



**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ  
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА  
НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД)**

**ГЛАВА 5 «МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ  
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»**

## СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период до 2030 года (актуализация на 2020 год)	22401.СТ-ПСТ.000.000
<i>Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период до 2030 года (актуализация на 2020 год)</i>	
Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.001.000
Приложение 1 «Тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии абонентами»	22401.ОМ-ПСТ.001.001
Приложение 2 «Тепловые сети»	22401.ОМ-ПСТ.001.002
Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.001.003
Приложение 4 «Существующие гидравлические режимы тепловых сетей»	22401.ОМ-ПСТ.001.004
Приложение 5 «Графическая часть»	22401.ОМ-ПСТ.001.005
Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.002.000
Приложение 1 «Характеристика существующей и перспективной застройки и тепловой нагрузки по элементам территориального деления»	22401.ОМ-ПСТ.002.001
Глава 3 «Электронная модель систем теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.003.000
Приложение 1 «Инструкция пользователя»	22401.ОМ-ПСТ.003.001
Приложение 2 «Руководство оператора»	22401.ОМ-ПСТ.003.002
Приложение 3 «Гидравлические характеристики участков тепловых сетей»	22401.ОМ-ПСТ.003.003
Приложение 4 «Графическая часть»	22401.ОМ-ПСТ.003.004
Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»	22401.ОМ-ПСТ.004.000
Приложение 1 «Перспективные гидравлические режимы тепловых сетей»	22401.ОМ-ПСТ.004.001
Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.005.000

Наименование документа	Шифр
Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»	22401.ОМ-ПСТ.006.000
Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии»	22401.ОМ-ПСТ.007.000
Приложение 1 «Графическая часть»	22401.ОМ-ПСТ.007.001
Глава 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей»	22401.ОМ-ПСТ.008.000
Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.009.000
Глава 10 «Перспективные топливные балансы»	22401.ОМ-ПСТ.010.000
Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.011.000
Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение»	22401.ОМ-ПСТ.012.000
Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.013.000
Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»	22401.ОМ-ПСТ.014.000
Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»	22401.ОМ-ПСТ.015.000
Приложение 1 «Графическая часть»	22401.ОМ-ПСТ.015.001
Глава 16 «Реестр проектов схемы теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.016.000
Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.017.000
Глава 18 «Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения»	22401.ОМ-ПСТ.018.000

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Задачи мастер-плана .....	9
1.1. Общие положения .....	9
1.2. Варианты, включенные в мастер-план .....	12
2. Описание вариантов перспективного развития СЦТ города Нижнего Новгорода.....	13
2.1. Предложения, общие для всех рассматриваемых вариантов и вошедшие в состав рекомендуемых схемой теплоснабжения мероприятий.....	13
2.2. Варианты развития СЦТ города при вводе в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ .....	16
2.2.1. Технические решения по варианту №1 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.....	20
2.2.2. Технические решения по варианту №2 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.....	35
2.2.3. Технические решения по варианту №3 развития СЦТ города, не предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.....	51
2.2.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения на основе анализа ценовых последствий для потребителей. ....	55
2.3. Развитие систем теплоснабжения Нагорной части города при условии неиспользования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города .....	60
2.4. Развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ.....	63
2.4.1. Мероприятия по модернизации существующих элементов тепловой схемы АТЭЦ для обеспечения надежного теплоснабжения .....	63
2.4.2. Строительство блока ПГУ-440 на площадке 5-ой очереди АТЭЦ.....	78
2.4.3. Состав и прогнозный статус на ОРЭМ генерирующего оборудования Автозаводской ТЭЦ, мероприятия по продлению ресурса генерирующего оборудования.....	89
2.5. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых	

источников энергии ..... 92

## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 –Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 1 .....	23
Таблица 2.2 – Сводная таблица для Варианта 1 - 100% нагрузок.....	31
Таблица 2.3 –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 100% нагрузок).....	32
Таблица 2.4 – Сводная таблица для Варианта 1 – 50% нагрузок.....	33
Таблица 2.5 –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 50% нагрузок).....	34
Таблица 2.6 –Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 2 .....	37
Таблица 2.7 – Сводная таблица для Варианта 2 - 100% нагрузок.....	47
Таблица 2.8 –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 100% нагрузок).....	48
Таблица 2.9 – Сводная таблица для Варианта 2 – 50% нагрузок.....	49
Таблица 2.10 –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 50% нагрузок).....	50
Таблица 2.11 –Основные предложения по строительству и реконструкции источников теплоснабжения Вариант 3.....	52
Таблица 2.12 –Основные предложения по строительству тепловых сетей Вариант 3 .....	52
Таблица 2.13. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб. ....	55
Таблица 2.14 – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб. ....	56
Таблица 2.15 – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб. ....	57
Таблица 2.16 – Капитальные вложения по Варианту 3 (по основным группам мероприятий) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб. ....	58
Таблица 2.17 – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-3 .....	59

Таблица 2.18 – Индикативная плата за подключение по Вариантам 1-2 (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС, тыс. руб./ Гкал.....	60
Таблица 2.19 – Перечень мероприятий, предлагаемых к реализации в СЦТ Нагорной части города при реализации рекомендованного варианта развития СЦТ .....	60
Таблица 2.20 – Рекомендуемые диаметры трубопроводов для замены коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2 .....	64
Таблица 2.21 – Инциденты в процессе работы водогрейного котла КВГМ 180-150, ст.№ 1 котельной «Ленинская».....	70
Таблица 2.22 – Инциденты в процессе работы энергетического котла ТГМ-96Б ст.№ 15.....	72
Таблица 2.23 - График мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения, тыс. руб. с НДС .....	76
Таблица 2.25 – Характеристики основного оборудования нового блока ПГУ-440 ...	85
Таблица 2.26 – Прогнозный статус генерирующего оборудования Автозаводской ТЭЦ на ОРЭМ в 2016-2020 годах .....	91
Таблица 2.27 – Основные показатели работы рассматриваемой установки .....	94

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 2.1 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной IT-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и новой т/м Нартова .....	24
Рисунок 2.2 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка, через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	25
Рисунок 2.3 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	26
Рисунок 2.4 –Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка, РСТ-1 по т/м «1 очередь» до ТК-112.....	27
Рисунок 2.5 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	28
Рисунок 2.6 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова и до НТЦ .....	29
Рисунок 2.7 –Пьезометрический график НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова до НТЦ.....	30
Рисунок 2.8 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной IT-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и т/м «Нартова». Зона района Новинки от Южной котельной .....	38
Рисунок 2.9 –Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	39
Рисунок 2.10 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ .....	40
Рисунок 2.11 – Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	41
Рисунок 2.12 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	42
Рисунок 2.13 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка до ул. Нартова и до НТЦ.....	43
Рисунок 2.14 –Пьезометрический график НГТЭЦ по ул. Нартова до НТЦ.....	44
Рисунок 2.15 – Трасса от НГТЭЦ по Южной т/м через Южную котельную до Новинок.....	45
Рисунок 2.16 –Пьезометрический график НГТЭЦ до Новинок .....	46
Рисунок 2.17 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ и района Кузнечиха (вариант №3) .....	54
Рисунок 2.18 – Принципиальная технологическая схема ПГУ-440 .....	83



## **1. ЗАДАЧИ МАСТЕР-ПЛАНА**

### **1.1. Общие положения**

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

При формировании мастер-плана разработки схемы теплоснабжения учтены следующие документы:

- Федеральный закон «О теплоснабжении» № 190-ФЗ от 27.07.2010 г.;
- Федеральный закон «О водоснабжении и водоотведении» №416-ФЗ от 07.12.2011 г. (а также Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»» №417-ФЗ от 07.12.2011 г.);
- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы;
- Схема территориального планирования Российской Федерации (Материалы по обоснованию схемы территориального планирования), утвержденная распоряжением Правительства РФ от 11.11.2013 г. №2084-р;
- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2018-2022 годы;

В основу разработки вариантов, включаемых в мастер-план, положены следующие основные предпосылки:

- Развитие систем теплоснабжения в соответствии с общими принципами организации отношений и критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения, установленными законодательством;
- Проблемы в системах теплоснабжения города Нижнего Новгорода, выявленные при анализе существующего состояния системы (Глава 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения);

- Проблемы развития систем теплоснабжения города Нижнего Новгорода, определенные при выполнении предварительных расчетов перспективного состояния системы;
- Изменение зон действия существующих и проектируемых источников тепловой энергии (мощности) с целью обеспечения спроса на тепловую мощность существующих и перспективных потребителей тепловой энергии.

Каждый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплоснабжения. Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и текущей и перспективной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» предложения к развитию системы теплоснабжения должны базироваться на предложениях исполнительных органов власти и эксплуатационных организаций, особенно в тех разделах, которые касаются развития источников теплоснабжения.

Выбор рекомендуемого варианта развития систем теплоснабжения осуществляется с учетом принципов и критериев, установленных Ф3-190 «О теплоснабжении».

В соответствии с ч. 1 ст. 3 Ф3-190 «О теплоснабжении» общими принципами организации отношений в сфере теплоснабжения являются:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

4) развитие систем централизованного теплоснабжения;

5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В соответствии с ч.8 ст. 23 ФЗ-190 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения являются:

1) обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;

2) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;

3) приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;

4) учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

5) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Дополнительно рассмотрены варианты развития систем теплоснабжения города с учетом внесенных постановлением Правительства РФ №1016 от 07.10.2014 г. изменений в Требования к схемам теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г.

## **1.2. Варианты, включенные в мастер-план**

Варианты развития СЦТ города сформированы на основе надёжного и качественного обеспечения территориально-распределенной прогнозируемой тепловой нагрузки. Территориально-распределённый прогноз тепловой нагрузки города приведен в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период до 2030 года (актуализация на 2020 год). Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»».

Структура рассмотренных при разработке схемы теплоснабжения вариантов развития систем теплоснабжения в границах города Нижнего Новгорода включает в себя:

- ряд предложений, общих для всех вариантов (рассмотрены в разделе 2.1.);
- варианты развития СЦТ города при условии ввода в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ (рассмотрены в разделе 2.2.);
- развитие СЦТ Нагорной части города при условии отсутствия использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города (рассмотрено в разделе 2.3.);
- развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ (подробно рассмотрено в разделе 2.4.);
- анализ целесообразности ввода новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии.

## **2. ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СЦТ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА**

### **2.1. Предложения, общие для всех рассматриваемых вариантов и вошедшие в состав рекомендуемых схемой теплоснабжения мероприятий**

В целях соблюдения направлений развития СЦТ, установленных законодательством, предусматривается реализация мероприятий по развитию СЦТ города в следующих направлениях:

- строительство новых источников тепловой энергии(мощности) для обеспечения теплоснабжением перспективных потребителей, находящихся на значительном удалении от существующих СЦТ (за пределами радиуса эффективного теплоснабжения);
- реконструкция источников тепловой энергии (мощности) с увеличением установленной тепловой мощности с целью обеспечения подключения новых потребителей;
- переключение потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ;
- реконструкция (техническое перевооружение) котельных с целью улучшения технико-экономических показателей работы, в том числе – снятие ограничений тепловой мощности;
- реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;
- объединение зон действия котельных на базе одной из котельных (с возможным увеличением установленной тепловой мощности);
- реализация требований ФЗ-416 и ФЗ-417 в части запрета эксплуатации «открытых» систем горячего водоснабжения.

Подробное описание и обоснование вышеприведенных проектов представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период до 2030 года (актуализация на 2020 год). Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Проекты по развитию энергоисточников сформированы в составе 14-ти

групп:

- Реконструкция основного оборудования и тепловой схемы существующих ТЭЦ;
- Продление паркового ресурса турбоагрегатов;
- Монтаж нового генерирующего оборудования на существующих ТЭЦ;
- Строительство новых энергоисточников;
- Реконструкция теплоисточников с увеличением тепловой мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и по причине перераспределения зон действия источников тепловой энергии;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии с увеличением установленной мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- Реконструкция теплоисточников с переводом в режим работы ЦТП при перераспределении зон действия источников тепловой энергии;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии со снятием ограничений установленной мощности;
- Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью улучшения ТЭП, показателей надежности и качества теплоснабжения;
- Перевод потребителей теплоэнергии в существующих зонах котельных на теплоснабжение от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии;
- Ликвидация источников теплоснабжения в результате перевода тепловой нагрузки на смежные источники теплоснабжения;
- Прочие проекты, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности;
- Реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок;
- Прочие проекты по перераспределению нагрузки, не требующие реализации мероприятий на источниках теплоснабжения;

Полный перечень проектов в соответствии с указанными группами по рекомендованному варианту развития СЦТ города приведен в «Обосновывающие

материалы к схеме теплоснабжения города Нижнего Новгорода на период до 2030 года (актуализация на 2020 год). Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Всеми сценариями развития СЦТ города предусматривается реализация следующих проектов:

- группа 1 и группа 2 «Реконструкция основного оборудования и тепловых схем существующих ТЭЦ» в составе проектов по реконструкции оборудования Сормовской ТЭЦ (приведено в разделе 7.1. Главы 7) и реализация ряда мероприятий на Автозаводской ТЭЦ (приведено в разделе 7.1. Главы 7, а также рассмотрено в разделе 3.4. настоящей Главы);
- группа 3 «Монтаж нового генерирующего оборудования на существующих ТЭЦ» в составе мероприятий на Автозаводской ТЭЦ (рассмотрено в разделе 3.4 настоящей Главы.);
- группа 4 «Строительство новых энергоисточников» для обеспечения перспективной тепловой нагрузки потребителей в составе 15-ти проектов по строительству новых котельных (рассмотрено в разделе 8 Главы 7);
- группа 5 «Реконструкция теплоисточников с увеличением тепловой мощности для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и по причине перераспределения зон действия источников тепловой энергии» в составе двух проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 7);
- группа 6 «Реконструкция теплоисточников с увеличением зоны их действия с приростом тепловой нагрузки» в составе 18-ти проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 7);
- группа 7 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с переводом в ЦТП» в составе 10-ти проектов (рассмотрено в разделе 10 Главы 7);
- группа 8 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью снятия ограничений тепловой мощности» в составе шести проектов (рассмотрено в разделе 11 Главы 7);
- группа 9 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью повышения эффективности их работы» в составе шестнадцати

- проектов (рассмотрено в разделе 11 Главы 7);
- группа 10 «Перевод потребителей теплоэнергии в существующий зонах котельных на теплоснабжение от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии» в составе 11-ти проектов (рассмотрено в разделе 12 Главы 7);
  - группа 11 «Ликвидация источников теплоснабжения в результате перевода тепловой нагрузки на смежные источники теплоснабжения» (рассмотрено в разделе 15 Главы 7);
  - группа 12 «Прочие проекты по реконструкции и техническому перевооружению котельных, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности» (рассмотрено в разделе 18 Главы 7);
  - группа 13 «Проекты, направленные на реконструкцию котельных с установкой электрогенерирующих мощностей» (рассмотрено в разделе 13 Главы 7);
  - группа 14 «Проекты по перераспределению нагрузки, не требующие реализации мероприятий на источниках теплоснабжения» (рассмотрено в разделе 15 Главы 7).

Необходимо отметить, что ряд мероприятий из вышеприведенных групп подлежат реализации в соответствии с рекомендованным при актуализации на 2019 год вариантом развития СЦТ (не предусматривающим использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города). Полный перечень указанных мероприятий (относящихся к СЦТ Нагорной части города) приведен в разделе 3.3. настоящей Главы.

## **2.2. Варианты развития СЦТ города при вводе в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ**

При разработке настоящего раздела выполнен анализ следующих документов:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы (далее по тексту – СиПР ЕЭС 2019-2025);



- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2019-2023 годы (далее по тексту – СиПР/2019-2023);
- Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Нижний Новгород» до 2032 года.

В соответствии с каждым из указанных документов предусматривается строительство Нижегородской ТЭЦ установленной электрической мощностью 900 МВт в составе двух блоков ПГУ-450 (в различных документах приведены различные сроки реализации проекта (2016-2018 гг., 2017-2019 гг., 2019-2021 гг., 2022-2024 гг.).

**При этом важно отметить, что в СиПР ЕЭС 2019-2025 предусмотрен ввод генерирующих мощностей Нижегородской ТЭЦ по предложениям собственников генерирующих объектов (информация о планах собственников по строительству генерирующих объектов, не учитываемая при расчете режимно-балансовой ситуации).**

Тем не менее, с учетом того, что строительство Нижегородской ТЭЦ предусматривается в соответствии со всеми вышеприведенными документами, при разработке схемы теплоснабжения города мероприятия по строительству станции были учтены. При этом в ранее разработанной схеме теплоснабжения города до 2027 года ввод станции в эксплуатацию планировался в 2014 году. Однако за прошедший период сроки строительства станции неоднократно сдвигались, в настоящее время ввод первого блока планируется не ранее 2020 года. Осуществление строительства Нижегородской ТЭЦ на АО «Верхне-Волжская генерирующая компания» (АО «ВВГК»). Согласно аудиторскому заключению по результатам проверки<sup>1</sup> бухгалтерской отчетности АО «ВВГК» за 2016 год:

- в 2010 году АО «ВВГК» были приобретены земельные участки общей стоимостью 22 млн. руб. для строительства ТЭЦ;
- в 2011 году АО «ВВГК» были приобретены земельные участки общей стоимостью 29,5 млн. руб., а также заключен договор на разработку схемы выдачи мощности и проектной документации на строительство ТЭЦ;

---

<sup>1</sup> Источник: официальный сайт АО «ВВГК»

- в 2012 году был проведен тендер и выбран подрядчик на проектирование ТЭЦ;
- в 2013-2015 годах АО «ВВГК» проложило работы по разработке проекта и получению разрешительной документации на строительство ТЭЦ;
- в 2016 году АО «ВВГК» планировало завершить работы по разработке проекта и провести конкурс по выбору подрядчика на строительство ТЭЦ. В связи с отсутствием финансирования указанные работы перенесены с 2016 на 2017 год;
- по состоянию на 2017 год АО «ВВГК» продолжает работы по привлечению инвестиций.

На основании вышесказанного можно сделать вывод, что по состоянию на 2017 - 2019 годы проектирование Нижегородской ТЭЦ не завершено, отсутствует подрядчик на строительство ТЭЦ, источники инвестиций не определены, выполнение бизнес-плана АО «ВВГК» из-за недофинансирования переносится.

В то же время по состоянию на 2018-2019 годы год активно застраивается первая очередь района Кузнечика, появилась определённая со сроками застройки последующих очередей данного района (теплоснабжение района Кузнечиха предполагалось осуществлять от Нижегородской ТЭЦ). То есть в данной части города уже образуется застройка не обеспеченная тепловой мощностью от Нижегородской ТЭЦ.

В связи с данным фактом, а также в связи с необходимостью обеспечить качественное и надежное теплоснабжение всех существующих и перспективных потребителей города Нижнего Новгорода, при выполнении актуализации схемы теплоснабжения на 2019 год разработан и принят в качестве рекомендованного вариант развития СЦТ города, не предусматривающий теплоснабжение потребителей города от предлагаемой к строительству Нижегородской ТЭЦ. Необходимость разработки такого варианта также определена в соответствии с выводами экспертного заключения на проект схемы теплоснабжения города до 2028 года (актуализированный на 2014 год), в котором указано на необходимость разработки альтернативного варианта развития СЦТ города, не предусматривающего строительство Нижегородской ТЭЦ.

Вместе с тем при выполнении актуализации схемы теплоснабжения на

2020 год выполнена проработка двух вариантов использования тепловой мощности предлагаемой к строительству Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города и прилегающих к границам городской территории микрорайонов перспективной застройки.

Дополнительно необходимо отметить, что поскольку предполагаемая площадка размещения будущей ТЭЦ находится вне границ города Нижнего Новгорода, а тепло от станции предполагается использовать, в числе прочего, для теплоснабжения потребителей, расположенных вне границ города, решения о выводе тепловой мощности должны быть обоснованы, в числе прочего, в схемах теплоснабжения соответствующих муниципальных образований Нижегородской области.

С учетом изложенного, развитие СЦТ города в части использования тепловой мощности предлагаемой к строительству Нижегородской ТЭЦ рассмотрено в трех вариантах (сценариях):

- **сценарий, не предусматривающий использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города Нижнего Новгорода, предусматривающая теплоснабжение сложившейся застройки от существующих источников теплоснабжения, и строительство новых крупных источников теплоснабжения (котельных) для обеспечения района Кузнечиха (при актуализации на 2020 год рассмотрен в качестве рекомендованного, мероприятия приведены в проекте схемы теплоснабжения и соответствующих Главах Обосновывающих материалов) (рассмотрен в разделе 2.3. настоящей Главы) - (вариант №3);**
- сценарий, предусматривающий создание двух централизованных систем теплоснабжения в Нагорной части Нижнего Новгорода. В состав первой входят зоны Центр, Север, историческая часть и зона действия НТЦ, а также вновь застраиваемый район д. Кузнечиха. Основным источником является НГТЭЦ. Котельная IT-Парк работает в пиковом режиме в качестве смесительно-догревающей станции, НТЦ – в сезонном режиме. Зона Юг и вновь застраиваемый район д. Новинки входят в централизованную систему теплоснабжения котельной Южная, локальные котельные вдоль южной части пр. Гагарина не

централизуются (рассмотрен в подразделе 2.2.1. настоящей Главы) – (вариант №1);

- сценарий, предусматривающий создание единой централизованной системы теплоснабжения Нагорной части Нижнего Новгорода в составе зон Юг, Центр, Север, историческая часть и зона действия НТЦ, а также вновь застраиваемых районов д. Новинки и д. Кузнечиха. Основным источником является НГТЭЦ. Котельные ИТ-парк и Южная работают в пиковом режиме в качестве смесительно-догревающих станций, НТЦ – в сезонном режиме. Централизуются все выбранные к централизации локальные котельные Нагорной части (рассмотрен в подразделе 2.2.2. настоящей Главы) – (вариант №2).

Сравнение двух сценариев развития, учитывающих использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для обеспечения теплоснабжением потребителей города Нижнего Новгорода, приведено в разделе 3.2.3. настоящей Главы.

Необходимо отметить, что выбор рекомендованного варианта развития СЦТ города в части использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города может быть скорректирован при последующих ежегодных актуализациях схемы теплоснабжения, с учетом фактически складывающейся ситуации со строительством станции.

### **2.2.1. Технические решения по варианту №1 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города**

Первоочередной задачей, вытекающей из перспективных тепловых балансов, является обеспечение тепловых нагрузок зоны НТЦ.

Предлагается на первом этапе подключить район, снабжаемый по ТМ-3 НТЦ через РСТ-1 к котельной ИТ-парка. Установленная мощность котельной – 130 Гкал/ч. В 2020 – 2021 гг. необходимо ввести котельную в строй и увеличить ее мощность до 300 Гкал/ч. Кроме того, в связи с ожидаемым пуском ПВК НГТЭЦ предполагается к 2022 г. сформировать смесительно-перекачивающую станцию и первую очередь электростанции собственных нужд в составе нескольких газопоршневых агрегатов суммарной мощностью 6 – 7 МВт с водогрейными

котлами-утилизаторами. В дальнейшем установленная мощность котельной IT-парк возрастает до 500 Гкал/ч, а электростанции собственных нужд до 16 – 17 МВт. Тепловая мощность (до 288 Гкал/ч) передается от котельной IT-парк до РСТ-1 по тепломагистрале Восточная Ду1200мм, где раздается потребителям и реверсным течением по т/м «3 очередь» Ду700мм и реверсным течением по т/м «1 очередь» с увеличением диаметра с Ду500мм до Ду700мм направляется на НТЦ. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С

Основным источником централизованной системы теплоснабжения Нагорной части Нижнего Новгорода в данном варианте является НГТЭЦ – современное энергопредприятие, строительство которого предполагается закончить в 2022 – 2024 гг. В состав ТЭЦ по проекту входят два теплофикационных блока ПГУ-450 и водогрейная котельная в составе двух котлов КВГМ-120, установленная мощность ТЭЦ составит 900 МВт/853 Гкал/ч.

С 2022 г. начинается эксплуатация энергоблоков НГТЭЦ, что позволяет перевести нагрузки локальных котельных зоны Центр и зоны Север на централизованную систему теплоснабжения. Для этой цели служит тепломагистраль Северная Ду1200 мм. Для подключения нагрузок зоны Центр и зоны Север (включая историческую часть города) от котельной IT-Парка до НТЦ строится тепломагистраль «Нартова» Ду1200 мм. Температурный график тепломагистралей 130/70 °С. Тепловая мощность НГТЭЦ выдается на котельную IT-Парка по сдвоенной тепломагистрале Центр-1 и Центр-2 Ду1200 мм протяженностью по 6,5 км. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С.

В зоне Юг и д. Новинки с 2020 вводится первая очередь котельной Южная. Растущие тепловые нагрузки в д. Новинки в 2019-2020 г.г. покрываются блочными водогрейными котельными заводской готовности. В 2021 г. вводится в строй вторая очередь котельной Южная в составе двух котлов по 20 Гкал/ч и одного котла 50 Гкал/ч. Для подключения вновь застраиваемого района Новинки строится тепломагистраль Ду800 мм. Мощность котельной в 2019 – 2023 гг. возрастает с 90 до 190 Гкал/ч. В 2024 г. для теплоснабжения вновь застраиваемого района Новинки строится вторая тепломагистраль Ду800 мм, а для подключения централизуемых нагрузок зоны Юг – тепломагистраль Ду600 мм. В дальнейшем установленная мощность Южной котельной увеличивается до 490 Гкал/ч – а мощность электростанции собственных нужд – до 7 – 8 МВт.

В таблицах и на рисунках ниже приведены мероприятия, требуемые для реализации предлагаемого варианта развития, а также результаты расчетов,

обосновывающих указанные мероприятия.

Таблица 2.1 – Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 1

Источник, тепломагистраль	Начало участка	Конец участка	L, км	Диаметр, мм	Способ прокладки	Год финансирования	Стоимость на 2017 г. (без НДС), тыс. руб.
<b>НГТЭЦ</b> новая т/м Центральная	НГТЭЦ	Котельная IT Парк	7,0	2x1220	надземная	2021-2022	1 274 043
<b>Котельная IT Парк</b> новая т/м Северная	Котельная IT Парк	РСТ-1	3,5	1220	бесканальная	2020	480 948
НТЦ т/м «3 очередь» реконструкция	РСТ-1	«3 очередь» НТЦ ТК-318	1,4	Замена 720 на 1020	бесканальная	2023-2024	186 569
НТЦ т/м 1 очередь реконструкция	1 очередь НТЦ ТК-318	«1 очередь» НТЦ ТК-112	1,5	Замена 530 на 720	бесканальная	2023-2024	144 184
<b>Котельная IT Парк</b> новая т/м «Нартова»	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	7,0	1220	бесканальная	2021-2022	961 896
<b>Котельная IT Парк</b> реконструкция	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	3,0	Замена 530 на 1220	бесканальная	2023-2024	474 084
<b>Котельная «Южная»</b> новая т/м	Котельная «Южная»	р-н Новинки	5,0	2x820	надземная	2020-2021	621 084



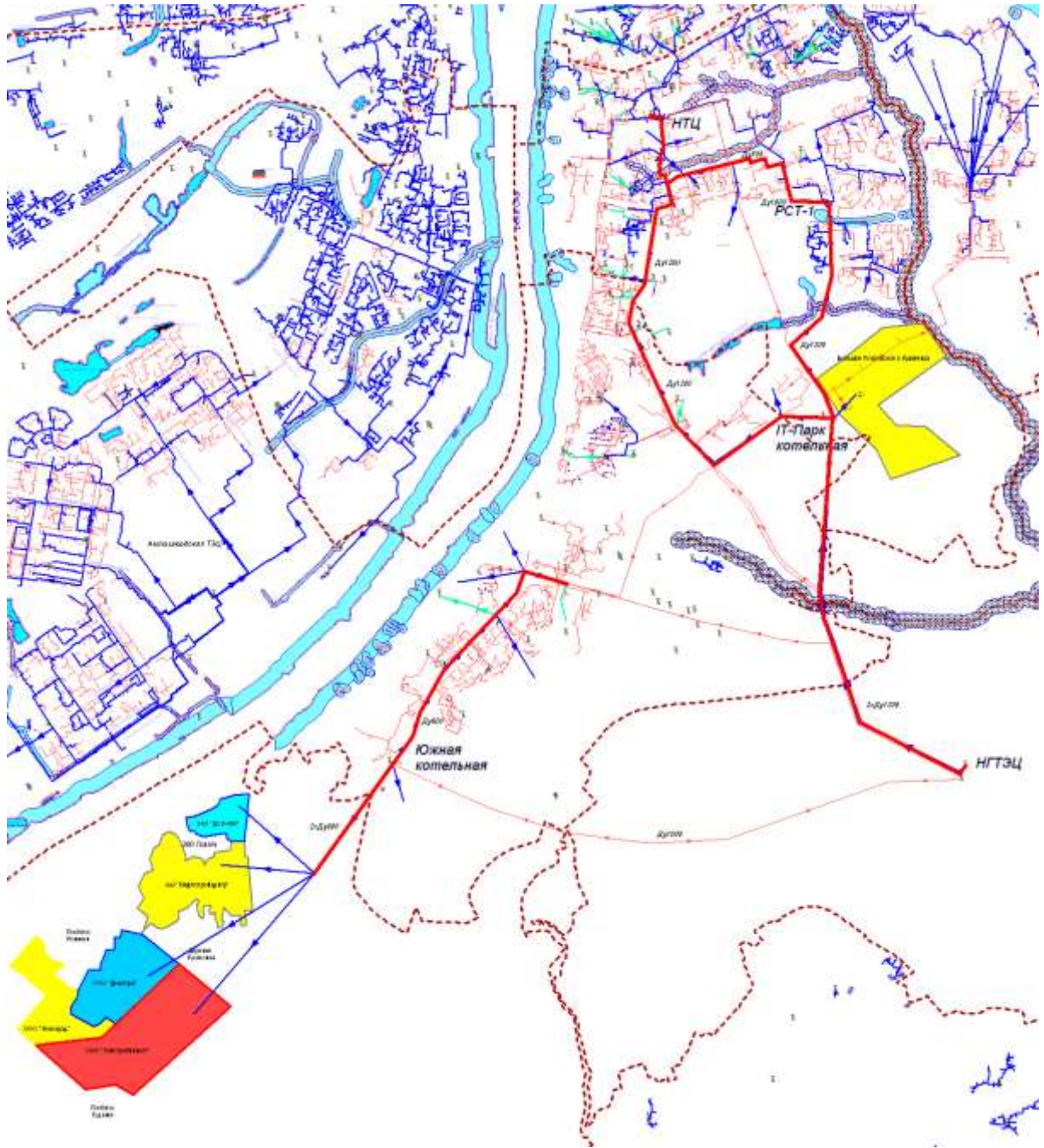


Рисунок 2.1 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной ИТ-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очереди НТЦ и новой т/м Нартова



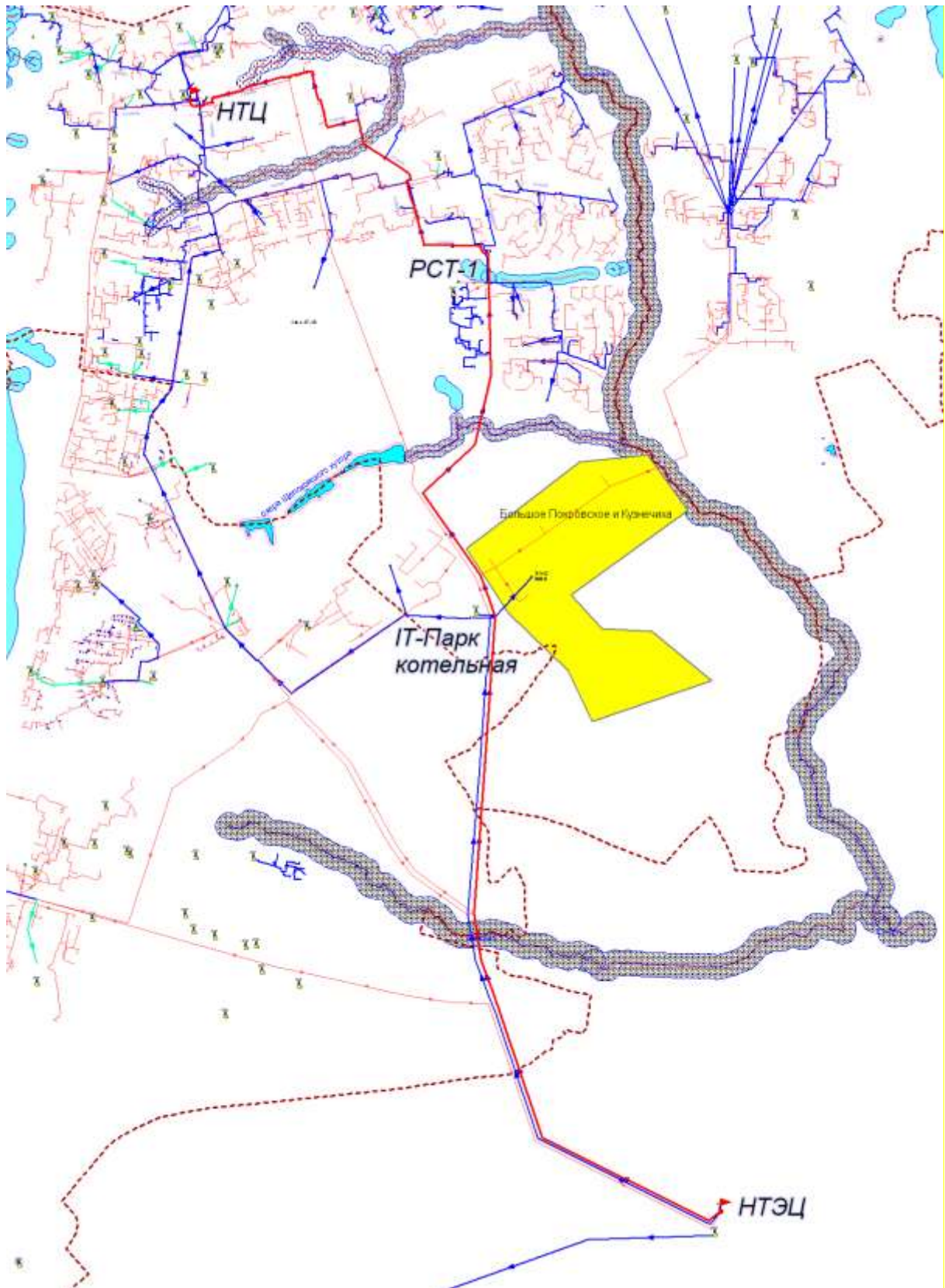


Рисунок 2.2 – Трасса от НГТЭС через котельную ИТ-Парка, через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до HTЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

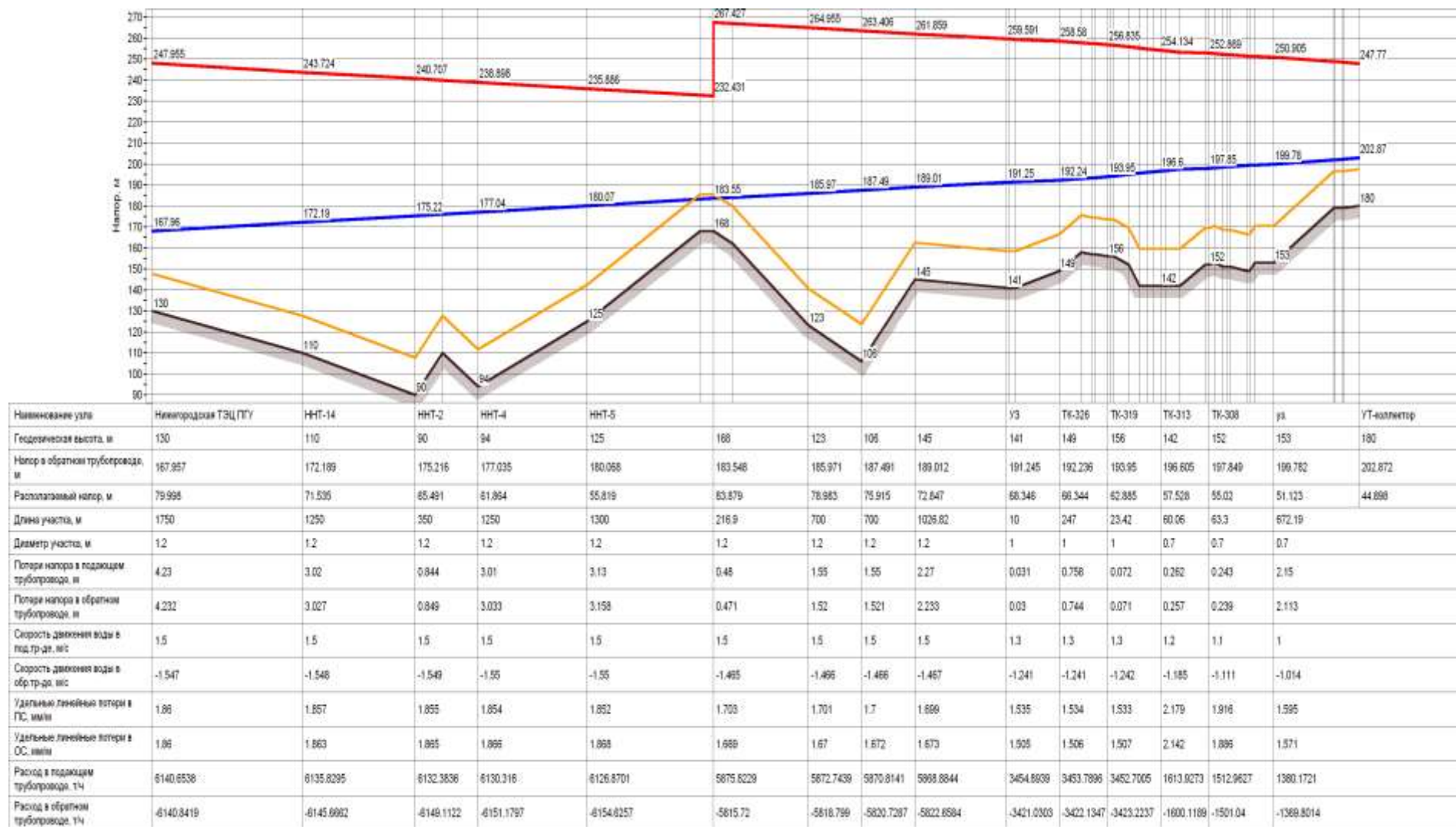


Рисунок 2.3 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ



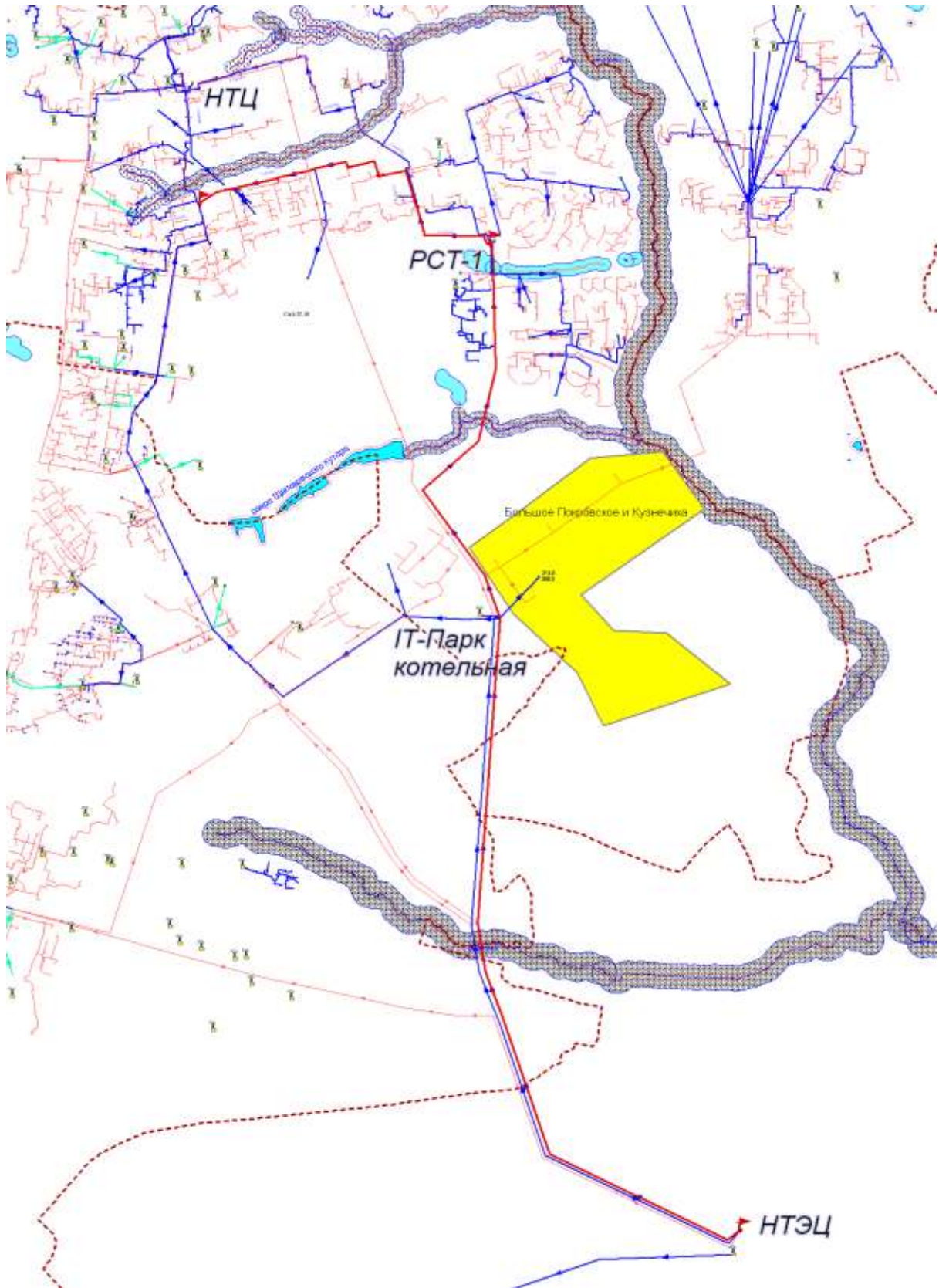
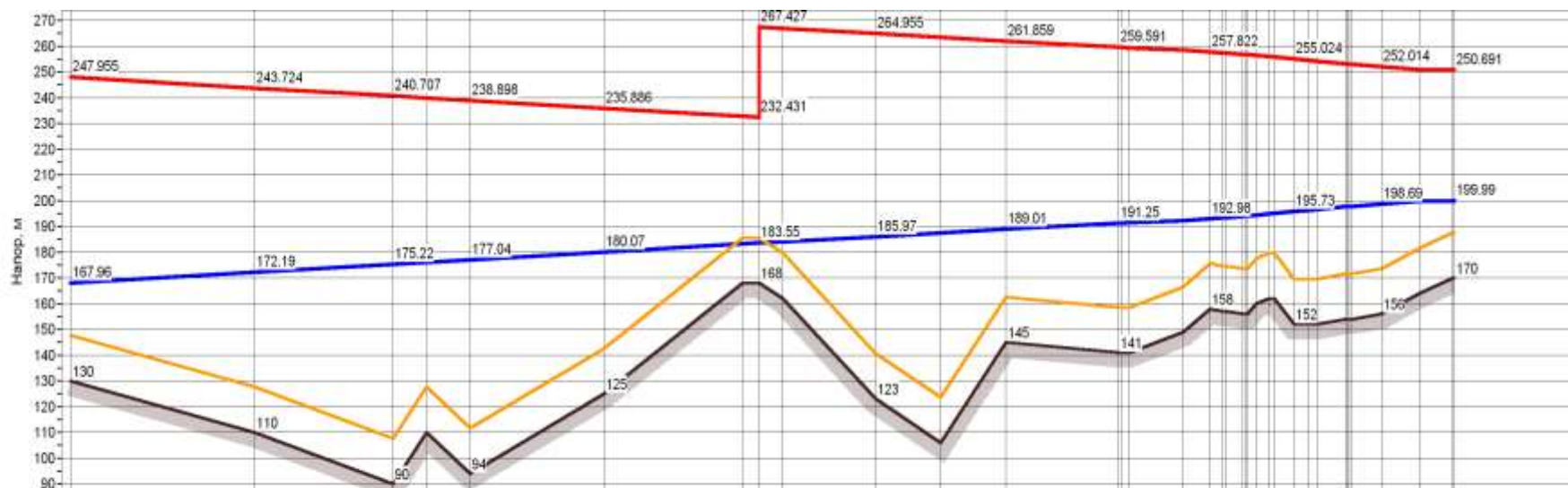


Рисунок 2.4 –Трасса от ИГТЭЦ через котельную ИТ-Парка, РСТ-1 по т/м «1 очередь» до ТК-112

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ



Наименование узла	Нижегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5				У3	ТК-322	ТК-121	УТ-115	ТК-112	
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125		168	123	145	141	158	152	156	170
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068		183.548	185.971	189.012	191.245	192.98	195.73	198.692	199.993
Располагаемый напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819		83.879	78.983	72.847	68.348	64.842	59.294	53.322	50.698
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300		216.9	700	1026.82	10	122.27	129.96	344.18	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2		1.2	1.2	1.2	1	1	0.7	0.7	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	4.23	3.02	0.844	3.01	3.13		0.48	1.55	2.27	0.031	0.375	0.545	1.13	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.232	3.027	0.849	3.033	3.158		0.471	1.52	2.233	0.03	0.368	0.536	1.109	
Скорость движения воды в под тр-де, м/с	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5		1.5	1.5	1.5	1.3	1.3	1.2	1.1	
Скорость движения воды в обр тр-де, м/с	-1.547	-1.548	-1.549	-1.55	-1.55		-1.465	-1.466	-1.467	-1.241	-1.242	-1.193	-1.054	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.86	1.857	1.855	1.854	1.852		1.703	1.701	1.699	1.535	1.533	2.208	1.724	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.86	1.863	1.865	1.866	1.868		1.689	1.67	1.673	1.505	1.506	2.171	1.696	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6140.6538	6135.8295	6132.3836	6130.316	6126.8701		5875.8229	5872.7439	5868.8844	3454.8939	3453.3167	1624.4095	1435.0478	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6140.8419	-6145.6662	-6149.1122	-6151.1797	-6154.6257		-5815.72	-5818.799	-5822.6584	-3421.0303	-3422.6076	-1610.9201	-1423.1672	

Рисунок 2.5 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ



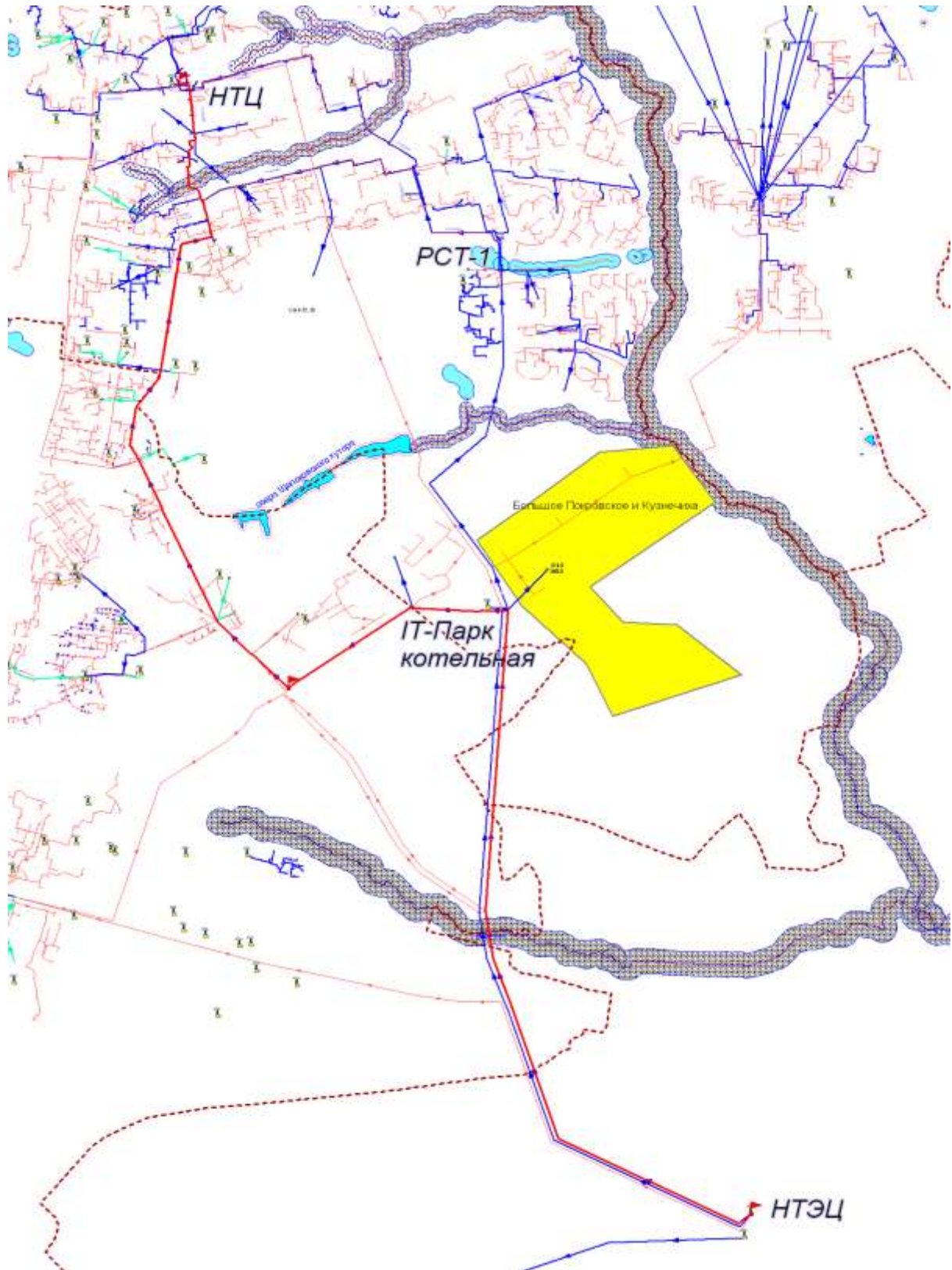
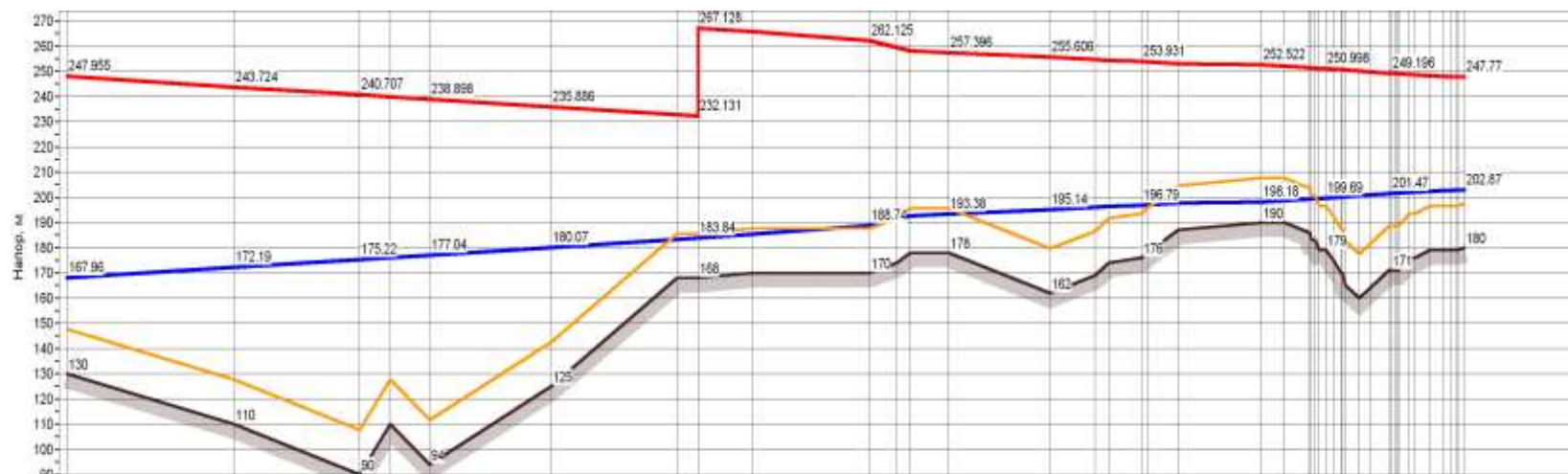


Рисунок 2.6 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка по ул. Нартова и до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ



Наименование узла	Нижегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5	НС нов.1		ТК-10 нов.	ТК-9 нов.	ТК-6 нов.	ТК-3 нов.	ТК-112-с2	УТ-105-1а-1	УТ-котельная	
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168		170	176	162	176	190	179	171	180
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068	183.841		185.736	193.379	195.141	196.794	198.184	199.689	201.468	202.872
Распределенный напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819	63.267		73.388	64.017	60.454	57.137	54.339	51.309	47.729	44.896
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	452.88		693.35	900	447.65	52.25	218.81	69.85	35.28	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	4.23	3.02	0.844	3.01	3.13	1.49		2.68	1.79	0.89	0.156	0.541	0.151	0.098	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.232	3.027	0.849	3.033	3.158	1.453		2.626	1.762	0.877	0.154	0.534	0.149	0.097	
Скорость движения воды в под-р-де, м/с	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4		1.4	1.4	1.4	1.4	1.3	1.2	1.4	
Скорость движения воды в обр-р-де, м/с	-1.547	-1.548	-1.549	-1.55	-1.55	-1.427		-1.411	-1.392	-1.392	-1.379	-1.253	-1.17	-1.361	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.86	1.857	1.855	1.854	1.852	1.619		1.577	1.53	1.529	1.497	1.236	1.078	1.459	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.86	1.863	1.865	1.866	1.868	1.583		1.547	1.506	1.507	1.478	1.221	1.065	1.44	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6140.6538	6135.8295	6132.3836	6130.316	6126.8701	5727.6995		5653.6439	5569.0718	5566.5907	5507.9103	5004.4296	4672.3744	5437.345	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6140.8419	-6145.6692	-6148.1122	-6151.1797	-6154.6257	-5864.6403		-5899.7159	-5924.5661	-5927.0492	-5472.3896	-4972.2703	-4644.1699	-5401.9748	

Рисунок 2.7 –Пьезометрический график НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка по ул. Нартова до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.2 – Сводная таблица для Варианта 1 - 100% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ</b>	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	6 006	6 002	6 000	5 998	5 997	5 995	5 993	5 992	5 990	5 990
<b>Расход условного топлива на отпуск электроэнергии</b>	тыс.т у.т./год	0	0	0	0	0	1 137	1 126	1 119	1 113	1 107	1 102	1 098	1 095	1 092	1 092
<b>Отпуск тепловой энергии с коллекторов</b>																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 648	1 666	3 382	3 493	3 560	3 620	3 683	3 746	3 798	3 840	3 884	3 884
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	1 100	1 283	1 468	1 539	652	676	700	725	757	781	799	818	832	832
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 427	1 474	189	189	225	282	343	410	477	542	616	700	781	781
Южная	тыс. Гкал/год	0	82	237	385	528	667	802	873	941	1 008	1 072	1 135	1 196	1 255	1 255
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	910	945	483	501	180	196	210	225	247	268	291	312	349	349
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 914</b>	<b>3 519</b>	<b>3 939</b>	<b>4 174</b>	<b>4 425</b>	<b>5 106</b>	<b>5 449</b>	<b>5 686</b>	<b>5 922</b>	<b>6 172</b>	<b>6 410</b>	<b>6 639</b>	<b>6 866</b>	<b>7 100</b>	<b>7 100</b>
<b>Отпуск тепловой энергии потребителям</b>																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	518	519	734	764	1 141	1 157	1 172	1 188	1 203	1 218	1 232	1 243	1 252	1 252
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 796	2 006	2 353	2 406	2 385	2 398	2 411	2 423	2 445	2 459	2 465	2 476	2 483	2 483
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	316	427	540	651	763	875	987	1 099	1 211	1 211
Южная	тыс. Гкал/год	0	75	219	355	487	615	739	804	867	929	988	1 046	1 102	1 156	1 156
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	838	871	445	462	166	181	194	207	227	247	268	288	321	321
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 684</b>	<b>3 227</b>	<b>3 614</b>	<b>3 886</b>	<b>4 118</b>	<b>4 623</b>	<b>4 902</b>	<b>5 120</b>	<b>5 337</b>	<b>5 567</b>	<b>5 787</b>	<b>5 998</b>	<b>6 207</b>	<b>6 423</b>	<b>6 423</b>
<b>Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии</b>																
НГТЭЦ	тыс.т у.т./год	0	0	0	274	277	457	471	480	488	496	505	512	518	524	524
НТЦ	тыс.т у.т./год	318	172	200	229	240	102	105	109	113	118	122	125	128	130	130
ИТ-Парк	тыс.т у.т./год	0	224	231	34	34	42	51	61	71	82	92	104	117	130	130
Южная	тыс.т у.т./год	0	13	37	59	81	103	124	134	145	155	165	175	184	193	193
Локальные котельные	тыс.т у.т./год	147	153	159	81	84	30	33	35	38	41	45	49	52	59	59
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.т у.т./год</b>	<b>465</b>	<b>561</b>	<b>627</b>	<b>678</b>	<b>717</b>	<b>734</b>	<b>785</b>	<b>820</b>	<b>855</b>	<b>893</b>	<b>929</b>	<b>964</b>	<b>999</b>	<b>1 034</b>	<b>1 034</b>
<b>Максимальное потребление газа</b>																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	202	204	208	213	217	221	226	230	230
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	56	65	75	78	43	45	46	47	48	49	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	35	40	43	43	43	43	43	43	43	43
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	3	9	14	20	25	30	32	35	37	40	42	44	46	46
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	38	19	20	7	8	8	9	10	11	12	12	14	14
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.н.м.3/ч</b>	<b>110</b>	<b>133</b>	<b>148</b>	<b>160</b>	<b>169</b>	<b>142</b>	<b>324</b>	<b>333</b>	<b>342</b>	<b>351</b>	<b>360</b>	<b>368</b>	<b>377</b>	<b>385</b>	<b>385</b>
<b>Покупка электроэнергии 10 кВ</b>																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	53,440	53,980	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	33,008	38,479	44,053	46,182	19,546	20,278	21,011	21,743	22,714	23,442	23,967	24,534	24,946	24,946
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Южная	млн.кВт.ч	0,000	2,451	7,116	11,550	15,850	20,022	24,069	26,189	28,245	30,239	32,174	34,052	35,872	37,637	37,637
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	27,289	28,354	14,477	15,031	5,403	5,891	6,305	6,756	7,396	8,037	8,734	9,374	10,463	10,463
<b>ИТОГО</b>	<b>млн.кВт.ч</b>	<b>87,42</b>	<b>62,75</b>	<b>73,95</b>	<b>123,52</b>	<b>131,04</b>	<b>44,97</b>	<b>50,24</b>	<b>53,50</b>	<b>56,74</b>	<b>60,35</b>	<b>63,65</b>	<b>66,75</b>	<b>69,78</b>	<b>73,05</b>	<b>73,05</b>

Таблица 2.3 –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 100% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Всего
<b>кот. "IT-парк"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	5	0	0	1	0	0	1	0	0	0	13
Инвестиции (в ценах 2017 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 187	0	40	0	200	0	0	40	0	0	40	0	0	0	0	1 507
- в УТМ	млн. руб.	935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	935
- в УЭМ	млн. руб.	252	0	40	0	200	0	0	40	0	0	40	0	0	0	0	572
<b>кот. "Южная"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	40	90	140	190	190	290	290	290	290	390	390	390	390	390	
- прирост УТМ	Гкал/ч		40	50	50	50	0	100	0	0	0	100	0	0	0	0	390
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2017 г., с НДС)	млн. руб.	395	250	250	250	0	500	0	0	0	500	0	0	0	0	0	2 145

\* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной



Таблица 2.4 – Сводная таблица для Варианта 1 – 50% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ</b>	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	6 012	6 010	6 009	6 007	6 006	6 005	6 004	6 003	6 002	6 002
<b>Расход условного топлива на отпуск электроэнергии</b>	тыс.т у.т./год	0	0	0	0	0	1 158	1 151	1 147	1 143	1 139	1 134	1 131	1 128	1 125	1 125
<b>Отпуск тепловой энергии с коллекторов</b>																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 563	1 572	3 172	3 242	3 283	3 324	3 366	3 407	3 443	3 470	3 499	3 499
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	912	1 003	1 131	1 167	245	258	270	282	298	310	319	329	336	336
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 379	1 402	188	188	159	192	215	238	261	284	312	347	381	381
Южная	тыс. Гкал/год	0	41	119	192	264	334	401	436	471	504	536	568	598	627	627
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	893	911	447	456	144	152	159	166	177	188	199	210	228	228
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 914</b>	<b>3 224</b>	<b>3 434</b>	<b>3 521</b>	<b>3 647</b>	<b>4 054</b>	<b>4 246</b>	<b>4 364</b>	<b>4 482</b>	<b>4 607</b>	<b>4 726</b>	<b>4 840</b>	<b>4 954</b>	<b>5 071</b>	<b>5 071</b>
<b>Отпуск тепловой энергии потребителям</b>																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	503	503	693	708	1 037	1 044	1 052	1 060	1 068	1 075	1 082	1 088	1 092	1 092
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 593	1 698	2 003	2 029	2 019	2 025	2 032	2 038	2 049	2 056	2 059	2 064	2 068	2 068
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	158	214	270	326	382	438	494	550	606	606
Южная	тыс. Гкал/год	0	37	109	177	243	307	370	402	434	464	494	523	551	578	578
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	823	839	412	420	132	140	146	153	163	173	184	193	210	210
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 684</b>	<b>2 956</b>	<b>3 149</b>	<b>3 285</b>	<b>3 401</b>	<b>3 654</b>	<b>3 793</b>	<b>3 902</b>	<b>4 011</b>	<b>4 126</b>	<b>4 236</b>	<b>4 341</b>	<b>4 446</b>	<b>4 554</b>	<b>4 554</b>
<b>Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии</b>																
НГТЭЦ	тыс.т у.т./год	0	0	0	261	263	430	439	444	449	455	460	465	468	472	472
НТЦ	тыс.т у.т./год	318	142	156	176	182	38	40	42	44	47	48	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.т у.т./год	0	216	220	34	34	31	37	40	44	48	51	56	61	67	67
Южная	тыс.т у.т./год	0	6	18	30	41	51	62	67	72	78	83	87	92	97	97
Локальные котельные	тыс.т у.т./год	147	150	153	75	77	24	26	27	28	30	32	33	35	38	38
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.т у.т./год</b>	<b>465</b>	<b>515</b>	<b>548</b>	<b>576</b>	<b>596</b>	<b>575</b>	<b>603</b>	<b>621</b>	<b>638</b>	<b>657</b>	<b>674</b>	<b>691</b>	<b>708</b>	<b>726</b>	<b>726</b>
<b>Максимальное потребление газа</b>																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	202	202	202	202	202	202	204	206	206
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	47	52	59	61	24	25	26	26	27	27	28	28	29	29
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	28	31	34	36	38	40	43	43	43	43
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	1	4	7	10	12	15	16	17	18	20	21	22	23	23
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	36	18	18	6	6	6	7	7	7	8	8	9	9
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.н.м.3/ч</b>	<b>110</b>	<b>122</b>	<b>129</b>	<b>135</b>	<b>140</b>	<b>103</b>	<b>279</b>	<b>284</b>	<b>288</b>	<b>293</b>	<b>297</b>	<b>301</b>	<b>305</b>	<b>310</b>	<b>310</b>
<b>Покупка электроэнергии 10 кВ</b>																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	50,877	51,147	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	27,352	30,087	33,940	35,005	7,365	7,731	8,097	8,463	8,949	9,313	9,575	9,859	10,065	10,065
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Южная	млн.кВт.ч	0,000	1,225	3,558	5,775	7,925	10,011	12,034	13,095	14,122	15,120	16,087	17,026	17,936	18,819	18,819
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	26,789	27,321	13,401	13,678	4,315	4,559	4,766	4,992	5,312	5,632	5,981	6,301	6,845	6,845
<b>ИТОГО</b>	<b>млн.кВт.ч</b>	<b>87,42</b>	<b>55,37</b>	<b>60,97</b>	<b>103,99</b>	<b>107,76</b>	<b>21,69</b>	<b>24,32</b>	<b>25,96</b>	<b>27,58</b>	<b>29,38</b>	<b>31,03</b>	<b>32,58</b>	<b>34,10</b>	<b>35,73</b>	<b>35,73</b>

Таблица 2.5 – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 50% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Всего
<b>кот. "IT-парк"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	170
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	4	0	1	0	0	0	0	0	1	1	11
Инвестиции (в ценах 2017 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 183	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	1 463
- в УТМ	млн. руб.	935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	935
- в УЭМ	млн. руб.	248	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	528
<b>кот. "Южная"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	20	70	70	120	120	120	120	220	220	220	220	220	220	220	
- прирост УТМ	Гкал/ч		20	50	0	50	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	220
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2017 г., с НДС)	млн. руб.	210	250	0	250	0	0	0	500	0	0	0	0	0	0	0	1 210

\* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

### **2.2.2. Технические решения по варианту №2 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города**

Как и в Варианте 1 первоочередной задачей до предполагаемого пуска ПВК НГТЭЦ в 2022 г. является увеличение тепловую мощность в зоне НТЦ до 800 Гкал/ч за увеличения производительности сетевой насосной НТЦ в 2020 г. для обеспечения мощности на коллекторах до 640 Гкал/ч и введения в строй котельной ИТ-парка в 2015 г. с увеличением ее мощности до 300 Гкал/ч в 2020 г.

В связи с ожидаемым пуском ПВК НГТЭЦ предполагается к 2022 г. сформировать смесительно-перекачивающую станцию и первую очередь электростанции собственных нужд в составе нескольких газопоршневых агрегатов суммарной мощностью 6 – 7 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами. В дальнейшем установленная мощность котельной ИТ-Парк возрастает до 700 Гкал/ч, а электростанции собственных нужд до 16 – 17 МВт. Тепловая мощность (до 288 Гкал/ч) передается от котельной ИТ-парк до РСТ-1 по тепломагистралам Восточная Ду1200мм, где раздается потребителям и реверсным течением по т/м «3 очередь» Ду700мм и реверсным течением по т/м «1 очередь» с увеличением диаметра с Ду500мм до Ду700мм, направляется на НТЦ. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С

Как и в Варианте 1 основным источником централизованной системы теплоснабжения Нагорной части Нижнего Новгорода является НГТЭЦ установленной мощностью 900 МВт/853 Гкал/ч. Ввод ПВК (240 Гкал/ч) намечается в 2022 г., а всей станции – в 2022 – 2024 г.г.

Тепловая мощность НГТЭЦ выдается целиком на котельную ИТ-Парка по двояной тепломагистралам Центр-1 и Центр-2 Ду1200 мм протяженностью по 6,5 км. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С.

С 2022 г. начинается эксплуатация энергоблоков НГТЭЦ, что позволяет перевести нагрузки локальных котельных зоны Центр и зоны Север на централизованную систему теплоснабжения. Для этой цели служит тепломагистраль «Нартова» Ду1200 мм. Температурный график тепломагистралей – 130/70 °С.

В зоне Юг и д. Новинки с 2019 вводится первая очередь котельной Южная установленной мощностью 20 Гкал/ч. Растущие тепловые нагрузки в д. Новинки в 2018 г. покрываются блочными водогрейными котельными заводской готовности. В

2021 г. вводится в строй вторая очередь котельной Южная в составе двух котлов по 20 Гкал/ч и одного котла 50 Гкал/ч. Для подключения вновь застраиваемого района Новинки строится тепломагистраль Ду800 мм. Мощность котельной в 2018 – 2022 гг. возрастает с 90 до 190 Гкал/ч.

В 2024 г. нагрузки вновь застраиваемого района Новинки и централизуемые нагрузки зоны Юг подключаются к НГТЭЦ. Для этого прокладывается тепломагистраль Южная Ду1000 мм от коллекторов ТЭЦ до развилки на котельную Южная в п. Новинки и на централизованную часть зоны Юг. Для покрытия растущих тепловых нагрузок вновь застраиваемого района Новинки строится вторая тепломагистраль Ду800 мм. В дальнейшем установленная мощность Южной котельной увеличивается до 290 Гкал/ч.

В таблицах и на рисунках ниже приведены мероприятия, требуемые для реализации предлагаемого варианта развития, а также результаты расчетов, обосновывающих указанные мероприятия.

Таблица 2.6 – Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 2

Источник, тепломагистраль	Начало участка	Конец участка	L, км	Диаметр, мм	Способ прокладки	Год финансирования	Стоимость на 2015 г. (без НДС), тыс. руб.
<b>НГТЭЦ</b> новая т/м Центральная	НГТЭЦ	Котельная IT Парк	7,0	2x1220	надземная	2021-2022	1 274 043
<b>Котельная IT Парк</b> новая т/м Северная	Котельная IT Парк	РСТ-1	3,5	1220	бесканальная	2020	480 948
НТЦ т/м «3 очередь» реконструкция	РСТ-1	«3 очередь» НТЦ ТК-318	1,4	Замена 720 на 1020	бесканальная	2023-2024	186 569
НТЦ т/м 1 очередь реконструкция	1 очередь НТЦ ТК-318	«1 очередь» НТЦ ТК-112	1,5	Замена 530 на 720	бесканальная	2023-2024	144 184
<b>Котельная IT Парк</b> новая т/м «Нартова»	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	7,0	1220	бесканальная	2021-2022	961 896
<b>Котельная IT Парк</b> реконструкция	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	3,0	Замена 530 на 1220	бесканальная	2023-2024	474 084
<b>Котельная «Южная»</b> новая т/м	Котельная «Южная»	р-н Новинки	5,0	2x820	надземная	2020-2021	621 084
<b>НГТЭЦ</b> новая т/м Южная*	НГТЭЦ	Котельная «Южная»	8,5	1020	надземная	2020-2021	743 640

\*мероприятия, не выделенные цветом, аналогичны варианту №1



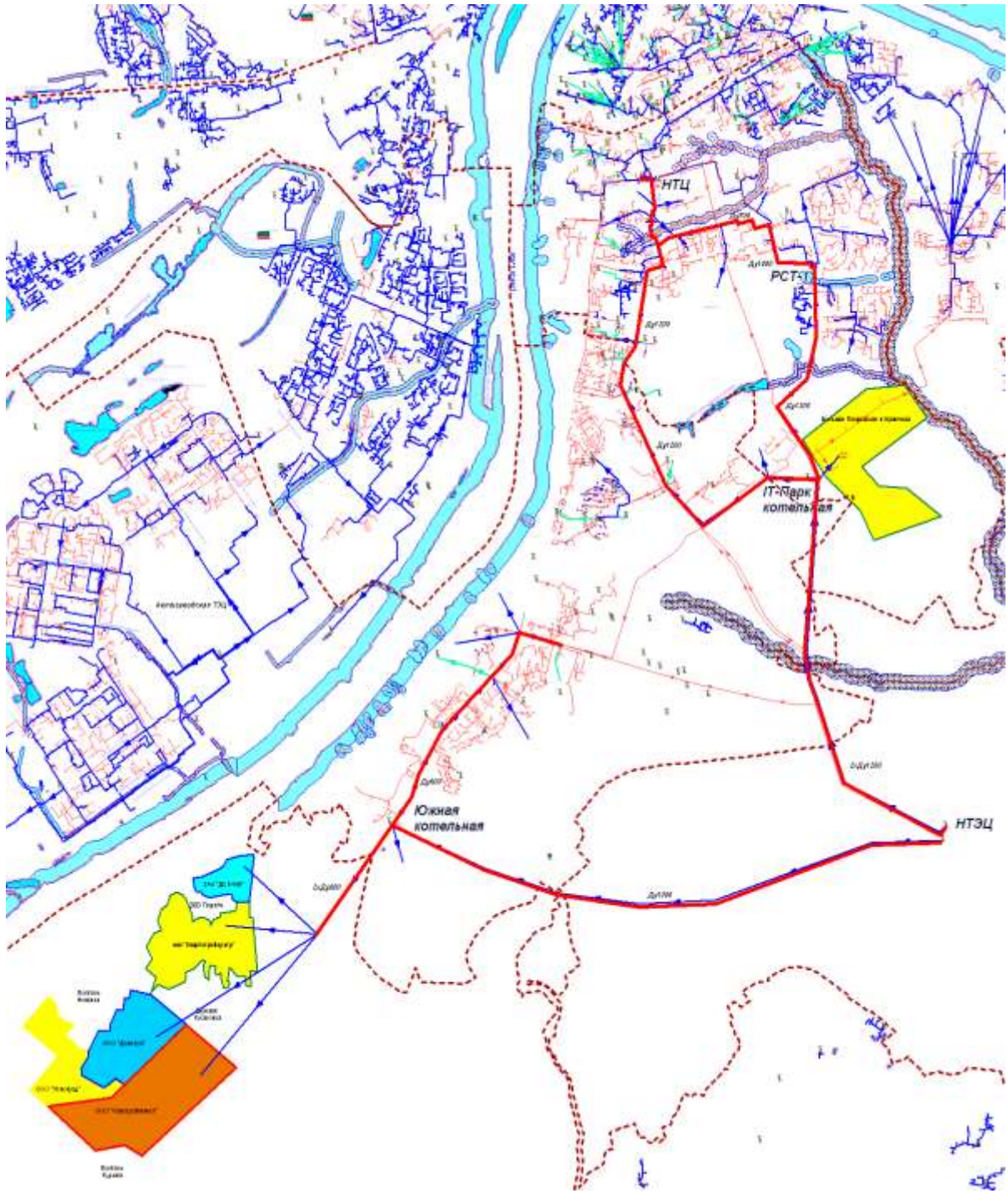


Рисунок 2.8 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной ИТ-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и т/м «Нартова». Зона района Новинки от Южной котельной

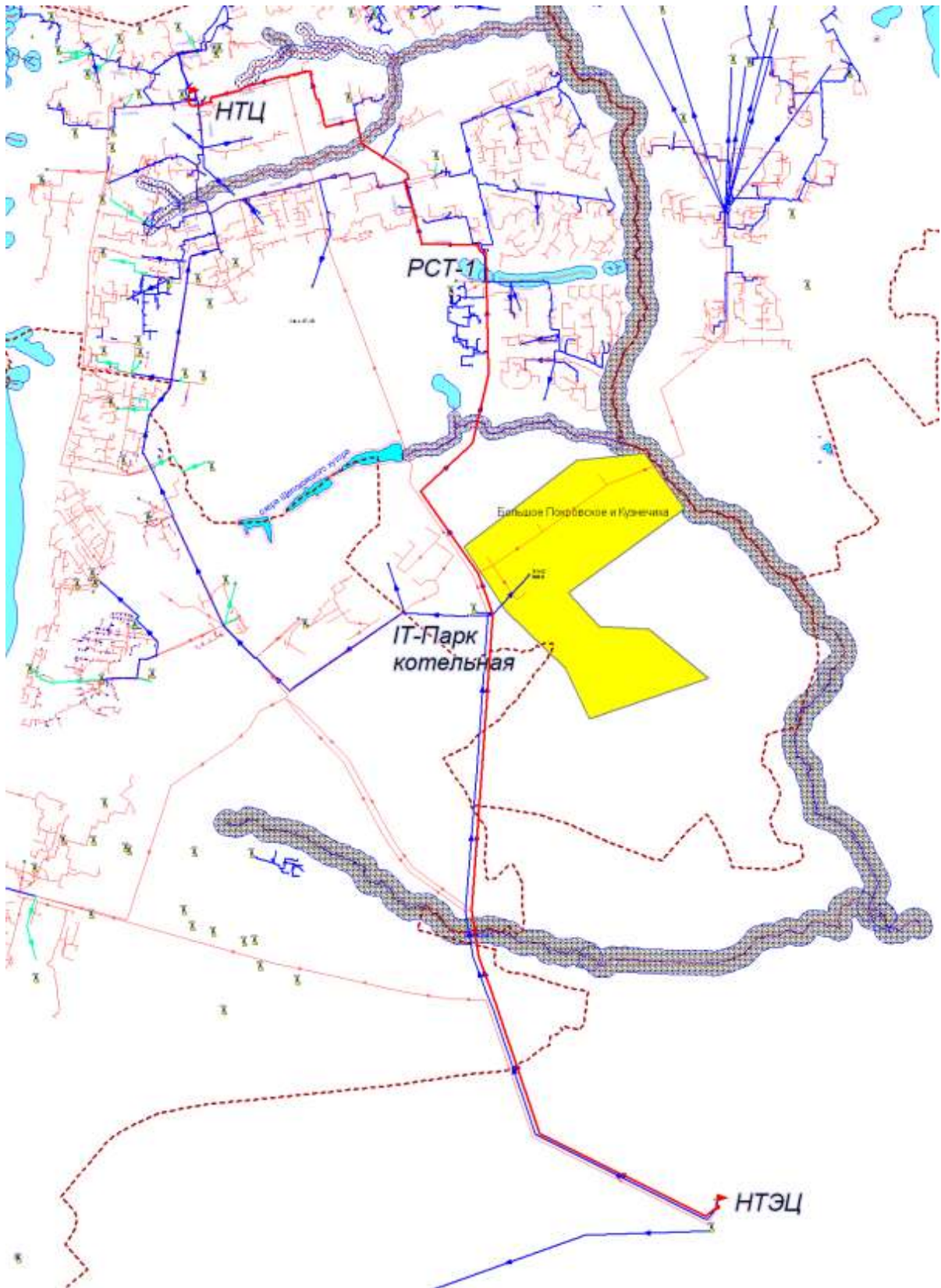


Рисунок 2.9 –Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

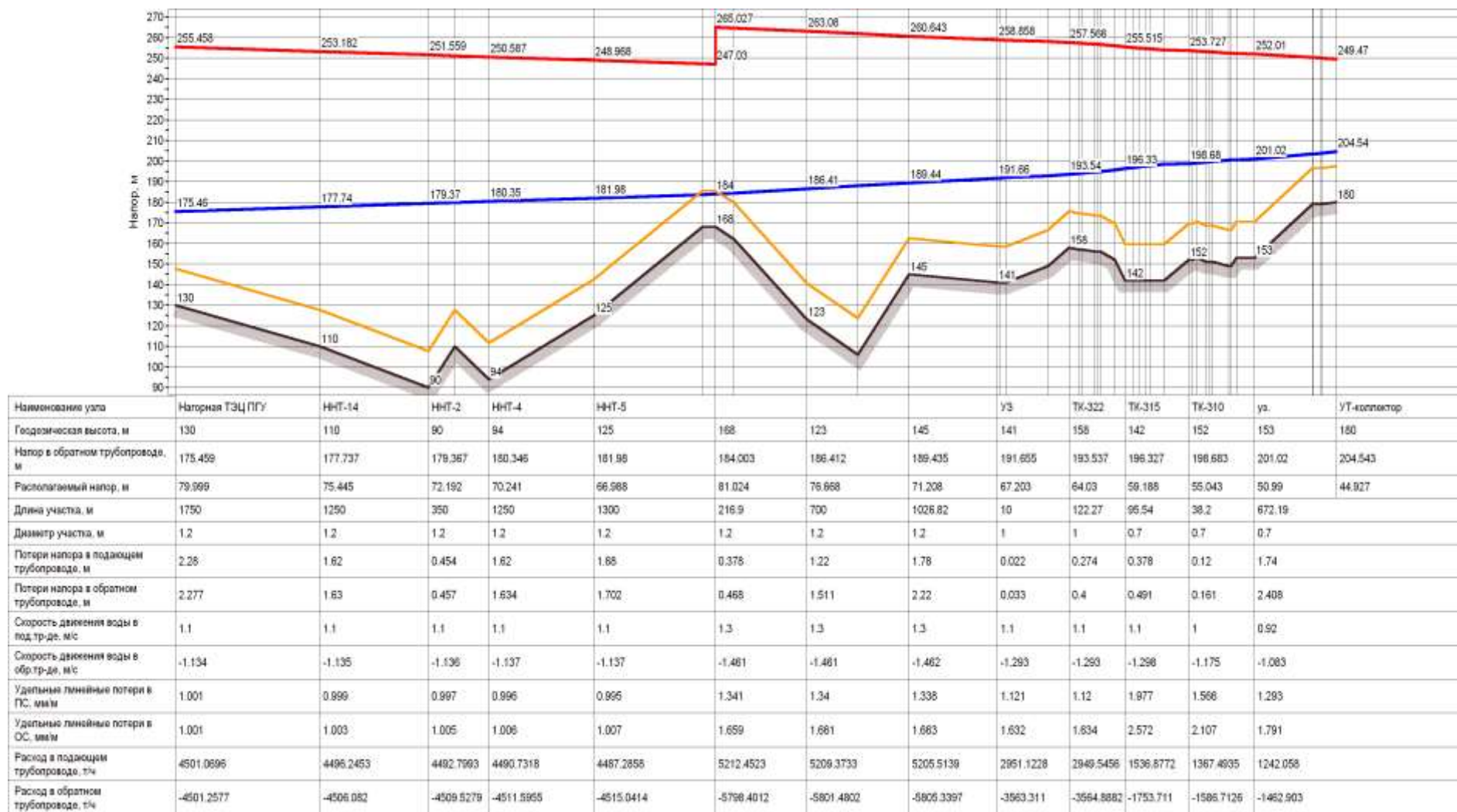


Рисунок 2.10 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ



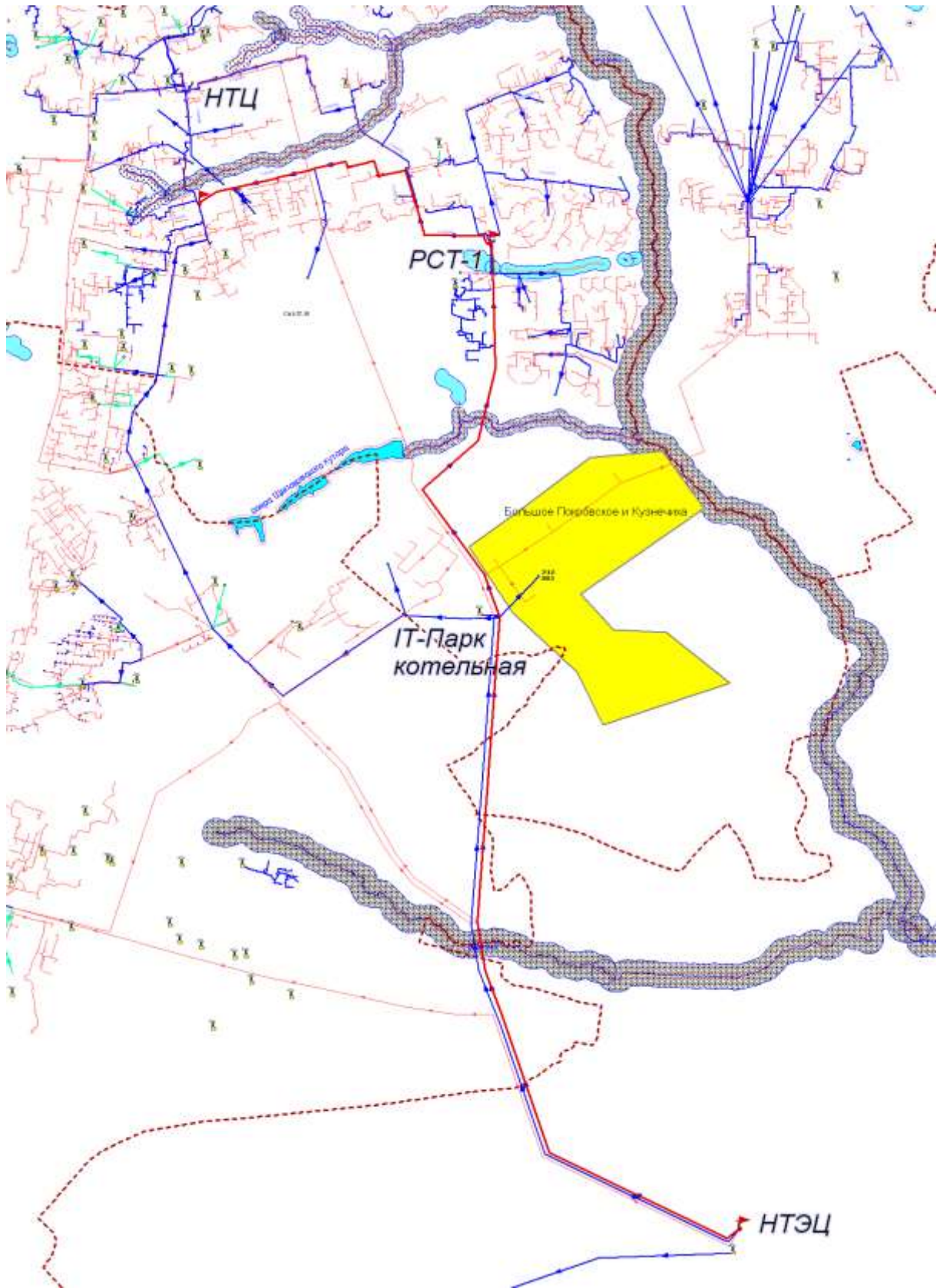
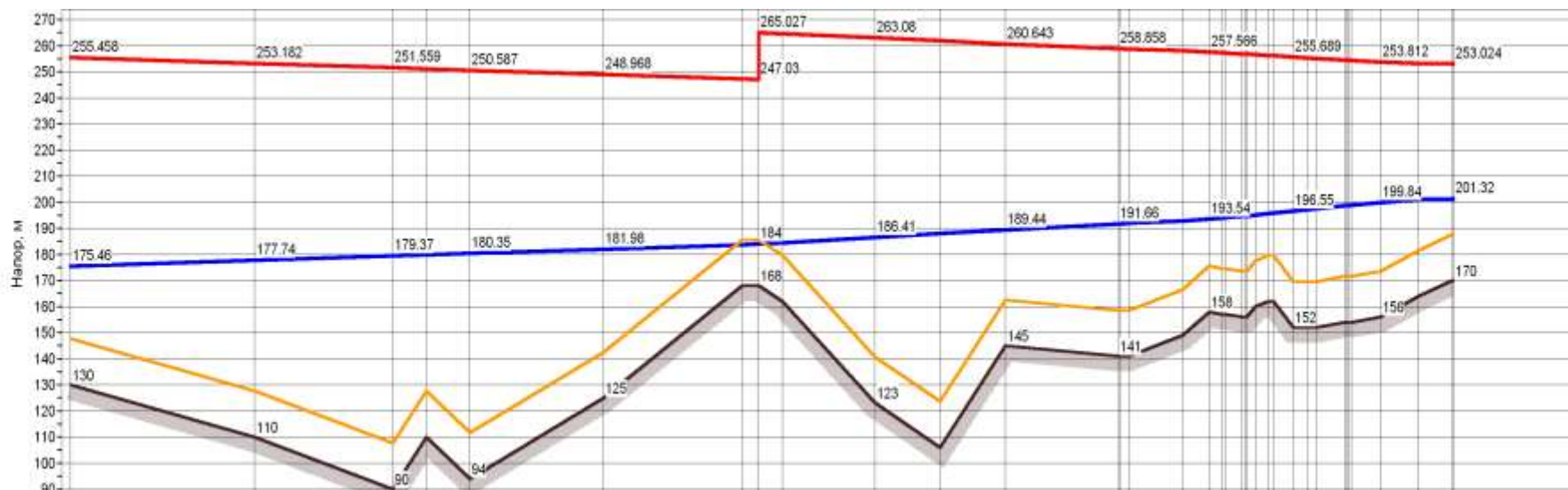


Рисунок 2.11 – Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
 ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ



Наименование узла	Нагорная ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5			У3	ТК-322	ТК-121	УТ-115	ТК-112
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168	123	145	141	158	152	170
Напор в обратном трубопроводе, м	175.459	177.737	179.367	180.346	181.98	184.003	186.412	189.435	191.655	193.537	196.55	201.317
Располагаемый напор, м	79.969	75.445	72.192	70.241	66.968	61.024	76.668	71.208	67.203	64.03	59.14	53.972
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	216.9	700	1026.62	10	122.27	129.96	344.18
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1	1	0.7	0.7
Потери напора в подающем трубопроводе, м	2.28	1.62	0.454	1.62	1.68	0.378	1.22	1.76	0.022	0.274	0.345	0.677
Потери напора в обратном трубопроводе, м	2.277	1.63	0.457	1.634	1.702	0.468	1.511	2.22	0.033	0.4	0.592	1.254
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.3	1.3	1.3	1.1	1.1	0.96	0.82
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.134	-1.135	-1.136	-1.137	-1.137	-1.461	-1.461	-1.462	-1.293	-1.293	-1.253	-1.121
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.001	0.999	0.997	0.996	0.995	1.341	1.34	1.338	1.121	1.12	1.398	1.035
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.001	1.003	1.005	1.006	1.007	1.659	1.661	1.663	1.632	1.634	2.397	1.918
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4501.0696	4496.2453	4492.7993	4490.7316	4487.2858	5212.4523	5209.3733	5205.5139	2951.1228	2949.5456	1291.6489	1110.7032
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4501.2577	-4506.082	-4509.5279	-4511.5955	-4515.0414	-5798.4012	-5801.4802	-5805.3397	-3563.311	-3564.8882	-1692.9956	-1513.6587

Рисунок 2.12 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ



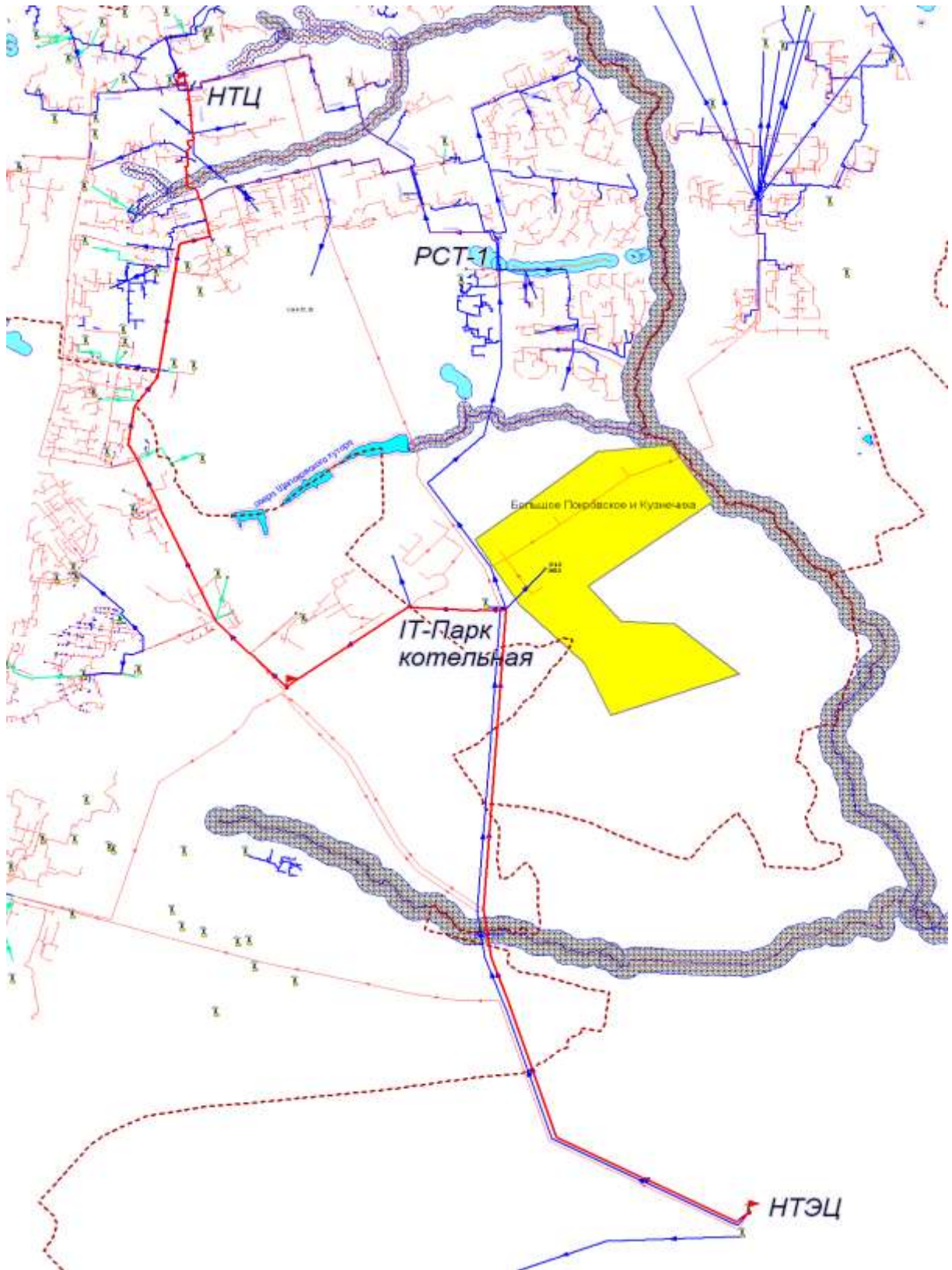
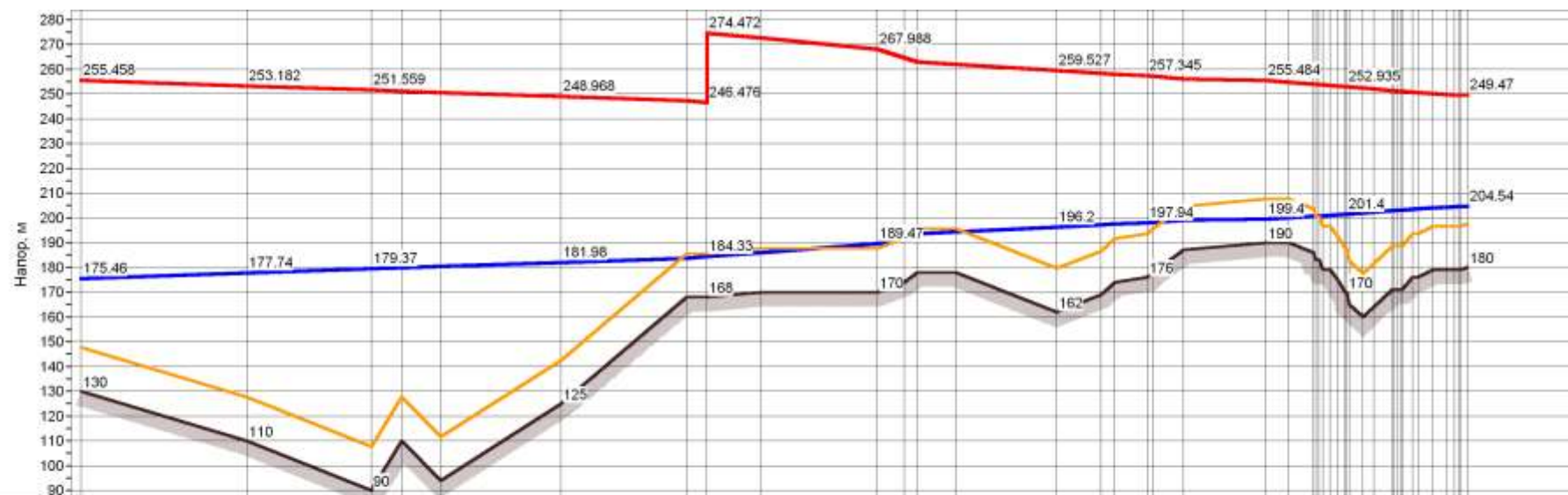


Рисунок 2.13 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка до ул. Нартова и до НТЦ



Наименование узла	Ногорная ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-5	НС нов.1		ТК-9 нов.	ТК-6 нов.	ТК-3 нов.	ТК-111	УТ-коллектор
Геодезическая высота, м	130	110	90	125	168	170	162	176	190	170	180
Напор в обратном трубопроводе, м	175.459	177.737	179.367	181.98	184.33	189.475	196.204	197.94	199.404	201.4	204.543
Располагаемый напор, м	79.999	75.445	72.192	66.988	90.142	78.513	63.324	59.406	56.08	51.535	44.927
Длина участка, м	1750	1250	350	1300	482.88	893.35	447.65	52.25	218.81	29.94	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	2.28	1.62	0.454	1.68	1.92	3.47	1.16	0.204	0.723	0.116	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	2.277	1.63	0.457	1.702	1.528	2.759	0.922	0.162	0.564	0.107	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.1	1.1	1.1	1.1	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.6	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.134	-1.135	-1.136	-1.137	-1.464	-1.446	-1.427	-1.413	-1.287	-1.554	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.001	0.999	0.997	0.995	2.096	2.045	1.989	1.953	1.652	2.045	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.001	1.003	1.005	1.007	1.666	1.625	1.584	1.554	1.288	1.878	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4501.0696	4496.2453	4492.7993	4487.2858	6519.3043	6439.6895	6351.3043	6292.6239	5786.284	6440.2144	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4501.2577	-4506.082	-4509.5279	-4515.0414	-5810.1933	-5739.7097	-5665.711	-5611.0514	-5108.0728	-6170.581	

Рисунок 2.14 –Пьезометрический график НГТЭЦ по ул. Нартова до НТЦ

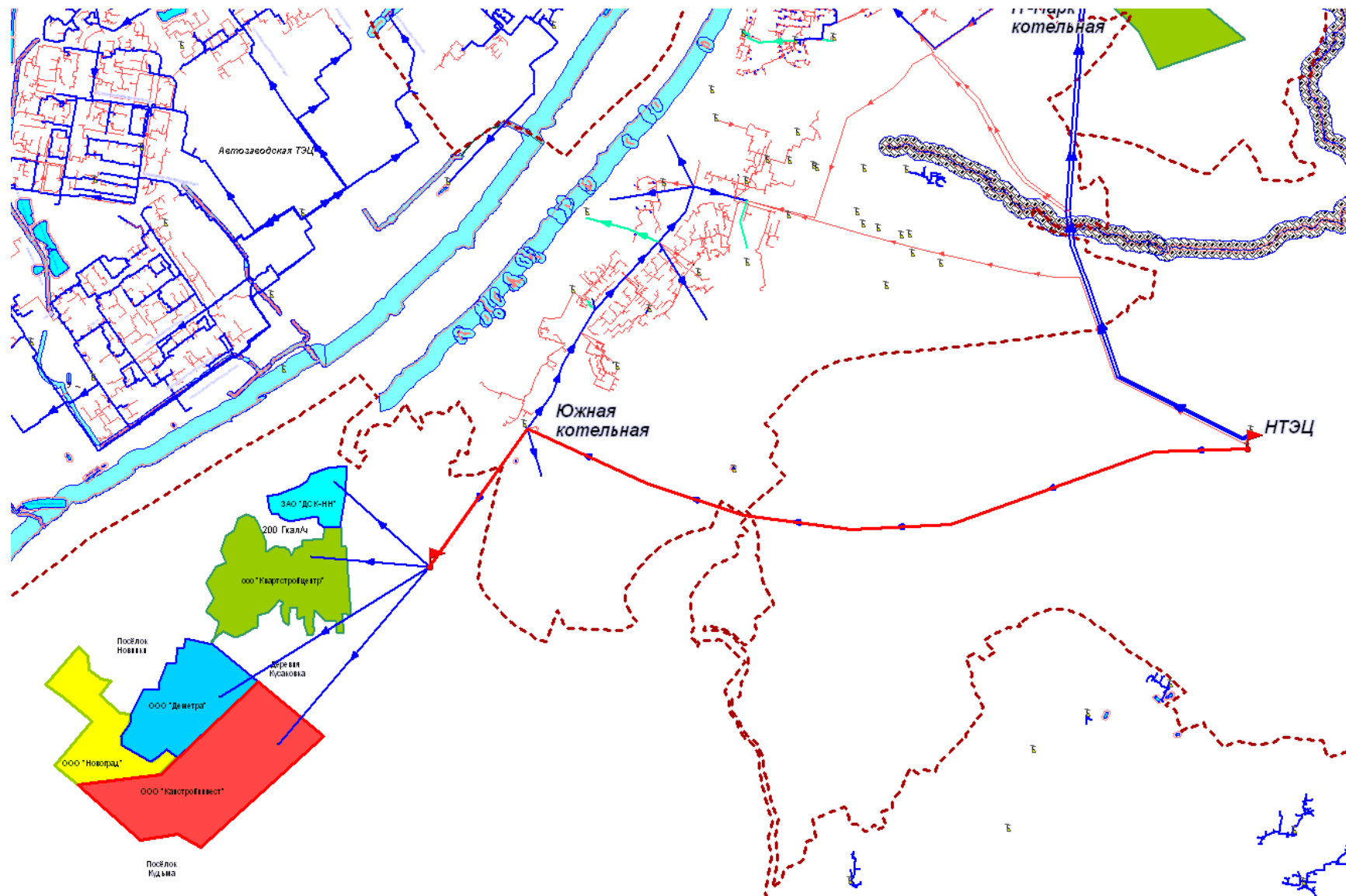
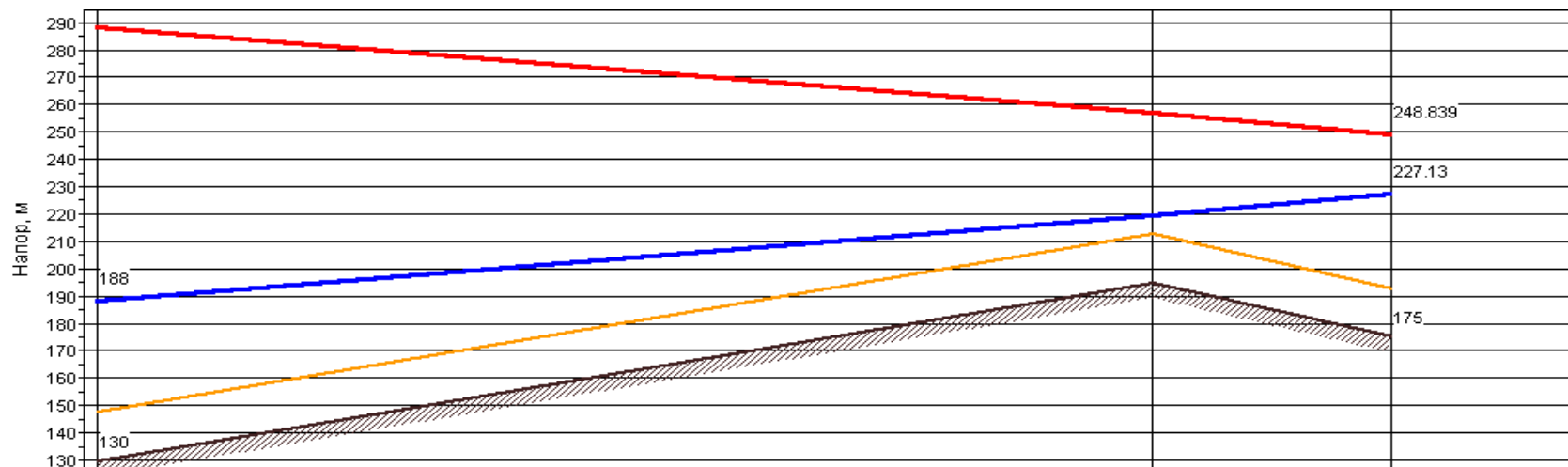


Рисунок 2.15 – Трасса от НГТЭЦ по Южной т/м через Южную котельную до Новинок



Наименование узла	Напорная ТЭЦ ПГУ ЮГ	
Геодезическая высота, м	130	175
Напор в обратном трубопроводе, м	187.999	227.128
Располагаемый напор, м	100	21.711
Длина участка, м	8500	
Диаметр участка, м	1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	31.07	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	31.065	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.6	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.58	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.436	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.436	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4355.3176	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-4355.3178	

Рисунок 2.16 –Пьезометрический график НГТЭС до Новинок



ОБНОВЛЯЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.7 – Сводная таблица для Варианта 2 - 100% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ</b>	<b>млн.кВт.ч</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5 994</b>	<b>5 991</b>	<b>5 989</b>	<b>5 988</b>	<b>5 986</b>	<b>5 984</b>	<b>5 984</b>	<b>5 982</b>	<b>6 019</b>	<b>6 019</b>
<b>Расход условного топлива на отпуск э/э</b>	<b>тыс.т у.т./год</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 097</b>	<b>1 090</b>	<b>1 085</b>	<b>1 080</b>	<b>1 075</b>	<b>1 070</b>	<b>1 065</b>	<b>1 060</b>	<b>1 065</b>	<b>1 065</b>
<b>Отпуск тепловой энергии с коллекторов</b>																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 648	1 666	3 780	3 876	3 940	3 956	4 021	4 085	4 104	4 167	4 207	4 207
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	1 100	1 283	1 468	1 539	652	676	700	725	757	781	799	818	832	832
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 427	1 474	189	189	595	750	852	1 000	1 101	1 200	1 343	1 441	1 571	1 571
Южная	тыс. Гкал/год	0	82	237	385	528	153	222	268	316	367	418	468	515	565	565
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	910	945	483	501	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 914</b>	<b>3 519</b>	<b>3 939</b>	<b>4 174</b>	<b>4 425</b>	<b>5 181</b>	<b>5 524</b>	<b>5 761</b>	<b>5 996</b>	<b>6 246</b>	<b>6 484</b>	<b>6 713</b>	<b>6 941</b>	<b>7 175</b>	<b>7 175</b>
<b>Отпуск тепловой энергии потребителям</b>																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	518	519	734	764	1 141	1 157	1 172	1 188	1 203	1 218	1 232	1 243	1 252	1 252
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 796	2 006	2 353	2 406	2 385	2 398	2 411	2 423	2 445	2 459	2 465	2 476	2 483	2 483
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	316	427	540	651	763	875	987	1 099	1 211	1 211
Южная	тыс. Гкал/год	0	75	219	355	487	781	920	998	1 075	1 156	1 235	1 314	1 389	1 477	1 477
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	838	871	445	462	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 684</b>	<b>3 227</b>	<b>3 614</b>	<b>3 886</b>	<b>4 118</b>	<b>4 623</b>	<b>4 902</b>	<b>5 120</b>	<b>5 337</b>	<b>5 567</b>	<b>5 787</b>	<b>5 998</b>	<b>6 207</b>	<b>6 423</b>	<b>6 423</b>
<b>Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии</b>																
НГТЭЦ	тыс.т у.т./год	0	0	0	274	277	509	522	530	532	541	549	551	560	565	565
НТЦ	тыс.т у.т./год	318	172	200	229	240	102	105	109	113	118	122	125	128	130	130
ИТ-Парк	тыс.т у.т./год	0	224	231	34	34	99	123	139	162	178	193	216	231	251	251
Южная	тыс.т у.т./год	0	13	37	59	81	24	34	41	49	56	64	72	79	87	87
Локальные котельные	тыс.т у.т./год	147	153	159	81	84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.т у.т./год</b>	<b>465</b>	<b>561</b>	<b>627</b>	<b>678</b>	<b>717</b>	<b>733</b>	<b>785</b>	<b>820</b>	<b>856</b>	<b>893</b>	<b>929</b>	<b>963</b>	<b>998</b>	<b>1 033</b>	<b>1 033</b>
<b>Максимальное потребление газа</b>																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	219	224	215	221	229	223	230	225	225
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	56	65	75	78	43	45	46	47	48	49	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	43	43	43	56	56	56	70	70	83	83
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	3	9	14	19	15	19	21	24	26	26	26	26	26	26
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	38	19	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.н.м.3/ч</b>	<b>110</b>	<b>132</b>	<b>148</b>	<b>159</b>	<b>169</b>	<b>133</b>	<b>325</b>	<b>333</b>	<b>342</b>	<b>351</b>	<b>360</b>	<b>368</b>	<b>377</b>	<b>385</b>	<b>385</b>
<b>Покупка электроэнергии 10 кВ</b>																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	53,440	53,980	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	33,008	38,479	44,053	46,182	19,546	20,278	21,011	21,743	22,714	23,442	23,967	24,534	24,946	24,946
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южная	млн.кВт.ч	0,000	2,451	7,116	11,550	15,850	4,595	6,664	8,049	9,476	10,999	12,526	14,035	15,446	16,948	16,948

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	27,289	28,354	14,477	15,031	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>ИТОГО</b>	<b>млн.кВт.ч</b>	<b>87,42</b>	<b>62,75</b>	<b>73,95</b>	<b>123,52</b>	<b>131,04</b>	<b>24,14</b>	<b>26,94</b>	<b>29,06</b>	<b>31,22</b>	<b>33,71</b>	<b>35,97</b>	<b>38,00</b>	<b>39,98</b>	<b>41,89</b>	<b>41,89</b>

**Таблица 2.8 – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 100% нагрузок)**

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Всего
<b>кот. "IT-парк"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	400	400	400	500	500	600	600	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	100	0	0	100	0	100	0	<b>470</b>
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	11	11	11	12	12	12	13	13	13	13	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	5	0	0	1	0	0	1	0	0	0	<b>13</b>
Инвестиции (в ценах 2015 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 337	0	40	0	200	0	0	540	0	0	540	0	500	0	0	<b>3 157</b>
- в УТМ	млн. руб.	1085	0	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	500	0	0	<b>2 585</b>
- в УЭМ	млн. руб.	252	0	40	0	200	0	0	40	0	0	40	0	0	0	0	<b>572</b>
<b>кот. "Южная"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	40	90	140	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	
- прирост УТМ	Гкал/ч		40	50	50	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>190</b>
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2015 г., с НДС)	млн. руб.	295	250	250	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>1 045</b>

\* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).  
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 2.9 – Сводная таблица для Варианта 2 – 50% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ</b>	<b>млн.кВт.ч</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6 002</b>	<b>6 000</b>	<b>5 998</b>	<b>5 997</b>	<b>5 996</b>	<b>5 996</b>	<b>5 995</b>	<b>5 994</b>	<b>5 993</b>	<b>5 993</b>
<b>Расход условного топлива на отпуск э/э</b>	<b>тыс.т у.т./год</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 126</b>	<b>1 117</b>	<b>1 113</b>	<b>1 109</b>	<b>1 107</b>	<b>1 104</b>	<b>1 102</b>	<b>1 100</b>	<b>1 097</b>	<b>1 097</b>
<b>Отпуск тепловой энергии с коллекторов</b>																
НГТЭЦ	тыс. Гкал/год	0	0	0	1 563	1 572	3 495	3 578	3 626	3 659	3 687	3 717	3 748	3 779	3 812	3 812
НТЦ	тыс. Гкал/год	2 038	912	1 003	1 131	1 167	245	258	270	282	298	310	319	329	336	336
ИТ- Парк	тыс. Гкал/год	0	1 379	1 402	188	188	339	415	460	516	579	637	692	746	802	802
Южная	тыс. Гкал/год	0	81	159	233	305	50	69	83	99	117	136	155	175	197	197
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	876	893	911	447	456	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 914</b>	<b>3 265</b>	<b>3 475</b>	<b>3 562</b>	<b>3 687</b>	<b>4 129</b>	<b>4 320</b>	<b>4 439</b>	<b>4 556</b>	<b>4 681</b>	<b>4 800</b>	<b>4 915</b>	<b>5 029</b>	<b>5 146</b>	<b>5 146</b>
<b>Отпуск тепловой энергии потребителям</b>																
РСТ-1	тыс. Гкал/год	0	503	503	693	708	1 037	1 044	1 052	1 060	1 068	1 075	1 082	1 088	1 092	1 092
НТЦ	тыс. Гкал/год	1 877	1 593	1 698	2 003	2 029	2 019	2 025	2 032	2 038	2 049	2 056	2 059	2 064	2 068	2 068
ИТ-Парк	тыс. Гкал/год	0	0	0	0	0	158	214	270	326	382	438	494	550	606	606
Южная	тыс. Гкал/год	0	37	109	177	243	440	510	548	587	627	667	706	744	788	788
Локальные котельные	тыс. Гкал/год	807	823	839	412	420	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс. Гкал/год</b>	<b>2 684</b>	<b>2 956</b>	<b>3 149</b>	<b>3 285</b>	<b>3 401</b>	<b>3 654</b>	<b>3 793</b>	<b>3 902</b>	<b>4 011</b>	<b>4 126</b>	<b>4 236</b>	<b>4 341</b>	<b>4 446</b>	<b>4 554</b>	<b>4 554</b>
<b>Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии</b>																
НГТЭЦ	тыс.т у.т./год	0	0	0	261	263	472	482	489	493	497	501	505	509	514	514
НТЦ	тыс.т у.т./год	318	142	156	176	182	38	40	42	44	47	48	50	51	52	52
ИТ-Парк	тыс.т у.т./год	0	216	220	34	34	59	71	78	87	97	106	114	123	131	131
Южная	тыс.т у.т./год	0	13	25	36	47	8	11	13	15	18	21	24	27	30	30
Локальные котельные	тыс.т у.т./год	147	150	153	75	77	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.т у.т./год</b>	<b>465</b>	<b>521</b>	<b>554</b>	<b>582</b>	<b>602</b>	<b>577</b>	<b>604</b>	<b>622</b>	<b>639</b>	<b>658</b>	<b>676</b>	<b>693</b>	<b>710</b>	<b>728</b>	<b>728</b>
<b>Максимальное потребление газа</b>																
НГТЭЦ	тыс.н.м.3/ч	0	0	0	32	32	32	204	207	210	212	215	218	220	223	223
НТЦ	тыс.н.м.3/ч	75	47	52	59	61	24	25	26	26	27	27	28	28	29	29
ИТ-Парк	тыс.н.м.3/ч	0	37	37	19	19	40	42	42	43	43	43	43	43	43	43
Южная	тыс.н.м.3/ч	0	2	5	8	11	7	9	10	11	12	13	14	15	16	16
Локальные котельные	тыс.н.м.3/ч	35	36	36	18	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ИТОГО</b>	<b>тыс.н.м.3/ч</b>	<b>110</b>	<b>122</b>	<b>130</b>	<b>136</b>	<b>141</b>	<b>104</b>	<b>280</b>	<b>285</b>	<b>289</b>	<b>294</b>	<b>298</b>	<b>302</b>	<b>307</b>	<b>311</b>	<b>311</b>
<b>Покупка электроэнергии 10 кВ</b>																
НГТЭЦ	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	50,877	51,147	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
НТЦ	млн.кВт.ч	61,131	27,352	30,087	33,940	35,005	7,365	7,731	8,097	8,463	8,949	9,313	9,575	9,859	10,065	10,065
ИТ-Парк	млн.кВт.ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Южная	млн.кВт.ч	0,000	2,443	4,775	6,992	9,142	1,491	2,075	2,479	2,978	3,519	4,077	4,657	5,239	5,903	5,903
Локальные котельные	млн.кВт.ч	26,289	26,789	27,321	13,401	13,678	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>ИТОГО</b>	<b>млн.кВт.ч</b>	<b>87,42</b>	<b>56,58</b>	<b>62,18</b>	<b>105,21</b>	<b>108,97</b>	<b>8,86</b>	<b>9,81</b>	<b>10,58</b>	<b>11,44</b>	<b>12,47</b>	<b>13,39</b>	<b>14,23</b>	<b>15,10</b>	<b>15,97</b>	<b>15,97</b>

Таблица 2.10 – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 50% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Всего
<b>кот. "IT-парк"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	130*	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
- прирост УТМ	Гкал/ч		170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>170</b>
Установленная электрическая мощность (УЭМ)	МВт	0	5	5	6	6	10	10	11	11	11	11	11	11	12	12	
- прирост УЭМ	МВт		5	0	1	0	4	0	1	0	0	0	0	0	1	0	<b>12</b>
Инвестиции (в ценах 2017 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.	1 183	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	<b>1 463</b>
- в УТМ	млн. руб.	935	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>935</b>
- в УЭМ	млн. руб.	248	0	40	0	160	0	40	0	0	0	0	0	40	0	0	<b>528</b>
<b>кот. "Южная"</b>																	
Установленная тепловая мощность (УТМ)	Гкал/ч	0	20	70	70	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	
- прирост УТМ	Гкал/ч		20	50	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>120</b>
Инвестиции (в УТМ) (в ценах 2015 г., с НДС)	млн. руб.	160	250	0	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>660</b>

\* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

### **2.2.3. Технические решения по варианту №3 развития СЦТ города, не предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города**

Первоочередной задачей, вытекающей из перспективных тепловых балансов, является обеспечение тепловых нагрузок в зонах массовой жилой застройки района Кузнечиха и приростов тепловой нагрузки (за счет переключения котельных и нового строительства) в зоне НТЦ.

Для обеспечения тепловых нагрузок в зонах массовой жилой застройки района Кузнечиха предполагается строительство следующих котельных:

- строительство котельной "Север" (№48.1 по генплану) ООО "Инградстрой" тепловой мощностью 103,2 Гкал/ч в 2018-2029 годах;
- строительство котельной микрорайона «Заречный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 42,992 Гкал/ч в 2022 году;
- строительство котельной микрорайона «Южный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 68,788 Гкал/ч в 2023 году;
- строительство котельной микрорайона «Центральный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 51,591 Гкал/ч в 2024 году.

Для обеспечения приростов тепловой нагрузки (за счет переключения котельных и нового строительства) в зоне НТЦ предполагается провести реконструкцию котельной НТЦ с увеличением располагаемой тепловой мощности на 100 Гкал/ч в 2023 году.

В таблицах и на рисунках ниже приведены мероприятия, требуемые для реализации предлагаемого варианта развития, а также результаты расчетов, обосновывающих указанные мероприятия.

Таблица 2.11 – Основные предложения по строительству и реконструкции источников теплоснабжения Вариант 3

№ проекта	Состав проекта	Затраты в ценах соответствующих лет с учетом НДС, тыс. руб.												
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4.10	Строительство проектируемой котельной "Север" (№48.1 по генплану) ООО "Инградстрой" тепловой мощностью 103,2 Гкал/ч	55 498	106 492				154 071		168 024		134 684		146 882	
4.11	Строительство проектируемой котельной микрорайона «Заречный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 42,992 Гкал/ч					368 975								
4.12	Строительство проектируемой котельной микрорайона «Южный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 68,788 Гкал/ч						616 284							
4.13	Строительство проектируемой котельной микрорайона «Центральный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 51,591 Гкал/ч							462 213						
6.9	Реконструкция кот.НТЦ Ветеринарная, 5 с увеличением РТМ на 100 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности в 2019 году	0	0	0	0	0	449 028	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 2.12 – Основные предложения по строительству тепловых сетей Вариант 3

Источник	Наименование мероприятия	Длина участка, м	Год реализации мероприятия	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Всего смета проекта, тыс. руб. с НДС в ценах 2017 года
Котельная "Заречье"	1 магистральный участок	356	2022-2023	400	Подземная канальная	МВ	26 445
Котельная "Заречье"	2 магистральный участок	356	2022-2023	200	Подземная бесканальная	ППУ	8 917
Котельная "Заречье"	распределительный участок	1725	2022-2023	100	Подземная бесканальная	ППУ	28 776
Котельная "Север"	1 магистральный участок	472	2018-2029	500	Подземная канальная	МВ	42 732
Котельная "Север"	2 магистральный участок	472	2018-2029	250	Подземная бесканальная	ППУ	14 278
Котельная "Север"	распределительный участок	3262	2018-2029	100	Подземная бесканальная	ППУ	54 415



Источник	Наименование мероприятия	Длина участка, м	Год реализации мероприятия	Перспективный условный диаметр, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал	Всего смета проекта, тыс. руб. с НДС в ценах 2017 года
Котельная "Центр"	1 магистральный участок	330	2024-2025	400	Подземная канальная	МВ	24 514
Котельная "Центр"	2 магистральный участок	330	2024-2025	200	Подземная бесканальная	ППУ	8 266
Котельная "Центр"	распределительный участок	1609	2024-2025	100	Подземная бесканальная	ППУ	26 841
Котельная "Юг"	1 магистральный участок	309	2023-2024	350	Подземная канальная	МВ	14 059
Котельная "Юг"	2 магистральный участок	309	2023-2024	200	Подземная бесканальная	ППУ	7 740
Котельная "Юг"	распределительный участок	1412	2023-2024	100	Подземная бесканальная	ППУ	23 554

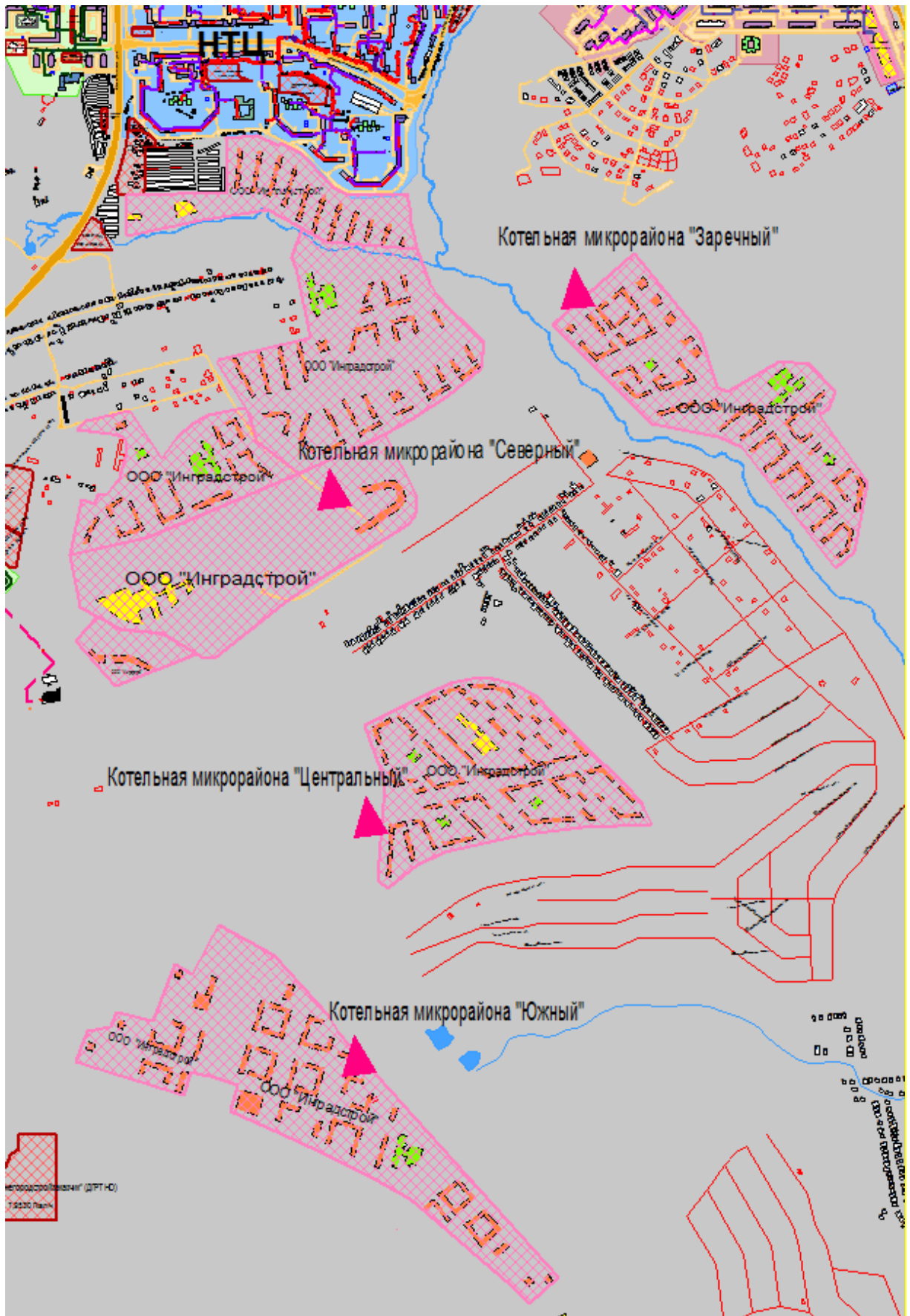


Рисунок 2.17 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ и района Кузнечиха (вариант №3)

**2.2.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения на основе анализа ценовых последствий для потребителей.**

Сводные капитальные вложения для Вариантов 1-3 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
		в прогнозных ценах, с НДС		
<b>Тепловые источники</b>				
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	3 597 102	2 788 635	2 662 151
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 259 222	1 373 691	3 092 629
	<b>ИТОГО по тепловым источникам</b>	<b>4 856 324</b>	<b>4 162 326</b>	5 754 780
<b>Тепловые сети</b>				
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	8 632 962	9 844 173	367 466
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 295 311	1 376 675	1 478 261
	<b>ИТОГО по тепловым сетям</b>	<b>9 928 273</b>	<b>11 220 847</b>	1 845 727
<b>3</b>	<b>Всего</b>	<b>14 784 597</b>	<b>15 383 174</b>	7 600 507
	<i>- в т.ч. на обеспечение перспективной нагрузки</i>	<b>12 230 065</b>	<b>12 632 808</b>	3 029 617

Максимальные капитальные затраты соответствуют реализации варианта №2.

При этом основная часть капитальных вложений (82%) для вариантов 1-2 будет направлена на выполнение мероприятий, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку. Для варианта 3 основная часть капитальных вложений (64%) направлена на реализацию проектов по повышению эффективности работы существующей системы теплоснабжения. Капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах по годам реализации мероприятий представлены в следующих таблицах.

Таблица 2.14 – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)												
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	<b>Тепловые источники</b>														
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	<b>3 597 102</b>	1 164 407	276 864	0	303 212	0	0	0	707 620	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	<b>1 259 222</b>	259 564	20 344	69 294	25 345	509 857	0	54 989	0	0	0	0	0	64 591
	<b>ВСЕГО по тепловым источникам</b>	<b>4 856 324</b>	<b>1 423 971</b>	<b>297 208</b>	<b>69 294</b>	<b>328 557</b>	<b>509 857</b>	<b>0</b>	<b>54 989</b>	<b>707 620</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64 591</b>
2.	<b>Тепловые сети</b>														
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	<b>8 632 962</b>	1 582 319	839 087	1 042 986	2 363 292	362 873	886 458	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	<b>1 295 311</b>	22 440	94 211	54 673	0	1 101 920	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>ВСЕГО по тепловым сетям</b>	<b>9 928 273</b>	<b>1 604 759</b>	<b>933 298</b>	<b>1 097 659</b>	<b>2 363 292</b>	<b>1 464 793</b>	<b>886 458</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
3.	<b>ИТОГО по Варианту 1</b>	<b>14 784 597</b>	<b>3 028 730</b>	<b>1 230 506</b>	<b>1 166 953</b>	<b>2 691 849</b>	<b>1 974 650</b>	<b>886 458</b>	<b>54 989</b>	<b>707 620</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64 591</b>

Таблица 2.15 – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)												
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	<b>Тепловые источники</b>														
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	<b>2 788 635</b>	1 113 559	276 864	0	303 212	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	<b>1 373 691</b>	259 564	20 344	69 294	34 099	615 572	0	54 989	0	0	0	0	0	64 591
	<b>ВСЕГО по тепловым источникам</b>	<b>4 162 326</b>	<b>1 373 123</b>	<b>297 208</b>	<b>69 294</b>	<b>337 311</b>	<b>615 572</b>	<b>0</b>	<b>54 989</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64 591</b>
2.	<b>Тепловые сети</b>														
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	<b>9 844 173</b>	1 850 029	1 519 339	1 042 986	2 363 292	362 873	886 458	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	<b>1 376 675</b>	22 440	94 211	54 673	0	1 183 284	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>ВСЕГО по тепловым сетям</b>	<b>11 220 847</b>	<b>1 872 469</b>	<b>1 613 551</b>	<b>1 097 659</b>	<b>2 363 292</b>	<b>1 546 157</b>	<b>886 458</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
3.	<b>ИТОГО по Варианту 2</b>	<b>15 383 174</b>	<b>3 245 592</b>	<b>1 910 759</b>	<b>1 166 953</b>	<b>2 700 603</b>	<b>2 161 729</b>	<b>886 458</b>	<b>54 989</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64 591</b>

Таблица 2.16 – Капитальные вложения по Варианту 3 (по основным группам мероприятий) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)												
			2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	<b>Тепловые источники</b>														
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку (строительство новых котельных и реконструкция существующих котельных)	2 662 151	55 498	106 492	0	0	368 975	1 219 383	462 213	168 024	0	134 684	0	146 882	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	3 092 629	233 923	329 485	264 379	186 957	0	1 402 826	88 071	434 801	152 186	0	0	0	0
	<b>ВСЕГО по тепловым источникам</b>	<b>5 754 780</b>	<b>289 421</b>	<b>435 977</b>	<b>264 379</b>	<b>186 957</b>	<b>368 975</b>	<b>2 622 209</b>	<b>550 284</b>	<b>602 825</b>	<b>152 186</b>	<b>134 684</b>	<b>0</b>	<b>146 882</b>	<b>0</b>
2.	<b>Тепловые сети</b>														
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	367 466	49 463	0	0	0	73 967	66 036	90 915	38 221	16 769	0	14 659	0	17 435
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 478 261	110 552	471 660	249 269	284 391	362 389	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>ВСЕГО по тепловым сетям</b>	<b>1 845 727</b>	<b>160 015</b>	<b>471 660</b>	<b>249 269</b>	<b>284 391</b>	<b>436 356</b>	<b>66 036</b>	<b>90 915</b>	<b>38 221</b>	<b>16 769</b>	<b>0</b>	<b>14 659</b>	<b>0</b>	<b>17 435</b>
3.	<b>ИТОГО по Варианту 1</b>	<b>7 600 507</b>	<b>449 436</b>	<b>907 637</b>	<b>513 648</b>	<b>471 348</b>	<b>805 331</b>	<b>2 688 245</b>	<b>641 199</b>	<b>641 046</b>	<b>168 955</b>	<b>134 684</b>	<b>14 659</b>	<b>146 882</b>	<b>17 435</b>



#### 2.2.4.1. **Ценовые последствия для потребителей при реализации мероприятий**

Для выполнения анализа ценовых последствий реализации предложенных мероприятий, для каждого из рассматриваемых Вариантов на перспективный период 2018-2030 гг. выполнен прогноз величины платы за подключение.

Укрупненно расчет платы за подключение новых потребителей по Вариантам представлен в следующей таблице.

Таблица 2.17 – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-3

№	Наименование	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, с НДС	тыс. руб.	12 230 065	12 632 808	3 029 617
2	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, без НДС	тыс. руб.	10 191 721	10 527 340	2 524 681
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	203 834	210 547	50 494
4	Всего расходы для подключения новых потребителей (п.2+п.3), без НДС	тыс. руб.	10 395 555	10 737 887	2 575 174
5	Прирост нагрузки 2018-2030 гг.	Гкал	509	509	153
6	Индикативная плата за подключение (средняя на период 2018-2030 гг.), без НДС	тыс. руб./ Гкал	20 423	21 096	16 831

Как видно из таблицы, максимальная плата за подключение соответствует Варианту 2 (21 096 тыс. руб./ Гкал), минимальная – Варианту 3 (14 563 тыс. руб./ Гкал).

### 2.2.4.2. Заключение

В настоящем разделе сформированы и рассмотрены 3 Варианта развития системы теплоснабжения Нагорной части г. Нижнего Новгорода в случае использования/не использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.

В следующей таблице приведены результаты прогноза платы за подключение для конечных потребителей по Вариантам.

Таблица 2.18 – Индикативная плата за подключение по Вариантам 1-2 (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС, тыс. руб./ Гкал

№	Наименование	Плата за подключение, тыс. руб./ Гкал/ч
1.	Вариант 1	20 423
2.	Вариант 2	21 096
2.	Вариант 3	16 831

В всех вариантах плата за подключение выше платы за подключение к СЦТ ОАО «Теплоэнерго» на 2019 год (7391,35-7 712,88 тыс. руб./ Гкал/ч).

### 2.3. Развитие систем теплоснабжения Нагорной части города при условии неиспользования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города

В соответствии с вариантами развития СЦТ Нагорной части города, не предусматривающим использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ (вариант рассматривается как рекомендованный при выполнении актуализации схемы теплоснабжения на 2016 год), в СЦТ Нагорной части предусматривается реализация следующих мероприятий (таблица 2.19).

Таблица 2.19 – Перечень мероприятий, предлагаемых к реализации в СЦТ Нагорной части города при реализации рекомендованного варианта развития СЦТ

Состав проекта	Год начала реализации	Год окончания реализации
Строительство инженерных сетей к котельной в пос. Новинки	2016	2019
Строительство блочно-модульной котельной для переключения нагрузки котельных ул. Соревнования, 4-а, ул. Гребешковский откос, 7, ул. Ярославская, 23	2021	2022
Переключение нагрузки от котельной ул. Ларина, 19 (ОАО "Молочный комбинат "Нижегородский" филиал ОАО "ВимбильДанн") к тепловым сетям АО "Теплоэнерго"	2017	2018
Строительство проектируемой котельной "Север" (№48.1 по генплану)	2018	2029

Состав проекта	Год начала реализации	Год окончания реализации
ООО "Инградстрой" тепловой мощностью 103,2 Гкал/ч		
Строительство проектируемой котельной микрорайона «Заречный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 42,992 Гкал/ч	2022	2022
Строительство проектируемой котельной микрорайона «Южный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 68,788 Гкал/ч	2023	2023
Строительство проектируемой котельной микрорайона «Центральный» ООО "Инградстрой" с общей тепловой мощностью 51,591 Гкал/ч	2024	2024
Реконструкция котельной "Академия МВД", Анкудиновское шоссе, 3-б с увеличением РТМ 3 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Реконструкция кот пер. Бойновский 9-д с увеличением РТМ на 4 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Полное техническое перевооружение кот. "Художественный музей", ул. Кремль, корп. 3-а с увеличением РТМ до 2 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Реконструкция кот. Пр. Гагарина-97 с увеличением РТМ на 7 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Реконструкция кот. Звенигородский, 8а с увеличением РТМ на 9 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Реконструкция кот. НТЦ Ветеринарная, 5 с увеличением РТМ на 100 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности в 2019 году	2023	2023
Реконструкция котельной ул. Тропинина, д.47, ФГУП Федеральный Научно-производственный центр "Научно-исследовательский институт измерительных систем им. Ю.Е.Седакова" с увеличением РТМ на 20 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2024	2025
Установка двух котлов КВ-ГМ 30-150 на котельной ул. Родионова, 194б (КСПК) ООО "Нижновтеплоэнерго"	2021	2026
Техническое перевооружение котельной ул. Варварская, 15-б	2015	2018
Строительство новой блочно-модульной котельной №2 с тепловыми сетями, расположенной по адресу: г. Н.Новгород, Советский район, у деревни Кузнечиха, участок №4	2019	2020
Реконструкция котельных БМК №1, БМК №2 деревня Кузнечиха участки №4 и №5 с увеличением РТМ на 15 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Реконструкция котельной Кузнечиха д "Кузнечиха, зем. уч. № 4" с увеличением РТМ на 3 Гкал/ч для устранения перспективного дефицита тепловой мощности	2023	2023
Переключение нагрузки с котельной ул. Барминская, 8-а (инфекционная больница №2) на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2019
Переключение нагрузки с котельной ул. Генкиной, 37, пом. П1 на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2015	2019
Переключение нагрузки с котельной ул. Б.Покровская, 16 на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2019
Переключение нагрузки с котельной ул. Ванеева, 63 на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2019	2020
Переключение нагрузки с котельной пл. М. Горького, 4-а на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2019	2020
Переключение потребителей с котельной ООО НПК "Скрудж" на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2017	2019
Переключение нагрузки от котельной ул. Минина, 1-а на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2017	2019
Полное техническое перевооружение котельной ул. Бориса Панина, 19-б со снятием ограничений установленной тепловой мощности	2023	2023
Полное техническое перевооружение котельной по ул. Рождественская, 40а со снятием ограничений тепловой мощности	2031	2031
Реконструкция котельной Деловая, 14, ООО "Нижновтеплоэнерго" со снятием ограничений тепловой мощности	2018	2019
Реконструкция котельной ул. Гагарина, д. 37, ОАО "НИТЕЛ" со снятием ограничений тепловой мощности	2023	2023
Полное техническое перевооружение котельной ООО "Санаторий "Зеленый город", к.п. Зеленый город со снятием ограничений тепловой мощности	2023	2023

Состав проекта	Год начала реализации	Год окончания реализации
Техническое перевооружение котельной ул. Ванеева, 209-б	2023	2023
Техническое перевооружение котельной пр-т Гагарина, 178-б	2023	2023
Модернизация кот. Гагарина, 25е с целью повышения энергоэффективности качества и надежности теплоснабжения	2023	2023
Переключение потребителей с котельной ООО НПК "Скрудж" на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2017	2021
Переключение нагрузки от котельной ул. Минина, 1-а на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2018
Реконструкция ХВП котельной ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2014	2018
Установка котловой автоматики безопасности (АМАКС) котлов ПТВМ-100 № 5, 6 на котельной ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2018	2019
Реконструкция системы управления Нагорной теплоцентрали (НТЦ) ул. Ветеринарная, 5	2019	2021
Ликвидация мазутного хозяйства Нагорной теплоцентрали (НТЦ) ул. Ветеринарная, 5	2019	2020
Строительство на НТЦ газо-поршневой электростанции с полной утилизацией тепла для обеспечения собственных нужд	2024	2025
Установка дополнительной станции электроснабжения ГПУ 1030 кВт на котельной ул.Деловая,14 ООО "Нижновтеплоэнерго"	2024	2025
Переключение потребителей котельной ООО "ЦТО Меркурий" (пр. Гагарина, 50) на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2019
Модернизация системы теплоснабжения котельных ул. Радужная, 2-а, ул. Родионова, 28-б с переключением нагрузки на котельную по ул. Донецкая, 9-в	2018	2019
Переключение нагрузки на котельную пр-т Гагарина, 178-б с котельной пр-т Гагарина, 174 (АО "Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В.Фрунзе")	2014	2018

## **2.4. Развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ**

### **2.4.1. Мероприятия по модернизации существующих элементов тепловой схемы АТЭЦ для обеспечения надежного теплоснабжения**

#### **2.4.1.1. Перечень и обоснование мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения.**

Для обеспечения бесперебойной работы станции, надежного теплоснабжения жителей Автозаводского и Ленинского района г. Нижнего Новгорода разработаны мероприятия по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции. Ниже указаны данные мероприятия которые необходимо реализовать:

#### **1. Перекладка существующих коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2.**

Выполнить перекладку существующих коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2 для снятия ограничений по гидравлическому режиму:

- холодный коллектор ПК-2 с  $\varnothing$  900 мм. на  $\varnothing$  1220 мм.
- горячий коллектор ПК-2 с  $\varnothing$  900 мм. на  $\varnothing$  1220 мм.
- обходные трубопроводы ПК-2 с 4 x  $\varnothing$  500 мм. на 4 x  $\varnothing$  820 мм.

Существующий перепад давления на обходных трубопроводах ПК №2 составляет 1.9-2.1 кгс/см<sup>2</sup>. Недостаточность существующих диаметров трубопроводов на всём участке от трубопроводов турбин до трубопроводов трасс района приводит к значительному гидравлическому сопротивлению данного участка и падению давления на данном участке 3,40 кгс/см<sup>2</sup>, что ограничивает возможность подключения дополнительных потребителей в соответствии со Схемой.

Рекомендуемые диаметры трубопроводов для замены представлены в таблице 2.20.



Таблица 2.20 – Рекомендуемые диаметры трубопроводов для замены коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2

Участок трубопроводов	Существующий диаметр	Необходимый минимальный диаметр
Коллектор сетевой воды от ТЭЦ-4 на ПК-2	1 участок 1 020 мм 2 участок 920 мм	1 100 мм.
Холодный коллектор ПК-2	900 мм.	1 100 мм.
Обходные трубопроводы ПК-2	4 по 500 мм.	4 по 800 мм.
Горячий коллектор ПК-2	900 мм.	1 100 мм.

Увеличение приведённых диаметров трубопроводов на всём участке от трубопроводов турбин до трубопроводов трасс района приведёт к снижению скорости потока среды и как следствие к снижению гидравлического сопротивления участка. Падение давления на данном участке составит примерно 1 кгс/см<sup>2</sup>. Снижение гидравлического сопротивления данного участка приведёт к возможности подключения дополнительных потребителей в соответствии со Схемой.

## 2. Перекладка существующего коллектора сетевой воды от ТЭЦ-4 на пиковую котельную №2.

Выполнить перекладку существующего коллектора сетевой воды от ТЭЦ-4 на пиковую котельную №2 с Ø 1020 мм (1 участок) и Ø 920 мм (2 участок) на Ø 1220 мм. для снятия ограничений по гидравлическому режиму. Существующий перепад по давлению между коллекторами ТЭЦ-4 и пиковой котельной №2 составляет 1.0-1,2 кгс/см<sup>2</sup>. Нарботка трубопроводов 40 лет, парковый ресурс 25 лет, продление трубопроводов не производились.

Увеличение приведённых диаметров трубопроводов на всём участке от трубопроводов турбин до трубопроводов трасс района приведёт к снижению скорости потока среды и как следствие к снижению гидравлического сопротивления участка. Падение давления на данном участке составит примерно 1 кгс/см<sup>2</sup>. Снижение гидравлического сопротивления данного участка приведёт к возможности подключения дополнительных потребителей в соответствии со схемой теплоснабжения города Нижнего Новгорода.

### 3. Замена существующих сетевых насосов ТА -7,8 ТЭЦ-3 марки 22НДС.

Выполнить замену существующих сетевых насосов ТА-7,8 ТЭЦ-3 марки 22НДС в количестве 8 шт. Существующие сетевые насосы эксплуатируются с 1968 года, при нормативном сроке службы 30 лет.

На ТЭЦ-3 в системе отопления для перекачки сетевой воды используются центробежные насосы типа 22НДС. Эксплуатация сетевых насосов начата с 1968 года, и к настоящему времени составляет более 48 лет.

Кроме длительного срока эксплуатации, существующие насосы обладают таким недостатком, как недостаточно высокая допустимая температура перекачиваемой воды, составляющая по паспорту насоса до +35 °С. В то время как в настоящее время температура перекачиваемой сетевой воды колеблется в пределах от +40 до +90 °С.

Из-за повышенной температуры перекачиваемой воды, температурные расширения элементов насоса, выходят за расчетные допуски, порождая дополнительные усилия, на роторах и опорах насоса, что ведет к их ускоренному износу.

Совокупность данных явлений приводит к тому, что безаварийная эксплуатация данного типа насосов (22НДС) при текущих параметрах теплосети затруднена, что наглядно видно из журнала дефектов ТЭЦ-3:

- 26.01.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 7А II подъем
- 26.01.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 7Б II подъем
- 30.01.14 –стук в подшипниках СНО 7Б I подъем
- 02.02.14 –греется хвостовой подшипник СНО 7А II подъем
- 07.02.14 –стук в хвостовом подшипнике СНО 7А II подъем
- 10.02.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 7Б II подъем
- 02.03.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 8А II подъем
- 07.03.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 7Б II подъем
- 12.03.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 7А II подъем
- 04.04.14 –шум в хвостовом подшипнике СНО 7Б II подъем
- 06.04.14 –шум в подшипниках СНО 8Б II подъем
- 24.04.14 –стук в подшипниках СНО 8А II подъем
- 05.10.14 –нагрев подшипников СНО 7Б II подъем
- 10.10.14 –осевое биение вала СНО 7А II подъем

20.10.14 –шум в подшипниках СНО 7Б I подъем

01.11.14 –вибрация СНО 8А II подъем

10.11.14 –шум в подшипниках СНО 8Б II подъем

14.09.15 –искрение и стук в подшипнике со сторону п/м СНО 7Б I подъем

17.11.15 –дымит подшипник со стороны п/м СНО 8Б II подъем

28.11.15 –шум и вибрация на подшипнике со стороны п/м СНО 8Б II подъем

29.12.15 – стучит подшипник со стороны п/м СНО 8Б II подъем

15.01.16 –посторонний стук в выносных подшипниках эл. двигателя СНО 8Б II подъем

23.01.16 –шум в подшипнике со стороны п/м СНО 8Б II подъем

16.10.16 – посторонний шум и вибрация подшипника со стороны п/м СНО 7А II подъем

24.10.16 –шум, вибрация подшипника со стороны п/м СНО 8А II подъем

17.11.16 – вибрация на подшипниках эл. двигателя СНО 7А II подъем

18.11.16 –шум, вибрация подшипника со стороны п/м СНО 8Б II подъем

30.11.14 – вибрация на подшипниках эл. двигателя СНО 7А II подъем

18.12.16 –шум в подшипнике со стороны п/м СНО 7Б II подъем

24.12.16 –шум со стороны п/м СНО 8Б II подъем

08.01.17 – вибрация выносных подшипников эл. двигателя, а также подшипника №3 СНО 8Б II подъем

29.01.17 – сильная вибрация СНО 8Б II подъем

Основные характеристики существующих насосов I-го подъема:

-производительность-3600 м3/час

-напор -52 м вод. ст.

Основные характеристики существующих насосов II-го подъема:

-производительность - 4500 м3/час

-напор -90 м вод. ст.

Разные характеристики насосов I и II подъемов приводит к тому, что напорные задвижки насосов II подъема открыты на 25-30% от номинального значения, при этом происходит процесс дросселирования и выход из строя уплотнительных поверхностей задвижек.

#### **4. Замена трансферного паропровода ТЭЦ-3.**

Выполнить замену трансферного паропровода ТЭЦ-3. Нарботка на 01.01.17г. / назначенный ресурс -181497/190000 часов. Ресурс паропровода выработан (подходит к концу), при достижении назначенного ресурса 190 тыс. ч необходима его замена для предотвращения возможных аварий, связанных с разрывом паропровода и как следствие разрушения оборудования, травмирование персонала. Данное мероприятие позволит сохранить в работе и использовать в дальнейшем тепловые мощности третьей очереди станции для системы отопления.

Параметры паропровода ТЭЦ-3:

Нарботка на 01.01.2017 составляет 181497ч

Рабочие параметры  $P=135\text{кгс/см}^2$   $T=550^{\circ}\text{C}$ ,

Марка стали 12Х1М1Ф

Типоразмер ф325х38, ф 219х32.

Расчетный ресурс согласно производственной инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов ООО «Автозаводская ТЭЦ» составляет 200 тыс. часов.

В 1995г. паропровод прошел ВТО при наработке 245730 ч. По результатам проведенного ВТО эксплуатация паропровода продлена на 190 тыс.ч.

На данный момент назначенный ресурс подходит к концу (182913 ч.), в этой связи в 2017г. будет проводиться ЭПБ паропровода. По результатам риск выдачи отрицательного заключения ЭПБ составляет - 98%. При отрицательном заключении последует запрет на эксплуатацию паропровода и как следствие не возможность эксплуатации котлов ст. №10, 11 и турбин ТГ-7 и ТГ-8.

Выдача отрицательного заключения ЭПБ возможна по причине длительной эксплуатации паропровода (суммарная наработка 427227) расчет на прочность паропровода возможен до 400 тыс.ч. согласно РД 10-249-98.

Также при длительной эксплуатации происходит утонение стенки за счет окалина образования, многократной зачистки металла при эксплуатационном контроле и после проведения ВТО.

## **5. Замена трансферного паропровода связи ТЭЦ-3 с ТЭЦ-4.**

Выполнить замену трансферного паропровода связи ТЭЦ-3 с ТЭЦ-4. Нарботка на 01.01.17г./назначенный ресурс - 346943 / 357250 часов. Ресурс

паропровода выработан, при достижении назначенного ресурса 357250 ч необходима его замена для предотвращения возможных аварий, связанных с разрывом паропровода и как следствие разрушения оборудования, травмирование персонала. Данное мероприятие позволит сохранить в работе и использовать в дальнейшем тепловые мощности третьей очереди станции для системы отопления.

Параметры трансферного паропровода связи ТЭЦ-3 с ТЭЦ-4:

Наработка на 01.01.2017 составляет 346943 ч

Рабочие параметры  $P=135\text{кгс/см}^2$   $T=550^{\circ}\text{C}$ ,

Марка стали 12Х1М1Ф

Типоразмер ф325х38, ф273х32, ф219х32.

Расчетный ресурс согласно производственной инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов ООО «Автозаводская ТЭЦ» составляет 180 тыс. часов.

В 2011 г. паропровод прошел ЭПБ по результатам которой были выданы рекомендации по замене 9 гибов. Ресурс паропровода был продлен на 50 тыс.ч до суммарной наработки 357250 ч.

На данный момент назначенный ресурс подходит к концу (348359 ч), в этой связи в 2017 г. будет проводиться ЭПБ паропровода. По ее результатам риск выдачи отрицательного заключения ЭПБ составляет - 98%.

Выдача отрицательного заключения ЭПБ возможна по причине длительной эксплуатации паропровода, расчет на прочность паропровода возможен до 400 тыс.ч. согласно РД 10-249-98.

Также при длительной эксплуатации происходит утонение стенки (гибов) за счет окалина образования, и многократной зачистки металла при эксплуатационном контроле, что влечет за собой отбраковку элементов паропровода.

Возможна выдача заключения с рекомендациями по замене 100 % гибов выработавших свой парковый ресурс 17 (гибов).

При отрицательном заключении последует запрет на эксплуатацию трансферного паропровода. После запрета на эксплуатацию трансферного паропровода будет возможна только блочная работа оборудования (один котел - одна турбина) и связи с котлами ТЭЦ-2,4,5 не будет. Как следствие - отсутствие резерва: т.е при аварийном останове котла последует немедленный останов



турбины, что приведет к потере мощности, снижению температуры ГВС и последующему отключению части потребителей Автозаводского района по ГВС в зимний период.

#### **6. Техническое перевооружение водогрейного котла КВГМ 180-150, ст.№ 1 котельной «Ленинская».**

Выполнить техническое перевооружение водогрейного котла КВГМ 180-150, ст.№ 1 котельной «Ленинская» с заменой 158 пакетов конвективной части и последующей тепловой изоляцией.

Ленинская котельная обеспечивает теплоснабжение исключительно жилищно-коммунального сектора Ленинского района. В своем составе имеет 2 водогрейных котла КВГМ 180-150, введенных в эксплуатацию в 1991-1992 г.г. Котлоагрегат КВГМ 180-150, ст.№ 1 котельной «Ленинская». изготовлен в 1991г. введен в эксплуатацию в марте 1991г. Срок службы 30 лет. Парковый ресурс конвективных поверхностей составляет 60 000 ч.

По состоянию на 01.06.18г. котел отработал 58 084 ч. За время эксплуатации произошло 18 инцидентов, последний в 2018 г.

В связи со значительной наработкой и большим количеством инцидентов, связанных с дефектами на трубах конвективной части котла необходима ее замена.

Это обеспечит повышение надежности теплоснабжения Ленинского района города за счет обеспечения резервного источника тепловой энергии.

#### **7. Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№ 11 с заменой ширмового пароперегревателя второго ряда.**

Выполнить техническое перевооружение котла ТГМ-96 ст.№ 11 с заменой ширмового пароперегревателя второго ряда.

Энергетический котел ТГМ-96 рег. № 26281 ст.№ 11 эксплуатируется с 1966 г. В связи с выработкой ресурса времени в 1985 г. произведена 100% замена ширмового пароперегревателя. В 2004 г. выполнена замена ширмового пароперегревателя первого ряда.

Парковый ресурс ширмового пароперегревателя второго ряда составляет 100 000 часов. В 2006 г. при наработке 114 185 часа проведен расчет остаточного ресурса, который составил 24 000 ч. (приложение). Таким образом, расчетный ресурс составил 138 185 часов. По состоянию на 01.02.2018 пароперегреватель отработал 166 238 ч. За время эксплуатации произошло 14 инцидентов, последний в 2016г.:

Таблица 2.21 – Инциденты в процессе работы водогрейного котла КВГМ 180-150, ст.№ 1 котельной «Ленинская»

№ п/п	Дата разрушения	Место положения дефекта	Причины	Способ устранения
1	26.03.1997	Ш№14тр.№5	Трещина в угловом стыке	подварено
2	26.11.1997	Ш№11тр.№2	Низкие пластические свойства металла трубы	Змеевик заглушен
3	02.06.2001	Ш№13 тр.№14	Вследствие воздействия растягивающих сил	Змеевик заглушен
4	19.11.2004	Ш№9 тр.№9, 11	Разрыв	Змеевик заглушен
5	10.02.2006	Ш№7 тр.№5	Разрыв	Змеевик заглушен
6	03.12.2009	Ш№6 тр.№9,10	Течь в угловой стык.	подварено
7	17.11.2011	Ш№7 тр.№1	Течь в угловой стык.	подварено
8		Ш№6 тр.№1	Трещина на змеевике	Змеевик заглушен
9	27.03.2013	Ш№14 тр №1	Разрыв	Змеевик заглушен
10	01.05.2013	Ш№9 тр №1	Трещина на змеевике	Змеевик заглушен
11		Ш№8 тр №3	Трещина на змеевике	Змеевик заглушен
12	19.06.2013	Ш№5 тр №4	Трещина на змеевике	
13		Ш№10 тр №7	Трещина в сухаре.	
14	04.03.2016	Ш№6 тр №6	Трещина на гйбе.	Змеевик заглушен
15	07.04.2016	Ш№16 тр №8	Трещина на гйбе.	Змеевик заглушен

Отглушение дефектных змеевиков привело к снижению КПД котла: уменьшению площади теплообмена, следовательно, к увеличению потерь с уходящими газами и повышению сопротивления в пароводяном тракте котла. Безаварийная и экономичная работа котла без замены пароперегревателя невозможна.

#### **8. Техническое перевооружение газового хозяйства и водогрейного котла ПТВМ-100, ст.№ 3В Пиковой котельной №1.**

В 2022 году реализовать техническое перевооружение газового хозяйства и водогрейного котла ПТВМ-100, ст.№ 3В Пиковой котельной №1 с сооружением системы газоснабжения и установкой оборудования АМАКС.

#### **9. Техническое перевооружение котла ПТВМ-100, ст.№ 3В с заменой конвективной части.**

Выполнить техническое перевооружение котла ПТВМ-100, ст.№ 3В с заменой конвективной части.

В ходе последней экспертизы промышленной безопасности от 10.10.2016 № 09-ТУ-0986-16 ООО «Промтехэкспертиза» по применению водогрейного котла ПТВМ-100 рег. № 24378, ст.№3В на опасном производственном объекте и внесенного в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 24.10.2016 за № 40-ТУ-03882-2016 в ВОУ Ростехнадзора РФ выявлено:

Сплошная (общая) язвенная коррозия внутренней поверхности всех исследованных труб. Утонение стенки труб нижнего пакета конвективной части в местах язв превышает 1,0 мм, что не удовлетворяет п. 5.23 СО 153-34.17.469-2003.

В результате механических испытаний установлено: механические характеристики труб конвективной части не удовлетворяют требованиям ГОСТ 8733, СО 153-34.17.469-2003.

По результатам выполненной экспертизы промышленной безопасности экспертная организация ООО «Промтехэкспертиза» считает возможным продление срока возможной безопасной эксплуатации водогрейного котла ПТВМ-100 рег. № 24378, ст.№3В до 06.05.2018г.

Справочно: Водогрейный котел ПТВМ-100 рег. № 24378, ст.№3В Пиковой котельной №1 изготовлен в 1965 году и эксплуатируется с 1969 года. Срок службы котла составляет 49 лет. Нормативный срок службы котла 16 лет согласно СО 153-34.17.469-2003. С целью продления срока службы с 1996 года проведено 8 технических диагностирований котла, по их результатам допускалась его дальнейшая эксплуатация с пониженным в 2 раза рабочим давлением воды на выходе из котла.

#### **10. Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96Б ст.№ 15 с заменой потолочно-настенного пароперегревателя.**

Выполнить техническое перевооружение котла ТГМ-96Б ст.№ 15 с заменой потолочно-настенного пароперегревателя в связи с выработкой ресурса и увеличением потока отказов.

Энергетический котел ТГМ-96Б ст.№ 15 эксплуатируется с 1978 г.

Парковый ресурс потолочно-настенного пароперегревателя составляет 100 000 часов. На 10.05.2018 наработка составила 215 000 часов. За время эксплуатации произошло 5 инцидентов, последний в 2017г.:

Таблица 2.22 – Инциденты в процессе работы энергетического котла ТГМ-96Б ст.№ 15

№ п/п	Дата разрушения	Место положения дефекта	Причины	Способ устранения
1	07.04.1983	Левая сторона котла	Равномерное раздутие трубы по периметру, наличие слоя окалины толщиной 0,5-0,6 мм и участков перегрева в микроструктуре с огневой стороны свидетельствует о длительном перегреве трубы (на 30-50 С выше расчётной) и привело к развитию ползучести и преждевременному разрушению трубы	Труба отглушена
2	26.02.1995	Труба № 127,128	Некачественная приварка сухаря к трубам	Переварка сухаря
3	01.03.2006	Труба №№ 130, 131, 177, 178, 197, 202, 205-212	Утонение стенки, разрушение труб	Трубы отглушены
4	08.08.2013	Труба № 214	Значительная наработка, хрупкий характер излома, общее утонение стенки трубы, коррозионное поражение внутренней поверхности, наличие множества трещин ползучести на трубе	Труба отглушена
5	28.09.2017	В сухаре	Утонение стенки	Подварка сухаря

Отглушение дефектных змеевиков привело к снижению КПД котла: уменьшению площади теплообмена, следовательно, к увеличению потерь с уходящими газами и повышению сопротивления в пароводяном тракте котла. Безаварийная и экономичная работа котла без замены пароперегревателя невозможна.

### **11. Ввод в эксплуатацию автоматизированной системы непрерывного контроля кислорода в теплоносителе.**

Среднее за 2017 г. содержание растворенного кислорода в теплоносителе согласно протоколам замеров хим. лаборатории ООО «АТЭЦ» составило: в бытовой горячей воде 52 мкг/дм<sup>3</sup>, в сетевой воде 30 мкг/дм<sup>3</sup>, в подпиточной воде 90 мкг/дм<sup>3</sup>.

Согласно пунктам 4.8.39. и 4.8.40. «ПТЭ электростанций и сетей РФ» содержание растворенного кислорода в сетевой воде должно быть не более 20 мкг/дм<sup>3</sup>, в подпиточной воде и в воде горячего водоснабжения должно быть не

более 50 мкг/дм<sup>3</sup>. Превышение нормативных показателей содержания растворенного кислорода в горячей воде ведет к повышенному износу сетей потребителей тепловой энергии и ГВС, росту аварийности на сетях и, как следствие, перерывам в теплоснабжении и ГВС.

Отбор проб для определения содержания растворенного кислорода в сетевой, подпиточной воде и в воде горячего водоснабжения выполняется 3 раза в сутки дежурной лабораторией химического цеха ООО «Автозаводская ТЭЦ» переносным прибором кислородомером, по результатам замеров, при необходимости, проводятся мероприятия по устранению несоответствий.

Из-за значительных временных интервалов между отборами проб в настоящее время имеются претензии со стороны сетевых организаций о повышенном содержании растворенного кислорода в воде, переданной в сети ГВС, в результате чего происходит резкий рост коррозии металла трубопроводов и их повреждение во время эксплуатации.

Мероприятие предполагает оснащение точек отбора проб:

1. На горячем коллекторе в районе ВК-1,2 ПК-1 на отметке 00.00.
2. На горячем коллекторе в районе ВК-6,7 ПК-2 на отметке -04.00.
3. На холодном коллекторе в районе ВК-1,2 ПК-1 на отметке 00.00.
4. На холодном коллекторе в районе ВК-6,7 ПК-2 на отметке -04.00.
5. На горячем коллекторе УГВС-1 ТЭЦ-1 на отметке +06.00.
6. На горячем коллекторе УГВС-2 ТЭЦ-2 на отметке +07.70.
7. На подающем трубопроводе коллекторе сетевой воды ТЭЦ-2 на отметке +00.20.
8. На обратном коллекторе сетевой воды ТЭЦ-2 на отметке +00.20.
9. На трубопроводе сетевой воды ТГ-7 на ПИК-1 на отметке +04.00.
10. На обратном коллекторе сетевой воды ТЭЦ-3 на отметке +04.00.
11. На трубопроводе сетевой воды ТГ-8 на ПИК-1 на отметке +04.00.
12. На обратном коллекторе сетевой воды ТЭЦ-4 на отметке +01.60.
13. На трубопроводе подпиточной воды после деаэратораVDN№1 на отметке +22.00.

14. На трубопроводе подпиточной воды после деаэратораVDN№2 на отметке +22.00.
15. На трубопроводе подпиточной воды ТЭЦ-2 на отметке +00.20

газоанализаторами автоматического химического контроля и создание дополнительной сети сбора данных теплотрасс для вывода всех показаний газоанализаторов растворенного кислорода на блочные щиты управления БЩУ ТЭЦ-1,2,3,4, ПК-2 и в сеть «ИВС ТЭЦ». Это позволит оперативному персоналу вести непрерывный мониторинг содержания растворенного кислорода в теплоносителе в режиме реального времени и незамедлительно реагировать на отклонения от норм.

## **12. Техническое перевооружение энергетических котлов ст.№№ 11, 13 с заменой шумоглушителей.**

Выполнить разработку проекта и замену шумоглушителей на котлах ст.№№ 11,13.

Мероприятие направлено на обеспечение соблюдения санитарных норм СН 2.2.4/2.1.8.562-96 по допустимому уровню шума на рабочих местах и территории жилой застройки Автозаводского района г. Нижнего Новгорода и устранению его превышения при пуске и останове энергетического оборудования. На данный момент установленные на энергетических котлах АТЭЦ шумоглушители, не позволяют снижать уровень шума до минимально-регламентированных значений (55 дБа - днем и 45 дБа - в ночные часы). За последнее время участились жалобы жителей района в различные инстанции, в т. ч. в Роспотребнадзор. В 2016г. в отношении ООО " Автозаводской ТЭЦ" заведено административное дело по факту превышения допустимого уровня шума, по результатам которого наложен штраф 10 000 руб. В течение 2017г. территориальным отделом Управления Роспотребнадзора по Нижегородской области в адрес ООО " Автозаводской ТЭЦ" выносились предостережения о недопустимости данных нарушений и запросы по планированию мероприятий, направленных на снижение шума. 18.09.2017г. Постановлением №17270784 вынесено решение о признании АТЭЦ виновной в нарушении, и назначен штраф 15 000 руб. Решением Суда от 20.11.2017г. № 6798 ООО " Автозаводская ТЭЦ" должна разработать и провести мероприятия по снижению уровня звука. Окончательное решение Суда от 20.02.2018г. по делу



№2-852/2018 ООО " Автозаводская ТЭЦ" должна разработать и приступить к выполнению мероприятия по снижению уровня звука в течение 6 месяцев. Данные мероприятия были разработаны АТЭЦ и включают в себя поэтапную замену шумоглушителей на энергетических котлах.

**13. Техническое перевооружение энергетических котлов ст.№№ 10,  
14.**

В 2020 году выполнить техническое перевооружение энергетических котлов ст.№№ 10, 14 с заменой шумоглушителей.

**14. Техническое перевооружение котла водогрейного ПТВМ-180, ст.  
№ 8В**

В 2020 году выполнить техническое перевооружение котла водогрейного ПТВМ-180, ст. № 8В с заменой 100% труб левого и правого боковых экранов с коллекторами и коллекторов левого двухсветного экрана.

**15. Техническое перевооружение котла водогрейного ПТВМ-180, ст.  
№ 8В котельной «Ленинская»**

В 2020 году выполнить техническое перевооружение котла водогрейного КВГМ 180-150-2 ст.№2, котельной «Ленинская» с заменой 100% труб конвективной части котла с коллекторами и заменой труб правого бокового-потолочного экрана с коллекторами.

**16. Техническое перевооружение газового оборудования котла  
водогрейного КВГМ 180-150-2 ст.№2, котельной «Ленинская»**

В 2020 году выполнить техническое перевооружение газового оборудования котла водогрейного КВГМ 180-150-2 ст.№2, котельной «Ленинская» с заменой системы АМАКС года выпуска 1998-2002 гг.

### 17. Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№10

В 2020 году выполнить техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№10 с заменой настенного экономайзера.

### 18. Проектно-изыскательские работы на техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№10

В 2020 году выполнить проектно-изыскательские работы на техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№10 с заменой экранов, радиационного пароперегревателя, с изменением ярусности горелок, с заменой горелок на низкотоксичные и переходом на использование газовых блоков «АМАКС».

Помимо указанных мероприятий в 2020 году предполагается реализация:

**19. Замена сетевых насосов ТГ-9;**

**20. Замена сетевых насосов ТГ-10;**

**21. Замена сетевого насоса ТЭЦ-2.**

#### 2.4.1.2. Стоимость мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения.

График мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения в таблице 2.23.

Таблица 2.23 - График мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения, тыс. руб. с НДС

№	Мероприятия	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Итого
1	Перекладка существующих коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2	1 175 (ПИР)	57 014 (оборуд+СМР)	8 798 (СМР)	0	<b>66 987</b>
2	Перекладка существующего коллектора сетевой воды от ТЭЦ-4 на пиковую котельную №2	1 036 (ПИР)	31 503 (оборуд+СМР)	8 472 (СМР)	0	<b>41 011</b>

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА  
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2020 ГОД).**

**ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

<b>№</b>	<b>Мероприятия</b>	<b>2018 год</b>	<b>2019 год</b>	<b>2020 год</b>	<b>2021 год</b>	<b>Итого</b>
3	Замена существующих сетевых насосов ТА - 7,8 ТЭЦ-3 марки 22НДС	32 402 (оборуд +СМР)	36 751 (оборуд +СМР)	0	0	<b>69 153</b>
4	Замена трансферного паропровода ТЭЦ-3	34 360 (оборуд +СМР)	35 090 (оборуд +СМР)	0	0	<b>69 450</b>
5	Замена трансферного паропровода связи ТЭЦ-3 с ТЭЦ-4	0	2 500 (ПИР)	37 128 (оборуд +СМР)	37 128 (оборуд +СМР)	<b>76 756</b>
6	Техническое перевооружение водогрейного котла КВГМ 180-150, ст.№ 1 котельной "Ленинская"	0	32 251 (оборуд +СМР)	0	0	<b>32 251</b>
7	Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№ 11 с заменой ширмового пароперегревателя второго ряда	0	27 446 (оборуд +СМР)	0	0	<b>27 446</b>
8	Техническое перевооружение газового хозяйства и водогрейного котла ПТВМ-100, ст.№ 3В Пиковой котельной №1 с сооружением системы газоснабжения и установкой оборудования АМАКС	0	0	48 786 (ПИР+обору д +СМР)	0	<b>48 786</b>
9	Техническое перевооружение водогрейного котла ПТВМ-100, ст.№ 3В с заменой конвективной части	0	0	0	35 489 (оборуд +СМР)	<b>35 489</b>
10	Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96Б ст.№ 15 с заменой потолочно-настенного пароперегревателя	0	0	21 858 (оборуд +СМР)	0	<b>21 858</b>
11	Создание автоматизированной системы непрерывного контроля кислорода в теплоносителе	0	12 847 (оборуд +СМР)	0	0	<b>12 847</b>
12	Техническое перевооружение энергетических котлов ст.№№ 11, 13 с заменой шумоглушителей	0	6 700 (ПИР+обору д +СМР)	0	0	<b>6 700</b>
13	Техническое перевооружение энергетических котлов ст.№№ 10, 14 с заменой шумоглушителей	0	0	5 956 (оборуд +СМР)	0	<b>5 956</b>
14	Техническое перевооружение котла водогрейного ПТВМ-180, ст. № 8В с заменой 100% труб левого и правого	0	0	5 124 (оборуд +СМР)	0	<b>5 124</b>

№	Мероприятия	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	Итого
	боковых экранов с коллекторами и коллекторов левого двухсветного экрана					
15	Техническое перевооружение котла водогрейного КВГМ 180-150-2 ст.№2, котельной «Ленинская» с заменой 100% труб конвективной части котла с коллекторами и заменой труб правого бокового-потолочного экрана с коллекторами	0	0	40 800 (оборуд +СМР)	0	<b>40 800</b>
16	Техническое перевооружение газового оборудования котла водогрейного КВГМ 180-150-2 ст.№2, котельной «Ленинская» с заменой системы АМАКС года выпуска 1998-2002г.г.	0	0	7 800 (ПИР+обору д +СМР)	0	<b>7 800</b>
17	Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№10 с заменой настенного экономайзера	0	0	7 859 (оборуд +СМР)	0	<b>7 859</b>
18	Техническое перевооружение энергетического котла ТГМ-96 ст.№10 с заменой экранов, радиационного пароперегревателя, с изменением ярусности горелок, с заменой горелок на низкотоксичные и переходом на использование газовых блоков «АМАКС»	0	0	8 824 (ПИР+обору д +СМР)	0	<b>8 824</b>
19	Замена сетевых насосов ТГ-9	0	0	13 784 (оборуд +СМР)	0	<b>13 784</b>
20	Замена сетевых насосов ТГ-10	0	0	17 454 (оборуд +СМР)	0	<b>17 454</b>
21	Замена сетевого насоса ТЭЦ-2	0	0	2 848 (оборуд +СМР)	0	<b>2 848</b>
	<b>Итого по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения</b>	<b>68 973</b>	<b>242 102</b>	<b>235 491</b>	<b>72 617</b>	<b>619 183</b>

#### 2.4.2. Строительство блока ПГУ-440 на площадке 5-ой очереди АТЭЦ

#### **2.4.2.1. Основные технические решения**

АТЭЦ является электростанцией с поперечными связями, когда котлоагрегаты связаны между собой и с паровыми турбинами паропроводами острого и отборного пара. Вновь строящаяся парогазовая установка будет органично встроена в действующую часть ТЭЦ трансферными паропроводами, что позволит, в случае необходимости, передавать пар от котла-утилизатора ПГУ на действующие паровые турбины АТЭЦ.

Для полной загрузки паровой турбины ПГУ имеется возможность передачи пара от энергетического котла (котел № 16). Такая схема дает возможность круглогодично эксплуатировать газотурбинную установку, паровую турбину и котел-утилизатор ПГУ в режиме максимально возможной нагрузки. Также поперечные связи дают возможность поддерживать технологический минимум нагрузки ПГУ в летний период, передавая часть пара от котла-утилизатора к турбинам действующей части ТЭЦ.

Реконструкция АТЭЦ предусматривает ввод в эксплуатацию парогазовой установки мощностью 440 МВт. Устаревшее оборудование замещается высокоэффективными установками, имеющими самые высокие характеристики экономичности и надежности. Благодаря совмещенной выработке электрической и тепловой энергии коэффициент использования топлива превышает 90%. В результате реализации Автозаводской ТЭЦ проекта ПГУ повышается надежность энергоснабжения потребителей, оптимизируется схема выдачи тепловой и электрической энергии.

Блок ПГУ планируется ввести в эксплуатацию после 2031 года. Основными элементами новой установки являются:

а) Газовая турбина.

Мощность газовой турбины - 327,7 МВт при температуре окружающей среды +15<sup>0</sup>С. Для ПГУ выбрана современная газовая турбина класса «F» с наиболее высокими параметрами цикла, что позволит получить в парогазовом цикле КПД более 55%. Важным параметром данной турбины является и очень малый уровень выбросов опасных веществ, например, эмиссия NOx этой турбиной не превышает 25 ppm. Современные технологии, применяемые в проектировании и производстве данного типа турбин, обеспечивают и высокую надежность

оборудования.

б) Котел-утилизатор.

Мощность котла-утилизатора составляет 380 т/ч пара высокого давления. Выбранное оборудование наиболее полно использует тепло уходящих газов газовой турбины для выработки пара высокого и низкого давлений, подогрева сетевой воды и исходной технологической воды, поступающей на ТЭЦ от водопроводной станции (водозабора). Преимуществом выбранного котла-утилизатора является его надежная эксплуатация на существующих параметрах химической очистки воды, подготовленной Хим. цехом АТЭЦ.

в) Паровая турбина.

Это турбина противодавления одного из лидеров в производстве паровых турбин мирового уровня, мощность ее в номинальном режиме составляет 115 МВт, максимальная мощность - до 119 МВт. Основное назначение паровой турбины, наряду с выработкой электроэнергии, - обеспечение подачи тепла с отработанным паром установке горячего водоснабжения (УГВС). Потребление пара высокого давления турбиной на максимальной мощности превышает наибольшее значение выработки пара котлом-утилизатором (450 т/ч против 380 т/ч), что делает необходимой в отопительный период подачу дополнительного пара от существующих котлов ТЭЦ (оптимально – от энергетического котла № 16).

г) Энергетический котел № 16.

Для обеспечения работы паровой турбины ПГУ на режиме 70-100% нагрузки на турбину через трансферный паропровод от котла № 16 будет подаваться пар высокого давления. В летний период избыточный пар котла-утилизатора ПГУ будет подаваться через паропроводы котла № 16 в систему трансфера пара, для использования существующими турбинами ТЭЦ.

д) Водопроводная станция.

С учетом того, что основной целью реализации проекта ПГУ является замещение генерирующих и теплофикационных мощностей второй очереди АТЭЦ, которая выработала все возможные сроки эксплуатации, обеспечение подачи воды для УГВС является важной технологической задачей. Постоянная тепловая нагрузка паровой турбины ПГУ, обеспечивающей отработанным паром установку



горячего водоснабжения, определяет высокую эффективность ПГУ в целом.

По этой причине в инвестиционный проект строительства ПГУ включено мероприятие по покупке Автозаводской водопроводной станции в собственность ООО «Автозаводская ТЭЦ». Водопроводная станция является единственным источником водоснабжения для УГВС АТЭЦ. Основанием для приобретения станции послужило намерение собственника - ОАО «ГАЗ» - продать непрофильный актив, и намерение ОАО «Нижегородский водоканал» приобрести этот актив. При переходе права собственности на водопроводную станцию к ОАО «Нижегородский водоканал» для Автозаводской ТЭЦ произойдет увеличение затрат на покупку холодной воды на 235 млн. руб. в год (в действующих тарифах цена на воду вырастет с 6,7 руб./м<sup>3</sup> до 24,3 руб./м<sup>3</sup>). Эта ситуация увеличит риск того, что деятельность АТЭЦ при ограничении роста тарифа на тепловую энергию предельными индексами, устанавливаемыми ФСТ, будет убыточной, а также поставит под угрозу окупаемость проекта ПГУ.

е) Установка горячего водоснабжения.

Установка горячего водоснабжения.

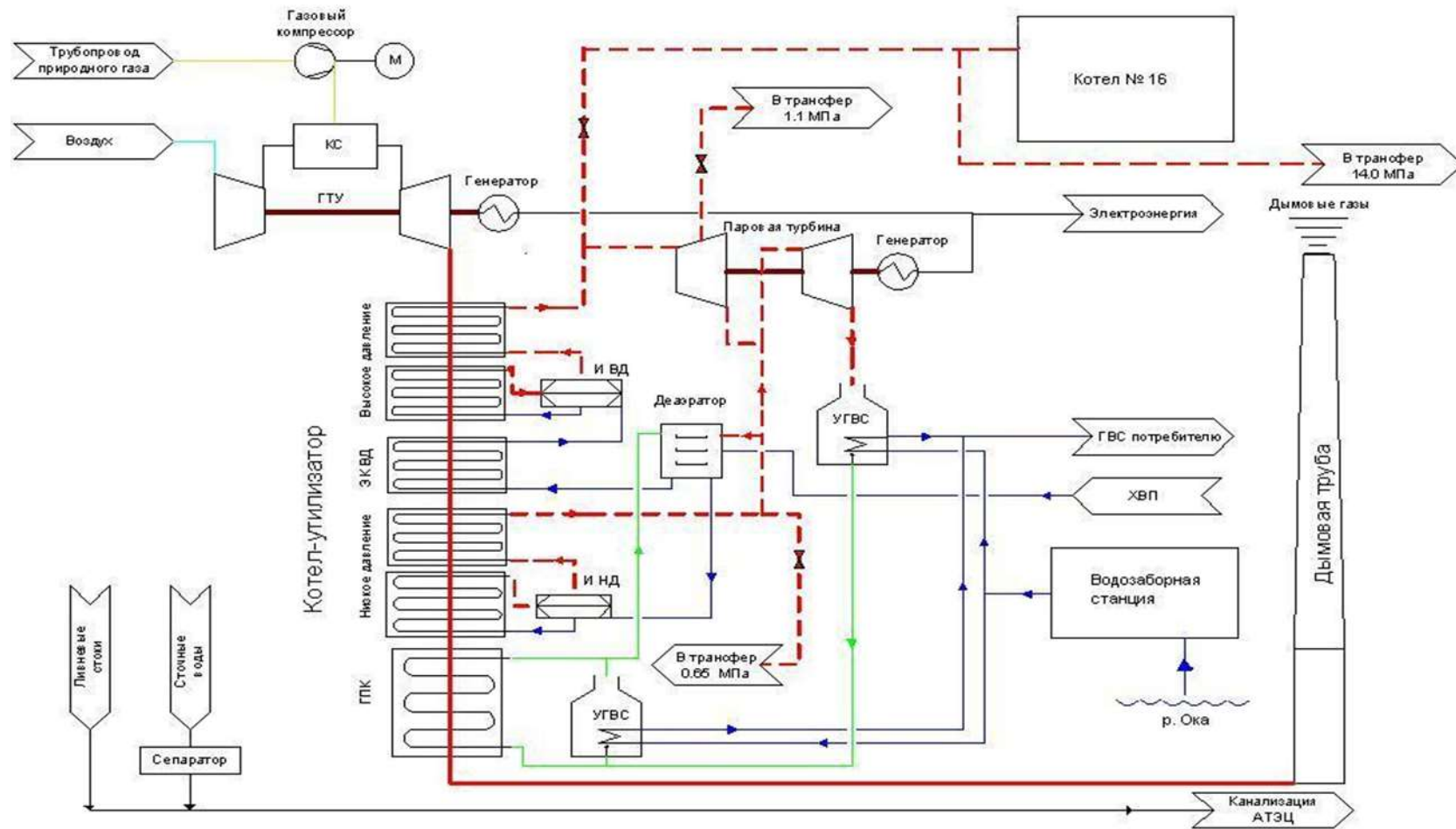
Данная установка позволит обеспечить передачу тепловой энергии от паровой турбины к потребителям в виде отопления, вентиляции, горячей воды. Мощность новой УГВС составит 245 Гкал/ч. Это позволит создать условия для подключения к сети новых потребителей района. Для обеспечения равномерной работы установки при пиковых нагрузках потребления горячей воды в состав новой установки входят баки-аккумуляторы горячей воды с собственной насосной станцией.

ж) Объекты электросетевого хозяйства.

Для обеспечения выдачи мощности ПГУ в электрические сети проектом предусмотрено сооружение таких крупных объектов, как распределительные устройства 110 и 220 кВ (на площадке АТЭЦ), кабельные линии 110 и 220 кВ, РУ 220 кВ на подстанции «Дизель».

Кроме того, проектом реконструкции предусмотрено строительство газопровода высокого давления от дюкера в р-не р. Ока до площадки АТЭЦ, дожимной компрессорной станции топливного газа, хозяйства резервного топлива газовой турбины и других объектов обеспечения ПГУ.

Принципиальная технологическая схема ПГУ-440 представлена на рисунке 2.21.



Принципиальная технологическая схема ПГУ ТЭЦ-5

Рисунок 2.18 – Принципиальная технологическая схема ПГУ-440

#### **2.4.2.2. Назначение ПГУ-440**

Парогазовая энергетическая установка предназначена для комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения потребностей жилищно-коммунального хозяйства в горячей воде и предприятия ОАО «ГАЗ» в горячей воде, технологическом паре и электрической энергии.

Суммарная установленная электрическая мощность вводимого в эксплуатацию оборудования составляет 440 МВт.

Основным и резервным топливом ПТУ является природный газ.

Режим работы ПГУ - базовый согласно диспетчерскому графику нагрузок.

Годовое число часов использования установленной электрической мощности ТЭЦ после ввода ПГУ - 5 609 ч (по тепловому графику).

Годовое число часов использования установленной электрической мощности оборудования ПГУ (без учета ремонтного цикла) - 8806 ч.

Оборудование энергетического блока обеспечивает установленные показатели маневренности оборудования энергетических ПГУ с расчетным сроком службы 40 лет (200000 часов).

Строительство проектируемой ПГУ предусмотрено как реконструкция существующей Автозаводской ТЭЦ с возможностью участия в общем нормированном первичном и, при работе в конденсационном режиме совместно с существующими паровыми турбинами, в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности энергосистемы.

#### **2.4.2.3. Тип и характеристики основного оборудования блока**

На площадях 5-ой очереди АТЭЦ предусматривается установка следующего основного оборудования парогазовой установки:

- газовая турбина типа M701F4 производства фирмы «Mitsubishi Heavy Industries» мощностью 327,7 МВт (ISO) с генератором выходной мощностью 415 МВА - 1 комплект;

- паровая турбина типа SST-600 производства фирмы «Siemens» номинальной электрической мощностью 115,5 МВт (максимальная эл. мощность 120 МВт) с генератором SGen5-100A-2P 100-34 MO 7 мощностью 140 МВА - 1 комплект.

- котел-утилизатор (горизонтальный) производства «NE Nooter/Eriksen» паропроизводительностью 389 т/ч пара высокого давления (P=14,0 МПа, T=550°C) и 58 т/ч пара низкого давления (P=1,1 МПа, T=280°C) - 1 комплект.

Установленная электрическая мощность блока составит 440 МВт.

Установленная тепловая мощность блока составит 344 Гкал/час.

Характеристики основного оборудования нового блока представлены в таблице 2.25.

Таблица 2.24 – Характеристики основного оборудования нового блока ПГУ-440

Параметры газовой турбины M701F4	Единица измерения	Значение
Мощность	МВт	324,5
Частота	Гц	50
Температура газов на выходе из ГТУ	°С	591
Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	751,9
Удельный расход тепла ГТ (брутто)	кДж/кВтч	9000
КПД, брутто	%	39
Параметры паровой турбины SST-600	Единица измерения	Значение
Номинальная мощность турбины	МВт	115,5
Максимальная мощность турбины	МВт	120
Параметры пара высокого давления перед турбиной		
-давление	МПа	14
-температура	°С	550
-расход	т/ч	450
Параметры пара низкого давления перед турбиной		
-давление	МПа	1,1
-температура	°С	280
-расход	т/ч	58
Параметры пара регулируемого отбора		
-давление номинальное	МПа	0,65
-расход	т/ч	100
Параметры пара на выхлопе турбины		
-давление номинальное	МПа	0,15
-диапазон давлений отработанного пара	МПа	0,12-0,2
-расход пара	т/ч	519,5
-минимальный расход отработанного пара	т/ч	50
-расход пара при работе без нагрузки	т/ч	15

Параметры котла-утилизатора NE	Единица измерения	Значение
Температура наружного воздуха	°С	15
Тип режима		Базовый ISO
Пар высокого давления		
Давление пара контура высокого давления (абс.)	МПа	14,5
Температура пара высокого давления	°С	552,4
Расход пара контура высокого давления	т/ч	390,077
Пар низкого давления		
Давление пара низкого давления (абс.)	МПа	1,196
Температура пара низкого давления	°С	283,1
Расход пара контура низкого давления	т/ч	57,439
Отбор питательной воды на подогреватель газа		
Расход питательной воды на подогреватель газа	т/ч	48,7
Температура питательной воды в точке отбора	°С	286,5
Приток питательной воды после воздухоохладителя системы охлаждения турбины		
Расход питательной воды после воздухоохладителя	т/ч	50,1
Температура пит. воды после воздухоохладителя	°С	339,7
Газо-водяной подогреватель (ГВП)		
Тепловая нагрузка	Гкал/ч	65,524
Температура теплоносителя ГВП	°С	70
Температура теплоносителя после ГВП	°С	144,4
Расход конденсата через ГВП	т/ч	872,8
Питательная вода		
Температура питательной воды	°С	159
Газовый тракт		
Температура газов на выходе из ГТУ	°С	591
Расход газов на выходе из ГТУ	кг/с	751,9
Температура уходящих газов КУ	°С	100
Аэродинамическое сопротивление КУ от среза диффузора газовой турбины (границы присоединения к ГТУ) до выхода из дымовой трубы	мм в.ст.	355,7 / 3 / 580,6

#### 2.4.2.4. Схемы включения блока в общую тепловую схему станции (ТФУ, пар, топливо)

Тепловая схема ПГУ-440 включает в себя основное оборудование, указанное выше, а также вспомогательные системы теплоснабжения:

- установка горячего водоснабжения (УГВС);
- установка подпитки тепловой сети;
- установка подогрева сырой воды.



Тепло уходящих газов газовой турбины используется в котле-утилизаторе для выработки пара высокого и низкого давлений. Пар высокого давления подается в два коллектора острого пара ТЭЦ-4, а затем поступает в паровую турбину SST-600 для выработки электроэнергии и отпуска отработанного пара от противодействия турбины. Пар низкого давления котла-утилизатора подается к стопорному клапану впуска пара низкого давления турбины SST-600 и на существующие общестанционные коллекторы пара производственного отбора турбин ПТ60-130/13 ст.№№ 9, 10, 11. Конструкция паровой турбины предусматривает регулируемый отбор пара давлением 0,65 МПа (абс.) на общестанционный коллектор пара 0,65 МПа (абс.). Отработавший в паровой турбине давлением 0,12-0,2 МПа (абс.) направляется на установку горячего водоснабжения, установку подогрева сырой воды и установку подогрева подпитки тепловой сети, расположенные на площадях ТЭЦ-5. Автономная работа газовой турбины не предусматривается. Охлаждение оборудования газовой турбины обеспечивается замкнутым контуром охлаждения, который в свою очередь охлаждается оборотной системой технического водоснабжения через промежуточный водо-водяной теплообменник. Охлаждение вспомогательного оборудования паровой турбины и насосов предусматривается с использованием оборотной системы технического водоснабжения.

Конструкция газовой турбины и базовый режим эксплуатации позволяют обеспечить температуру дымовых газов, необходимую для выработки острого пара в котле-утилизаторе с параметрами, соответствующими параметрам пара от существующих энергетических котлов: давлением 14,0 МПа (абс.) и температурой 550°С вне зависимости от температуры наружного воздуха. Параметры пара низкого давления от котлов-утилизаторов соответствуют параметрам пара от производственных отборов существующих паровых турбин (1,1 МПа (абс.), 280°С).

#### **2.4.2.5. Краткое описание тепловой схемы блока ПГУ-440**

##### **Поперечные связи**

Тепловая схема энергоблока построена по моноблочному принципу (одна газовая турбина работает на один котел-утилизатор). При этом в схеме предусмотрена связь блока ПГУ с существующей частью через следующие трубопроводы:

-два общестанционных паровых коллектора острого пара с давлением 14,0 МПа (абс.) и температурой 550°С (существующие коллекторы);

-два общестанционных паровых коллектора пара с давлением 1,1 МПа (абс.) и температурой 280°С (существующие коллекторы);

-общестанционный паровой коллектор пара с давлением 0,65 МПа (абс.) и температурой 250°С (существующий коллектор);

-общестанционный паровой коллектор пара с давлением 0,12-0,2 МПа (абс.) и температурой 120°С (вновь сооружаемый);

-трубопровод химобессоленной воды от общестанционного коллектора химобессоленной воды для нагрева ХОВ за счет тепла уходящих газов;

-трубопровод конденсата УГВС;

-трубопровод конденсата от общестанционного коллектора конденсата;

-трубопровод сетевой воды;

-трубопровод исходной воды УГВС.

Схемой предусматривается установка дополнительного деаэратора 0,6 МПа (абс.) производительностью 500 т/ч и объемом бака 100м<sup>3</sup>.

## **УГВС**

Согласно Техническому заданию объект «Реконструкция Автозаводской ТЭЦ со строительством ПГУ-440» предусматривает сооружение новой установки горячего водоснабжения (УГВС) номинальной производительностью 4000 т/ч с выдачей горячей воды потребителю с температурой 75±5°. Выдача горячей воды потребителям выполняется по существующим сетям открытого типа, отдельным от сетей отопления.

Для достижения качества, регламентируемого ПТЭ, установка горячего водоснабжения должна обеспечивать деаэрацию исходной воды, которая, согласно требованию СанПиН 2.1.4.1074-01 должна проходить при температуре более 100 °С. Кроме того, для выполнения требований СанПиН 2.1.4.1074-01 в части качества горячей воды оборудование УГВС исключает смешение исходной воды питьевого качества с прочими потоками, в том числе с паром и конденсатом основного цикла, и технической водой.

Установка горячего водоснабжения предложенной схемы позволяет выдавать горячую воду потребителю требуемой температуры в диапазоне 500...4000 т/ч.

#### **Установка подпитки теплосети**

Согласно Техническому заданию объект «Реконструкция Автозаводской ТЭЦ со строительством ПГУ-440» предусматривает сооружение новой установки подпитки теплосети (ПТС) номинальной производительностью 800 т/ч. Минимальная производительность установки - 50 т/ч.

#### **Установка подогрева сырой воды**

Согласно Техническому заданию объект «Реконструкция Автозаводской ТЭЦ со строительством ПГУ-440» предусматривает сооружение новой установки подогрева сырой воды (ПСВ) номинальной производительностью 2300 т/ч.

#### **Надежность теплоснабжения промышленных потребителей**

В случае аварийного останова оборудования существующей станции, ПГУ обеспечивает возможность подачи пара промышленному потребителю от паропровода низкого давления котла-утилизатора и контура высокого давления котла-утилизатора через общестанционные РОУ и БРОУ.

#### **2.4.3. Состав и прогнозный статус на ОРЭМ генерирующего оборудования Автозаводской ТЭЦ, мероприятия по продлению ресурса генерирующего оборудования**

Прогнозный статус турбоагрегатов Автозаводской ТЭЦ на ОРЭМ представлен в таблице 2.26. Из таблицы видно, что в период 2019-2021 годов планируется вывод генерирующего оборудования ТЭЦ-2: турбоагрегатов №№3,4,5,6 с давлением острого пара 9 МПа.

Мероприятия, предусмотренные на Автозаводской ТЭЦ по продлению ресурса генерирующего оборудования:

1. В 2017 году проведён капитальный ремонт ТГ – 6 и ТГ - 9 с проведением экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) и продлением эксплуатационного ресурса;
2. ТГ – 10 в 2018 году – капитальный ремонт и ЭПБ;
3. ТГ – 11 в 2019 году капитальный ремонт (замена рабочих лопаток 30

- ступени РНД и рабочих лопаток 2, 3, 4 ступеней РВД), в 2021 году ЭПБ;
4. ТГ – 7 в 2020 году капитальный ремонт (замена крепежа), в 2021 году ЭПБ;
  5. ТГ – 8 в 2019 году капитальный ремонт (замена диска 23 ступени, шпильки М100 на ст. клапане и РВД), в 2022 году ЭПБ;
  6. ТГ – 12 в 2021 году капитальный ремонт, в 2022 году ЭПБ.

Таблица 2.25 – Прогнозный статус генерирующего оборудования Автозаводской ТЭЦ на ОРЭМ в 2016-2020 годах

Турбоагрегат	№	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Турбины с давлением острого пара 9 МПа																
BP-25-1	3	ВГ (Э)	ВГ (Э)	КОМ	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х
АТ-25-1	4	ВГ (Э)	ВГ (Э)	КОМ	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х
ВТ-25-4	5	ВГ (Э)	ВГ (Э)	КОМ	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х
ВТ-25-4	6	ВГ (Э)	ВГ (Э)	КОМ	КОМ	КОМ	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х	Х
Турбины с давлением острого пара 13 МПа																
T-100-130	7	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
T-100-130	8	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПТ-60-130/13	9	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПТ-60-130/13	10	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
ПТ-60-130/13	11	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
T-100/120-130-3	12	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ

ВГ (Э) – вынужденный генератор (по электроэнергии)

КОМ – конкурентный отбор мощности

ДПМ – договора на поставку мощности

Х – вывод из эксплуатации

## **2.5. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии**

При актуализации схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2020 год рассмотрен вариант использования илового осадка сточных вод в качестве топлива для вновь строящегося источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии.

В настоящее время рассматриваются следующие основные способы рационального использования илового осадка сточных вод:

- Использование в качестве сельскохозяйственного удобрения.
- Самостоятельное сжигание осадка.
- Совместное сжигание осадка с другими видами органического топлива.
- Газификация и пиролиз.

Рассмотрение различных технологий позволило выявить отрицательный баланс по энергоносителям в большинстве предлагаемых на сегодняшний день технологических решений. Например, в технологии переработки сточных вод с генерацией биогаза энергопотребление процесса утилизации заметно превышает генерируемые энергоносители. Как правило, технологии сжигания осадка рассматриваются только с целью его утилизации, без рассмотрения возможности использования тепла, выделяющегося при сжигании.

Технология сжигания осадка в кипящем (псевдосжиженном) слое, используемая, в частности, на объектах ГУП «Водоканал Санкт-Петербурга», позволяет говорить о положительной энергетической эффективности процесса, однако достигаемый эффект является незначительным (по данным производителя производство установкой 1600 кВт\*ч электроэнергии требует потребления на собственные нужды в объеме 1400 кВт\*ч).

Ряд производителей (например, разрабатывающих технологии высокотемпературного быстрого пиролиза) декларируют высокий положительный выход энергоносителей, но при этом отсутствуют действующие установки, разработанные на базе данной технологии, в связи с чем подобные варианты не рассматриваются.

Одним из возможных является вариант, предусматривающий реализацию



в технологической схеме процесса анаэробного сбраживания осадка, подготовку осадка к сжиганию (сушка) и сжигание. Краткое описание технологического процесса и укрупненная оценка эффективности использования установки рассмотрены ниже.

Технологический процесс рассматриваемого варианта состоит из трех основных этапов:

- Этап анаэробной обработки;
- Этап полного обезвоживания и осушения осадка;
- Этап использования газа для получения энергии.

Этап анаэробной обработки основан на мезофильном сбраживании осадка при средней температуре осадка 36°С. Перед сбраживанием, для уменьшения объема осадка, используются установки предварительного уплотнения. Сбраживание осадка осуществляется в специальных емкостях – метантенках – в которых осуществляется постоянная циркуляция осадка.

Этап полного обезвоживания и осушения осадка осуществляется путем следующих последовательных операций: обезвоживание на деканторных центрифугах, просушка обезвоженного шлама на специальных сушильных установках.

Этап использования газа для получения энергии состоит из следующих подэтапов:

- очистка биогаза (газ, выделяющийся при сбраживании осадка в метантенках, содержит сероводород), в том числе осушение газа и очистка на угольных фильтрах;
- сбор очищенного газа в газгольдер (при этом обязательно предусматривается устройство факела сжигания газа для недопущения сброса в атмосферу газа, неиспользованного впоследствии в основной установке);
- сжигание биогаза в блочной мини-ТЭЦ на базе газотурбинных двигателей;
- утилизация тепла уходящих газов в котле-утилизаторе.

В качестве дополнительного этапа, повышающего эффективность установки, может предусматриваться сжигание высушенного и обезвоженного

шлама в печи с кипящим слоем. Вырабатываемое тепло может использоваться для нагревания турбинного масла для т.н. ORC-турбины (Organic Rankine Cycle – органический цикл Ренкина), предназначенной для утилизации низкопотенциального тепла.

Оценка возможной эффективности проекта для условий Нижнего Новгорода выполнена исходя из условия применения данного технологического цикла (сбраживание – сушка – сжигание). С учетом расхода сточных вод в объеме около 111 т/сутки возможно достижение следующих эксплуатационных показателей (таблица 2.27.).

Таблица 2.26 – Основные показатели работы рассматриваемой установки

Вид энергии	Произведено	Затрачено	Баланс (произведено минус затрачено)
Электрическая энергия, кВт*ч	4792	1491	3301
Тепловая энергия, Гкал	6912	4513	2399

Объем необходимых инвестиций в строительство такой установки оценивается величиной порядка 69 млн. Евро (с учетом курса валюты, установленного Центральным Банком Российской Федерации на момент подготовки отчета (лето 2018 года) – около 5,175 млрд. руб.). Учитывая эксплуатационные затраты и стоимость (тарифы) на электрическую и тепловую энергию, определен простой срок окупаемости проекта, который составляет свыше 47 лет.

В целом при анализе различных возможных проектов определено, что общий объем необходимых инвестиций в создание завода для использования осадка сточных вод в целях генерации энергии составляет от 50 до 80 млн. Евро (с учетом курса валюты, установленного Центральным Банком Российской Федерации на момент подготовки отчета, возможный объем инвестиций находится в диапазоне 3,75-6,0 млрд. руб.), в зависимости от мощности установки, производителя оборудования и предлагаемой технологической схемы. С учетом данного факта проект будет иметь крайне длительный срок окупаемости (значительно выше 15 лет).

При этом указанная величина не учитывает значительную статью затрат – подключение к электрическим сетям. Также не учтены затраты на вывод тепловой

мощности в тепловые сети.

**С учетом всех вышеописанных факторов можно сделать следующие выводы:**

1. По состоянию на 2019 г. величина инвестиционных затрат в строительство установки генерации тепловой и электрической энергии с топливом на основе илового осадка сточных вод является очень значительной и не позволяет сделать вывод об инвестиционной привлекательности или окупаемости возможного проекта.
2. При выполнении последующих ежегодных актуализаций схемы теплоснабжения при изменении внешнеэкономических факторов возможно вернуться к рассмотрению целесообразности реализации проекта по строительству установки, аналогичной рассмотренной, а также рассмотреть возможность использования иных технологий, например - строительство теплонасосной станции на сточных водах;
3. С учетом мирового опыта, реализация подобных проектов возможна, как правило, только в условия финансовой поддержки со стороны государства или привлечения внешних заимствований (без включения в тарифы).