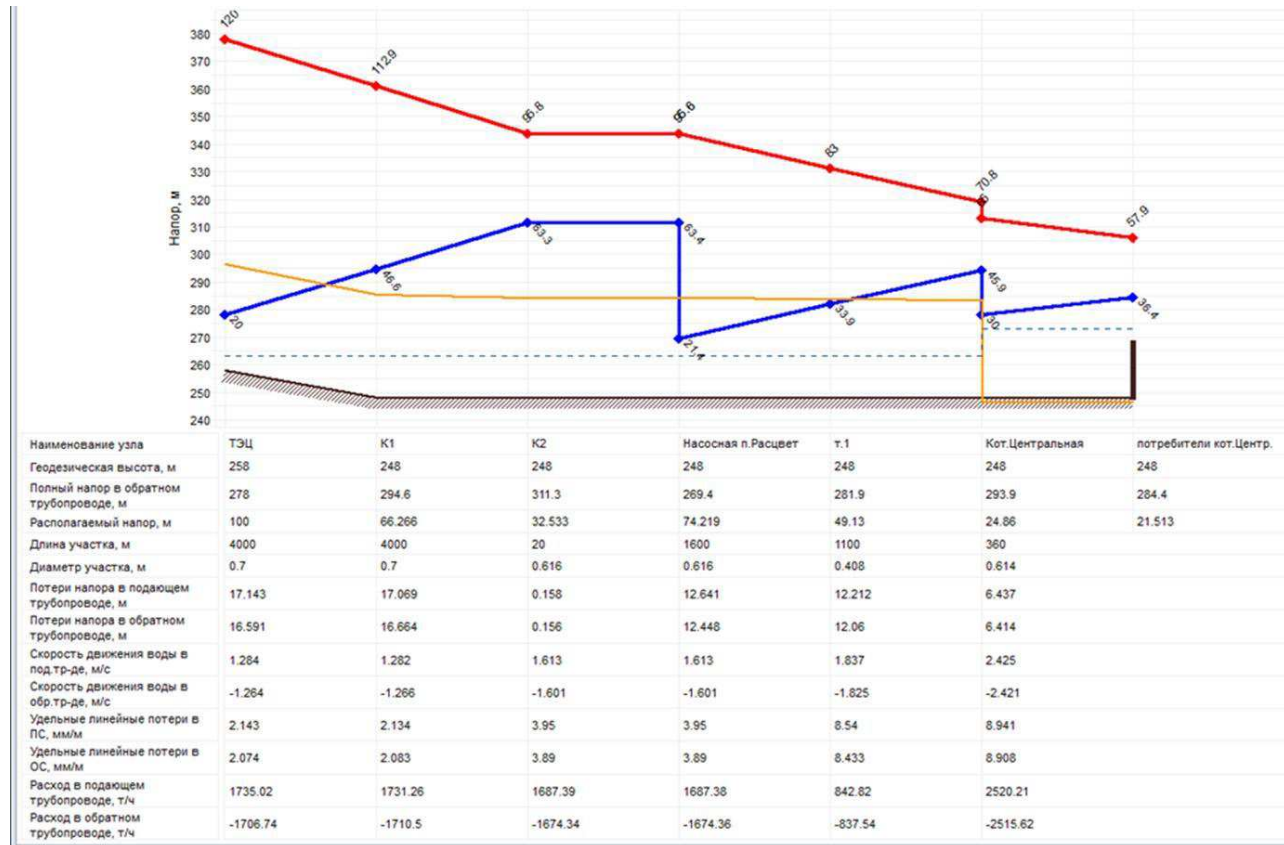


Рисунок Г.1 – Пьезометрический график (Вариант 3)

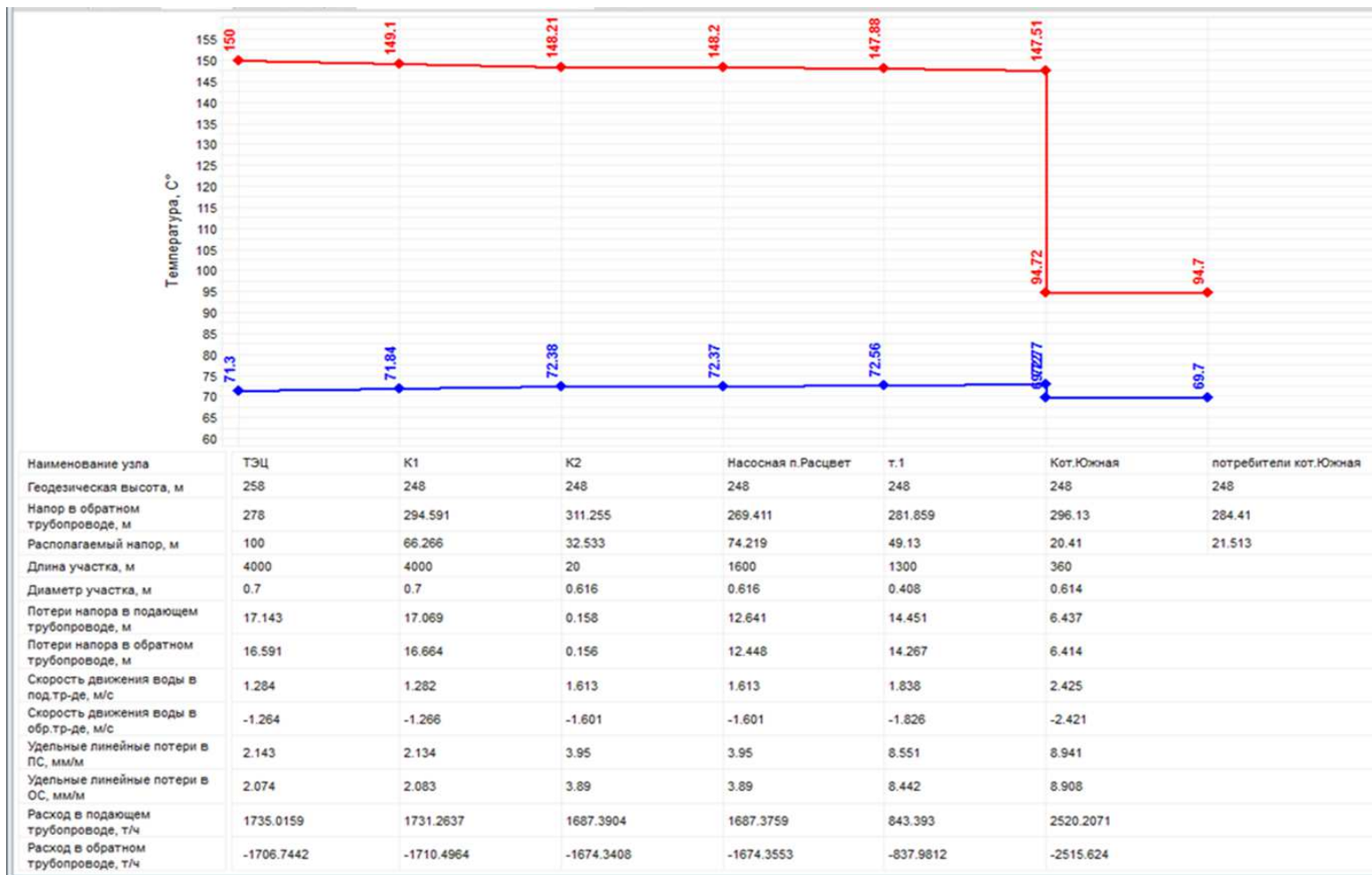


Рисунок Г.2 – Температурный график (Вариант 3)

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 1

Таблица Д.1 – Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 1

в ценах на 2 квартала 2019 г., тыс. руб.

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Глава 1. Подготовка территории строительства						
МДС 81-35.2004, прил.8, п.1.4;	Затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям и т.п. - 1%	0,00	0,00	0,00	4 193,52	4 193,52
	Итого по главе 1	0,00	0,00	0,00	4 193,52	4 193,52
Глава 2. Основные объекты строительства						
О С.Р. №2.1	Установка оборудования в котельной "Центральная"	499,58	3 227,98	7 773,97	0,00	11 501,53
О С.Р. №2.2	Установка оборудования в котельной "Южная"	148,21	2 396,00	5 510,44	0,00	8 054,66
О С.Р. №2.3	Монтаж тепловых сетей	288 191,13	12 428,84	28 068,16	0,00	328 688,13
	Итого по главе 2:	288 838,93	18 052,82	41 352,57	0,00	348 244,32
	Итого по главам 1 - 7:	288 838,93	18 052,82	41 352,57	4 193,52	352 437,84
Глава 8. Временные здания и сооружения						
ГСН 81-05-01-2001 прил.1 т.ч.п.2.6	Временные здания и сооружения (для котельных, насосных)- 3,9%	25,26	219,34	0,00	0,00	244,60
ГСН 81-05-01-2001 прил.1 т.ч.п.5.6.3	Временные здания и сооружения - 2,2%	6 340,20	273,43	0,00	0,00	6 613,64
	Итого по главе 8:	6 365,47	492,77	0,00	0,00	6 858,24
	Итого по главам 1-8:	295 204,40	18 545,59	41 352,57	4 193,52	359 296,08
Глава 9. Прочие работы и затраты						
ГСН 81-05-02-2007 тб.4 п.2.5, прил.1 п.19	Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время 4,8% x 0,9=4,32 % (от СМР итога глав 1 - 8)	12 752,83	801,17	0,00	0,00	13 554,00

Продолжение таблицы Д.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
ГСН 81-05-02-2007 Раздел I, т.ч. таб.2	Лимит затрат по снегоборьбе-0,4% (от СМР итога глав 18)	1 180,82	74,18	0,00	0,00	1 255,00
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.8; Письмо Госстроя СССР от 10.10.91 №1-Д, раздел II п.5	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов - 2,23 % (от СМР итогам глав 19)	0,00	0,00	0,00	7 326,87	7 326,87
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.3. Письмо Госстроя СССР №49-Д от 14.12.88г.	Затраты, по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта - 2,5% (от СМР итога глав 18)	0,00	0,00	0,00	7 843,75	7 843,75
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.6. Письмо Госстроя СССР №9-Д от 25.07.91г.	Затраты, связанные с командированием - рабочих-строителей - 1,66% -монтажников 2,62%; (от итога глав 1 -8 стоимости строительных и монтажных работ соответственно)	0,00	0,00	0,00	5 386,29	5 386,29
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.7	Затраты, связанные с перебазированием строительно-монтажных организаций с одной стройки на другую - 0,65% (от СМР итога глав 1 - 8)	0,00	0,00	0,00	2 039,37	2 039,37
МДС 81-35.2004 п.4.102 прил.8 п.9.15.	Затраты на проведение пусконаладочных работ - 7%х 0,8 от стоимости оборудования (7%-затраты на ПНР от стоимости оборудования; 80% - доля пусконаладочных работ "входную" от стоимости ПНР)	0,00	0,00	0,00	2 315,74	2 315,74

Продолжение таблицы Д.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
МДС 81-11.2000	Средства на организацию и проведение подрядных торгов (тендеров)	0,00	0,00	0,00	754,74	754,74
	Итого по главе 9:	13 933,65	875,35	0,00	25 666,76	40 475,76
	Итого по главам 1-9:	309 138,04	19 420,94	41 352,57	29 860,28	399 771,84
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль						
Постановление Правительства РФ от 21.06.2010 № 468	Строительный контроль - 1,23% (от итога глав 1-9 и 12)	0,00	0,00	0,00	4 998,63	4 998,63
	Итого по главе 10:	0,00	0,00	0,00	4 998,63	4 998,63
Глава 12. Проектные и изыскательские работы						
Данные ГИПа	Проектные работы 5840,698: 1,19=4908,15 тыс. руб. ^б в ценах на 01.01.2000	0,00	0,00	0,00	4 908,15	4 908,15
Данные ГИПа	Изыскательские работы 356,33 тыс. руб.- в ценах на 01.01.2000	0,00	0,00	0,00	356,33	356,33
Постановление Правительства от 05.03.2007г. №145	Экспертиза проектной документации (4908,15*40%+356,33)*11,88%	0,00	0,00	0,00	275,57	275,57
МДС 81-35.2004, п.4.91	Авторский надзор - 0,2% от итога гл.1-9 ССР	0,00	0,00	0,00	799,54	799,54
МДС 81-11.2000	Разработка тендерной документации	0,00	0,00	0,00	281,18	281,18
	Итого по главе 12:	0,00	0,00	0,00	6 620,77	6 620,77
	Итого по главам 1-12:	309 138,04	19 420,94	41 352,57	41 479,67	411 391,23
МДС 81-35.2004 п.4.96. Приказ Минрегиона РФ от 01.06.12 №220	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 3%	9 274,14	582,63	1 240,58	1 244,39	12 341,74
	Итого по сводному сметному расчету в уровне цен на 01.01.2000	318 412,18	20 003,57	42 593,15	42 724,06	423 732,97
	Итого по сводному сметному расчету в уровне цен 2 квартала 2019г.	1 369 172,39	86 015,36	171 224,47	224 663,73	1 851 075,95

Продолжение таблицы Д.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Письмо Минстрой России от 13.11.2014. № 25374-ЮР/08 на 4 кв. 2014 (для внешних инженерных сетей теплоснабжения)	Ксмп=4,30 Кобор=4,02 Кпроч=7 , 90 Кпроект=3,70 Кизыск.=3,76					
Данные Росстата РФ	Индекс потребительских цен на 2019 = 4,804 к уровню цен на 01.01.2000 (для пересчета затрат на экспертизу проектной документации)					
Налоговый кодекс РФ часть II, глава 21, ст.164	НДС 20%	246 451,03	15 482,76	30 820,40	40 439,47	333 193,67
ВСЕГО по сводному сметному расчету в уровне цен 2 квартала 2019г. с НДС		1 615 623,42	101 498,12	202 044,88	265 103,20	2 184 269,62

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 2

Таблица Е.1 – Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 2
в ценах на 2 квартала 2019 г., тыс. руб.

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Глава 1. Подготовка территории строительства						
МДС 81-35.2004, прил.8, п.1.4;	Затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям и т.п. - 1%	0,00	0,00	0,00	4 187,17	4 187,17
	Итого по главе 1	0,00	0,00	0,00	4 187,17	4 187,17
Глава 2. Основные объекты строительства						
О.С. Р. № 2.1	Установка оборудования в котельной "Центральная"	499,58	2 958,25	7 773,97	0,00	11 231,81
О.С. Р. № 2.2	Установка оборудования в котельной "Южная"	148,21	2 126,27	5 510,44	0,00	7 784,93
О.С. Р. № 2.3	Монтаж тепловых сетей	284 414,00	12 147,43	28 068,16	0,00	324 629,59
	Итого по главе 2:	285 061,80	17 231,96	41 352,57	0,00	343 646,33
	Итого по главам 1 - 7:	285 061,80	17 231,96	41 352,57	4 187,17	347 833,50
Глава 8. Временные здания и сооружения						
ГСН 81-05-01-2001 прил.1 т.ч.п.2.6	Временные здания и сооружения (для котельных, насосных)- 3,9%	25,26	198,30	0,00	0,00	223,56
ГСН 81-05-01-2001 прил.1 т.ч.п.5.6.3	Временные здания и сооружения (для тепловых сетей) - 2,2%	6 257,11	267,24	0,00	0,00	6 524,35
	Итого по главе 8:	6 282,37	465,54	0,00	0,00	6 747,91
	Итого по главам 18:	291 344,17	17 697,50	41 352,57	4 187,17	354 581,41
Глава 9. Прочие работы и затраты						
ГСН 81-05-02-2007 тб.4 п.2.5, прил.1 п.19	Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время 4,8% x 0,9=4,32 % (от СМР итога глав 1 - 8)	12 586,07	764,53	0,00	0,00	13 350,60

Продолжение таблицы Е.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
ГСН 81-05-02-2007 Раздел I, т.ч. таб.2	Лимит затрат по снегоборьбе-0,4% (от СМР итога глав 18)	1 165,38	70,79	0,00	0,00	1 236,17
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.8; Письмо Госстроя СССР от 10.10.91 №1-Д, раздел II п.5	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов - 2,23 % (от СМР итога глав 1 - 9)	0,00	0,00	0,00	7 216,91	7 216,91
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.3. Письмо Госстроя СССР №49-Д от 14.12.88г.	Затраты, по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта - 2,5% (от СМР итога глав 18)	0,00	0,00	0,00	7 726,04	7 726,04
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.6. Письмо Госстроя СССР №9-Д от 25.07.91г.	Затраты, связанные с командированием - рабочих-строителей - 1,66% -монтажников 2,62%; (от итога глав 1 -8 стоимости строительных и монтажных работ соответственно)	0,00	0,00	0,00	5 299,99	5 299,99
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.7	Затраты, связанные с перебазированием строительно-монтажных организаций с одной стройки на другую - 0,65% (от СМР итога глав 1 - 8)	0,00	0,00	0,00	2 008,77	2 008,77
МДС 81-35.2004 п.4.102 прил.8 п.9.15.	Затраты на проведение пусконаладочных работ - 7%х 0,8 от стоимости оборудования (7%-затраты на ПНР от стоимости оборудования; 80% - доля пусконаладочных работ "входную" от стоимости ПНР)	0,00	0,00	0,00	2 315,74	2 315,74

Продолжение таблицы Е.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
МДС 81-11.2000	Средства на организацию и проведение подрядных торгов (тендеров)	0,00	0,00	0,00	755,73	755,73
	Итого по главе 9:	13 751,44	835,32	0,00	25 323,19	39 909,96
	Итого по главам 1-9:	305 095,61	18 532,82	41 352,57	29 510,37	394 491,37
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль						
Постановление Правительства РФ от 21.06.2010 № 468	Строительный контроль - 1,23 % (от итога глав 1-9 и 12)	0,00	0,00	0,00	4 939,97	4 939,97
	Итого по главе 10:	0,00	0,00	0,00	4 939,97	4 939,97
Глава 12. Проектные и изыскательские работы						
Данные ГИПа	Проектные работы 6390,626: 1,19=5370,27 тыс. руб. ⁶ в ценах на 01.01.2000	0,00	0,00	0,00	5 370,27	5 370,27
Данные ГИПа	Изыскательские работы 389,88 тыс. руб.- в ценах на 01.01.2000	0,00	0,00	0,00	389,88	389,88
Постановление Правительства от 05.03.2007г. №145	Экспертиза проектной документации (5370,27*40%+389,88)*11,88%	0,00	0,00	0,00	301,51	301,51
МДС 81-35.2004, п.4.91	Авторский надзор - 0,2% от итога гл.1-9 ССР	0,00	0,00	0,00	788,98	788,98
МДС 81-11.2000	Разработка тендерной документации	0,00	0,00	0,00	281,55	281,55
	Итого по главе 12:	0,00	0,00	0,00	7 132,19	7 132,19
	Итого по главам 1-12:	305 095,61	18 532,82	41 352,57	41 582,53	406 563,53
МДС 81-35.2004 п.4.96. Приказ Минрегиона РФ от 01.06.12 №220	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 3%	9 152,87	555,98	1 240,58	1 247,48	12 196,91
	Итого по сводному сметному расчету в уровне цен на 01.01.2000	314 248,48	19 088,80	42 593,15	42 830,00	418 760,44
	Итого по сводному сметному расчету в уровне цен 2 квартала 2019г.	1351268,47	82 081,85	171 224,47	224 912,69	1 829 487,47

Продолжение таблицы Е.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Письмо Минстрой России от 13.11.2014. № 25374-ЮР/08 на 4 кв. 2014 (для внешних инженерных сетей теплоснабжения)	Ксмп=4,30 Кобор=4,02 Кпроч=7,9 Кпроект=3,7 Кизыск.=3,76					
Данные Росстата РФ	Индекс потребительских цен на 2019 = 4,804 к уровню цен на 01.01.2000 (для пересчета затрат на экспертизу проектной документации)					
Налоговый кодекс РФ часть II, глава 21, ст.164	НДС 20%	243 228,32	14 774,73	30 820,40	40 484,28	329 307,74
ВСЕГО по сводному сметному расчету в уровне цен 2 квартала 2019г. с НДС		1 594 496,79	96 856,58	202 044,88	265 396,97	2 158 795,22

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 3

Таблица Ж.1 – Сводный сметный расчёт стоимости строительства. Вариант 3
в ценах на 2 квартала 2019 г., тыс. руб.

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Глава 1. Подготовка территории строительства						
МДС 81-35.2004, прил.8, п.1.4;	Затраты, связанные с получением заказчиком и проектной организацией исходных данных, технических условий на проектирование и проведение необходимых согласований по проектным решениям и т.п. - 1%	0,00	0,00	0,00	2 822,57	2 822,57
	Итого по главе 1	0,00	0,00	0,00	2 822,57	2 822,57
Глава 2. Основные объекты строительства						
О С. Р. № 2.1	Установка оборудования в котельной "Центральная"	148,21	1 336,84	5 510,44	0,00	6 995,49
О С. Р. № 2.2	Установка оборудования в котельной "Южная"	148,21	1 336,84	5 510,44	0,00	6 995,49
О С. Р. № 2.3	Насосная станция с 3-мя насосами 1Д1250- 63б	1 190,16	1 065,31	2 204,31	0,00	4 459,78
О С. Р. № 2.4	Монтаж тепловых сетей	183 961,50	7 433,79	16 438,40	0,00	207 833,69
	Итого по главе 2:	185 448,09	11 172,78	29 663,60	0,00	226 284,46
Глава 4. Объекты энергетического хозяйства						
О.С.Р.№ 4.1	Внешнее электроснабжение	159,25	384,99	900,41	0,00	1 444,66
	Итого по главе 4	159,25	384,99	900,41	0,00	1 444,66
Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи						
О.С.Р.№ 5.1	Приобретение и монтаж оборудования внешней связи и пожарной сигнализации	0,27	29,02	14,89	0,00	44,18
О.С.Р.№ 5.2	Устройство автодорог, проездов и площадок для автотранспорта	240,80	0,00	0,00	0,00	240,80
	Итого по главе 5	241,07	29,02	14,89	0,00	284,98

Продолжение таблицы Ж.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения и газоснабжения						
О.С.Р..№ 6.1	Наружный хозяйственно-противопожарный водопровод и наружная канализация	414,36	2,07	0,00	0,00	416,43
	Итого по главе 6	414,36	2,07	0,00	0,00	416,43
Глава 7. Благоустройство и озеленение территории						
О.С.Р..№ 7.1	Благоустройство, ограждение, освещение территории	324,45	17,72	0,00	0,00	342,17
	Итого по главе 7	324,45	17,72	0,00	0,00	342,17
	Итого по главам 1 - 7:	186 587,21	11 606,58	30 578,89	2 822,57	231 595,26
Глава 8. Временные здания и сооружения						
ГСН 81-05-01-2001 прил.1 т.ч.п.5.6.3	Временные здания и сооружения (для тепловых сетей) - 2,2%	4 047,15	163,54	0,00	0,00	4 210,70
ГСН 81-05-01-2001 прил.1 т.ч.п.2.6	Временные здания и сооружения (для котельных) - 3,9%	102,40	162,74	0,00	0,00	265,14
	Итого по главе 8:	4 149,56	326,28	0,00	0,00	4 475,84
	Итого по главам 1 - 8:	190 736,77	11 932,87	30 578,89	2 822,57	236 071,10
Глава 9. Прочие работы и затраты						
ГСН 81-05-02-2007 тб.4 п.2.5, прил.1 п.19	Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время 4,8% х 0,9=4,32 % (от СМР итога глав 1 - 8)	8 239,83	515,50	0,00	0,00	8 755,33
ГСН 81-05-02-2007 Раздел I., т.ч. таб..2	Лимит затрат по снегоборьбе-0,4% (от СМР итога глав 1 - 8)	762,95	47,73	0,00	0,00	810,68
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.8; Письмо Госстроя СССР от 10.10.91 №1-Д, раздел II п.5	Затраты, связанные с премированием за ввод в действие построенных объектов - 2,23 % (от СМР итога глав 1 - 9)	0,00	0,00	0,00	4 732,85	4 732,85

Продолжение таблицы Ж.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.3. Письмо Госстроя СССР №49-Д от 14.12.88г.	Затраты, по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта - 2,5% (от СМР итога глав 1 - 8)	0,00	0,00	0,00	5 066,74	5 066,74
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.6. Письмо Госстроя СССР №9-Д от 25.07.91г.	Затраты, связанные с командированием - рабочих-строителей - 1,66% -монтажников 2,62%; (от итога глав 1 -8 стоимости строительных и монтажных работ соответственно)	0,00	0,00	0,00	3 478,87	3 478,87
МДС 81-35.2004 прил.8 п.9.7	Затраты, связанные с перебазированием строительного-монтажных организаций с одной стройки на другую - 0,65% (от СМР итога глав 1 - 8)	0,00	0,00	0,00	1 317,35	1 317,35
МДС 81-35.2004 п.4.102 прил.8 п.9.15.	Затраты на проведение пусконаладочных работ - 7%х 0,8 от стоимости оборудования (7%-затраты на ПНР от стоимости оборудования; 80% - доля пусконаладочных работ "вхолостую" от стоимости ПНР)	0,00	0,00	0,00	1 712,42	1 712,42
МДС 81-11.2000	Средства на организацию и проведение подрядных торгов (тендеров)	0,00	0,00	0,00	578,70	578,70

Продолжение таблицы Ж.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
	Итого по главе 9:	9 002,78	563,23	0,00	16 886,94	26 452,95
	Итого по главам 1-9:	199 739,54	12 496,10	30 578,89	19 709,51	262 524,05
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль						
Постановление Правительства РФ от 21.06.2010 № 468	Строительный контроль - 1,36 % (от итога глав 1 -9 и 12)	0,00	0,00	0,00	3 676,19	3 676,19
	Итого по главе 10:	0,00	0,00	0,00	3 676,19	3 676,19
Глава 12. Проектные и изыскательские работы						
Данные ГИПа	Проектные работы 7425,648 : 1,19=6240,04 тыс. руб.-в ценах на 01.01.2000 г.	0,00	0,00	0,00	6 240,04	6 240,04
Данные ГИПа	Изыскательские работы 453,03 тыс. руб.- в ценах на 01.01.2000г.	0,00	0,00	0,00	453,03	453,03
Постановление Правительства от 05.03.2007г. №145	Экспертиза проектной документации (6240,04*40%+453,03)*11,88%	0,00	0,00	0,00	350,35	350,35
МДС 81-35.2004, п.4.91	Авторский надзор - 0,2% от итога гл. 1-9 ССР	0,00	0,00	0,00	525,05	525,05
МДС 81-11.2000	Разработка тендерной документации	0,00	0,00	0,00	215,60	215,60
	Итого по главе 12:	0,00	0,00	0,00	7 784,06	7 784,06
	Итого по главам 112:	199 739,54	12 496,10	30 578,89	31 169,77	273 984,30
МДС 81-35.2004 п.4.96. Приказ Минрегиона РФ от 01.06.12 №220	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 3%	5 992,19	374,88	917,37	935,09	8 219,53
	Итого по сводному сметному расчету в уровне цен на 01.01.2000	205 731,73	12 870,98	31 496,26	32 104,86	282 203,83
	Итого по сводному сметному расчету в уровне цен 2 квартала 2019г.	884 646,44	55 345,21	126 614,97	167 471,84	1 234 078,46

Продолжение таблицы Ж.1

Номера сметных расчетов и смет	Наименование глав, объектов, работ и затрат	Сметная стоимость				Общая сметная стоимость, тыс.руб.
		строительных работ	монтажных работ	оборудования, мебели и инвентаря	прочих работ	
Письмо Минстрой России от 13.11.2014. № 25374-ЮР/08 на 4 кв. 2014 (для внешних инженерных сетей теплоснабжения)	Ксмп=4,30 Кобор=4,02 Кпроч=7,9 Кпроект=3,7 Кизыск.=3,76					
Данные Росстата РФ	Индекс потребительских цен на 2019 = 4,804 к уровню цен на 01.01.2000 (для пересчета затрат на экспертизу проектной документации)					
Налоговый кодекс РФ часть II, глава 21, ст.164	НДС 20%	159 236,36	9 962,14	22 790,69	30 144,93	222 134,12
ВСЕГО по сводному сметному расчету в уровне цен 2 квартала 2019г. с НДС		1 594 496,79	1 043 882,80	65 307,35	149 405,66	197 616,77

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Схема врезки трубопровода транзитной трассы на г. Черногорск в пиковой котельной Абаканской ТЭЦ

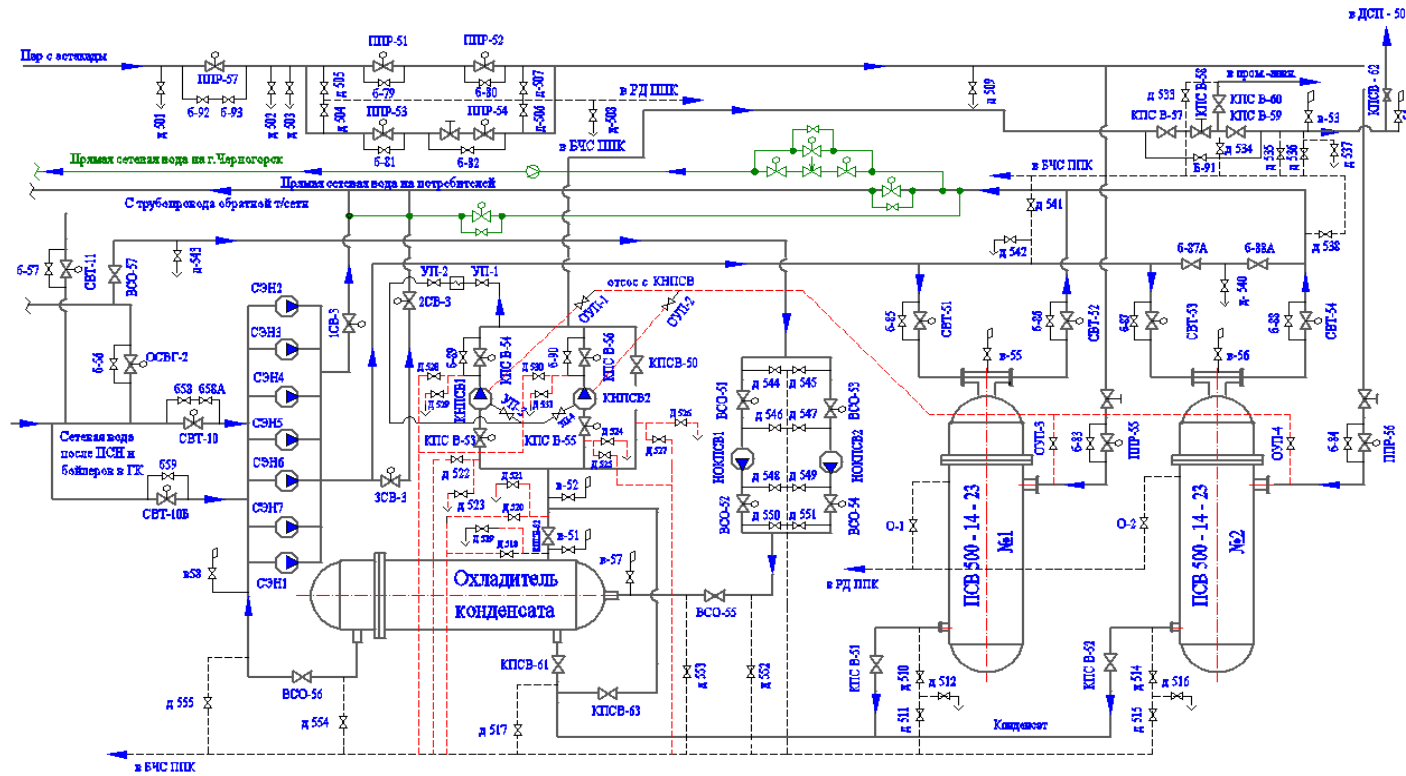
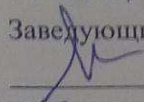


Рисунок 3.1 – Схема врезки трубопровода транзитной трассы на г. Черногорск в пиковой котельной Абаканской ТЭЦ

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


Е.А. Бойко

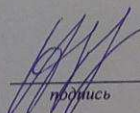
«05» 07 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Проект реконструкции схемы теплоснабжения г. Черногорска
от Абаканской ТЭЦ

Руководитель

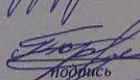

подпись

29.06.19
дата

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

И.А. Иванов

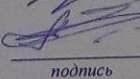
Выпускник


подпись

29.06.19
дата

И.С. Торгашин

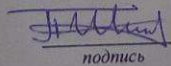
Технический контроль


подпись

5.07.19
дата

С.А. Михайленко

Нормоконтролёр


подпись

01.07.19
дата

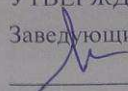
П.В. Шишмарев

Красноярск 2019

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Е.А. Бойко

« 05 » 07 2019 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

в
е

Студенту Торгашину Ивану Сергеевичу

Группа ЗФЭ 14-01Б Направление (специальность) 13.03.01

Теплоэнергетика и теплотехника

Тема выпускной квалификационной работы: Проект реконструкции схемы теплоснабжения г. Черногорска от Абаканской ТЭЦ

Утверждена приказом по университету № 7179/с от 23.05.2019 г.

Руководитель ВКР: И.А. Иванов, к.т.н., доцент кафедры ТЭС ПИСФУ

Исходные данные для ВКР:

электрическая нагрузка составляет 406 МВт, установленная тепловая мощность – 700 Гкал/ч, топливо Бородинский уголь, место строительства Абаканская ТЭЦ- г. Черногорск.

Перечень разделов ВКР:
экономическая часть, расчетная часть, общая часть, охрана окружающей среды

Перечень графического материала:

Лист 1. Варианты теплоснабжения г. Черногорска от Абаканской ТЭЦ

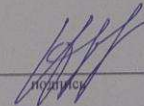
Лист 2. Пьезометрический график вариант № 1

Лист 3. Пьезометрический график вариант № 2

Лист 4. Пьезометрический график вариант № 3

Лист 5. Схема врезки трубопровода на г. Черногорск в пиковой котельной Абаканской ТЭЦ

Руководитель ВКР


подпись

И.А. Иванов
инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению


подпись

И.С. Торгашин
инициалы, фамилия

« 27 » 05 2019 г.

Заявление о согласии выпускника на размещение выпускной квалификационной работы в электронно-библиотечной среде ФГАОУ ВО СФУ

1 Я, Горлашин Иван Сергеевич

студент (ка) СРЭ ИИ, ЗРЭ - 14-015
фамилия, имя, отчество полностью
институт/группа

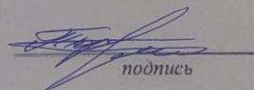
Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Сибирский федеральный университет» (далее – ФГАОУ ВО СФУ), разрешаю ФГАОУ ВО СФУ безвозмездно воспроизводить и размещать (доводить до всеобщего сведения) в полном объеме написанную мною в рамках выполнения образовательной программы

Выпускная квалификационная работа бакалавра
указать выпускную квалификационную работу бакалавра, дипломную работу специалиста, дипломный проект специалиста, магистерскую диссертацию
на тему: Проект реконструкции системы теплоснабжения в Черногорске от Абаканской ТЭЦ
название работы

в открытом доступе в электронно-библиотечной среде (на веб-сайте СФУ), таким образом, чтобы любой пользователь данного портала мог получить доступ к выпускной квалификационной работе (далее – ВКР) из любого места и в любое время по собственному выбору, в течение всего срока действия исключительного права на выпускную работу.

2 Я подтверждаю, что выпускная работа написана мною лично, в соответствии с правилами академической этики и не нарушает авторских прав иных лиц.

«05» июля 2019


подпись