



**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА
НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД)**

**ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ
ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД**

СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения города Нижнего Новгорода на перспективу до 2032 года (актуализация на 2018 год)	22401.СТ-ПСТ.000.000.
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения	
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.001.000.
Приложение 1. Энергоисточники города	22401.ОМ-ПСТ.001.001.
Приложение 2. Тепловые сети города	22401.ОМ-ПСТ.001.002.
Приложение 3. Тепловые нагрузки потребителей города	22401.ОМ-ПСТ.001.003.
Приложение 4. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.001.004.
Приложение 5. Анализ изменений, произошедших с момента утверждения схемы теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.001.005.
Приложение 6. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения в зоне действия Автозаводской ТЭЦ	22401.ОМ-ПСТ.001.006.
Глава 2. 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 системы теплоснабжения города	22401.ОМ-ПСТ.003.000.
Приложение 1. Инструкция пользователя (ИГС «ТеплоГраф»)	22401.ОМ-ПСТ.003.001.
Приложение 2. Руководство оператора (ИГС «ТеплоГраф»)	22401.ОМ-ПСТ.003.002.
Приложение 3. Характеристика участков тепловых сетей	22401.ОМ-ПСТ.003.003.
Приложение 4. Результаты гидравлических расчетов по состоянию базового периода разработки схемы теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.003.004.
Приложение 5. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.003.005.
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	22401.ОМ-ПСТ.004.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения в существующих зонах действия источников тепловой энергии (мощности))	22401.ОМ-ПСТ.004.001.
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	22401.ОМ-ПСТ.005.000.
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	22401.ОМ-ПСТ.006.000.
Приложение 1. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.006.001.
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	22401.ОМ-ПСТ.007.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения)	22401.ОМ-ПСТ.007.001.
Приложение 2. Перечень мероприятий по изменению схемы ГВС Автозаводского района	22401.ОМ-ПСТ.007.002.

Наименование документа	Шифр
Глава 8. Перспективные топливные балансы	22401.ОМ-ПСТ.008.000.
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.009.000.
Приложение 1. Расчет надежности теплоснабжения потребителей Автозаводского и Ленинского районов	22401.ОМ-ПСТ.009.001.
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	22401.ОМ-ПСТ.010.000.
Глава 11. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	22401.ОМ-ПСТ.011.000.
Приложение 1. Графическая часть	22401.ОМ-ПСТ.011.001.
Глава 12. Мастер-план актуализации схемы теплоснабжения г. Нижнего Новгорода на перспективу до 2032 г. на 2018 год	22401.ОМ-ПСТ.012.000.
Глава 13. Реестр проектов схемы теплоснабжения	22401.ОМ-ПСТ.013.000.
Глава 14. Сводный том изменений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения на 2018 год	22401.ОМ-ПСТ.014.000.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения	8
2. Задачи мастер-плана	9
2.1. Общие положения	9
2.2. Варианты, включенные в мастер-план	12
3. Варианты развития СЦТ города Нижнего Новгорода	13
3.1. Предложения, общие для всех рассматриваемых вариантов и вошедшие в состав рекомендуемых схемой теплоснабжения мероприятий	13
3.2. Варианты развития СЦТ города при вводе в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ.....	16
3.2.1. Технические решения по варианту №1 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.....	20
3.2.2. Технические решения по варианту №2 развития СЦТ города, предусматривающему использование тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.....	35
3.2.3. Сравнение вариантов 1-2.....	52
3.3. Развитие систем теплоснабжения Нагорной части города при условии неиспользования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города	64
3.4. Развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ.....	67
3.4.1. Обоснование мероприятий, предлагаемых для реконструкции АТЭЦ	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.2. Мероприятия по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.4.3. Строительство блока ПГУ-440 на площадке 5-ой очереди АТЭЦ	79
3.5. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии.....	92

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 3.1. – Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 1	23
Таблица 3.2. – Сводная таблица для Варианта 1 - 100% нагрузок.....	31
Таблица 3.3. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 100% нагрузок).....	32
Таблица 3.4. – Сводная таблица для Варианта 1 – 50% нагрузок.....	33
Таблица 3.5. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 50% нагрузок).....	34
Таблица 3.6. – Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 2	38
Таблица 3.7. – Сводная таблица для Варианта 2 - 100% нагрузок.....	48
Таблица 3.8. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 100% нагрузок).....	49
Таблица 3.9. – Сводная таблица для Варианта 2 – 50% нагрузок.....	50
Таблица 3.10. – Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 50% нагрузок).....	51
Таблица 3.11. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.	52
Таблица 3.12. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.	53
Таблица 3.13. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	55
Таблица 3.14. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	56
Таблица 3.15. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (100% нагрузок).....	57
Таблица 3.16. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.	57
Таблица 3.17. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.	58
Таблица 3.18. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	60
Таблица 3.19. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.....	61
Таблица 3.20. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (50% нагрузок).....	62
Таблица 3.21. – Индикативная плата за подключение по Вариантам 1-2 (средняя на период 2015-2028 г.), без НДС, тыс. руб./ Гкал.....	63
Таблица 3.22. – Перечень мероприятий, предлагаемых к реализации в СЦТ Нагорной части города при реализации рекомендованного варианта развития СЦТ	64
Таблица 3.23. – График реализации мероприятий по реконструкции АТЭЦ Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 3.24. – Стоимость мероприятий по реконструкции АТЭЦ, обеспечивающих нормальную работу станции до ввода ПГУ-440 Ошибка! Закладка не определена.	
Таблица 3.25. – Характеристики основного оборудования нового блока ПГУ-440 ..	84

Таблица 3.26. – Подключенная нагрузка к коллекторам ООО «Автозаводская ТЭЦ»	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 3.27. – Прогнозные показатели работы АТЭЦ на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 3.28. - Прогнозные показатели работы котельных «Ленинская» и «Северная» на расчетный срок разработки Схемы теплоснабжения	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 3.29. - Сводная таблица капитальных затрат на реконструкцию АТЭЦ, млн. руб.	89
Таблица 3.30. - Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий.....	89
Таблица 3.31 – Основные показатели работы рассматриваемой установки	95

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 3.1 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 1	21
Рисунок 3.2 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 1	22
Рисунок 3.3 –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 3.4 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка, через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ	25
Рисунок 3.5 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	26
Рисунок 3.6 –Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка, РСТ-1 по т/м «1 очередь» до ТК-112.....	27
Рисунок 3.7 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	28
Рисунок 3.8 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова и до НТЦ.....	29
Рисунок 3.9 –Пьезометрический график НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова до НТЦ	30
Рисунок 3.10 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 2.....	36
Рисунок 3.11 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 2.....	37
Рисунок 3.12 –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	39
Рисунок 3.13 –Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ.....	40
Рисунок 3.14 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ	41
Рисунок 3.15 – Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ.....	42
Рисунок 3.16 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ	43
Рисунок 3.17 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка до ул. Нартова и до НТЦ.....	44
Рисунок 3.18 –Пьезометрический график НГТЭЦ по ул. Нартова до НТЦ.....	45
Рисунок 3.19 – Трасса от НГТЭЦ по Южной т/м через Южную котельную до Новинок.....	46
Рисунок 3.20 –Пьезометрический график НГТЭЦ до Новинок	47
Рисунок 3.21 – Схема проекта замещения выбывающих мощностей ТЭЦ-2	Ошибка!
Закладка не определена.	
Рисунок 3.22 – Принципиальная технологическая схема ПГУ-440	82
Рисунок 3.23 – Динамика изменения отпуска электрической энергии с шин АТЭЦ и УРУТ на отпуск электрической энергии	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.24 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов АТЭЦ и УРУТ на отпуск тепловой энергии.....	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.25 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Ленинская» и УРУТ на отпуск тепловой энергии	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.26 – Динамика изменения отпуска тепловой энергии от котельной «Северная» и УРУТ на отпуск тепловой энергии	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.27 – Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» магистрали «отопления»	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.28 – Зона действия источников тепловой энергии ООО «Автозаводская ТЭЦ» магистрали «отопления»	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.29 – Места подключения перспективных потребителей (зона действия ООО «Автозаводская ТЭЦ»).....	Ошибка! Закладка не определена.
Рисунок 3.30 – Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий	Ошибка! Закладка не определена.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (постановление Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012) и Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (совместный приказ Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012 г.) с целью рассмотрения различных вариантов развития СЦТ города.

Мастер-план при разработке (актуализации) схемы теплоснабжения города Нижнего Новгорода формируется впервые.

2. ЗАДАЧИ МАСТЕР-ПЛАНА

2.1. 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 2016-2022 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 1 марта 2016 года №147;
- работа «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года» (Москва, 2011 год), выполненная Минэнерго России и ЗАО «АПБЭ»;
- 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 2017-2021 годы, утвержденная постановлением Правительства Нижегородской области от 28 апреля 2017 года №276;
- Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Нижний Новгород» до 2031 года, утвержденная приказом Минэнерго России от 17 ноября 2016 года №1222.

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 теплопотребления. 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 ФЗ-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.

2.2. 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 Главе 2 Обосновывающих материалов к схеме 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 3.1.);
- варианты развития СЦТ города при условии ввода в эксплуатацию Нижегородской ТЭЦ (рассмотрены в разделе 3.2.);
- развитие СЦТ Нагорной части города при условии отсутствия использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города (рассмотрено в разделе 3.3.);
- развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ (подробно рассмотрено в разделе 3.4.);
- анализ целесообразности ввода новых источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии.

3. ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ СЦТ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА

3.1. 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.

Все вышеприведенные направления развития предусматривают реализацию мероприятий как в части источников тепловой энергии (мощности)

Подробное описание и обоснование вышеприведенных проектов представлено в Главе 6 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» и Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения муниципального

образования «Город Нижний Новгород» до 2033 года (актуализированной на 2018 год).

Проекты по развитию энергоисточников сформированы в составе 12-ти групп:

- Реконструкция основного оборудования и тепловой схемы существующих ТЭЦ;
- 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;
- Реконструкция теплоисточников в рамках энергосервисных контрактов;
- Перевод потребителей теплоэнергии в существующих зонах котельных на теплоснабжение от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии;
- Прочие проекты, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности;
- Реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Полный перечень проектов в соответствии с указанными группами по рекомендованному варианту развития СЦТ города приведен в Главе 6 Обосновывающих материалов. Ниже представлено краткое описание реализуемых

проектов.

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 5.1. Главы 6) и реализация ряда мероприятий на Автозаводской ТЭЦ (приведено в разделе 5.1. Главы 6, 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 семи проектов по строительству новых котельных (рассмотрено в разделе 6 Главы 6);
- 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 одного проекта (рассмотрено в разделе 7 Главы 6);
- группа 6 «Реконструкция теплоисточников с увеличением зоны их действия с приростом тепловой нагрузки» в составе девятнадцати проектов (рассмотрено в разделе 7 Главы 6);
- группа 7 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с переводом в ЦТП» в составе одиннадцати проектов (рассмотрено в разделе 8 Главы 6);
- группа 8 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью снятия ограничений тепловой мощности» в составе шести проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 6);
- группа 9 «Техническое перевооружение источников тепловой энергии с целью повышения эффективности их работы» в составе шестнадцати проектов (рассмотрено в разделе 9 Главы 6);
- группа 10 «Перевод потребителей теплоэнергии в существующий

зонах котельных на теплоснабжение от источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии» в составе восьми проектов (рассмотрено в разделе 10 Главы 6);

- группа 11 «Ликвидация источников теплоснабжения в результате перевода тепловой нагрузки на смежные источники теплоснабжения» (рассмотрено в разделе 13 Главы 6);
- группа 12 «Прочие проекты по реконструкции и техническому перевооружению котельных, направленные на энергосбережение и повышение энергоэффективности» (рассмотрено в разделе 16 Главы 6);
- группа 13 «Проекты, направленные на реконструкцию котельных с установкой электрогенерирующих мощностей» (рассмотрено в разделе 11 Главы 6);
- группа 14 «Проекты по перераспределению нагрузки, не требующие реализации мероприятий на источниках теплоснабжения» (рассмотрено в разделе 13 Главы 6).

Необходимо отметить, что ряд мероприятий из вышеприведенных групп подлежат реализации в соответствии с рекомендованным при актуализации на 2018 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.

3.2. 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 2016-2022 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 1 марта 2016 года №147;
- Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2017-2021 годы, утвержденная

постановлением Правительства Нижегородской области от 28 апреля 2017 года №276 (далее по тексту – СиПР/2017-2021);

- Схема теплоснабжения муниципального образования «Город Нижний Новгород» до 2031 года, утвержденная приказом Минэнерго России от 17 ноября 2016 года №1222.

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.).

При этом важно отметить, что в СиПР/2017-2021 предусмотрен ввод/вывод генерирующих мощностей 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 2021 года. Осуществление строительства Нижегородской ТЭЦ на АО «Верхне-Волжская генерирующая компания» (АО «ВВГК»). Согласно аудиторскому заключению по результатам проверки¹ 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;
- в 2012 году был проведен тендер и выбран подрядчик на проектирование ТЭЦ;

¹ Источник: официальный сайт АО «ВВГК»

- 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 год проектирование Нижегородской ТЭЦ не завершено, отсутствует подрядчик на строительство ТЭЦ, источники инвестиций не определены, выполнение бизнес-плана АО «ВВГК» из-за недофинансирования переносится.

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 2018 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 2018 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 (при актуализации на 2018 год рассмотрен в качестве рекомендованного, мероприятия приведены в проекте схемы теплоснабжения и соответствующих Главах Обосновывающих материалов);**
- 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 3.2.1. настоящей Главы);
- 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 IT-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 3.2.2. настоящей Главы).

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.

3.2.1. 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.

В связи с неопределенностью по срокам застройки района Кузнечиха предлагается на первом этапе подключить район, снабжаемый по ТМ-3 НТЦ через РСТ-1 к котельной IT-парка. В настоящее время на котельной IT-парка завершен монтаж оборудования, но не выполнены работы по инфраструктуре, отсутствует газо-, водо- и электроснабжение, водоотведение. Установленная мощность котельной – 130 Гкал/ч. В 2015 – 2016 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 2018 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 2018 – 2020 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 2020 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.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха приведен на рисунке ниже.

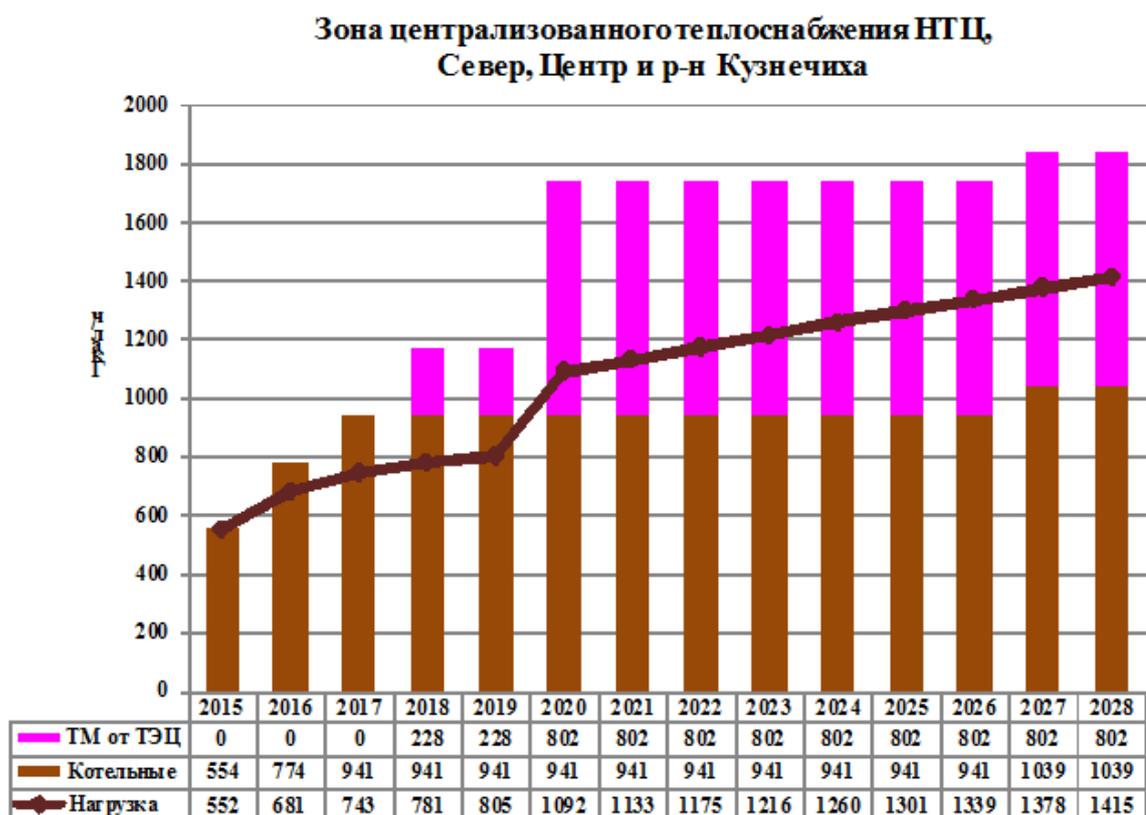


Рисунок 3.1 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 1

В зоне Юг и д. Новинки с 2015 вводится первая очередь котельной Южная.

Растущие тепловые нагрузки в д. Новинки в 2015 г. покрываются блочными водогрейными котельными заводской готовности. В 2016 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 2016 – 2019 гг. возрастает с 90 до 190 Гкал/ч. В 2020 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.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне Юг и районе Новинки приведен на рисунке ниже.

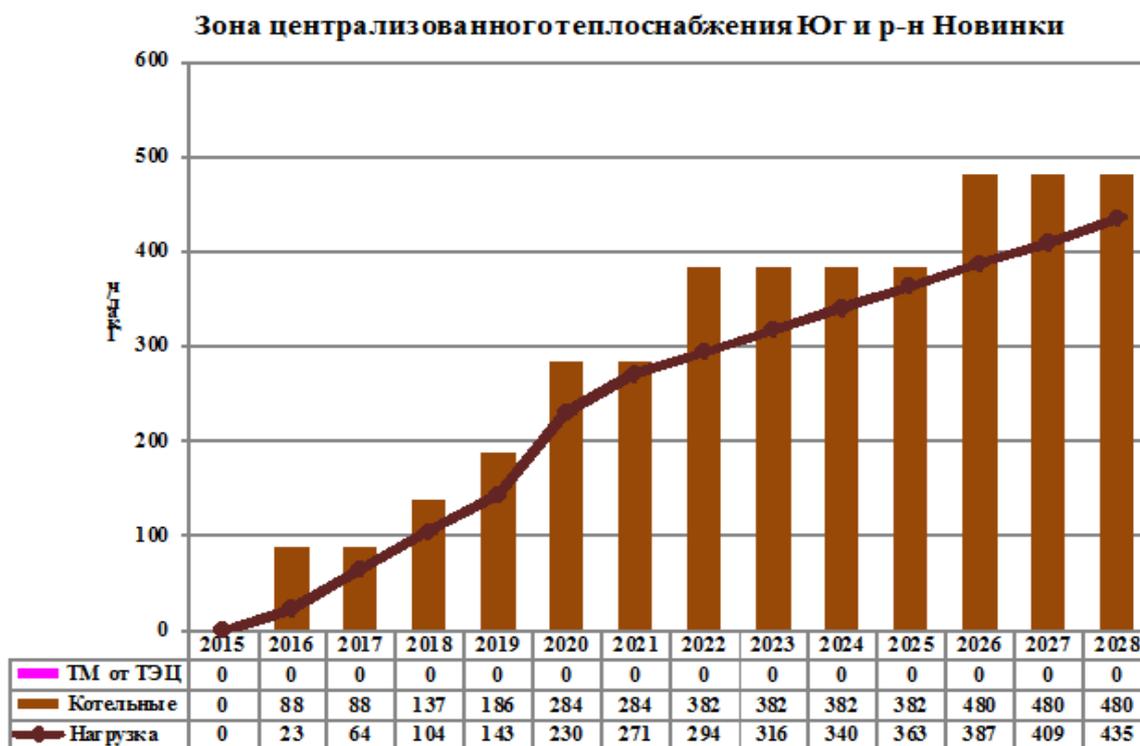


Рисунок 3.2 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 1

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

Таблица 3.1. –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 2015 г. (без НДС), тыс. руб.
НГТЭЦ новая т/м Центральная	НГТЭЦ	Котельная IT Парк	7,0	2x1220	надземная	2017-2018	1 274 043
Котельная IT Парк новая т/м Северная	Котельная IT Парк	РСТ-1	3,5	1220	бесканальная	2015	480 948
НТЦ т/м «3 очередь» реконструкция	РСТ-1	«3 очередь» НТЦ ТК-318	1,4	Замена 720 на 1020	бесканальная	2019-2020	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	2019-2020	144 184
Котельная IT Парк новая т/м «Нартова»	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	7,0	1220	бесканальная	2017-2018	961 896
Котельная IT Парк реконструкция	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	3,0	Замена 530 на 1220	бесканальная	2019-2020	474 084
Котельная “Южная” новая т/м	Котельная “Южная”	р-н Новинки	5,0	2x820	надземная	2015-2016	621 084

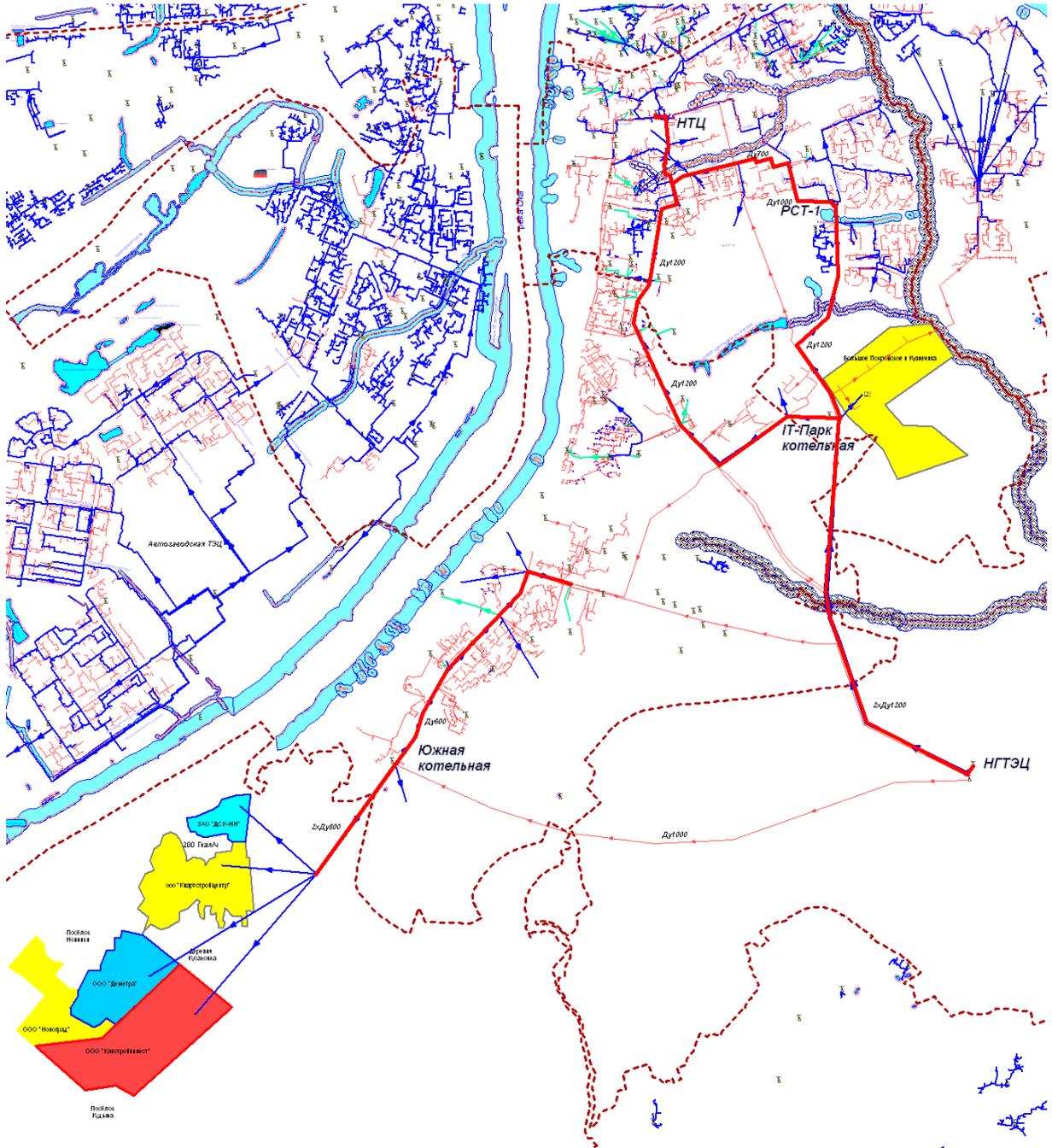


Рисунок 3.3 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭС и котельной IT-Парк через РСТ-1 по т/м 1 и 3 очереди НТЦ и новой т/м Нартова

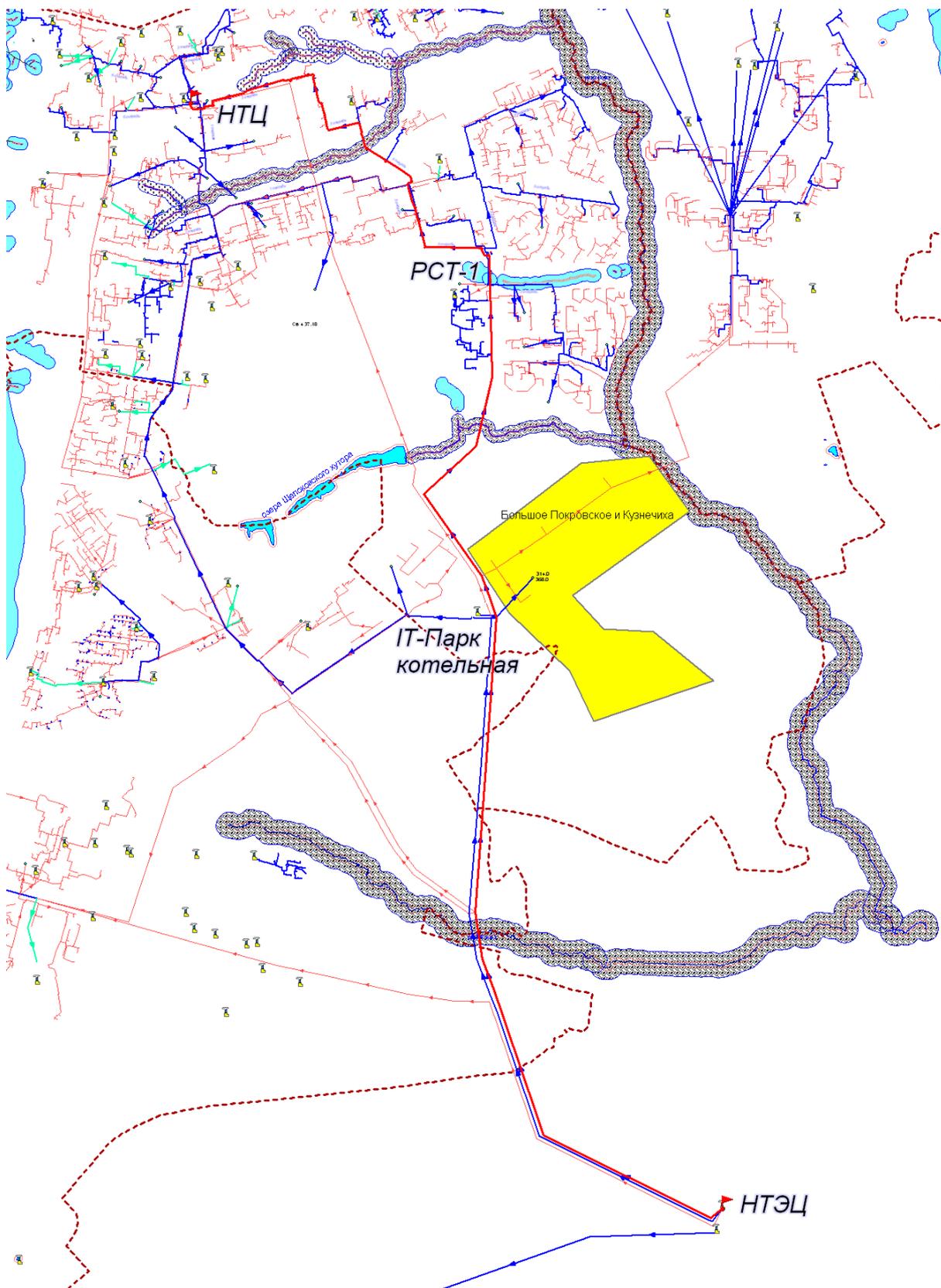
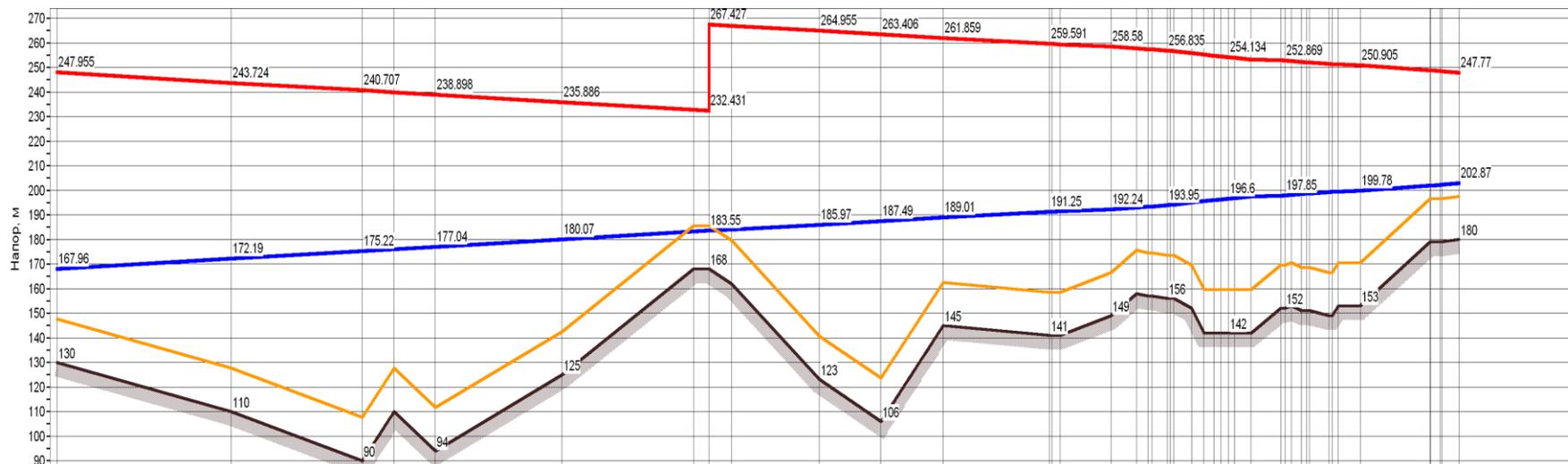


Рисунок 3.4 – Трасса от НГТЭЦ через котельную ИТ-Парка, через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД



Наименование узла	Нижнегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5					У3	ТК-326	ТК-319	ТК-313	ТК-308	уз.	УТ-коллектор
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168	123	106	145	141	149	156	142	152	153	180
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068	183.548	185.971	187.491	189.012	191.245	192.236	193.95	196.605	197.849	199.782	202.872
Располагаемый напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819	83.879	78.983	75.915	72.847	68.346	66.344	62.885	57.528	55.02	51.123	44.898
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	216.9	700	700	1026.82	10	247	23.42	60.06	63.3	672.19	
Диаметр участка, м	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1	1	1	0.7	0.7	0.7	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	4.23	3.02	0.844	3.01	3.13	0.48	1.55	1.55	2.27	0.031	0.758	0.072	0.262	0.243	2.15	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.232	3.027	0.849	3.033	3.158	0.471	1.52	1.521	2.233	0.03	0.744	0.071	0.257	0.239	2.113	
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	1.5	1.3	1.3	1.3	1.2	1.1	1	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.547	-1.548	-1.549	-1.55	-1.55	-1.465	-1.466	-1.466	-1.467	-1.241	-1.241	-1.242	-1.185	-1.111	-1.014	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.86	1.857	1.855	1.854	1.852	1.703	1.701	1.7	1.699	1.535	1.534	1.533	2.179	1.916	1.595	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.86	1.863	1.865	1.866	1.868	1.669	1.67	1.672	1.673	1.505	1.506	1.507	2.142	1.886	1.571	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	6140.6538	6135.8295	6132.3836	6130.316	6126.8701	5875.8229	5872.7439	5870.8141	5868.8844	3454.8939	3453.7896	3452.7005	1613.9273	1512.9627	1380.1721	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-6140.8419	-6145.6662	-6149.1122	-6151.1797	-6154.6257	-5815.72	-5818.799	-5820.7287	-5822.6584	-3421.0303	-3422.1347	-3423.2237	-1600.1189	-1501.04	-1369.8014	

Рисунок 3.5 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

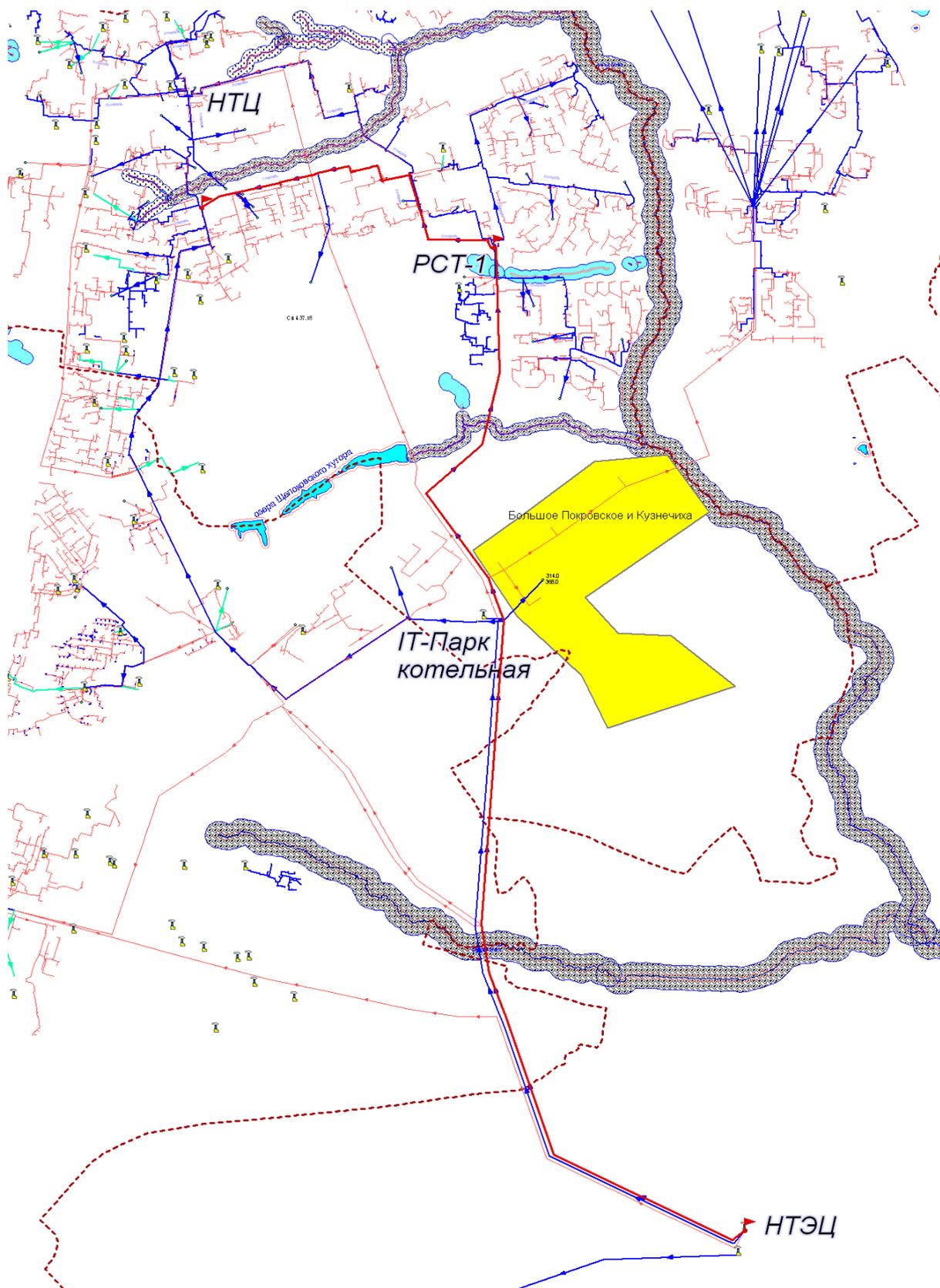
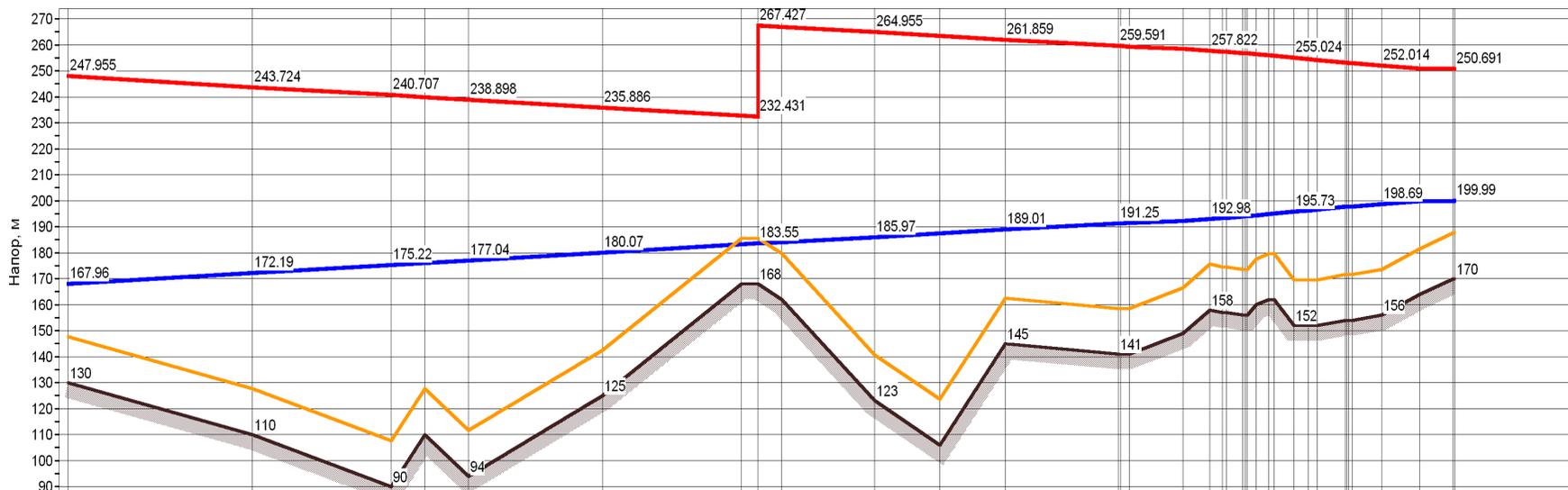


Рисунок 3.6 –Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка, РСТ-1 по т/м «1 очередь» до ТК-112

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД



Наименование узла	Нижегородская ТЭЦ ПГУ	ННТ-14	ННТ-2	ННТ-4	ННТ-5				Уз	TK-322	TK-121	УТ-115	TK-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	68.346	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		1.669	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 3.7 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через котельную IT-Парка через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

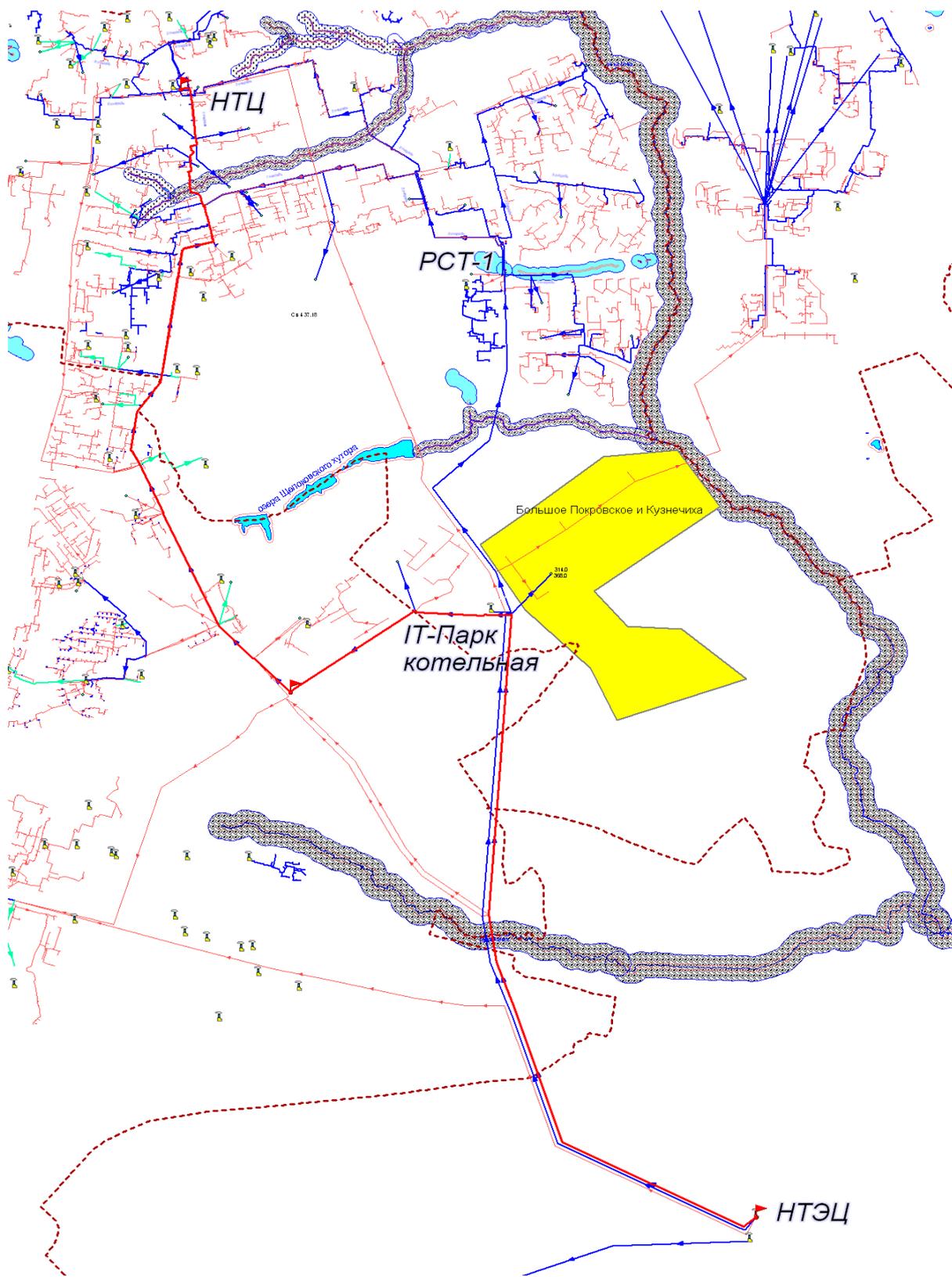
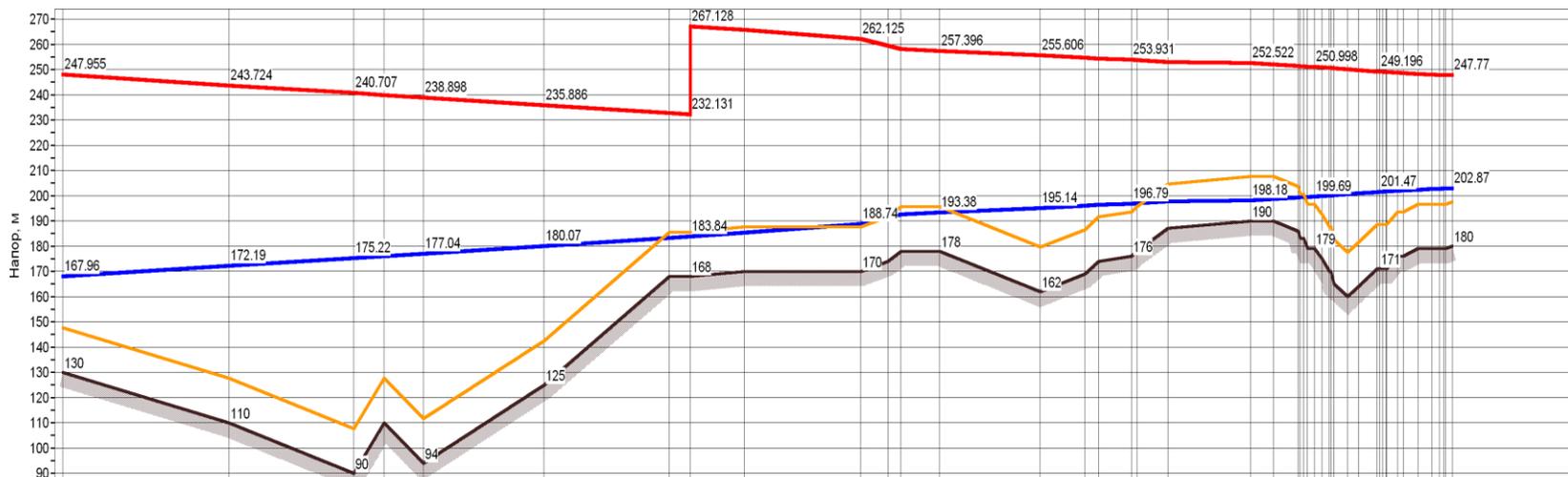


Рисунок 3.8 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова и до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД



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-к2	УТ-108-1а-1	УТ-коллектор
Геодезическая высота, м	130	110	90	94	125	168	170	178	162	176	190	179	171	180
Напор в обратном трубопроводе, м	167.957	172.189	175.216	177.035	180.068	183.841	188.736	193.379	195.141	196.794	198.184	199.689	201.468	202.872
Располагаемый напор, м	79.998	71.535	65.491	61.864	55.819	83.287	73.388	64.017	60.464	57.137	54.339	51.309	47.729	44.898
Длина участка, м	1750	1250	350	1250	1300	482.88	893.35	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.тр-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.тр-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	-6145.6662	-6149.1122	-6151.1797	-6154.6257	-5664.6403	-5599.7159	-5524.5681	-5527.0492	-5472.3896	-4972.2703	-4644.1699	-5401.9748	

Рисунок 3.9 –Пьезометрический график НГТЭЦ через котельную IT-Парка по ул. Нартова до НТЦ

Таблица 3.2. – Сводная таблица для Варианта 1 - 100% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	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
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	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
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
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
IT- 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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 519	3 939	4 174	4 425	5 106	5 449	5 686	5 922	6 172	6 410	6 639	6 866	7 100	7 100
Отпуск тепловой энергии потребителям																
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
IT-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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	3 227	3 614	3 886	4 118	4 623	4 902	5 120	5 337	5 567	5 787	5 998	6 207	6 423	6 423
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
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
IT-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
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	561	627	678	717	734	785	820	855	893	929	964	999	1 034	1 034
Максимальное потребление газа																
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
IT-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
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	133	148	160	169	142	324	333	342	351	360	368	377	385	385
Покупка электроэнергии 10 кВ																
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
IT-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 ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	62,75	73,95	123,52	131,04	44,97	50,24	53,50	56,74	60,35	63,65	66,75	69,78	73,05	73,05

Таблица 3.3. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 100% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
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 2015 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
кот. "Южная"																	
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 2015 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 3.4. – Сводная таблица для Варианта 1 – 50% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	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
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	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
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 224	3 434	3 521	3 647	4 054	4 246	4 364	4 482	4 607	4 726	4 840	4 954	5 071	5 071
Отпуск тепловой энергии потребителям																
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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	2 956	3 149	3 285	3 401	3 654	3 793	3 902	4 011	4 126	4 236	4 341	4 446	4 554	4 554
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
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
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	515	548	576	596	575	603	621	638	657	674	691	708	726	726
Максимальное потребление газа																
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
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	122	129	135	140	103	279	284	288	293	297	301	305	310	310
Покупка электроэнергии 10 кВ																
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 ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	55,37	60,97	103,99	107,76	21,69	24,32	25,96	27,58	29,38	31,03	32,58	34,10	35,73	35,73

Таблица 3.5. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 1, 50% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
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 2015 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
кот. "Южная"																	
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 2015 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

3.2.2. 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 2018 г. является увеличение тепловую мощность в зоне НТЦ до 800 Гкал/ч за увеличения производительности сетевой насосной НТЦ в 2015 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 2016 г.

В связи с ожидаемым пуском ПВК НГТЭЦ предполагается к 2018 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 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

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 2018 г., а всей станции – в 2020г.

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

С 2020 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.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха приведен на рисунке ниже.

Зона централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и р-н Кузнечиха

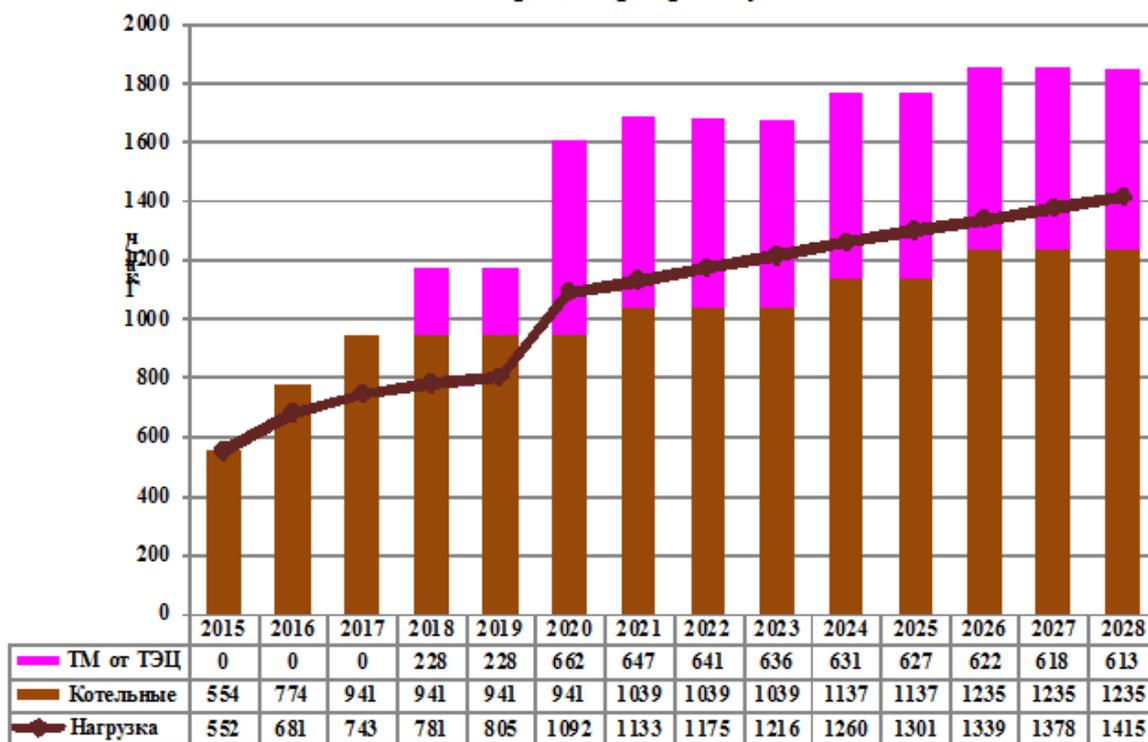


Рисунок 3.10 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения НТЦ, Север, Центр и районе Кузнечиха по Варианту 2

В зоне Юг и д. Новинки с 2015 вводится первая очередь котельной Южная установленной мощностью 20 Гкал/ч. Растущие тепловые нагрузки в д. Новинки в 2015 г. покрываются блочными водогрейными котельными заводской готовности. В 2016 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 2016 – 2019 гг. возрастает с 90 до 190 Гкал/ч.

В 2020 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.

Баланс тепловой мощности на коллекторах источников и нагрузок потребителей тепловой энергии с учетом потерь в зоне Юг и районе Новинки

приведен на рисунке ниже.

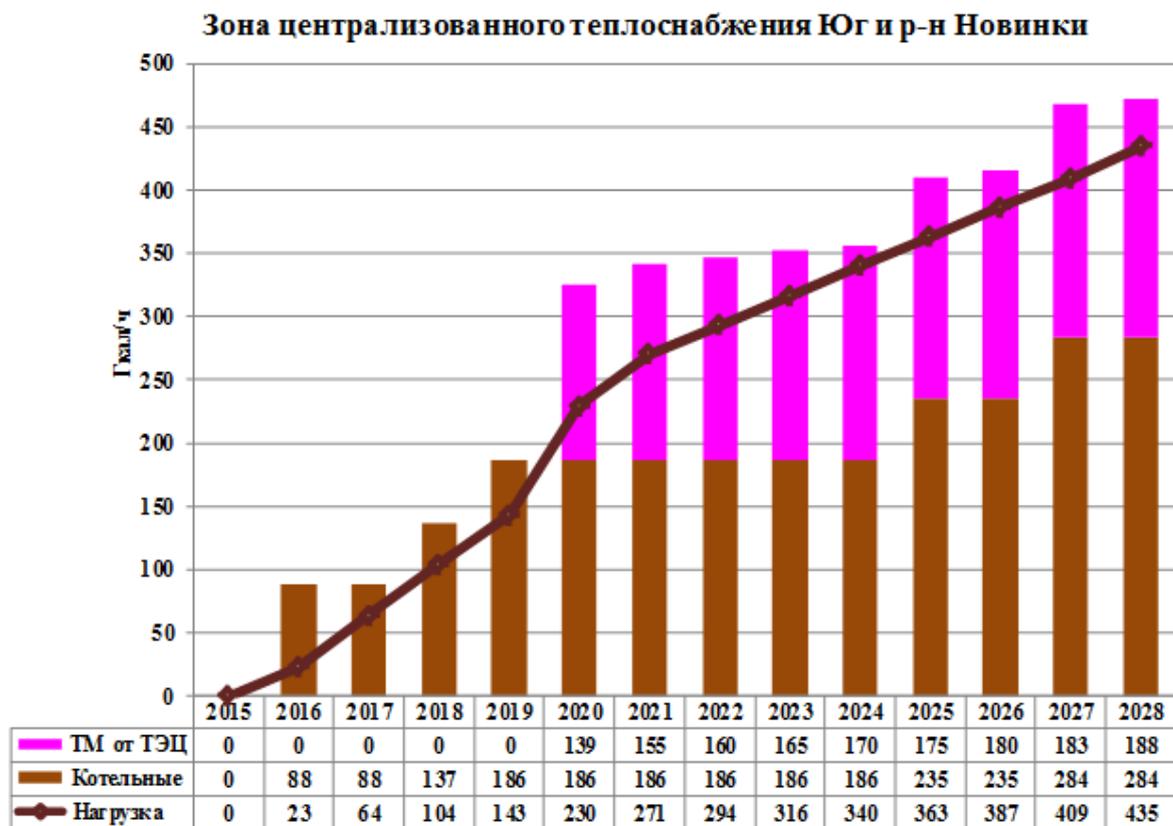


Рисунок 3.11 – Баланс тепловой мощности и нагрузки в зоне централизованного теплоснабжения Юг и районе Новинки по Варианту 2

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

Таблица 3.6. –Основные предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей Вариант 2

Источник, тепломагистраль	Начало участка	Конец участка	Л. км	Диаметр, мм	Способ прокладки	Год финансирования	Стоимость на 2015 г. (без НДС), тыс. руб.
НГТЭЦ новая т/м Центральная	НГТЭЦ	Котельная IT Парк	7,0	2x1220	надземная	2017-2018	1 274 043
Котельная IT Парк новая т/м Северная	Котельная IT Парк	РСТ-1	3,5	1220	бесканальная	2015	480 948
НТЦ т/м «3 очередь» реконструкция	РСТ-1	«3 очередь» НТЦ ТК-318	1,4	Замена 720 на 1020	бесканальная	2019-2020	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	2019-2020	144 184
Котельная IT Парк новая т/м «Нартова»	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	7,0	1220	бесканальная	2017-2018	961 896
Котельная IT Парк реконструкция	Котельная IT Парк	«1 очередь» НТЦ ТК-112	3,0	Замена 530 на 1220	бесканальная	2019-2020	474 084
Котельная «Южная» новая т/м	Котельная «Южная»	р-н Новинки	5,0	2x820	надземная	2015-2016	621 084
НГТЭЦ новая т/м Южная*	НГТЭЦ	Котельная «Южная»	8,5	1020	надземная	2015-2016	743 640

*мероприятия, не выделенные цветом, аналогичны варианту №1

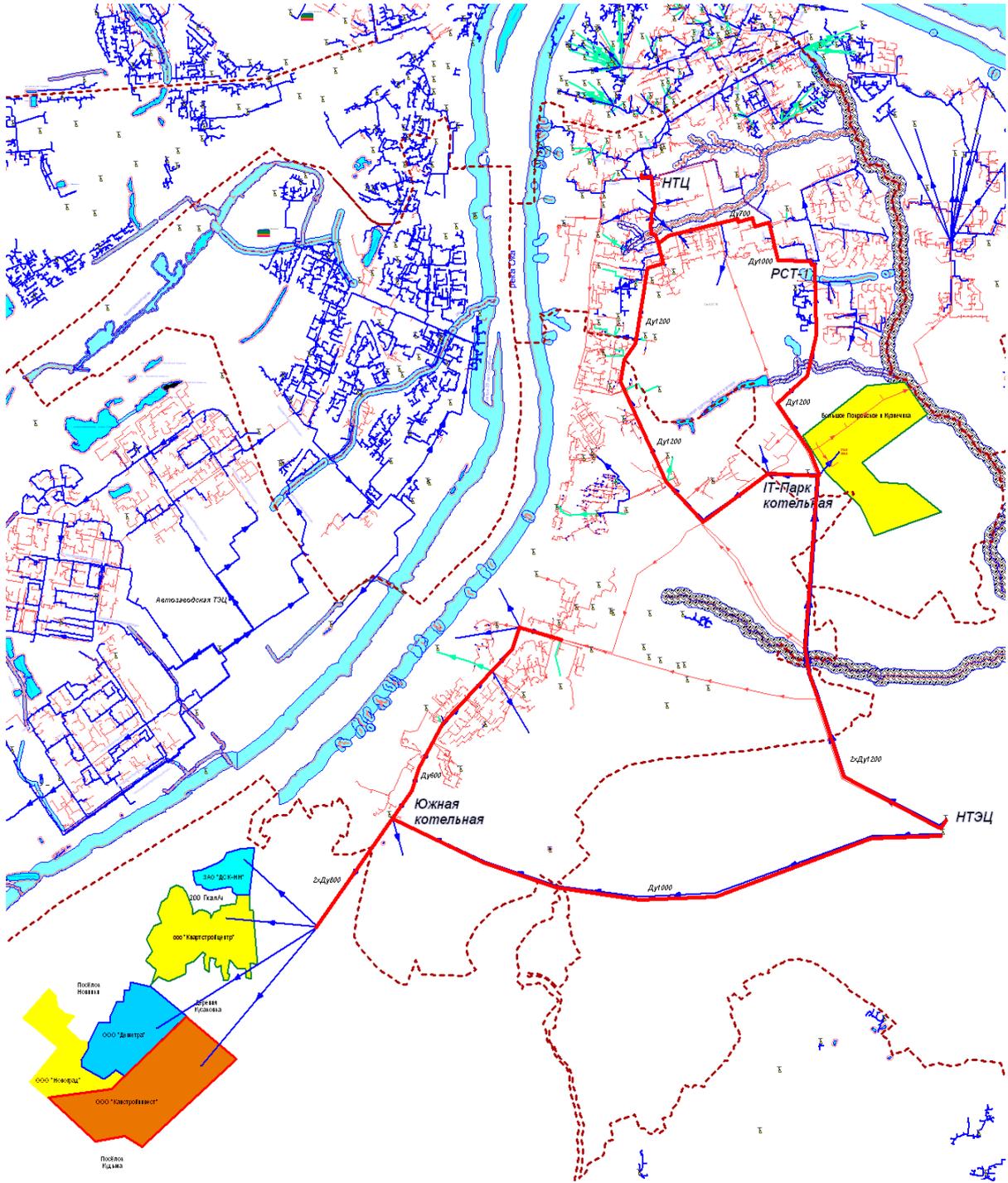


Рисунок 3.12 –Схема теплоснабжения зоны НТЦ от НГТЭЦ и котельной ИТ-Парк через ПСТ-1 по т/м 1 и 3 очередей НТЦ и т/м «Нартова». Зона района Новинки от Южной котельной

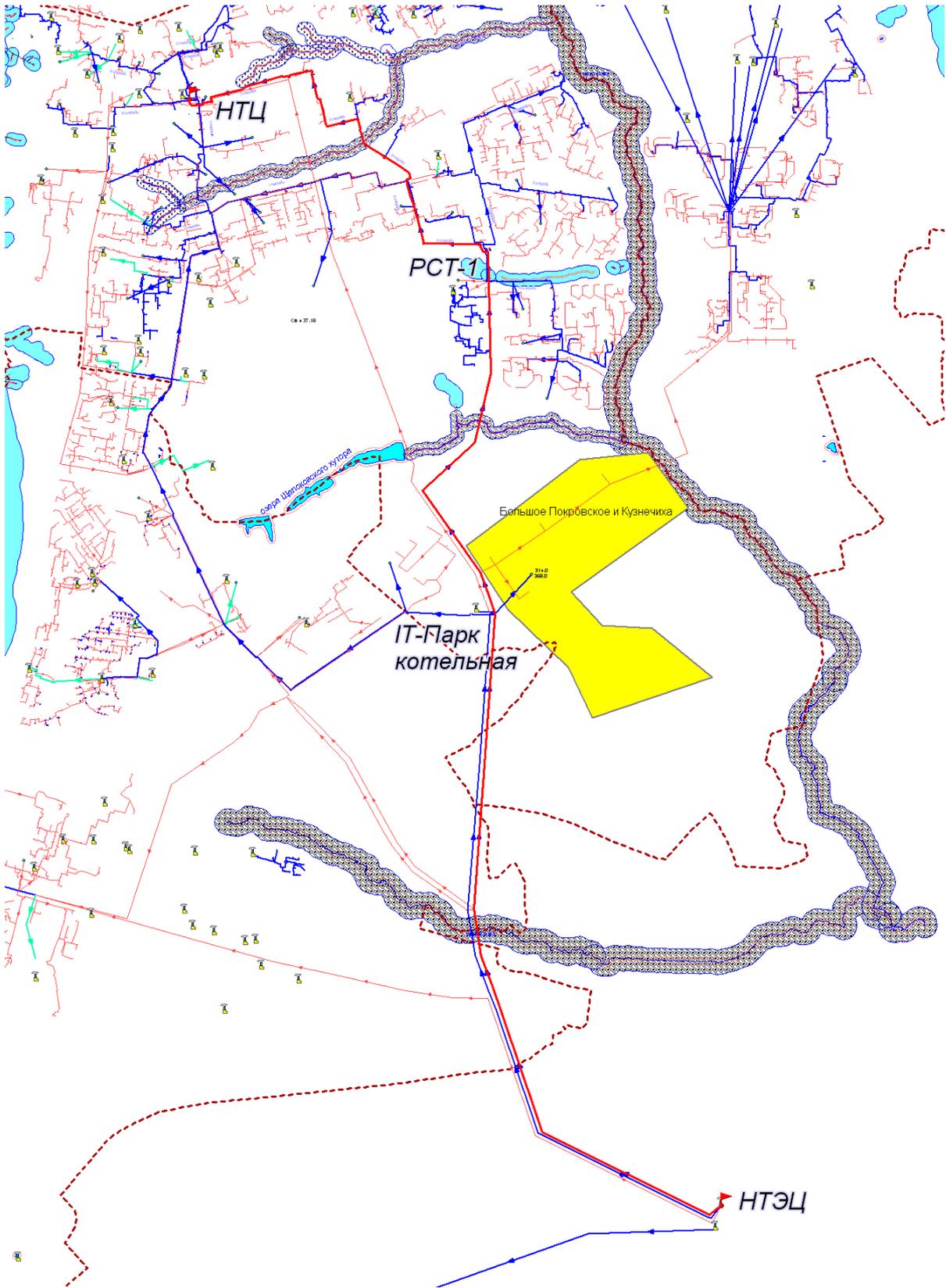


Рисунок 3.13 –Трасса от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

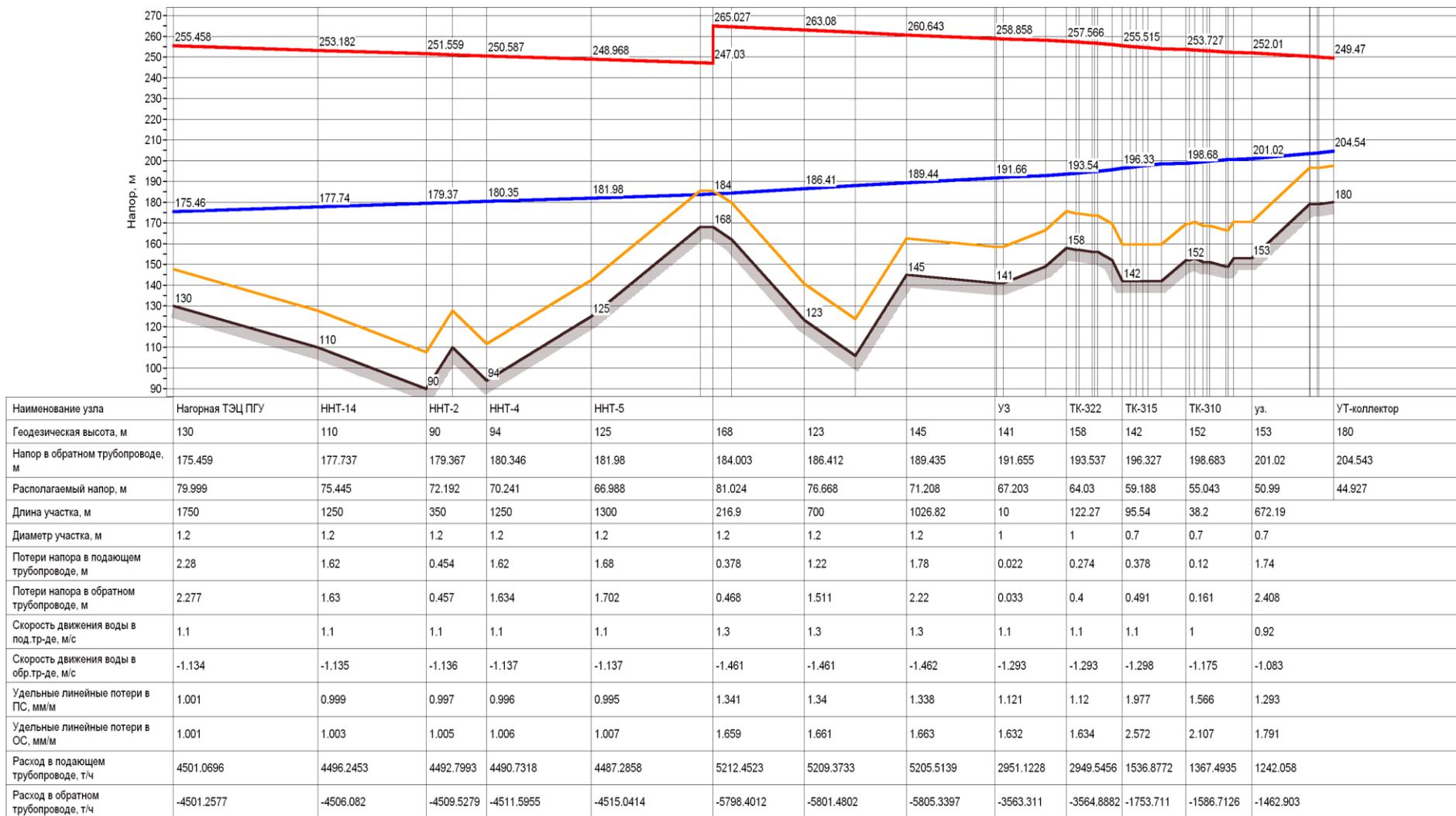


Рисунок 3.14 –Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «3 очередь» до НТЦ

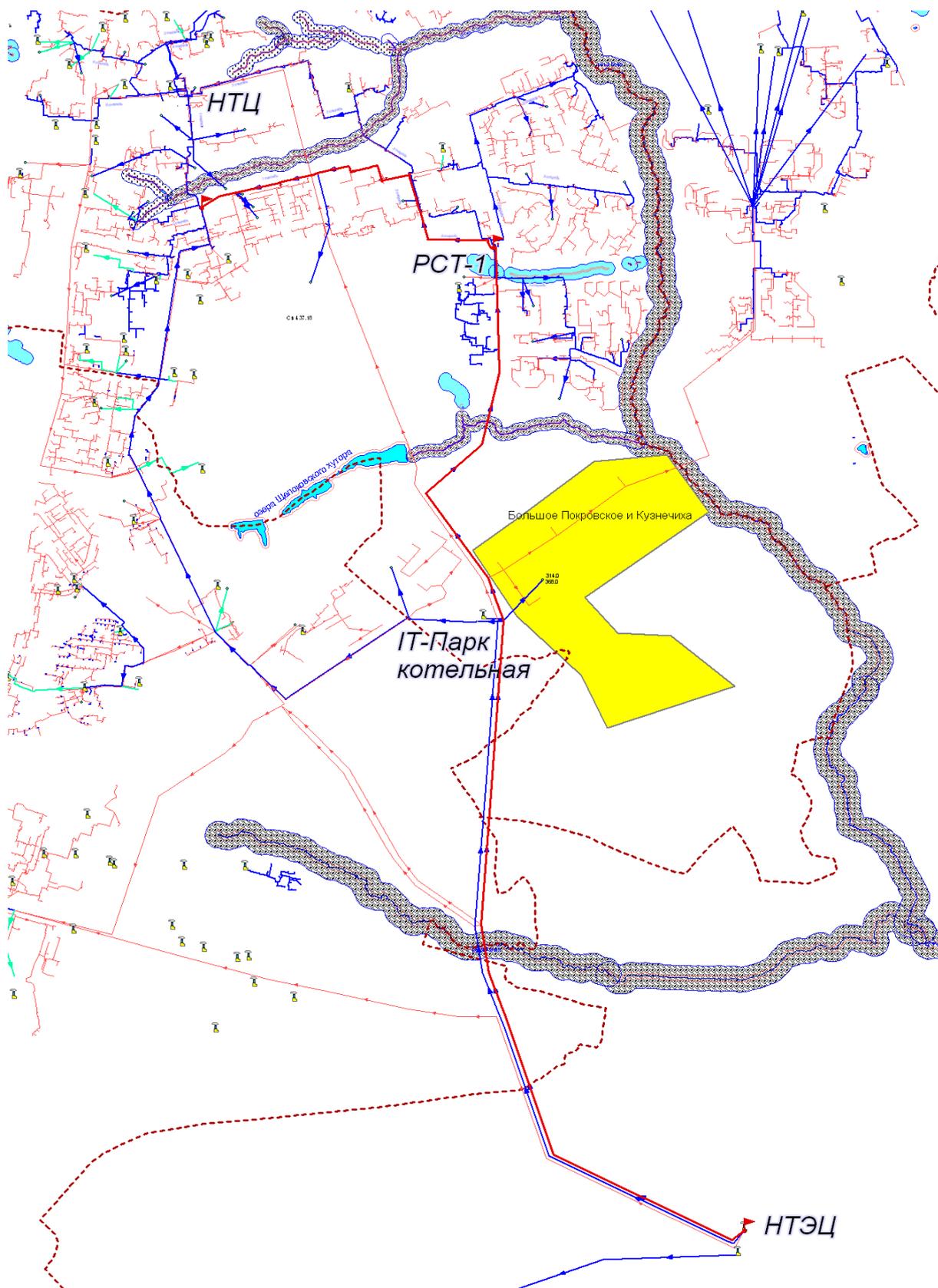
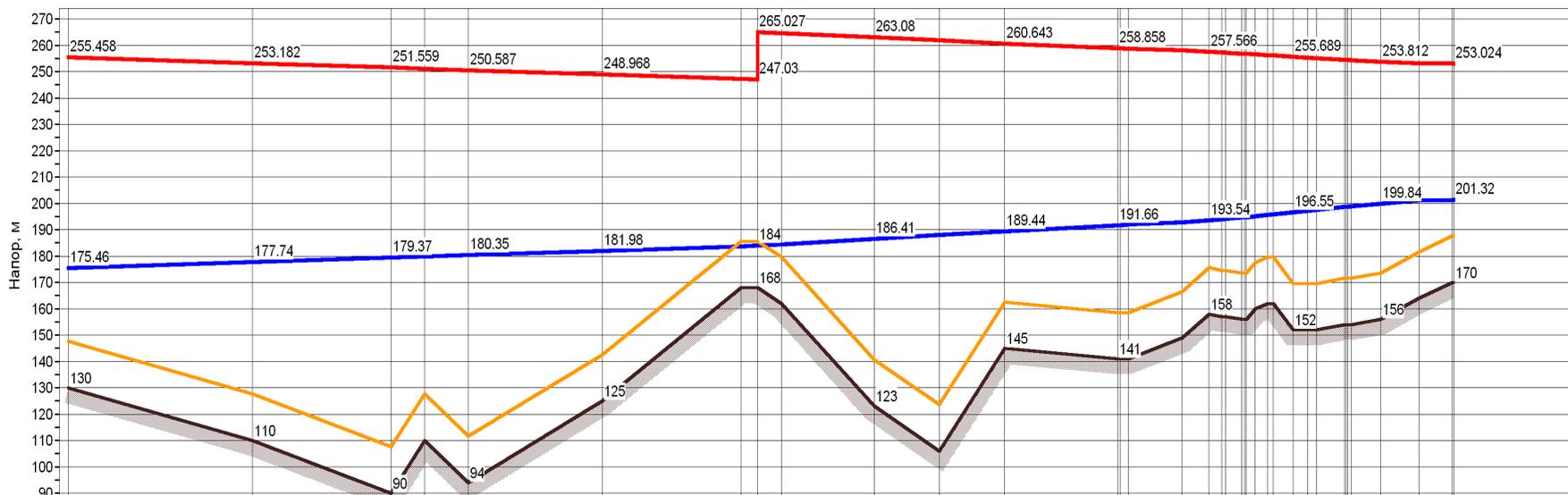


Рисунок 3.15 – Трасса от НТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД**



Наименование узла	Ногорная 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	175.459	177.737	179.367	180.346	181.98	184.003	186.412	189.435	191.655	193.537	196.55	199.84	201.317
Располагаемый напор, м	79.999	75.445	72.192	70.241	66.988	81.024	76.668	71.208	67.203	64.03	59.14	53.972	51.707
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	2.28	1.62	0.454	1.62	1.68	0.378	1.22	1.78	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	4490.7318	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 3.16 – Пьезометрический график от НГТЭЦ через РСТ-1 по т/м «1 очередь» до НТЦ

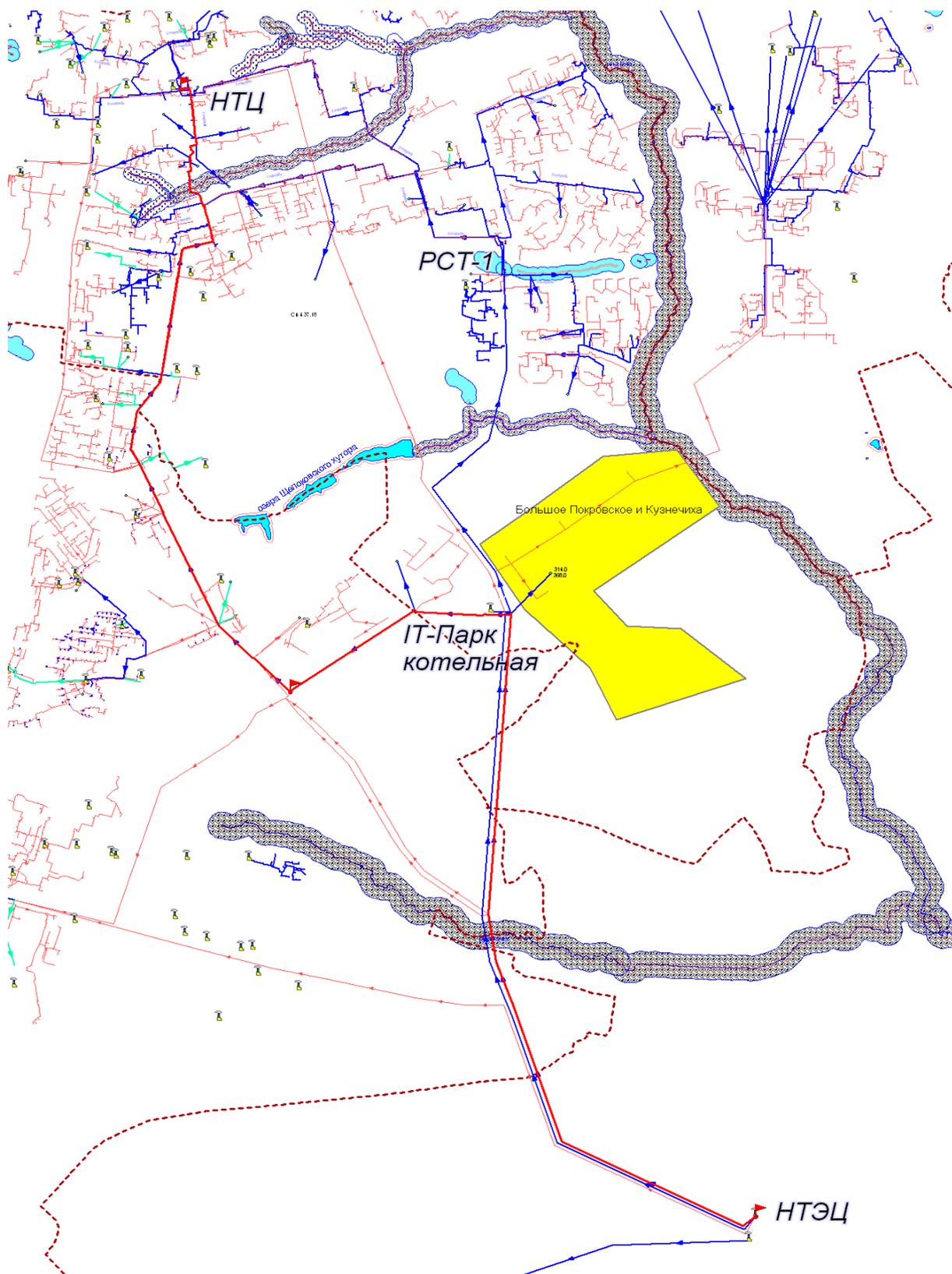
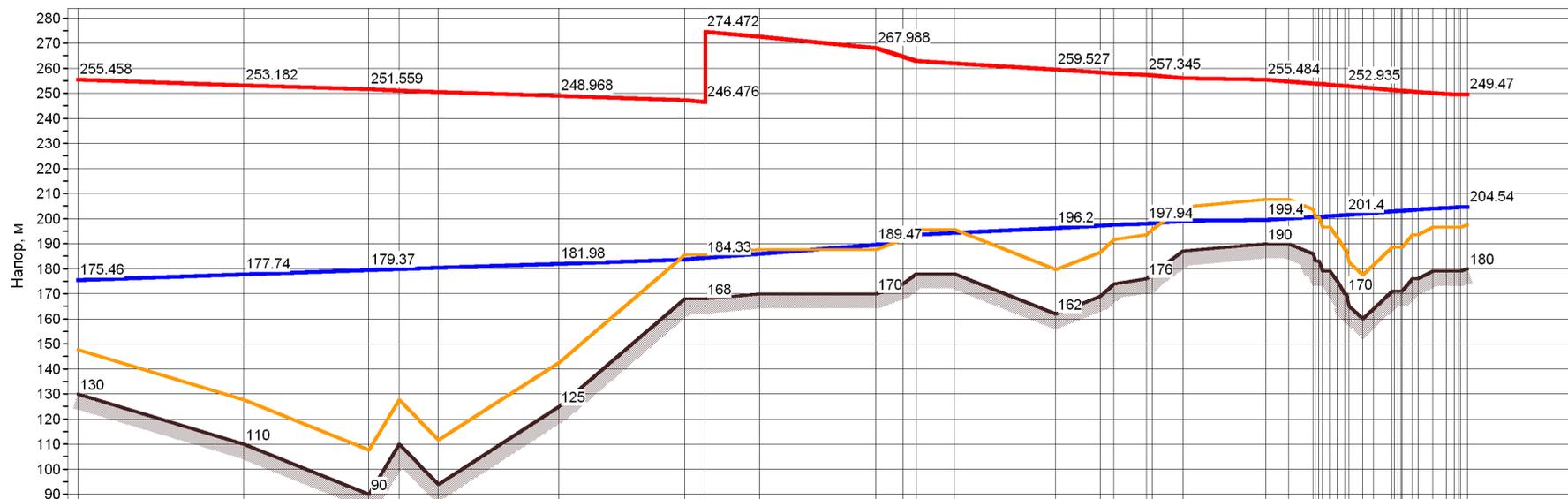


Рисунок 3.17 – Трасса от НГТЭЦ через котельную IT-Парка до ул. Нартова и до НТЦ

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД



Наименование узла	Нагорная 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 3.18 –Пьезометрический график НГТЭЦ по ул. Нартова до НТЦ

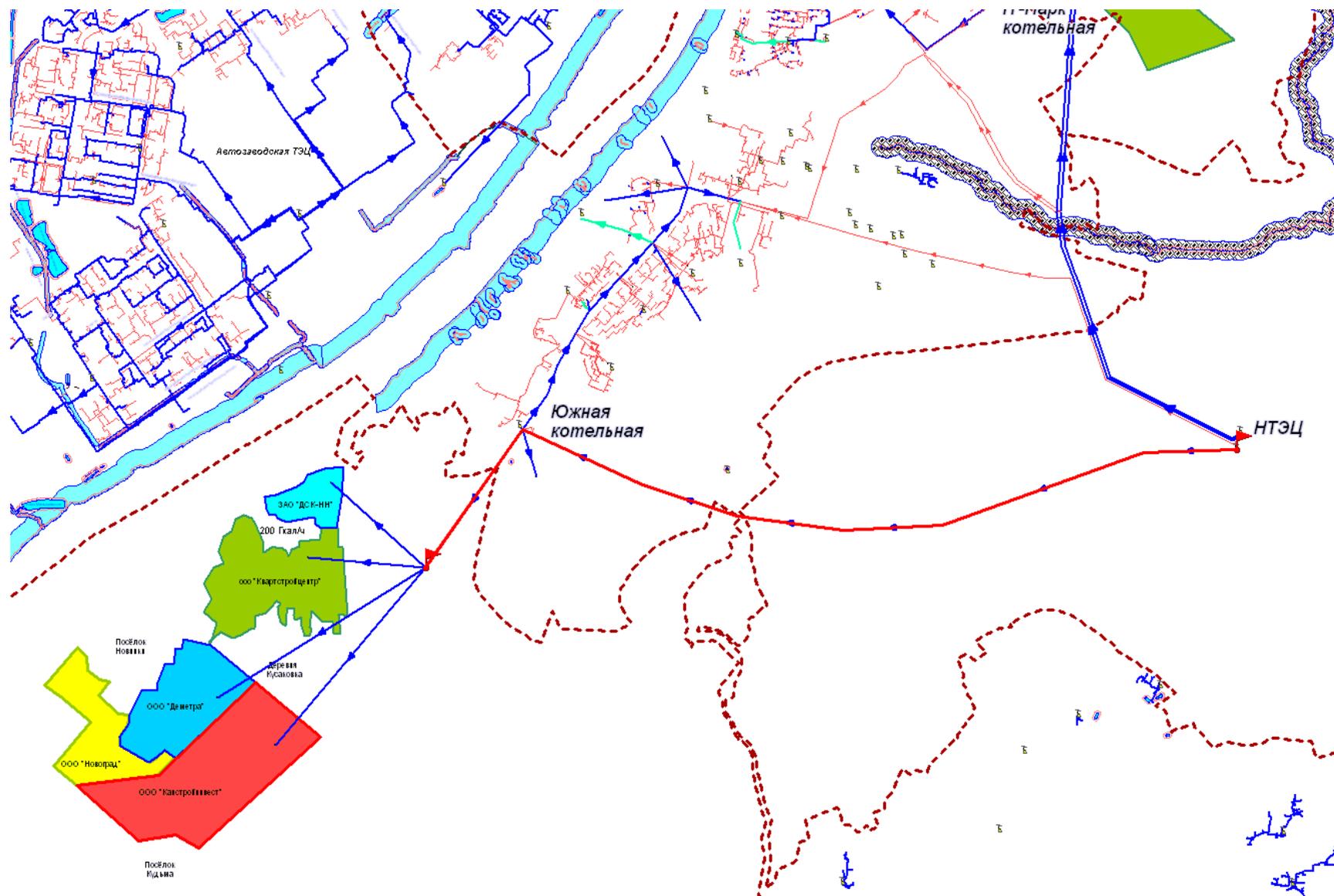
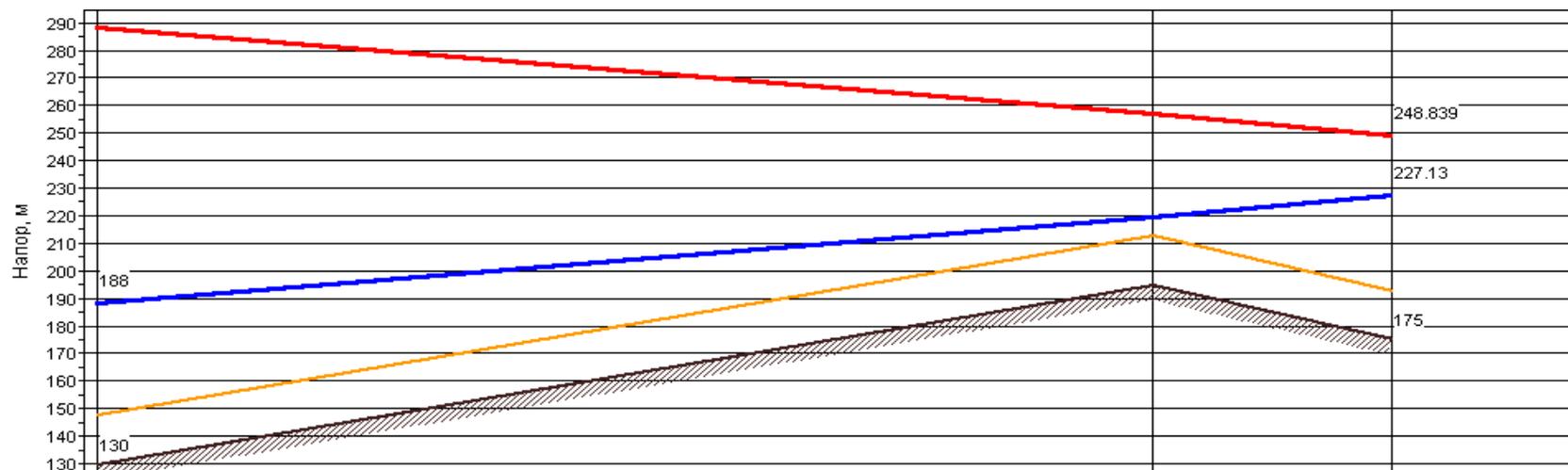


Рисунок 3.19 – Трасса от НГТЭС по Южной т/м через Южную котельную до Новинок



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 3.20 –Пьезометрический график НГТЭС до Новинок

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

Таблица 3.7. – Сводная таблица для Варианта 2 - 100% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	5 994	5 991	5 989	5 988	5 986	5 984	5 984	5 982	6 019	6 019
Расход условного топлива на отпуск э/э	тыс.т.у.т./год	0	0	0	0	0	1 097	1 090	1 085	1 080	1 075	1 070	1 065	1 060	1 065	1 065
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 519	3 939	4 174	4 425	5 181	5 524	5 761	5 996	6 246	6 484	6 713	6 941	7 175	7 175
Отпуск тепловой энергии потребителям																
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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	3 227	3 614	3 886	4 118	4 623	4 902	5 120	5 337	5 567	5 787	5 998	6 207	6 423	6 423
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
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
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	561	627	678	717	733	785	820	856	893	929	963	998	1 033	1 033
Максимальное потребление газа																
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
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	132	148	159	169	133	325	333	342	351	360	368	377	385	385
Покупка электроэнергии 10 кВ																
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 ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
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
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	62,75	73,95	123,52	131,04	24,14	26,94	29,06	31,22	33,71	35,97	38,00	39,98	41,89	41,89

Таблица 3.8. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 100% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
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	470
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 2015 г., с НДС) всего, в т.ч.:	млн. руб.																3 157
- в УТМ	млн. руб.	1 337	0	40	0	200	0	0	540	0	0	540	0	500	0	0	2 585
- в УЭМ	млн. руб.	1085	0	0	0	0	0	0	500	0	0	500	0	500	0	0	572
кот. "Южная"																	
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	190
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	1 045

* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
 ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

Таблица 3.9. – Сводная таблица для Варианта 2 – 50% нагрузок

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Отпуск электроэнергии 220 кВ НТЭЦ	млн.кВт.ч	0	0	0	0	0	6 002	6 000	5 998	5 997	5 996	5 996	5 995	5 994	5 993	5 993
Расход условного топлива на отпуск э/э	тыс.т.у.т./год	0	0	0	0	0	1 126	1 117	1 113	1 109	1 107	1 104	1 102	1 100	1 097	1 097
Отпуск тепловой энергии с коллекторов																
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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 914	3 265	3 475	3 562	3 687	4 129	4 320	4 439	4 556	4 681	4 800	4 915	5 029	5 146	5 146
Отпуск тепловой энергии потребителям																
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
ИТОГО	тыс. Гкал/год	2 684	2 956	3 149	3 285	3 401	3 654	3 793	3 902	4 011	4 126	4 236	4 341	4 446	4 554	4 554
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии																
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
ИТОГО	тыс.т.у.т./год	465	521	554	582	602	577	604	622	639	658	676	693	710	728	728
Максимальное потребление газа																
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
ИТОГО	тыс.н.м.3/ч	110	122	130	136	141	104	280	285	289	294	298	302	307	311	311
Покупка электроэнергии 10 кВ																
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
ИТОГО	млн.кВт.ч	87,42	56,58	62,18	105,21	108,97	8,86	9,81	10,58	11,44	12,47	13,39	14,23	15,10	15,97	15,97

Таблица 3.10. –Инвестиции по строительству и реконструкции тепловых источников ОАО «Теплоэнерго», обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку (Вариант 2, 50% нагрузок)

Наименование	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Всего
кот. "IT-парк"																	
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	0	12
Инвестиции (в ценах 2015 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
кот. "Южная"																	
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	120
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	660

* - 130 Гкал/ч - существующая установленная мощность котельной

3.2.3. Сравнение вариантов 1-2

Выше было отмечено, что значительные приросты тепловых нагрузок, определенные на стадии разработки Генплана, на практике не реализуются. Расчетное теплоснабжение превышает фактическое в 1,5 – 2 раза. Исходя из этого, был выполнен расчет баланса и предложены мероприятия по двум вариантам:

- с сохранением значений приростов, принятых в ранее утвержденной Схеме теплоснабжения г. Нижнего Новгорода (далее – «100% нагрузок»);
- со снижением в 2 раза приростов относительно принятых в Схеме теплоснабжения г. Нижнего Новгорода (далее – «50% нагрузок»).

3.2.3.1. *Инвестиции в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей (100% нагрузок)*

Капитальные вложения по мероприятиям определены в ценах на 2015 г. Ниже в таблице приведены сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий.

Таблица 3.11. –Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	кот. "Южная"	1 817 797	885 593
	кот. IT-парк	792 373	2 190 678
	Итого на подключение новых потребителей	2 610 169	3 076 271
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	76 458
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	95 623	95 623
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	164 195	164 195
	Возведение эл. мощности в кот. "IT-парк"	484 746	484 746
	Итого на повышение эффективности системы	744 564	821 021
	ИТОГО по тепловым источникам	3 354 733	3 897 292
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	Итого на подключение новых потребителей	5 179 138	5 922 777
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения		

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
	эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	54 139
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	111 427	111 427
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	752 529	752 529
	Итого на повышение эффективности системы	863 956	918 095
	ИТОГО по тепловым сетям	6 043 094	6 840 872
3	ИТОГО по организации	9 397 827	10 738 164

Из таблицы видно, что капитальные вложения в ценах 2015 г. по вариантам отличаются не сильно, при этом:

- максимальные вложения – по Варианту 2
- минимальные вложения – по Варианту 1.

Далее капитальные вложения были проиндексированы с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения.

Сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах представлены в таблице.

Таблица 3.12. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в прогнозных ценах, с НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	3 578 898	4 484 504
	кот. "Южная"	2 643 898	1 150 454
	кот. IT-парк	935 000	3 334 050
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 040 171	1 152 732
	ИТОГО по тепловым источникам	4 619 069	5 637 235
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	7 891 228
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	1 332 032
	ИТОГО по тепловым сетям	8 211 089	9 223 260
3	ИТОГО по организации	12 830 157	14 860 495
	- в т.ч. на обеспечение перспективной нагрузки	10 537 963	12 375 731

После индексации капитальных вложений соотношение по вариантам сохранилось:

- максимальные вложения – по Варианту 2;
- минимальные вложения – по Варианту 1.

При этом основная часть капитальных вложений (82-86%) будет направлена на выполнение мероприятий, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.

Капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах по годам реализации мероприятий представлены в следующих таблицах.

Таблица 3.13. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	3 578 898	1 330 000	272 250	285 046	298 158	0	655 604	0	0	0	737 840	0	0	0	0
	кот. "Южная" (Вариант 1)	2 643 898	395 000	272 250	285 046	298 158	0	655 604	0	0	0	737 840	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 1)	935 000	935 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 040 171	259 238	20 005	68 139	24 923	551 456	0	0	55 666	0	0	60 744	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	4 619 069	1 589 238	292 255	353 185	323 081	551 456	655 604	0	55 666	0	737 840	60 744	0	0	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	1 555 947	825 102	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	22 066	92 641	53 762	0	1 083 555	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	8 211 089	1 578 013	917 743	1 079 365	2 323 904	1 440 380	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 1	12 830 157	3 167 251	1 209 998	1 432 550	2 646 984	1 991 836	1 527 288	0	55 666	0	737 840	60 744	0	0	0

Таблица 3.14. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (100% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	4 484 504	1 380 000	272 250	285 046	298 158	0	0	0	695 826	0	0	759 305	0	793 919	0
	кот. "Южная" (Вариант 2)	1 150 454	295 000	272 250	285 046	298 158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 2)	3 334 050	1 085 000	0	0	0	0	0	0	695 826	0	0	759 305	0	793 919	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 152 732	259 238	20 005	68 139	33 531	655 408	0	0	55 666	0	0	60 744	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	5 637 235	1 639 238	292 255	353 185	331 688	655 408	0	0	751 492	0	0	820 049	0	793 919	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	7 891 228	1 819 195	1 494 017	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 332 032	22 066	92 641	53 762	0	1 163 563	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	9 223 260	1 841 261	1 586 657	1 079 365	2 323 904	1 520 388	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 2	14 860 495	3 480 499	1 878 913	1 432 550	2 655 592	2 175 796	871 684	0	751 492	0	0	820 049	0	793 919	0

3.2.3.2. *Ценовые последствия для потребителей при реализации мероприятий (100% нагрузок)*

Для выполнения анализа ценовых последствий реализации ОАО «Теплоэнерго» предложенных мероприятий, для каждого из рассматриваемых Вариантов на перспективный период 2015-2028 гг. выполнен прогноз величины платы за подключение.

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

Таблица 3.15. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (100% нагрузок)

№	Наименование	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, с НДС	тыс. руб.	10 537 963	12 375 731
2	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, без НДС	тыс. руб.	8 930 477	10 487 908
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	2 232 619	2 621 977
4	Всего расходы для подключения новых потребителей (п.2+п.3), без НДС	тыс. руб.	11 163 096	13 109 885
5	Прирост нагрузки 2015-2028 гг.	Гкал	1 019	1 019
6	Индикативная плата за подключение (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС	тыс. руб./ Гкал	10 958	12 870

Как видно из таблицы, максимальная плата за подключение соответствует Варианту 2 (12 870 тыс. руб./ Гкал), минимальная – Варианту 1 (10 958 тыс. руб./ Гкал).

3.2.3.3. *Инвестиции в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей (50% нагрузок)*

Капитальные вложения по мероприятиям определены в ценах на 2015 г. Ниже в таблице приведены сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий.

Таблица 3.16. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок), (в ценах 2015 г., без НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в ценах 2015 г., без НДС	
	кот. "Южная"	1 025 424	559 322
	кот. IT-парк	792 373	792 373
	Итого на подключение новых потребителей	1 817 797	1 351 695
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	76 458
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	95 623	95 623
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	164 195	164 195
	Возведение эл. мощности в кот. "IT-парк"	447 458	447 458
	Итого на повышение эффективности системы	707 275	783 733
	ИТОГО по тепловым источникам	2 525 072	2 135 428
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку		
	Итого на подключение новых потребителей	5 179 138	5 922 777
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы		
	<i>Нагорный Юг (2 вариант)</i>	0	54 139
	<i>Нагорный Центр (1,2 варианты)</i>	111 427	111 427
	<i>Нагорный Север и Историческая часть (для всех вариантов)</i>	752 529	752 529
	Итого на повышение эффективности системы	863 956	918 095
	ИТОГО по тепловым сетям	6 043 094	6 840 872
3	ИТОГО по организации	8 568 166	8 976 300

Из таблицы видно, что капитальные вложения в ценах 2015 г. по вариантам отличаются не сильно, при этом максимальные вложения – по Варианту 2.

Далее капитальные вложения были проиндексированы с помощью соответствующих коэффициентов ежегодной инфляции инвестиций по годам освоения.

Сводные капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах представлены в таблице.

Таблица 3.17. – Сводные капитальные вложения по Вариантам 1-2 (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Вариант 1	Вариант 2
		в прогнозных ценах, с НДС	
Тепловые источники			
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	2 411 234	1 665 408
	кот. "Южная"	1 476 234	730 408
	кот. IT-парк	935 000	935 000
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	987 251	1 099 812
	ИТОГО по тепловым источникам	3 398 485	2 765 220
Тепловые сети			
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	7 891 228
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	1 332 032
	ИТОГО по тепловым сетям	8 211 089	9 223 260

3	ИТОГО по организации	11 609 574	11 988 479
	- в т.ч. на обеспечение перспективной нагрузки	9 370 299	9 556 636

После индексации капитальных вложений соотношение по вариантам сохранилось, максимальные вложения – по Варианту 2. При этом основная часть капитальных вложений (80-84%) будет направлена на выполнение мероприятий, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.

Капитальные вложения для Вариантов 1-2 по основным группам мероприятий в прогнозных ценах по годам реализации мероприятий представлены в следующих таблицах.

Таблица 3.18. – Капитальные вложения по Варианту 1 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	2 411 234	1 145 000	272 250	0	298 158	0	0	0	695 826	0	0	0	0	0	0
	кот. "Южная" (Вариант 1)	1 476 234	210 000	272 250	0	298 158	0	0	0	695 826	0	0	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 1)	935 000	935 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	987 251	255 238	20 005	68 139	24 923	501 359	0	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	3 398 485	1 400 238	292 255	68 139	323 081	501 359	0	54 073	695 826	0	0	0	0	63 514	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	6 959 065	1 555 947	825 102	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 252 024	22 066	92 641	53 762	0	1 083 555	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	8 211 089	1 578 013	917 743	1 079 365	2 323 904	1 440 380	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 1	11 609 574	2 978 251	1 209 998	1 147 504	2 646 984	1 941 739	871 684	54 073	695 826	0	0	0	0	63 514	0

Таблица 3.19. – Капитальные вложения по Варианту 2 (по основным группам мероприятий) (50% нагрузок) (в прогнозных ценах, с НДС), тыс. руб.

№ п/п	Наименование	Всего	План реализации по годам (в прогнозных ценах, с НДС)													
			2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1.	Тепловые источники															
1.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	1 665 408	1 095 000	272 250	0	298 158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кот. "Южная" (Вариант 2)	730 408	160 000	272 250	0	298 158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	кот. IT-парк (Вариант 2)	935 000	935 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 099 812	255 238	20 005	68 139	33 531	605 312	0	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0
	ВСЕГО по тепловым источникам	2 765 220	1 350 238	292 255	68 139	331 688	605 312	0	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0
2.	Тепловые сети															
2.1.	Инвестиционные проекты, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку	7 891 228	1 819 195	1 494 017	1 025 603	2 323 904	356 825	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
2.2.	Инвестиционные проекты для повышения эффективности работы системы	1 332 032	22 066	92 641	53 762	0	1 163 563	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ВСЕГО по тепловым сетям	9 223 260	1 841 261	1 586 657	1 079 365	2 323 904	1 520 388	871 684	0	0	0	0	0	0	0	0
3.	ИТОГО по Варианту 2	11 988 479	3 191 499	1 878 913	1 147 504	2 655 592	2 125 700	871 684	54 073	0	0	0	0	0	63 514	0

3.2.3.4. *Ценовые последствия для потребителей при реализации мероприятий (50% нагрузок)*

Для выполнения анализа ценовых последствий реализации ОАО «Теплоэнерго» предложенных мероприятий, для каждого из рассматриваемых Вариантов (1-2) на перспективный период 2015-2028 гг. выполнен прогноз платы за подключение.

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

Таблица 3.20. – Укрупненный расчет платы за подключение по Вариантам 1-2 (50% нагрузок)

№	Наименование	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, с НДС	тыс. руб.	9 370 299	9 556 636
2	Капитальные вложения по подключению новых потребителей, без НДС	тыс. руб.	7 940 931	8 098 844
3	Налог на прибыль	тыс. руб.	1 985 233	2 024 711
4	Всего расходы для подключения новых потребителей (п.2+п.3), без НДС	тыс. руб.	9 926 164	10 123 555
5	Прирост нагрузки 2015-2028 гг.	Гкал	509	509
6	Индикативная плата за подключение (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС	тыс. руб./ Гкал	19 488	19 876

Как видно из таблицы, максимальная плата за подключение соответствует Варианту 2 (19 876 тыс. руб./ Гкал).

3.2.3.5. Заключение

В настоящем разделе сформированы и рассмотрены 2 Варианта развития системы теплоснабжения Нагорной части г. Нижнего Новгорода в случае использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для теплоснабжения потребителей города.

В следующей таблице приведены результаты прогноза платы за подключение для конечных потребителей по Вариантам при условии 100% нагрузок и 50% нагрузок, которые отражают влияние реализации мероприятий.

Таблица 3.21. – Индикативная плата за подключение по Вариантам 1-2 (средняя на период 2015-2028 гг.), без НДС, тыс. руб./Гкал

№	Наименование	100% нагрузок	50% нагрузок
1.	Вариант 1	10 958	19 488
2.	Вариант 2	12 870	19 876

При любом учете прироста перспективных нагрузок (100% или 50%) по Варианту 2 плата максимальна. В обоих вариантах плата за подключение существенно выше платы за подключение к СЦТ ОАО «Теплоэнерго», установленной по состоянию на 2015 год.

В результате выполнения расчетов можно сделать следующий вывод: при условии использования тепловой мощности Нижегородской ТЭЦ для обеспечения теплоснабжением потребителей города Нижнего Новгорода наиболее рациональным является использование варианта №1:

- Вариант №1 характеризуется низким удельным расходом топлива;
- он предполагает создание дополнительных резервов установленной мощности тепловых источников, обеспечивающих теплоснабжение в Нагорной части города, что позволит обеспечить возможность подключать перспективных потребителей после 2030 года, в том числе к источнику с комбинированной выработкой;
- при реализации Варианта 1 создается возможность обеспечения потребителей в Нагорной части тепловой энергией от большего числа крупных источников тепловой энергии (НГТЭЦ и котельных), что дополнительно повысит надежность системы теплоснабжения в Нагорной части города.

3.3. 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 3.22).

Таблица 3.22. – 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 котельной в пос. Новинки (ООО "Кварт-Строй")	2015	2017
Строительство инженерных сетей к котельной в пос. Новинки	2016	2017
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 "ВиммБилльДанн") к тепловым сетям ОАО "Теплоэнерго"	2017	2018
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

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД**

Состав проекта	Год начала реализации	Год окончания реализации
Установка двух котлов Bosh UNIMAT на котельной СПК (ул.Родионова,194б) ООО "Нижновтеплоэнерго"	2020	2026
Установка в 2017 и 2018 году двух водогрейных котлов КВ-ГМ 30-150 на котельной ул.Деловая,14 ООО «Нижновтеплоэнерго»	2017	2018
Реконструкция котельной ИТ-Парк Анкудиновка ОАО "Сбербанк РФ" (Кузнечиха)" с увеличением РТМ на 10 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	2017
Переключение нагрузки с котельной ул. Генкиной, 37, пом. П1 на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2015	2018
Переключение нагрузки с котельной ул. Ульянова, 47 на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2014	2018
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 нагрузки с котельной ул. Семашко, 22-е (НИИ Педиатрии) на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2017
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
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
Полное техническое перевооружение котельной ООО "Санаторий "Зеленый город", к.п. Зеленый город со снятием ограничений тепловой мощности	2016	2017
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	2016	2017
Техническое перевооружение котельной ул. Ванеева, 209-б	2023	2023
Техническое перевооружение котельной пр-т Гагарина, 178-б	2023	2023

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

Состав проекта	Год начала реализации	Год окончания реализации
Модернизация кот.ул. Нижегородская, 29 с целью повышения энергоэффективности качества и надежности теплоснабжения	2023	2023
Модернизация кот. Гагарина, 25е с целью повышения энергоэффективности качества и надежности теплоснабжения	2031	2031
Модернизация системы теплоснабжения котельной к.п. Зеленый город "Санаторий Нижегородский"	2019	2020
Реконструкция котельной ул. Тропинина, 13-д	2018	2020
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
Переключение нагрузки с котельной ул. Семашко, 22-е (НИИ Педиатрии) на котельную ул. Ветеринарная, 5 (НТЦ)	2016	2017
Реконструкция ХВП (НТЦ) ул. Ветеринарная, 5	2014	2018
Техническое перевооружение ГРП (НТЦ) ул. Ветеринарная, 5	2014	2017
Строительство на НТЦ газо-поршневой электростанции УЭМ 12 МВт с полной утилизацией тепла для обеспечения собственных нужд	2023	2024
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
Переключение нагрузки от котельной ул. Ильинская, 45-а (ООО "Энергия") на котельную ул. Суетинская, 21	2017	2023
Модернизация системы теплоснабжения котельных Радужная, 2-а, Родионова, 28-б с переключением нагрузки на котельную по ул. Донецкая, 9-в	2018	2019

3.4. Развитие системы теплоснабжения от Автозаводской ТЭЦ

3.4.1. Мероприятия по реконструкции АТЭЦ для сохранения нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2.

3.4.1.1. Обоснование мероприятий по реконструкции АТЭЦ для сохранения нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2

2-я очередь АТЭЦ полностью выработала свой ресурс (единственное в РФ оборудование с наработкой более 500 тыс.ч., пуск в 1931-1954 гг.), продление срока службы невозможно.

Снабжение горячей водой (ГВС) жителей Автозаводского и Ленинского районов г. Нижнего Новгорода и горячее водоснабжение завода ГАЗ осуществляется тепловыми мощностями 2-й очереди ТЭЦ. Таким образом, вывод 2-й очереди ТЭЦ из эксплуатации приводит к необходимости полного замещения тепловых мощностей этой очереди.

Инвестиционная программа в сфере теплоснабжения на 2018-2021 годы ООО «Автозаводская ТЭЦ» предусматривает завершение реализации мероприятий по замещению выбывающих тепловых мощностей II-ой очереди Автозаводской ТЭЦ, начатых в 2015-2017г.г. и выполнение мероприятий, направленных на модернизацию существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения жителей Автозаводского и Ленинского района г.Нижнего Новгорода.

В связи с необходимостью вывода до 2019 года из эксплуатации котлов и турбогенераторов ТЭЦ-2 (из-за истечения предельных сроков эксплуатации оборудования) были разработаны мероприятия по замещению выбывающих тепловых мощностей II-ой очереди Автозаводской ТЭЦ, которые дают возможность Автозаводской ТЭЦ бесперебойно снабжать население тепловой энергией (горячее водоснабжение). Завершение реализации мероприятий по замещению выбывающих тепловых мощностей II-ой очереди Автозаводской ТЭЦ должны быть выполнены до декабря 2018 года.

Основной задачей мероприятий по замещению выбывающих тепловых мощностей II-ой очереди Автозаводской ТЭЦ является замещение выбывающих

тепловых мощностей на производство горячей бытовой воды для населения (276,5 Гкал/ч), технологической воды и пара для производств ОАО «ГАЗ», замена выбывающих турбокомпрессоров сжатого воздуха на компрессоры с электроприводом.

Задачей мероприятий по замещению выбывающих тепловых мощностей II-ой очереди Автозаводской ТЭЦ также является обеспечение топливоснабжения котельного оборудования ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4 в условиях изменения режима работы данных котлов при замещении выбывающих мощностей ТЭЦ-2. Создание кольцевой структуры газопровода природного газа для питания котельных агрегатов ТЭЦ-3, ТЭЦ-4 с подачей в газопровод дополнительного газа, высвободившегося на ТЭЦ-2, позволит отказаться от экономически неэффективного сжигания мазута на энергетических котлах в зимний период, которое происходило бы при нереализации данного мероприятия.

3.4.1.2. Перечень и стоимость завершаемых мероприятий по сохранению нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2

3.4.1.2.1 Завершаемые мероприятия по сохранению нормальной работы в системе пароснабжения:

- Паропровод 11 ата от ТЭЦ-4 до ТЭЦ-1,2 с опорно-подвесной системой и запорной арматурой - техническое перевооружение.
- РУ 11/6,5 ата на ТЭЦ-2 с трубопроводами и запорно-регулирующей арматурой - техническое перевооружение.
- РОУ 6,5/1,5 ата ТЭЦ-2 с трубопроводами и арматурой - техническое перевооружение.
- БРОУ 140/11 - техническое перевооружение.
- Бойлеры ПСВ-220-1,0-1,6 на ТЭЦ-2 с трубопроводами и регулирующим клапаном по пару - техническое перевооружение.
- Трубопровод конденсата греющего пара новых бойлеров от ТЭЦ-1 до ТЭЦ-3 в деаэраторы ТЭЦ-3,4 с опорно-подвесной системой и запорной арматурой - техническое перевооружение.

3.4.1.2.2. Завершаемые мероприятия по сохранению нормальной работы в системе воздухообеспечения:

- Компрессорная станция сжатого воздуха – техническое перевооружение.

3.4.1.2.3. Завершаемые мероприятия по сохранению нормальной работы в системе газоснабжения:

- Газопровод среднего давления Ду800 от ГРП до ТЭЦ-4 – реконструкция.

3.4.1.3. Стоимость завершаемых мероприятий по сохранению нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2:

Данные об окончании реализации мероприятий по сохранению нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2 приведены в таблице 3.23.

Стоимость работ по форме представленной в Приложениях 16-17 к Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения - в таблице 3.24.

Таблица 3.23 - График мероприятий по сохранению нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2, млн. руб. с НДС

№ п/п	Мероприятия	2018 год
1	Пароснабжение	87,026 (СМР)
2	Воздухоснабжение	18,153 (СМР)
3	Газоснабжение	2,120 (СМР)
	Итого	107,299

Таблица 3.24 - Стоимость мероприятий по сохранению нормальной работы станции в связи с выводом из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-2, млн. руб. с НДС

Наименование статьи затрат	2018 год	Итого
ПИР и ПСД	0,0	0,0
Оборудование и материалы	46,617	46,617
Строительно-монтажные и наладочные работы	44,314	44,314
Всего капитальные затраты	90,931	90,931
ПНР	0,0	0,0
НДС	16.368	16.368
Всего смета проекта	107,299	107,299

3.4.1.4. Вывод по замещающим мероприятиям

Проектом замещения мощностей УГВС предусмотрено использование греющего пара двух давлений - 1,5 ата и 11 ата. Данное решение позволяет более гибко использовать генерирующие мощности ТЭЦ, создавая возможность маневра параметрами пара при меняющейся нагрузке УГВС, а также увеличивает степень резервирования и надежности тепловой мощности установки.

Схема проекта замещения выбывающих мощностей ТЭЦ-2 представлена на рисунке 3.21.

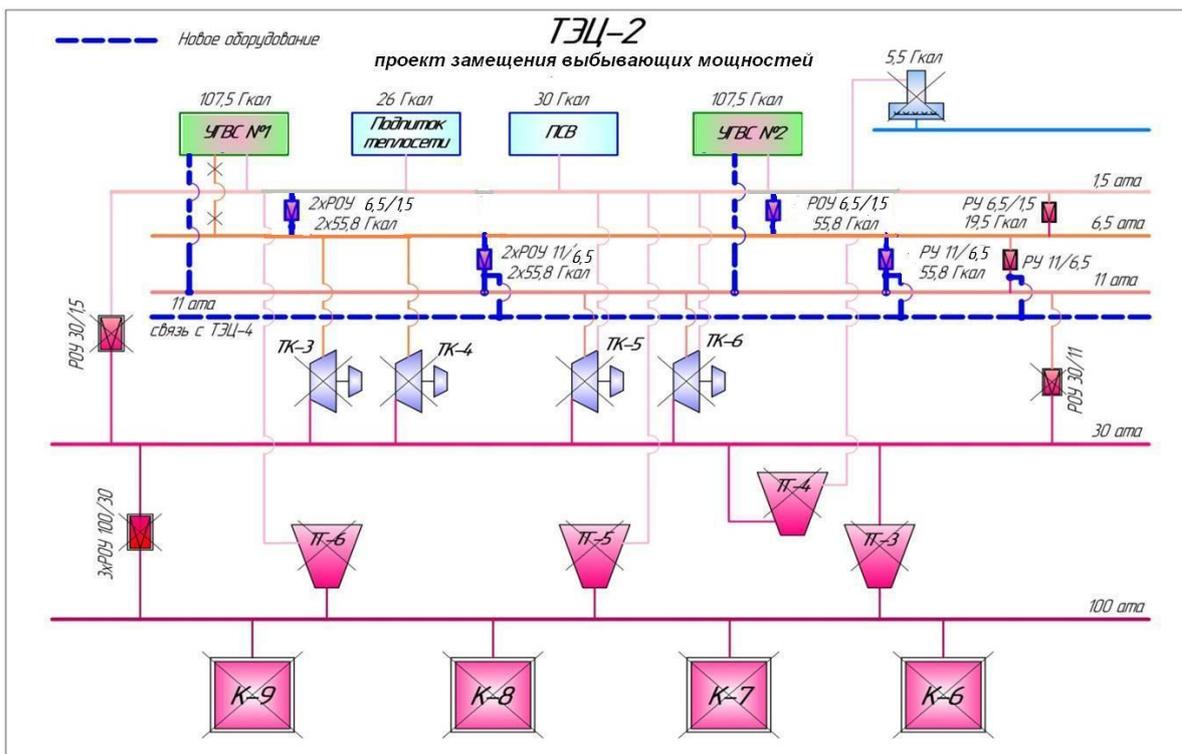


Рисунок 3.21 - Схема проекта замещения выбывающих мощностей ТЭЦ-2.

3.4.2. Мероприятия по модернизации существующих элементов тепловой схемы АТЭЦ для обеспечения надежного теплоснабжения

3.4.2.1. 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:

3.4.2.1.1. 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/см².

Параметры теплосети (системы отопления) при существующих диаметрах трубопроводов представлены в таблице 3.25:

Таблица 3.25 - Режим работы АТЭЦ 21 февраля 2017 г.

№ п/п	Параметры теплосети (системы отопления)	показатель
1.	Общий расход сетевой воды от ТГ ТЭЦ-4 Давление сетевой воды на напоре сетевых насосов ТЭЦ-4 Приведённый диаметр трубопроводов ТГ-9,10,11,12 Средняя скорость движения сетевой воды	12 870 т/ч 12,67 кгс/см ² 1 473 мм 2,10 м/с
2.	Общий расход сетевой воды от ТГ ТЭЦ-4 до ПК-2 по двум ниткам связи Приведённый диаметр трубопроводов ниток связи Средняя скорость движения сетевой воды	12 870 т/ч 1 345 мм 2,51 м/с
3.	Общий расход сетевой воды через 4 обходные ПК-2 Приведённый диаметр обходных трубопроводов ПК-2 Средняя скорость движения сетевой воды	12 870 т/ч 1 000 мм 4,55 м/с
4.	Общий расход сетевой воды на трассы района Давление сетевой воды на трассы района Приведённый диаметр трубопроводов трасс района Средняя скорость движения сетевой воды	12 358 т/ч 9,27 кгс/см ² 1 622 мм 1,66 м/с

Из приведённых данных выявлена недостаточность приведённых диаметров трубопроводов на всём участке от трубопроводов турбин до трубопроводов трасс района. Что приводит к значительному гидравлическому сопротивлению данного участка. Падение давления на данном участке составляет 3,40 кгс/см². Большое гидравлическое сопротивление данного участка ограничивает возможность подключения дополнительных потребителей в соответствии со схемой теплоснабжения города Нижнего Новгорода.

Рекомендуемые диаметры трубопроводов для замены представлены в таблице 3.26

Таблица 3.26 - Рекомендуемые диаметры трубопроводов АТЭЦ для замены

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.

Параметры теплосети (системы отопления) после замены трубопроводов на больший диаметр представлены в таблице 3.27

Таблица 3.27 - Режим работы АТЭЦ после замены трубопроводов

n/n	Параметры теплосети (системы отопления)	показатель
1.	Общий расход сетевой воды от ТГ ТЭЦ-4 Давление сетевой воды на напоре сетевых насосов ТЭЦ-4	12 870 т/ч 10,27 кгс/см ²

n/n	Параметры теплосети (системы отопления)	показатель
	Приведённый диаметр трубопроводов ТГ-9,10,11,12 Средняя скорость движения сетевой воды	1 473 мм 2,10 м/с
2.	Общий расход сетевой воды от ТГ ТЭЦ-4 до ПК-2 по двум ниткам связи Приведённый диаметр трубопроводов ниток связи Средняя скорость движения сетевой воды	12 870 т/ч 1 556 мм 1,88м/с
3.	Общий расход сетевой воды через 4 обходные ПК-2 Приведённый диаметр обходных трубопроводов ПК-2 Средняя скорость движения сетевой воды	12 870 т/ч 1 600 мм 1,78 м/с
4.	Общий расход сетевой воды на трассы района Давление сетевой воды на трассы района Приведённый диаметр трубопроводов трасс района Средняя скорость движения сетевой воды	12 358 т/ч 9,27 кгс/см ² 1 622 мм 1,66 м/с

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/см². Снижение гидравлического сопротивления данного участка приведёт к возможности подключения дополнительных потребителей в соответствии со схемой теплоснабжения города Нижнего Новгорода.

3.4.2.1.2. 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/см². Нарботка трубопроводов 40 лет, парковый ресурс 25 лет, продление трубопроводов не производились.

Параметры теплосети (системы отопления) при замене трубопроводов на больший диаметр предоставлены в пункте 1 «Перекладка существующих коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2».

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/см². Снижение гидравлического сопротивления данного участка приведёт к возможности подключения дополнительных потребителей в соответствии со схемой теплоснабжения города Нижнего Новгорода.

3.4.2.1.3. Замена существующих сетевых насосов ТА -7,8 ТЭЦ-3 марки 22НДС на насосы фирмы "Вило".

Выполнить замену существующих сетевых насосов ТА-7,8 ТЭЦ-3 марки 22НДС в количестве 8 шт. на насосы фирмы «Вило». 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 стороны 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.

При разработке проекта специализированной организацией о замене текущих сетевых насосов на агрегаты с аналогичными гидродинамическими и

массогабаритными характеристиками, но более подходящими по условиям эксплуатации (температура перекачиваемой среды, надежность), выяснилось, что отечественные производители не в состоянии предоставить насосный агрегат, который бы удовлетворял всем выше перечисленным требованиям (существенно другие установочные и присоединительные размеры). В то время как насосные агрегаты WILLO, могут быть смонтированы с максимальным использованием существующих трубопроводов и строительных конструкций.

3.4.2.1.4. Замена трансферного паропровода ТЭЦ-3.

Выполнить замену трансферного паропровода ТЭЦ-3. Нарботка на 01.01.17 г./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 181497 ч

Рабочие параметры $P=135$ кгс/см² $T=550^{\circ}\text{C}$,

Марка стали 12X1М1Ф

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 2017 г. 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.

3.4.2.1.5. 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:

Нарботка 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 50тыс.ч до суммарной наработки 357250ч.

На данный момент назначенный ресурс подходит к концу (348359 ч), в этой связи в 2017г. 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.

3.4.2.2. 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 3.28.

Стоимость работ по форме представленной в Приложениях 16-17 к Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения - в таблице 3.29.

Таблица 3.28 - График мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения, тыс. руб. с НДС

№	Мероприятия	2018 год	2019 год	2020 год	Итого
1	Перекладка существующих коллекторов сетевой воды пиковой котельной №2	3 000 (ПИР)	36 403 (оборуд+СМР)	0	39 403

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2018 ГОД).
ГЛАВА 12. МАСТЕР-ПЛАН АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ Г. НИЖНЕГО НОВГОРОДА НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2032 Г. НА 2018 ГОД

№	Мероприятия	2018 год	2019 год	2020 год	Итого
2	Перекладка существующего коллектора сетевой воды от ТЭЦ-4 на пиковую котельную №2	3 000 (ПИР)	78 781 (ПИР+оборуд+СМ Р)	0	81 781
3	Замена существующих сетевых насосов ТА - 7,8 ТЭЦ-3 марки 22НДС на насосы фирмы "Вило"	90 000 (оборуд+СМР)	102 380 (оборуд+СМР)	0	192 380
4	Замена трансферного паропровода ТЭЦ-3	88 600 (ПИР+ оборуд+СМР)	45 157 (оборуд+СМР)	0	133 757
5	Замена трансферного паропровода связи ТЭЦ-3 с ТЭЦ-4	0	6 000 (ПИР)	103 931 (ПИР+оборуд+СМ Р)	109 931
	Итого по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения	184 600	268 721	103 931	557 252

Таблица 3.29_- Стоимость мероприятий по модернизации существующих элементов тепловой схемы станции для обеспечения надежного теплоснабжения, тыс. руб. с НДС

Наименование статьи затрат	2018 год	2019 год	2020 год	Итого
ПИР и ПСД	12 541	8 887	1 044	22 472
Оборудование и материалы	143 899	137 171	62 517	343 587
Строительно-монтажные и наладочные работы	0	81 672	24 516	106 188
Всего капитальные затраты	156 440	227 730	88 077	472 247
ПНР	0	0	0	0
НДС	28 160	40 991	15 854	85 005
Всего смета проекта	184 600	268 721	103 931	557 252

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

3.4.3.1. 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 ГТУ 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 +15⁰С. 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./м³ до 24,3 руб./м³). 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.

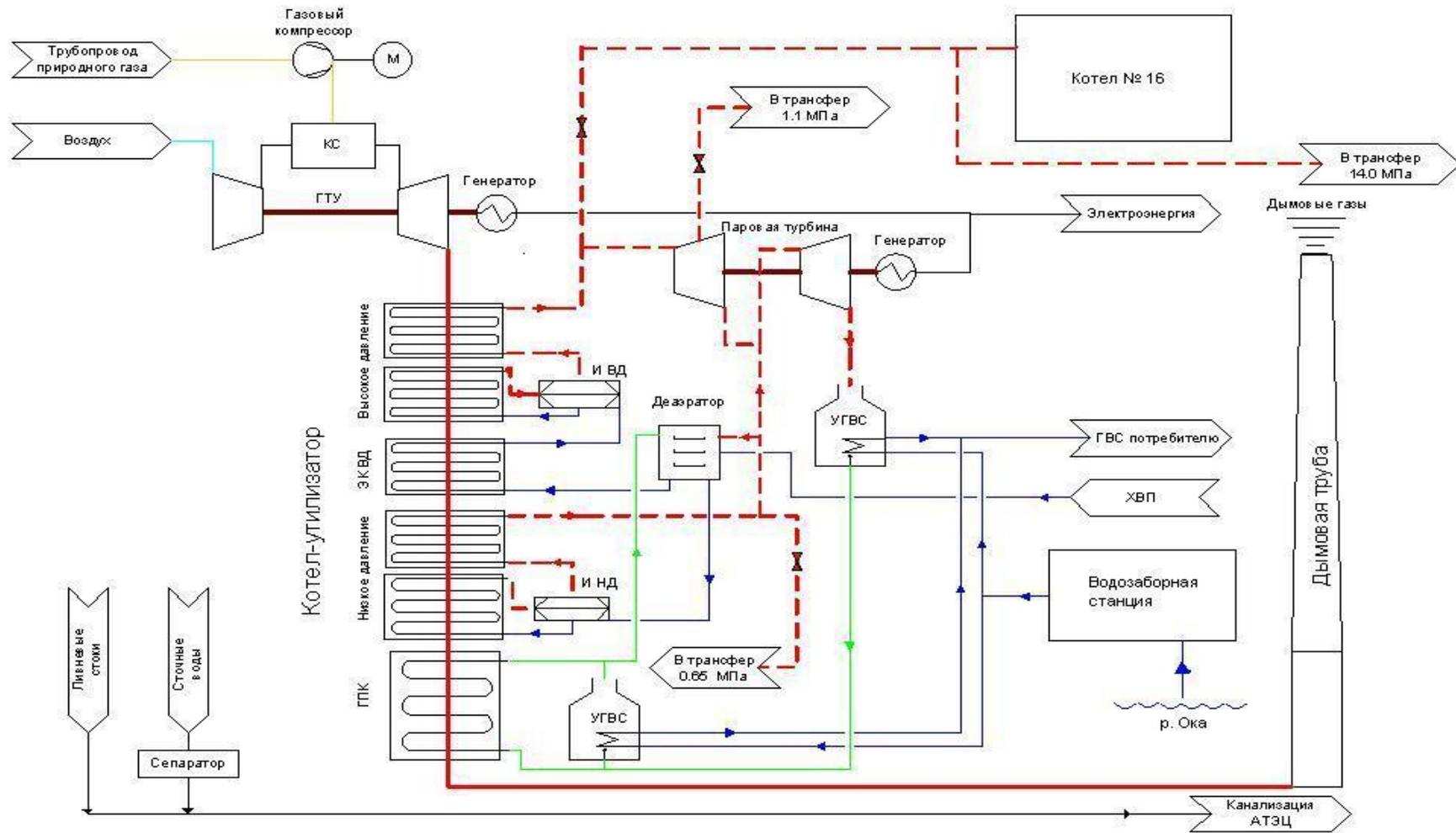
Данная установка позволит обеспечить передачу тепловой энергии от паровой турбины к потребителям в виде отопления, вентиляции, горячей воды. Мощность новой УГВС составит 245 Гкал/ч. Это позволит создать условия для подключения к сети новых потребителей района. Для обеспечения равномерной работы установки 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 3.22.



Принципиальная технологическая схема ПГУ ТЭЦ-5

Рисунок 3.22 – Принципиальная технологическая схема ПГУ-440

3.4.3.2. 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.

3.4.3.3. 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 3.25.

Таблица 3.30. – 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

3.4.3.4. 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 противодавления 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).

3.4.3.5. 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 100м³.

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.

3.4.3.6. Капитальные затраты на строительство блока ПГУ-440

Стоимость всех мероприятий, обозначенных в настоящем разделе составит 20620,710 млн. руб., включая НДС или 17475,178 без НДС. Указанная сумма базируется на последнем предложении претендента на выполнение ЕРС-контракта по строительству ПГУ - консорциума фирм TOYO Engineering Corporation и ITOCHU Corporation (Япония).

Сводная таблица капитальных затрат на реконструкцию АТЭЦ с разделением по составляющим, отнесенным на электрогенерацию и теплогенерацию представлена в таблице 3.34.

Таблица 3.31. - Сводная таблица капитальных затрат на реконструкцию АТЭЦ, млн. руб.

Проект, млн. руб.	СМР, млн. руб.	Оборудование, млн. руб.	Непредвиденные и ПНР, млн. руб.	Всего, млн. руб.
Капитальные затраты на электрогенерацию				
363,4	3 333,2	3 948,9	764	8 409,5
Капитальные затраты на теплогенерацию				
391,6	3 593,3	4 257,1	823,7	9 065,7
Капитальные затраты, всего				
755	6 926,5	8 206	1 587,7	17 475,2

Таблица 3.32. - Капитальные затраты, распределенные по годам проведения мероприятий, млн руб.

Наименование статьи затра	до 2017 года	2017-2030 год	2031 год	За горизонтом планирования	Всего
ПИР и ПСД	171	0	72	512	755
Оборудование	310	0	1 000	6896	8206
Строительно-монтажные и наладочные работы	5	0	95	6826	6926
Всего капитальные затраты	526	0	1 271	15678	17475
Непредвиденные расходы	40	0	104	1444	1588
НДС	95	0	229	2917	3146
Всего смета проекта	621	0	1 500	18500	20 621

3.4.4. 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 5.5. 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 проводится 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 3.33 – Прогнозный статус генерирующего оборудования Краснодарской ТЭЦ на ОРЭМ в 2016-2020 годах

Турбоагрегат	№	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Турбины с давлением острого пара 9 МПа																		
ВР-25-1	3	ВГ (Э)	ВГ (Э)	КОМ	Х	Х	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	Х	Х
ВТ-25-4	5	ВГ (Э)	ВГ (Э)	КОМ	Х	Х	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	Х	Х
Турбины с давлением острого пара 13 МПа																		
Т-100-130	7	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Т-100-130	8	КОМ	КОМ	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	КОМ	КОМ
ПТ-60-130/13	10	КОМ	КОМ	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	КОМ	КОМ
Т-100/120-130-3	12	КОМ	КОМ	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

3.5. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии

В связи с внесением изменений в Требования к схемам теплоснабжения, утвержденные постановлением Правительства РФ №154 от 22.02.2012 года (изменения внесены постановлением Правительства РФ №1016 от 07.10.2014 г.), в схеме теплоснабжения должен быть выполнен анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии. Указанным постановлением в Требования к схемам теплоснабжения (п. 10) введены разделы к) и л) следующего содержания:

10. Раздел 4 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" содержит:

...

к) анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии;

л) вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии.

Также п. 2 дополнен пп. и) следующего содержания:

2. Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

...

и) "возобновляемые источники энергии" - энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе

деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

При актуализации схемы теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2018 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 технология 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°C. 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 3.31.).

Таблица 3.34 – 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 2017 года) – около 4,5 млрд. руб.). Учитывая эксплуатационные затраты и стоимость (тарифы) на электрическую и тепловую энергию, определен простой срок окупаемости проекта, который составляет свыше 45 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 (лето 2017 года), возможный объем инвестиций находится в диапазоне 3,3-5,3 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 2017 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).