

Схема теплоснабжения муниципального образования г. Набережные челны по 2043 год

Актуализация на 2026 год

Обосновывающие материалы

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

г. Казань, 2025

Оглавление

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 15

1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций 15
1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями 25
1.3 Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения 26
1.4 Описание зон действия производственных источников тепловой энергии, а также котельных, не вошедших в зоны деятельности ЕТО 26
1.5 Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения 27
1.6 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения 30

ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 31

2.1 Источник комбинированной выработки 32
2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования 32
2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки 36
2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности 36
2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто 37
2.1.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса 37
2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок 42
2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха 50
2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки 55
2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети 55
2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 59
2.1.11 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств 60
2.1.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 62
2.1.13 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей 62
2.1.14 Проектный и установленный топливный режим 62
2.1.15 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки, города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения 65
2.1.16 Динамика изменения эксплуатационных показателей ТЭЦ 66
2.2 Котельный цех БСИ – ЕТО №1 – АО «Татэнерго» 68
2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования 68
2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационной установки. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной 70
2.2.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто 70
2.2.4 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ 71
2.2.5 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ 74
2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельной 74
2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ 75
2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети 76
2.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 76
2.2.10 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств 77

2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 77
2.2.12 Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе 77
2.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения ... 78
2.2.14 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных ... 78
ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ ... 79
3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения ... 79
3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе ... 84
3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам ... 84
3.4 Общая характеристика тепловых сетей ... 90
3.4.1 Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» ... 90
3.4.2 ООО «ТСЗВ» ... 92
3.4.3 ПАО «КАМАЗ» ... ***Ошибка! Закладка не определена.***
3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов 98
3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ... 101
3.7 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики ... 107
3.8 Статистика отказов (аварийных ситуаций) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет ... 116
3.9 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов ... 119
3.10 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей ... 120
3.10.1 Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» ... 120
3.10.2 Испытания, проводимые на тепловых сетях ООО «ТСЗВ» ... 130
3.10.3 Испытания, проводимые на тепловых сетях ПАО «КАМАЗ» ... 130
3.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя. ... 130
3.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года ... 134
3.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результат их исполнения ... 134
3.14 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям ... 134
3.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя ... 135
3.15.1 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» ... 135
3.15.2 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ПАО «КАМАЗ» 2024 год 136
3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций ... 136
3.16.1 Типы и оборудование насосных станций ... 137
3.17 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления ... 140
3.18 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию ... 140
3.19 Данные энергетических характеристик тепловых сетей ... 141
3.20 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных на период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ... 146

ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ. 148

4.1 Набережночелнинская ТЭЦ 148
4.2 Котельный цех БСИ 149

ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ 152

5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления 152
5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии 157
5.2.1 Определение расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии, оборудованных приборами учета 157
5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 163
5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 163
5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 165
5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии 166

ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ 166

6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии 166
6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии 168
6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю 169
6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения 178
6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности 178
6.6 Величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки 178

ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ 179

7.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть 179
7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения 183
7.3 Описание изменений в балансах производительности водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения 183

ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ 184

8.1 Описание видов и количества используемого топлива для каждого источника тепловой энергии 184
8.1.1 Набережночелнинская ТЭЦ 184
8.1.2 Котельный цех БСИ 186
8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 189
8.2.1 . Набережночелнинская ТЭЦ 189
8.2.2 Котельный цех БСИ 190
8.3 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки 191
8.4 Описанием приоритетного направления развития топливного баланса города Набережные Челны 197
8.5 Описание использования местных видов топлива 197
8.6 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты.

Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения 197
8.7 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения 197

ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 198

9.1 Общие положения 198
9.2 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей 198
9.3 Частота отключений потребителей 198
9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений 201
9.5 Интегральные показатели надежности систем теплоснабжения 201
9.6 Анализ и оценка системы теплоснабжения муниципального округа г. Набережные Челны, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения 202
9.7 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) 204
9.8 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2022 N 1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций в сфере теплоснабжении" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении") 206
9.9 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении 206
9.10 Итоги анализа и оценки системы теплоснабжения муниципального образования г. Набережные челны, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, определенной исполнительными органами субъектов Российской Федерации 206
9.11 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения 208

ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ 209

10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций 209
10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения 215

ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ 216

11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых исполнительными органами субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации 216
11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения 219
11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения 219
11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей 222
11.5 Предельные уровни цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет 224
11.6 Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения 224
11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых Государственным комитетом Республики Татарстан по тарифам, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 224

ЧАСТЬ 12. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА 225

ЧАСТЬ 13. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ 232

13.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 232
13.2 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения 234
13.3 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения 234
13.4 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения 234

Перечень таблиц

Табл. 1.1 Информация о соответствии критериям отнесения ООО "Тепловые сети западного вывода" к теплосетевой организации 25
Табл. 1.2 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район) 27
Табл. 1.3 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район) 27
Табл. 1.4 Информация по жилым районам, с многоквартирными домами с использованием индивидуальных источников тепловой энергии 28
Табл. 2.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 33
Табл. 2.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 34
Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 35
Табл. 2.4 Технические характеристики редукционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 36
Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность (ретроспективный период) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 36
Табл. 2.6 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 37
Табл. 2.7 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 38
Табл. 2.8 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 39
Табл. 2.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 40
Табл. 2.10 Помесячные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ, источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 41
Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и

тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....44
Табл. 2.12 Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....45
Табл. 2.13 Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....46
Табл. 2.14 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника.....51
Табл. 2.15 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения, отпущенной потребителю тепловой энергии.....53
Табл. 2.16 Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год.....55
Табл. 2.17 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №1 ГОРОД 1 ПСВ) на 2024 год.....56
Табл. 2.18 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №1 ГОРОД-1 ОСВ) на 2024 год.....56
Табл. 2.19 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №2 ГОРОД-2 ПСВ) на 2024 год.....56
Табл. 2.20 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №2 ГОРОД-2 ОСВ) на 2024 год.....57
Табл. 2.21 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 (1) ПСВ) на 2024 год.....57
Табл. 2.22 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 (2) ПСВ) на 2024 год.....57
Табл. 2.23 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 ОСВ) на 2024 год.....58

Табл. 2.24 Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 59
Табл. 2.25 Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 59
Табл. 2.26 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 64
Табл. 2.27 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 65
Табл. 2.28 Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год 66
Табл. 2.29 Состав и технические характеристики основного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году .69
Табл. 2.30 Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году, Гкал/ч 70
Табл. 2.31 Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год .. 70
Табл. 2.32 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. паровых котлов КЦ БСИ 71
Табл. 2.33 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. водогрейных котлов КЦ БСИ..... 71
Табл. 2.34 Состав и характеристики насосного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год 72
Табл. 2.35 Параметры сетевых подогревателей Котельный цех БСИ за 2024 год 73
Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год 75
Табл. 2.37 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год 76
Табл. 2.38 Динамика теплоснабжения котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям), за 2024 год 76
Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год 77
Табл. 2.40 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год 78
Табл. 3.1 Наименее надежные участки с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам 85
Табл. 3.2 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год 90
Табл. 3.3 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год 91

Табл. 3.4 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год.....91
Табл. 3.5 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год 92
Табл. 3.6 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год.....92
Табл. 3.7 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения 92
Табл. 3.8 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год.....93
Табл. 3.9 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2024 год.....93
Табл. 3.10 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год 93
Табл. 3.11 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации N1 АО «Татэнерго» за 2024 год 94
Табл. 3.12 Центральные тепловые пункты (далее - ЦТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год 98
Табл. 3.13 Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год 98
Табл. 3.14 Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) теплосетевой организации единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год.....100
Табл. 3.15 Нормативные и фактические параметры теплоносителя в тепловых сетях и после ТФУ 103
Табл. 3.16 Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" 116
Табл. 3.17 Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" 116
Табл. 3.18 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" 117
Табл. 3.19 Динамика изменения отказов и восстановления в распределительных тепловых сетях в зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».....117
Табл. 3.20 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. Гкал 130
Табл. 3.21 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ- Энерго», тыс. Гкал. 130
Табл. 3.22 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал. 131
Табл. 3.23 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети НЧТС, тыс. Гкал.....134
Табл. 3.24 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал 134
Табл. 3.25 Информация о схемах присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям НЧТС АО «Татэнерго».....135

Табл. 3.26 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» 135
Табл. 3.27 Информация об автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций 137
Табл. 3.28 Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" в 2024 году 138
Табл. 4.1 Перечень источников тепловой энергии г. Набережные Челны 148
Табл. 5.1 Тепловая нагрузка в горячей воде и паре в г. Набережные Челны за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч 153
Табл. 5.5 Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения ЕТО №1 АО «Татэнерго», тыс. Гкал 164
Табл. 5.6 Расход т/э на подогрев холодной воды 165
Табл. 5.7 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999г. постройки 165
Табл. 5.8 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999г. постройки 165
Табл. 5.9 . Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловых нагрузок в зоне действия источников тепловой энергии г. Набережные Челны 166
Табл. 6.1 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч 166
Табл. 6.2 Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельной БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч 168
Табл. 6.3 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии НчТЭЦ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч 168
Табл. 6.4 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии котельной БСИ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч 169
Табл. 6.5 Существующие величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в зоне действия каждого источника тепловой энергии (Гкал/ч/га) 178
Табл. 7.1 Показатели качества хозпитьевой воды, поступающей на установки водоподготовки за 2024 год. 180
Табл. 7.2 Показатели качества подпиточной сетевой воды за 2024 год 180
Табл. 8.1 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ 184
Табл. 8.2 Топливный баланс образованной на базе НчТЭЦ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения 185
Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ 186
Табл. 8.4 Топливный баланс образованной на базе КЦ БСИ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения 187
Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения 188
Табл. 8.6 Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии НчТЭЦ, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. тонн натурального топлива 190
Табл. 8.7 Нормативные запасы топлива на котельной БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тонн натурального топлива 190
Табл. 9.1 Динамика изменения отказов в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" 199
Табл. 9.2 Показатели восстановления в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" 199

Табл. 9.3 Показатели повреждаемости НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" 201
Табл. 9.4 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" , Гкал/от.сезон 202
Табл. 10.1 Технико-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (с НДС) 209
Табл. 10.2 Технико-эконмические показатели Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (с НДС) 210
Табл. 10.3 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НчТС за 2024 год 211
Табл. 10.4 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения от тепловых сетей ООО "ТСЗВ" (ООО "КамАЗ-Энерго") за 2024 год 212
Табл. 11.1 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал 216
Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. Гкал 216
Табл. 11.3 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год (без НДС), руб./Гкал 216
Табл. 11.4 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м^3 219
Табл. 11.5 Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, (с НДС), тыс. рублей/Гкал/час 220
Табл. 11.6 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, с НДС 223
Табл. 12.1 Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса 231

Перечень рисунков

Рис. 1.1 Зона действия ЕТО АО «Татэнерго» города Набережные Челны 19
Рис. 1.2 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2024 г. 20
Рис. 1.3 Зоны действия централизованных систем теплоснабжения города Набережные Челны 21
Рис. 1.4 Кадастровая сетка г. Набережные Челны 23
Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны 23
Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла 24
Рис. 1.7 Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны 29
Рис. 2.1 Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны 31
Рис. 2.2 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ (часть 1) 48
Рис. 2.3 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ (часть 2) 49
Рис. 2.4 Принципиальная схема газоснабжения НчТЭЦ 63
Рис. 2.5 Принципиальная схема подачи мазута к котлам 64
Рис. 2.6 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ 74
Рис. 2.7 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ 75
Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» 80
Рис. 3.2 - Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки 105
Рис. 3.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя ж/д 12/68а по 300 тепловоду 108
Рис. 3.9 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города 144
Рис. 3.10 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города с утечками 144
Рис. 3.11 Нормируемые месячные тепловые потери через тепловую изоляцию тепловых сетей и с потерями сетевой воды в тепловых сетях в целом по системе теплоснабжения города 145
Рис. 3.12 Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей в целом по системе теплоснабжения города 145
Рис. 3.13 Нормативный расход сетевой воды в подающей и обратной линии системы теплоснабжения в целом по системе теплоснабжения Gнпод, м3/час 146
Рис. 3.14 - Расход и потери тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения, Q, Гкал/ч 146
Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ 150
Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ 151
Рис. 5.1 Определение расчетной тепловой нагрузки НЧТЭЦ 162
Рис. 6.1 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду 170
Рис. 6.2 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду 171
Рис. 6.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду 173
Рис. 6.4 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду 174
Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого мазута 191
Рис. 8.2 Паспорт качества поставляемого газа 192
Рис. 8.3 Протокол испытаний поставляемого газа №11-23/ГП 193
Рис. 8.4 Протокол испытаний поставляемого газа №11-25/ГП 194
Рис. 8.5 Протокол испытаний поставляемого газа №11-27/ГП 195

Рис. 8.6 Протокол испытаний поставляемого газа №11-29/ГП 196
Рис. 9.1 Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надежности 205
Рис. 11.1 Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны 218

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих организаций

Набережные Челны – один из крупнейших городов в Республике Татарстан. Это второй по численности и значимости город Республики, важнейший транспортный узел региона, крупный центр металлургической и автомобильной промышленности.

Город Набережные Челны располагается в северо-восточном регионе республики Татарстан, на левобережье Камы, водные ресурсы которой образуют Нижнекамское водохранилище. Территориальное расположение, близость крупного водоёма и плоский рельеф создают умеренно влажный климат, по температурным значениям сходный с климатом Центральноевропейского региона России.

С 2005 года в городе начали осуществляться мероприятия по энергосбережению, а именно:

• установка узлов учета тепловой энергии на вводах объектов -100%;

• установка автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (АИТП) - 98%;

• установка квартирных счетчиков холодной и горячей воды - 98%;

• герметизация и утепление зданий, в том числе дверных и оконных проемов;

• перекладка тепловых сетей с применением тепловой пенополиуретановой изоляции в заводской оболочке (ППУ) – 50,5%;

• изолирование трубопроводов тепловой сети в подвальной части зданий - 100%;

• внедрение частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на всех насосных станциях города;

• мероприятия по ликвидации центральных тепловых пунктов и переносу центров приготовления горячей воды непосредственно на ввода объектов - 100%;

• мероприятия по закрытию системы теплоснабжения Северо-Восточной части города - 100%.

Эффект от выполнения данных мероприятий оказался ощутимым. Отпуск тепловой энергии и расходы сетевой воды в целом по городу сократились на 30%.

Работа АИТП значительно повлияла на гидравлический режим системы теплоснабжения города существенным изменением расходов сетевой воды в зависимости от времени суток и от температуры наружного воздуха. Так, разница между максимальным и минимальным расходом в течение суток доходит до 4500 тн/час.

Для восприятия изменяющихся расходов сетевой воды на всех подкачивающих насосных станциях установлены ЧРП.

Источник тепла НчТЭЦ работает по заданной среднесуточной температуре теплоносителя, в зависимости от усредненной температуры наружного воздуха за промежуток времени в пределах 24 часов. В течение суток температура наружного воздуха меняется, соответственно и фактические расходы сетевой воды отличаются от расчетного режима, который рассчитан на температуру наиболее холодной пятидневки. Разница между максимальным и минимальным расходом сетевой воды в течение суток доходит до 4500 тн/час.

Более значительное отклонение расходов наблюдается в диапазоне температуры наружного воздуха от +8°С до температуры наружного воздуха +2°С, соответствующей точке излома температурного графика.

Фактически в течение суток осуществляется количественное регулирование отпуска тепла, которое стало возможно благодаря оснащённости объектов города АИТП.

Сегодня г. Набережные Челны является вторым по численности в Республике Татарстан с населением более 530 тыс. человек. Город, согласно Стратегии социально-экономического развития Республики Татарстан на период до 2030 г., входит в состав полицентричной Камской агломерации (1,1 млн. чел.), основное социально-экономическое направление развития которой определено как современная индустрия.

Набережные Челны – крупный промышленный центр на реке Кама. Основные отрасли - машиностроение, электроэнергетика, строительная индустрия, пищевая и перерабатывающая промышленность. Ключевым (градообразующим) предприятием города является Камский автомобильный завод.

Площадь города составляет около 171 кв. км. Административно город разделен на 3 района: Центральный, Автозаводский и Комсомольский. Город является важным транспортным узлом Камского промышленного района.

В существующей планировочной организации города к настоящему времени сложились 3 основные функциональные зоны:

1. Селитебная зона, расположенная линейно вдоль Нижнекамского водохранилища.
2. Промышленная зона, состоящая из нескольких промышленно-складских районов.
3. Рекреационная зона.

Селитебная часть города занимает практически всю территорию вдоль Нижнекамского водохранилища от жилого массива Сидоровка на юго-западе до населенного пункта Большая Шильна на юго-востоке.

Селитебная зона состоит из 3 районов (Автозаводской, Центральный, Комсомольский), объединенных единой системой транспорта и культурно-бытового обслуживания.

Селитебная зона города состоит из двух крупных планировочных районов: юго-западного (Старый город) и северо-восточного (Новый город); включает в себя территории жилого назначения, общественно-деловые территории, рекреационные зоны и занимает территорию вдоль водохранилища от населенного пункта Сидоровка до Боровецкого леса. Грузовой порт ПАО «КАМАЗ» и Элеватор также находятся в селитебной зоне города. Площадь жилых территорий составляет 3380 га.

Промышленная зона состоит из 5 производственных районов:

- Автозаводской (комплекс предприятий ПАО «КАМАЗ»), расположен в северо-восточной части города;
- Юго-западный район (район пищевых производств);
- База строительной индустрии (БСИ), расположена в юго-западной части города;
- промышленный район ГЭС, расположен в юго-западной части города на берегу Нижнекамского водохранилища;
- район Завода ячеистых бетонов (ЗЯБ), расположен в центральной части города, разделяя город на два крупных жилых района.

Площадь производственных территорий, территорий инженерных сооружений города составляет 4629 га.

Рекреационная зона включает в себя:

- Зоны объектов отдыха и развлечений, туризма и санаторного лечения, гостиниц и пансионатов различного типа;
- Зоны рекреационные специализированного использования (спортивных сооружений, пляжей, дельфинария и т.д.);
- Зоны зеленых насаждений общего пользования (парки, и т.д.);
- Зоны лесов и лесопарков;
- Зоны прочих зеленых насаждений;
- Акватории рек и озер.

Климат умеренный, переходный от умеренно континентального к континентальному, характерны довольно большие годовые амплитуды температуры. Зима долгая и суровая, длится почти 5 месяцев, среднесуточная температура с устойчивой температурой ниже 0 °C устанавливается с начала ноября по конец марта. Самый холодный месяц — январь. Лето теплое, длится все календарное лето с начала июня по конец августа, когда среднесуточная температура устойчиво держится выше +15 °C, самый жаркий месяц — июль. Распределение осадков во время года равномерное с небольшим увеличением в летние и осенние месяцы. На влажность города сильно влияет Нижнекамское водохранилище, за счёт этого в городе никогда не бывает слишком сухо. Среднегодовое количество осадков — 652 мм.

В соответствии со сводом правил 131.13330.2020 «Строительная климатология» (дата введения 2021-06-25) расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления составляет -31°С; расчетная продолжительность стояния температур наружного воздуха менее +8°С составляет 209 суток, со средней температурой – 5,1°С.

В г. Набережные Челны тепловая энергия отпускается потребителям в виде сетевой воды на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно-

бытовых зданий, а также в виде пара технологических параметров и горячей воды для некоторых крупных промышленных предприятий.

В г. Набережные Челны преобладает централизованное теплоснабжение от Набережночелнинской ТЭЦ (включая котельный цех БСИ). От ТЭЦ обеспечивается более 95% суммарной нагрузки потребителей города.

В соответствии с п. 6 Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 (ред. от 27.05.2023) "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" в городе Набережные Челны определена Единая теплоснабжающая организация (далее – ЕТО) АО «Татэнерго». Зона деятельности ЕТО АО «Татэнерго» представлена на Рис 1.1.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами, осуществляющими производство тепловой энергии и передачу ее до потребителя. Функциональная структура системы теплоснабжения представлена на Рис. 1.2.

В настоящее время в городе Набережные Челны существует несколько систем теплоснабжения:

1. Система теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС» и источниками тепловой энергии – НЧТЭЦ, КЦ БСИ.

Данная система теплоснабжения представляет собой совокупность источников тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ, КЦ БСИ и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в северо-восточной части города, технологически соединенных тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС» (тепловоды №100,200,300) и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в юго-западной части города, технологически соединенных тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС».

В данной системе теплоснабжения также располагается тепловая сеть ООО «ТСЗВ» протяженностью 899,71 м на территории парка «Гренада», технологически связанная с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго»-«НЧТС» и теплопотребляющими установками МАУДО ДЮСШ «Строитель» и ООО «РА «Мицар».

На западе граничит с системой теплоснабжения с тепловыми сетями Западного вывода №3-ЗРД (Стройбаза), на востоке – с системой теплоснабжения промышленной зоны ПАО «КАМАЗ». Соединения между системами теплоснабжения отсутствуют.

Температурный график работы системы теплоснабжения составляет 150/70 ºС с верхней срезкой 114ºС. Гидравлический режим: давление в подающем трубопроводе – 120 м вод. ст., в обратном трубопроводе – 20 м вод. ст.

Необходимо отметить, что ООО «ТСЗВ», владея на праве собственности участком тепловых сетей в данной системе теплоснабжения, не является теплосетевой организацией, тариф на передачу тепловой энергии в данной системе теплоснабжения не установлен. В дальнейшем, в таблицах в столбце «Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения» ООО «ТСЗВ» не приводится в качестве теплосетевой организации, в соответствии с требованиями ФЗ-190 «О теплоснабжении» и критериями установленным Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

2. Система теплоснабжения промышленной зоны ПАО «КАМАЗ».

Данная система теплоснабжения представляет собой совокупность источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в пределах территории промышленной зоны ПАО «КАМАЗ», технологически соединенных тепловыми сетями ПАО «КАМАЗ».

На западе граничит с системой теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС». Соединения между системами теплоснабжения отсутствуют.

ПАО «КАМАЗ», владея на праве собственности тепловыми сетями, сдает в аренду тепловые сети для покрытия потребности в паре промышленной зоны ПАО «КАМАЗ». ПАО «КАМАЗ» в данной системе теплоснабжения, не является теплосетевой организацией, тариф на передачу тепловой энергии в данной системе теплоснабжения не установлен. В дальнейшем, в таблицах в столбце «Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения» ПАО «КАМАЗ» не приводится в качестве теплосетевой организации, в соответствии с требованиями ФЗ-190 «О теплоснабжении» и критериями установленным Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

3. Система теплоснабжения с тепловыми сетями Западного вывода №3- ЗРД (Стройбаза).

Тепловые сети СЦТ-3 площадки Стройбаза, ООО «ТСЗВ» выведены из эксплуатации на основании Акта о выводе из эксплуатации трубопроводов отопления от 18.10.2024г. и письма Исполнительного комитета города Набережные Челны от 25.10.2024г.

Данная система теплоснабжения представляла собой совокупность источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ и теплопотребляющих установок потребителей, расположенных в пределах промышленной зоны, технологически соединенных тепловыми сетями ООО «ТСЗВ» (тепловод Западный вывод №3 - ЗРД).

На востоке граничила с системой теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС». Соединения между системами теплоснабжения отсутствуют.

Температурный график работы системы теплоснабжения был 150/70 ºС с верхней срезкой 114ºС. Гидравлический режим: давление в подающем трубопроводе 40 м вод. ст., давление в обратном трубопроводе 20 м вод. ст.

ООО «ТСЗВ», владел на праве собственности тепловыми сетями в данной системе теплоснабжения, являлся теплосетевой организацией, тариф на передачу тепловой энергии в данной системе теплоснабжения для ООО «ТСЗВ» установлен. В дальнейшем, в таблицах для 2024 года в столбце «Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения» ООО «ТСЗВ» приводится в качестве теплосетевой организации, в соответствии с требованиями ФЗ-190 «О теплоснабжении» и критериями установленным Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

Системы теплоснабжения № 1,2,3 разделены с учетом требований Методических указаний, утверждённых приказом Минэнерго России от 05.03.2019 №212. Разделение на системы предусмотрено с учетом технологической возможности поставок от источника до теплопотребляющей установки конкретного потребителя, исходя из соблюдений требований к гидравлическим режимам и обеспечение надежности теплоснабжения потребителей.

Разделение на зоны систем теплоснабжение произведено на основании гидравлических расчетов схемы централизованного теплоснабжения, пьезометрических графиков тепловых сетей и пропускной способностью существующих трубопроводов с учетом планирования зон перспективного строительства в областях между зонами действия систем теплоснабжения.

Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны представлены на Рис. 1.3.

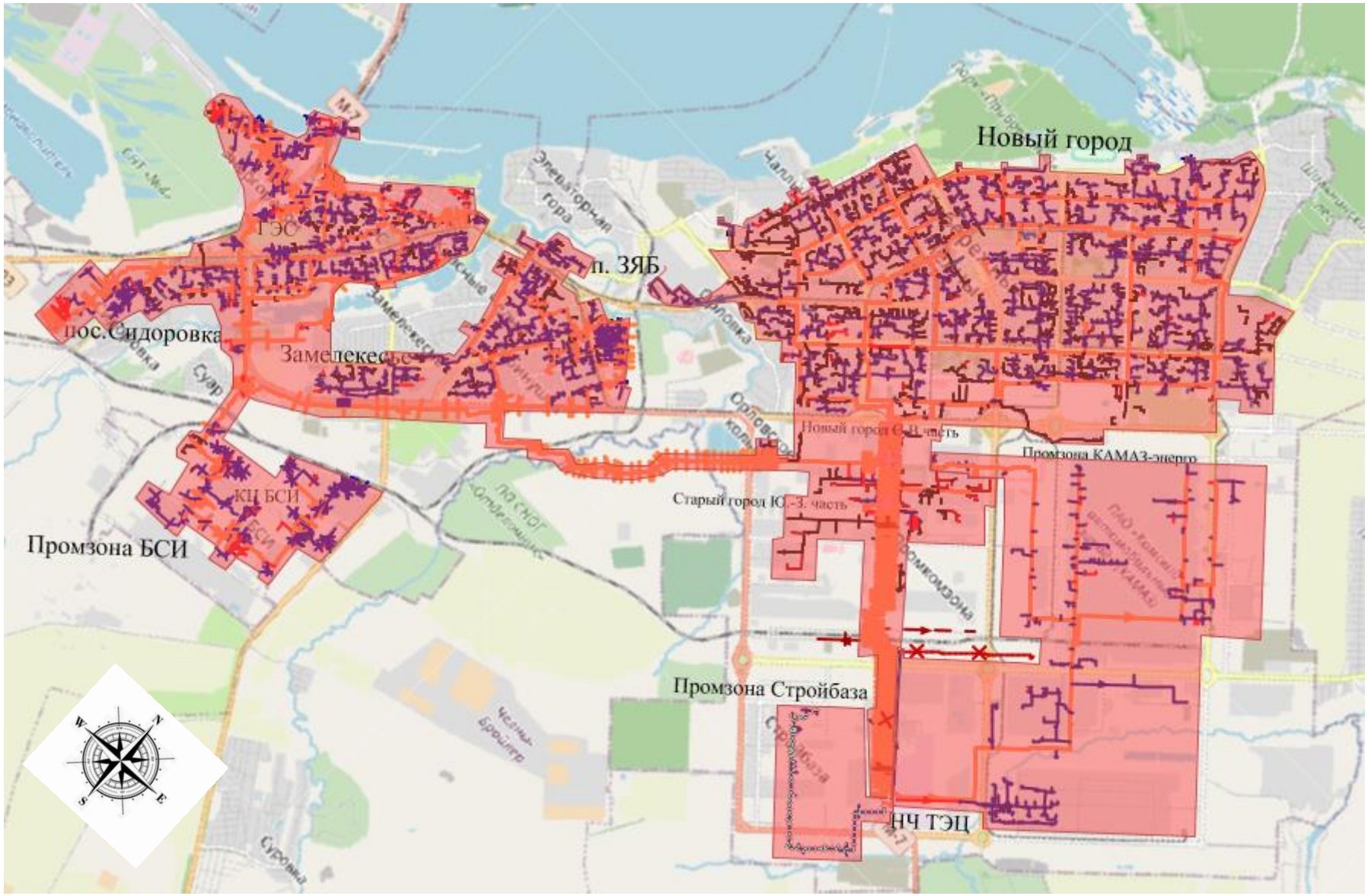


Рис. 1.1 Зона действия ЕТО АО «Татэнерго» города Набережные Челны

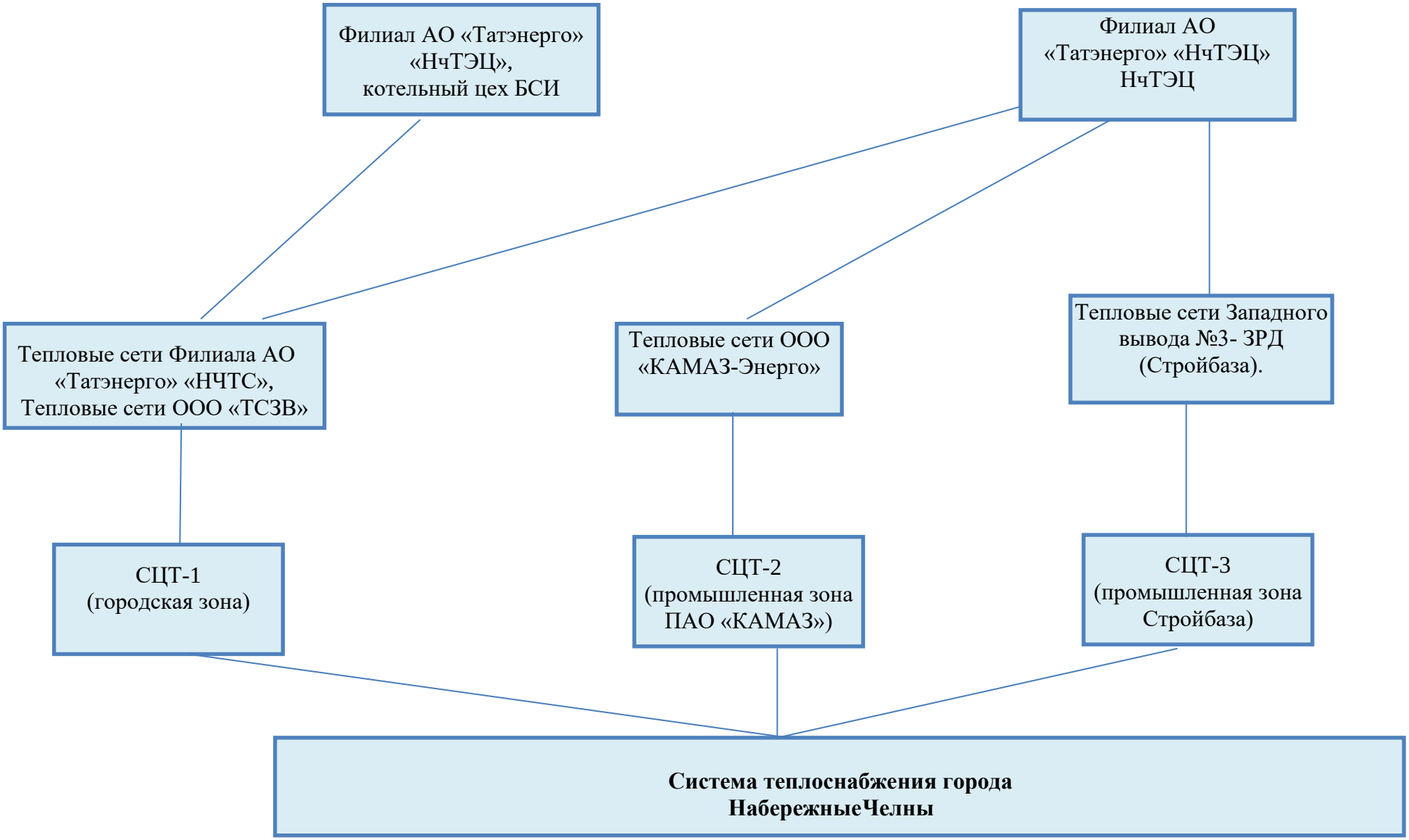


Рис. 1.2 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2024 г.

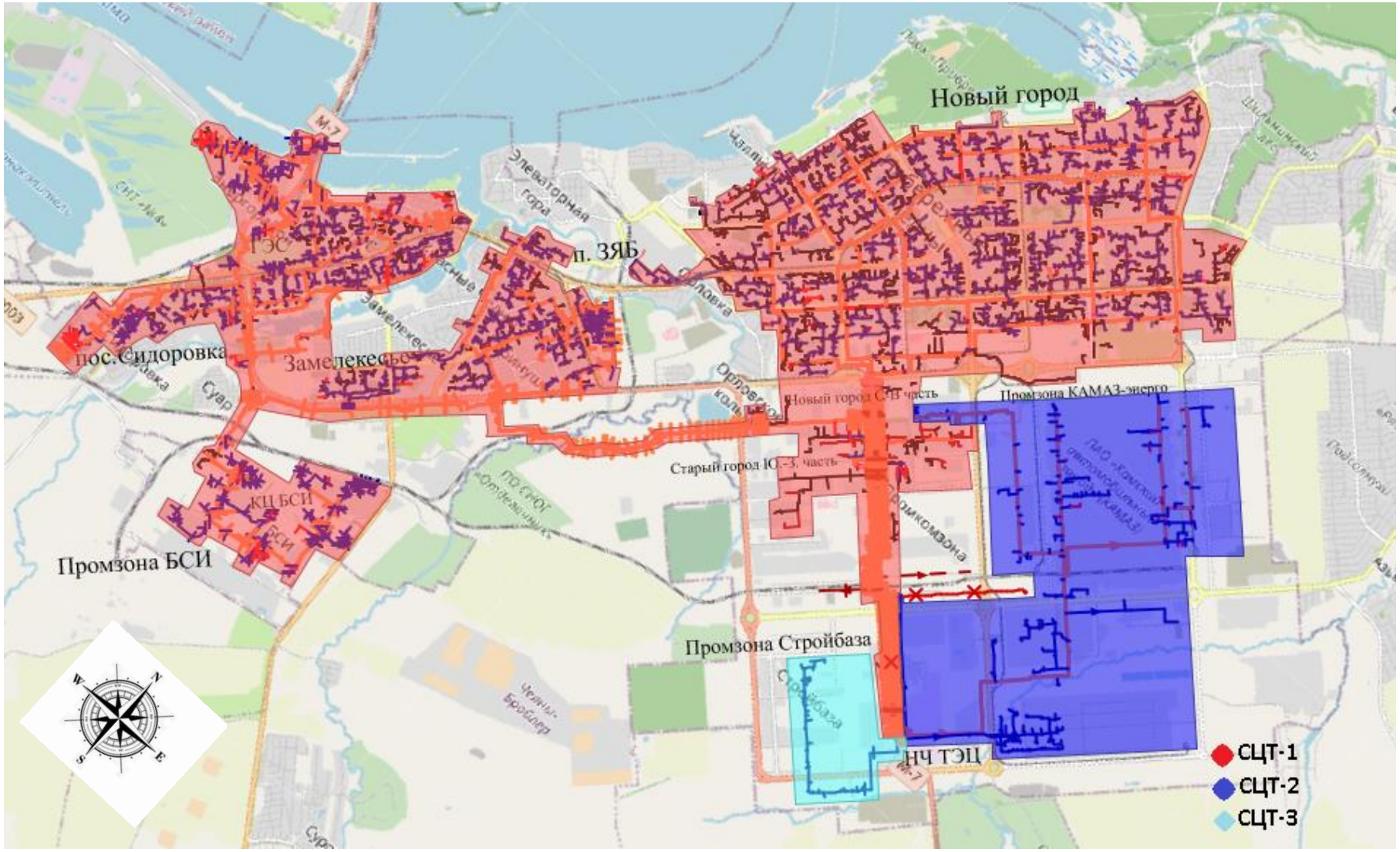


Рис. 1.3 Зоны действия централизованных систем теплоснабжения города Набережные Челны

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории г. Набережные Челны.

При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы - кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, красных линий, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект.

Кадастровый номер Набережных Челнов 1652 (16 – регион, 52 – город).

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей - А: Б: В: В1, где:

А - номер региона в Российской Федерации (16);

Б - номер г. Набережные Челны (52);

В - номер кадастровой зоны (административного района);

В1 - номер кадастрового квартала;

: - разделитель частей кадастрового номера.

Административное деление г. Набережные Челны включает 3 административных района, которым соответствуют следующие базовые части номеров кадастровых кварталов:

Автозаводской район – 16:52:01;

Центральный район – 16:52:02;

Комсомольский район – 16:52:03.

Для целей кадастрового учета земельных ресурсов утверждено кадастровое деление территории города Набережные Челны на 4615 кадастровых кварталов, два из которых занимает река Кама.

Территориальное деление города принято в соответствии с Федеральным законом от 24 июля 2007 года № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости (с изменениями от 22, 23 июля 2008 года).(3) В качестве расчетного элемента территориального деления используется кадастровый квартал, который для г. Набережные Челны совпадает с границами комплексов, поэтому для удобства привязки к соответствующей территории застройки, расчётные элементы территориального деления города обозначены в соответствии с номерами комплексов.

Существующая эксплуатационная структура тепловых сетей г. Набережные Челны отвечает требованиям п.15 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»:

«15.1.1. При эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/час иболее организуется круглосуточное диспетчерское управление.

Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии;
- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии».

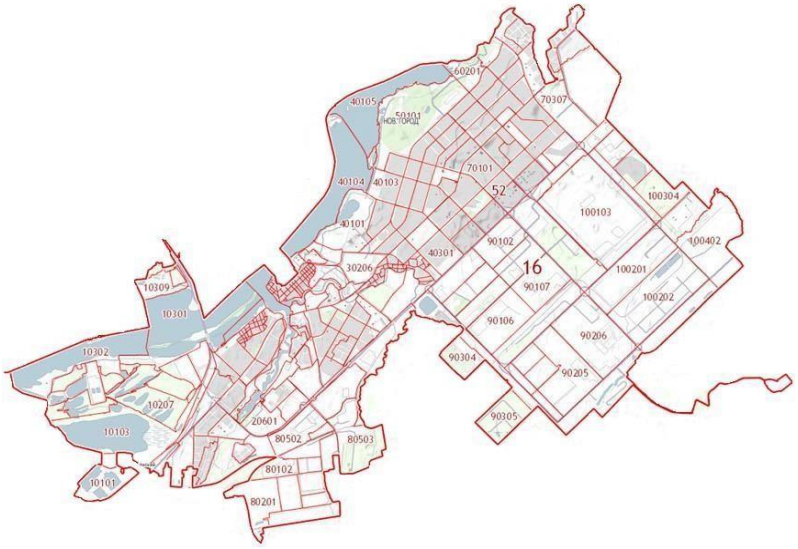


Рис. 1.4 Кадастровая сетка г. Набережные Челны

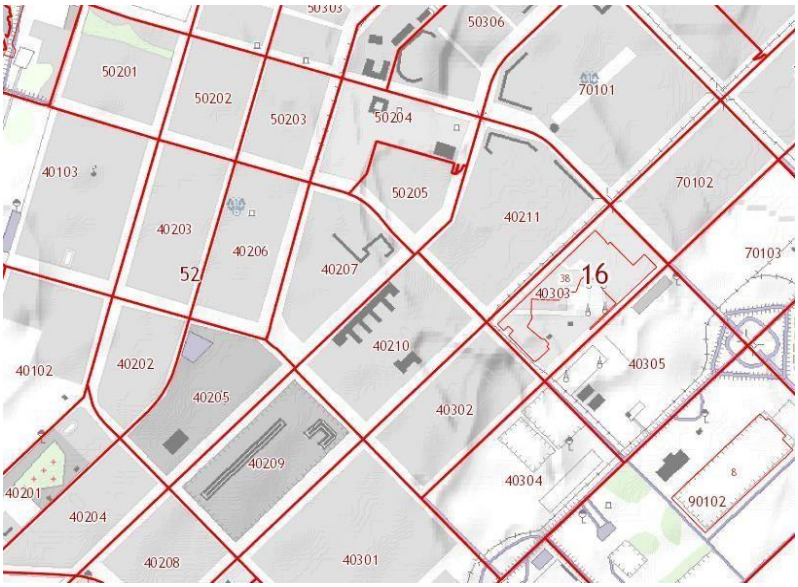


Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны

В каждой системе теплоснабжения организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией по:

- ведению требуемого режима работы;
- производству переключений, пусков и остановов;
- локализации аварий и восстановлению режима работы;
- подготовке к производству ремонтных работ.

Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведется с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла представлена на Рис. 1.6.

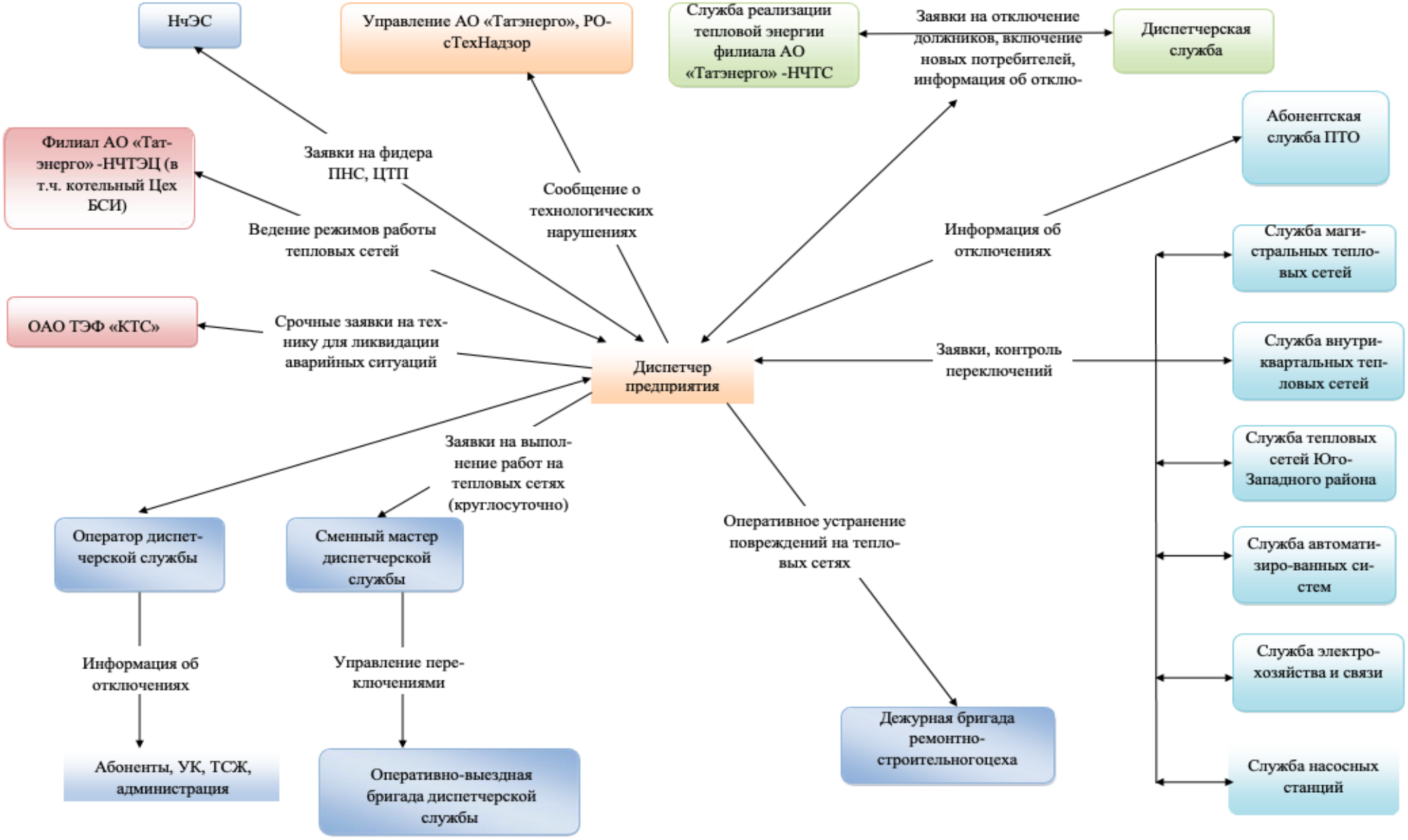


Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла

1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Филиал АО «Татэнерго» «НчТЭЦ» по договору теплоснабжения осуществляет отпуск произведенной тепловой энергии на ТЭЦ и Котельным цехом БСИ в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» и ООО "Тепловые сети западного вывода".

Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС» заключает договор с потребителями на услуги по продаже тепловой энергии. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Величина отпуска тепловой энергии в горячей воде от теплоисточников для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НчТЭЦ» (отпуск в сеть филиала АО «Татэнерго» «НчТЭЦ») определяется на границах ответственности с теплоисточниками по их приборам учета, а также расчетным методом от котельных (без приборов учета) за вычетом потерь в сетях теплоисточников, собственных и хозяйственных нужд Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ и потребителей, подключенных от коллекторов теплоисточников (до узлов учета).

В системе теплоснабжения №3 теплосетевой организацией является ООО "Тепловые сети западного вывода".

Информация о подтверждении статуса теплосетевой организации ООО "Тепловые сети западного вывода" начиная с 1 сентября 2022 года в соответствии с пунктом 56 (1) Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 (ред. от 17.10.2024) "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" приведена в таблице ниже.

Табл. 1.1 Информация о соответствии критериям отнесения ООО "Тепловые сети западного вывода" к теплосетевой организации

Критерии отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к теплосетевым организациям	**Наличие/отсутствие критерия (+/-)**
Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок более 12 месяцев тепловыми сетями, используемыми для оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в системе теплоснабжения и (или) водопроводными сетями, используемыми для оказания услуг по транспортировке горячей воды в открытых системах теплоснабжения, при этом неразрывная протяженность участков указанных сетей в пределах одной системы теплоснабжения составляет для поселений, городских округов, в границах которых она расположена, с суммарной численностью населения от 500 тыс. человек до 1 млн. человек не менее 3 километров в 2-трубном исчислении	+
Доля присоединенной тепловой нагрузки собственных теплопотребляющих установок не превышает 20 процентов общей тепловой нагрузки, присоединенной к принадлежащим им на праве собственности и (или) на ином законном основании тепловым сетям	+
Наличие организованной деятельности аварийно-диспетчерской службы, в том числе путем	+

Критерии отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к теплосетевым организациям	Наличие/отсутствие критерия (+/-)
заключения договора на оказание услуг с организацией, осуществляющей деятельность по аварийно-диспетчерскому обслуживанию, на срок не менее расчетного периода регулирования	
Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети "Интернет"	+

Дополнительно стоит отметить, что тепловые сети площадки Стройбаза ООО «ТСЗВ» выведены из эксплуатации (акт от 18 октября 2024 г.) в связи с физическим износом оборудования и невозможностью безопасного использования трубопроводов. Вывод из эксплуатации согласован ИКМО г. Набережные Челны (Письмо №03/2498 от 25.10.2024 в адрес ООО «ТСЗВ»).

По состоянию на 01.01.2025г. в работе остаются сети теплоснабжения ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» протяженностью 899,71 м (в двухтрубном исчислении). Они по своей протяженности (менее 3 км) не соответствуют критериям, позволяющим относить их владельца к теплосетевым организациям. В связи с этим на сегодняшний день ведется работа о передаче их теплосетевой организации в зоне деятельности ЕТО АО «Татэнерго».

1.3 Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения

Объекты теплоснабжения, находящиеся в государственной или муниципальной собственности и которые переданы ЕТО на основании договора аренды, договора безвозмездного пользования, договора доверительного управления имуществом, иных договоров, предусматривающих переход прав владения и (или) пользования в отношении государственного или муниципального имущества и (или) концессионного соглашения в зоне деятельности ЕТО АО «Татэнерго» отсутствуют.

1.4 Описание зон действия производственных источников тепловой энергии, а также котельных, не вошедших в зоны деятельности ЕТО

На территории города не функционируют промышленные (ведомственные) источники тепловой энергии, имеющие изолированные зоны действия и обеспечивающих потребности в тепле собственных объектов (не осуществляют регулируемую деятельность в области теплоснабжения).

1.5 Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны сформированы в сложившихся на территории города комплексах и районах с системой индивидуального теплоснабжения.

Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное отопление.

Согласно информации, полученной от исполкома Набережные Челны, учет числовых показателей общей площади жилых помещений, не оборудованных централизованным теплоснабжением (ГВС, отопление), не ведется.

Табл. 1.2 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район)

№ п/п	Наименование района, поселка	Количество домов	Количество жителей	Примечание
1	Элеваторная гора	683	1519	
2	Орловка	348	798	
3	Мироновка	28	89	
4	Красные Челны	255	625	
5	Рябинушка	454	1061	
6	Старые Челны	321	1118	
7	Сидоровка	349	828	кроме ул.Мелекесская
8	Суар	149	263	
9	Кумыс	23	64	
10	28 квартал	8	23	
11	Замелекесье	922	1736	кроме мкр. 20, 21, 22, 25, 26, 27
12	ул. Шамиля Усманова, д.3Е, д.3Б	2	828	крышные котельные ООО УК «ВМ-Сервис»
	ИТОГО	**3 542**	**8 952**	

Табл. 1.3 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)

№ п/п	Наименование района, поселка	Количество домов	Количество жителей	Примечание
1	66 мкр.	347	792	
2	67 мкр.	121	182	
3	67А мкр.	471	890	
4	68 мкр.	352	831	
5	68А мкр.	36	75	
6	64 мкр.	40	92	
7	50А мкр.	121	270	
8	71 мкр.	398	847	
9	70А мкр.	59	126	
	ИТОГО	**1 945,00**	**4 105,00**	

Табл. 1.4 Информация по жилым районам, с многоквартирными домами с использованием индивидуальных источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование района, поселка	Количество домов/квартир	Жилая площадь, м^2	Примечание
1	Замелекесье (Комсомольский район)	416	23382	поквартирное отопление
2	Элеваторная гора (Комсомольский район)	44	1730,6	поквартирное отопление /крышные котельные
3	ГЭС (Комсомольский район)	23	1128,8	поквартирное отопление
4	Тарловка (Комсомольский район)	56	1456,5	поквартирное отопление
5	Орловка (Комсомольский район)	13	642,4	поквартирное отопление
6	Новый город (Центральный район)	291	62510,4	поквартирное отопление
7	Чаллы Яр (Центральный район)	660	47005,6	поквартирное отопление /крышные котельные
8	22 мкр (Центральный район)	40	3069,8	поквартирное отопление
9	61 мкр (Автозаводский район)	158	11163,6	поквартирное отопление
10	67а мкр (Автозаводский район)	208	18606,8	поквартирное отопление
11	ул. Шамиля Усманова, д.3Е, д.3Б (Комсомольский район)	523	30590,3	крышные котельные ООО УК «ВМ-Сервис»
	ИТОГО	**2432**	**201286,8**	

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны представлены на Рис. 1.7.

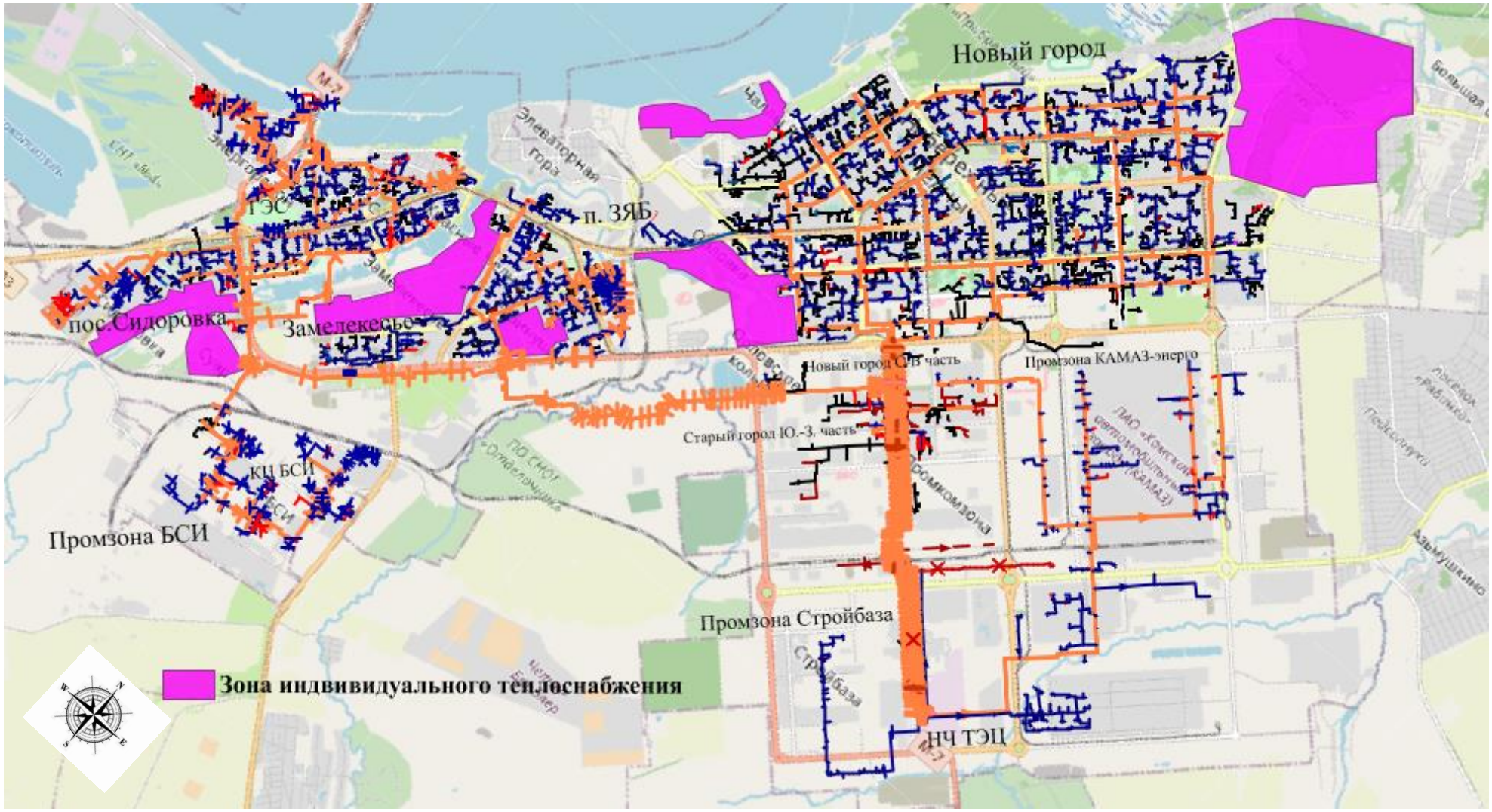


Рис. 1.7 Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны

1.6 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

В 2024 году изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны, отсутствуют.

Часть 2. Источники тепловой энергии

В настоящее время в городе существуют 2 источника централизованного теплоснабжения:

1. Набережночелнинская ТЭЦ.
2. Котельный цех БСИ.



Рис. 2.1 Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны

2.1 Источник комбинированной выработки

2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

2.1.1.1 - Набережночелнинская ТЭЦ

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в г. Набережные Челны осуществляется только на Набережночелнинской ТЭЦ – структурном подразделении АО «Татэнерго».

Набережночелнинская теплоэлектроцентраль одна из наиболее крупных в России, и самая крупная ТЭЦ АО «Татэнерго».

Установленная электрическая мощность Набережночелнинской ТЭЦ составляет 1180,0 МВт, установленная тепловая мощность 4092,0 Гкал/час. На станции установлено 11 турбин, 14 энергетических и 14 водогрейных котлов. Основным топливом для станции служит природный газ, резервным – мазут.

В состав основного оборудования входят энергетические котлоагрегаты, пиковые водогрейные котлы и турбоагрегаты.

Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.1.

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.2.

Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.3.

Технические характеристики редукционно-охладительной установки НчТЭЦ представлены в Табл. 2.4.

Табл. 2.1 Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Турбоагрегат	**Ст. №**	**Завод изготовитель**	**Год ввода**	**УЭМ, МВт**	**УТМ, Гкал/ч**			**Давление острого пара, кгс/см^2**	**Температура острого пара, град. °С**
					УТМ всего, Гкал/час	**Отопительных отборов**	**Промышленных отборов**		
ПТ-60-130/13	1	Ленинградский металлический завод	1973	60	139	86	53	130	555
ПТ-60-130/13	2	Ленинградский металлический завод	1973	60	139	86	53	130	555
Т-100-130-2	3	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-2	4	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-3	5	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	6	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	7	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1976	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	8	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1977	110	175	175	0	130	555
Р-50-130/13	9	Ленинградский металлический завод	1978	50	188	0	188	130	555
Т-175/210-130	10	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1984	175	270	270	0	130	555
Т-185/220-130	11	Турбомоторный завод, г. Екатеринбург	1988	185	280	280	0	130	555
Итого:				**1 180**	**2 052**	**1 758**	**294**		

Табл. 2.2 Технические характеристики энергетических котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Котлоагрегат	**Ст. N**	**Завод-изготовитель**	**Год ввода**	**Производительность, т/ч**	**Параметры острого пара**		**Вид сжигаемого топлива**	
					давление, кгс/см^2	**температура, °С**	**основное**	**резервное**
ТГМ-84Б	1	ТКЗ	1973	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	2	ТКЗ	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	3	ТКЗ	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	4	ТКЗ	1974	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	5	ТКЗ	1975	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	6	ТКЗ	1976	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	7	ТКЗ	1977	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	8	ТКЗ	1977	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	9	ТКЗ	1978	420	140	560	газ	мазут
ТГМ-84Б	10	ТКЗ	1980	420	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	11	Красный котельщик	1984	500	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	12	Красный котельщик	1986	500	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	13	Красный котельщик	1988	500	140	560	газ	мазут
ТГМЕ-464	14	Красный котельщик	1993	500	140	560	газ	мазут
ИТОГО				**6 200**				

Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Марка котла	**Ст. N**	**Год ввода**	**Производительность, Гкал/ч**	**Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА**	**Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА**	**Вид сжигаемого топлива**	
						основное	**резервное**
ПТВМ-100	1	1971	100	104	150	газ	мазут
ПТВМ-100	2	1971	100	104	150	газ	мазут
ПТВМ-100	3	1971	100	104	150	газ	мазут
ПТВМ-100	4	1972	100	104	150	газ	мазут
ПТВМ-100	5	1972	100	104	150	газ	мазут
ПТВМ-100	6	1972	100	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	7	1975	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	8	1976	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	9	1977	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	10	1980	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	11	1980	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	12	1981	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	13	1981	180	104	150	газ	мазут
ПТВМ-180	14	1981	180	104	150	газ	мазут
ИТОГО			**2 040**				

Табл. 2.4 Технические характеристики редукционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	1994
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№2	150	1976
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№3	30	1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№4	30	1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№5	57	1977
БРОУ 140/13 ст. №1	250	1994
БРОУ 140/13 ст. №2	250	1994
БРОУ 140/13 ст. №3	150	1976
БРОУ 140/13 ст. №4	150	1999
БРОУ 140/13 ст. №5	250	1993
БРОУ 140/13 ст. №6	250	1993
БРОУ 140/13 ст. №7	250	1993

2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

2.1.2.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В табл. 2.5 представлены сведения по установленной и располагаемой тепловой мощности НчТЭЦ (ретроспективный период).

Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность (ретроспективный период) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2020	1180	1180	4092	2052
2021	1180	1180	4092	2052
2022	1180	1180	4092	2052
2023	1180	1180	4092	2052
2024	1180	1180	4092	2052

2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

2.1.3.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Ограничения установленной тепловой мощности на источнике НчТЭЦ приведены в Табл. 2.6.

2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

2.1.4.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В Табл. 2.6 представлены сведения по установленной, располагаемой тепловой мощности, ограничениям тепловой мощности, потреблению тепловой мощности на собственные нужды, тепловой мощности нетто по источнику НчТЭЦ.

Табл. 2.6 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2020	2052	2040	4092	0	4092	0,9	4091,1
2021	2052	2040	4092	0	4092	1,0	4091,0
2022	2052	2040	4092	0	4092	0,9	4091,1
2023	2052	2040	4092	0	4092	0,8	4091,2
2024	2052	2040	4092	0	4092	0,9	4091,2

2.1.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске в эксплуатацию после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

2.1.5.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Набережночелнинская ТЭЦ на основании Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» начала проводить экспертизу промышленной безопасности (ЭПБ) на котельных агрегатах (назначенный ресурс).

В заключении ЭПБ указывается, что котёл допущен к дальнейшей эксплуатации до определенного срока. Срок выражается:

1. до числа месяца года (пример, 28.12.2024г), в таблицах это столбец «Год достижения назначенного ресурса»;
2. до назначенной наработки в часах (пример, 249783ч), в таблицах это столбец «Назначенный ресурс в часах».

За период с 2013 года, с начала действия статьи 7 федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ некоторые котлы прошли 2 или 1 экспертизы, в таблицах это столбец «Количество продлений».

В заключениях ЭПБ после 2020 года, по решению Ростехнадзора, срок выражается только до числа месяца года, что отражается в столбце «Назначенный ресурс в часах» прочерком.

Для всех котлов Набережночелнинской ТЭЦ установлен также основной парковый ресурс (300000 часов) по парковому ресурсу барабанов котлов.

Описание эксплуатационных показателей основного оборудования источника комбинированной выработки сведены в Табл. 2.7, Табл. 2.8, Табл. 2.9.

Все теплофикационные агрегаты Набережночелнинской ТЭЦ отобраны по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2024 год.

В Табл. 2.10 приведены данные по итогам конкурентного отбора мощности теплофикационных агрегатов Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 2.7 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Ст. №	**Тип котлоагрегата**	**Год ввода в эксплуатацию**	**Парковый ресурс, час.**	**Наработка на конец 2024 года, час.**	**Год достижения паркового ресурса**	**Назначенный ресурс, час.**	**Количество продлений**	**Год достижения назначенного ресурса**
1	ТГМ-84Б	1973	300 000	259 161	2039	294 745	2	2027
2	ТГМ-84Б	1974	300 000	264 627	2034	295 144	2	2027
3	ТГМ-84Б	1974	300 000	276 438	2032	-	2	2032
4	ТГМ-84Б	1974	300 000	264 640	2033	305 157	2	2030
5	ТГМ-84Б	1975	300 000	267 872	2032	305 157	2	2030
6	ТГМ-84Б	1976	300 000	266 444	2031	-	2	2029
7	ТГМ-84Б	1977	300 000	264 266	2031	-	2	2028
8	ТГМ-84Б	1977	300 000	240 480	2034	278 160	2	2030
9	ТГМ-84Б	1978	300 000	230 004	2037	252 984	2	2027
10	ТГМ-84Б	1980	300 000	187 339	2058	-	2	2032
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	171 344	2049	-	2	2032
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	177 108	2047	-	1	2031
13	ТГМЕ-464	1988	300 000	158 483	2052	-	2	2033
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	79 458	2095	-	1	2031

Табл. 2.8 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Ст. №	**Тип турбоагрегата**	**Год ввода в эксплуатацию**	**Парковый ресурс, час.**	**Наработка на конец 2024 года, час.**	**Нормативное количество пусков**	**Количество пусков**	**Год достижения паркового ресурса**	**Назначенный ресурс, час.**	**Количество продлений**	**Год достижения назначенного ресурса**
1	ПТ-60-130/13	1973	220 000	302 707	295	323	2005	337 647	3	2035
2	ПТ-60-130/13	1973	220 000	300 354	252	281	2005	347 098	3	2045
3	Т-100-130-2	1974	220 000	285 804	263	292	2007	334 996	2	2032
4	Т-100-130-2	1974	220 000	271 367	262	294	2010	296 479	2	2029
5	Т-100-130-3	1975	220 000	283 840	280	314	2009	308 000	2	2030
6	Т-100-130-3	1975	220 000	287 968	287	317	2006	327 845	3	2034
7	Т-100-130-3	1976	220 000	292 448	289	321	2009	302 462	2	2026
8	Т-100-130-3	1977	220 000	260 743	292	312	2015	269 936	1	2026
9	Р-50-130/13	1978	220 000	240 071	200	222	2022	273 297	1	2030
10	Т-175/210-130	1984	220 000	170 403	157	190	2028	220 000	-	2038
11	Т-185/220-130	1988	220 000	171 047	169	210	2032	220 000	-	2035

* Парковый ресурс Ст.№10, 11 турбоагрегатов составляет 220000 час наработка на конец 2024 года составляет 170403 и 171047 час соответственно, парковый ресурс будет достигнут в 28 и 32 году, соответственно графа количество продлений не заполнена

Табл. 2.9 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Ст. №	**Тип котла**	**Год ввода в эксплуатацию**	**Парковый ресурс, час.**	**Наработка на конец 2024 года, час.**	**Год достижения паркового ресурса**	**Назначенный ресурс, лет**	**Количество продлений**	**Год достижения назначенного ресурса**
1	ПТВМ-100	1971	25 лет	39 471	1996	4 года	6	2028
2	ПТВМ-100	1971	25 лет	41 770	1996	4 года	6	2028
3	ПТВМ-100	1971	25 лет	35 669	1996	4 года	6	2028
4	ПТВМ-100	1972	25 лет	32 717	2036	4 года	6	2028
5	ПТВМ-100	1972	25 лет	35 499	1997	4 года	6	2028
6	ПТВМ-100	1972	25 лет	23 228	1997	4 года	6	2028
7	ПТВМ-180	1975	25 лет	15 452	2000	4 года	5	2029
8	ПТВМ-180	1976	25 лет	16 638	2001	4 года	5	2029
9	ПТВМ-180	1977	25 лет	16 266	2002	4 года	5	2029
10	ПТВМ-180	1980	25 лет	7 530	2005	на консервации	1	-
11	ПТВМ-180	1980	25 лет	12 809	2005	4 года	5	2028
12	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 516	2006	4 года	5	2028
13	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 352	2006	4 года	5	2029
14	ПТВМ-180	1981	25 лет	19 000	2006	4 года	5	2029

Табл. 2.10 Помесячные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ, источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Турбоагрегат	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
ЕГО: 68651401 - ТГ-1	60	60	60	50,1	46,4	64,6	67	69	37,4	41,4	60	60
ЕГО: 68651402 - ТГ-2	60	60	60	56,8	49,6	45,6	43,1	45,4	51,2	57	60	60
ЕГО: 68651403 - ТГ-3	105	105	105	102	78,6	92,8	85,1	72,2	79,7	92,8	105	105
ЕГО: 68651404 - ТГ-4	105	105	105	102	78,7	92,8	85,1	72,6	79,7	92,8	105	105
ЕГО: 68651405 - ТГ-5	110	110	110	106,1	79	73,5	70,5	102,7	101,8	108,4	110	110
ЕГО: 68651406 - ТГ-6	110	110	110	106,1	94,1	73,5	70,5	74,6	96,9	94,7	110	110
ЕГО: 68651407 - ТГ-7	110	110	110	106,9	79	73,5	71,6	74,6	80,6	108,4	110	110
ЕГО: 68651408 - ТГ-8	110	110	110	106,9	79,2	73,5	71,6	74,6	80,6	108,4	110	110
ЕГО: 68651409 - ТГ-9	50	50	50	27	17	0	0	0	17	26	50	50
ЕГО: 68651410 - ТГ-10	175	175	175	153,7	134,3	123,9	120,4	123,7	134,2	154,1	175	175
ЕГО: 68651411 - ТГ-11	185	185	185	181,7	169,1	126,2	122,5	126	136,1	181,7	185	185
Итого	**1180,0**	**1180,0**	**1180,0**	**1099,3**	**905,0**	**839,9**	**807,4**	**835,4**	**895,2**	**1065,7**	**1180,0**	**1180,0**

2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

2.1.6.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Тепловая схема ТЭЦ является одной из основных схем электростанции и определяет уровень ее технического совершенства и тепловую экономичность. Схема дает представление о типе и принципе действия электростанции, характеризует сущность основного технологического процесса преобразования потенциальной энергии пара в тепловую и электрическую энергию на паросиловых установках.

1.1. НЧТЭЦ расположена в юго-восточной части промышленной зоны города Набережные Челны.

Установленная электрическая мощность НЧТЭЦ 1180 МВт, номинальная тепловая мощность ТЭЦ - 4092 Гкал/ч, в том числе:

- тепловая мощность отборов турбин 2052 Гкал/ч;
- пиковых водогрейных котлов ПТВМ-100 – 600 Гкал/ч;
- пиковых водогрейных котлов ПТВМ-180 – 1440 Гкал/ч.

1.2. Первая очередь ТЭЦ введена в эксплуатацию в период 1971-79гг. Вторая очередь ТЭЦ введена в эксплуатацию в период 1979-89 гг.

Для покрытия тепловых и электрических нагрузок на НЧТЭЦ установлено следующее основное оборудование:

-десять энергетических котлов типа ТГМ-84 «Б» ст.№-10;
-четыре энергетических котла типа ТГМЕ-464 ст.№11-14;
-два турбоагрегата с турбинами типа ПТ-60-130/13 ст.№1,2;
-два турбоагрегата с турбинами типа Т-100/120-130-2 ст.№3,4;
-четыре турбоагрегата с турбинами типа Т-100/120-130-3 ст.№5,6,7,8;
-один турбоагрегат с турбиной типа Р-50-130/13;
-один турбоагрегат с турбиной типа Т-175/210-130;
-один турбоагрегат с турбиной типа Т-185/220-130;
-шесть водогрейных котлов типа ПТВМ-100 ст.№1-6;
-восемь водогрейных котлов типа ПТВМ-180 ст.№7-14.

1.3. Энергетические котлы ст.№1-14 и турбоагрегаты ст.№1-11 имеют поперечные связи по пару 140 кгс/см^2 и питательной воде. Поперечные связи по пару разделены на 7 секций, а по питательной воде - на 8 секций. Предусмотрен растопочный коллектор энергетических котлов. На растопочном коллекторе установлены две РОУ 140/1,2 кгс/см^2.

Пар с производственных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№1,2 и Р-50-130/13 ст.№9 направляется в коллектора пара 13 кгс/см^2. Для резервирования производственных отборов предусмотрены семь БРОУ-140/13 кгс/см^2.

Потребителями пара 13 кгс/см^2 являются:

-заводы КАМАЗ;
-в пиковом режиме при нагреве сетевой воды после ПСГ-2 до максимальной температуры по графику теплосети пиковые бойлерные (ПБ) ст.№10, ст.№11, ст.№12;
-деаэраторы высокого давления ст.№1-13;
-топливный цех станции - мазутное хозяйство;
-баки-аккумуляторы подпиточной воды;
-склад реагентов ХЦ;
-калориферы котлов.

Пар с теплофикационных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№1,2 направляется в коллектор пара 1,2 кгс/см^2. Для резервирования теплофикационных отборов предусмотрены три РОУ-13/1,2 кгс/см^2 ст.№3, 4, 5.

Потребителями пара 1,2 кгс/см^2 являются:

-подогреватели химочищенной и хозпитьевой воды (ПХОВ и ПХПВ);
-подогреватели добавочной воды;
-деаэраторы низкого давления ст.№1-3.

1.4. Набережночелнинская ТЭЦ построена по проекту Львов ТЭП для электро и теплоснабжения завода КамАЗ и города Набережные Челны.

Теплоснабжение завода разделено на три самостоятельных потребителя.

Это подающие и обратные трубопроводы заводов РИЗ, ЗРД.

Теплоснабжение города производится по трем напорным трубопроводам и трем обратным трубопроводам. Все обратные трубопроводы на ТЭЦ соединены между собой перемычками.

Обратная сетевая вода с заводов насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ-7,8, а затем насосами второго подъема подается в пиковую котельную №2.

В пиковой котельной №2 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-180 ст.№7-10 и далее в подающие трубопроводы РИЗ.

Обратная сетевая вода из города насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ-3,4,5,6, а затем насосами второго подъема подается по трем напорным трубопроводам в пиковую котельную №1.

В пиковой котельной №1 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-100 ст.№1-6 и далее в два подающие трубопровода Н.Город-1,2.

Обратная сетевая вода из города насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ-10,11, а затем насосами второго подъема подается по двум напорным трубопроводам в пиковую котельную №3. В пиковой котельной №3 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-180 ст.№11-14 и далее в два подающие трубопровода Н.Город-3.

Кроме этого, в пиковой котельной №3 смонтированы два подающих трубопровода для резервного теплоснабжения заводов РИЗ, которые соединены с подающими трубопроводами пиковой котельной №2.

Схема теплоснабжения заводов и города позволяет подавать сетевую воду помимо водогрейных котлов и насосов третьего подъема.

Обратная (или после ПСГ ТГ-10, 11) сетевая вода насосами НТВ подается в ПБ ст.№10,11 и далее в трубопровод греющей воды на вакуумные деаэраторы подпитки теплосети.

1.5. В теплофикационной схеме НЧ ТЭЦ задействовано следующее оборудование:

-шестнадцать подогревателей сетевой воды горизонтальных (ПСГ) турбоагрегатов ст.№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11;

-три пиковых бойлера (ПБ) ст.№10 (два пароводяных+один водоводяной);

-четыре пиковых бойлера (ПБ) ст.№11(три пароводяных+один водоводяной);

-шесть пиковых бойлеров (ПБ) ст.№ 12 (четыре пароводяных+два водоводяных);

-четырнадцать водогрейных котлов (шесть ПТВМ-100, восемь ПТВМ-180).

1.6. В настоящее время тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, а также на горячее водоснабжение покрываются подогревателями сетевой воды (ПСГ-1, 2) турбоагрегатов ст.№3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11. Пиковые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения покрываются бойлерными ст.№10, 11, 12 и водогрейными котлами.

Пиковые бойлерные №10, 11, 12 были предназначены для подогрева сетевой воды параллельно турбинам с обратки. Для снижения удельных расходов топлива, с сокращением отпуска тепла с паром производственного отбора смонтирована схема подачи сетевой воды на ПБ после ПСГ ТГ-10, 11. Подача сетевой воды на город после ПБ осуществляется помимо ПК-3.

1.7. Для восполнения потерь в тепловых сетях предусмотрена схема подпитки теплосети. Вода питьевого качества после подогрева на ПХПВ до 30-35 ^{O}С подается на ХВО. После умягчения по трубопроводу ∅820 мм подпиточная вода подается в вакуумные деаэраторы. После деаэраторов вода за счет гидростатического напора подается в аккумуляторные баки ст.№ 2-4 (баки №1, 5-10 выведены в резерв). Вода из баков-аккумуляторов по двум коллекторам подается во всасывающий коллектор подпиточных насосов.

После подпиточных насосов вода через распределительный узел подается на подпитку теплосети в трубопроводы обратной сетевой воды.

1.8. Схема теплоснабжения города и заводов КамАЗа разделена из-за разного давления в теплосети. На город задействована схема через пиковые котельные №1 (ПТВМ-100 ст.№1-6) и пиковую котельную №3 (ПТВМ-180 ст.№10-14); на заводы – через пиковую котельную №2 (ПТВМ-180ст.№7-10)

1.9. Теплоснабжение от ТЭЦ происходит в Новый город по западному тепловому выводу по трем магистралям в 4 нитки в 1, 2 и 3 очередь (на 3 очереди 2 нитки). На заводы отпуск тепловой энергии производится от восточн. вывода №1 и западного вывода №3.

1.10. В городе Набережные Челны до 2006 г. существовали две систем теплоснабжения:

1) Юго-Западная часть города (жилые районы ГЭС, Сидоровка) обеспечивалась теплом от котельного цеха БСИ НЧ ТЭЦ с закрытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения;

2) Северо - Восточная часть города (Новый город) обеспечивается теплом от Набережно-Челнинской ТЭЦ.

В 2006-2008 году выполнены работы по объединению двух существующих систем теплоснабжения города в единую систему, обеспечиваемую тепловой энергией весь город Набережные Челны – выполнена перемычка 2 × Ø1000 мм между камерой переключения магистральных Набережночелнинских тепловых сетей и подземной насосной станции (ПНС) жилого района «ЗЯБ» протяженностью 6,3 км. При этом объединении из работы выведен ряд малоэффективных котельных Юго-Западной части города. Начиная с 2009 года в городе Набережные Челны введен единый тариф на услуги теплоснабжения. Дефицит тепловой энергии в Юго-Западной части города покрывается котельным цехом БСИ Набережночелнинской ТЭЦ.

При этом значительно снижена социальная напряженность в городе, увеличена загрузка мощностей Набережночелнинской ТЭЦ и, соответственно, повышена её эффективность.

Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

N п/п	**Станционный номер**	**Тип**	**Завод-изготовитель**	**Год ввода в эксплуатацию**
1	3ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1974
2	3ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1974
3	4ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1974
4	4ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1974
5	5ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1975
6	5ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1975
7	6ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1976
8	6ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1976
9	7ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1976
10	7ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1976
11	8ПСГ-1	ПСГ-2300-2-8-I	УТМЗ	1977
12	8ПСГ-2	ПСГ-2300-3-8-II	УТМЗ	1977
13	10ПСГ-1	ПСГ-5000-2,5-8П	УТМЗ	1984
14	10ПСГ-2	ПСГ-5000-3,5-8П	УТМЗ	1984
15	11ПСГ-1	ПСГ-5000-2,5-8П	УТМЗ	1988
16	11ПСГ-2	ПСГ-5000-3,5-8П	УТМЗ	1988

Табл. 2.12 Характеристики теплообменников теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСГ-2300-3-8-II	87,5(100)	3500
ПСГ-2300-2-8-I	87,5(100)	3500
ПСГ-5000-3,5-8П	135(155)	6000
ПСГ-5000-2,5-8П	135(155)	6000
Пиковые бойлеры		
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500
ПСВ-500-14-23	60	1500

Примечание: на турбоагрегатах типа Т-105/120-130 и Т-110/120-130 теплообменники ПСГ-2300-2-8-I и ПСГ-2300-3-8-II; на турбоагрегатах типа Т-175/210-130 и Т-185-220-130 теплообменники ПСГ-5000-2,5-8П и ПСГ-5000-3,5-8П; ПСВ-500-14-23 от отборов турбоагрегатов ПТ- 60-130/13 и Р-50-13-13.

Табл. 2.13 Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор, м.в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос	СЭ-1250-140	1250	60	630	1
Сетевой насос	СЭ-1250-140	1250	60	630	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	70	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	70	500	1
Сетевой насос	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1
Сетевой насос	СЭ-5000-70	5000	60	1250	1
Сетевой насос	СЭ-5000-70	5000	180	1250	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	180	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Сетевой насос	СЭ-2500-180-10	2500	180	1600	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, $м^3/ч$	Напор, м.в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-5000-70	5000	70	1250	1
Подпорный насос сетевой воды	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос сетевой воды ПБ-10,11	КРНЛ-300-660/40А	1250	140	710	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-70М	630	70	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-70М	630	70	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	KRHA-400-500-40A-01	710	60	710	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	630	60	630	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1
Насос 3-его подъема теплосети	СЭ-2500-60	500	60	500	1

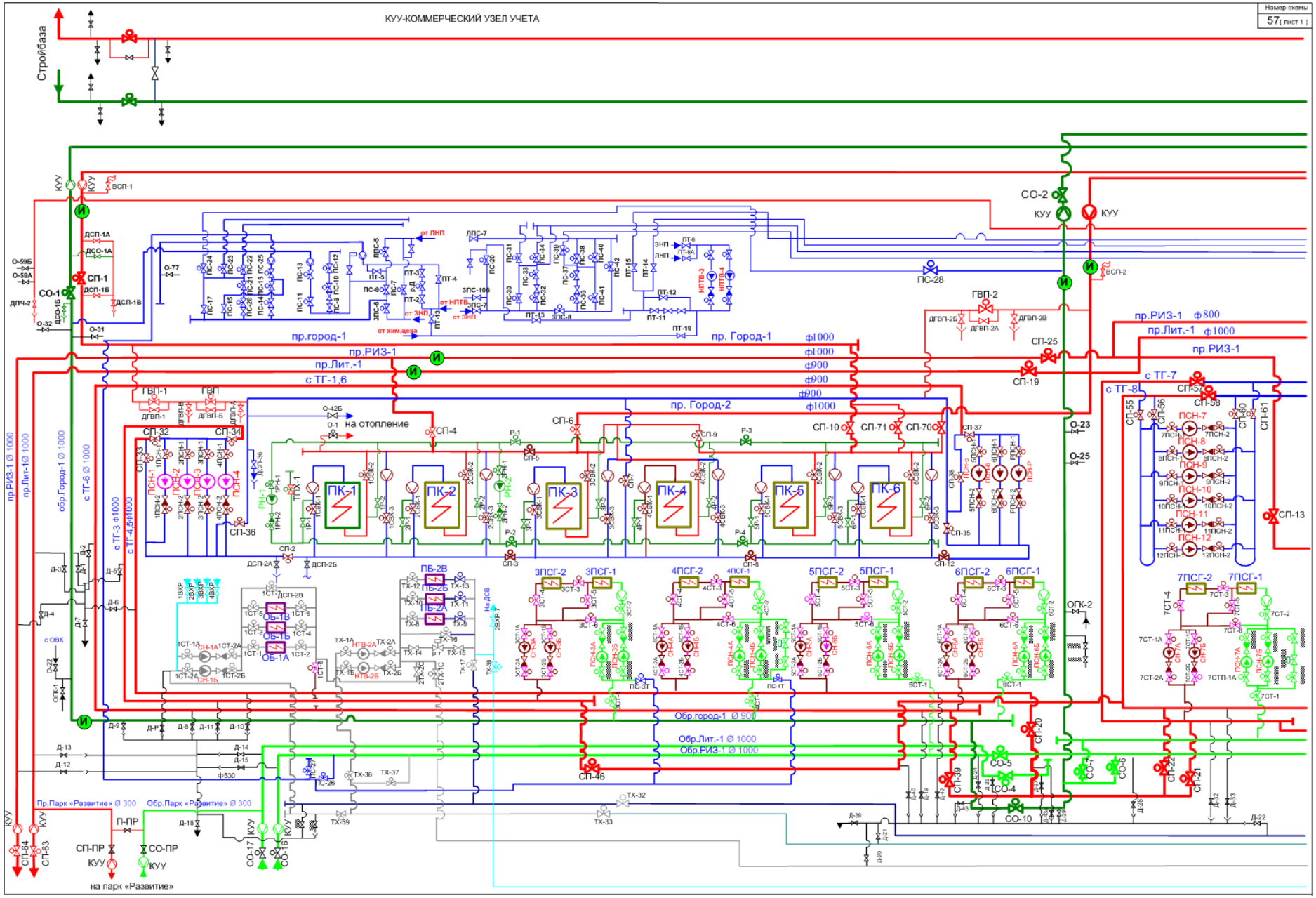


Рис. 2.2 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ (часть 1)

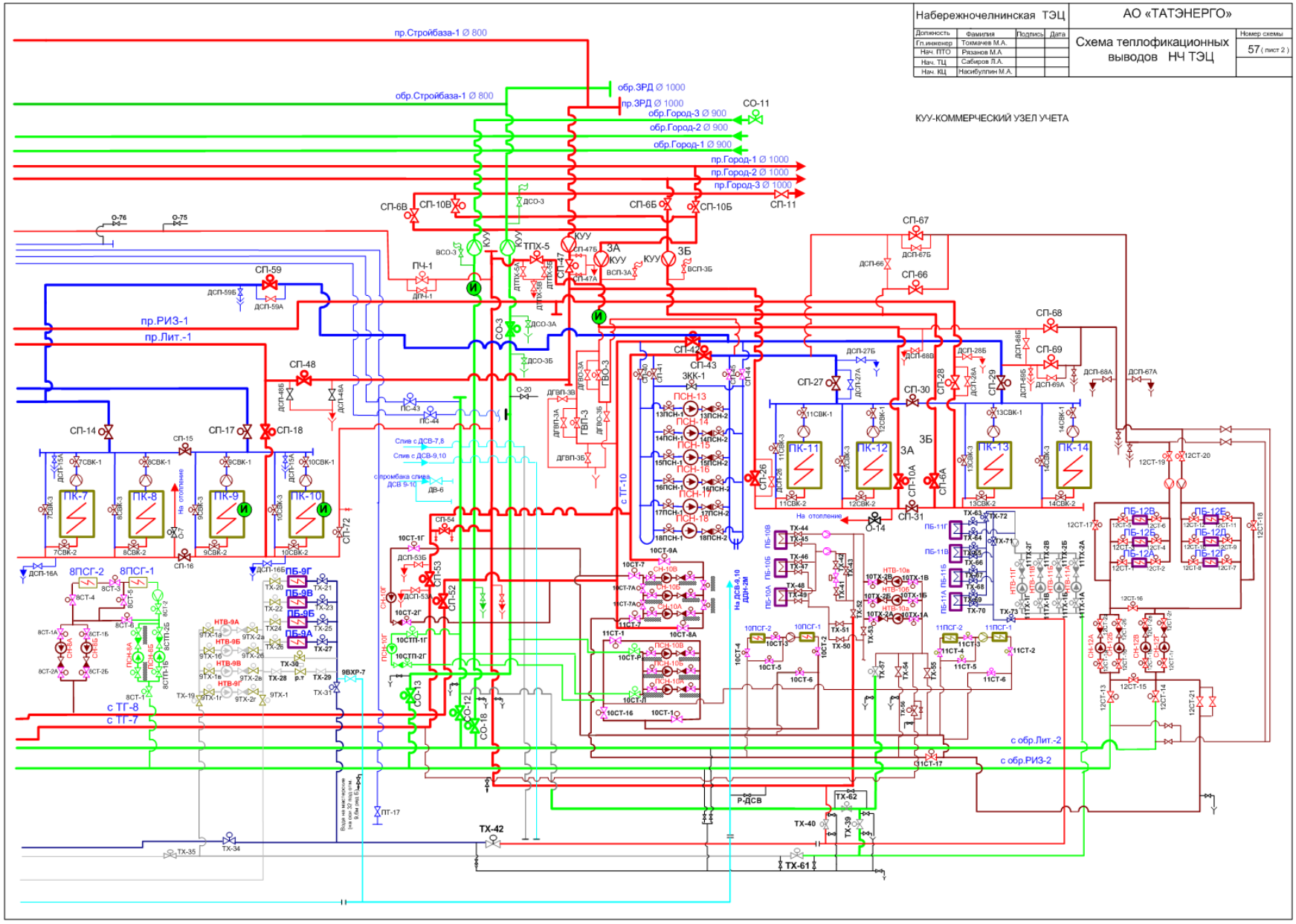


Рис. 2.3 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ (часть 2)

2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

В настоящее время регулирование тепловой нагрузки потребителя осуществляется качественно-количественным методом.

Технический проект системы теплоснабжения Северо – Восточной части города Набережные Челны выполнен ЦНИИЭП инженерного оборудования г. Москва в 1974 г. Согласно проекту, тепловая энергия должна транспортироваться тремя тепловыми магистралями 2ø1000мм по температурному графику 150/70°С.

Между магистральными трубопроводами в черте города выполнены перемычки для резервирования. Для обеспечения оптимальных гидравлических режимов построены насосные станции на обратных трубопроводах. На отопительный сезон 2023 – 2024 гг. Исполнительным Комитетом утвержден температурный график работы системы теплоснабжения 150/70 ºС с верхней срезкой 114ºС. Верхняя срезка температурного графика обусловлена техническим состоянием внутренних систем теплопотребления потребителей. Недостаток тепловой энергии, обусловленный срезкой температурного графика, в настоящее время компенсируется увеличением расходов сетевой воды с Набережночелнинской ТЭЦ.

График для потребителей 110/70 ºС из расчёта удаленности ТЭЦ от города в котором при отпуске с ТЭЦ при температурном графике 114/64 ºС на подаче теряется 4 ºС за счёт тепловых потерь через изоляцию.

Системы теплоснабжения г. Набережные Челны запроектированы с качественно-количественным регулированием отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70°С, выбранного во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 70-х годах прошлого века и действовал до окончания отопительного периода 2015/2016, но со срезкой на 109°С. Данная срезка обоснована не полной обеспеченностью потребителей индивидуальными тепловыми пунктами с автоматическими узлами регулирования и наличием в их системах отопления оборудования, которое не может работать с более высокими температурами.

Необходимо отметить, что развитие города в конце 80-х годов привело к возникновению значительных проблем в системе теплоснабжения. Особенностью системы теплоснабжения являлся открытый водоразбор сетевой воды на нужды горячего водоснабжения в Северо-западной части города, получающей тепловую энергию от Набережночелнинской ТЭЦ. Был период, когда мощности системы химводоподготовки Набережночелнинской ТЭЦ не могли покрыть возросшие потребности города в горячем водоснабжении при пиковых нагрузках, и тогда, для обеспечения стабильного режима теплоснабжения, энергетики были вынуждены осуществлять подпитку системы водой, не прошедшей через установки умягчения воды.

Это привело к интенсивной коррозии систем теплоснабжения зданий и к зарастанию внутренних поверхностей трубопроводов отопительных систем.

Согласно справке “Татгосэнергонадзора”, в 2001 году зарастание внутренних поверхностей трубопроводов отопительных систем составляет для зданий со сроком службы до 10 лет (пробные вырезки участков стояков 13 – 14 комплексов) более 60%, а по зданиям первых лет застройки Нового города более 80%.

Из-за увеличения местных сопротивлений внутренней разводки отопительных систем и превышении значений более 2 м.вод.ст. элеваторные узлы смешения начинают работать в перемычку и жилищные организации вынуждены устанавливать заглушки на линиях подмеса. Так при проверке в 2001г. 1528 элеваторных узлов (из 3677 установленных в северо-восточной части города), выявлено, что в рабочем состоянии находятся только 127 единиц, т.е. 8,3 %.

Многие здания, для обеспечения приемлемого теплового режима внутренних помещений, вынуждены просто поставить на «слив». При этом ночная подпитка в зимние месяцы при норме в 1050 м^3/час составляла 3800 и более м^3/час, в пересчете на 1 человека более 500 л/сутки.

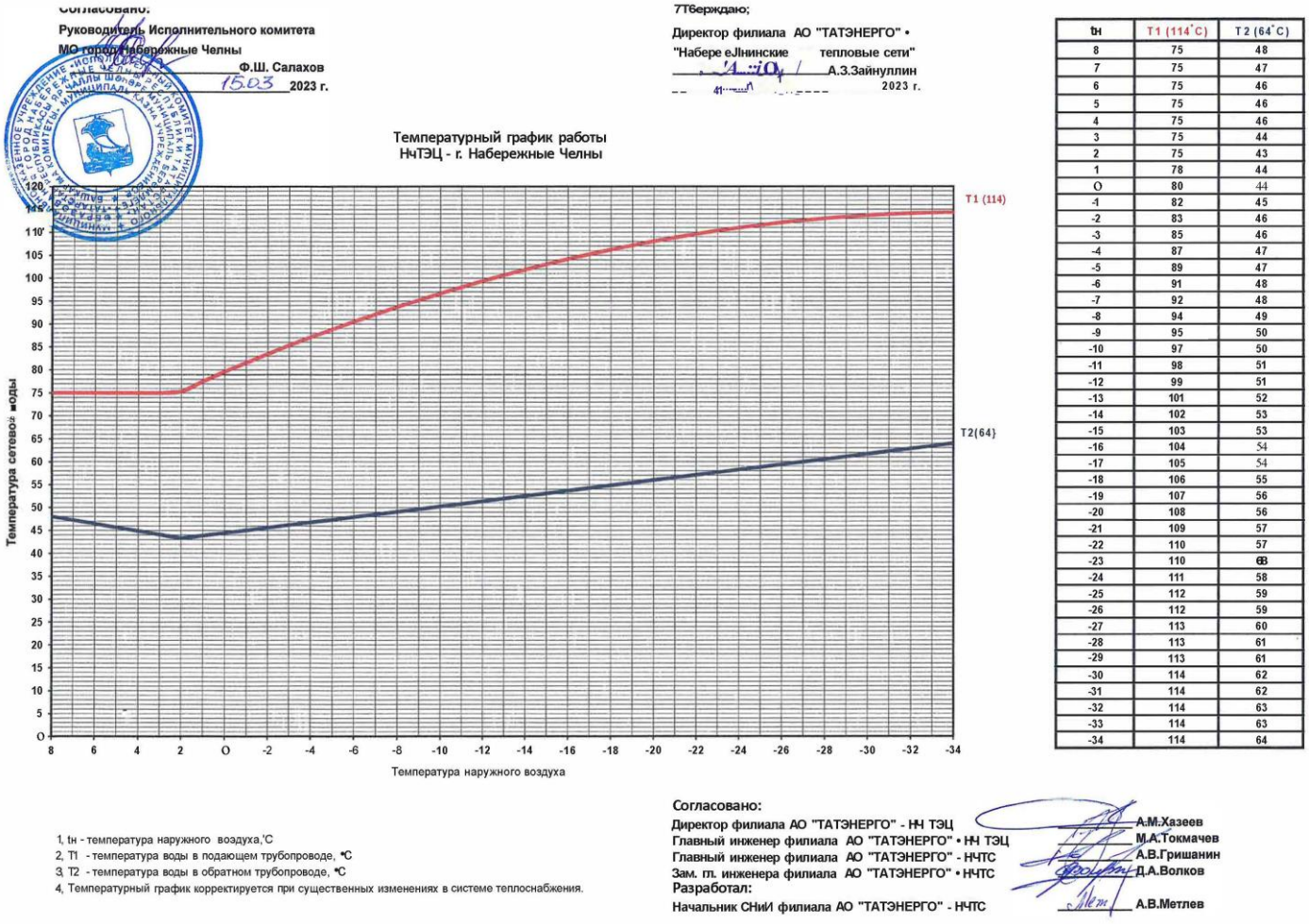
Все вышеперечисленное привело к тому, что с 1997 года температурный режим работы тепловых сетей для обеспечения безопасности потребителей был установлен 150 – 70°С с верхней срезкой 105°С (точка излома при $t_{нар}$ = - 12°С). В таком режиме тепловые сети эксплуатировались до начала внедрения систем погодного регулирования (автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов – АИТП) с 2004 года, и полученные результаты позволяли сделать вывод, что использование данной технологии позволяет решить многие проблемы, возникающие как в системах отопления жилых домов, так и системах теплоснабжения. По мере внедрения АИТП температурный режим отпуска тепловой энергии планомерно повышался.

По состоянию на 01.01.2025 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения закончен в 2022 году.

Табл. 2.14 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника

Температурный график				
Температура наружного воздуха,	**Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,**	**Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,**	**Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе**	**Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе**
°С	**°С**	**°С**	**т/час**	**т/час**
8	75	48	12065	11874
7	75	47	12893	12893
6	75	46	13911	13911
5	75	46	12704	12704
4	75	45	13044	13044
3	75	44	15024	15024
2	75	43	13625	13625
1	78	44	13744	13744
0	80	44	13445	13445
-1	82	45	14020	14020
-2	83	46	14199	14199
-3	85	46	15038	15038
-4	87	47	14279	14279
-5	89	47	14118	14118
-6	91	48	14409	14409
-7	92	48	14492	14492
-8	94	49	14941	14941
-9	95	50	15557	15557
-10	97	50	14900	14900
-11	98	51	15492	15492
-12	99	51	15632	15632
-13	101	52	15772	15772
-14	102	53	16239	16239
-15	103	53	16277	16277
-16	104	54	16249	16249
-17	105	54	16906	16906

Температурный график				
Температура наружного воздуха,	**Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,**	**Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,**	**Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе**	**Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе**
-18	106	55	17355	17355
-19	107	55	17453	17453
-20	108	56	17884	17884
-21	109	57	18316	18316
-22	110	57	18394	18394
-23	110	58	19180	19180
-24	111	58	19242	19242
-25	112	59	19665	19665
-26	112	59	20089	20089
-27	113	60	20547	20433
-28	113	61	20462	20348
-29	113	62	20765	20650
-30	114	63	20667	20551
-31	114	64	21020	20905



tн	T1 (114°C)	T2 (64°C)
8	75	48
7	75	47
6	75	46
5	75	46
4	75	46
3	75	44
2	75	43
1	78	44
0	80	44
-1	82	45
-2	83	46
-3	85	46
-4	87	47
-5	89	47
-6	91	48
-7	92	48
-8	94	49
-9	95	50
-10	97	50
-11	98	51
-12	99	51
-13	101	52
-14	102	53
-15	103	53
-16	104	54
-17	105	54
-18	106	55
-19	107	56
-20	108	56
-21	109	57
-22	110	57
-23	110	58
-24	111	58
-25	112	59
-26	112	59
-27	113	60
-28	113	61
-29	113	61
-30	114	62
-31	114	62
-32	114	63
-33	114	63
-34	114	64

Рис. 2.4 Утвержденный температурный график Набережночелнинской ТЭЦ

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на 0,5°С на каждый 1 м/с скорости ветра более 6 м/с.

В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°С. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах 42-58°С.

Набережночелнинская ТЭЦ имеет 5 отдельных тепловода (РИЗ-1, ООО «ТСЗВ) – ЗРД, и тепловоды №100 -2d1020 мм, тепловод №200 – 2d1220 мм, тепловод №300 – 2d1020 мм – обеспечивающие теплоснабжение города), и учет расходов теплоносителя по подающим и обратным тепловодам осуществляется раздельно.

Температурный график таблицы 2.15 относится ко всем выводам, нормативный расход теплоносителя представлен по 3 выводам (тепловоды №100 -2d1020 мм, тепловод №200 – 2d1220 мм, тепловод №300 – 2d1020 мм) – обеспечивающие теплоснабжение города.

Для потребителей тепловой энергии от Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ разработан и утвержден так же единый график отпуска тепловой энергии в точке измерения тепловой энергии. Точка измерения, отпущенной потребителю тепловой энергии, для которой утвержден температурный график находится на границе раздела между НЧТЭЦ и НЧТС. Система теплоснабжения – закрытая.

Приготовление горячей воды для систем горячего водоснабжения осуществляется на теплообменном оборудовании потребителей тепловой энергии и, соответственно, теплоноситель, используемый для подогрева хоз. питьевой водя для ГВС имеет, но вводе те же параметры, что и для систем отопления. Это привело к интенсивной коррозии систем теплоснабжения зданий и к зарастанию внутренних поверхностей трубопроводов системы теплоснабжения в целом

Табл. 2.15 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения, отпущенной потребителю тепловой энергии

Температура наружного воздуха, ^{0}С	**Параметры теплоносителя на вводе и выходе систем отопления**			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, ^{0}С	**Температура теплоносителя на выходе систем отопления, ^{0}С**	**Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, ^{0}С**	**Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, ^{0}С**
-31	110	68	110	68
-30	110	67	110	67
-29	109	67	109	67
-28	109	66	109	66
-27	108	65	108	65
-26	108	65	108	65
-25	107	64	107	64
-24	107	64	107	64
-23	106	63	106	63
-22	105	62	105	62
-21	105	62	105	62
-20	104	61	104	61
-19	103	60	103	60
-18	102	60	102	60
-17	101	59	101	59
-16	100	58	100	58
-15	99	58	99	58
-14	98	57	98	57
-13	96	56	96	56
-12	95	56	95	56
-11	94	55	94	55

Температура наружного воздуха, ^{0}C	Параметры теплоносителя на вводе и выходе систем отопления			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, ^{0}C	Температура теплоносителя на выходе систем отопления, ^{0}C	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, ^{0}C	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, ^{0}C
-10	92	54	92	54
-9	91	53	91	53
-8	90	52	90	52
-7	88	52	88	52
-6	86	51	86	51
-5	85	50	85	50
-4	83	49	83	49
-3	81	48	81	48
-2	79	48	79	48
-1	77	47	77	47
0	75	46	75	46
1	73	45	73	45
2	70	43	70	43
3	70	45	70	45
4	70	46	70	46
5	70	48	70	48
6	70	49	70	49
7	70	51	70	51
8	70	52	70	52

2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки

2.1.8.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В Табл. 2.16 представлены сведения по среднегодовой загрузки оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности по годам ретроспективного периода).

Табл. 2.16 Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2020	11,42	29,96
2021	13,07	36,37
2022	12,87	35,05
2023	12,45	34,67
2024	12,99	38,43

2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

2.1.9.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Набережночелнинская ТЭЦ оборудована комплексом технических средств измерений, позволяющих учитывать потоки основных энергоресурсов для коммерческого и технологического учета в полном объеме.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от Набережночелнинской ТЭЦ ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии (АСКУТЭ). В состав комплекса программно-технических средств АСКУТЭ входят:

1. Измерительные системы учета тепловой энергии на НЧТЭЦ, реализованные на базе измерительных комплексов «Взлёт ИИС», которые состоят из отдельных узлов учета, обеспечивающих сбор, накопление, хранение и передачу параметров энергоносителей пользователям, и включают в себя:

- по одному тепловычислителю ТСР на каждом сетевом выводе и линии подпиточной воды;
- по одному двухлучевому ультразвуковому или электромагнитному расходомеру на каждом прямом, обратном и подпиточном трубопроводах;
- по одному преобразователю давления и температуры на всех трубопроводах;
- системный компьютер (сервер АСКУТЭ ТЭЦ), специализированное программное обеспечение (ПО), которое позволяет периодически считывать из тепловычислителей и хранить параметры энергоносителей, рассылать параметры (данные) ХВ на периферийные тепловычислители, обеспечивать доступ пользователей к часовым и суточным архивам, а также передачу параметров на верхний уровень
- компьютер ПТО с установленным ПО «Взлёт СП»;
- линии связи, обеспечивающие передачу данных из тепловычислителей на сервер по интерфейсу RS-485.

2. Корпоративная система передачи данных, объединяющая существующие линии связи.

3. Центр сбора обработки информации (ЦСОИ), состоящий из сервера АСКУТЭ корпоративного уровня.

Система обеспечивает сбор и накопление текущих и архивных данных по параметрам сетевой воды на выводах ТЭЦ и количеству отпускаемой тепловой энергии за заданный отчетный период.

Узлы учета работают непрерывно в автоматическом режиме. Программа «Отчеты», входящая в состав программных комплексов «Взлет СП», предназначена для автоматизации сбора данных с приборов учета и подготовки по этим данным отчетных документов. Полученная информация используется персоналом расчетных групп ПТО. Организованы отдельные рабочие места для оперативного персонала на ЦЩУ ТЭЦ, оснащенные системами отображения технологической информации, поступающей от «Взлет ИИС». Все средства измерения, задействованные в АСКУТЭ, внесены в Госреестр и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

Табл. 2.17 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №1 ГОРОД 1 ПСВ) на 2024 год

№	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	255 Гкал/ч	ЗападныйТП-1 Город-1	31.07.2024г. (4г.)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	4488 $м^3$/ч	ЗападныйТП-1 Город-1 ПСВ	02.09.2024г. (4г.)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	7,9 $кгс/см^3$ 74,8˚С	ЗападныйТП-1 Город-1 ПСВ	08.06.2022г. (3г) 03.04.2024г. (4г.)

Табл. 2.18 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №1 ГОРОД-1 ОСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	255 Гкал/ч	ЗападныйТП-1 Город 1	31.07.2024г. (4г.)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	1702 $м^3$/ч	ЗападныйТП-1 Город 1 ОСВ	02.07.2024г. (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	1 $кг/см^2$ 52,6˚С	ЗападныйТП-1 Город 1 ОСВ	08.06.2022г. (3г) 03.04.2024 (4г)

Табл. 2.19 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №2 ГОРОД-2 ПСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0,1 Гкал/ч	ЗападныйТП-2 Город 2	15.06.2024 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	10 $м^3$/ч	ЗападныйТП-2 Город 2 ПСВ	17.05.2023 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	1,6 $кгс/см^2$ 37,6 ºС	ЗападныйТП-2 Город 2 ПСВ	27.04.2023 (3г) 03.04.2024 (4г)

Табл. 2.20 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №2 ГОРОД-2 ОСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0,1 Гкал/ч	ЗападныйТП-2 Город 2	15.06.2024 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	5 $м^3$/ч	ЗападныйТП-2 Город 2 ОСВ	20.07.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 $кгс/см^2$ 50,4 °С	ЗападныйТП-2 Город 2 ОСВ	27.04.2023 (3г) 03.04.2024 (4г)

Табл. 2.21 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 (1) ПСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	ЗападныйТП-3 Город 3	02.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	7 $м^3$/ч	ЗападныйТП-3 Город 3 (1) ПСВ	02.07.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 $кгс/см^2$ 54,9 °С	ЗападныйТП-3 Город 3 (1) ПСВ	27.04.2023 (3г) 18.07.2022 (4г)

Табл. 2.22 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 (2) ПСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	ЗападныйТП-3 Город 3	02.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	1 $м^3$/ч	ЗападныйТП-3 Город 3 (2) ПСВ	07.06.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 $кгс/см^2$ 34,4 °С	ЗападныйТП-3 Город 3 (2) ПСВ	20.06.2023 (3г) 13.06.2023 (4г)

Табл. 2.23 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» (Западный т/п №3 ГОРОД-3 ОСВ) на 2024 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	ЗападныйТП-3 Город 3	02.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	0 $м^3$/ч	ЗападныйТП-3 Город 3 ОСВ	07.06.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,5 $кгс/см^2$ 38,4 ºС	ЗападныйТП-3 Город 3 ОСВ	27.04.2023 (3г) 08.05.2024 (4г)

2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

2.1.10.1 Набережночелнинская ТЭЦ

За период 2010-2024 гг. отказов и восстановлений оборудования, приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не происходило.

Табл. 2.24 Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

№ п.п.	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения (отопительный / неотопительный период)	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
1	0	0	0	-	0
	Всего событий	0	0	-	0

Табл. 2.25 Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

2.1.11 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств

2.1.11.1 Набережночелнинская ТЭЦ

1. Для производства пара 10-13 ата, потребителям и пара на собственные нужды станции, пара 1,2 ата на собственные нужды станции используется следующее оборудование: энергетические котлы ТГМ-84Б ст.№1-10 и ТГМЕ-464 ст.№11-14, паровые турбины ПТ-60-130/13 ст.№1-2, Р-50-130/13 ст.№9, БРОУ 140/13ата ст.№1-7, РОУ 140/1,2 ата ст.№1-2 и РОУ 13/1,2 ата.

Схема производства пара:

Подготовка добавочной воды для котлов производится на установке ХВО. Камская вода от ООО «Челныводоканал» тремя водоводами Ду600 подается во встроенные пучки конденсаторов турбоагрегатов ст.№3, 4 и при необходимости на подогреватель сырой воды типа ПСВ-315. Со встроенных пучков турбоагрегатов и подогревателя сырой воды камская вода насосами сырой воды направляется на ХВО с температурой 35^{o}С по двум трубопроводам на гребенку сырой воды в химический цех, откуда распределяется на осветлители (4шт.) через аппараты магнитной обработки (АМО). Предусмотрена схема подачи на предочистку хозпитьевой воды. В этом случае режим не изменяется, но корректируется дозирование реагентов.

В осветлителях уменьшается щелочность, жесткость, из воды удаляются грубодисперсные и коллоидные примеси, снижается окисляемость на 50-70%, содержание взвешенных веществ снижается до 10 мг/дм3, содержание кремнекислоты снижается на 25%, содержание железа до 300 мкг/дм3, уменьшается цветность воды. Осветленная вода поступает из осветлителей №1,3 в бак осветленной воды БОВ №1, а из осветлителей №2,4 в бак осветленной воды БОВ №2, откуда насосами осветленной воды /НОВ/ подается последовательно через механические двухкамерные фильтры, АМО, водород - катионитовые фильтры 1 ступени, анионитовые фильтры 1 ступени, декарбонизаторы эжекторного типа и поступает в баки частично- обессоленной воды /БЧОВ/.

Частично-обессоленная вода подается насосами частично - обессоленной воды /НЧОВ/ на водород - катионитовые фильтры 2 ступени, анионитовые фильтры 2 ступени. После фильтров 2 ступени вода подается:

- на бак химобессоленной воды, откуда насосами /НХОВ/подается на производство /КамАЗ/;
- на гребенку химобессоленной воды и далее после ионоловушек на главный корпус в баки чистого конденсата. На первой очереди на всас насосов чистого конденсата с БЧК№1, 2 и далее на деаэраторы низкого давления (ДНД) №1, 2 и в конденсаторы турбин по ряду «А». На второй очереди – обессоленная вода поступает непосредственно в баки БЧК №3,4 и далее насосами чистого конденсата подается на ДНД №3.

Деаэрированная вода с деаэраторов низкого давления подается в линию основного конденсата после ПНД-2 турбоагрегатов ст.№1, 2 или в коллектор основного конденсата деаэраторов высокого давления (ДВД) в ДВД ст.№1-13. Греющей средой ДНД является пар из общестанционного коллектора 1,2 ата. Пар в общестанционный коллектор 1,2 ата поступает из Т-отборов турбин ПТ-60-130/13, от РОУ-140/1,2ата и от РОУ-13/1,2ата.

Для деаэрации основного конденсата турбоагрегатов ст.№1-8, 10, 11 установлены 13 деаэраторов высокого давления. Деаэрированная вода с деаэраторов поступает на всасывающий коллектор питательных насосов, далее питательными электронасосами ст.№Р, 1-14 через подогреватели высокого давления турбоагрегатов ст.№ 1-11 – на питание котлоагрегатов. Греющей средой деаэраторов является пар с производственного отбора турбоагрегатов ст.№1, 2, 9 и от БРОУ 140/13.

Пар с параметрами 130 ата после котлоагрегатов поступает на турбогенераторы и в коллектор острого пара.

Потребителям пара 10-13 ата пар поступает из производственных отборов турбоагрегатов ст.№1, 2, 9. Пар 10-13 ата в паропроводы 10-13 ата может подаваться также от БРОУ 140/13 ст.№1-7. Пар с трубопроводов пара 10-13 ата отводится также на покрытие собственных нужд ТЭЦ (на РОУ 13/1,2, на пиковые сетевые подогреватели, на деаэраторы высокого давления, на калориферы котлов, на мазутное хозяйство, на паровые эжектора турбин).

2. Для восполнения потерь в тепловых сетях предусмотрена схема подпитки теплосети. От ООО«Челныводоканал» вода питьевого качества тремя водоводами подается на четыре подогревателя хоз.питьевой воды (ПХПВ) типа ПСВ-315-3-23 и далее направляется на ХВО.

Подготовка подпиточной воды для тепловых сетей производится на установке ПТС.

Установка ПТС химцеха состоит из двух самостоятельных очередей.

Установка работает следующим образом: исходная вода питьевого качества из главного корпуса по первому трубопроводу подается на распределительную гребенку узла ПТС химцеха, сюда же вводится ингибитор «Акварезалт». С распределительной гребенки исходная вода поступает на две группы насосов повышения давления НПД, далее распределяется по блокам.

Производительность I очереди установки ПТС – 2200 т/час. Установка состоит из четырех блоков по 550 т/час.

Производительность II очереди установки ПТС 2725 т/час. Состоит из 5 блоков, производительностью 545 т/час.

Вода проходит четыре последовательных процесса:

1) Дозирование «Акварезалта -1040-2-5» в хозпитьевую воду (ХПВ);

2) Подкисление, производится концентрированной серной кислотой, в зависимости от сезонного качества ХПВ.

3) Декарбонизацию на декарбонизаторах пленочного типа.

Декарбонизаторы предназначены для удаления углекислоты.

I очередь: на декарбонизатор № 1-4. Далее вода поступает в баки химочищенной воды №1, 2 (БХОчВ). Из баков химочищенной воды, насосами ПТС (НПТС № 1-4) вода подается на гребенку химочищенной воды.

II очередь: для более глубокого удаления углекислоты над декарбонизаторами № 3А, 4А дополнительно установлены декарбонизаторы эжекторного типа (по 2 шт. на каждом декарбонизаторе).

После декарбонизации умягченная вода поступает в баки умягченной воды № 1, 2 (БУВ). Из баков умягченной воды вода, насосами умягченной воды №1-4 подается на гребенку химочищенной воды.

4) Подщелачивание производится раствором щелочи для удаления остаточной углекислоты в трубопроводы химочищенной воды при необходимости.

После умягчения подпиточная вода подаются на вакуумные деаэраторы (ДСВ) и на деаэратор двойного назначения (ДДН). В схеме предусмотрен дополнительный подогрев химочищенной воды на двух подогревателях (ПХОВ) типа ПСВ-315-3-23. Деаэрированная вода поступает в баки аккумуляторы (БА). Из БА во всасывающий коллектор подпиточных насосов и далее через распределительный узел на подпитку теплосети в трубопроводы обратной сетевой воды. Греющей средой ПХПВ и ПХОВ является пар из общестанционного коллектора 1,2 ата.

5. Выдачу тепловой мощности на отопление и горячее водоснабжение НчТЭЦ осуществляет от теплофикационных установок т/а ст.№ 3-8, 10,11. Пиковые тепловые нагрузки покрываются бойлерными группами (ПБ типа ПСВ-500-14-23) ст.№10, 11, 12 и водогрейными котлами ст.№1-14.

Основной нагрев сетевой воды происходит в подогревателях сетевых горизонтальных (ПСГ), греющей средой которых служит пар теплофикационных отборов турбин типа Т-100/120-130 ст. №3-8 и турбин типа Т-175/210-130 ст.№10, Т-185/220-130 ст.№11. Последующий нагрев сетевой воды до температуры происходит в ПБ ст.№10, 11, 12, греющей средой которых является пар 13 ата. Пар 10-13 ата на пиковые бойлера поступает из производственных отборов т/а ст. №1, 2, регулируемого отбора т/а ст. №9, от БРОУ 140/13.

6. Циркуляция сетевой воды осуществляется насосным оборудованием теплофикационных установок турбин типа Т, сетевыми насосами пиковых бойлеров установленным в ТЦ главного корпуса и сетевыми насосами водогрейных котлов на пиковой котельной ст.№1-3. Водогрейные котлы (ПВК) подключаются только в пиковые нагрузки.

2.1.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

2.1.12.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В настоящее время предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» отсутствуют.

Эксплуатация объекта осуществляется с соблюдением всех нормативных требований в области промышленной безопасности и охраны труда.

2.1.13 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

2.1.13.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Источники тепловой энергии и (или) оборудование (турбоагрегаты), входящее в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей в городе Набережные Челны отсутствуют.

2.1.14 Проектный и установленный топливный режим

2.1.14.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Основным топливом Набережночелнинской ТЭЦ является природный газ, резервным является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 8621 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Природный газ поступает по отводу от магистрального газопровода Миннибаево – Ижевск и отводу от Новопсковского коридора магистральных газопроводов к Нижнекамскому промузлу. Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП.

Газоснабжение Набережночелнинской ТЭЦ осуществляется по трем газопроводам Ø720мм высокого давления до 1.2 МПа – 2 газопровода от ГРС-3 до ГРП – 2, 3, один от ГРС-2 до ГРП -1. Пропускная способность ГРП-1 - 290 т.м^3/час, ГРП-2 - 340 т.м3/час, ГРП-3 - 290 т.м^3/час.

Система газоснабжения (основное топливо)

Подача природного газа на энергетические и водогрейные котлы осуществляется через три газораспределительных пункта (ГРП), из которых ГРП-1 производительностью 400 тыс. м^3/ч, ГРП-2 производительностью 320 тыс. м^3/ч, ГРП-3 производительностью 420 тыс. м^3/ч.

Источником газоснабжения НЧ ТЭЦ является газораспределительная станция (ГРС-3). Рабочее давление в линии газа до ТЭЦ поддерживается в пределах 2,5÷6 кгс/см^2.

Газ с каждого ГРП поступает по трубопроводам ∅1000 мм на главный корпус, по трубопроводам ∅700 мм идёт на пиковые водогрейные котельные ст.№1-3.

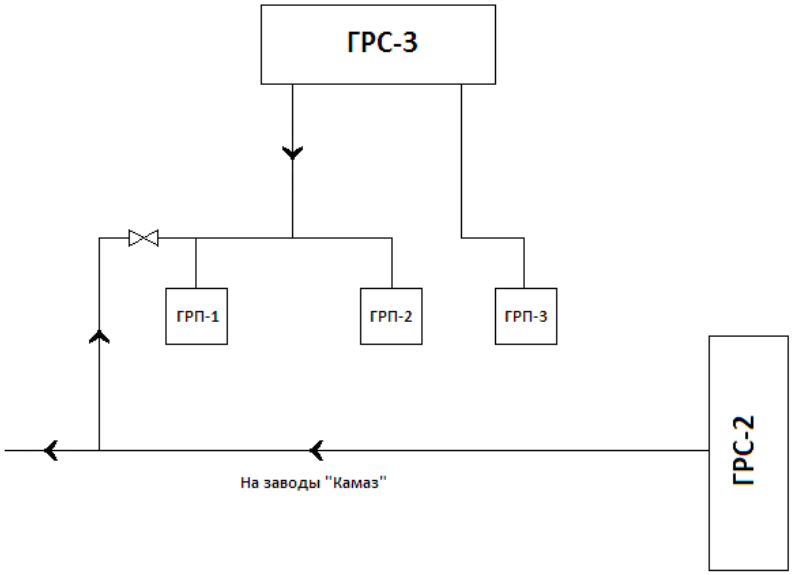


Рис. 2.4 Принципиальная схема газоснабжения НчТЭЦ

Система резервного топлива

Согласно проектным данным, в качестве жидкого топлива используется мазут марки М100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 9300 ккал/кг и содержанием серы до 2%. Максимально-часовой расход мазута по ТЭЦ составляет 680 т/ч, в том числе по II очереди – 450 т/ч.

По проекту I-ой очереди строительства на мазутохозяйстве размещены: два спаренных мазутослива длиной по 316 м каждый, 12 металлических мазутных баков наземного типа полезной емкостью по 10 тыс. $м^3$ каждый. Баки размещены по 4 бака в группе, на расстоянии 77 м друг от друга. Каждая группа обнесена сплошным земляным обвалованием высотой 3,25 м от планировочной отметки. Вдоль сливных лотков размещены 4 промежуточные сливные емкости, 2 помещения арматуры сливного устройства и здание щита управления сливом.

По проекту II-ой очереди строительства на мазутохозяйстве размещены: один спаренный мазутослив длиной 179 м, который стал продолжением существующего спаренного слива;

- 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс.$м^3$ в земляном обваловании;
- промежуточная сливная емкость и здание помещения арматуры сливного устройства.

Мазутные резервуары введены в эксплуатацию: I-ая группа в 1973 году, II-ая группа в 1974 году, III группа в 1976 году. Всего 13 баков.

Мазут из 1-й группы баков по всасывающему коллектору поступает в раздаточный коллектор мазутонасосной, имеющий форму полукольца. От раздаточного коллектора мазут попадает к насосам I-го подъема, из которых один в работе и три - в горячем резерве, один из них - на АВР. От насосов I-го подъема мазут с давлением 6÷7 $кгс/см^2$, поступает в напорные коллекторы насосов I-го подъема.

В напорных коллекторах I-го подъема часть мазута направляется в подогреватели мазута. Часть мазута от напорных трубопроводов I-го подъема направляется в рабочую группу баков для предотвращения оседания механических примесей на дне баков и отстоя влаги.

После подогревателей мазута основная часть мазута с температурой 110ºС, и давлением 6÷7 $кгс/см^2$ направляется через коллектор горячего мазута к насосам II-го подъема, один из которых находится в работе, один на АВР и два в горячем резерве.

После насосов II-го подъема мазут с температурой 110±5ºС и давлением 47÷55 $кгс/см^2$ поступает по главным мазутопроводам для сжигания в котлах.

Мазут, не использованный в котельном цехе, по обратному мазутопроводу поступает в насосную I-го подъема.

На случай перебоев снабжения НчТЭЦ природным газом, необходимо постоянно поддерживать схему рециркуляции в рабочем состоянии, для чего установлены 2 насоса рециркуляции типа 10НД-6ХС, производительностью по 420 $м^3$ каждый.

Конденсат после пароспутников возвращается в котельный цех. Оборудование мазутонасосной предназначено для обеспечения бесперебойной подачи подогретого и

профильтрованного топлива (мазута) в количестве, соответствующем нагрузке котлов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок при установленных рабочих параметрах мазута перед форсунками:

-температура - 110 ± 5ºС;

-давление - 45 ± 1,0 кгс/см²;

-температура мазута в расходных резервуарах 60ºС - 80ºС;

-условная вязкость (ВУ) – 2,5ºС.

Принципиальная схема подачи мазута к котлам представлена на рис, где 1 – основной резервуар мазута; 2 – подогреватель мазута на рециркуляцию основного резервуара; 3 – фильтр очистки резервуара мазута; 4 – насос рециркуляции; 5 – насос первого подъема; 6 – основной подогреватель мазута; 7 – фильтр тонкой очистки мазута; 8 – насос второго подъема; 9 – регулирующий клапан подачи мазута к горелкам.

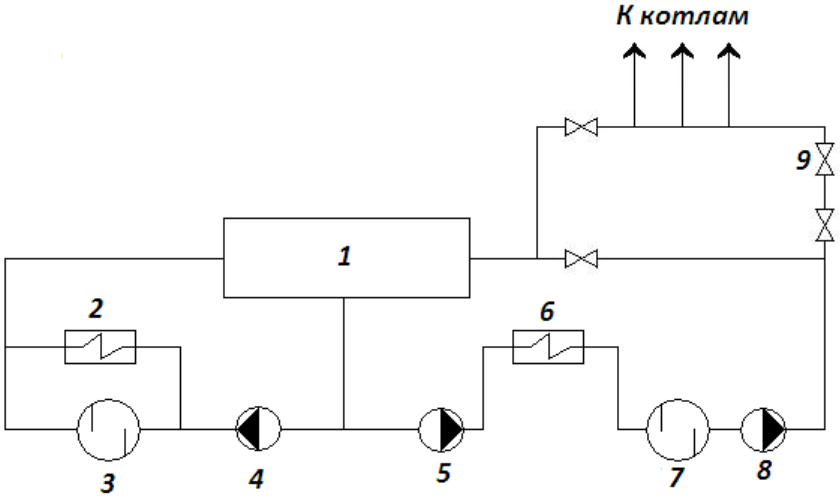


Рис. 2.5 Принципиальная схема подачи мазута к котлам

Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки приведены в Табл. 2.26.

Табл. 2.26 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на Источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	**Природный газ**			
	Калорийность, средняя за год, Qнр, ккал/м3	**Приход, тыс. м3**	**Расход на производство, тыс. м3**	**Расход на сторону, тыс м3**
2020	8 170	1 084 425	1 084 425	0
2021	8 174	1 358 494	1 358 494	0
2022	8 222	1 294 796	1 294 796	0
2023	8 260	1 292 634	1 292 634	0
2024	8 303	1 428 410	1 428 410	0

Сведения о характеристике и расходе жидкого топлива, сжигаемого на Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.27.

Табл. 2.27 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Qнр, ккал/кг	Влажность, средняя за год, Wp, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2020	9 041	4,69	45 949,56	38 214,55	53 005,70
2021	9 099	5,19	3 271,68	4 076,47	52 120,88
2022	9 399	1,96	18 150,96	14 551,95	55 682,20
2023	9 123	4,69	0,00	2 577,06	53 051,47
2024	9 127	4,61	0,00	2 151,78	50 899,69

2.1.15 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки, города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

2.1.15.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Изменения технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ города Набережные Челны, за период предшествующий разработке схемы теплоснабжения отсутствуют.

2.1.16 Динамика изменения эксплуатационных показателей ТЭЦ

Эксплуатационные показатели функционирования Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.28.

Табл. 2.28 Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» на 2024 год

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Выработка электрической энергии	тыс.кВт-ч	3 105,248	3 759,556	3 622,691	3 584,151	3 983,641
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	тыс.кВт-ч	1 828,255	2 110,622	2 110,384	1 979,969	2 089,365
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	тыс.кВт-ч	1 276,993	1 648,934	1 512,307	1 604,182	1 894,276
Отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	тыс.кВт-ч	2 838,024	3 454,778	3 318,038	3 281,663	3 650,660
Расход электрической энергии на собственные нужды, в т.ч.:	тыс.кВт-ч	267,224	304,778	304,653	302,488	332,981
расход электрической энергии на ТФУ	тыс.кВт-ч	61,659	66,970	68,949	65,158	70,292
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	3 652,183	4 197,358	4 139,711	3 992,058	4 191,583
из производственных отборов;	тыс. Гкал	869,473	824,952	792,722	928,525	912,547
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	3 222,859	3 828,534	3 792,235	3 496,801	3 725,960
из конденсаторов	тыс. Гкал	0,067	5,351	10,496	5,598	0,256
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из ПВК	тыс. Гкал	12,340	27,815	18,780	32,273	30,333
из РОУ	тыс. Гкал	0,328	0,632	0,793	0,000	8,739
Увеличение отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ за счет прироста тепловой нагрузки потребителей, присоединенных к тепловым сетям ТЭЦ, за актуализируемый период, в том числе:	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с сетевой водой	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
с паром	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Расход тепла на производство электрической энергии	тыс. Гкал	4 498,927	5 733,981	5 480,984	5 582,125	6 464,714
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	177,871	174,286	155,779	184,444	199,183
Удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии группой турбоагрегатов	ккал/кВт-ч	1 449	1 525	1 513	1 557	1 623
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 479	1 555	1 543	1 588	1 654
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч	-	-	-	-	-
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	98,5	98,2	98,4	98,0	97,9
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	447	453	459	447	450
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	259	279	269	256	262
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	497	490	499	497	496
с паром на вп	кВт-	605	-	582	581	586

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
	ч/Гкал					
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе:		-	-	-	-	-
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	230,544	231,129	233,065	232,335	236,960
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	394,379	398,295	400,142	399,456	400,728
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	298,1	304,6	302,8	307,2	315,0
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	129,1	128,6	129,5	130,5	130,5
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1 317,438	1 591,921	1 540,835	1 528,778	1 697,221

2.2 Котельный цех БСИ – ЕТО №1 – АО «Татэнерго»

2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

В соответствии с приказом №46 от 11.02.2014 г. Тепловая станция БСИ с 01.01.2014 г. вошла в состав Филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ и именуется как котельный цех БСИ.

Котельный цех БСИ предназначен для выработки тепловой энергии в виде сетевой воды и пара на нужды производственных потребителей и потребителей жилищно-коммунального сектора Юго-Западной части г. Набережные Челны.

В котельном цехе установлено 7 паровых и 6 водогрейных котлов.

Основным топливом для станции служит природный газ, резервным – мазут.

Нагрузка по сетевой воде для Юго-Западной части города и потребителей БСИ покрывается:

- подогревателями сетевой воды ПСВ-315-14/23 - 2 шт.;
- водогрейными котлами ПТВМ-100 - 4 шт.

Водогрейные котлы ПТВМ-30М – 2 шт. находятся на консервации.

Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Нагрузка по пару покрывается:

-паровыми котлами ГМ 50/14 – 2 шт.;
-паровыми котлами ГМ 50/14 – 1 шт. на консервации;
-паровым котлом ДКВР 20/13 – 1 шт.;
-паровым котлом ДКВР 20/13 – 2 шт. на консервации;
-паровым котлом ДКВР 10/13 – 1 шт.

Пар от котлов потребляется сторонними потребителями и идет на собственные нужды станции, в том числе на водоподготовку и мазутное хозяйство.

Установленная тепловая мощность котельного цеха БСИ – 590,2 Гкал/час.

Табл. 2.29 Состав и технические характеристики основного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году

N п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг у.т./ Гкал	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ										
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	ДКВР-20/13	1	1972	11,4	590,2	-	90,4	178,3	04.02.2026
2		ДКВР-20/13	1	1972	11,4		-	90,43		19.07.2026
3		ДКВР-10/13	1	2011	11,4		-	90,55		01.09.2025
4		ДКВР-20/13	1	1973	5,7		-	90,23		29.09.2025
5		ГМ-50-14	1	1979	30,1		-	-		04.02.2026
6		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	93,24		18.10.2027
7		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	92,58		19.10.2027
8		ПТВМ-100	1	1976	100		-	95,9		22.03.2028
9		ПТВМ-100	1	1976	100		-	96,57		01.03.2028
10		ПТВМ-100	1	1980	100		-	96,66		21.10.2026
11		ПТВМ-100	1	1981	100		-	96,41		09.02.2027
12		ПТВМ-30	1	1984	30		-	-		-
13		ПТВМ-30	1	1984	30		-	-		-
ВСЕГО:			**13**		**590,2**					

2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационной установки. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной

Табл. 2.30 Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" в 2024 году, Гкал/ч

N п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	590,2	90,1	500,1	0,825	499,275
ИТОГО		590,2	90,1	500,1	0,825	499,275

Ограничения установленной тепловой мощности связано с консервацией котлов ст.№5 (ГМ-50-14), ст.№12 (ПТВМ-30), ст.№13 (ПТВМ-30).

2.2.3 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Табл. 2.31 Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год

N п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	62539	10299,8	52239,2	природный газ, мазут	9655
ИТОГО		62539	10299,8	52239,2	-	9655

2.2.4 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ

Данные по срокам ввода в эксплуатацию, времени наработки и годам достижения паркового ресурса основного оборудования Котельного цеха БСИ приведены в Табл. 2.32 и Табл. 2.33.

Табл. 2.32 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. паровых котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Наработка за 2024 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
1	ДКВР-20/13	1972	50738	349	4	1	1985	04.02.2026
2	ДКВР-20/13	1972	62774	891	2	3	1987	19.07.2026
3	ДКВР-10/13	2011	29935	2945	26	2	-	19.07.2033
4	ДКВР-20/13	1973	101313	2222	6	6	1986	22.07.2029
5	ГМ-50-14	1979	77973	0	0	-	2005	04.02.2026
6	ГМ-50-14	1978	81236	577	2	5	2009	18.10.2027
7	ГМ-50-14	1978	84254	570	2	5	1997	19.10.2027

Табл. 2.33 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2025 г. водогрейных котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Наработка за 2024 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2025г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
8	ПТВМ-100	1976	93488	141	1	5	2012	22.03.2028
9	ПТВМ-100	1976	102242	119	1	5	2012	01.03.2028
10	ПТВМ-100	1980	68332	8	1	6	2010	21.10.2026
11	ПТВМ-100	1981	74782	15	1	6	2011	09.02.2027
12	ПТВМ-30	1984	30768	0	0	-	-	-
13	ПТВМ-30	1984	28536	0	0	-	-	-

Табл. 2.34 Состав и характеристики насосного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год

Наименование	Марка	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Количество, шт
Насос хозпитьевой воды	К-100-65-200-С-УХЛ	100	50	18,9		220	5
Насос хозпитьевой воды	Д-320-50	320	50	55		220	1
Насос рециркуляции	Д-320-50	320	50	75	1500	220	1
Питательный насос	ЦНСГ-60-198	60	198	55		220	2
Питательный насос	ЦНСГ-60/264	60	264	75		220	1
Подпиточный насос	К-45-30	30	34,5	7,5		220	3
Вентилятор ДВ котлов ПТВМ-30	ВД-12	39000	0,6	55	14700	220	4
Дымосос котлов ПТВМ-30	ДН-19	108000	0,48	132	740	220	2
Сетевой насос №1	СЭ-1250-140	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №2	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №3	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №4	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №5	KRHA-400/700/64	1250	140	710	1500	220	1
Сетевой насос №6	СЭ-1250-140-11	1250	140	630	1500	220	1
Сетевой насос №6	СЭ-1250-140-12	1250	140	630	1500	220	1
Питательный насос №4,5,6,7	ЦНСГ-60-264	60	264		2950	220	4
Подпиточный насос №1,2	4К-12	90	40	17	2900	220	2
Подпиточный насос №4	4К-8А	90	40	22	2900	220	1
Пиковый подпиточный насос №5	4К-8А	90	40	22	2900	220	1
Пиковый подпиточный насос №6	НКУ-250	250	30	40	1450	220	1
Конденсатный насос	3К-6	40	41,5	17	2900	220	1

Наименование	**Марка**	**Производительность, м³/ч**	**Напор, м в. ст.**	**Установленная мощность электродвигателя, кВт**	**Частота оборотов, об/мин**	**Напряжение, В**	**Количество, шт**
Конденсатный насос	3К-7	40	40	17	2900	220	1
Вентилятор	ВД-15,5	45	0,345	75	730	220	3
Дренажный насос	Р3-30Н	18	50		100	220	2
Мазутонасос ІТН	5НК-5*1	70	108		2950	220	2
Конденсатный насос	2К-6	20	30		2900	220	2
Мазутонасос ІІТН	5Н-5*4	90	310		2950	220	3
Погружной насос	12 НА-22*6	150	54		1500	220	2
Дымососы котлов ПТВМ-30	ДН-22*2-0,62 ГМ	289000	330	328	750	220	4
Дымососы котлов ГМ	Д-15,5	95000	415	160	980	220	3

Табл. 2.35 Параметры сетевых подогревателей Котельный цех БСИ за 2024 год

Наименование	Тип подогревателя	Поверхность нагрева, м²	Давления пара, МПа	Производительность по расходу воды, т/ч	Производительность по тепловой энергии, Гкал/ч	Производительность по тепловой энергии Гкал/ч (факт)
ПСВ -315-3-23	двухходовые подогреватели	315	0,25/0,4	1130	56,5	14,5
ПСВ -315-14-23			0,8/1,5	1130	45,2	

2.2.5 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ

В связи с тем, что Котельный цех БСИ работает на единую тепловую сеть с Набережночелнинской ТЭЦ, режим отпуска тепловой энергии в горячей воде от котельной осуществляется в соответствии с утвержденным графиком регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ (см. страницу 52). Отпуск тепловой энергии в виде пара осуществляется с выходными параметрами $P_{пара}$ = 7 кг/см^2, $T_{пара}$ =168÷180 °С.

Температура сетевой воды и расходы в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, и как отмечалось выше, мощности КЦ БСИ используются в основном для покрытия пиковых нагрузок.

2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельной

На Рис. 2.6 и
Рис. 2.7 представленных ниже, приведены технологическая схема основных паропроводов и схема сетевых трубопроводов Котельного цеха БСИ.

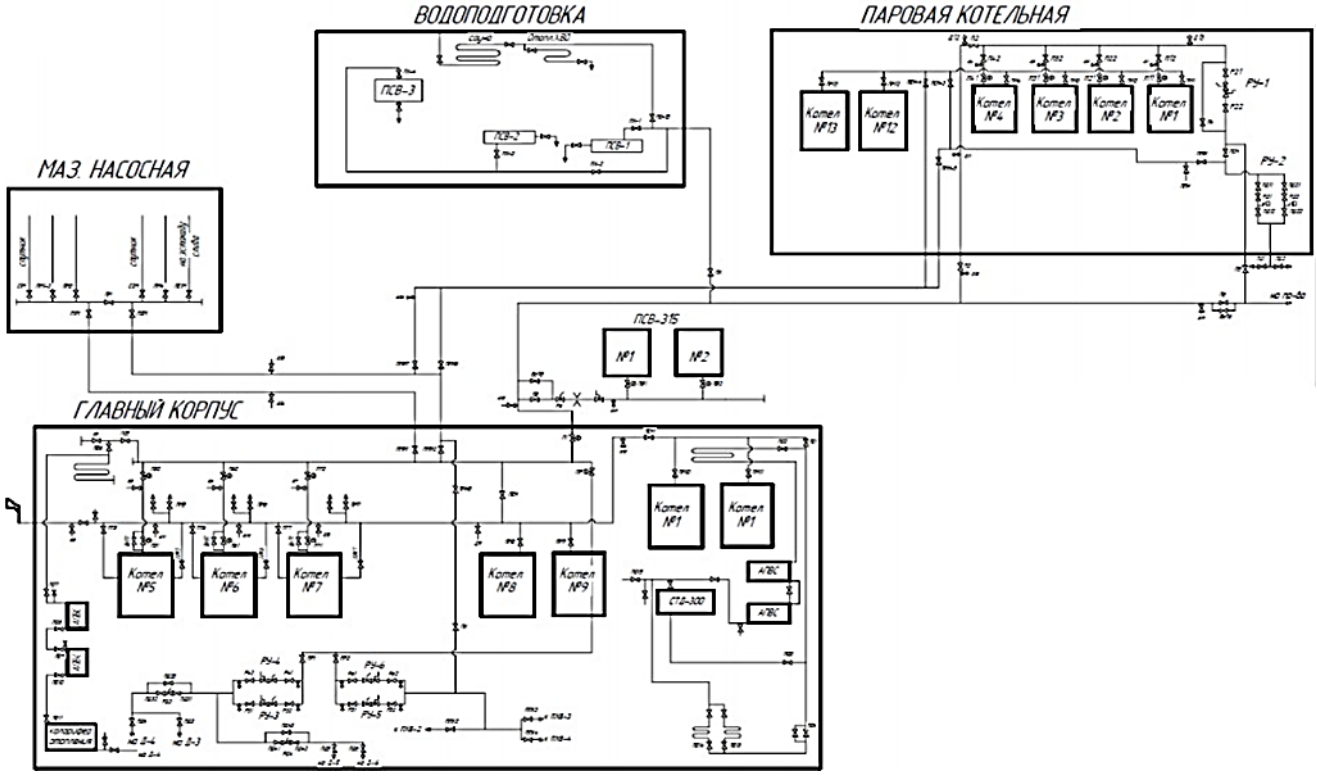


Рис. 2.6 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ

В связи с тем, что Котельный цех БСИ по сетевой воде используется только в пиковых режимах, а паровая нагрузка промышленных потребителей практически постоянна и, соответственно, паровые котлоагрегаты работают в постоянном режиме, отпуск тепловой энергии осуществляется в основном от паровых котлов. При пиковых режимах работы тепловой сети отпуск тепловой энергии в городскую теплосеть осуществляется через 2 подогревателя сетевой воды типа ПСВ-315-14/23.

Состав и характеристика насосного оборудования, а также параметры сетевых подогревателей котельной представлены в Табл. 2.34 и Табл. 2.35.

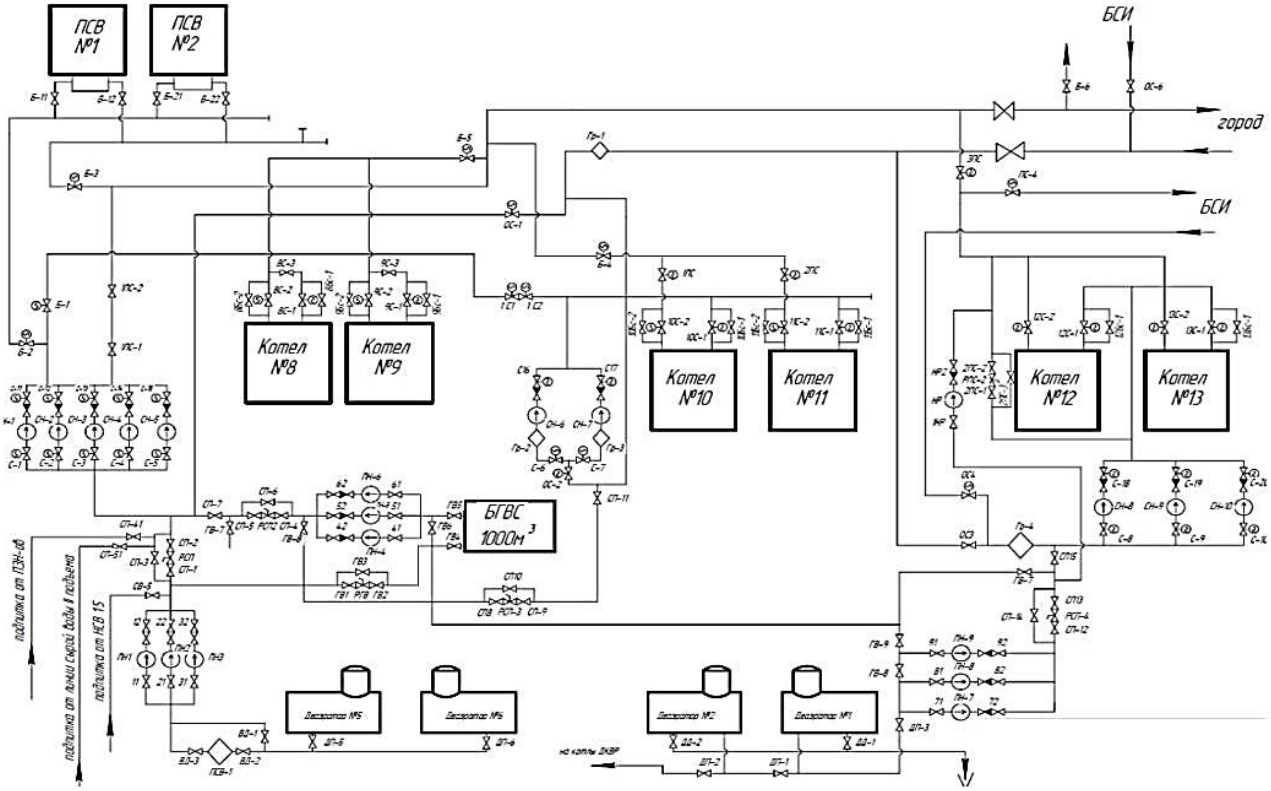


Рис. 2.7 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ

2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ

В Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования представлены данные по среднегодовой загрузке оборудования Котельного цеха БСИ.

Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год

N кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2024	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	(Котельный цех БСИ), Фабричный проезд, д.8	590,2	62 539	106,0
	ИТОГО:	590,2	62 539	106,0

2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Отпуск тепловой энергии Котельного цеха БСИ осуществляется узлами коммерческого учета.

Измерения тепловой энергии, количества и параметров теплоносителей выполняются автоматизированной системой коммерческого учета тепловой энергии АСКУТЭ. Автоматизированная система коммерческого учета тепловой энергии (АСКУТЭ), введенная в эксплуатацию на ОАО «НчПТС» в 2010 году, обеспечивает вывод на ПК информации по текущим значениям параметров теплоносителей, отпуска и потребления 23 тепловой энергии на СН (количество тепловой энергии, расход, давление и температура теплоносителя). Система производит обработку и архивирование данных. Отпуск тепловой энергии, производимой котельным цехом БСИ, подлежит коммерческому учету и помощью установленных приборов:

- по отопительной воде – тепловычислитель КАРАТ-011 в составе с расходомерами US-800;
- по пару - тепловычислитель КАРАТ-М в составе с расходомерами ИРГА.

Табл. 2.37 Перечень технических приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2024 год

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	Карат- 011	±4%	Учет тепловой энергии пара	25.05.2025
2	1	ИРГА-РВ	±2%		30.09.2025
3	1	ОВЕН ПД100И	±0.5%		08.11.2026
4	1	ТСП-Н	±(0.05+0.001t),°C		01.07.2026
5	1	Карат	±4%	Учет отпуска в водяную теплосеть	16.06.2027
6	2	US - 800	±1%		25.07.2026
7	2	DMP	±0.5%		25.08.2026
8	2	КПТПР	±(0.05+0.001t),°C		02.08.2026
ИТОГО:	11				

2.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети за период 2009 – 2024 гг. не зафиксировано.

Табл. 2.38 Динамика теплоснабжения котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям), за 2024 год

Год	**Количество прекращений**	**Среднее время восстановления, ч**	**Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед**
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

2.2.10 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Подготовка химочищенной воды Котельного цеха БСИ осуществляется на двух схемах.

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки паровых и водогрейных котлов является камская вода, очищенная до состояния хозпитьевой воды.

Исходная вода подается по двум водоводам: №1 ООО «Челны водоканал» и №2 запасной водовод из ПНС п. Сидоровка. Исходная вода подается под давлением 0,5-1,0 кгс/см^2 на всасывающий коллектор насосов исходной воды. После насосов исходная вода под давлением 4-6 кгс/см^2 подается на пластинчатые теплообменники, где подогревается до температуры 25- 40 °С.

1. Схема водоподготовки для водогрейных котлов ПТВМ — 30, 100.

Исходная вода с температурой 25-40 ^{O}С подается на Н-катионитные фильтры с «голодной» регенерацией и затем на буферные фильтры, далее вода с фильтров поступает в декарбонизаторы № 1, 2 и сливается в баки декарбонизированной воды. Дегазированная вода насосамн подается в атмосферные деаэраторы, затем насосами подпиточной воды на подпитку теплосети, либо водогрейных котлов ПТВМ-100, либо в бак-аккумулятор.

Проектная производительность — 200 м^3/час. Фактическая производительность не более 50 м^3/час.

2. Схема водоподготовки для паровых котлов ГМ - 50/14 ДКВР - 20/13, ДКВР - 10/13.

Подогретая вода проходит двухступенчатое натрий-катионирование и подается в атмосферные деаэраторы, затем насосами питательной воды в паровые котлы ГМ 50/14, ДКВР 20/13 и ДКВР 10/13.

Проектная производительность — 150 м^3/час. Фактическая производительность не более 30 м^3/час.

2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

В настоящее время предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельного цеха БСИ не было.

Эксплуатация объекта осуществляется с соблюдением всех нормативных требований в области промышленной безопасности и охраны труда.

2.2.12 Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе

Основным топливом для Котельного цеха БСИ служит природный газ, резервным – мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 8621 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП - 2.

Подача природного газа на Котельный цех БСИ (КЦ БСИ) производится по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 1.2 МПа от ГРС -2 до ГРП - 2. Пропускная способность ГРП - 2 котельного цеха БСИ составляет – 160 тыс. м^3/час.

Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2024 год

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2024 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2024 год
1	Котельный цех БСИ	газ	8 294	9 647
	Котельный цех БСИ	мазут	9 555	8
всего газ				9 647
всего мазут				8
Итого				9 655

2.2.13 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, за период предшествующий разработке схемы теплоснабжения отсутствуют.

2.2.14 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных

Эксплуатационные показатели функционирования Котельного цеха БСИ приведены в Табл. 2.40.

Табл. 2.40 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	35	36	37	38	39
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	151,8	151,8	156,9	153,4	154,4
Собственные нужды	%	6,9	15,6	26,6	9,1	11,6
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	161,6	180,8	213,4	174	184,8
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	19,7	29,6	38	24,4	35,9
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	$м^3$/Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	3,76	2,1	0,93	1,95	1,21
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0		0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива		мазут	мазут	мазут	мазут	мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	8	8	8	8	8

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них

3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

Структуру тепловых сетей формируют 2 теплосетевые организации и сети локальных источников теплоснабжения:

- Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»);
- ООО «ТСЗВ».

Схема теплоснабжения г. Набережные Челны делится на два района: северо-восточный и юго-западный. В юго-западном районе теплоснабжение потребителей осуществляется от котельного цеха БСИ филиала АО «Татэнерго» НчТЭЦ, работающего в пиковых режимах, и от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ по закрытой схеме. В северо-восточной части города проектной схемой подключения потребителей предусматривалось использование с открытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения от филиала АО «Татэнерго» НчТЭЦ, но начиная с 2022 года в городе был осуществлен переход на закрытую схему горячего водоснабжения.

Тепловые сети в г. Набережные Челны проложены в двухтрубном исполнении, потребители подключены как по зависимой схеме с закрытым водоразбором на нужды горячего водоснабжения с использование автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов с погодозависимым регулированием теплового потребления (АИТП), так и по независимой схеме.

Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НчТС», составляет 743747,264 м.

Для обеспечения необходимых гидравлических режимов на магистральных трубопроводах существуют следующие насосные станции:

-ПНС-1 – в резерве (ПКЗ);
-ПНС-3 – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, 22/15А);
-ПНС-4 – в резерве (40/15А);
-ПНС-5 – в работе (на подающем и обратном тепловодах №100, 200, Трубный проезд 10);
-ПНС-6 – в работе (на подающем и обратном тепловоде №300, Трубный проезд 12);
-ПНС-7 – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети магистрали №310, улица Ахметшина, за 56 комплексом);
-РТП-ЗЯБ – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, пос. ЗЯБ, 17А-III микрорайон);
-ПНС-Сидоровка – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, Казанский проспект, 3/2);
-ПНС-9 – в работе (на обратном трубопроводе тепловой сети, Казанский проспект, 209);
-ПНС – БСИ – в работе (на подающем трубопроводе тепловой сети, Казанский проспект, 3/2);
- РТП-10 – в резерве (19 комплекс).

Для обеспечения устойчивого теплоснабжения в квартальных сетях введена в работу насосная станция в РТП-10, где установлены насосы на подающем трубопроводе, оборудованные регулируемыми приводами.

Гидравлический режим тепловой сети рассчитан для зданий до девятиэтажной застройки включительно.

Результаты расчета резерва пропускной способности тепловодов №100, 200, 300, 410, 520, 500 представлен в таблице 3.1 и на рис. 3.3,3.4.

Табл.3.1 - Результаты расчета резерва пропускной способности тепловодов, т/ч

	Тепловод 100	Тепловод 200	Тепловод 300	Тепловод 410	Тепловод 520	Тепловод 500
в начале тепловода	2250	2250	2250	2250	1250	500
в конце тепловода	2250	2250	2250	250	500	500

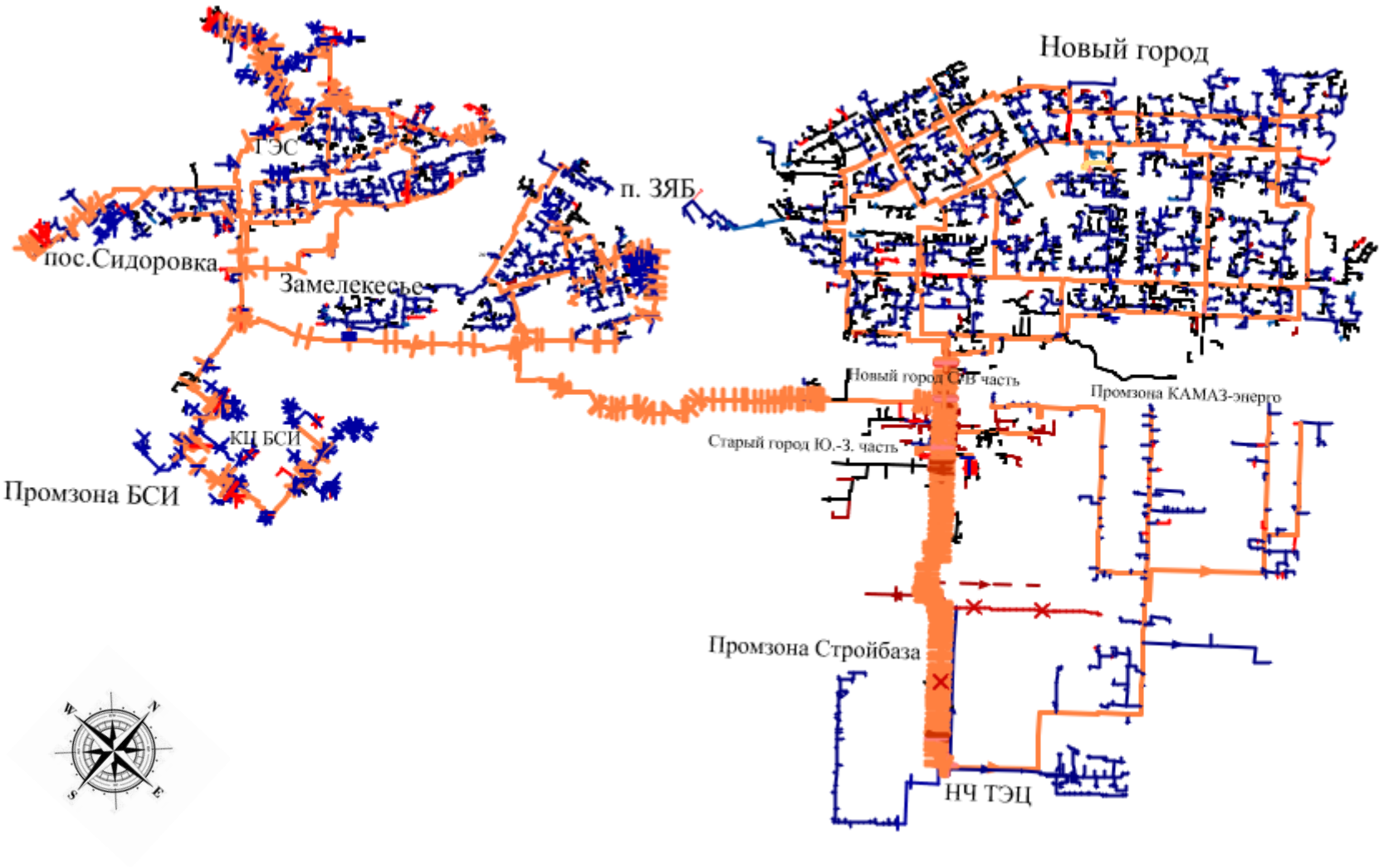


Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

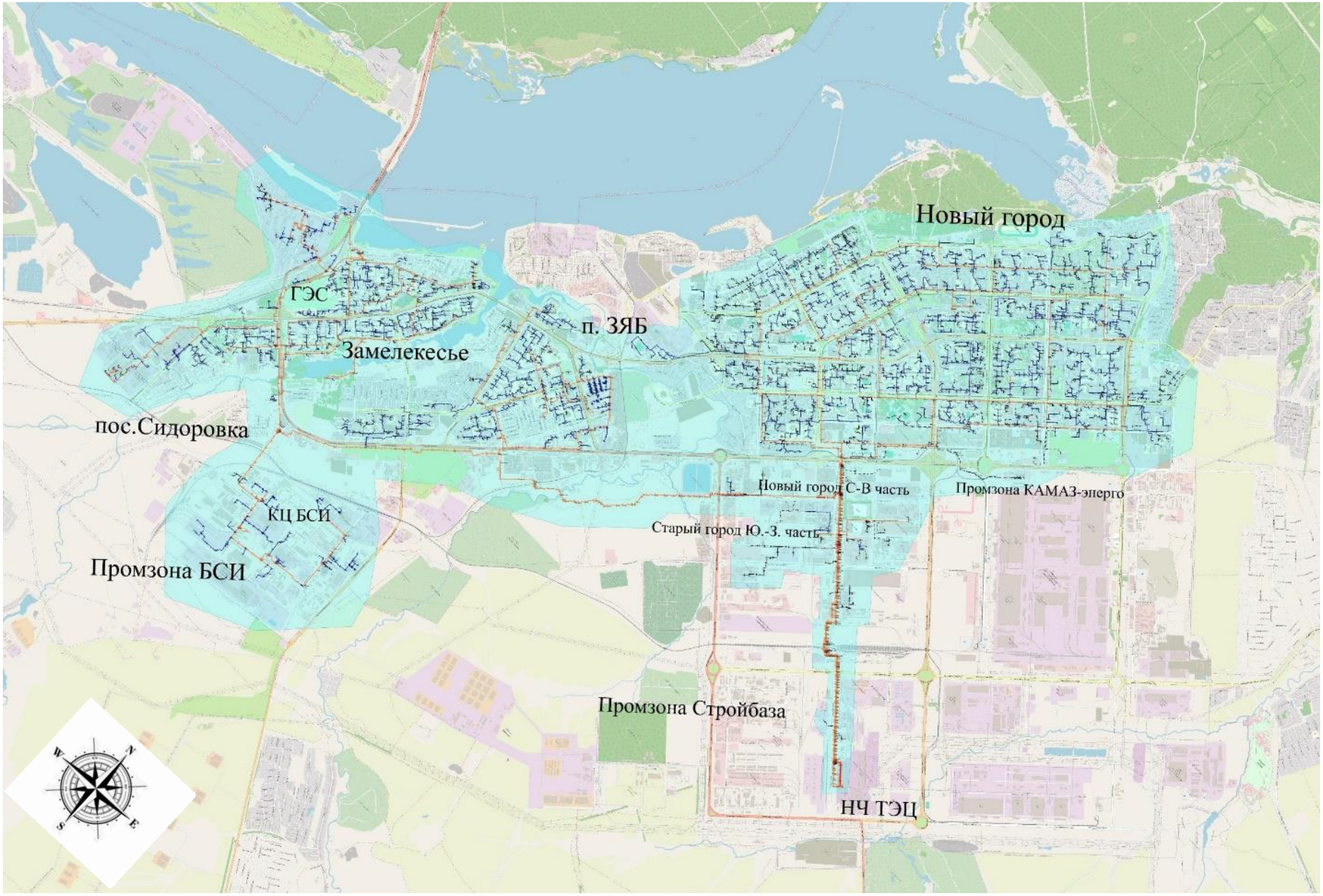


Рис. 3.2 Зона эксплуатационной ответственности тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

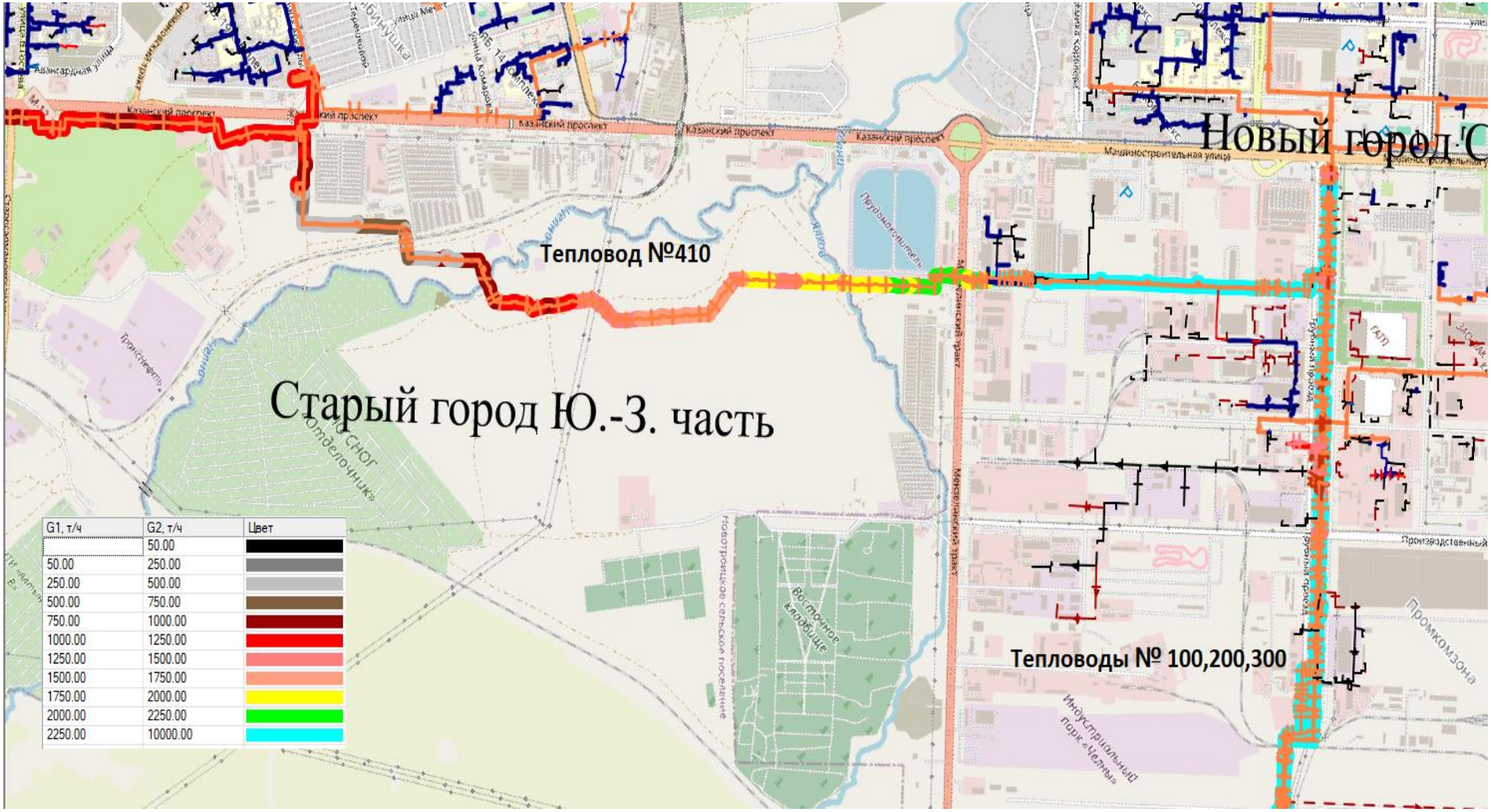


Рис. 3.3. Резерв пропускной способности тепловодов 100, 200,300

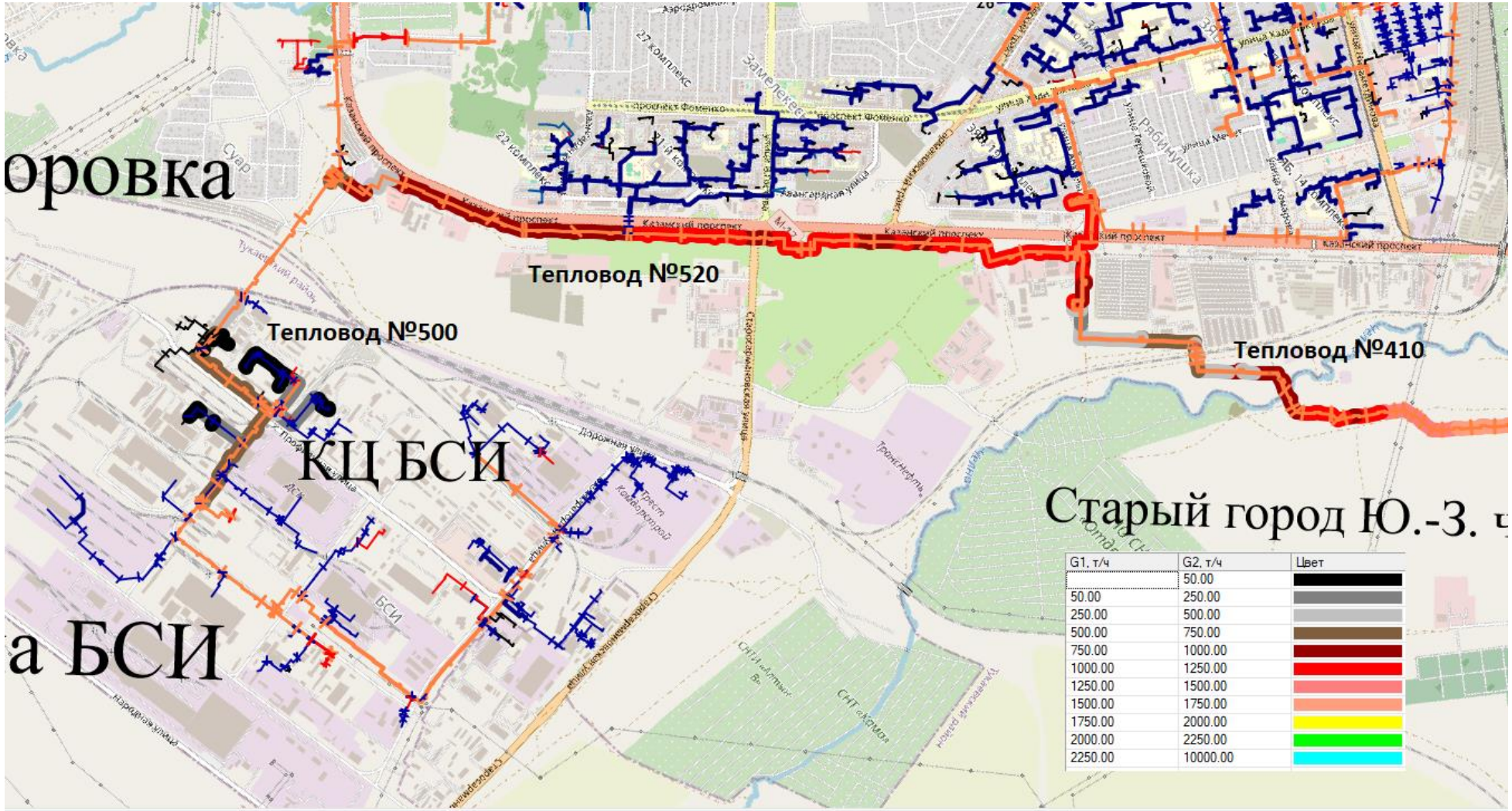


Рис.3.4. Резерв пропускной способности тепловодов 410, 520,500

Здания высотной застройки снабжались от центральных тепловых пунктов (ЦТП) или индивидуальных тепловых пунктов ИТП. В городе Набережные Челны было сооружено 51 ЦТП, каждое из которых обеспечивает одно или группу зданий высотной застройки, к началу 2014 года 50 ЦТП выведены из эксплуатации, а потребители подключены посредством АИТП.

Практически на всех насосных станциях ПНС, РТП выполнен монтаж частотно-регулируемых приводов насосов, что позволяет значительно сократить затраты на электропитание и обслуживание насосов.

Тепловые сети ПАО «КАМАЗ» расположены на 5-ти промышленных площадках: ЛЗ, КИСМ, ООКН, площадка Автопроизводства, ВСО, ЗД. При этом тепловые сети площадки Стройбазы с 11.05.2018 года переданы из ПАО «КАМАЗ» в ООО «ТСЗВ».

На входе коммуникационной эстакады на площадке установлены центральные тепловые пункты (ЦТП). В качестве теплоносителя для нужд отопления и вентиляции принята перегретая вода по температурному графику 150/70 °С со срезкой 114°С. Для технологических нужд - пар давлением 13 атм, температурой 250°С и деминерализованная (хим. обессоленная) вода температурой 30°С.

Схема и система тепловых сетей ООО «ТСЗВ» для нужд отопления, вентиляции - двухтрубная, тупиковая, с закрытым водоразбором для нужд ГВС.

Система регулирования отпуска тепла - централизованная, качественно-количественная путем изменения температуры и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

В качестве тепловой изоляции трубопроводов приняты плиты из минеральной ваты на синтетической связке. Покровным слоем является оцинкованная сталь толщиной листа 0,8 мм, часть слоя заменена на армопласт.

Теплоснабжение потребителей от ТЭЦ осуществляется по магистральным теплопроводам с диаметром труб на головных участках:

магистраль ТЭЦ-РИЗ - 2Ду 1200 мм;

магистраль ТЭЦ-Стройбаза - 2Ду 1000.

Пароснабжение осуществляется по магистрали ТЭЦ - Литейный завод - Автопроизводство-Ду 400 мм. Обеспечение деминерализованной водой осуществляется по магистральному трубопроводу ТЭЦ - Автопроизводство - Ду 300 мм.

Для обеспечения необходимых гидравлических режимов на тепловой сети ПАО «КАМАЗ» установлены следующие насосные станции: ПНС-2, ПНС ВСО ЗД, ПНС ЛЗ.

3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Для разработки электронной модели существующей схемы теплоснабжения г. Набережные Челны использовался программно-расчетный комплекс ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения.

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены в документе «Глава 3 «Электронная модель систем теплоснабжения» Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования «Город Набережные Челны» на период до 2043 года (актуализация на 2026 год)».

3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Суммарная протяжность тепловых сетей в городе Набережные Челны составляет 743,75 км. в однотрубном исчислении.

По году ввода в эксплуатацию 21% (по материальной характеристике) тепловых сетей старше 1990 года; 64% проложены с 2004 года. Около 24% тепловых сетей имеют срок эксплуатации, превышающий 25 лет.

По типу прокладки трубопроводов в г. Набережные Челны преобладает подземная прокладка трубопроводов в канале (более 50% по материальной характеристике). Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы, сальниковые и сильфонные компенсаторы. Тип тепловой изоляции: предизолированные трубопроводы в ППУ-изоляции, минеральноватная тепловая изоляция.

В пределах города грунты в местах прокладки тепловых сетей представлены следующими породами суглинок коричневый, красновато-коричневый твердый и полутвердый, песок мелкий коричневый малой степени водонасыщения. Характеристика грунта, близость реки Кама являются причиной преобладания в городе Набережные Челны подземной канальной прокладки.

Городская застройка представляет собой с нормальной степенью техногенной нагрузки, с развитой сетью автомобильных дорог. Подъездные дороги имеют асфальтовое покрытие.

Естественное строение рельефа нарушено в результате хозяйственной деятельности человека. Глубина залегания уровня грунтовых вод непостоянна, изменяется в зависимости от характера рельефа и условий залегания водовмещающей толщи.

Инженерно-геологические условия строительства сетей теплоснабжения условно благоприятные. Несущая способность грунтов достаточна для любого вида строительства.

На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов. Наименее надежные участки тепловых сетей с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам, представлены в Табл. 3. .

Табл. 3.2 Наименее надежные участки с определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод №111 на участке ТУ-9 – ТУ-9а – ТУ-10 – ТУ-11. Реконструкция	720	2393,000	1 722,960	1722,96	91,40
Тепловод №111. ТУ-24 - ТУ-43. Реконструкция	377	242,000	91,234	505,31	100,60
	426	972,000	414,072		
Тепловод 111. Участок ТУ-24а - КТС-169 - ТУ-44. Реконструкция	325	60,600	19,695	432,33	26,40
	377	205,000	77,285		
	426	787,200	335,347		
Тепловод 111. Участок ТУ-8 - ТУ-19 - АНС-19 - КТС36 . Реконструкция	630	1530,000	963,900	1647,90	94.5
	720	950,000	684,000		94.5
Тепловод 111. Участок от ТУ-24 до ТУ-24"А". Реконструкция	377	147,000	55,419	55,42	27,60
Тепловод 211. Участок от ТУ-40 - КТС-76 - ТК-190 - до ТК-35; от ТК-190 до ТК-183. Реконструкция	325	1479,000	480,675	480,68	22,60
Тепловод 211. Участок	426	877,200	373,687	1643,05	20,60

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
ТУ-12 - ТУ-21; Тепловод 321. Участок ТУ-12 - ТУ-12а. Реконструкция	720	1763,000	1 269,360		148,31
Тепловод № ПКЗ. Зона А. Участок между стойкой № 660 (точка А место опуска) и ТК-1. Реконструкция	377	348,000	131,196	131,20	9,70
Тепловод № ПКЗ, зона А. Участок от ТК-1 до ТК-1" к Челны-Лифт. Реконструкция	426	370,000	157,620	157,62	1,60
Тепловод № ПКЗ, зона Б. Участок от ТК-1а до ТК-1 к ГПАД. Реконструкция	377	198,400	74,797	74,80	3,92
Тепловые сети 10 комплекса ГЭС (тепловод №10 юз). Участки между ТК-163 – ТК-170. Реконструкция	325	790,000	256,750	256,750	27,90
Внеплощадочная теплосеть 17А мкр. Участок от точки А до ТК-290, от т.Б до ТК-291 , ТК-291/1, ТК-292 (тепловод № 522). Реконструкция	426	653,000	278,178	278,178	36,43
Тепловые сети 3 комплекса ГЭС (тепловод № 3А юз). Реконструкция	426	316,000	134,616	212,09	49.5
	159	340,000	54,060		
	108	90,000	9,720		4.9
	89	36,000	3,204		1.17
	76	132,000	10,032		0.47
	57	8,000	0,456		0,68
Тепловые сети ЗЯБ 15 комплекса (тепловод №15юз). Участки ТК-8/1 - ТК-61 и ТК-9 - ж/д 15/16(подвал). Реконструкция	426	392,000	166,992	241,55	5,98
	219	278,000	60,882		3,92
	108	64,000	6,912		2,10
	89	76,000	6,764		1,40
Магистральные сети от котельной №1. Участок от ТУ-4 до ТУ-4/1, ТУ-17 (тепловод № П юз). Реконструкция	426	270,000	115,020	115,02	10,70
Магистральные сети от котельной №1. Участок от ТУ-21 до ТУ-22	426	84,000	35,784	35,78	9,80

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
(тепловод № П юз). Реконструкция					
Т/сети от станции юго-зап. части города до узла 8 (Тепловод ТС БСИ) от ТУ- 5/2 до ТУ-5/2-2. Реконструкция	108	426,000	46,008	46,01	0,50
Т/сети от станции юго-зап. части города до узла 8 (Тепловод ТС БСИ) от ТУ-10 до ТУ-10/3 . Реконструкция	159	644,000	102,396	102,40	0,73
Тепловые сети 8 комплекса ГЭС. Реконструкция	219	294,000	64,386	225,332	7,11
	159	68,000	10,812		2,27
	133	200,000	26,600		1,42
	108	876,000	94,608		0,94
	89	252,000	22,428		0,86
	57	114,000	6,498		0,47
Тепловые сети п. Сидоровка (Тепловод № С-1 юз). Участок от ТК-235 - ТК-237 - ТК-278. Реконструкция	477	990,000	472,230	885,53	18,10
	426	956,000	407,256		49,10
	108	56,000	6,048		12,99
Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция	325	1838,000	597,350	797,04	10,10
	219	120,000	26,280		3,91
	159	254,000	40,386		1,29
	108	506,000	54,648		1,49
	89	351,000	31,239		0,74
	76	24,000	1,824		0,57
	57	795,000	45,315		0,25
Тепловые сети ЗЯБ 15 комплекса (тепловод № 15 юз). Участки ТК-7 - ТК-7/1, ТК-7/1 - ТК-24, ТК-2 - ТК-5, ТК-4/1 - ж/д 15/3, 15/18, ТК-5/1 - ж/д 15/4. Реконструкция	325	1044,000	339,300	361,15	23,80
	89	234,000	20,826		1,11
	57	18,000	1,026		0,63
Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция	325	690,000	224,250	230,08	19,70
	108	54,000	5,832		1,00
Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция	720	4694,000	3 379,680	3379,68	158,30
Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз).	325	696,000	226,200	461,49	25,83
	159	946,000	150,414		3,80
	108	308,000	33,264		0,81

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Реконструкция	89	556,000	49,484		0,77
	76	28,000	2,128		0,33
Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция	426	1458,000	621,108	1249,32	29,10
	219	1709,000	374,271		8,00
	159	884,000	140,556		3,48
	133	334,000	44,422		1,94
	108	314,000	33,912		1,12
	89	358,000	31,862		0,77
	57	56,000	3,192		0,15
Теплотрасса ЗЯБ 18 комплекса (тепловод 18-ю-з). Реконструкция	426	779,000	331,854	609,89	45,70
	377	15,000	5,655		47,90
	325	648,000	210,600		74,50
	273	182,000	49,686		67,90
	108	112,000	12,096		0,94
Т/сеть БСИ-ЦОК (Тепловод № 510). Реконструкция. Участки ТК-197/1 до ТК-197 до ТУ-10, от ТК-197 до ТК- 197/2 до ТК-199	720	174,000	125,280	157,66	159,07
	426	76,000	32,376		45,50
Т/сети т/станции юго-западной части (Тепловод БСИ ТС). Реконструкция. Участок от ТУ-8 до ТУ-8/1	273	160,000	43,680	43,68	1,06
Тепловод № 15. Участок ТК-4 – ТК-5 – ТК-6 – ТК-8 – ТК-10, у ж.д.30/17 и 30/09. Реконструкция	377	568,000	214,136	214,14	45,20
Тепловод № 15. Участок ТК-1 - ТК-5А – школа 28/15 МАОУ «Гимназия №77». Реконструкция	108	290,000	31,320	45,03	1,41
	89	154,000	13,706		
Тепловод № 23а. Участок между ТК-16 и ТК-21, у школы 47/18. Реконструкция	159	161,000	25,599	25,60	3,70
Тепловод №24. Реконструкция. Участки ТК-161-ТК-174-ТК-1А-48/07-Ликон (48/08); ТК-161-ж.д.48/05-ТК-160-ж.д.48/04-ТК-185-ж.д.48/03	219	212,000	46,428	149,64	5,58
	159	349,800	55,618		3,71
	108	183,200	19,786		1,01
	89	312,400	27,804		0,51
Тепловод №15.участок	159	226,000	35,934	35,93	1,08

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
от ТК-6 - ТК-44 – ТК-45 – ж.д.30/11.Реконструкция					
Комплекс инженерных сетей теплоснабжения 60 микрорайона. Реконструкция	325	135,200	43,940	243,71	10,42
	219	196,000	42,924		5,03
	159	928,600	147,647		2,88
	108	85,200	9,202		1,22
Сети теплоснабжения к 180 ж/д 60/03. Реконструкция	219	188,400	41,260	46,44	1,45
	108	48,000	5,184		1,23
Тепловая сеть от ТК-3 до ТК-10, от ТК-10 до ж/д 60/06, от ТК-10 до ТК-12, от ТК-12 до ж/д 60/09, от ТК-12 до ж/д 60/08, от ТК-11 до ж/д 60/07. Реконструкция	219	264,000	57,816	131,10	3,69
	159	320,000	50,880		2,13
	108	207,400	22,399		0,74
Сети теплоснабжения к 180кв ж/д 60/12. Реконструкция	108	102,000	11,016	11,02	1,22
Теплосеть, кадастровый номер 16:52 040301:7488, назначение - сооружение коммунального хозяйства. Реконструкция	108	34,000	3,672	3,67	
Тепловод № 3. Реконструкция	32	118,000	3,776	372,86	0,04
	89	62,000	5,518		0,66
	57	98,000	5,586		0,13
	108	66,000	7,128		1,61
	159	710,000	112,890		4,48
	219	578,000	126,582		9,27
	273	408,000	111,384		15,71
Тепловод № 6. Реконструкция	89	38,000	3,382	152,03	0,99
	108	90,000	9,720		1,03
	159	408,200	64,904		3,57
	219	338,000	74,022		8,07
Тепловод № 14А. Реконструкция	325	76,000	24,700	143,85	4,73
	219	340,000	74,460		4,51
	133	336,000	44,688		2,86
Тепловод № 17. Участок ТУ59-НО408-НО409-ТК2В-ж.д.32/07. Реконструкция	273	639,000	174,447	174,45	21,11
Тепловод № 22. Участок от ТК-3 до ТК-	108	392,000	42,336	42,34	1,40

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однотрубном исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
3А. Реконструкция					
Тепловод № 24А. Реконструкция	273	302,000	82,446	126,43	18,45
	133	126,400	16,811		2,12
	108	156,000	16,848		0,74
	89	116,000	10,324		0,34
Тепловод № 26. Реконструкция	273	330,000	90,090	170,75	23,63
	219	242,000	52,998		7,65
	159	174,000	27,666		2,73
Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1. Реконструкция	159	508,000	80,772	80,77	2,93
Тепловод №61. Реконструкция	273	790,400	215,779	432,63	6,31
	219	116,000	25,404		6,05
	159	992,000	157,728		3,99
	108	197,200	21,298		0,98
	89	139,600	12,424		0,50
Тепловод №16. Реконструкция	426	461,000	196,386	477,51	33,32
	325	865,000	281,125		27,81
Тепловод № 17. Участок ТК-2Б-ТК-3Б-школа 32/13. Реконструкция	133	540,800	71,926	71,93	0,85
Тепловод № 30. Участок ТК-82 -ж.д. 56/17. Реконструкция	159	512,000	81,408	81,41	3,67
Тепловые сети 10 комплекса ГЭС (Тепловод № 10 юз) от ж/д 10/36-1 до д/сада №42. Реконструкция	76	98,000	7,448	7,45	0,63
			Итого:	19 780,59	1702,77

3.4 Общая характеристика тепловых сетей

3.4.1 Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»

В Табл. 3. - Табл. 3. приведены данные по характеристикам магистральных и распределительных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» и данные по способам прокладки тепловых сетей.

Табл. 3.3 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м2**
300	49 605,800	16 121,885
350	5 538,460	2 087,999

Условный	Протяженность трубопроводов в	Материальная характеристика, м2
400	39 036,780	16 629,668
450	1 154,000	550,458
500	21 317,140	11 298,084
600	27 130,860	17 092,442
700	24 872,010	17 907,847
800	16 737,100	13 724,422
900	8 267,120	7 605,750
1 000	74 821,010	76 317,430
1 200	11 343,430	13 838,985
Всего	**279 823,710**	**193 174,971**

Табл. 3.4 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	90 450,450	80 008,790
Канальная	174 456,840	103 062,185
непроходной канал	0,000	0,000
проходной канал	0,000	0,000
дюкер	0,000	0,000
Безканальная	14 916,420	10 103,996
Всего	**279 823,710**	**193 174,971**

Табл. 3.5 Общая характеристика распределительных тепловых сетей отопления теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	541,860	17,340
32	660,200	25,088
40	2 214,760	99,664
50	10 900,080	621,305
65	19 819,200	1 506,259
80	55 794,120	4 965,677
100	89 630,444	9 680,088
125	33 237,380	4 420,572
150	109 092,760	17 345,749
200	94 907,670	20 784,780
250	47 125,080	12 865,147
Всего	**463 923,554**	**72 331,667**

Табл. 3.6 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	0	0,00
32	0	0,00
40	0	0,00
50	0	0,00
65	0	0,00
80	0	0,00
Всего	**0,00**	**0,00**

Табл. 3.7 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	170 065	55 930,00
С 1991 по 1998	17 925	6 430,00
С 1999 по 2003	72 348,00	31 927,00
С 2004	483 409	171 219,64
Всего	**743 747,26**	**265 506,64**

3.4.2 ООО «ТСЗВ»

В таблицах 3.8-3.12 приведены данные по характеристикам магистральных и распределительных тепловых сетей ООО «ТСЗВ».

В соответствии с письмом №03/2498 от 25.10.2024 от ИКМО г. Набережные Челны в адрес ООО «ТСЗВ» сети площадки Стройбаза ООО «ТСЗВ» выведены из эксплуатации в связи с физическим износом оборудования и невозможностью безопасного использования трубопроводов.

По состоянию на 01.01.2025г. в работе остаются сети теплоснабжения ООО «ТСЗВ» от Узла 2 до спорткомплекса "Гренада". Данные по характеристикам тепловых сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» приведены в таблицах 3.13-3.18

Табл. 3.8 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
250	929,10	253,64
300	357,58	116,21
400	3227,44	1374,89
600	4599,20	2897,50
700	2619,78	1886,24
1000	102,00	103,69
Всего	**11 835**	**6 632,17**

Табл. 3.9 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Способ прокладки	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м2**
Надземная	11591,14	6565,67
Канальная	0,00	0,00
непроходной канал	0,00	0,00
проходной канал	0,00	0,00
дюкер	0,00	0,00
Бесканальная	243,62	66,51
Всего	**11 835**	**6 632,18**

Табл. 3.10 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м2**
50	797,82	45,48
100	1001,82	108,20
150	127,70	20,30
250	966,00	263,72
300	514,78	167,30
Всего	**3408,12**	**605,00**

Табл. 3.1 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
25	0,00	0,00
32	0,00	0,00
40	0,00	0,00
50	0,00	0,00
65	0,00	0,00
80	0,00	0,00
100	0,00	0,00
125	0,00	0,00
150	0,00	0,00
200	0,00	0,00
250	0,00	0,00
Всего	**0,00**	**0,00**

Табл. 3.2 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	13 995	6 958,58
С 1991 по 1998	0	0,00
С 1999 по 2003	0	0,00
С 2004	1 248	278,60
Всего	**15 243**	**7 237,18**

Табл. 3.13 Общая характеристика магистральных тепловых сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
250	0,00	0,00
300	0,00	0,00
400	0,00	0,00
600	0,00	0,00
700	0,00	0,00
1000	0,00	0,00
Всего	**0,00**	**0,00**

Табл. 3.14 Способы прокладки магистральных тепловых сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» за 2024 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	0,00	0,00
Канальная	0,00	0,00
непроходной канал	0,00	0,00
проходной канал	0,00	0,00
дюкер	0,00	0,00
Бесканальная	0,00	0,00
Всего	**0,00**	**0,00**

Табл. 3.15 Общая характеристика распределительных тепловых сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
300	514,78	83,65
250	155,12	21,17
150	127,7	10,15
100	1001,82	54,1
Всего	**1799,42**	**169,07**

Табл. 3.16 Способы прокладки распределительных тепловых сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» за 2024 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	679,12	39,93
Канальная	0,00	0,00
непроходной канал	0,00	0,00
проходной канал	0,00	0,00
дюкер	0,00	0,00
Бесканальная	1120,3	129,14
Всего	**1799,42**	**169,07**

Табл. 3.17 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
25	0,00	0,00
32	0,00	0,00
40	0,00	0,00
50	0,00	0,00
65	0,00	0,00
80	0,00	0,00
100	0,00	0,00
125	0,00	0,00
150	0,00	0,00
200	0,00	0,00
250	0,00	0,00
Всего	**0,00**	**0,00**

Табл. 3.18 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки тепловых сетей ООО «ТСЗВ» на территории парка «Гренада» за 2024 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	1799,42	169,07
С 1991 по 1998	0,00	0,00
С 1999 по 2003	0,00	0,00
С 2004	0,00	0,00
Всего	**1799,42**	**169,07**

3.4.3 ПАО «КАМАЗ»

В таблицах 3.19-3.23 приведены данные по характеристикам магистральных и распределительных тепловых сетей ПАО «КАМАЗ».

Табл. 3.19 Общая характеристика магистральных тепловых сетей ПАО «КАМАЗ» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
300	10 998	3 574,350
350	134	50,518
400	10 732	4 571,832

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
450	0,000	0,00
500	5 346	2 833,38
600	5 963	3 756,69
700	7 402	5 329,44
800	6 770	5 551,4
900	0,00	0,00
1 000	3 948	4 026,96
1 200	15 356	18 734,32
Всего	**66 649**	**48 428,89**

Табл. 3.20 Способы прокладки магистральных тепловых сетей ПАО «КАМАЗ» за 2024 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	66 649	48 428,89
Канальная	0,00	0,00
непроходной канал	0,00	0,00
проходной канал	0,00	0,00
дюкер	0,00	0,00
Бесканальная	0,00	0,00
Всего	**66 649**	**48 428,89**

Табл. 3.21 Общая характеристика распределительных сетей ПАО «КАМАЗ» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	50	1,600
32	261	9,918
40	0,000	0,000
50	2 929	166,953
65	456	34,656
80	2 120	188,680
100	6 441	695,628
125	1 214	161,462
150	4 396	698,964
200	6 835	1 496,865
250	7 933	2 165,709
Всего	**32 635**	**5 620,435**

Табл. 3.22 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения сетей ПАО «КАМАЗ» за 2024 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
25	0,00	0,00
32	0,00	0,00
40	0,00	0,00
50	0,00	0,00
65	0,00	0,00
80	0,00	0,00

Условный диаметр, мм	**Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м**	**Материальная характеристика, м^2**
100	0,00	0,00
125	0,00	0,00
150	0,00	0,00
200	0,00	0,00
250	0,00	0,00
Всего	**0,00**	**0,00**

Табл. 3.23 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки тепловых сетей ПАО «КАМАЗ» за 2024 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	45 699	35 909,68
С 1991 по 1998	47 561	17 194,51
С 1999 по 2003	709,00	75,77
С 2004	5 315	869,37
Всего	**99 284,00**	**54 049,33**

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» расположено 2 376 единиц секционирующей арматуры, расположенной на магистральных тепловодах и предназначенной для выполнения их переключений, на перемычках магистральных и распределительных тепловых сетях, в насосных станциях, павильонах, тепловых камерах. В качестве секционирующей арматуры применены клиновые стальные задвижки, шаровые краны. Затворы на сетях «НЧТС» не используются по причине низкой эффективности. Секционирующая запорная арматура Ø 500 мм и выше оборудована электроприводами, часть которых задействована в системе автоматизации и имеется возможность управления с диспетчерского пункта «НЧТС», остальные имеют выносные пункты для подключения передвижных станций.

Общее количество регулирующей арматуры на сетях «НЧТС» составляет 200 единиц и используется в качестве дросселирующих устройств для снижения избыточных напоров в тепловых сетях. В качестве регулирующей арматуры на тепловых сетях используются клапаны типа РК-1 и электромеханические клапаны. Регулирование параметров тепловой сети в насосных станциях по параметрам на обратном трубопроводе осуществляется с помощью частотно- регулируемых приводов (ЧРП).

3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

На балансе филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» находится 39 ЦТП, все выведены из эксплуатации, в работе 0 шт.

Табл. 3.24 Центральные тепловые пункты (далее - ЦТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2020	1 в работе/ всего 51	9,254
2021	1 в работе/ всего 49	9,254
2022	1 в работе/ всего 49	0
2023	0 в работе / всего 39	0
2024	0 в работе / всего 39	0

Центральные тепловые пункты ООО «КАМАЗ – Энерго», расположенные на вводах тепловых сетей на производственные площадки ЛЗ, ООКН, площадка Автопроизводства, ВСО, ЗД, представляют из себя насосные станции, включенные по повысительно - смесительной схеме, и используются в основном для поддержания установленной режимными графиками температуры воды в обратном трубопроводе.

Центральных тепловых пунктов на балансе ООО «ТСЗВ» нет.

Все потребители (за исключением промышленных предприятий), присоединены к тепловым сетям через АИТП с погодозависимым регулированием потребления тепловой энергии, установка АИТП закончена в 2016 году. На 01.01.2025 все потребители переведены на закрытую схему водоразбора на нужды горячего водоснабжения.

Табл. 3.25 Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)	Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП
2020	3411	0,793	100%	64 потребителя фактически присоединено в 2020 году
2021	3452	н/д	н/д	н/д
2022	3493	0,469	100%	н/д
2023	3555	0,468	100%	н/д
2024	3571	0,673	100%	н/д

Табл. 3.26 Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) теплосетевой организации единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	**Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов**	**Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке горячего водоснабжения, %**	**Динамика изменения доли тепловой нагрузки горячего водоснабжения, присоединенной по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) к доле 2020 года**
2020	14	0,1	н/д
2021	н/д	н/д	н/д
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

Тепловые камеры тепловых сетей г. Набережные Челны, являются в основном заглубленными устройствами, которые предназначены для размещения в них и дальнейшего обслуживания теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками (вентилями), дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными конструкциями и отводами труб. Выполняется тепловая камера обычно из монолитного бетона, или же из железобетона, железобетонных конструкций.

Павильоны, как правило, размещены в отдельно стоящем здании капитального строительства из кирпича или железобетонных конструкций.

3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе. Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха. При центральном отоплении регулировать отпуск тепловой энергии на источнике можно двумя способами:

- расходом или количеством теплоносителя, данный способ регулирования называется количественным регулированием (при изменении расхода теплоносителя температура постоянна);
- температурой теплоносителя, данный способ регулирования называется качественным (при изменении температуры расход постоянный).

На всех теплоисточниках в зоне действия АО «Татэнерго» центральное качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии потребителям.

Фактически, сейчас сниженный температурный график. Для источника - 114/64, для потребителей 110/70 без срезки. График применяется с 2016г, утверждён схемой теплоснабжения города.

Большее количество абонентских вводов оборудованы системой автоматического регулирования с погодной компенсацией. Системы ГВС подключены, как правило, по двухступенчатой смешенной схеме. Доля объектов, подключенных по независимой схеме, составляет порядка 10%.

Регулирование производится по температурному графику «зашитому» в контроллер по температуре наружного воздуха и температуре в контуре системы отопления/вентиляции. Температура ГВС и технологическая нагрузка регулируется по уставке.

В табл. 3.27 приведены данные по нормативным температурам теплоносителя в тепловых сетях и фактическим температурам теплоносителя после ТФУ.

Внедрение АИТП у потребителей значительно повлияла на гидравлический режим системы теплоснабжения города существенным изменением расходов сетевой воды в зависимости от времени суток и от температуры наружного воздуха.

Изменение температуры во внутреннем контуре происходит за счет изменения пропускной способности клапана с электроприводом по датчику 1 и 3. Так же постоянно производится контроль по температуре теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть по датчику 2. В случае обнаружения завышения обратки, контроллер перестаёт вести режим по температурному графику и снижает температуру до заданного значения по датчику 2, затем переходит в штатный режим регулирования. Контроллеры, как правило имеют различные возможности по подстройке под конкретное здание и режим его работы (снижение графика, изменение наклона графика, работа по часам суток, ограничение температуры обратного теплоносителя и др.) Для дополнительной экономии и поддержания комфортных условий микроклимата, часть абонентов и управляющих компаний этим активно пользуются, производя корректировку внутреннего температурного графика МКД на аккумулирующую способность здания.

По состоянию на 31.12.2024 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения выполнен на 100%.

В течение суток температура наружного воздуха меняется, соответственно, и фактические расходы сетевой воды отличаются от расчётного режима. Разница между максимальным и минимальным расходом сетевой воды в течение суток доходит, до 4500 т/ч. Для восприятия

изменяющихся расходов сетевой воды на всех подкачивающих насосных станциях (ПНС) установлены ЧРП.

Более значительное отклонение расходов наблюдается в диапазоне температуры наружного воздуха от +8 до +2 °С – температуры, соответствующей точке излома температурного графика.

Фактически в течение суток осуществляется количественное регулирование отпуска теплоэнергии, которое стало возможно благодаря оснащённости объектов города АИТП.

В течение отопительного сезона расходы теплоносителя в тепловодах изменяются от 9500 до 17600 т/ч. Для города, оснащённого АИТП, режимная карта, составленная на расчётный расход сетевой воды, с установленным давлением, колеблющимся от ±0,5 кгс/см2 неприемлема, так как ведет к значительным расходам теплоносителя, и, как следствие, увеличению расхода электрической энергии на перекачку сетевой воды.

С целью охвата режимной картой всех возможных при эксплуатации тепловых сетей расходов предложен новый подход к составлению режимных карт, а именно: уставки режимной карты рассчитываются с шагом в 500 т/ч. При этом достигается охват возможного диапазона расходов сетевой воды в отопительный период. Режимная карта позволяет вести оптимальные режимы работы системы теплоснабжения и значительно экономит электрическую энергию. Данная режимная карта внедрена в работу с отопительного сезона 2016/2017 гг. и представлена в главе 3 обосновывающих материалов.

Все насосные станции локально автоматизированы и управляются диспетчером дистанционно и уставки ЧРП насосов и регулирующих клапанов устанавливают вручную.

В летний период, в системе теплоснабжения СЦТ-1, в зависимости от проводимых испытаний на тепловых сетях, текущих и капитальных ремонтов, в работу вводится как Набережночелнинская ТЭЦ, так и Котельный цех БСИ. Передача тепловой энергии от источника до потребителя происходит по магистральным трубопроводам, соединяющим источники тепловой энергии и город. Выбор тепловода №100,200,300 или 500, для передачи тепла в летний период, зависит от присоединенной нагрузки и расходов в данный момент времени, от шероховатости и зарастания трубопроводов, от видов работ, проводимых на тепловых сетях города. Разработанные на летний период режимные карты позволяют диспетчеру вести режим при различных ситуациях, возникающих на тепловых сетях, для обеспечения потребителей тепловой энергией в горячей воде. Расходы сетевой воды с НЧТЭЦ варьируется от 2500÷6000 т/час, от Котельного цеха БСИ 400÷1100 т/час.

Нормативные параметры теплоносителя предусматривают рост расхода теплоносителя от 12 065 до 21 020 т/ч. При этом нормативный перепад температур после точки излома температурного графика должен составлять 50-53°С

Анализ фактических параметров на входе/выходе из ТФУ позволят сделать вывод, что в зоне действия срезки температурного графика расход теплоносителя повышается до 17,5 - 18,5 тыс. т/час. При этом фактический перепад температур в зоне срезки температурного графика составляет 59-61°С. Увеличение объема отпуска тепловой энергии после – 22°С осуществляется за счет увеличения фактической разности температур в трубопроводах тепловой сети. По результатам зафиксированных значений фактических температурных режимов отпуска тепловой энергии соответствует утвержденным графикам качественного регулирования, отклонение температур отпуска тепловой энергии находится в пределах 3%.

В таблицах 3.28 и 3.29 приведены температуры сетевой воды, отпускаемой НЧ ТЭЦ в сети ПАО "КАМАЗ" и температурный график работы тепловых сетей ПАО "КАМАЗ" в отопительном сезоне 2025-2026 гг.

Табл. 3.27 Нормативные и фактические параметры теплоносителя в тепловых сетях и после ТФУ

Температурный график								
Температура наружного воздуха,	**Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,**	**Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,**	**Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,**	**Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,**	**Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе**	**Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе**	**Фактический расход теплоносителя в подающем теплопроводе**	**Фактический расход теплоносителя в обратном теплопроводе**
°С	**°С**	**°С**	**°С**	**°С**	**т/час**	**т/час**	**т/час**	**т/час**
8	75	48	76,1	42,1	12 065	11 874	9 577	9 522
7	75	47	76,8	42,4	12 893	12 893	10 177	10 103
6	75	46	77,1	42,3	13 911	13 911	11 224	11 129
5	75	46	77,1	42,3	12 704	12 704	10 599	10 498
4	75	45	77,1	42,4	13 044	13 044	11 267	11 193
3	75	44	77,8	42,7	15 024	15 024	12 778	12 719
2	75	43	79,5	42,6	13 625	13 625	11 797	11 701
1	78	44	81,5	43	13 744	13 744	12 298	12 258
0	80	44	82,1	43,4	13 445	13 445	12 710	12 642
-1	82	45	83,4	43,9	14 020	14 020	13 512	13 432
-2	83	46	84,7	44,4	14 199	14 199	13 030	12 972
-3	85	46	86,3	44,6	15 038	15 038	13 987	13 923
-4	87	47	88,7	45,4	14 279	14 279	13 188	13 115
-5	89	47	91,7	46	14 118	14 118	12 981	12 911
-6	91	48	93	46,5	14 409	14 409	13 778	13 707
-7	92	48	94,1	47	14 492	14 492	13 561	13 472
-8	94	49	95,8	47,8	14 941	14 941	13 855	13 787
-9	95	50	96	48,1	15 557	15 557	14 524	14 434
-10	97	50	97,1	48,7	14 900	14 900	14 597	14 521
-11	98	51	98,1	49,6	15 492	15 492	15 004	14 915
-12	99	51	98,6	49,6	15 632	15 632	15 700	15 643
-13	101	52	100,1	50,3	15 772	15 772	15 512	15 413
-14	102	53	101,5	51	16 239	16 239	15 732	15 658
-15	103	53	102,4	51,4	16 277	16 277	16 294	16 202

Температурный график								
Температура наружного воздуха,	**Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,**	**Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,**	**Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе,**	**Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе,**	**Нормативный расход теплоносителя в подающем теплопроводе**	**Нормативный расход теплоносителя в обратном теплопроводе**	**Фактический расход теплоносителя в подающем теплопроводе**	**Фактический расход теплоносителя в обратном теплопроводе**
-16	104	54	102,2	51,2	16 249	16 249	16 400	16 304
-17	105	54	104,9	52,9	16 906	16 906	16 597	16 521
-18	106	55	105,8	53,4	17 355	17 355	16 884	16 812
-19	107	55	107	54,4	17 453	17 453	17 260	17 220
-20	108	56	106,7	55,2	17 884	17 884	18 051	17 998
-21	109	57	106,5	54,6	18 316	18 316	18 351	18 291
-22	110	57	106,1	54,8	18 394	18 394	19 015	18 961
-23	110	58	109,9	54,1	19 180	19 180	17 880	17 793
-24	111	58	108,9	52,5	19 242	19 242	18 066	17 980
-25	112	59	108,7	52,1	19 665	19 665	18 408	18 357
-26	112	59	109,9	52,3	20 089	20 089	18 472	18 401
-27	113	60	114,7	53,7	20 547	20 433	17 852	17 777
-28	113	61	114,4	54,1	20 462	20 348	17 655	17 566
-29	113	62	115,4	56	20 765	20 650	17 808	17 751
-30	114	63	115,7	55,2	20 667	20 551	17 431	17 332
-31	114	64	115,6	55,4	21 020	20 905	17 468	17 395

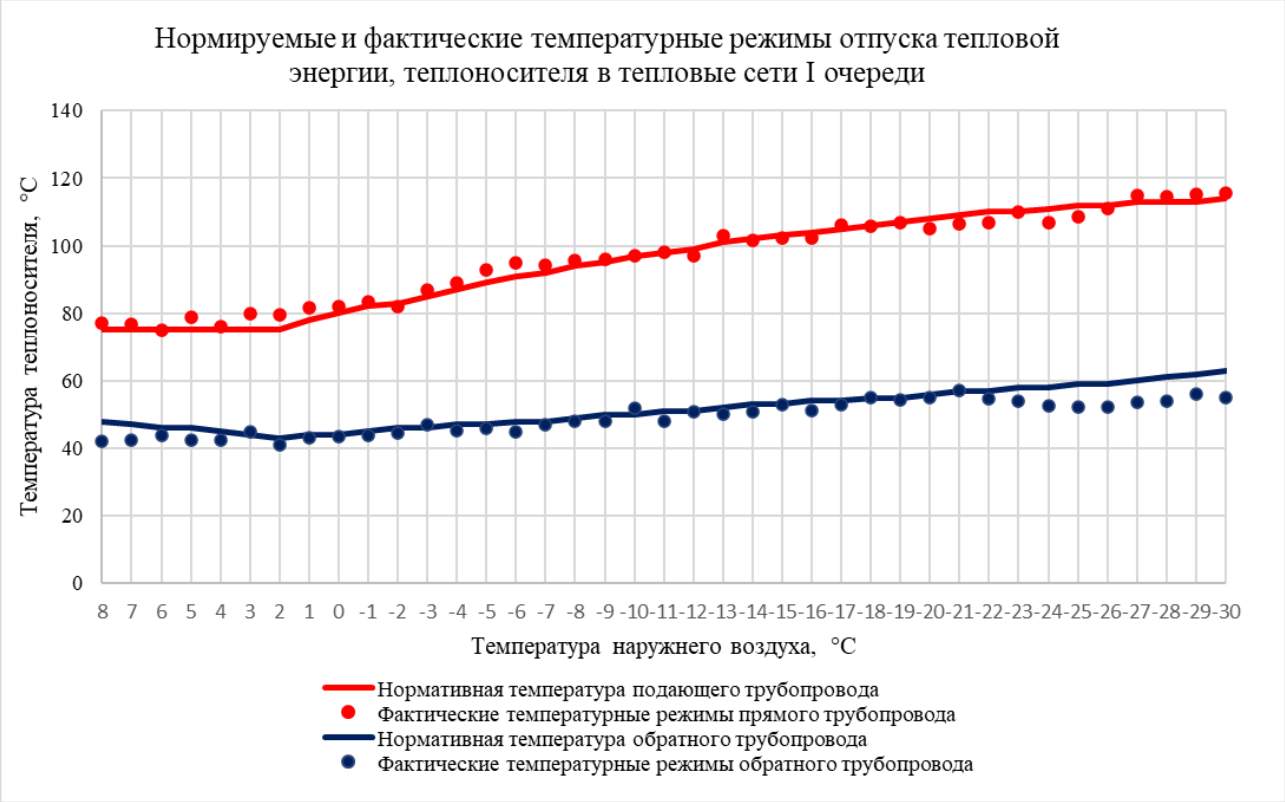


Рис. 3.5 - Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки

Табл. 3.28 Таблица температур сетевой воды, отпускаемой НЧ ТЭЦ в сети ПАО "КАМАЗ", на отопительный сезон 2025-2026 гг.

Температура наружного воздуха, t н.в., °С	Температура в подающем трубопроводе Т1, °С	Температура в обратном трубопроводе Т2, °С
8	70	40
7	70	40
6	70	40
5	70	40
4	70	40
3	70	40
2	70	40
1	70	40
0	70	40
-1	75	42
-2	78	44
-3	82	46
-4	85	47
-5	87	48
-6	90	49
-7	92	51
-8	94	52
-9	96	52
-10	97	53
-11	98	53
-12	99	53
-13	101	54
-14	102	54
-15	103	55
-16	104	55
-17	105	56

-18	106	57
-19	107	57
-20	108	57
-21	109	58
-22	110	58
-23	110	59
-24	111	60
-25	112	60
-26	112	60
-27	113	61
-28	113	61
-29	113	62
-30	114	62
-31	114	62
-32	114	63
-33	114	63
-34	114	64

Табл. 3.29 Температурный график работы тепловых сетей ПАО "КАМАЗ" в отопительном сезоне 2025-2026 гг.

Температура наружного воздуха, t н.в., °С	Температура в подающем трубопроводе Т1, °С	Температура в обратном трубопроводе Т2, °С
8	52	40
7	52	40
6	52	40
5	52	40
4	52	40
3	52	40
2	52	40
1	54	41
0	55	42
-1	57	42
-2	58	43
-3	60	44
-4	61	44
-5	63	45
-6	64	46
-7	66	46
-8	67	47
-9	68	48
-10	70	48
-11	71	49
-12	73	49
-13	74	50
-14	76	51
-15	77	51
-16	78	52
-17	80	52
-18	81	53
-19	83	53
-20	84	54
-21	85	54
-22	87	55
-23	88	55
-24	89	56
-25	91	57

-26	92	57
-27	93	58
-28	95	58
-29	96	59
-30	97	59
-31	99	60
-32	100	60
-33	100	60
-34	100	60

3.7 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1024.187, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	705.822, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.079, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	144.140, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.38585, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.62665, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.73136, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.08728, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.19933, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18989.637, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18614.475, т/ч
Суммарный расход на подпитку	375.162, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15055.401, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1605.171, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2142.588, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.45186, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.17636, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	54.35065, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	61.176, °C

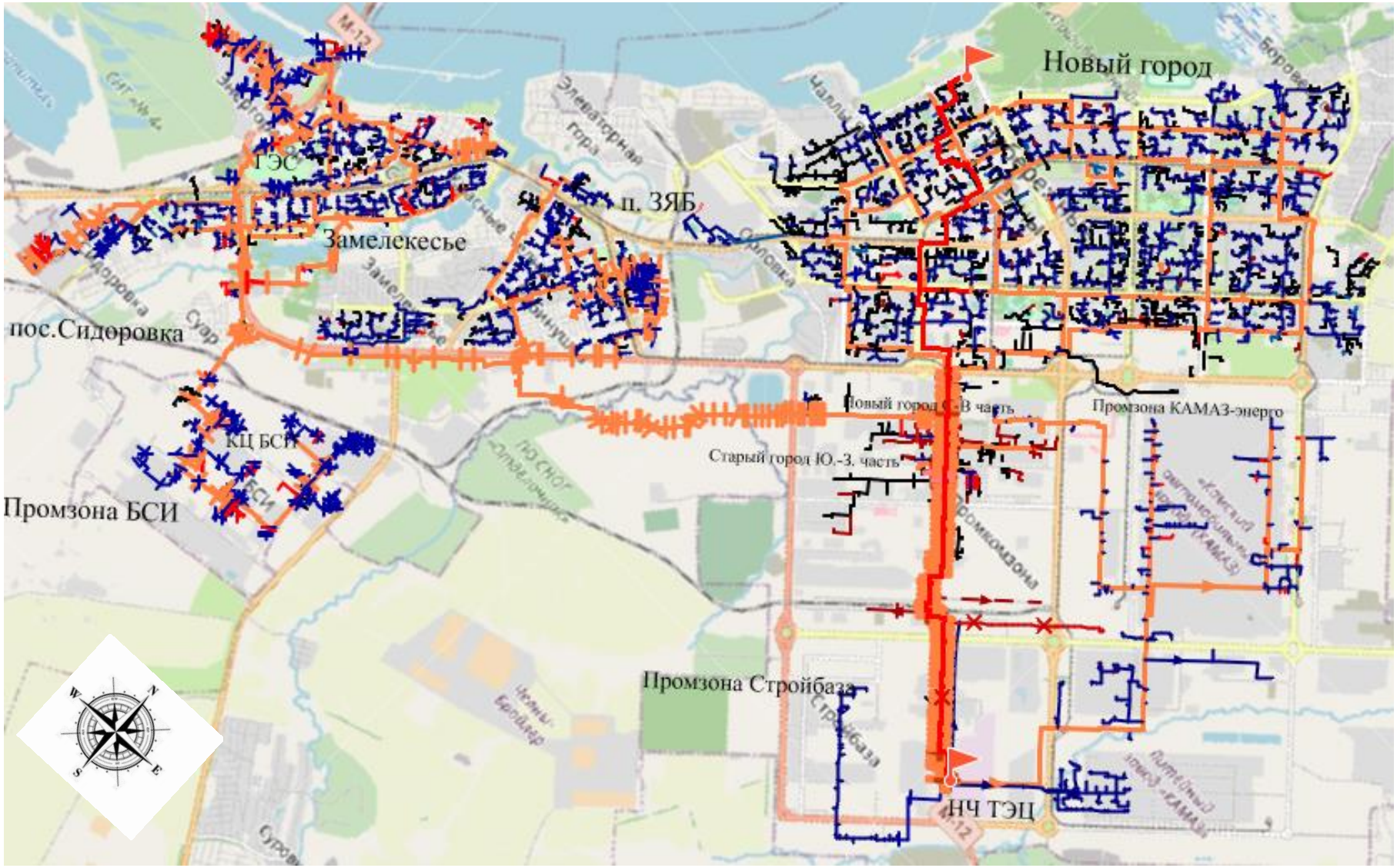
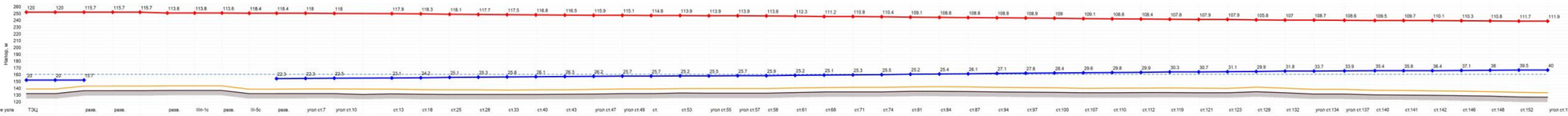


Рис. 3.6 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя ж/д 12/68а по 300 тепловоду

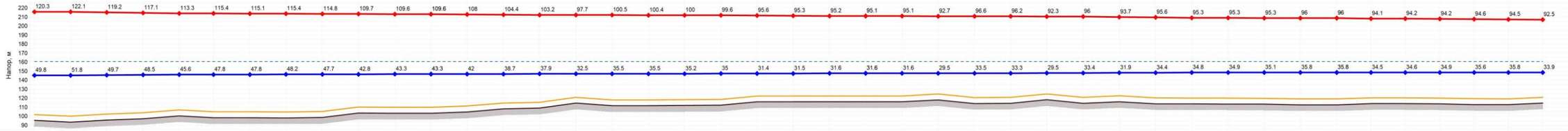


Наименование узла	ТЭЦ		разв.	разв.		разв.	IIIм-1с	разв.	III-5с	разв.	узел ст.7	узел ст.10	ст.13	ст.18	ст.25	ст.28	ст.33	ст.40	ст.43	узел ст.47	узел ст.49	ст.	ст.53	узел ст.55	узел ст.57	ст.58	ст.61	ст.68	ст.71	ст.74	ст.81	ст.84	ст.87	ст.94	ст.97	ст.100	ст.107	ст.110	ст.112	ст.119	ст.121	ст.123	ст.128	ст.132	узел ст.134	узел ст.137	ст.140	ст.141	ст.142	ст.146	ст.148	ст.152	узел ст.153
Геодезическая высота, м	132	132	136.277	136.277	136.277	136.796	136.798	136.798	132	132	132.18	132.14	131	131.88	131.13	130.8	130.94	130.78	130.96	131.06	131.43	132.06	132.22	132.92	132.75	132.66	132.86	133.73	134.4	134.51	134.62	135.4	135.47	135.14	134.64	134.28	133.91	133.28	133.33	133.5	133.63	133.4	133.18	134.83	133.3	131.52	131.51	130.28	130	129.52	129.04	128.32	127.19	126.83
Располагаемый напор, м	99.996	99.984	99.978							96.112	95.694	95.468	95.16	94.764	94.053	93.029	92.435	91.759	90.757	90.229	89.7	89.464	89.112	88.757	88.394	88.158	87.839	87.104	86.126	85.532	84.939	83.928	83.334	82.741	81.73	81.137	80.543	79.532	78.939	78.543	77.532	77.158	76.741	75.949	75.285	75.022	74.701	74.091	73.893	73.695	73.19	72.794	72.195	71.91
Длина участка, м	0.5	1	0.5	4	400	1	1	35	1	38	20.5	28	36	64.5	93	54	61.4	91	48	48.1	21.5	32	32.3	33	21.5	29	66.9	89	54	54	92	54	54	92	54	54	92	54	36	92	34	38	72	60.4	24	29.2	55.5	18	18	46	36	54.5	26	
Диаметр участка, м	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.006	0.005	0.002	0.014	1.358	0.001	0.002	0.186	0.005	0.202	0.109	0.149	0.192	0.344	0.495	0.287	0.327	0.464	0.255	0.255	0.114	0.17	0.172	0.175	0.114	0.154	0.355	0.473	0.287	0.287	0.488	0.287	0.287	0.488	0.287	0.287	0.488	0.287	0.191	0.488	0.18	0.202	0.382	0.321	0.127	0.155	0.294	0.095	0.095	0.244	0.191	0.289	0.138	
Потери напора в ОТ, м	0.006	0.001								0.216	0.117	0.159	0.205	0.367	0.529	0.307	0.349	0.518	0.273	0.273	0.122	0.182	0.183	0.188	0.122	0.165	0.38	0.506	0.307	0.307	0.523	0.307	0.307	0.523	0.307	0.307	0.523	0.307	0.205	0.523	0.193	0.216	0.409	0.343	0.136	0.166	0.316	0.102	0.102	0.262	0.205	0.31	0.148	
Скорость воды в ПТ, м/с	3.529	2.05	2.044	1.733	1.733	0.625	1.191	1.788	1.788	1.788	1.788	1.788	1.788	1.787	1.787	1.787	1.787	1.787	1.787	1.786	1.786	1.786	1.786	1.786	1.786	1.786	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.785	1.784	1.784	1.784	
Скорость воды в ОТ, м/с	-3.459	-0.94								-1.848	-1.848	-1.848	-1.848	-1.848	-1.848	-1.848	-1.848	-1.848	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847	-1.847
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	9.527	3.639	3.021	2.715	2.715	0.617	1.892	4.258	4.258	4.258	4.258	4.258	4.257	4.257	4.257	4.257	4.257	4.256	4.253	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.247	4.247	4.247	4.247	4.247	4.246	4.246	4.246	4.246	4.245	4.245	4.245	4.245	4.244	4.244	4.244	4.244	4.244	4.244	4.244	4.244	4.243	4.243	4.243	4.243	4.243	4.243	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	9.154	0.766								4.549	4.55	4.55	4.55	4.55	4.55	4.55	4.551	4.551	4.548	4.545	4.546	4.546	4.546	4.546	4.546	4.544	4.544	4.545	4.545	4.545	4.545	4.545	4.545	4.546	4.546	4.546	4.547	4.547	4.547	4.547	4.547	4.547	4.548	4.548	4.548	4.548	4.548	4.548	4.548	4.548	4.549	4.549	4.549	4.549	
Расход в ПТ, т/ч	18958.09	11014.52	11014.52	6844.02	6844.01	3257.64	3257.63	4888.63	4888.57	4888.56	4888.49	4888.45	4888.4	4888.33	4888.21	4888.03	4887.93	4887.81	4885.78	4884.26	4884.17	4884.12	4884.06	4884.04	4883.94	4883.9	4882.65	4882.52	4882.35	4882.25	4882.15	4881.97	4881.87	4881.77	4881.59	4881.49	4881.39	4881.31	4881.11	4881.06	4880.87	4880.8	4880.73	4880.6	4880.48	4880.43	4880.38	4880.27	4880.24	4880.21	4880.12	4880.05	4879.95	
Расход в ОТ, т/ч	-16582.43	-5052.56								-5053.33	-5053.41	-5053.44	-5053.5	-5053.57	-5053.69	-5053.87	-5053.97	-5054.08	-5052.4	-5051.67	-5051.16	-5051.2	-5051.26	-5051.33	-5051.39	-5051.43	-5050.31	-5050.43	-5050.6	-5050.7	-5050.81	-5050.96	-5051.08	-5051.19	-5051.36	-5051.46	-5051.57	-5051.74	-5051.84	-5051.91	-5052.09	-5052.15	-5052.22	-5052.36	-5052.47	-5052.52	-5052.58	-5052.68	-5052.72	-5052.75	-5052.84	-5052.91	-5053.01	

Рис.3.7. Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

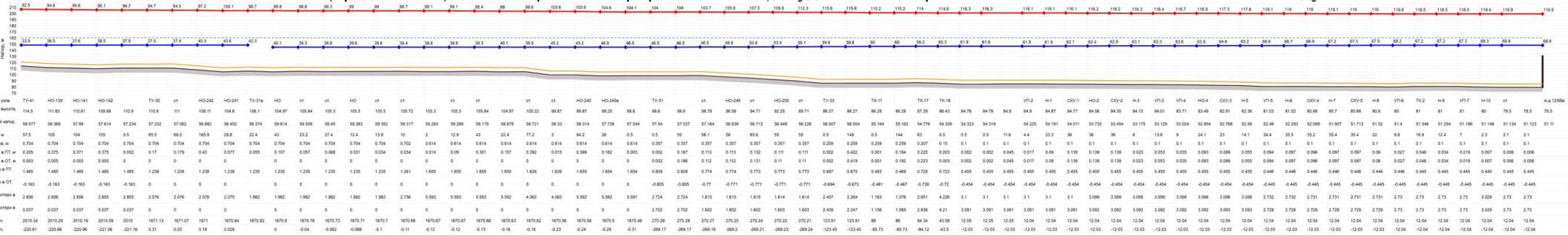


| Наименование узла | узел ст.153 | ст.157 | ст.162 | ст.163 | узел ст.165 | ст.167 | ст.168 | ст.1с | ст.169 | ст.170 | ст.175 | ст.180 | ст.182 | узел ст.183 | узел ст.185 | ст.186 | ст.195 | ст.196 | ст.200 | ст.207 | ст.208 | ст.212 | ст.213 | ст.216 | ст.218 | узел ст.221 | ст.225 | ст.227 | ст.231 | ст.233 | ст.235 | ст.238 | ст.239 | ст.243 | ст.244 | ст.246 | ст.247 | узел ст.250 | ст.252 | ст.255 | ст.262 | ст.265 | узел ст.267 | узел ст.269 | узел ст.271 | узел ст.273 | узел ст.275 | ст.279 | ст.286 | ст.288 | ст.291 | узел ст.292 | узел ст.295 | ст.297 | ст.298 | ст.301 | узел ст.301 | узел ст.304 | ст.306 | ст.309 | ст.316 | ст.318 | ст.319 | ст.3с | разв. | ст.320 | ст.322 | ст.327 | ст.330 | ст.333 | ст.340 | ст.341 | ст.344 | разв. | ст.345 | узел ст.348 | узел ст.350 | ст.352 | ст.355 | ст.359 | ст.364 | узел ст.366 | узел ст.369 | ст.371 | ст.374 | ст.381 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---



Наименование узла	ст.	НО-182	НО-186	ТУ-23	ТУ-236	НО-183	ст.	НО-187	ст.	НО-188	ТУ-24а		НО-191	НО-192	ТУ-25а	НО-194	ст.	НО-198	ст.	НО-195	НО-196	НО-197	ст.		ТУ-26	НО-200	НО-201	ТУ-27	ст.	НО-203	ТУ-32	НО-132	НО-131	ст.	ст.	ТУ-32а		НО-135	ст.	НО-136	НО-137	НО-138	ТУ-41
Геодезическая высота, м	95.26	93.33	95.69	97.2	100.4	98.24	98.39	98	98.52	103.5	103.2	103.2	104.64	108.02	108.93	114.33	111.43	111.43	111.79	112.07	115.8	115.8	115.8	115.8	115.78	118	114.03	114.3	118.12	114.31	116	113.7	113.46	113.46	113.43	113.27	112.51	112.51	113.9	113.75	113.52	112.8	112.6	114.5
Располагаемый напор, м	70.537	70.339	69.511	68.513	67.657	67.618	67.352	67.223	67.098	66.899	66.305	66.302	65.994	65.694	65.376	65.197	65.034	64.9	64.822	64.63	64.174	63.772	63.647	63.495	63.47	63.173	63.032	62.941	62.811	62.604	61.774	61.245	60.508	60.428	60.294	60.161	60.158	59.642	59.534	59.352	59.026	58.7	58.577
Длина участка, м	40.1	167.3	151	150.7	7.2	49.3	36	35	50.4	150.5	0.5	130.9	131.2	135	81	45	62.7	24.5	35	114.7	126.3	58.6	71.5	3.5	137.5	65.5	32.2	28.4	27.4	109.5	79.3	110.5	12	20	20	0.5	85.2	18	30	90	90	34		
Диаметр участка, м	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.902	1	1	1	1	0.902	1	1	0.902	0.902	1	1	1	0.804	1	1	1	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	
Потери напора в ПТ, м	0.128	0.534	0.644	0.562	0.026	0.176	0.085	0.083	0.131	0.392	0.002	0.206	0.203	0.215	0.121	0.111	0.091	0.053	0.131	0.311	0.274	0.085	0.104	0.016	0.203	0.096	0.051	0.093	0.149	0.594	0.386	0.538	0.058	0.097	0.097	0.003	0.503	0.106	0.177	0.322	0.322	0.122	
Потери напора в ОТ, м	0.07	0.294	0.354	0.294	0.013	0.09	0.044	0.043	0.068	0.202	0.001	0.1	0.097	0.103	0.057	0.052	0.043	0.025	0.061	0.145	0.128	0.04	0.049	0.007	0.094	0.045	0.04	0.037	0.059	0.235	0.143	0.2	0.022	0.036	0.036	0	0.012	0.003	0.004	0.004	0.004	0.002	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.745	1.744	1.766	1.651	1.614	1.614	1.584	1.584	1.593	1.593	1.615	1.292	1.279	1.279	1.24	1.523	1.239	1.258	1.55	1.527	1.258	1.239	1.239	1.918	1.229	1.229	1.226	1.632	1.667	1.667	1.578	1.578	1.578	1.578	1.578	1.595	1.595	1.595	1.595	1.486	1.486	1.486	
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.292	-1.292	-1.308	-1.194	-1.157	-1.157	-1.136	-1.136	-1.142	-1.143	-1.121	-0.896	-0.883	-0.884	-0.846	-1.038	-0.845	-0.858	-1.057	-1.041	-0.858	-0.845	-0.845	-1.309	-0.835	-0.835	-1.022	-1.025	-1.047	-1.047	-0.961	-0.961	-0.961	-0.961	-0.961	-0.247	-0.247	-0.247	-0.247	-0.163	-0.163	-0.163	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	2.554	2.553	3.413	2.983	2.852	2.852	1.887	1.887	2.082	2.082	3.255	1.261	1.236	1.275	1.2	1.981	1.16	1.735	2.998	2.171	1.735	1.16	1.16	3.606	1.179	1.178	1.264	2.616	4.343	4.343	3.893	3.893	3.893	3.893	3.892	4.724	4.724	4.723	4.723	2.861	2.861	2.86	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	1.404	1.404	1.874	1.562	1.468	1.468	0.975	0.975	1.074	1.074	1.57	0.611	0.594	0.613	0.561	0.927	0.543	0.808	1.396	1.014	0.808	0.544	0.544	1.687	0.548	0.548	1	1.04	1.715	1.716	1.445	1.445	1.445	1.445	1.445	0.114	0.114	0.114	0.114	0.036	0.037	0.037	
Расход в ПТ, т/ч	4778.43	4778.35	4778.03	4466.74	4366.94	4366.93	4366.83	4366.76	4366.7	4366.6	3548.19	3548.19	3512.06	3511.81	3405.38	3405.23	3405.16	3405.04	3404.99	3404.94	3404.76	3404.52	3404.41	3404.28	3375	3374.73	3355.73	2896.98	2896.95	2896.91	2742.78	2742.69	2742.55	2742.54	2742.52	2118.06	2118.06	2117.98	2117.96	2010.55	2010.46	2010.38	
Расход в ОТ, т/ч	-3538.89	-3538.96	-3539.28	-3230.54	-3131.7	-3131.72	-3131.81	-3131.88	-3131.95	-3132.04	-2462.38	-2462.38	-2426.77	-2427.02	-2321.57	-2321.73	-2321.8	-2321.91	-2321.96	-2322.01	-2322.19	-2322.43	-2322.54	-2322.68	-2293.53	-2293.79	-2275.11	-1819.73	-1819.76	-1819.79	-1669.65	-1669.75	-1669.88	-1669.9	-1669.92	-327.42	-327.42	-327.5	-327.52	-220.61	-220.69	-220.78	

Рис.3.7 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду



| Наименование узла | ТУ-41 | НО-139 | НО-141 | НО-142 | | ТУ-30 | ст. | НО-242 | НО-241 | ТУ-31а | НО | ст. | ст. | НО | ст. | ст. | | ст. | ст. | | ст. | ст. | НО-240 | НО-240а | | ТУ-31 | | ст. | НО-249 | ст. | НО-250 | ст. | ТУ-33 | | ТК-11 | | ТК-17 | ТК-18 | | | УП-2 | Н-1 | СКУ-1 | НО-2 | СКУ-2 | Н-3 | УП-3 | УП-4 | НО-4 | СКУ-3 | Н-5 | УП-5 | Н-6 | СКУ-4 | Н-7 | СКУ-5 | Н-8 | УП-6 | ТК-2 | Н-9 | УП-7 | Н-10 | ст | ж.д 12/68а |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---

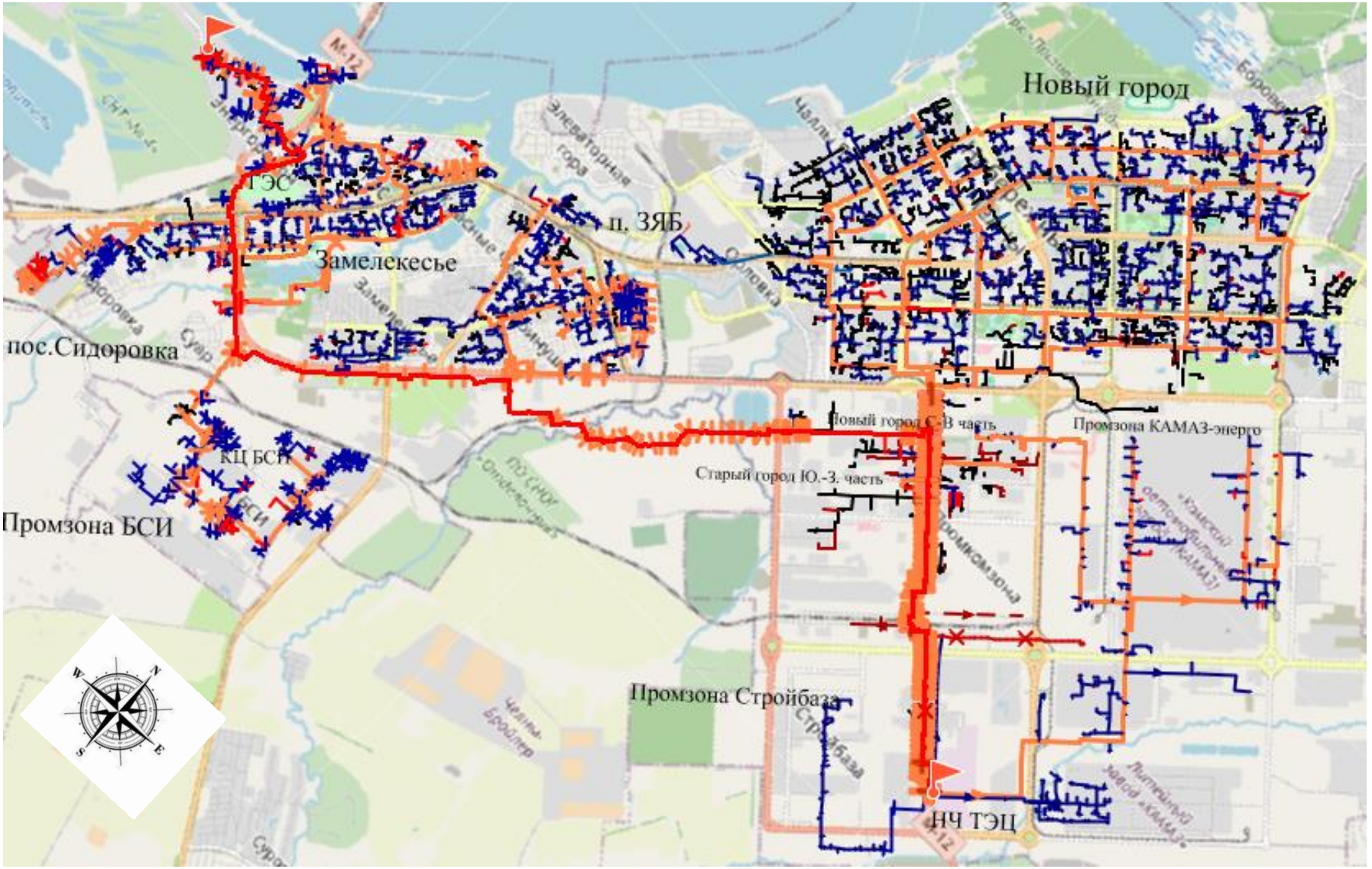


Рис. 3.8 Путь от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

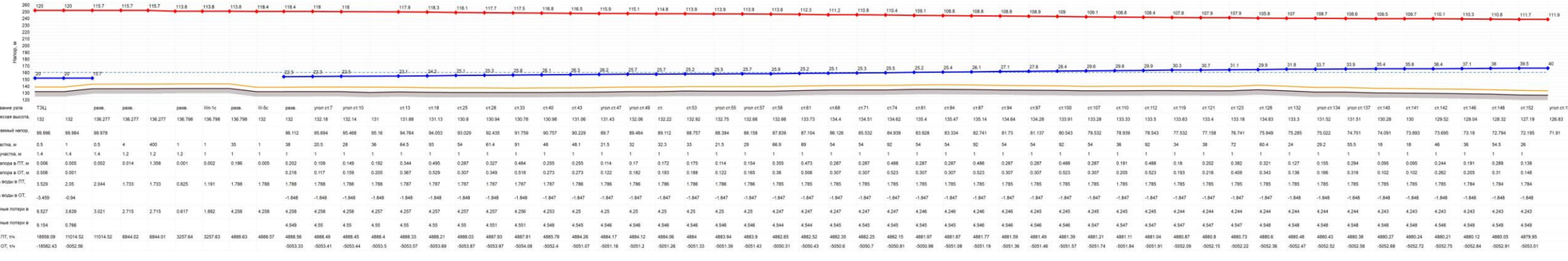


Рис.3.9. Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

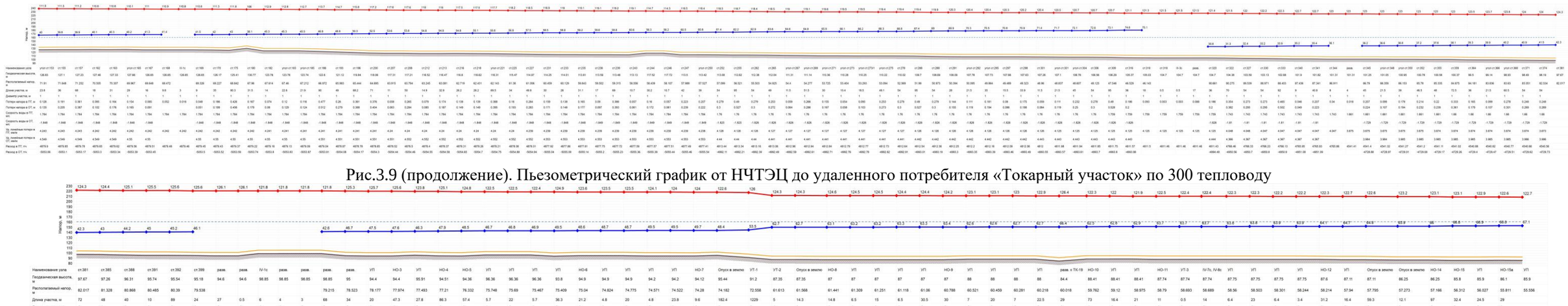
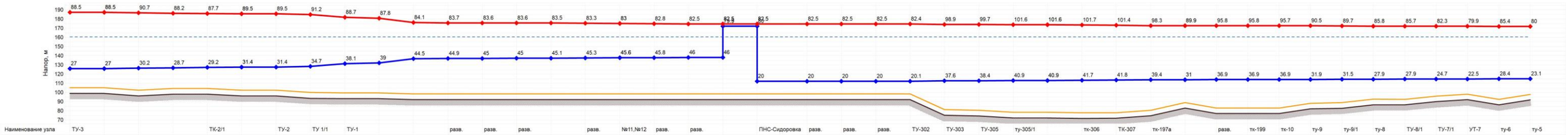


Рис.3.9 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

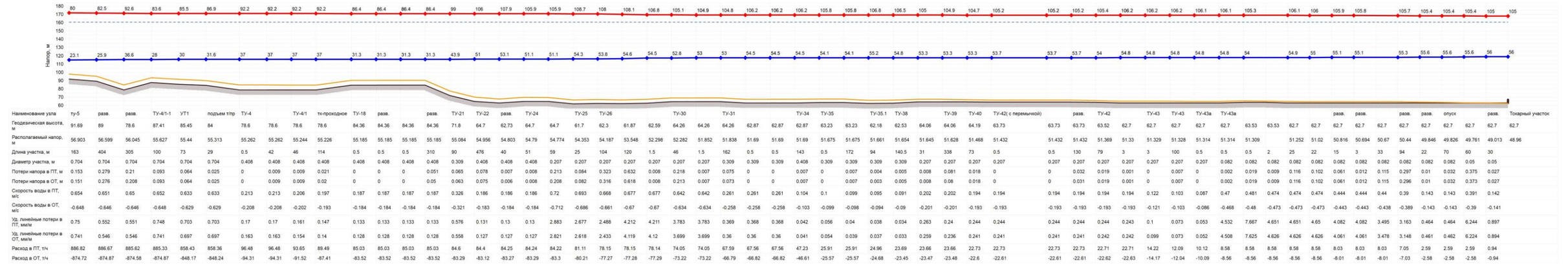
Рис.3.9 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

Рис.3.9 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду



Наименование узла	ТУ-3				ТК-2/1		ТУ-2	ТУ 1/1	ТУ-1			разв.	разв.	разв.		разв.	№11,№12	разв.	разв.		ПНС-Сидоровка	разв.	разв.	разв.	ТУ-302	ТУ-303	ТУ-305	ту-305/1		тк-306	ТК-307	тк-197а		разв.	тк-199	тк-10	ту-9	ту-9/1	ту-8	ТУ-8/1	ТУ-7/1	УТ-7	ту-6	ту-5
Геодезическая высота, м	98.73	98.73	96	98	98	96	96	93.5	92.98	93	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	75	74.2	72	72	71.5	71.63	74.4	82.8	76.88	76.88	76.88	82.03	82.61	86.41	86.4	89.73	92	86.3	91.69
Располагаемый напор, м	61.568	61.566	60.415	59.516	58.557	58.117	58.112	56.546	50.592	48.777	39.551	38.717	38.616	38.515	38.414	37.993	37.404	36.945	36.524			62.484	62.444	62.416	62.259	61.281	61.256	60.736	60.734	60.037	59.589	58.913	58.913	58.838	58.832	58.798	58.517	58.208	57.887	57.754	57.547	57.39	56.978	56.903
Длина участка, м	0.5	386	302	322	148	0.5	526	564	172	874	79	10	10	10	10	14	10	10	10	10	14	10	6.9	88	553	14	300	0.5	197	129	270	0.05	40	3	18	150	165	170	70	110	83	221	40	
Диаметр участка, м	1	1	1	1	1	1	1	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.614	0.614	0.614	0.614	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	1	1	1	1	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704
Потери напора в ПТ, м	0.001	0.585	0.457	0.488	0.224	0.001	0.796	3.019	0.92	4.676	0.422	0.051	0.051	0.051	0.214	0.299	0.214	0.214	0.015	0.015	0.029	0.021	0.014	0.079	0.496	0.012	0.264	0.001	0.351	0.225	0.34	0	0.038	0.003	0.017	0.143	0.157	0.162	0.067	0.105	0.079	0.207	0.038
Потери напора в ОТ, м	0.001	0.564	0.442	0.471	0.217	0.001	0.77	2.934	0.895	4.55	0.412	0.05	0.05	0.05	0.207	0.289	0.207	0.207	0.02	0.02	0.038	0.02	0.014	0.077	0.483	0.012	0.257	0.001	0.347	0.223	0.336	0	0.037	0.003	0.017	0.138	0.152	0.159	0.066	0.103	0.078	0.205	0.037
Скорость воды в ПТ, м/с	1.268	1.268	1.267	1.267	1.267	1.27	1.267	1.667	1.667	1.666	1.666	1.669	1.669	1.669	2.866	2.866	2.866	2.866	1.136	1.136	1.137	1.137	1.137	0.924	0.923	0.913	0.913	0.901	0.901	0.893	0.89	0.658	0.659	0.659	0.659	0.659	0.658	0.658	0.658	0.658	0.658	0.658	0.658
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.245	-1.245	-1.245	-1.245	-1.246	-1.252	-1.246	-1.642	-1.642	-1.642	-1.643	-1.641	-1.641	-1.641	-2.819	-2.819	-2.819	-2.819	-1.303	-1.303	-1.304	-1.121	-1.121	-0.911	-0.91	-0.901	-0.901	-0.894	-0.894	-0.886	-0.884	-0.647	-0.648	-0.648	-0.648	-0.648	-0.648	-0.652	-0.652	-0.652	-0.652	-0.648	-0.648
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	1.212	1.212	1.212	1.211	1.211	1.884	1.211	4.283	4.281	4.28	4.277	4.115	4.115	4.115	17.106	17.106	17.106	17.106	1.231	1.231	1.653	1.653	1.653	0.72	0.718	0.703	0.703	1.424	1.424	1.398	1.007	0.565	0.762	0.762	0.762	0.762	0.762	0.761	0.761	0.761	0.761	0.751	0.75
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	1.169	1.169	1.17	1.17	1.171	1.834	1.171	4.162	4.164	4.165	4.168	3.979	3.979	3.979	16.541	16.541	16.541	16.542	1.618	1.618	2.175	1.607	1.607	0.7	0.698	0.685	0.685	1.407	1.407	1.382	0.996	0.548	0.738	0.738	0.738	0.738	0.738	0.75	0.75	0.75	0.75	0.741	0.741
Расход в ПТ, т/ч	3494.56	3494.56	3493.82	3493.25	3492.63	3492.35	3492.35	2961.64	2960.94	2960.73	2959.65	2959.55	2959.54	2959.53	2959.51	2959.51	2959.5	2959.49	2536.69	2536.68	2536.66	2536.64	2536.63	2536.61	2533.49	2508.29	2508.26	1222.64	1222.64	1211.2	1211.08	893.66	893.66	893.62	893.62	893.6	893.46	893.3	893.14	893.08	892.97	887.07	886.86
Расход в ОТ, т/ч	-3431.87	-3431.87	-3432.61	-3433.19	-3433.8	-3434.09	-3434.09	-2908.12	-2908.82	-2909.03	-2910.1	-2910.2	-2910.21	-2910.23	-2910.24	-2910.25	-2910.26	-2910.26	-2910.27	-2910.29	-2910.3	-2500.8	-2500.82	-2500.83	-2498.05	-2475.06	-2475.09	-1206.34	-1206.34	-1195.3	-1195.42	-879.5	-879.5	-879.54	-879.54	-879.56	-879.7	-879.86	-880.02	-880.08	-880.18	-874.47	-874.68

Рис.3.9 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду



Наименование узла	ту-5	разв.	разв.	ТУ-4/1-1	УТ1	подъем т/пр	ТУ-4		ТУ-4/1	тк-проходное	ТУ-18	разв.		разв.	ТУ-21	ТУ-22	разв.	ТУ-24		ТУ-25	ТУ-26		ТУ-30		ТУ-31			ТУ-34	ТУ-35		ТУ-35.1	ТУ-38		ТУ-39	ТУ-40	ТУ-42(с перемычкой)		разв.	ТУ-42		ТУ-43	ТУ-43а	ТУ-43а			разв.	разв.		разв.	разв.	опуск		разв.	Токарный участок
Геодезическая высота, м	91.69	89	78.6	87.41	85.45	84	78.6	78.6	78.6	78.6	84.36	84.36	84.36	84.36	71.8	64.7	62.73	64.7	64.7	61.7	62.3	61.87	62.59	64.26	64.26	64.26	62.87	62.87	63.23	63.23	62.18	62.53	64.06	64.06	64.19	63.73		63.73	63.73	63.52	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7	62.7
Располагаемый напор, м	56.903	56.599	56.045	55.627	55.44	55.313	55.262	55.262	55.244	55.226	55.185	55.185	55.185	55.185	55.084	54.956	54.803	54.79	54.774	54.353	54.187	53.548	52.298	52.282	51.852	51.838	51.69	51.69	51.69	51.675	51.675	51.661	51.654	51.645	51.628	51.468	51.432		51.432	51.432	51.369	51.33	51.329	51.328	51.314	51.314	51.309		51.252	51.02	50.816	50.694	50.67	50.44	49.846	49.826	49.761	49.013	48.96
Длина участка, м	163	404	305	100	73	29	0.5	42	46	114	0.5	0.5	0.5	0.5	310	90	476	40	51	59	25	104	120	1.5	46	1.5	162	0.5	0.5	143	0.5	172	94	140.5	31	338	73	0.5		0.5	130	79	3	3	100	0.5	0.5	0.5	2	25	22	15	3	33	94	22	70	60	30	
Диаметр участка, м	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.309	0.408	0.408	0.408	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207		0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.082	0.082	0.082	0.082	0.082	0.082	0.082	0.082	0.082	0.05	0.05	
Потери напора в ПТ, м	0.153	0.279	0.21	0.093	0.064	0.025	0	0.009	0.009	0.021	0	0	0	0	0.051	0.065	0.078	0.007	0.008	0.213	0.084	0.323	0.632	0.008	0.218	0.007	0.075	0	0	0.007	0	0.007	0.004	0.005	0.008	0.081	0.018	0		0	0.032	0.019	0.001	0	0.007	0	0.002	0.019	0.009	0.116	0.102	0.061	0.012	0.115	0.297	0.01	0.032	0.375	0.027	
Потери напора в ОТ, м	0.151	0.276	0.208	0.093	0.064	0.025	0	0.009	0.009	0.02	0	0	0	0	0.05	0.063	0.075	0.006	0.008	0.208	0.082	0.316	0.618	0.008	0.213	0.007	0.073	0	0	0.007	0	0.007	0.003	0.005	0.008	0.08	0.018	0		0	0.031	0.019	0.001	0	0.007	0	0.002	0.019	0.009	0.116	0.102	0.061	0.012	0.115	0.296	0.01	0.032	0.373	0.027	
Скорость воды в ПТ, м/с	0.654	0.651	0.65	0.652	0.633	0.633	0.213	0.213	0.206	0.197	0.187	0.187	0.187	0.187	0.326	0.186	0.186	0.186	0.72	0.693	0.668	0.677	0.677	0.642	0.642	0.261	0.261	0.261	0.104	0.1	0.099	0.095	0.091	0.202	0.202	0.194	0.194		0.194	0.194	0.194	0.194	0.122	0.103	0.087	0.47	0.481	0.474	0.474	0.474	0.444	0.444	0.44	0.39	0.143	0.143	0.391	0.142	
Скорость воды в ОТ, м/с	-0.648	-0.646	-0.646	-0.648	-0.629	-0.629	-0.208	-0.208	-0.202	-0.193	-0.184	-0.184	-0.184	-0.184	-0.321	-0.183	-0.184	-0.184	-0.712	-0.686	-0.661	-0.67	-0.67	-0.634	-0.634	-0.258	-0.258	-0.258	-0.103	-0.099	-0.098	-0.094	-0.09	-0.201	-0.201	-0.193	-0.193		-0.193	-0.193	-0.193	-0.193	-0.121	-0.103	-0.086	-0.468	-0.48	-0.473	-0.473	-0.473	-0.443	-0.443	-0.438	-0.389	-0.143	-0.143	-0.39	-0.141	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	0.75	0.552	0.551	0.748	0.703	0.703	0.17	0.17	0.161	0.147	0.133	0.133	0.133	0.133	0.576	0.131	0.13	0.13	2.883	2.677	2.488	4.212	4.211	3.783	3.783	0.369	0.368	0.368	0.042	0.056	0.04	0.038	0.034	0.263	0.24	0.244	0.244		0.244	0.244	0.244	0.243	0.1	0.073	0.053	4.532	7.667	4.651	4.651	4.65	4.082	4.082	3.495	3.163	0.464	0.464	6.244	0.897	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	0.741	0.546	0.546	0.741	0.697	0.697	0.163	0.163	0.154	0.14	0.128	0.128	0.128	0.128	0.558	0.127	0.127	0.127	2.821	2.618	2.433	4.119	4.12	3.699	3.699	0.36	0.36	0.36	0.041	0.054	0.039	0.037	0.033	0.259	0.236	0.241	0.241		0.241	0.241	0.242	0.242	0.099	0.073	0.052	4.508	7.625	4.626	4.626	4.626	4.061	4.061	3.478	3.148	0.461	0.462	6.224	0.894	
Расход в ПТ, т/ч	886.82	886.67	885.62	885.33	858.43	858.36	96.48	96.48	93.65	89.49	85.03	85.03	85.03	85.03	84.6	84.4	84.25	84.24	84.22	81.11	78.15	78.15	78.14	74.05	74.05	67.59	67.56	67.56	47.23	25.91	25.91	24.96	23.69	23.66	23.66	22.73	22.73		22.73	22.73	22.71	22.71	14.22	12.09	10.12	8.58	8.58	8.58	8.58	8.58	8.03	8.03	8.03	7.05	2.59	2.59	2.59	0.94	
Расход в ОТ, т/ч	-874.72	-874.87	-874.58	-874.87	-848.17	-848.24	-94.31	-94.31	-91.52	-87.41	-83.52	-83.52	-83.52	-83.52	-83.29	-83.12	-83.27	-83.29	-83.3	-80.21	-77.27	-77.28	-77.29	-73.22	-73.22	-66.79	-66.82	-66.82	-46.61	-25.57	-25.57	-24.68	-23.45	-23.47	-23.48	-22.6	-22.61		-22.61	-22.61	-22.62	-22.63	-14.17	-12.04	-10.09	-8.56	-8.56	-8.56	-8.56	-8.56	-8.01	-8.01	-8.01	-7.03	-2.58	-2.58	-2.58	-0.94	

Рис.3.9 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
филиала АО "Татэнерго"-НчТЭЦ
М.А. Токмачев
11 06 2025г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
филиала АО "Татэнерго"-НчТЭЦ
А.В. Гришанин
11 06 2025г

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы тепловых сетей города Набережные Челны
от источника тепловой энергии - НчТЭЦ
в отопительный период 2025-2026 гг.

Расход сетевой воды с НчТЭЦ		Узел учета т/энергии филиала АО"Татэнерго"- НЧТС у гр. раздела с филиалом АО"Татэнерго"-НчТЭЦ						ДП-1		ДП-2		ДП-3		ПНС-Сидоровка с НчТЭЦ	
		тепловоды													
		№100		№200		№ 300									
Gп. т/час	Go т/час	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²	Рп кгс/см²	Ро кгс/см²
19000 - 18500	18500 - 18000	11,3	2,0	11,3	2,0	11,8	2,5	7,2	3,5	6,9	3,5	7,5	4,6	6,5	4,5
18500 - 18000	18000 - 17500	10,5	2,0	10,5	2,0	11,0	2,5	7,0	3,5	6,7	3,6	7,3	4,7	6,5	4,3
18000 - 17500	17500 - 17000	10,3	2,0	10,3	2,0	10,8	2,5	7,1	3,6	6,8	3,7	7,4	4,7	6,5	4,3
17500 - 17000	17000 - 16500	9,9	2,0	9,9	2,0	10,4	2,5	7,0	3,8	6,7	3,9	7,3	4,9	6,5	4,2
17000 - 16500	16500 - 16000	9,7	2,0	9,7	2,0	10,2	2,5	7,0	3,9	6,7	3,9	7,3	4,9	6,5	4,2
16500 - 16000	16000 - 15500	9,2	2,0	9,2	2,0	9,7	2,5	7,0	3,9	6,7	4,0	7,3	4,9	6,5	4,2
16000 - 15500	15500 - 15000	9,0	2,0	9,0	2,0	9,5	2,5	7,0	4,0	6,7	4,1	7,3	5,0	6,5	4,2
15500 - 15000	15000 - 14500	8,7	2,0	8,7	2,0	9,2	2,5	6,9	4,0	6,7	4,1	7,3	5,0	6,5	4,0
15000 - 14500	14500 - 14000	7,8	2,0	7,8	2,0	8,3	2,5	6,9	4,0	6,7	4,1	7,3	5,0	6,5	4,0
14500 - 14000	14000 - 13500	7,6	2,0	7,6	2,0	8,1	2,5	6,8	4,0	6,6	4,0	7,3	5,0	6,5	4,0
14000 - 13500	13500 - 13000	7,4	2,0	7,4	2,0	7,9	2,5	6,8	4,0	6,6	4,0	7,3	5,0	6,5	4,0
13500 - 13000	13000 - 12500	7,2	2,0	7,2	2,0	7,7	2,5	6,8	4,1	6,6	4,1	7,2	5,0	6,5	4,0
13000 - 12500	12500 - 12000	6,5	2,0	6,5	2,0	7,0	2,5	6,8	4,1	6,6	4,3	7,2	5,0	6,5	4,0
12500 - 12000	12000 - 11500	6,3	2,0	6,3	2,0	6,8	2,5	6,7	4,1	6,5	4,3	7,2	5,0	6,7	4,0
12000 - 11500	11500 - 11000	6,3	2,0	6,3	2,0	6,8	2,5	6,7	4,1	6,5	4,3	7,1	5,0	6,8	4,0
11500 - 11000	11000 - 10500	6,2	2,0	6,2	2,0	6,7	2,5	6,7	4,2	6,5	4,4	7,1	5,1	6,8	4,0
11000 - 10500	10500 - 10000	6,2	2,0	6,2	2,0	6,7	2,5	6,7	4,2	6,5	4,4	7,1	5,1	6,8	4,0
10500 - 10000	10000 - 9500	6,2	1,7	6,2	1,7	6,7	2,2	6,7	4,3	6,5	4,4	7,1	5,1	6,9	4,1
10000 - 9500	9500 - 9000	6,1	1,4	6,1	1,4	-	2,0	6,7	4,3	6,5	4,3	7,1	5,1	7,0	4,1
9500 - 9000	9000 - 8500	6,0	1,4	6,0	1,4	-	2,0	6,7	4,3	6,5	4,3	7,1	5,1	7,1	4,1
9000 - 8500	8500 - 8000	5,8	1,5	5,8	1,5	-	2,0	6,6	4,3	6,4	4,3	7,1	5,1	7,4	4,0
8500 - 8000	8000 - 7500	5,6	1,5	5,6	1,5	-	2,0	6,6	4,3	6,4	4,3	7,1	5,1	7,5	4,0
8000 - 7500	7500 - 7000	5,4	1,4	5,4	1,4	-	1,9	6,6	4,3	6,4	4,3	7,1	5,1	7,3	4,0
7500 - 7000	7000 - 6500	5,2	1,4	5,2	1,4	-	1,9	6,6	4,3	6,4	4,3	7,1	5,1	7,1	4,0
7000 - 6500	7000 - 6500	5,0	1,3	5,0	1,3	-	1,8	6,6	4,3	6,4	4,3	7,1	5,1	6,9	4,0
6500 - 6000	6500 - 6000	4,8	1,2	4,8	1,2	-	-	6,4	4,4	6,4	4,5	6,9	5,2	7,6	3,9

Составил:
Начальник СНиН А.В. Метлев

Зам.гл.инженера (по эксплуатации) Д.А. Волков

Рис. 3.10 Режимная карта работы тепловых сетей города Набережные Челны в отопительный период 2025 – 2026 год

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
филиала АО "Татэнерго"-НчТЭЦ
_____ М.А. Токмачев
25.07 2025г.

УТВЕРЖДАЮ
филиала АО "Татэнерго"-НчТС
_____ А.В. Гришанин
04. 07 2025г.

РЕЖИМНАЯ КАРТА

работы тепловых сетей города Набережные Челны при совместной работе от источников тепловой энергии НчТЭЦ и Котельного цеха БСИ в отопительный период 2025-2026 гг.

Расход сетевой воды с НчТЭЦ на город		Узел учета т/энергии ф-ла АО"Татэнерго"- НЧТС у границы раздела с НчТЭЦ тепловоды				Расход сетевой воды с Котельного цеха БСИ на город		Расход сетевой воды с Котельного цеха БСИ на промзону БСИ		Узел учета т/эн. ф-ла АО"Татэнерго" Котельный цех БСИ тепловод		ДП-1		ДП-2		ДП-3		ПНС-Сидоровка от НчТЭЦ	
		№100,200		№ 300						№ 500									
Gп. т/час	Go т/час	Рп кгс/см^2	Ро кгс/см^2	Рп кгс/см^2	Ро кгс/см^2	Gп. т/час	Go т/час	Gп. т/час	Go т/час			Рп кгс/см^2	Ро кгс/см^2	Рп кгс/см^2	Ро кгс/см^2	Рп кгс/см^2	Ро кгс/см^2	Рп кгс/см^2	Ро кгс/см^2
19000 - 18500	18500 - 18000	10,5	2,0	11,0	2,5	1650 - 1600	1600 - 1500	500 490	490 480	4,3	1,8	7,2	3,5	6,9	3,5	7,5	4,6	8,4	3,4
18500 - 18000	18000 - 17500	10,3	2,0	10,8	2,5	1600 - 1550	1550 - 1500	480 470	470 460	4,2	1,8	7,0	3,5	6,8	3,6	7,4	4,7	8,4	3,4
18000 - 17500	17500 - 17000	10,1	2,0	10,6	2,5	1550 - 1500	1500 - 1450	460 450	450 440	4,2	1,8	7,1	3,6	6,8	3,7	7,4	4,8	8,3	3,5
17500 - 17000	17000 - 16500	9,7	2,0	10,2	2,5	1500 - 1450	1450 - 1400	440 430	430 420	4,1	1,8	7,0	3,8	6,7	3,9	7,3	4,9	8,2	3,6
17000 - 16500	16500 - 16000	9,3	2,0	9,8	2,5	1450 - 1400	1400 - 1350	420 - 410	410 - 400	4,0	1,8	7,0	3,8	6,7	4,0	7,3	4,9	8,1	3,7
16500 - 16000	16000 - 15500	8,8	2,0	9,3	2,5	1400 - 1350	1350 - 1300	400 - 390	390 - 380	3,9	1,8	7,0	3,8	6,7	4,1	7,3	4,9	8,0	3,7
16000 - 15500	15500 - 15000	8,5	2,0	9,0	2,5	1350 - 1300	1300 - 1250	380 - 370	370 - 360	3,8	1,8	7,0	3,8	6,7	4,1	7,3	5,0	8,0	3,7
15500 - 15000	15000 - 14500	8,0	2,0	8,5	2,5	1300 - 1250	1250 - 1200	360 - 350	350 - 340	3,7	1,8	6,9	3,8	6,7	4,1	7,3	5,0	8,0	3,8
15000 - 14500	14500 - 14000	7,6	2,0	8,1	2,5	1250 - 1200	1200 - 1150	340 - 330	330 - 320	3,6	1,8	6,9	3,9	6,7	4,1	7,3	5,0	8,0	3,9
14500 - 14000	14000 - 13500	7,4	2,0	7,9	2,5	1200 - 1150	1150 - 1100	320 - 310	310 - 300	3,5	1,8	6,8	3,9	6,7	4,1	7,3	5,0	8,0	3,9

Примечание : 1.Задвижка № 18 на всасывающей линии сетевого насоса у ПНС-Сидоровка закрыть, КЗР-100 открыть на минимальный расход для предотвращения размораживания трубопровода.
2.Задвижку № 14 на обратном трубопроводе у ПНС-Сидоровка открыть, задвижку №14б (байпас) закрыть.

Начальник СНиИ А.В. Метлев

Зам.гл.инженера (по эксплуатации) Д.А. Волков

Рис. 3.11 Режимная карта работы тепловых сетей города Набережные Челны при совместной работе источников тепловой энергии НЧ ТЭЦ и Котельного цеха БСИ в отопительный период 2025 – 2026 год

3.8 Статистика отказов (аварийных ситуаций) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет

Табл. 3.30 Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м2/год
2020	норматив не устанавливался	5,03	норматив не устанавливался
2021	норматив не устанавливался	5,57	норматив не устанавливался
2022	норматив не устанавливался	5,15	норматив не устанавливался
2023	норматив не устанавливался	5,23	норматив не устанавливался
2024	норматив не устанавливался	5,50	норматив не устанавливался

Табл. 3.31 Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м2/год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м2/год
2020	12,60	5,03	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0005
2021	12,20	5,57	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0006
2022	11,32	5,15	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0007
2023	12,77	5,23	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,00049

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Удельное (отнесенное к материальной характеристике) количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м2/год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м2/год
2024	12,77	5,50	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,00132

Табл. 3.323 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0,115	Не более 6 часов	0,072	Недоотпуск отсутствовал
2021	0,071	Не более 6 часов	0,1	Недоотпуск отсутствовал
2022	0,0301	Не более 6 часов	0,0519	Недоотпуск отсутствовал
2023	0,0378	Не более 6 часов	0,0337	Недоотпуск отсутствовал
2024	0,0858	Не более 6 часов	0,1679	Недоотпуск отсутствовал

Табл. 3.33 Динамика изменения отказов и восстановления в распределительных тепловых сетях в зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0,225	Не более 6 часов	0,27	Недоотпуск отсутствовал
2021	0,159	Не более 6 часов	0,306	Недоотпуск отсутствовал
2022	0,171	Не более 6 часов	0,182	Недоотпуск отсутствовал
2023	0,174	Не более 6 часов	0,142	Недоотпуск отсутствовал
2024	0,25	Не более 6 часов	0,2759	Недоотпуск

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
				отсутствовал

3.9 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

В филиале АО «Татэнерго» НЧТС ведется работа по анализу технического состояния трубопроводов тепловых сетей: количество технологических отказов на тепловых сетях, степени износа трубопроводов, влияние внешних факторов, назначение тепловой сети и наличие социально-значимых объектов, результатов проведения обследований и экспертиз.

Диагностика и контроль за состоянием тепловых сетей, оборудования и изоляции трубопроводов осуществляется на основании результатов проведения испытаний тепловых сетей, по результатам шурфовых осмотров, акустических методов, СОДК На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов.

Шурфовки, проводимые в подземных прокладках тепловых сетей, являются профилактическим мероприятием, имеющим целью выявление состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов.

Шурфовки должны производиться в первую очередь:

- в местах с неблагоприятными гидрогеологическими условиями (затопление прокладок грунтовыми, ливневыми и другими водами, повышенная коррозионная активность грунтов);
- на участках, расположенных вблизи открытых водостоков, линий канализации и водопровода или пересекающих их;
- в местах с повышенными тепловыми потерями (наличие талых мест вдоль трассы теплопровода в зимнее время);
- вблизи мест коррозионных повреждений трубопроводов.

Количество ежегодно проводимых шурфовок устанавливается предприятиями тепловых сетей в зависимости от протяженности тепловой сети, ее состояния, видов теплоизоляционных конструкций. Количество шурфов рекомендуется принимать из расчета один шурф на 5-10 км трассы.

На новых участках тепловой сети шурфовку рекомендуется начинать с пятого года эксплуатации.

В случае появления на тепловой сети затопляемых участков, участков с повышенными тепловыми потерями, с коррозионными повреждениями и т.п. шурфовки следует начинать ранее указанного срока

Также на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - НЧТС применяется *система операционно-дистанционного контроля*, которая беспрерывно контролирует целостность теплоизоляции труб (ППУ), сопровождает работу теплотрассы. Она выявляет недостатки:

- самого трубопровода;
- полиэтиленовой обертки трубы, слоя теплоизоляции;
- проводов, подающих сигналы;
- системы замыкания индикаторов на трубу;
- стыковых соединений проводов.

К задачам датчика относится контроль:

- длины индикатора, сигнальной петли, определение длины куска трубы, охваченной измерением;
- влажности теплоизоляционного покрытия.

Индикатор занимается поиском места увлажнения теплоизоляционного слоя, а также обрыва сигнального провода, предоставлением сведений об уровне влажности теплоизоляционного покрытия. Если уровень влажности повышен, это указывает на проникновение влаги извне или утечку теплоносителя из труб. При обнаружении этого факта датчик подает сигнал. Чувствительность индикатора основана на свойстве пенополиуретана, которое заключено в способности уменьшать значение электрического сопротивления изоляционного слоя при увеличении показателя влажности. Если состояние покрытия сухое, то сопротивление слоя стремится к бесконечности.

Система ОДК основана на службе индикатора, который контролирует изоляционное покрытие, уровень его влажности по длине трубопровода. Минимальный ее состав: 2 провода в теплоизоляционном слое, которые соединяются по всей длине трубопровода. В начале и конце они замыкаются в сигнальные индикаторы из меди. Контрольный индикатор образуется между слоем пенополиуретана и трубами из стали.

Что дает проверка системы ОДК

Система ОДК распознает поврежденные участки и индикатор сообщает о нарушении теплоизоляции. Специалисты находят участок между индикаторами, которые подали сигнал, отсоединяют его от системы, накладывают сведения на схему стыков. Опираясь на полученные данные, откапывают часть трубопровода и ремонтируют его. Проводится проверка системы ОДК методом измерений значений сопротивления изоляционного слоя трубопровода, сигнальных проводников. Затем показания сравнивают с нормативами. Нормативное значение сопротивления слоя, которое берут за основу, составляет 1 МОм на 300 м сигнальных проводников.

Акустический метод – метод неразрушающего контроля (НК), основанный на использовании упругих волн (колебаний), возникающих в объекте контроля. Данный метод позволяет определять геометрические параметры объекта и его физико-механические свойства, а также обнаруживать дефекты – внутренние и поверхностные. Речь идет о таких дефектах как нарушения однородности, коррозии, дефекты склейки, сварки и т. п.

3.10 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

3.10.1 Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» выполняются в соответствии со следующими нормативными документами и утвержденным графиком (рис.3.13):

-гидравлические испытания на прочность и плотность проводятся два раза в год после окончания отопительного сезона и по завершении ремонтных работ на тепловых сетях на основании разработанных программ испытаний в соответствии с п. 6.2.11- п.6.2.16;

-испытания на максимальную температуру проводятся один раз в пять лет в соответствии с п. 6.2.32 ПТЭТЭ и РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»;

-Испытания на тепловые потери проводятся в соответствии с методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях СО 34.09.255-97, согласно требованиям ПТЭ п.6.2.32 испытания проводятся периодически один раз в 5 лет. Испытаниям подверглись трубопроводы различных по типу прокладки и изоляции;

-испытания на гидравлические потери проводятся в соответствии с методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери РД 34.20.519-97, согласно ПТЭ п.6.2.32 следующие испытания будут проводиться в 2026 г.;

- испытания на определение опасности действия блуждающих токов один раз в 2 года в соответствии с п.4 РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии».

В г. Набережных Челнах существует две системы теплоснабжения:

1. Система теплоснабжения городской части с тепловыми сетями филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС» и источниками тепловой энергии – НЧТЭЦ, КЦ БСИ.
2. Система теплоснабжения промышленной зоны ПАО «КАМАЗ».

Испытания тепловых сетей на тепловые потери проводились в системе теплоснабжения №1 по территориальному делению разделенной на юго-западную (старый город) и северо-восточную (новый город) часть города.

Общая материальная характеристика сетей составляет 265 506,64 м^2, испытано 8736,39 м^2, в процентном соотношении составляет 3,29%, что не соответствует минимальным требованиям к

испытаниям согласно методическим указаниям по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях СО 34.09.255-97.

Испытания тепловых сетей на тепловые потери - Юго-Западный район

Испытания проводились в 2023 году от ПНС Сидоровка до ТУ 1. Суммарная длина испытываемого кольца составляет 8980,74 метров (4490,37 – подающий тепловод, 4490,37 – обратный тепловод), материальная характеристика кольца составляет 2891,51.

Общая материальная характеристика ЮЗР составляет 83 075,00. Температура наружного воздуха и грунта за период испытаний принималось равным $t_в$ = 11,25˚С, $t_{гр}$=11,90˚С. Поддержание расхода циркулирующей воды в кольце осуществлялось филиалом АО «Татэнерго» - Набережночелнинские тепловые сети. Фактический среднечасовой расход по кольцу от ПНС Сидоровка до ТУ-1 составил 82,3 т/ч. Температура на выходе из источника тепловой энергии поддерживалась по кольцу на уровне 77,2ºС. По результатам испытаний фактические тепловые потери для всех испытанных участков тепловой сети пересчитаны на среднегодовые условия ее работы.

Сведения о испытанных участках представлены в таблице ниже.

Таблица 3.34 Материальная характеристика испытываемой теплосети от ПНС Сидоровка до ТУ-1

Участок сети	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Наружный диаметр, мм	Длина участка, м	Объем трубопровода, м^3	Мат. хар., м^2	Доля мат. хар. к общей %
ПНС-Сидоровка - ТУ 302	надземная	ППУ	2008	1020	84	65,97	85,68	0,10
ТУ 302 - ТУ 303	надземная	ППУ	2009	1020	553	434,31	564,06	0,68
ТУ 303 - ТУ 305	надземная	ППУ	2009	1020	14	11	14,28	0,02
ТУ 305 - ТУ 305/1	надземная	ППУ	2009	1020	300	235,61	306	0,37
ТУ 305/1 – ТК-293	надземная	ППУ	2009	720	166,5	64,07	119,88	0,14
ТУ-305/1 -ТК 293	Бесканая	ППУ	2009	720	370	142,39	266,4	0,32
ТК 293 - ТК 294	непроходной канал	минвата	1975	630	365	103,2	229,95	0,28
ТК 294 - ТК 295	непроходной канал	минвата	1975	630	220	62,2	138,6	0,17
ТК 295 - ТК 296	непроходной канал	ППУ	2010	630	97	27,43	61,11	0,07
ТК 296 - ТК 297	непроходной канал	ППУ	2010	630	115,2	32,57	72,58	0,09
ТК 297 - ТК 298	непроходной канал	минвата	1975	630	77	21,77	48,51	0,06
ТК 298 - ТК 114	непроходной канал	минвата	1975	630	65	18,38	40,95	0,05
ТК 114 - ТК 113	непроходной канал	минвата	1975	630	97	27,43	61,11	0,07
ТК 113 - ТК 113/1	непроходной канал	ППУ	2015	325	24,4	1,72	7,93	0,01
ТК 113/1 - ТК 100	непроходной канал	ППУ	2015	325	350	24,74	113,75	0,14
ТК 100 - ТК 99	непроходной канал	ППУ	2015	325	9	0,64	2,93	0,00
ТК 99 - ТК 98	непроходной канал	минвата	1972	426	14	1,76	5,96	0,01
ТК 98 - ТК 97	непроходной канал	минвата	1972	426	96	12,06	40,9	0,05
ТК 97 - ТК 91	непроходной канал	ППУ	2019	426	30,8	3,87	13,12	0,02
ТК 91 - ТК 90	непроходной канал	ППУ	2019	426	48,2	6,06	20,53	0,02
ТК 90 - ТК 46	непроходной канал	минвата	1972	426	118,2	14,85	50,35	0,06
ТК 46 - ТК 33	непроходной канал	ППУ	2020	426	45	5,65	19,17	0,02
ТК 33 - ТК 32	непроходной канал	минвата	1966	426	96	12,06	40,9	0,05
ТК 32 - ТК 31	непроходной канал	минвата	1966	426	89	11,18	37,91	0,05
ТК 31 - ТК 30	непроходной канал	минвата	1966	426	175	21,99	74,55	0,09
ТК 30 - ТК 11	непроходной канал	минвата	1966	426	55	6,91	23,43	0,03
ТК 11 - ТК 10	непроходной канал	минвата	1966	426	106	13,32	45,16	0,05
ТК 10 - ТК 9	непроходной канал	минвата	1966	426	83	10,43	35,36	0,04
ТК 9 - ТК 8	непроходной канал	минвата	1966	426	48	6,03	20,45	0,02
ТК 8 - ТК 7	непроходной канал	минвата	1966	426	31	3,9	13,21	0,02
ТК 7 - ТК 6	непроходной канал	минвата	1966	426	46	5,78	19,6	0,02
ТК 6 - ТК 5/1	непроходной канал	ППУ	2022	426	111,3	13,99	47,41	0,06
ТК 5/1 - ТК 2 *	непроходной канал	ППУ	2022	426	91,77	11,53	39,09	0,05
ТК 2 - ТУ 1	надземная	минвата	1978	720	275	105,83	198	0,24
ТУ 1/1 - ТУ 1	непроходной канал	минвата	1966	529	24	4,71	12,7	0,02

По результатам испытаний получены следующие коэффициенты, представленные в таблице 3.35.

Таблица 3.35. Поправочные коэффициенты к нормативным тепловым потерям с учетом предельных максимальных значений

Тип прокладки, тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	$К_и$ (полученный при испытаниях)	$К_{max}$ (согласно приказу №325)	К (итоговый принимаемый коэффициент)
надземная, ППУ (подача)	с 2004	1,25	1,60	1,25
надземная, ППУ (обратка)	с 2004	1,22	1,60	1,22
непроходной канал, минвата	до 1989	1,26	1,35	1,26
непроходной канал, ППУ	с 2004	1,21	1,35	1,21
надземная, минвата (подача)	до 1989	1,29	1,60	1,29
надземная, минвата (обратка)	до 1989	1,29	1,60	1,29

Средняя величина превышения потерь над нормативной составляет 1,22 что свидетельствует об неудовлетворительном состоянии тепловой изоляции трубопроводов.

Испытания тепловых сетей на тепловые потери - Северо-Восточный район

Испытания проводились в 2023 году от камеры переключений до ТУ 66А. Суммарная длина испытываемого кольца составляет 16880,18 метров (8440,09 – подающий тепловод, 8440,09 – обратный тепловод), материальная характеристика кольца составляет 5844,88.

Общая материальная характеристика СВР составляет 182 431,64. Температура наружного воздуха и грунта за период испытаний принималось равным $t_в$ = 11,25˚С, $t_{гр}$=11,90˚С. Поддержание расхода циркулирующей воды в кольце осуществлялось филиалом АО «Татэнерго» - Набережночелнинские тепловые сети. Фактический среднечасовой расход по кольцу от ПНС Сидоровка до ТУ-1 составил 82,3 т/ч. Температура на выходе из источника тепловой энергии поддерживалась по кольцу на уровне 77,2ºС. По результатам испытаний фактические тепловые потери для всех испытанных участков тепловой сети пересчитаны на среднегодовые условия ее работы.

Сведения о испытанных участках представлены в таблице 3.38.

Таблица 3.36 Материальная характеристика испытываемой теплосети от Камеры переключений до ТУ 66А

Участок сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Тип изоляции	Наружный диаметр, мм	Длина участка, м	Объем трубопровода, м3	Мат. хар., м2	Доля мат. хар. к общей %
Камера переключений - УТ 3	надземная	2004	минвата	1020	193,25	151,77	197,12	0,11
УТ 3 - К 1	подземная канальная	1999	ППУ	1020	26,5	20,81	27,03	0,01
К 1 - К 2	подземная канальная	2007	ППУ	1020	189,6	148,91	193,39	0,11
К 2 – ТУ 23А	подземная канальная	2016	ППУ	1020	293	230,11	298,86	0,16
ТУ 23А – КТС 87	подземная канальная	2013	ППУ	1020	263,85	207,22	269,13	0,15
КТС 87 – ТУ 23	подземная канальная	2013	ППУ	1020	151	118,59	154,02	0,08
ТУ 23 - ТК 15	подземная канальная	2015	ППУ	426	277,5	34,87	118,22	0,06
ТК 15 - ТК 19	подземная канальная	2005	ППУ	325	164	11,59	53,3	0,03

Участок сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Тип изоляции	Наружный диаметр, мм	Длина участка, м	Объем трубопровода, м3	Мат. хар., м2	Доля мат. хар. к общей %
ТК 19 - ТК 7	подземная канальная	2013	ППУ	219	193	6,06	42,27	0,02
ТК 7 - ТК 8	подземная канальная	2013	ППУ	219	48	1,51	10,51	0,01
ТУ 23 - ТУ 23Б	подземная канальная	2015	ППУ	1020	150,69	118,35	153,7	0,08
ТУ 23Б – уг.пов.НО183	подземная канальная	2015	ППУ	1020	49,31	38,73	50,3	0,03
Уг.пов.НО183 – уг.пов.НО187	подземная канальная	2015	ППУ	1020	71	55,76	72,42	0,04
Уг.пов.НО187 – ТУ 24А	подземная канальная	2015	ППУ	1020	200,85	157,74	204,87	0,11
ТУ 24А – ТУ 25А	подземная канальная	2015	ППУ	1020	397,1	311,87	405,04	0,22
ТУ 25А – КТС 91 (НО194)	подземная канальная	2015	ППУ	1020	81	63,62	82,62	0,05
КТС 91 (НО194) – ТК см	подземная канальная	2015	ППУ	1020	41,8	32,83	42,64	0,02
ТК см – уг.пов. пр. Мира	подземная канальная	2015	ППУ	1020	87,2	68,48	88,94	0,05
уг.пов. пр. Мира – НО195	подземная канальная	2005	минвата	920	34	21,63	31,28	0,02
НО195 – КТС 92 (НО196)	подземная канальная	2013	ППУ	1020	114,7	90,08	116,99	0,06
КТС 92 – НО197	подземная канальная	2000	минвата	920	126,3	80,35	116,2	0,06
НО197 – ТУ-26, ТУ-26а	подземная канальная	2018	ППУ	1020	130,1	102,18	132,7	0,07
ТУ 26, ТУ-26а - КТС 96	подземная канальная	2006	минвата	1020	207,62	163,06	211,77	0,12
КТС 96 – ТУ 27	подземная канальная	2008	минвата	1020	32,2	25,29	32,84	0,02
ТУ 27 – ТУ 48	подземная канальная	2008	минвата	630	401,92	113,64	253,21	0,14
ТУ 48 – ТУ 49	подземная канальная	2008	минвата	630	353	99,81	222,39	0,12
ТУ 49 – ТУ 52	подземная канальная	2008	минвата	630	456,8	129,15	287,78	0,16
ТУ 52 – ТУ 53	подземная канальная	2014	минвата	530	222	43,59	117,66	0,06
ТУ 53 – ТУ 54	подземная канальная	2014	минвата	530	405,1	79,54	214,7	0,12
ТУ 54 – ТУ-31	подземная канальная	2014	минвата	530	216	42,41	114,48	0,06
ТУ 31 – КТС 121	подземная канальная	2010	минвата	630	144	40,71	90,72	0,05
КТС 121 – ТУ 34	подземная канальная	2010	минвата	630	128,99	36,47	81,26	0,04
ТУ 34 – КТС 123	подземная канальная	2010	минвата	630	131	37,04	82,53	0,05
КТС 123 – ТУ-КТС124 (НО256)	подземная канальная	2019	ППУ	630	131,8	37,26	83,03	0,05
ТУ-КТС124 (НО256) – ТК см (др. узел)	подземная канальная	2007	минвата	630	142,4	40,26	89,71	0,05
ТК см (др. узел) – НО	подземная канальная	2010	ППУ	630	78,5	22,19	49,46	0,03

Участок сети	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Тип изоляции	Наружный диаметр, мм	Длина участка, м	Объем трубопровода, м3	Мат. хар., м2	Доля мат. хар. к общей %
уг.пов.								
НО уг.пов. – НО260	подземная канальная	1997	минвата	630	198,08	56	124,79	0,07
НО260 – КТС 127	подземная канальная	2003	минвата	530	73,4	14,41	38,9	0,02
КТС 127 – ТУ 34Б	подземная канальная	2019	ППУ	530	73,48	14,43	38,94	0,02
ТУ 34Б – КТС 128	подземная канальная	2019	ППУ	530	73	14,33	38,69	0,02
КТС 128 – ТУ 34А	подземная канальная	2018	ППУ	530	74,96	14,72	39,73	0,02
ТУ 34А – КТС 130	подземная канальная	ПС-2004, ОС-1996	минвата	530	374,79	73,59	198,64	0,11
КТС 130 – ТУ 88	подземная канальная	2018	ППУ	530	123,5	24,25	65,46	0,04
ТУ 88 – ТУ 39	подземная канальная	2006	минвата	530	309,15	60,7	163,85	0,09
ТУ 39 – ТУ 65	подземная канальная	2006	ППУ	426	295,15	37,09	125,73	0,07
ТУ 65 – ТУ 66	подземная канальная	2006	ППУ	426	282	35,44	120,13	0,07
ТУ 66 – ТУ 66А	подземная канальная	2002	минвата	426	227,5	28,59	96,92	0,05

По результатам испытаний получены следующие коэффициенты, представленные в таблице 3.37.

Таблица 3.37 Поправочные коэффициенты к нормативным тепловым потерям с учетом предельных максимальных значений

Тип прокладки, тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	$К_и$ (полученный при испытаниях)	$К_{max}$ (согласно приказу №325)	К (итоговый принимаемый коэффициент)
непроходной канал, ППУ	с 2004	1,21	1,35	1,21
непроходной канал, минвата	с 2004	1,23	1,35	1,23
непроходной канал, минвата	1990-1997	1,24	1,35	1,24
непроходной канал, ППУ	с 2004	1,23	1,35	1,23

Средняя величина превышения потерь над нормативной составляет 1,22 что свидетельствует об неудовлетворительном состоянии тепловой изоляции трубопроводов.

Испытания тепловых сетей на гидравлические потери

Испытания на гидравлические потери проводились по направлению НчТЭЦ- ПНС-Сидоровка - ТК-207(Мечеть «Тауба») в 2021 году, общая материальная характеристика испытанных тепловых сетей составляет 47 323,03. Общая характеристика участков тепловой сети на балансе предприятия по которым определяются характерные участки сети отсутствуют.

Суммарная длина испытываемого кольца составляет 52972,6 метров в однотрубном исчислении, материальная характеристика кольца составляет 47323,03. Характеристика испытываемых участков тепловой сети представлена в таблице 3.40. Расчет гидравлических характеристик трубопроводов по результатам испытаний представлен в таблице 3.41.

Таблица 3.38 Характеристика испытываемых участков тепловой сети от НчТЭЦ- ПНС-Сидоровка – Мечеть «Тауба» (тк -207)

Номер уч-ка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Диаметры трубопроводов		Длина труб-да м	Геодезическая отметка, м		Год ввода в эксплуатации
		условный Dy, мм	внутренний Dвн, мм		Начало участка hгн	Конец участка hгк	
1	НчТЭЦ-ПНС-5-Стойка 706 (тепловод 100)						
	подача	1000	1000	7400	132	98	2002
	обратка	1000	1000	7400	132	98	2002
2	Стойка 706 -УТ 7 (тепловод 410)						
	подача	1000	1000	7315	98	95	2006
	обратка	1000	1000	7315	98	95	2006
3	УТ-7 - УТ-1/1 (тепловод 520)						
	подача	1000	1000	2483	95	93.5	2020
	обратка	1000	1000	2483	95	93.5	2020
4	УТ-1/1 - ПНС- Сидоровка (тепловод 520)						
	подача	800	804	2265	93.5	92	1978
	обратка	800	804	2265	93.5	92	1978
5	ПНС-Сидоровка - тк 305/1 (тепловод 510)						
	подача	1000	1000	950	92	72	2008
	обратка	1000	1000	950	92	72	2008
6	тк 305/1 - УТ-1 (тепловод 510)						
	подача	700	702	3552	72	74	1985
	обратка	700	702	3552	72	74	1985
7	УТ-1 - ТК-4 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	600	614	59	74	74	1994
	обратка	600	614	59	74	74	1994
8	ТК-4 - ТК-58 Б (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	400	408	1039	74	81	1996
	обратка	400	408	1039	74	81	1996
9	ТК-58 Б - ТК -59 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	250	259	529	81	78	1984
	обратка	250	259	529	81	78	1984
10	ТК-59- ТК -161/5 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	200	207	245.3	78	75.9	1984
	обратка	200	207	245.3	78	75.9	1984
11	тк-161/5 - тк–207 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	150	150	649	75.9	68	1994
	обратка	150	150	649	75.9	68	1994

Таблица 3.40 Расчет гидравлических характеристик трубопроводов по результатам испытаний Нч ТЭЦ- ІПІС-Сидоровка – Мечеть «Тауба» (тк -207)

Номер уч-ка	Источник теплоснабжения, наименование магистрали, участка, трубопровода (подающий, обратный)	Общая потеря напора участке ΔH,м	Гидравлическое сопротивление участка Sф,ч^2/м^5	Коэф-т сопротив-ления λ ф	λ ф/ λ р	Эквивал, шерохов. на участке Кэ	Снижен. пропуск. способн. Gф/ Gр
1	Нч-ТЭЦ-ПНС-5-Стойка 706 (тепловод 100)						
	подача	30,0	1,11 х 10-6	4,0535	243	2,089	0,013
	обратка	30,0	1,03 х 10-6	3,7571	225	2,043	0,014
2	Стойка 706 - УТ 7 (тепловод 410)						
	подача	49,0	1,74 х 10-6	7,0913	425	2,401	0,011
	обратка	19,0	0,70 х 10-6	2,8409	170	1,869	0,017
3	УТ-7 - ТУ-1/1 (тепловод 520)						
	подача	1,0	0,09 х 10-6	0,4053	24	0,606	0,083
	обратка	1,5	0,15 х 10-6	0,6645	40	0,901	0,066
4	ТУ-1/1 - ПНС- Сидоровка (тепловод 520)						
	подача	15,0	1,78 х 10-6	1,6400	2	1,506	0,019
	обратка	19,5	2,49 х 10-6	6,6894	401	2,371	0,016

5	ПНС-Сидоровка - тк 305/1 (тепловод 510)						
	подача	1,0	0,14 х 10-6	0,6924	41	0,928	0,037
	обратка	1,0	0,15 х 10-6	0,7206	43	0,953	0,037
6	тк 305/1 - УТ-1 (тепловод 510)						
	подача	2,0	1,10 х 10-6	0,3616	22	0,383	0,011
	обратка	3,0	1,72 х 10-6	0,5724	34	0,567	0,009
7	УТ-1 - ТК-4 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	2,0	2,22 х 10-6	0,0001	0,01	0,000	0,011
	обратка	1,0	1,16 х 10-6	0,0001	0,01	0,000	0,015
8	ТК-4 - ТК-58 Б (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	1,0	3,84 х 10-6	1,9036	114	0,655	0,008
	обратка	2,0	8,00 х 10-6	3,9623	237	0,847	0,005
9	ТК-58 Б - ТК -59 (тепловод 9 ю.з)						
	подача	1,0	3,50 х 10-,5	0,1092	7	0,029	0,0085
	обратка	3,0	11,72 х 10-5	0,3764	23	0,147	0,0046
10	ТК-59- ТК -161/5 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	1,1	4,07х 10-4	1,7758	106	0,323	0,0143
	обратка	3,1	12,40 х 10-4	5,4442	326	0,468	0,0082
11	ТК-161/5 - ТК- 207 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	0,9	11,48 х 10-4	0,1470	9	0,028	0,0021
	обратка	2,1	26,79 х 10-4	0,3453	21	0,078	0,0014

Результаты испытания тепловых сетей на гидравлические потери позволяют сделать вывод, что снижение фактической пропускной способности трубопроводов на испытательных участках находится в пределе от 0.01 до 0.09.

Согласно акту по испытаниям водяной тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя, испытания были проведены 19.04.2024г. силами филиала АО «Татэнерго» - «НЧТС». По результатам проведения испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя выявлена недостаточная компенсирующая способность компенсаторов. Перечень повреждений (дефектов), выявленных при испытаниях водяной тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя Северо-Восточной части города и п. ЗЯБ Юго-Западной части города представлен на рисунке 3.12.

Перечень повреждений (дефектов) выявленных при испытаний тепловой сети Северо-Восточной части города и п.ЗЯБ Юго-Западной части города на максимальную температуру теплоносителя 19.04.2024г.
Недостаточная компенсирующая способность компенсаторов

№ п/п	№№ тепловода	наимен-ние компенса-тора (ТК №)	тип компенсатора (односторонний/ двухсторонный)	dy мм	Длина компенсационного участка м	величина перемещения компенсаторов (фактическое удлинение)	величина перемещения компенсаторов (расчетное удлинение)	отклонение фактических удлинений от расчетных удлинений	отклонение фактических удлинений от расчетных удлинений
						ПС (в стор) ΔL мм	ПС (в стор) ΔL мм	ПС ΔL мм	ПС %
1	111	42а	двухсторонний						
			но 90 - ктс42а	600	143,4	48	83	-35	42%
2	111	42	односторонний						
			н.о92 - ктс42	600	96,28	33	55	-22	40%
3	111	43	двухсторонний						
			ктс2а - ктс 43а	600	153,1	50	88	-38	43%
4	111	45	двухсторонний						
			н,о 97а - ктс 45	600	111,2	40	64	-24	38%
5	111	19	двухсторонний						
			н.о40 - ктс19	800	119	36	69	-33	47%
			ктс19 - н.о44	800	119	38	69	-31	45%
6	111	20	двухсторонний						
			ктс20 - н.щ 46	800	120,6	43	69	-26	38%
7	111	22	односторонний						
			н.о.47 - ктс22	400	81,5	25	47	-22	47%
8	111	36	двухсторонний						
			н.о83 - ктс36	600	129	30	74	-44	60%
			ктс - н.о79 (ктс35)	600	155,5	29	90	-61	68%
9	111	34	двухсторонний						
			н.о78 - ктс34	600	152	60	88	-28	31%
			ктс34 - н.о41	600	152	64	88	-24	27%
10	111	30	двухсторонний						
			ту-8 -ктс30	800	125,1	37	72	-35	49%
			ктс30 - ту-84	800	129,4	34	75	-41	54%
11	111	18	двухсторонний						
			ктс18 - но27	900	154	64	89	-25	28%
12	111	17	двухсторонний						
			ктс17 - н.о34	900	154,7	57	89	-32	36%
13	111	16	двухсторонний	900					
			ктс 116 - н.о32		134	57	77	-20	26%
14	111	15	двухсторонний	900					
			ктс15-н.о30		140	15	81	-66	81%
15	111	14	односторонний	900					
			ктс14- уз4		141,2	58	81	-23	29%
16	111	12	двухсторонний	600					
			ктс12-ктс13		100	27	58	-31	53%
17	111	13	односторонний	600					
			ктс13 - н.о27		101,2	41	58	-17	30%
18	111	23	двухсторонний	800					
			ктс 23 - н.о52		138	21	79	-58	74%
19	111	24	двухсторонний	700					
			ктс 24 - нюо54		70,72	30	41	-11	26%
20	111	25	двухсторонний	700					
			ктс 25 - н.о55а		137	55	79	-24	30%
21	111	26	односторонний	300					
			н.о.56 - ктс26		84,5	20	49	-29	59%
22	111	27	двухсторонний	700					
			ктс 25а- ктс 27		103,5	21	60	-39	65%
			ктс 27 - н.о59		103	30	59	-29	49%
23	111	64	двухсторонний	350					
			ктс64 - ктс65		126,6	41	73	-32	44%
24	111	73	односторонний	250					
			ктс73 - н.о147		93,5	38	54	-16	29%
25	111	71	двухсторонний	300					
			н.о 152 - ктс71		98,7	25	57	-32	56%
26	111	68	односторонний	350					
			ктс68 - н.о 154		103,3	20	60	-40	66%
27	111	41а	двухсторонний						
			ктс41а - н.о		31,4	9	18	-9	50%
28	211	62	двухсторонний						
			ктс62 - н.о79,3	800	110,5	47	64	-17	26%
29	211	60	двухсторонний						
			н.о43-ктс60	300	88,5	34	51	-17	33%
30	310	226	двухсторонний						
			ту-87-ктс226	800	146,5	49	84	-35	42%
31	310	230	односторонний						
			ту-67- ктс230	800	148	50	85	-35	41%

32	310	231	двухсторонний						
			ктс-230-ктс-231	700	149,5	58	86	-28	33%
			ктс-231 - ту-446	700	150	55	86	-31	36%
33	310	198	двухсторонний						
			но-402-ктс-198	700	147,87	51	85	-34	40%
			к-198-но-400	700	150	61	86	-25	29%
34	312	123	двухсторонний						
			ктс 123 - ню-256	600	131,8	29	76	-47	62%
35	312	124	односторонний						
			ктс-124 - но257	600	116	18	67	-49	73%
36	312	131	двухсторонний						
			ктс-131- н.о-но-270	500	101,2	29	58	-29	50%
37	312	133	двухсторонний						
			ктс-133но-271а	300	100	29	58	-29	50%
38	312	133*	односторонний						
			ктс-133*-но-273	400	190	41	109	-68	63%
39	312	55	двухсторонний						
			но-127-ктс-55	400	99	34	57	-23	40%
			ктс-55-но125	400	100,5	36	58	-22	38%
40	312	54	двухсторонний						
			но-125-ктс-54	400	100,5	29	58	-29	50%
			ктс-54-но-117	400	98,82	25	57	-32	56%
41	312	136	двухсторонний						
			но-274-ктс-136	400	142	30	82	-52	63%
42	312	138	двухсторонний						
			но-280-ктс138	400	202,2	35	116	-81	70%
43	312	139	двухсторонний						
			ктс-139-но-284	400	115	35	66	-31	47%
44	312	145	двухсторонний						
			но-294-ктс-145	500	108	37	62	-25	41%
45	320	219	двухсторонний						
			но-457-к-219	1000	153,99	57	89	-32	36%
46	320	211	двухсторонний						
			но-438-к-211	1000	125	52	72	-20	28%
47	320	209	односторонний						
			ктс209-но-232	1000	89	35	51	-16	32%
48	320	208	двухсторонний						
			но-430-ктс-208	1000	209	88	120	-32	27%
			ктс-208-но-429	1000	123,7	45	71	-26	37%
49	320	205	двухсторонний						
			но-427-ктс-206	1000	140,35	50	81	-31	38%
50	320	203	двухсторонний						
			но-422-ктс-203	1000	184,4	65	106	-41	39%
51	321	171	односторонний						
			н.о 366 - ктс 171	800	120,5	30	69	-39	57%
52	321	170	двухсторонний						
			н.о 338 - ктс 170	800	125,5	39	72	-33	46%
53	321	169	двухсторонний						
			н.о 330 - ктс169	800	132,75	41	76	-35	46%
54	321	151	двухсторонний						
			ктс151 - н.о 418	500	117,8	35	68	-33	48%
55	321	152	двухсторонний						
			ктс 152 - н.о 420	400	113,5	34	65	-31	48%
56	521	119	односторонний	700					
			в сторону ТК-119/1		180	66	104	-38	36%
57	522	283	односторонний	400					
			в сторону ТК-282		144	45	83	-38	46%
58	522	284	двухсторонний						
			в сторону ТК-283	400	132	40	76	-36	47%
			в сторону ТК-285		135	45	78	-33	42%
59	522	287	двухсторонний						
			в сторону ТК-286	400	144	20	83	-63	76%
			в сторону ТК-288		130,5	40	75	-35	47%
60	522	288	односторонний	400					
			в сторону ТК-289		346	100	199	-99	50%
61	522	289	двухсторонний	400					
			в сторону ТК-288		95,5	20	55	-35	64%
62	522	290	односторонний	400					
			в сторону ТК-289/2		101	25	58	-33	57%
63	21юз	204/1	односторонний	150					
			в сторону ТК-204		69	28	40	-12	30%
64	28юз	69/4	односторонний	500					
			в сторону ТК-69/3		109,8	39	63	-24	38%

Рис. 3.12 Перечень повреждений (дефектов), выявленных при испытаниях водяной тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя Северо-Восточной части города и п. ЗЯБ Юго-Западной части города

Утверждаю
Гл.инженер филиала
АО"Татэнерго"-НЧТС
А.В. Гришанин
"___"_____2025 г.

График проведения испытаний на тепловых сетях города Набережные Челны

№ п/п	Вид испытаний	Дата последнего проведения испытаний	Дата следующего проведения испытаний
1	Гидравлические испытания на прочность и плотность после окончания отопительного сезона - Юго-Западная часть города - Северо-Восточная часть города	май,июнь 2024г май,июнь,июль, август 2024 г.	май,июнь 2025г май,июнь,июль, август 2025 г.
2	Гидравлические испытания на прочность и плотность после завершения ремонтных работ - Юго-Западная часть города - Северо-Восточная часть города	сентябрь 2024 г.	сентябрь 2025 г.
3	Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя	апрель 2024 г.	апрель 2029 г.
4	Испытания на гидравлические потери, методом снятия пьезометрического графика давлений	февраль 2021г.	февраль 2026г.
5	Испытания тепловых сетей на тепловые потери	сентябрь 2023 г.	сентябрь 2028 г.
6	Испытание на определение опасности действия блуждающих токов	май 2023г.	май 2025г.

Заместитель главного инженера по эксплуатации Д.А. Волков

Начальник ПТО Т.И. Исламгулов

Рис. 3.13 График проведения испытаний на тепловых сетях города Набережные Челны

3.10.2 Испытания, проводимые на тепловых сетях ООО «ТСЗВ»

На тепловых сетях ООО «ТСЗВ» ежегодно проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность избыточным давлением перед и до отопительного сезона.

3.10.3 Испытания, проводимые на тепловых сетях ПАО «КАМАЗ»

На тепловых сетях ПАО «КАМАЗ» ежегодно проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность избыточным давлением перед и до отопительного сезона.

3.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии в соответствии с «Порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденный Приказом Минэнерго РФ № 325, с 2017 года не разрабатывались и не утверждались. Основание – п.6 указанного выше «Порядка …»,« …., если фактические значения технологических потерь, полученные на основании показаний приборов учета, ниже их расчетных значений, в норматив включаются фактические значения технологических потерь.»

В Табл. 3.40 представлена динамика изменения нормативных, учтенных в тарифе на передачу тепловой энергии, и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ - сети НЧТС.

Табл. 3.40 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	-	-	511,06	403,1	12,74%
2021	-	-	504,98	436,8	12,57%
2022	-	-	505,29	383,0	11,36%
2023	-	-	503,50	387,5	11,87%
2024	-	-	383,00	434,4	12,82%

В Табл. 3.41 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ПАО «КАМАЗ».

Табл. 3.41 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ- Энерго», тыс. Гкал.

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020			Не утверждались	0,0	0,0
2021			Не утверждались	0,0	0,0
2022			Не утверждались	0,0	0,0
2023			Не утверждались	0,0	0,0

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2024			Не утверждались	0,0	0,0

Оказание услуг по передаче тепловой энергии по сетям ООО "КАМАЗ-Энерго" полностью прекращено в мае 2018 года. Весь объем тепловой энергии и теплоносителя, отпущенный от НчТЭЦ в трубопроводы отопления, пара и деминерализованной воды Восточного вывода, считается полезным, потери не выделяются, и соответственно, деятельность по передаче тепловой энергии ПАО «КАМАЗ» не осуществляется.

ПАО «КАМАЗ», владея на праве собственности тепловыми сетями, сдает в аренду тепловые сети для покрытия потребности в паре промышленной зоны ПАО «КАМАЗ».

ООО «ТСЗВ» организовано и осуществляет свою деятельность с 11.05.2018г.

В соответствии с предоставленной информацией ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «ТСЗВ» за период с 2015 – по 2022 годы аварий на сетях в отопительный период не было. Информация по повреждениям в сетях ООО «КАМАЗ – Энерго» при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность представлена в части 9 Главы 1.

В таблице ниже представлена динамика изменения нормативных, учтенных в тарифе на передачу тепловой энергии, и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ООО «ТСЗВ».

Табл. 3.42 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал.

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	-	-	12,89	18,8	69,205
2021	-	-	12,35	21,3	67,366
2022	-	-	13,65	20,4	66,309
2023	-	-	13,65	19,5	64,957
2024	-	-	13,65	11,2	59,045

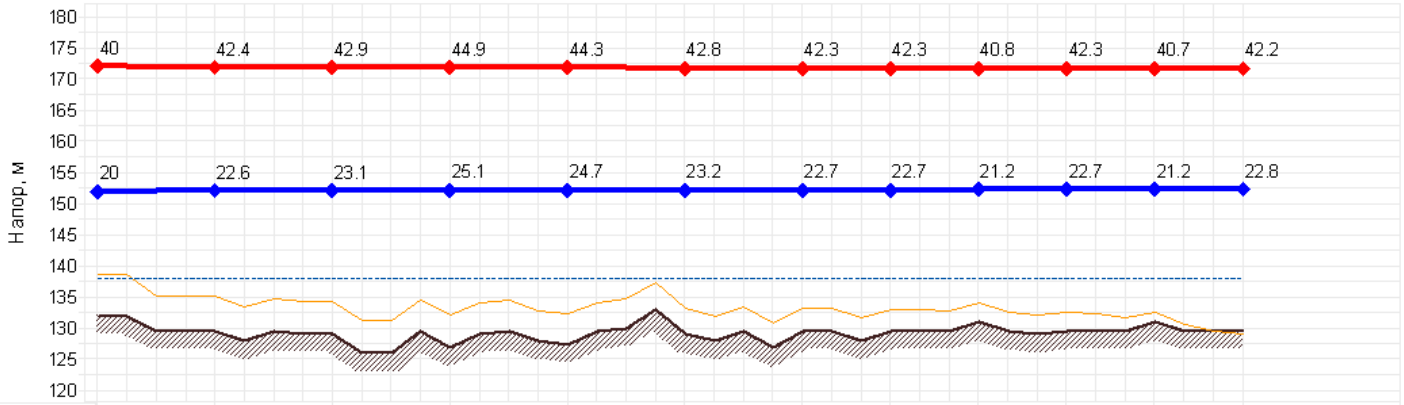
Как видно из таблицы 3.42, величина фактических тепловых потерь в тепловых сетях ООО «ТСЗВ» составляет 66-70 % от отпущенной тепловой энергии. На основании приведенного ниже гидравлического расчета тепловых сетей можно сделать вывод о том, что причиной высоких тепловых потерь является низкая величина присоединенной тепловой нагрузки (13,356 Гкал/ч) при больших диаметрах трубопроводов (Ø 1000 мм – 101,66 м; Ø700 мм – 2619,78 м; Ø600 мм – 4599,2 м; Ø400 – 3227,44 м; Ø300 мм -357,58 м, и т.д.), соответственно приводящая к критически низким скоростям теплоносителя в трубопроводах.

Источник ID=41941 НЧТЭЦ-тепловые сети ООО «ТСЗВ»:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час 13.356, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления 9.237, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции 0.412, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе 1.59670, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе 1.43193, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе 0.39480, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе 0.23792, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления 0.04584, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе 261.117, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе 252.876, т/ч
Суммарный расход на подпитку 8.241, т/ч

Суммарный расход на систему отопления	247.521, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	9.822, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	3.77392, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	3.77392, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	0.69275, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	40.000, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	20.000, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°C
Температура в обратном трубопроводе	64.735,°C

Пьезометрический график от «НЧТЭЦ» до «ООО АК ЛУКАЗ»



Наименование узла	НЧТЭЦ	разв.	разв.	разв.	разв.	разв.	разв.	разв.	разв.	разв.	разв.	ООО АК ЛУКАЗ
Геодезическая высота, м	132	129.5	129	127	127.5	129	129.5	129.5	131	129.5	131	129.5
Полный напор в обр. тр-де, м	152	152.1	152.1	152.1	152.2	152.2	152.2	152.2	152.2	152.2	152.2	152.3
Располагаемый напор, м	20	19.793	19.764	19.723	19.668	19.591	19.569	19.562	19.54	19.535	19.507	19.44
Длина участка, м	0.5	88	129.6	134.6	187.9	244.5	100.8	5.1	12.1	32.1	161.8	
Диаметр участка, м	1.4	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4	0.4	0.25	
Потери напора в под. тр-де, м	0	0.005	0.007	0.007	0.018	0.007	0.002	0	0.001	0.001	0.016	
Потери напора в обр. тр-де, м	0	0.005	0.006	0.006	0.017	0.007	0.002	0	0.001	0.001	0.015	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	0.049	0.183	0.177	0.172	0.219	0.119	0.1	0.075	0.142	0.098	0.124	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-0.047	-0.179	-0.174	-0.169	-0.216	-0.117	-0.099	-0.074	-0.14	-0.097	-0.123	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	0.002	0.042	0.04	0.038	0.072	0.022	0.016	0.009	0.052	0.026	0.075	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	0.002	0.04	0.038	0.036	0.07	0.022	0.016	0.009	0.051	0.026	0.073	
Расход в под. тр-де, т/ч	261.12	246.53	238.92	232.39	217.6	118	99.12	74.41	62.42	43.15	21.32	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-252.88	-241.67	-234.57	-228.83	-214.65	-116.21	-97.98	-73.59	-61.87	-42.71	-21.14	

Рис. 3.14 Пьезометрический график тепловых сетей ООО «ТСЗВ» до удаленного потребителя ООО «АК ЛУКАЗ»

3.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 филиала АО "Татэнерго»" представлена в таблицах ниже.

Табл. 3.43 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети НЧТС, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	403,1	12,74%
2021	436,8	12,57%
2022	383,0	11,36%
2023	387,5	11,87%
2024	434,4	12,82%

Табл. 3.44 Динамика изменения фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" – сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2020	18,8	69,21%
2021	21,3	67,366%
2022	20,4	66,309%
2023	19,5	64,957%
2024	11,2	59,045%

3.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результат их исполнения

По состоянию на 01.01.2025 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций г. Набережные Челны не выдавались.

3.14 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Потребители тепловой энергии г. Набережные Челны на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме с закрытой схемой водоразбора на нужды ГВС по двухтрубной системе, и так как проектным решением гидравлических режимов сетей предусматривалось теплоснабжение зданий высотностью до 9-ти этажей, здания высотой более 9 этажей, присоединены к тепловым сетям по независимой схеме.

Разделение теплового потребления по видам нагрузки, т.е. отопительная, вентиляционная, систем горячего водоснабжения, осуществляется в тепловых пунктах потребителей с использованием автоматизированных тепловых пунктов с погодозависимым регулированием потребления тепловой энергии и насосной схемой смешения теплоносителя. Приготовление горячей

воды для систем горячего водоснабжения потребителей осуществляется в основном по двухступенчатой смешанной схеме подключения теплообменного оборудования и насосной схемой циркуляции горячей воды.

Схема включения смесительных насосов систем отопления – смесительно-повысительная, т.е. насосы расположены на подающем трубопроводе систем отопления с обратным клапаном на перемычке. Для гидравлической развязки гидравлических режимов наружных тепловых сетей и систем теплоснабжения потребителей на вводах АИТП применены автоматические регуляторы перепада давления прямого действия.

Информация о схемах присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям НЧТС АО «Татэнерго» представлена в таблице ниже.

Табл. 3.45 Информация о схемах присоединения теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям НЧТС АО «Татэнерго»

Наименование показателя	**Количество, ед.**	**Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч**	**% по тепловой нагрузке**
Всего объектов, присоединенных к системе теплоснабжения по схеме:	3523	2550,07	100%
тепловой узел - элеватор			
автоматический тепловой узел - узел погодного регулирования	*2380*	*1841*	*78%*
тепловой узел - шайба			
бойлер отопления	*144*	*161*	*7%*
бойлер ГВС	*2302*	*948*	*40%*
калорифер	*551*	*242*	*10%*

3.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

3.15.1 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

С 2010 года потребители филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» оснащены на 100% приборами коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя, за исключением потребителей с тепловой нагрузкой менее 0.2 Гкал/час. И на момент разработки Схемы теплоснабжения изменения в количестве оснащенностью приборами коммерческого учета тепловой энергии связаны с выходом приборов из строя и приобретением новых, выполнением поверочных работ и доукомплектованием потребителей с нагрузкой менее 0.2 Гкал/час приборами коммерческого учета.

В Табл. 3.46 приведены сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных из тепловой сети потребителям.

Табл. 3.46 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	>0,2 Гкал/ч	%	<0,2 Гкал/ч	%
Всего по теплосетевой организации	3488		3428	98,28%	60	1,72%
Оснащенные приборами учета	3432	98,4%	3413	99,56%	19	31,67%
Не оснащенные приборами учета	56	1,6%	15	0,44%	41	68,33%

3.15.2 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ПАО «КАМАЗ» 2024 год

Табл. 3.47. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ПАО «КАМАЗ» 2024 год

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	>0,2 Гкал/ч	%	<0,2 Гкал/ч	%
Всего по теплосетевой организации	190	100%	112	100,00%	78	100,00%
Оснащенные приборами учета	150	78,9%	109	97,3%	41	52,6%
Не оснащенные приборами учета	40	21,1%	3	2,7%	37	47,4%

3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» разработана и внедрена АСУ теплоснабжения в виде информационного табло, расположенного центральной диспетчерской «НЧТС». Вся схема тепловых сетей выполнена в виде мнемосхемы, позволяющей в режиме реального времени посмотреть схему конкретного узла, насосной станции, состояние оборудования, положение арматуры, увидеть и постоянно отслеживать параметры теплоносителя. Параллельно с происходящими в НЧТС процессами в 2007 г. было принято решение по внедрению комплексного проекта автоматизации, получившего название «АСУ-Теплоснабжение» и который должен объединить уже существующие в компании наработки в области АСУТП, новые проекты автоматизации объектов, высокоскоростные каналы связи, средства визуализации мнемосхем и параметров тепловой сети.

Реализация комплексного проекта автоматизации технологических процессов разделена на три этапа:

-автоматизация объектов северо-восточной части г. Набережные Челны;

-прокладка линий связи для автоматизации объектов юго-западной части;

-автоматизация тепловых узлов проходного коллектора, павильона задвижек, ключевых точек контроля теплосети в жилых домах юго-западной части города, дополнительная автоматизация ПНС 3, 4, 5 с целью доведения до «безлюдной» технологии, охранно-пожарная сигнализация РТП 10.

На сегодняшний день реализованы все этапы. На первом этапе была проложена волоконно-оптическая линия связи между технологическими объектами северо-восточной части г. Набережные Челны и административно-бытовым комплексом (АБК 30/23) компании. В единую информационную сеть объединены: все ПНС северо- восточного района, все диспетчерские пункты проходного коллектора, все РТП, камера переключений, павильон задвижек, узел учета на границе с ТЭЦ, АБК СТС, АБК Промзона, АБК 30/23 - как центр сбора информации, а также городская междугородная телефонно-телеграфная станция (ГМТТС) - ключевая точка всего города, через которую реализован доступ в корпоративную сеть передачи данных АО «Татэнерго».

Данные со станций управления технологических объектов (ПНС), диспетчерских пунктов, камеры переключений, павильонов, задвижек и узла учета ТЭЦ передаются в единый центр сбора информации, находящийся в АБК 30/23. Для визуализации данных в диспетчерской службе установлена видео-стена, на которой выведена схема тепловой сети города, производится отображение параметров теплоносителя, состояние технологических объектов и положение запорной арматуры.

На втором этапе произошло дальнейшее развитие системы связи, и к существующей системе передачи данных была подключена ПНС-Сидоровка.

Таким образом, на сегодняшний день в единый комплекс объединены наиболее важные технологические объекты тепловых сетей г. Набережные Челны и обеспечена высокая скорость и

надежность передачи данных. Получена легко масштабируемая система передачи данных, которая может служить основой для дальнейшего развития автоматизации и объединения в единую систему диспетчеризации необходимых технологических объектов.

Выполненные мероприятия третьего этапа:

- реализация телеизмерения параметров тепловой сети и телеуправления запорной арматурой в 28 ключевых точках проходного коллектора и павильона задвижек;
- установка оборудования для передачи данных в 15-ти ИТП жилых домов Юго-Западного района с целью мониторинга параметров тепловой сети;
- установка системы видеонаблюдения и охранно-пожарной сигнализации на ПНС 3, 4, 5 с целью перехода на «безлюдную» технологию;
-установка охранно-пожарной сигнализации на РТП-10; автоматизация ПНС-6, РТП-10;
- системы автоматизации, ПНС-Сидоровка.

Диспетчер видит работу оборудования и трубопроводов в режиме реального времени сети теплоснабжения г. Набережные Челны. «АСУ- Теплоснабжение» уже сейчас позволяет диспетчеру оперативно и эффективно вести режим работы тепловой сети, контролировать параметры работы насосных станций и параметры тепловой сети на мнемосхеме, отображаемой на видео-стене, управлять автоматизированными объектами. С реализацией последнего, третьего этапа, все вышеуказанные операции можно будет выполнять в целом по всему г. Набережные Челны.

Одна из составляющих системы АСУ теплоснабжения - автоматизированная система коммерческого учета тепловой энергии, позволяющая контролировать потребление теплоэнергии, процессы, происходящие у потребителей, и в случае нештатной ситуации - оперативно реагировать и предотвращать аварийные ситуации.

Табл. 3.48 Информация об автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Наименование ЦТП/насосной станции	**Информация о системе поддержания температуры, давления**
ПНС-1	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-3	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-4	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-5	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-6	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-7	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-9	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-Сидоровка	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе
ПНС-БСИ	поддержания давления после себя в подающем трубопроводе
РТП-10	поддержания давления после себя в подающем трубопроводе
РТП-ЗЯБ	поддержания давления до себя в обратном трубопроводе

3.16.1 Типы и оборудование насосных станций

3.16.1.1 Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2024 год

В Табл. 3.49 приведены характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2024 год.

Табл. 3.49 Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" в 2024 году

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-1	ПКЗ	Д2500-62	3	резерв	резерв	резерв	параллельная	рабочее
ПНС-3	22/15А	Д1250-65	1	1850	1,8	4,9	параллельная	рабочее
		Д1250-63а	3		1,8	4,9	параллельная	рабочее
ПНС-4	40/15А	Д1250-65	3	резерв	резерв	резерв	параллельная	рабочее
ПНС-5	ПКЗ, Трубный проезд, 10	СЭ2500-60	8	11836	3,2	7,7	параллельная	рабочее
ПНС-6	ПКЗ, Трубный проезд, 12	СЭ2500-60	3	4480	2,4	8,4	параллельная	рабочее
		Д2500-62	3		2,4	8,4	параллельная	рабочее
ПНС-7	ул. Ахметшина. За 56 к-с	СЭ1250-70	4	2686	1,3	4,4	параллельная	рабочее
РТП-10	19 к-с	Д320-50	1	350	4	6,5	параллельная	рабочее
		СЭ1250-70	2		4	6,5	параллельная	рабочее
РТП-1	2 к-с	СЭ1250-70	1	-	-	-	-	Насосная разобрана. Сооружение и оборудование числится на балансе.
		Д1250-63	1	-	-	-	-	
		Д320-50	1	-	-	-	-	
ПНС Сидоровка	Казанский пр.,3/2	СЭ2500-60	3	2700	2	4,5	параллельная	рабочее
ПНС БСИ	Казанский пр.,3/2	grundfos 250*25	3	400	5,7	7,5	параллельная	рабочее
ПНС-9	Казанский пр.,209	СЭ2500-60	5	5250	3	8,9	параллельная	рабочее
РТП-ЗЯБ	ЗЯБ, 17А-III	1Д500-63Б	3	450	4	5,6	параллельная	рабочее

	микрорайон							

3.16.1.2 Характеристики оборудования насосных станций ПАО «КАМАЗ» в 2024 году

Табл. 3.50 Характеристика оборудования насосных станций ПАО «КАМАЗ» в 2024 году

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-2	Промзона ПАО "КАМАЗ", пл. ООКН	СЭ-2500-60	4	2500	4,7±0,5	6,5±0,5	параллельное подключение	удовл.
		Д-2500-60	3	2500	4,7±0,5	6,5±0,5	параллельное подключение	удовл.
ПНС ЛЗ	Промзона ПАО "КАМАЗ", пл. Литейного завода	Д-1250-63	2	1250	3,3±0,3	4,4±0,3	параллельное подключение	удовл.
ПНС ВСО ЗД	Промзона ПАО "КАМАЗ", пл. ВСО Завода двигателей	К-160\30-5	2	160	2,1±0,3	2,5±0,3	параллельное подключение	удовл.

3.17 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

В связи с происшедшими изменениями за последние годы в схеме теплоснабжения города Набережные Челны, а именно присоединением Юго-Западной части города к источнику тепловой энергии НЧТЭЦ, вводом таких новых насосных станций как ПНС-7, ПНС-9, реконструкции ПНС-Сидоровка выдерживанию гидравлического режима тепловых сетей отводится первостепенное значение. Для этого перекачивающие насосные станции, участвующие в схеме теплоснабжения, оборудованы ЧРП – это насосы на ПНС-3,5,7,9. Для защиты тепловых сетей от внезапного повышения давления в обратных трубопроводах, насосные станции ПНС-1,3,4,6,9, ПНС- Сидоровка, РТП-ЗЯБ оборудованы клапанами типа БКС: клапан сливной быстродействующий, типоразмерами от Ду=150 до Ду=300, установленными на всасывающем коллекторе со стороны города. Защита осуществляется путем сброса определенного количества воды из обратного трубопровода через автоматическое устройство защиты (АУЗ) в ливневую канализацию.

3.18 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления городского поселения до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган

регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Проведенный анализ позволил сделать вывод, что решение по бесхозяйным тепловым сетям в городе Набережные Челны не является актуальным вопросом, т.к. бесхозяйные сети по данным заказчика отсутствуют.

3.19 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

Энергетических характеристиках тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - НЧТС были разработаны и утверждены 27.09.2021 г., срок действия данных энергетических характеристик до сентября 2026 года. Пересмотр энергетических характеристик производится не реже чем один раз в пять лет. Протокол об утверждении энергетических характеристик представлен на рисунке 3.15.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ООО ИЦ «Энергопрогресс»
_____ Д. М. Цветкович
«27» 09 2021 г.

ПРОТОКОЛ

Об утверждении НТД энергетических характеристик тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети

В соответствии с положением о разработке и утверждении нормативно-технических документов по энергетическим характеристикам тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети представлены для согласования энергетические характеристики тепловых сетей, графики энергетических характеристик для системы транспорта тепловой энергии.

В результате рассмотрения материалов решено:

1. СОГЛАСОВАТЬ до сентября 2026 г.:

1.1. Энергетические характеристики тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети по показателям:

- разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах;
- удельный расход сетевой воды;
- тепловые потери;
- потери сетевой воды.

1.2. Расчеты и графики нормируемых энергетических характеристик системы транспорта тепловой энергии г. Набережные Челны по показателям «удельный расход сетевой воды», «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах», «тепловые потери», «потери сетевой воды» проводились в соответствии с требованиями ПТЭ и порядком, установленным СО 153-34.20.523(2)-2003 «Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «удельный расход сетевой воды», РД 153-34.0-20.529-2001 «Рекомендации по определению нормативных режимных характеристик систем теплоснабжения и нормативной гидравлической энергетической характеристики тепловых сетей» и СО 153-34.20.523(1)-2003 «Методические указания по составлению энергетической

характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателям «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» и «удельный расход электроэнергии».

1.3. Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла, рассчитанные для различных температурных периодов.

От филиала АО «Татэнерго»	От ООО ИЦ «Энергопрогресс»
Набережночелнинские тепловые сети:	Начальник службы СЭЭФ
Начальник ПТО	
_____ В.В. Полянцев	_____ В. Ю. Юдин
«27» 09 2021 г.	«27» 09 2021 г.

Рис. 3.15 Протокол об утверждении энергетических характеристик

Информация о нормативных энергетических характеристиках тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» - НЧТС приведена на рисунках 3.16 – 3.21.

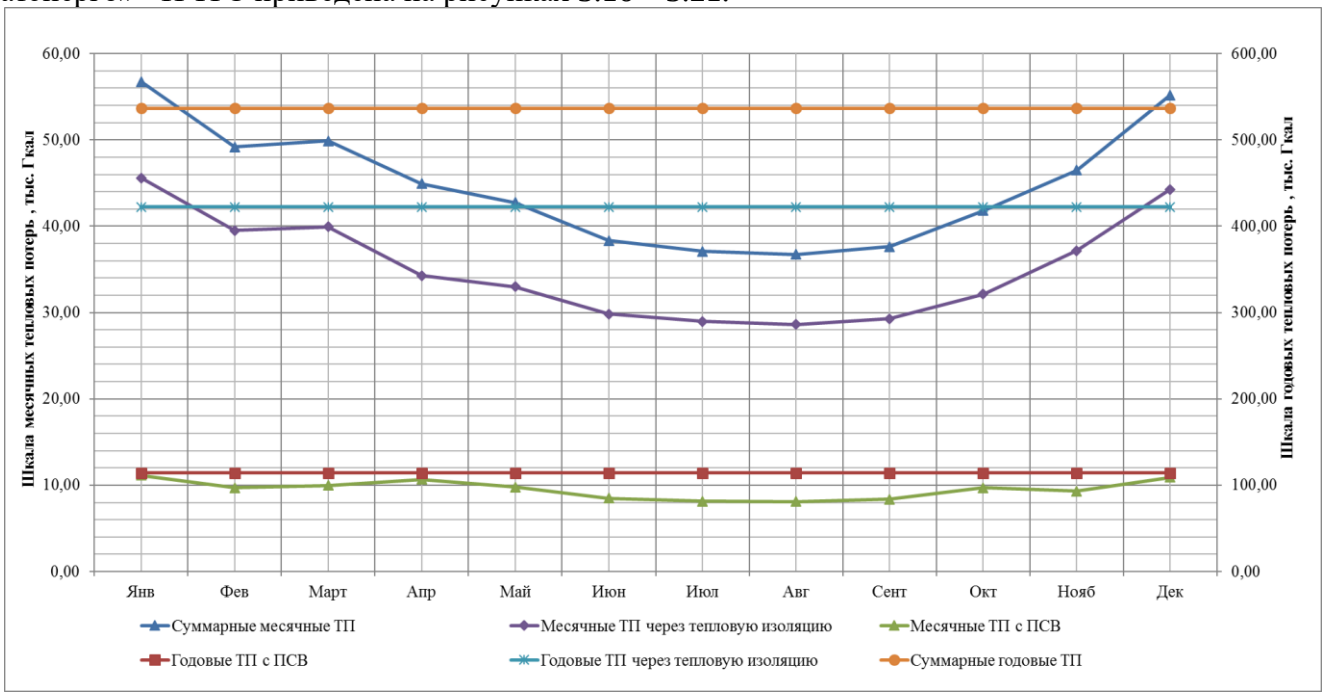


Рис. 3.16 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города

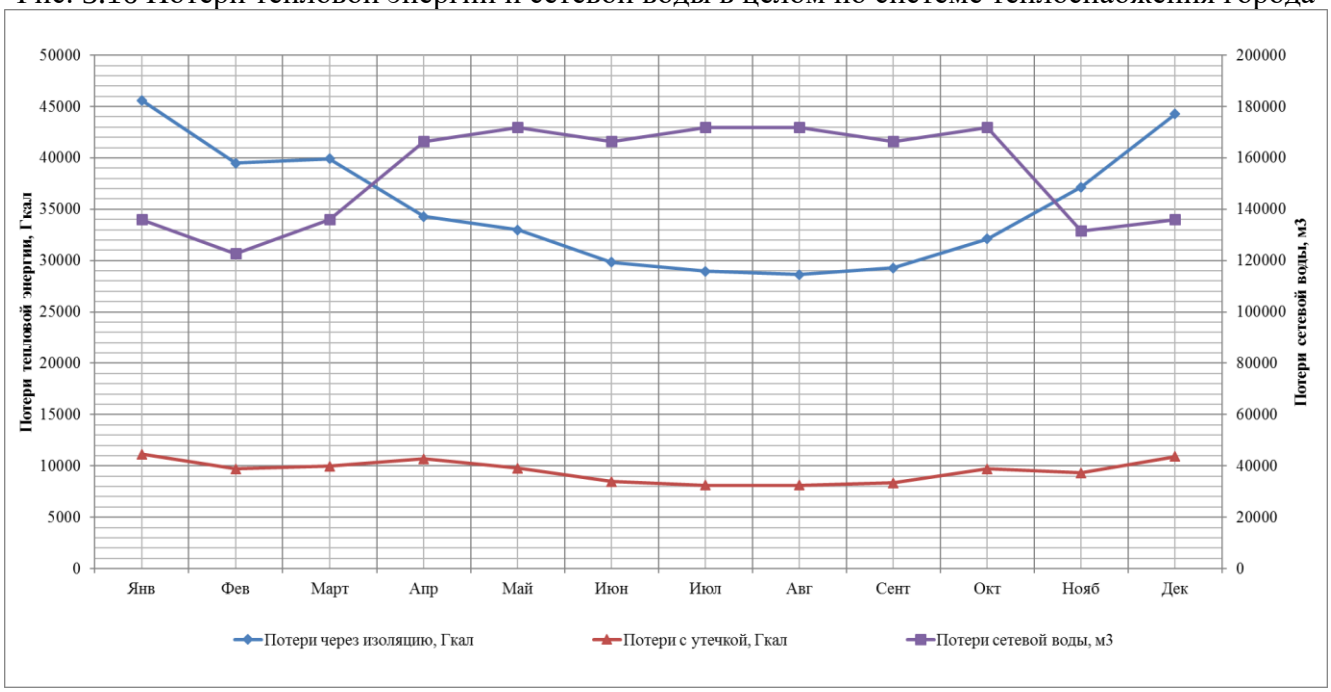


Рис. 3.17 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города с утечками

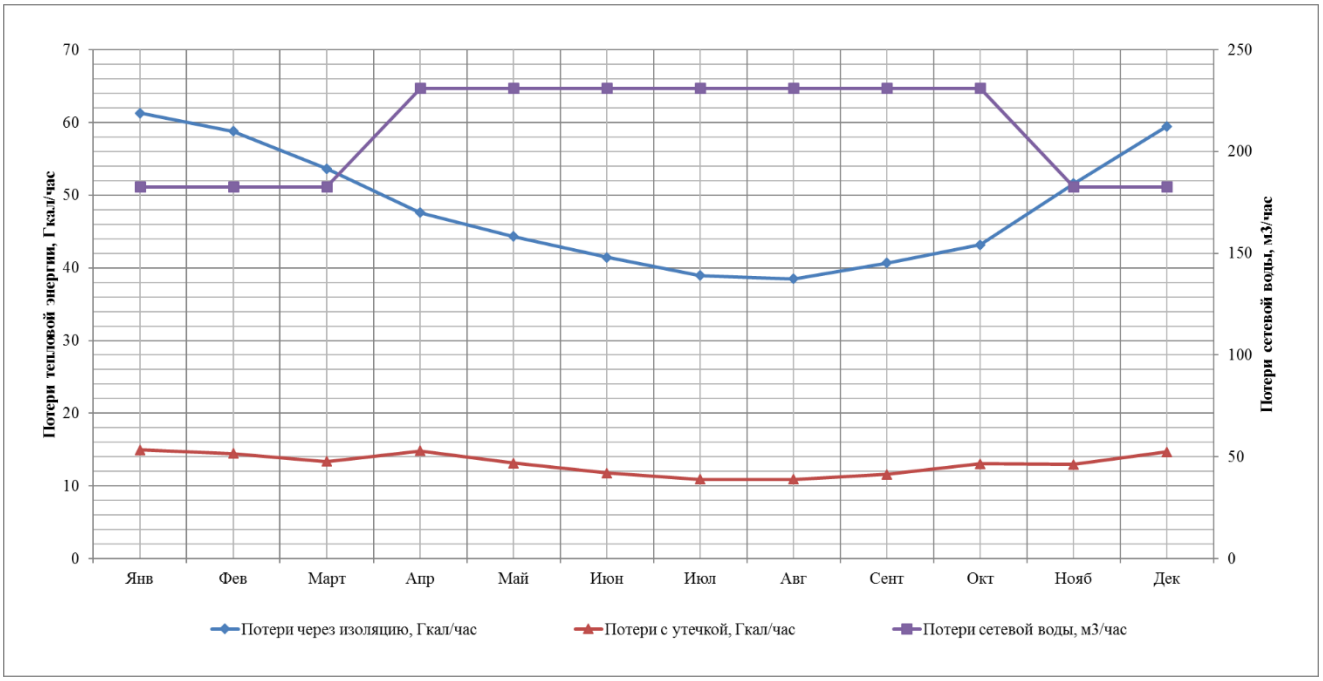


Рис. 3.18 Нормируемые месячные тепловые потери через тепловую изоляцию тепловых сетей и с потерями сетевой воды в тепловых сетях в целом по системе теплоснабжения города

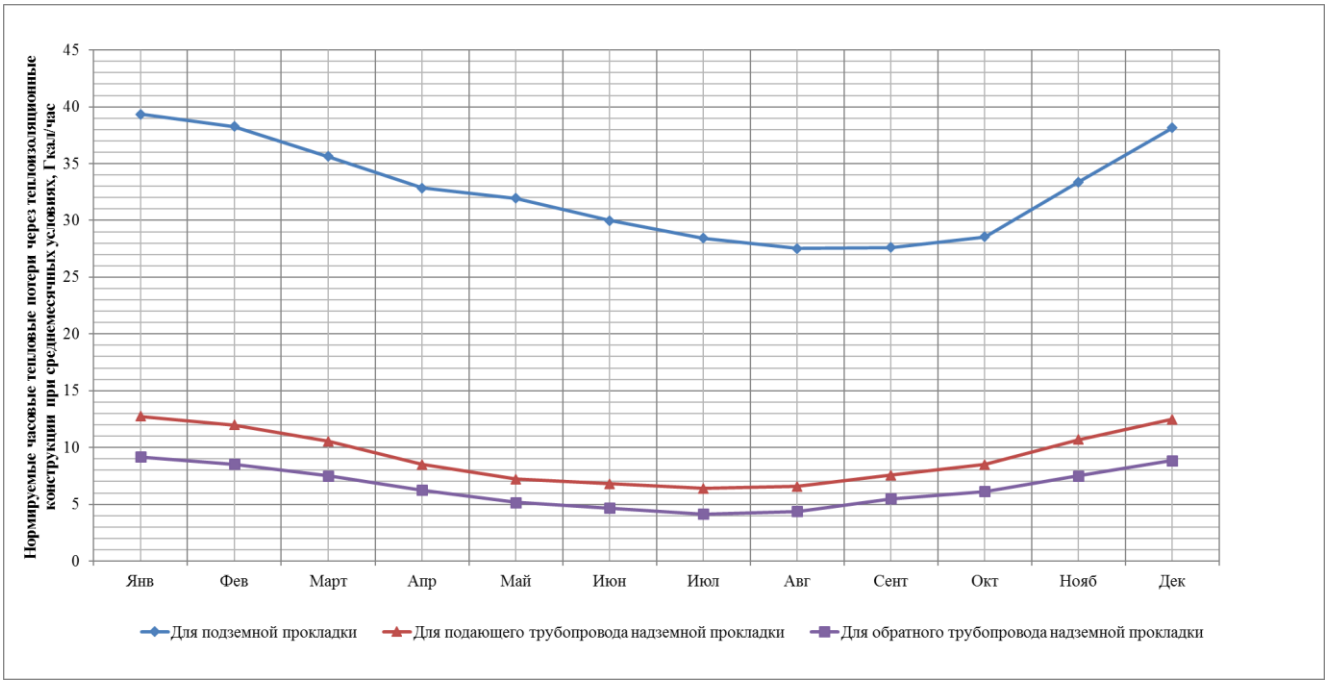


Рис. 3.19 Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей в целом по системе теплоснабжения города

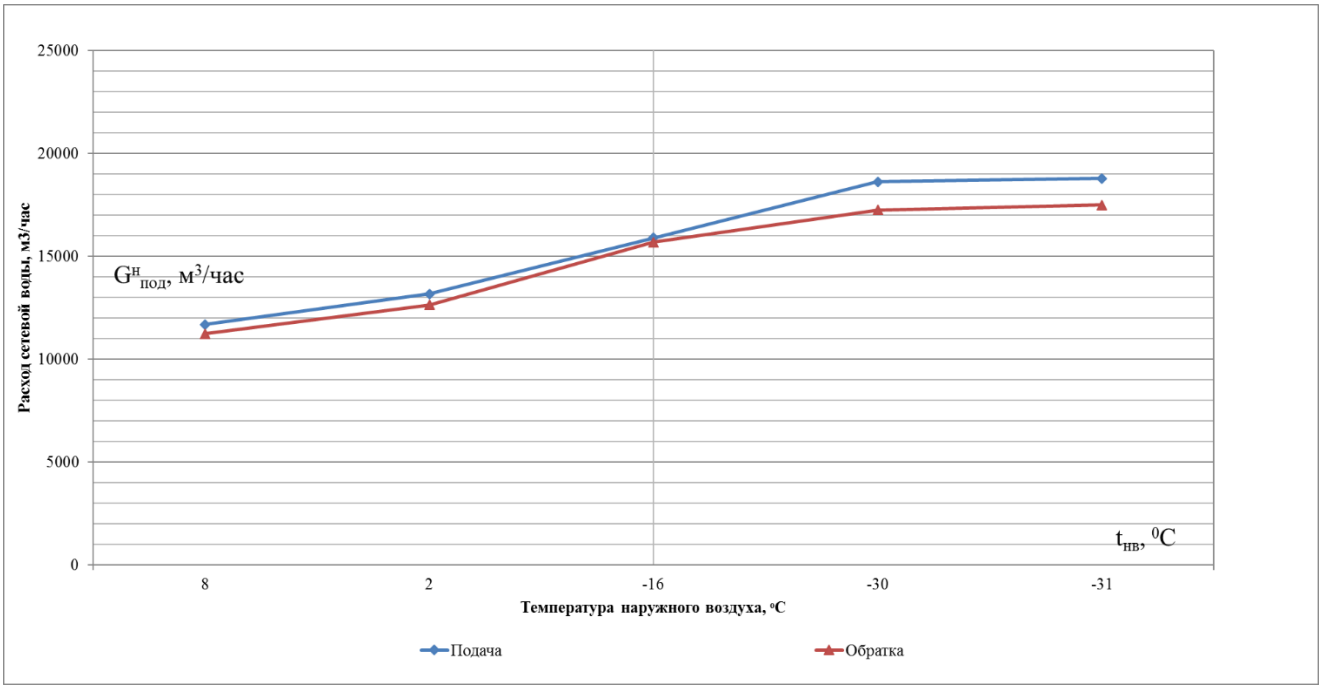


Рис. 3.20 Нормативный расход сетевой воды в подающей и обратной линии системы теплоснабжения в целом по системе теплоснабжения Gнпод, м3/час

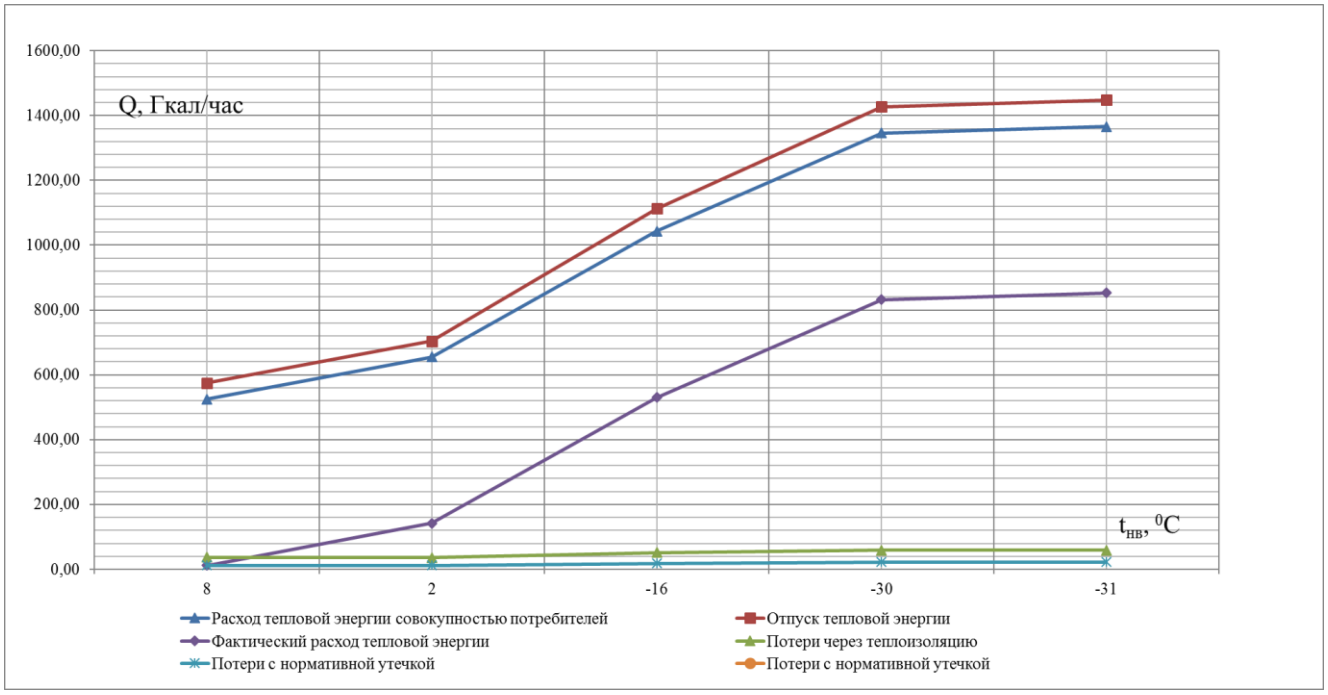


Рис. 3.21 - Расход и потери тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения, Q, Гкал/ч

3.20 Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных на период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Табл. 3.51 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2024 год

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых, сетей, м2	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м2	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м2	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м2	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2020	0	4883	1194,12	1300,2	0,88	2,9
2021	200,11	6295,34	639,25	730,38	0,98	2,8
2022	0	2382,5	675,9	275,67	0,67	1,1
2023	0	2 967,34	652,52	1 741,74	0,49	1,35
2024	874,2528	5612,6	1214,2	1848,6	1,16	1,83

В 2019 году введена в эксплуатацию ПНС – БСИ, которая решила проблему с разницей геодезических отметок потребителей тепловой энергии пром.площадки БСИ и позволила переключить всех абонентов на Набережночелнинскую ТЭЦ. Котельный цех БСИ обеспечивает тепловой энергией потребителей тепла в паре.

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

Границы районов муниципального образования города Набережные Челны согласно решению Городского Совета Муниципального образования города, Набережные Челны «О делении территории города Набережные Челны» на территориальные единицы и установлении границ районов города" №8/25 от 10 февраля 2006 г. (10). Согласно этому решению, город Набережные Челны состоит из трех районов.

К северо-восточной части города относятся Автозаводской и Центральный районы.

К юго-западной части – Комсомольский район.

В Комсомольский район входят посёлки ГЭС, ЗЯБ, Сидоровка, Орловка, Элеваторная гора, жилой район «Замелекесье», 32, 33, 62 комплексы, БСИ, Энергорайон.

В Центральный район входят 1-8, 10-19, 31, 34, 35-45, 55-60 комплексы, Медгородок, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к юго-западу от автодороги № 2.

В Автозаводский район входят 20-30, 46-54 комплексы, 50А, 61, 63, 64, 65, 66, 67А, 68, 69, 70А, 71, 72, 73, 78 районы малоэтажной жилой застройки, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к северо-востоку от автодороги № 2, Тогаевский карьер.

На территории г. Набережные Челны действуют 2 источника тепловой энергии - Набережночелнинская ТЭЦ, Котельный цех БСИ.

Табл. 4.1 Перечень источников тепловой энергии г. Набережные Челны

№ знака на карте	Наименование источника в схеме теплоснабжения.
1.	Набережночелнинская ТЭЦ, 423810, г. Набережные Челны, а/я 49
2.	Котельный цех БСИ, Фабричный проезд, д.9

4.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Набережночелнинская ТЭЦ совместно с Котельным цехом БСИ, который является структурным подразделением НчТЭЦ, обеспечивает тепловой энергией большую часть потребителей г. Набережные Челны. При этом Котельный цех БСИ используется для обеспечения тепловой энергии в виде пара промышленных потребителей БСИ, а в сетевой воде используется только в качестве пикового источника в отопительный период для юго-западной части города.

Таким образом, зона действия Набережночелнинской ТЭЦ практически весь г. Набережные Челны:

1. Новый город (северо- восточная часть города);
2. Поселок ЗЯБ;
3. Поселок ГЭС;
4. Поселок Сидоровка;
5. Микрорайон Замелекесье;
6. Промышленную площадку ПАО «КамАЗ» - сети ООО «КАМАЗ- Энерго»;
7. Промышленно- коммунальную зону – сети ООО «ТСЗВ».
8. Промзона БСИ.
9. Энергорайон.

Зона действия Набережночелнинской ТЭЦ представлена на Рис. 4.1.

4.2 Котельный цех БСИ

Котельный цех БСИ является структурным подразделением Набережночелнинской ТЭЦ. На сегодняшний день КЦ БСИ обеспечивает тепловой энергией в виде пара промышленных потребителей БСИ, является резервным источником для питания теплом потребителей ЮЗЧ города Набережные Челны (пос. ГЭС. пос. Сидоровка, пос. Замелекесье, промплощадки Н. Бьефа и промзоны БСИ) и вводится в работу при температурах наружного воздуха ниже - 25°С, либо при решении технических задач связанных с созданием безаварийного режима работы системы теплоснабжения города в целом. Котельный цех БСИ может работать как единый источник для всей Юго-Западной части города.

Зона действия Котельного цеха БСИ представлена на Рис. 4.2.

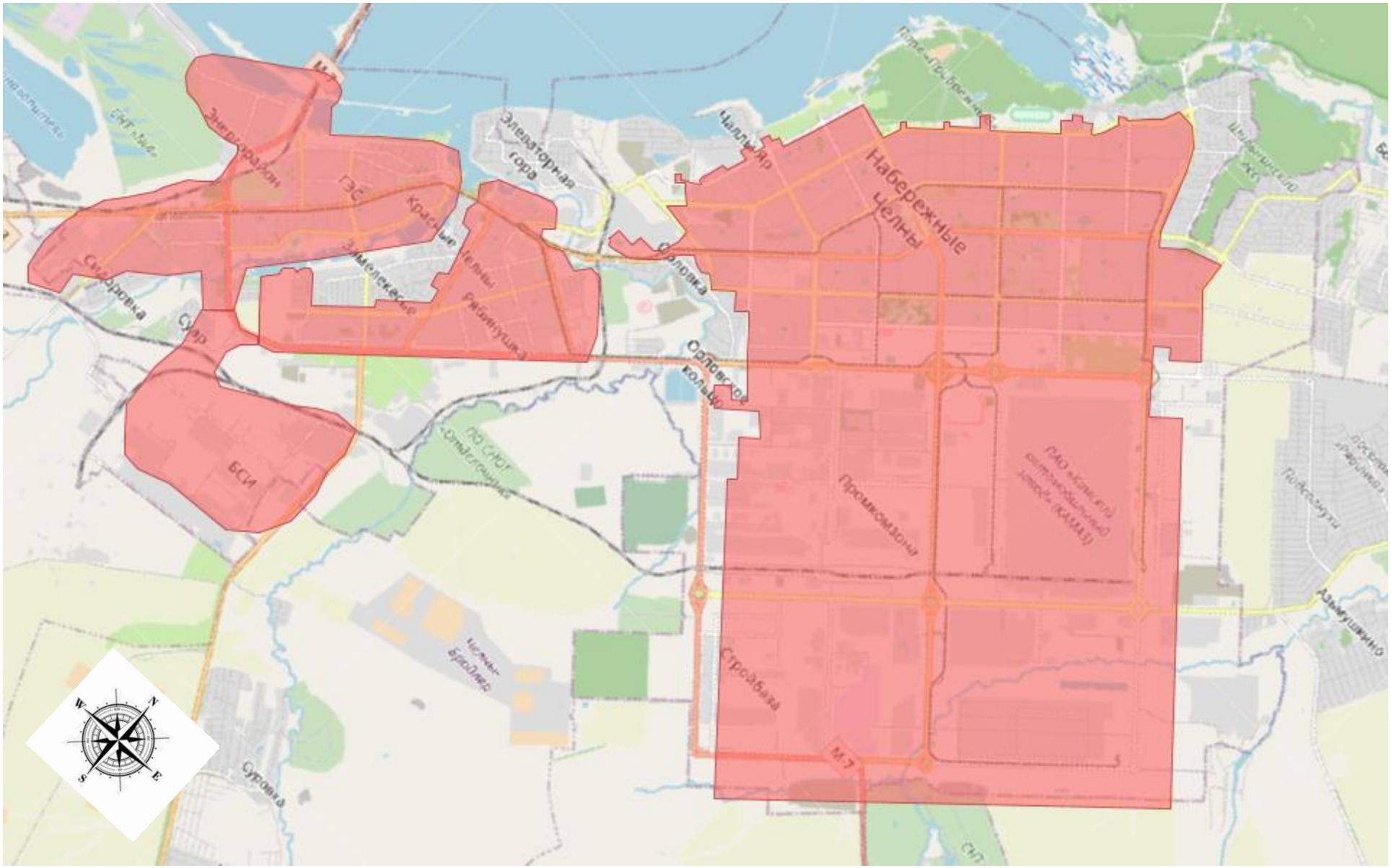


Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ

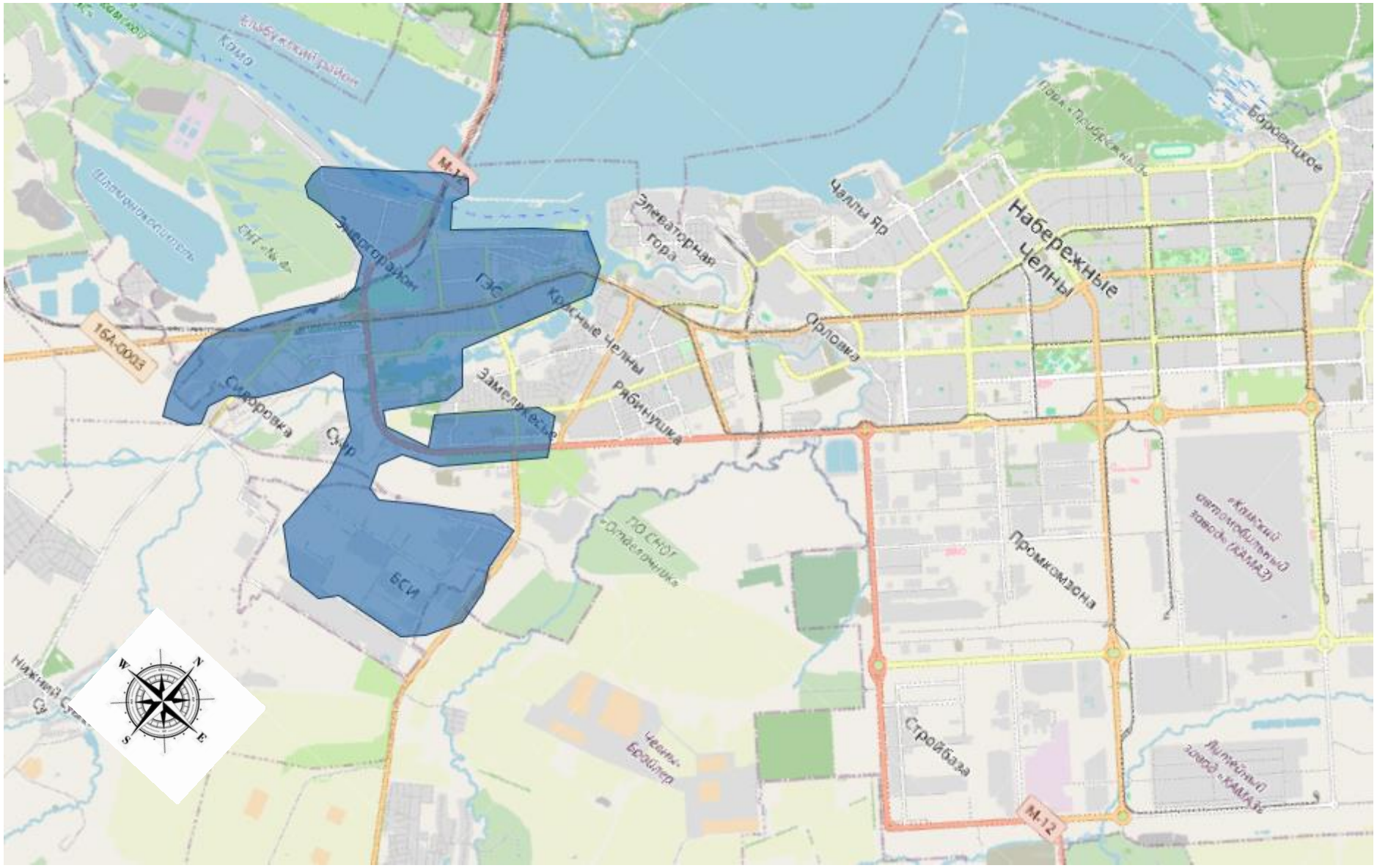


Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ

Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

Значения спроса на тепловую мощность в городе Набережные Челны по состоянию на 01.01.2025 приведены в таблице 5.1. Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице 5.2.

Табл. 5.1 Тепловая нагрузка в горячей воде в г. Набережные Челны за 2024 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Период	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч							Всего суммарная нагрузка
		население			прочие				
		Отопление и Вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и Вентиляция	Технология	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	
2020	АО "Татэнерго"	801,008	729,329	1530,337	1051,915	4,072	153,867	1209,854	2740,191
2021	АО "Татэнерго"	822,657	751,344	1574,001	1044,276	4,944	160,223	1209,443	2783,444
2022	АО "Татэнерго"	836,140	765,402	1601,542	1056,764	6,027	155,92	1218,711	2820,253
2023	АО "Татэнерго"	756,137	645,568	1401,705	1008,476	6,997	132,889	1148,362	2550,067
2024	АО "Татэнерго"	770,88	659,63	1430,51	993,080	7,651	123,7335	1124,464	2554,974

* изменение нагрузки в период с 2020 по 2024 года связано с корректировкой договорных нагрузок потребителей

Табл. 5.2 Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

Наименование	Тепловые нагрузки, Гкал/час			
	на отопление	на вентиляцию	на гвс	суммарная нагрузка
1комплекс	13,18	4,10	8,85	26,13
2комплекс	15,27	3,19	10,47	28,93
3комплекс	14,82	4,23	10,18	29,23
4комплекс	11,72	2,01	8,09	21,82
5комплекс	7,03	3,30	6,24	16,57
6комплекс	9,68	1,40	6,48	17,56
7комплекс	19,91	7,24	12,83	39,98
8комплекс	4,10	3,16	5,19	12,45
9комплекс	13,99	10,49	12,04	36,52
11комплекс	16,28	6,40	12,45	35,13
12комплекс	15,27	4,58	14,67	34,52
13комплекс	11,90	2,62	12,27	26,79
14комплекс	15,31	4,79	13,90	34,00
15комплекс	3,19	4,60	1,87	9,66
16комплекс	11,58	1,33	8,83	21,74
17комплекс	16,89	2,26	12,43	31,58
18комплекс	13,05	1,48	10,44	24,97
19комплекс	9,49	5,17	5,73	20,39
20комплекс	13,15	3,69	9,41	26,25
21комплекс	7,54	1,64	6,92	16,10
22комплекс	5,62	3,05	3,56	12,23
23комплекс	14,61	1,38	10,41	26,40
24комплекс	6,90	1,76	5,39	14,05
25комплекс	15,15	1,96	11,62	28,73
26комплекс	18,13	2,51	14,86	35,50
27комплекс	22,88	2,04	16,49	41,41
28комплекс	14,45	1,93	11,61	27,99
29комплекс	13,27	1,41	12,04	26,72
30комплекс	17,88	6,36	12,63	36,87
31комплекс	12,48	2,76	13,52	28,76
КамПИ	7,97	15,38	5,25	28,60
32комплекс	20,55	3,16	17,31	41,02
33комплекс	4,68	0,00	5,03	9,71
35комплекс	7,21	0,00	6,02	13,23
36комплекс	16,67	2,87	15,31	34,85
37комплекс	12,88	2,26	11,56	26,70
38комплекс	11,44	1,57	11,59	24,60
за 38	3,59	1,41	3,36	8,36
39комплекс	12,04	2,35	12,22	26,61
40комплекс	19,04	2,46	14,90	36,40
41комплекс	16,05	1,54	14,60	32,19
42комплекс	14,21	3,78	11,83	29,82
43комплекс	16,96	1,42	13,33	31,71
44комплекс	11,49	1,47	11,21	24,17
ЗА 44 комплекс	1,89	2,57	1,89	6,35
45комплекс	20,88	2,46	17,78	41,12
46комплекс	15,76	1,61	13,98	31,35

Наименование	Тепловые нагрузки, Гкал/час			
	на отопление	на вентиляцию	на гвс	суммарная нагрузка
47комплекс	20,79	1,55	17,51	39,85
48комплекс	18,68	1,86	16,72	37,26
49комплекс	21,20	1,48	17,40	40,08
50комплекс	21,09	1,81	18,52	41,42
51комплекс	14,78	1,61	13,34	29,73
52комплекс	21,33	3,63	20,38	45,34
52Акомплекс	5,08	4,36	3,05	12,49
53комплекс	15,24	3,16	13,04	31,44
54комплекс	15,63	1,93	15,56	33,12
55комплекс	7,16	3,49	4,97	15,62
56комплекс	16,87	2,95	15,27	35,09
за56комплекс	3,57	2,04	1,34	6,95
58комплекс	17,14	3,22	20,63	40,99
59комплекс	13,66	1,79	18,96	34,41
60комплекс	7,85	1,97	6,63	16,45
61комплекс	3,58	2,88	2,91	9,37
62комплекс	16,64	2,47	15,62	34,73
КамгэсЗЯБ	4,98	2,91	2,82	10,71
63комплекс	22,41	2,54	23,96	48,91
64комплекс	10,89	1,26	8,73	20,88
65комплекс	17,86	2,87	17,84	38,57
69комплекс	2,29	0,00	2,24	4,53
Прибрежный	2,03	2,83	3,17	8,03
Орловка	1,44	0,00	1,41	2,85
ПКЗ	22,00	70,73	3,87	96,60
1-й комлекс	8,11	1,50	6,96	16,57
Промзона от кот.№1	3,83	5,57	2,35	11,75
3-й комплекс	16,99	1,30	13,78	32,07
4-й комлекс	13,62	2,78	10,42	26,82
5-й комплекс	6,42	1,73	5,61	13,76
6-й комплекс	6,70	0,00	6,09	12,79
7-й комплекс	7,66	1,51	6,50	15,67
27 микрорайон от ПНС-Сидоровка	1,17	0,00	0,00	1,17
проф."Жемчужина"	2,93	1,66	2,85	7,44
ООО Юкон	1,24	1,44	1,23	3,91
8-й комплекс	12,41	1,49	8,33	22,23
9-й комплекс	12,71	1,78	7,72	22,21
Част.сектор 9-й к.	1,23	0,00	1,20	2,43
10-й комплекс	26,43	2,14	20,60	49,17
Ул. Центральная	2,80	1,47	1,39	5,66
п.Сидоровка	29,31	2,31	20,96	52,58
Промплощадка	7,77	3,20	1,61	12,58
Промзона БСИ	17,74	22,86	1,55	42,15
14 комплекс	9,12	1,33	10,22	20,67
15 комплекс	14,40	1,27	12,57	28,24
16 комплекс	4,49	0,00	4,12	8,61
17 комплекс	21,50	5,29	17,87	44,66
17а комплекс	25,98	2,69	22,59	51,26

Наименование	Тепловые нагрузки, Гкал/час			
	на отопление	на вентиляцию	на гвс	суммарная нагрузка
18 комплекс	27,91	1,36	22,10	51,36
пос.Замелекесье 25 микр. от ТК-281	4,78	1,31	4,64	10,73
пос.Замелекесье 26 микр. от ТК-282	1,32	0,00	0,00	1,32
26 микрорайон. Сармановский тракт	3,18	1,69	2,93	7,79
27 квартал	1,88	2,45	1,67	6,00
28 квартал	9,48	2,47	3,06	15,01
ИТОГО	**1225,17**	**346,99**	**995,52**	**2567,68**

5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

5.2.1 Определение расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии, оборудованных приборами учета

В целях определения расчетных (фактических) тепловых нагрузок ЕТО АО «Татэнерго» была предоставлена следующая информация:

- фактическая среднесуточная температура наружного воздуха за период с 01.10.2023 по 22.04.2024 – таблица 5.3;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов НЧТЭЦ в тепловоды №100, 200, 300 за период с 01.10.2023 по 22.04.2024в разрезе по суткам – таблица 5.3.

Оценку расчетных (фактических) тепловых нагрузок выполним на основании данных приборов учета на источнике тепловой энергии в соответствии с изложенной в пункте 5.2.1. методикой. Для повышения достоверности результатов расчета из рассмотрения отбрасываем диапазоны температур наружного воздуха выше плюс 8 ºС и ниже минус 20 ºС.

Рассмотрим подробный расчет фактических тепловых нагрузок на примере НЧТЭЦ.

На основании предоставленных исходных данных (фактические температуры наружного воздуха и данные приборов учета тепловой энергии в разрезе по суткам) в соответствии с таблицей 5.3 строится график (Рисунок 5.1):

– по оси абсцисс откладывается средняя за сутки фактическая температура наружного воздуха, ºС;

– по оси ординат – средний за сутки часовой отпуск тепловой энергии на цели отопления и вентиляции по данным приборов учета, Гкал/ч.

Табл. 5.3 Динамика отпуска тепловой энергии с коллекторов НЧТЭЦ в тепловоды №100, 200, 300, используемая для определения расчетных (фактических) тепловых нагрузок

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
01.10.2023	14,5	3 444,31	143,51
02.10.2023	14,8	3 504,75	146,03
03.10.2023	14,4	3 930,78	163,78
04.10.2023	12	4 298,68	179,11
05.10.2023	12,4	5 573,65	232,24
06.10.2023	12,5	6 177,75	257,41
07.10.2023	11,1	6 370,77	265,45
08.10.2023	7	7 678,67	319,94
09.10.2023	5,1	8 345,37	347,72
10.10.2023	5,4	8 669,39	361,22
11.10.2023	5,2	9 189,61	382,9
12.10.2023	5,3	9 603,25	400,14
13.10.2023	7,6	9 226,27	384,43
14.10.2023	9,4	8 359,08	348,3
15.10.2023	11,5	8 119,91	338,33
16.10.2023	14,2	7 574,12	315,59
17.10.2023	10	8 372,17	348,84
18.10.2023	4,5	9 716,82	404,87
19.10.2023	5,5	9 822,00	409,25
20.10.2023	4,8	10 011,84	417,16
21.10.2023	2,8	10 908,72	454,53
22.10.2023	-0,2	12 311,76	512,99

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
23.10.2023	1,6	11 871,36	494,64
24.10.2023	3,3	12 403,44	516,81
25.10.2023	-0,9	13 632,00	568
26.10.2023	-0,4	13 126,32	546,93
27.10.2023	-1,4	13 785,60	574,4
28.10.2023	-1,2	13 405,92	558,58
29.10.2023	2	12 038,88	501,62
30.10.2023	1	13 061,28	544,22
31.10.2023	1,7	12 295,44	512,31
01.11.2023	4,9	11 154,72	464,78
02.11.2023	11,3	9 624,24	401,01
03.11.2023	8,7	10 342,56	430,94
04.11.2023	2	12 058,32	502,43
05.11.2023	0,9	12 489,36	520,39
06.11.2023	6	10 951,44	456,31
07.11.2023	7	10 924,32	455,18
08.11.2023	6,5	10 407,60	433,65
09.11.2023	7,5	10 251,12	427,13
10.11.2023	6,9	13 020,72	542,53
11.11.2023	3,2	15 253,44	635,56
12.11.2023	0,5	16 315,92	679,83
13.11.2023	3,9	16 856,64	702,36
14.11.2023	6,9	13 178,40	549,1
15.11.2023	4,6	14 148,72	589,53
16.11.2023	3,6	14 748,72	614,53
17.11.2023	0,8	16 978,08	707,42
18.11.2023	-4,9	20 277,36	844,89
19.11.2023	-5,5	20 784,48	866,02
20.11.2023	-6,2	21 399,60	891,65
21.11.2023	-2,1	19 430,16	809,59
22.11.2023	-3,3	22 017,60	917,4
23.11.2023	-9	24 947,28	1039,47
24.11.2023	-11,2	25 630,56	1067,94
25.11.2023	-0,6	18 963,60	790,15
26.11.2023	1,6	18 127,20	755,3
27.11.2023	3	17 459,76	727,49
28.11.2023	0,9	18 211,68	758,82
29.11.2023	-1	20 754,72	864,78
30.11.2023	-9	23 360,88	973,37
01.12.2023	-3,2	20 837,04	868,21
02.12.2023	-3	20 164,32	840,18
03.12.2023	-7,8	23 635,92	984,83
04.12.2023	-3,7	21 111,60	879,65
05.12.2023	-8	25 602,24	1066,76
06.12.2023	-15,2	29 715,60	1238,15
07.12.2023	-24,2	61 978,08	2582,42
08.12.2023	-27,8	93 645,36	3901,89
09.12.2023	-29,9	96 757,92	4031,58

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
10.12.2023	-22,7	97 003,68	4041,82
11.12.2023	-24,4	96 696,00	4029
12.12.2023	-22,4	116 379,12	4849,13
13.12.2023	-18,2	126 232,32	5259,68
14.12.2023	-11,9	62 251,44	2593,81
15.12.2023	-9,4	19 644,24	818,51
16.12.2023	-10,6	19 582,08	815,92
17.12.2023	-9,2	19 100,40	795,85
18.12.2023	-3,2	16 142,64	672,61
19.12.2023	-0,5	14 988,24	624,51
20.12.2023	1,2	14 590,08	607,92
21.12.2023	3,1	14 138,64	589,11
22.12.2023	2,8	14 566,80	606,95
23.12.2023	-0,3	15 257,76	635,74
24.12.2023	-1,2	15 429,84	642,91
25.12.2023	-1,4	15 581,52	649,23
26.12.2023	-1,7	16 187,52	674,48
27.12.2023	-2,2	16 312,32	679,68
28.12.2023	-3	16 501,92	687,58
29.12.2023	-6	17 683,44	736,81
30.12.2023	-8,3	18 764,88	781,87
31.12.2023	-3,9	17 119,92	713,33
01.01.2024	-9,7	20 562,48	856,77
02.01.2024	-24,2	24 504,96	1021,04
03.01.2024	-17,8	22 339,68	930,82
04.01.2024	-15,8	22 374,48	932,27
05.01.2024	-17,6	22 374,72	932,28
06.01.2024	-18,9	22 661,76	944,24
07.01.2024	-19,9	23 511,36	979,64
08.01.2024	-20,6	24 326,88	1013,62
09.01.2024	-18	23 630,16	984,59
10.01.2024	-18,8	23 800,08	991,67
11.01.2024	-17	22 194,96	924,79
12.01.2024	-12,9	21 209,52	883,73
13.01.2024	-20,5	24 326,16	1013,59
14.01.2024	-15,5	22 158,00	923,25
15.01.2024	-13,4	23 651,28	985,47
16.01.2024	-9,2	25 727,04	1071,96
17.01.2024	-6	25 206,72	1050,28
18.01.2024	-7,9	26 218,32	1092,43
19.01.2024	-7,1	23 380,32	974,18
20.01.2024	-2,4	21 551,52	897,98
21.01.2024	-3,4	23 872,32	994,68
22.01.2024	-13,4	29 554,80	1231,45
23.01.2024	-12,9	27 236,16	1134,84
24.01.2024	-8,2	25 328,64	1055,36
25.01.2024	-8,1	24 772,08	1032,17
26.01.2024	-8	24 597,36	1024,89

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
27.01.2024	-6,8	23 989,20	999,55
28.01.2024	-8	24 017,76	1000,74
29.01.2024	-4,7	21 983,04	915,96
30.01.2024	-2,1	20 096,40	837,35
31.01.2024	-0,4	19 631,52	817,98
01.02.2024	-5,2	21 026,88	876,12
02.02.2024	-5,5	21 282,96	886,79
03.02.2024	-1,2	20 038,08	834,92
04.02.2024	-5,2	21 533,52	897,23
05.02.2024	-0,9	17 631,60	734,65
06.02.2024	-0,4	15 006,48	625,27
07.02.2024	-3,2	16 795,92	699,83
08.02.2024	-8,4	18 989,28	791,22
09.02.2024	-11,9	20 924,88	871,87
10.02.2024	-17,5	22 669,92	944,58
11.02.2024	-15,9	22 226,16	926,09
12.02.2024	-11,6	20 562,72	856,78
13.02.2024	-7,9	19 223,76	800,99
14.02.2024	-16,8	22 867,68	952,82
15.02.2024	-22,4	24 721,44	1030,06
16.02.2024	-21,7	23 810,40	992,1
17.02.2024	-12,5	20 593,44	858,06
18.02.2024	-8,5	18 935,76	788,99
19.02.2024	-7,1	18 738,24	780,76
20.02.2024	-11,1	20 347,20	847,8
21.02.2024	-14,1	21 158,40	881,6
22.02.2024	-14	21 242,40	885,1
23.02.2024	-13,4	21 200,64	883,36
24.02.2024	-10,5	19 582,32	815,93
25.02.2024	-9,7	19 404,24	808,51
26.02.2024	-8,5	18 681,12	778,38
27.02.2024	-6,8	17 776,08	740,67
28.02.2024	-5,5	17 662,32	735,93
29.02.2024	-3,4	16 938,72	705,78
01.03.2024	-2,8	15 075,84	628,16
02.03.2024	-3,7	16 063,68	669,32
03.03.2024	-0,5	14 998,56	624,94
04.03.2024	-0,4	15 488,88	645,37
05.03.2024	-2,1	15 579,36	649,14
06.03.2024	-4	16 975,44	707,31
07.03.2024	-5,4	15 844,80	660,2
08.03.2024	-3	15 764,64	656,86
09.03.2024	-4,4	15 540,48	647,52
10.03.2024	-5	16 827,36	701,14
11.03.2024	-7,5	18 240,48	760,02
12.03.2024	-5,9	15 848,16	660,34
13.03.2024	-4	15 130,80	630,45
14.03.2024	-0,3	14 515,20	604,8

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
15.03.2024	0,6	14 304,24	596,01
16.03.2024	0,1	14 650,80	610,45
17.03.2024	-0,6	14 346,24	597,76
18.03.2024	-1,1	14 537,52	605,73
19.03.2024	-0,6	14 433,60	601,4
20.03.2024	-2,5	14 435,28	601,47
21.03.2024	-1,4	13 912,32	579,68
22.03.2024	0,7	13 446,96	560,29
23.03.2024	1,6	13 232,64	551,36
24.03.2024	2,1	13 106,16	546,09
25.03.2024	3,7	12 326,64	513,61
26.03.2024	2,9	12 526,56	521,94
27.03.2024	3,1	12 600,48	525,02
28.03.2024	0,6	14 406,24	600,26
29.03.2024	1,1	13 647,84	568,66
30.03.2024	3,4	12 388,08	516,17
31.03.2024	3,5	12 277,44	511,56
01.04.2024	4,4	12 220,80	509,2
02.04.2024	7,3	11 310,24	471,26
03.04.2024	10,3	10 360,32	431,68
04.04.2024	11,7	10 082,16	420,09
05.04.2024	8,1	10 214,88	425,62
06.04.2024	1,4	12 866,16	536,09
07.04.2024	3,9	11 786,16	491,09
08.04.2024	4,5	11 868,48	494,52
09.04.2024	10,4	9 975,84	415,66
10.04.2024	12,4	9 619,68	400,82
11.04.2024	12,2	9 496,56	395,69
12.04.2024	14,1	8 954,40	373,1
13.04.2024	9,6	9 620,64	400,86
14.04.2024	6,5	10 243,44	426,81
15.04.2024	6,6	10 235,28	426,47
16.04.2024	9,9	8 975,76	373,99
17.04.2024	13,9	8 051,28	335,47
18.04.2024	18,5	6 759,84	281,66
19.04.2024	21,8	5 722,08	238,42
20.04.2024	19,8	5 048,16	210,34
21.04.2024	16,3	5 042,16	210,09
22.04.2024	19,8	4 831,68	201,32

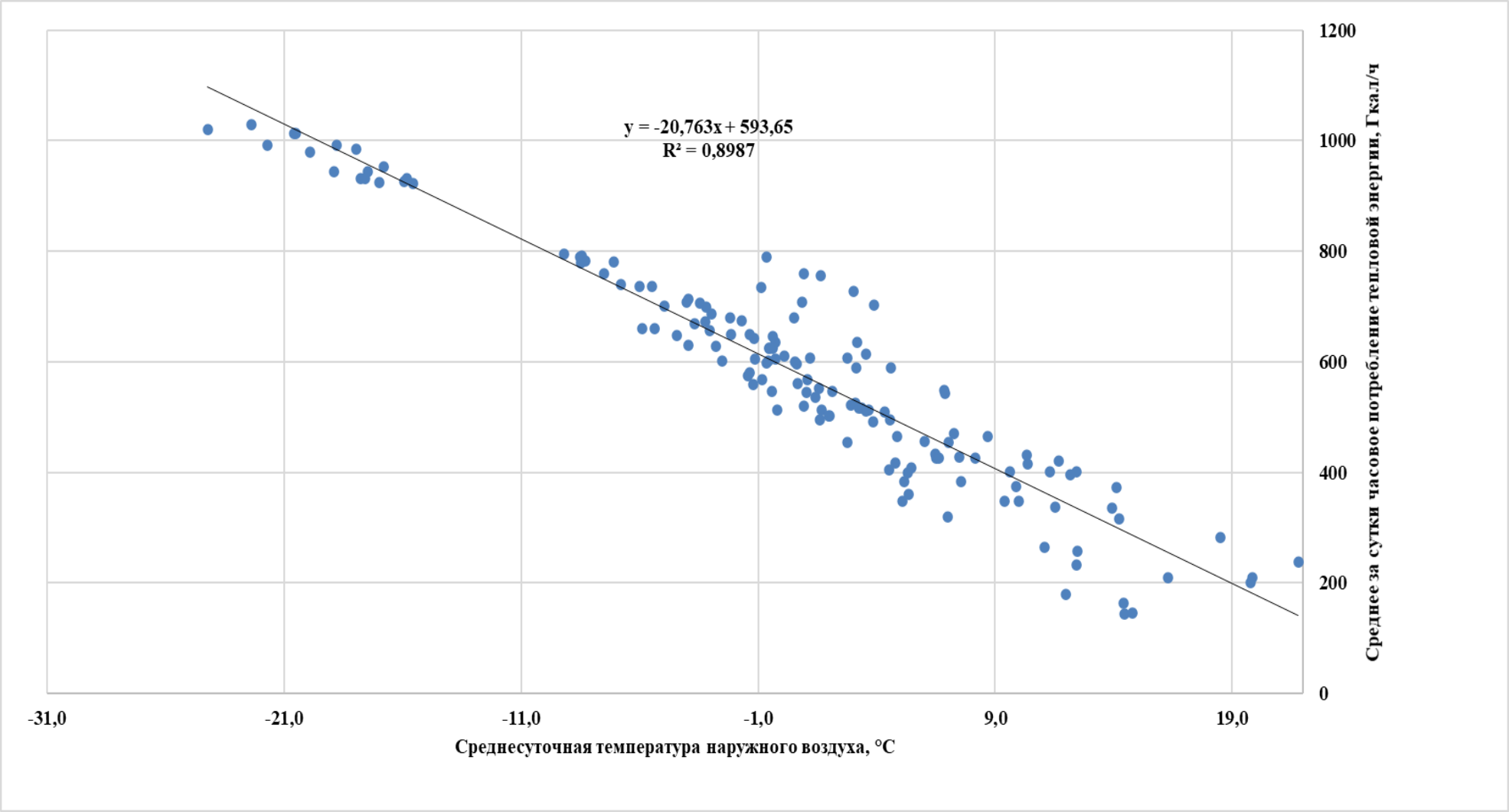


Рис. 5.1 Определение расчетной тепловой нагрузки НЧТЭЦ

По отображённым данным на графике находится приближённая функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с узлов учёта тепловой энергии) в виде:

$$Q^{p}_{сумм}=-20,763t_{нар}+593,65$$

Подставив в формулу расчетную температуру наружного воздуха – 31 ◦С, получаем тепловую нагрузку на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение с учетом потерь на коллекторе источника тепловой энергии (без учета потребителей, подключенных непосредственно к коллекторам станции):

$$Q^{p}_{сумм}=-20,763(-31)+593,66=1237,303$$

5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Поквартирное отопление – это децентрализованное (автономное) индивидуальное обеспечение отдельной квартиры в многоквартирном доме теплом и горячей водой.

Подобная система отопления используется при отсутствии возможности подключения к централизованной системе теплоснабжения и является эффективной только при значительном удалении от нее.

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах города Набережные Челны используются только в нескольких домах и не имеют широкого распространения.

5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Представление величин потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления не представляется возможным в связи с вводом ограничения свободного доступа к сервису публичной кадастровой карты.

Табл. 5.4 Динамика потребления тепловой энергии (реализация) потребителями систем теплоснабжения ЕТО №1 АО «Татэнерго», тыс. Гкал

Период	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс. Гкал						Всего сумм. потр.
		население			прочие			
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	суммарное потребление	
2020	АО "Татэнерго"	1487,990	664,550	2152,540	984,782	118,328	1103,110	3255,650
2021	АО "Татэнерго"	1715,000	629,887	2344,887	1169,789	132,460	1302,249	3647,136
2022	АО "Татэнерго"	1653,330	651,480	2304,810	1131,480	134,980	1266,460	3571,270
2023	АО "Татэнерго"	1545,861	679,471	2225,332	1118,611	129,547	1248,158	3473,490
2024	АО "Татэнерго"	1568,006	717,584	2285,590	1185,206	129,867	1315,073	3600,663

5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Согласно Приказу Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 16.11.2023 № 168/о нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан приведены в Табл. 5..

Табл. 5.5 Расход т/э на подогрев холодной воды

Вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая)	**С централизованной системой горячего водоснабжения, Гкал/м^3**
Открытая	
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0655
без полотенцесушителей	0,0579
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0679
без полотенцесушителей	0,0629
Закрытая	
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0651
без полотенцесушителей	0,0601
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0711
без полотенцесушителей	0,0659
	С нецентрализованной системой горячего водоснабжения, Гкал/м^3
С изолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0615
без полотенцесушителей	0,0571
С неизолированными стояками:	
с полотенцесушителями	0,0687
без полотенцесушителей	0,0625

Согласно Приказу Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 21 августа 2012 г. N 132/о:

- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999 года постройки для г. Набережные Челны приведены в табл. 5.6;
- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999 года постройки для г. Набережные Челны приведены в Табл. 5.7.

Табл. 5.6 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999г. постройки

Этажность (Гкал/кв. м в месяц)						
1 - 4	**5 - 9**	**10 - 11**	**12**	**14**	**15**	**16 и более**
0,02607	0,02223	0,02133	0,02121	0,02181	0,02211	0,02271

Табл. 5.7 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999г. постройки

Этажность (Гкал/кв. м в месяц)							
1	**2**	**3**	**4-5**	**6-7**	**8-9**	**10-11**	**12 и более**
0,01784	0,01502	0,01490	0,01280	0,01189	0,01129	0,01069	0,01039

5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Сравнение договорной и расчетной тепловых нагрузок представлено в таблице ниже. Расчетная тепловая нагрузка составляет 69,95% от договорной в целом по источникам тепловой энергии.

Существенная разница между договорной и расчетной тепловой нагрузкой обусловлена отсутствием заинтересованности существующих потребителей в пересмотре в сторону уменьшения договорной нагрузки. Инициирование пересмотра тепловых нагрузок согласно Правилам установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок, утвержденные Приказом Министерства регионального развития РФ от 28.12.2009 №610 возможно на основании заявки собственника или законного представителя с приложением документов и сведений, предусмотренных правилами.

Табл. 5.8. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловых нагрузок в зоне действия источников тепловой энергии г. Набережные Челны

Наименование источника тепловой энергии	Расчетная (фактическая) тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	Отношение расчетной нагрузки к договорной, %
НЧТЭЦ	1237,3	2554,97	48,43%
БСИ	12,72	12,72	100%

Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы установленных и располагаемых мощностей, подключенных нагрузок и имеющихся резервов представлены в таблицах ниже.

Табл. 6.1 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, Набережночелнинская ТЭЦ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4 092	4 092	4 092	4 092	4092
Отборы паровых турбин, в том числе:	2 052	2 052	2 052	2 052	2052
производственных показателей (с учетом противодавления)	294	294	294	294	294
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	1 758	1 758	1 758	1 758	1 758
РОУ	0	0	0	0	0
ПВК	2 040	2 040	2 040	2 040	2040
Располагаемая тепловая мощность станции	4 092	4 092	4 092	4 092	4 092
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,94	0,97	0,89	0,82	0,85
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	56,43	61,15	59,74	58,99	60,90
Потери в тепловых сетях в	141,61	142,65	131,09	133,11	107,43

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024
горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:					
Потери в паропроводах	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,94	0,97	0,892	0,82	0,848
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	2 705,20	2748,70	2785,34	2537,34	2554,97
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	561,76	560,26	560,06	563,38	564,26
отопление и вентиляция	561,71	560,21	559,98	563,30	564,18
горячее водоснабжение	0,05	0,05	0,08	0,08	0,08
Население:	1530,34	1574,00	1601,54	1401,71	1430,51
отопление и вентиляция	801,01	822,66	836,14	756,14	770,882
горячее водоснабжение	729,33	751,34	765,4	645,57	659,628
Промышленные потребители:	613,11	614,44	623,74	572,25	560,204
отопление и вентиляция	459,67	454,79	468,43	439,51	432,725
горячее водоснабжение	153,44	159,65	155,31	132,74	127,479
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	1 673,30	1 695,14	1 714,04	1 587,04	1 588,45
отопление и вентиляция	653,76	662,46	676,52	620,04	620,36
горячее водоснабжение	457,78	472,42	477,46	403,62	403,83
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	20,51	21,19	21,19	21,19	21,19
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	20,51	21,19	21,19	21,19	21,19
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1 164,350	1 114,360	1 091,218	1 337,730	1 306,198
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2 196,260	2 167,920	2 162,518	2 288,030	2 272,722
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3 674,63	3 669,88	3 671,74	3 672,20	3 671,27
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2 361,37	2 399,33	2 431,31	2 214,83	2 230,23
Зона действия источника тепловой мощности, га	4001	4026	4068	4111	4153
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61

* изменение нагрузки в период с 2020 по 2024 года связано с корректировкой договорных нагрузок потребителей

Табл. 6.2 Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельной БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в том числе:	590,20	590,20	590,20	590,20	590,20
Располагаемая тепловая мощность станции	488,7	488,7	488,7	488,7	500,1
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	2,42	5,42	9,29	1,16	0,83
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Потери в паропроводах	0,21	0,28	0,27	0,27	0,26
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	1,93	1,93	1,93	1,93	1,93
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе:	35,00	34,75	34,91	12,72	12,72
отопление	34,607	34,37	34,53	12,57	12,57
вентиляция					
горячее водоснабжение	0,39	0,38	0,38	0,15	0,15
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	18,15	18,02	18,11	6,60	6,60
отопление	17,95	17,82	17,91	6,52	6,52
вентиляция					
горячее водоснабжение	0,2	0,2	0,2	0,08	0,08
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	12,7	10,73	10,73	10,73	10,73
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	12,7	10,73	10,73	10,73	10,73
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	434,90	434,05	430,03	460,35	472,10
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	451,75	450,78	446,83	466,47	478,21
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	386,29	383,28	379,41	387,54	399,27
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	388,7	388,7	388,7	388,7	400,1
Зона действия источника тепловой мощности, га	234,11	234,66	235	236,1	236,3
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8

6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Значения существующих резервов и дефицитов тепловой мощности источников тепловой энергии АО «Татэнерго» по состоянию на 2024 год приведены в Табл. 6.3 – Табл. 6.34.

Табл. 6.3 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии НчТЭЦ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч

Наименование показателей	**2024**
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1 306,198
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2 272,722

Табл. 6.4 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии котельной БСИ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2024 год, Гкал/ч

Наименование показателя	2024
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	472,10
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	478,21

Источники тепловой энергии города Набережные Челны на конец 2024 года имеют значительный резерв тепловой мощности.

6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Результаты расчета гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю приведены ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1024.187, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	705.822, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.079, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	144.140, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.38585, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.62665, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.73136, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.08728, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.19933, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18989.637, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18614.475, т/ч
Суммарный расход на подпитку	375.162, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15055.401, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1605.171, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2142.588, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.45186, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.17636, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	54.35065, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	61.176, °C

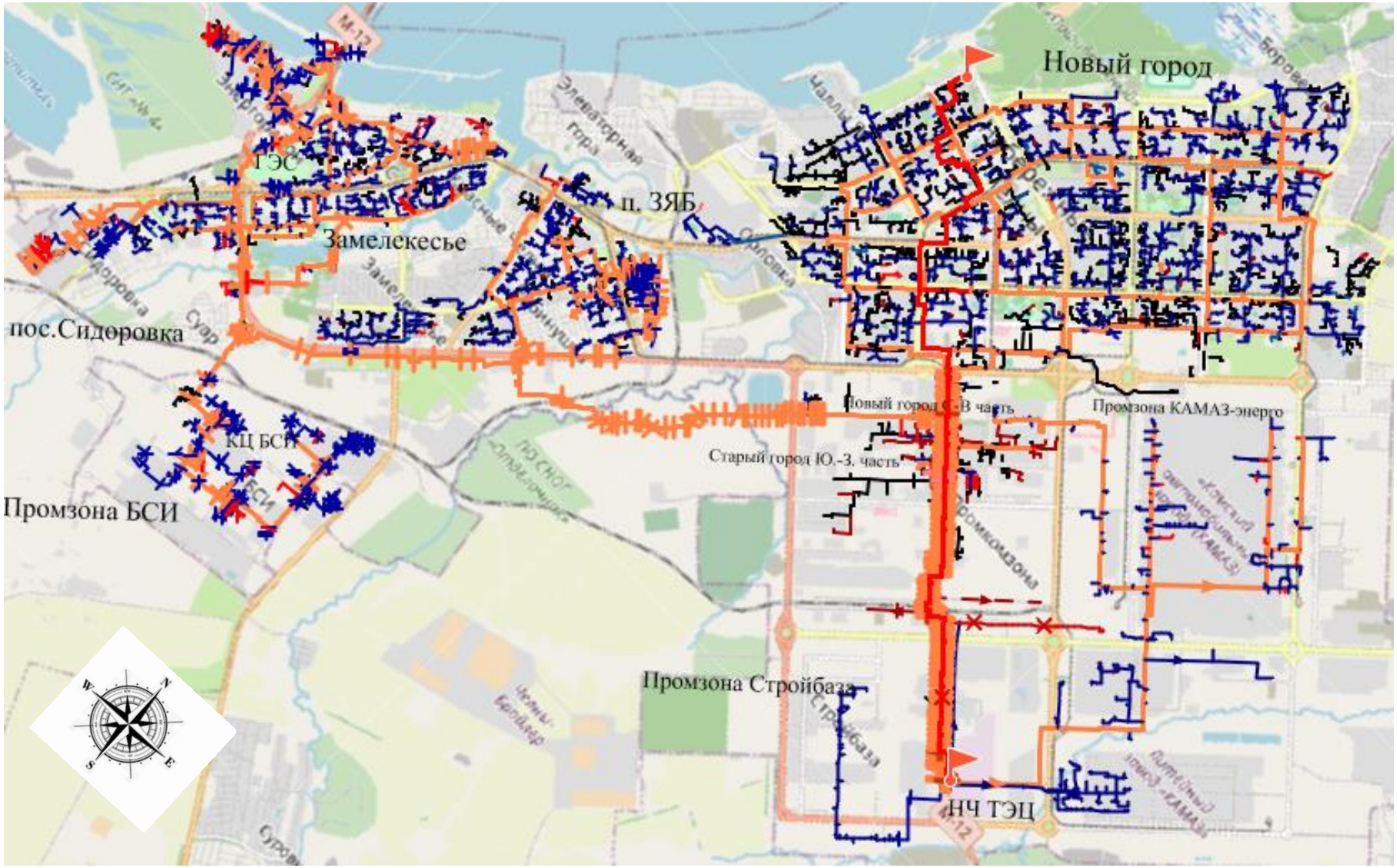


Рис. 6.1 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду



Рис. 6.2 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

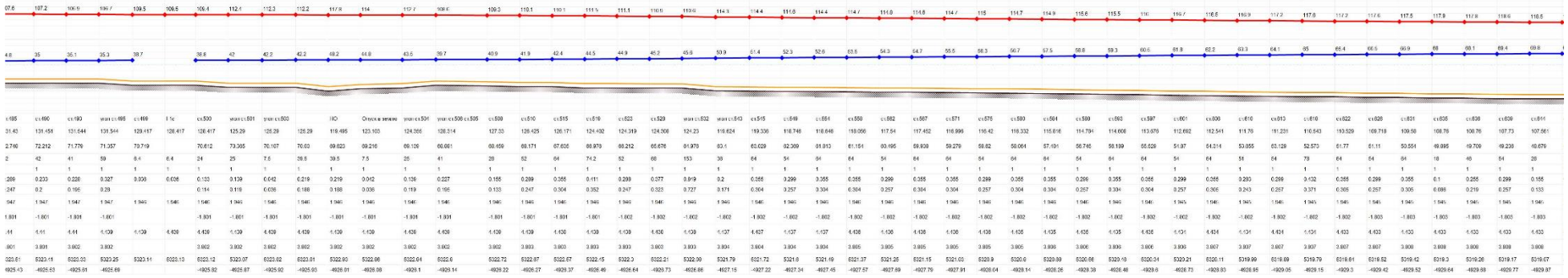


Рис.6.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

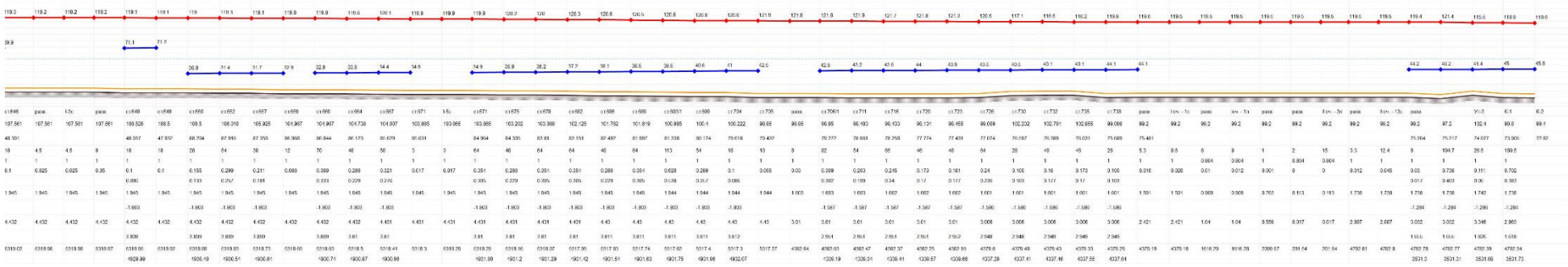


Рис.6.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

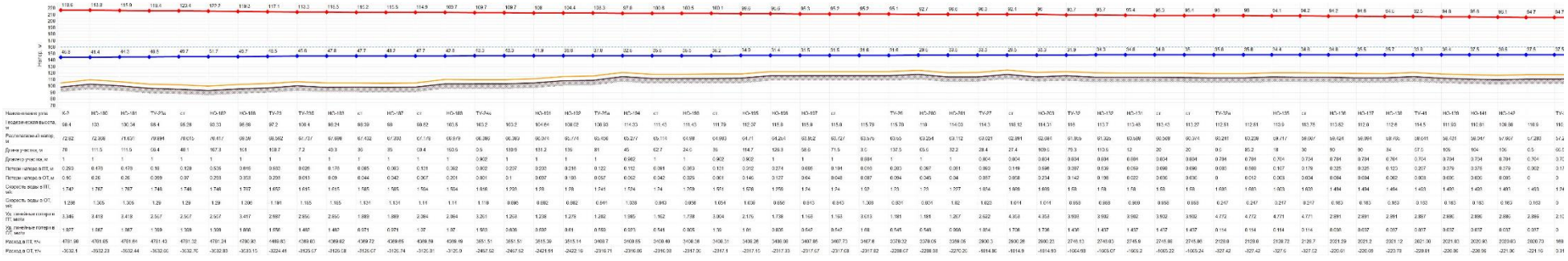


Рис.6.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

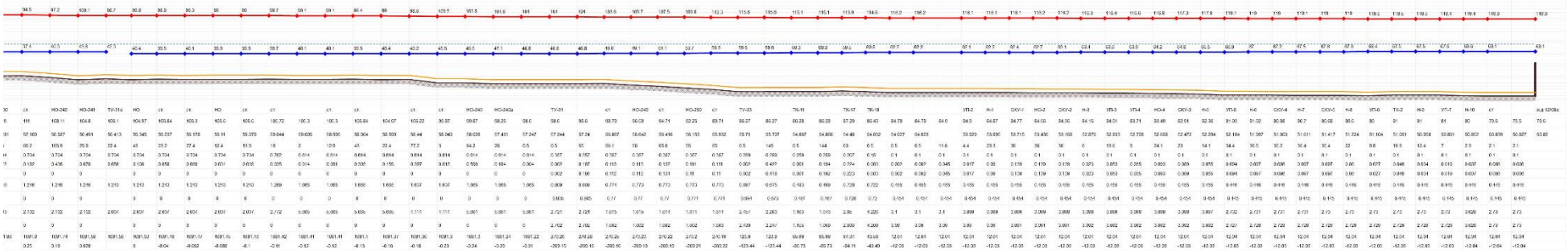


Рис.6.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

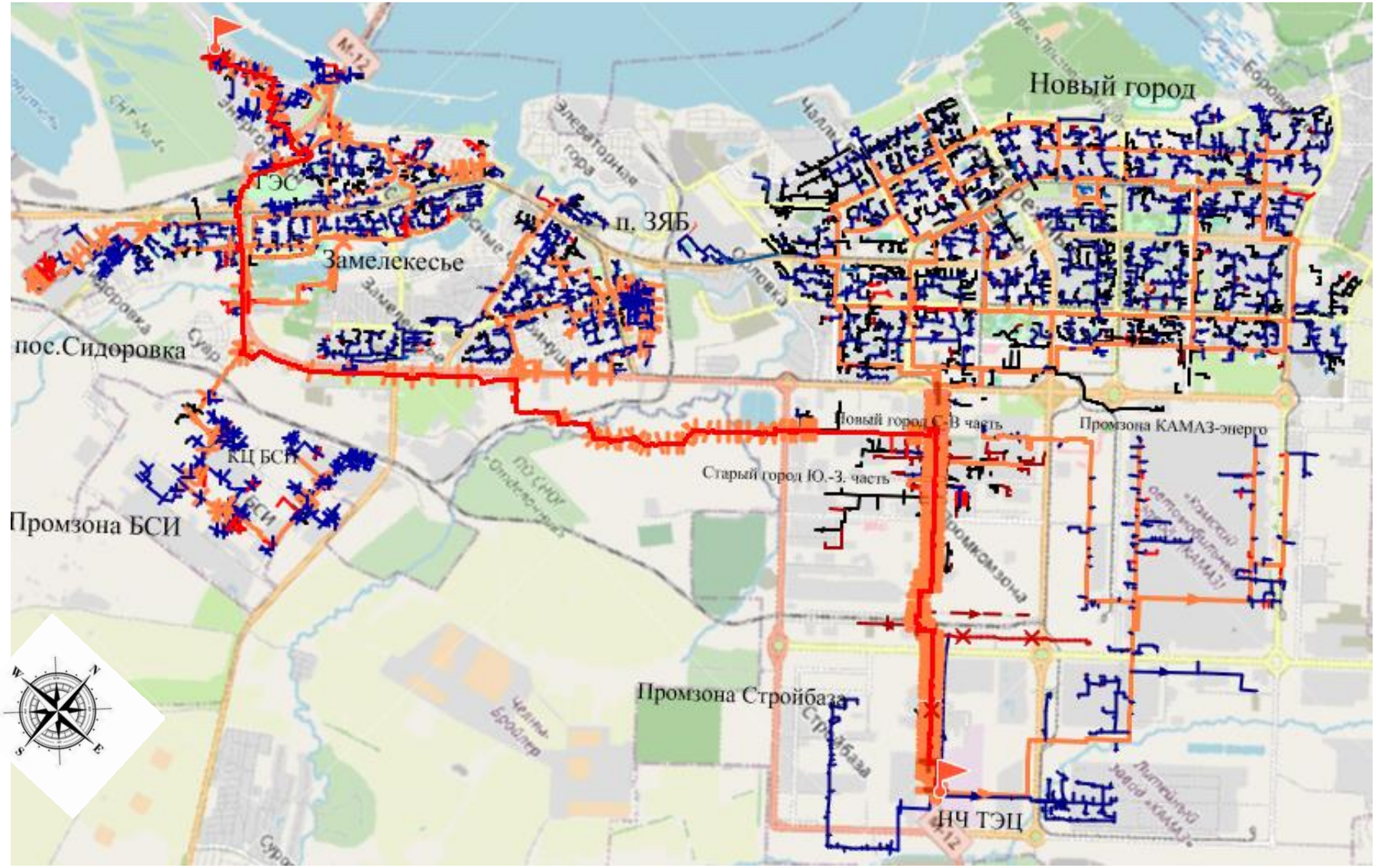


Рис. 6.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

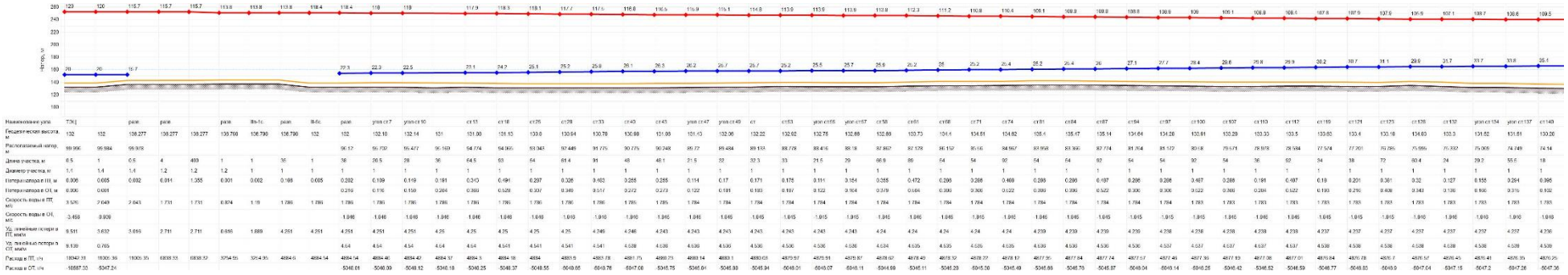


Рис. 6.4 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

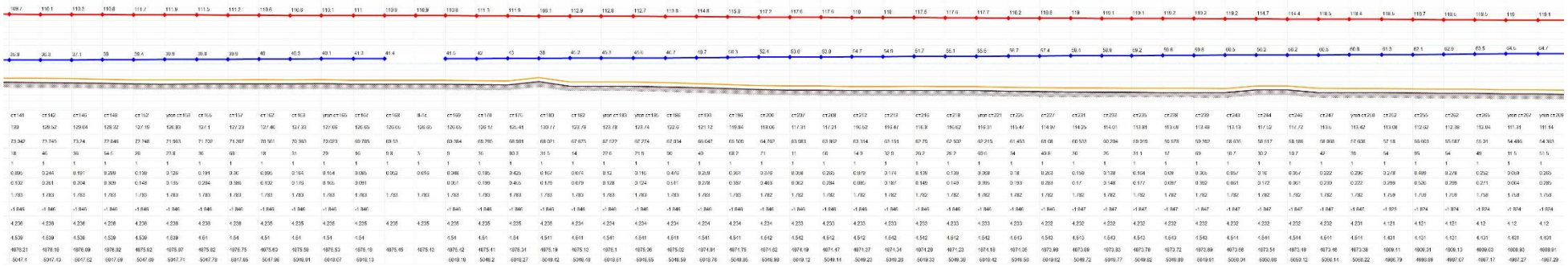


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

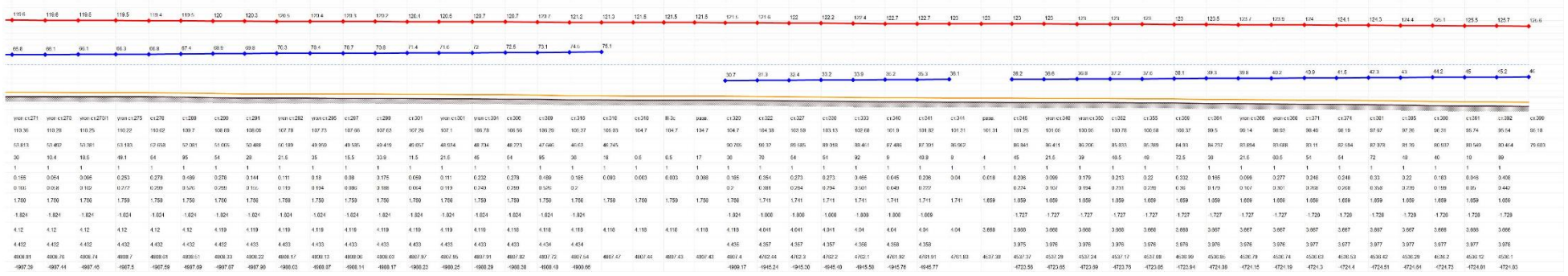


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

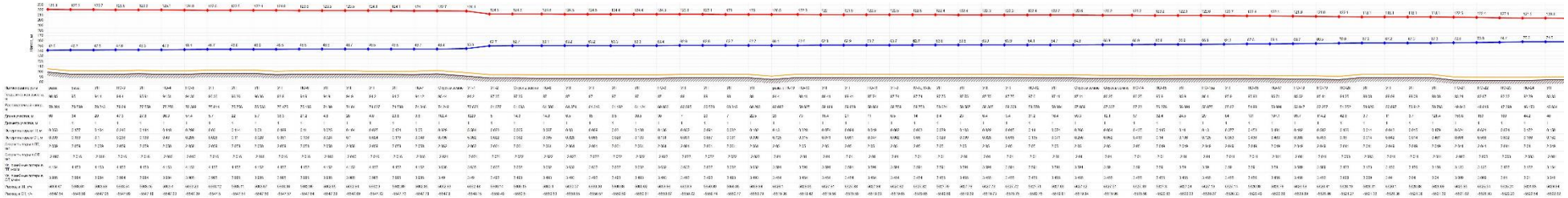


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

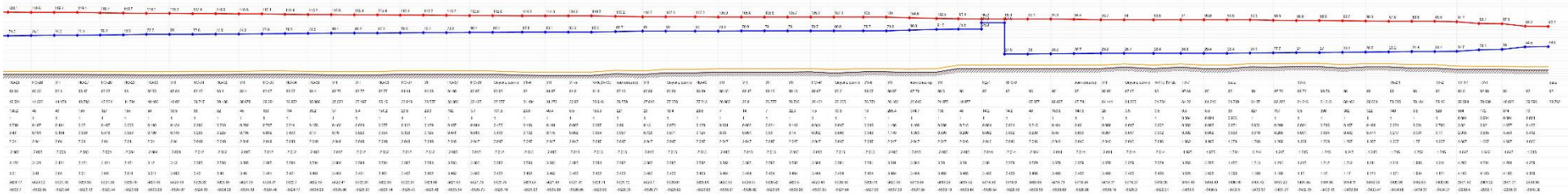


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

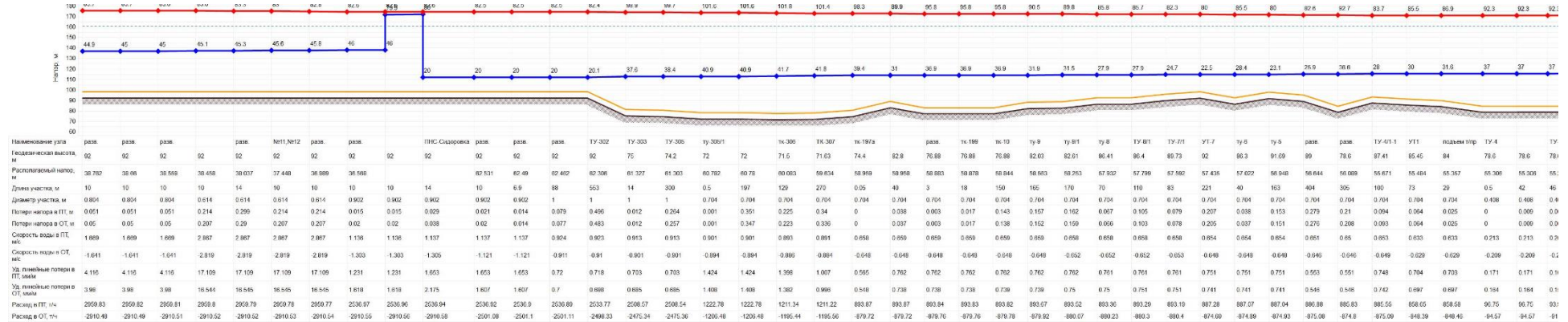


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

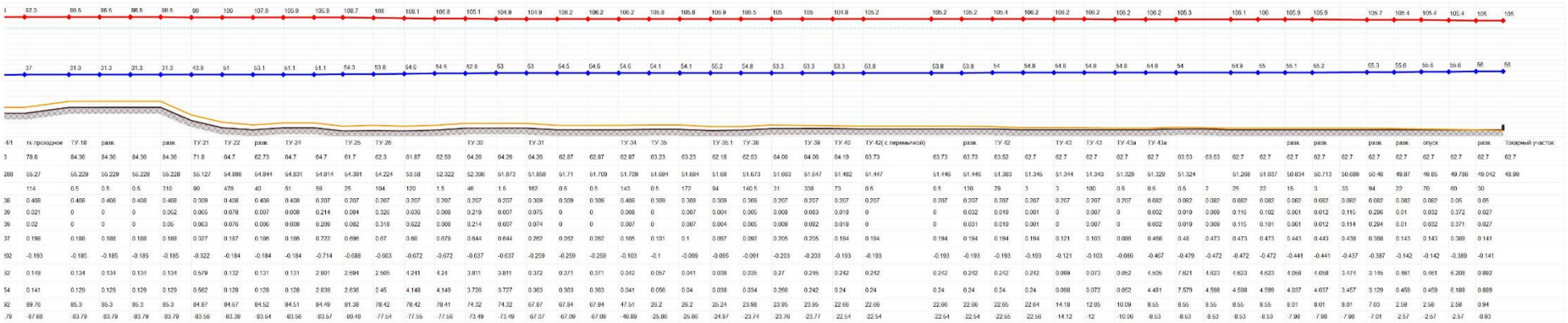


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

Существующий расход сетевой воды с НЧТЭЦ на СВЧ и ЮЗЧ города, в отопительный сезон 2023-2024 года, составил 18 989,637т/час. Расход сетевой воды по тепловоду №410 составил – 5 037 т/час.

По тепловоду №520 – 1 870 т/час.

По результатам выполненного гидравлического расчета на 2024 год не требуется увеличение диаметров магистральных тепловодов.

Согласно СП 124.13330.2012"СНиП 41-02-2003. Тепловые сети" для магистральных водяных тепловых сетей следует предусматривать следующие гидравлические режимы:

- расчётный – по расчётным расходам сетевой воды в отопительный период;
- летний – при максимальной нагрузке ГВС в неотопительный период.

Расчётный режим представляет собой конкретный расход, соответствующий присоединённой тепловой нагрузке системы теплоснабжения в отопительный период.

Источник теплоснабжения – НчТЭЦ работает по заданной среднесуточной температуре теплоносителя, в зависимости от усреднённой суточной температуры наружного воздуха.

Внедрение АИТП у потребителей значительно повлияла на гидравлический режим системы теплоснабжения города существенным изменением расходов сетевой воды в зависимости от времени суток и от температуры наружного воздуха

По состоянию на 31.12.2023 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения выполнен на 100%.

В течение суток температура наружного воздуха меняется, соответственно, и фактические расходы сетевой воды отличаются от расчётного режима, который рассчитан на температуру наиболее холодной пятидневки. Разница между максимальным и минимальным расходом сетевой воды в течение суток доходит, до 4500 т/ч. Для восприятия изменяющихся расходов сетевой воды на всех подкачивающих насосных станциях (ПНС) установлены ЧРП.

Более значительное отклонение расходов наблюдается в диапазоне температуры наружного воздуха от +8 до +2 °С – температуры, соответствующей точке излома температурного графика.

Фактически в течение суток осуществляется количественное регулирование отпуска теплоэнергии, которое стало возможно благодаря оснащённости объектов города АИТП.

В течение отопительного сезона расходы теплоносителя в тепловодах изменяются от 5500 до 17600 т/ч. Для города, оснащённого АИТП, режимная карта, составленная на расчётный расход сетевой воды, с установленным давлением, колеблющимся от ±0,5 кгс/см2 неприемлема, так как ведет к значительным расходам теплоносителя, и, как следствие, увеличению расхода электрической энергии на перекачку сетевой воды.

С целью охвата режимной картой всех возможных при эксплуатации тепловых сетей расходов предложен новый подход к составлению режимных карт, а именно: уставки режимной карты рассчитываются с шагом в 500 т/ч. При этом достигается охват возможного диапазона расходов сетевой воды в отопительный период. Режимная карта позволяет вести оптимальные режимы работы системы теплоснабжения и значительно экономит электрическую энергию. Данная режимная карта внедрена в работу с отопительного сезона 2016/2017 гг. и представлена в главе 3 обосновывающих материалов.

Все насосные станции локально автоматизированы и управляются диспетчером дистанционно и уставки ЧРП насосов и регулирующих клапанов устанавливают вручную.

В летний период, в системе теплоснабжения СЦТ-1, в зависимости от проводимых испытаний на тепловых сетях, текущих и капитальных ремонтов, в работу вводится как Набережночелнинская ТЭЦ, так и Котельный цех БСИ. Передача тепловой энергии от источника до потребителя происходит по магистральным трубопроводам, соединяющим источники тепловой энергии и город. Выбор тепловода №100,200,300 или 500, для передачи тепла в летний период, зависит от присоединенной нагрузки и расходов в данный момент времени, от шероховатости и зарастания трубопроводов, от видов работ, проводимых на тепловых сетях города. Разработанные на летний период режимные карты позволяют диспетчеру вести режим при различных ситуациях, возникающих на тепловых сетях, для обеспечения потребителей тепловой энергией в горячей воде. Расходы сетевой воды с НЧТЭЦ варьируется от 2500÷6000 т/час, от Котельного цеха БСИ 400÷1100 т/час.

6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Под дефицитом тепловой энергии понимается технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Причинами возникновения дефицита тепловой мощности зачастую связано со следующими факторами:

- источник проектировался под существующую нагрузку без учета присоединения новых потребителей;
- ограничения теплопроизводительности основного теплогенерирующего оборудования;
- присоединение объема тепловых нагрузок больше, чем способно обеспечить оборудование теплоисточника;
- влияние тепловых потерь, которые ежегодно увеличиваются вследствие старения изоляции и физического износа трубопровода;
- ограничения, связанные с пропускной способностью трубопроводов, что приводит к качественно-количественному регулированию, что в свою очередь происходит от фактического состояния тепловых сетей.

Исходя из возникающих вышеперечисленных причин на теплоисточниках с дефицитом тепловой мощности в максимальные часы нагрузки возможно снижение параметров теплоносителя.

По источникам тепловой энергии не наблюдается дефицит тепловой мощности (Табл. 6.3-Табл. 6.4).

6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности рассмотрены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

6.6 Величина средневзвешенной плотности тепловой нагрузки

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки – отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей. В таблицах ниже представлены значения существующих значений средневзвешенной плотности тепловой нагрузки по зонам действия ресурсоснабжающих организаций города, которые предоставили данные по подключенным тепловым нагрузкам к теплоисточникам.

Сведения по средневзвешенной плотности тепловой нагрузки за 2020-2024 гг. по ЕТО представлены в таблице ниже.

Табл. 6.5 Существующие величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в зоне действия каждого источника тепловой энергии (Гкал/ч/га)

Наименование источника	2020	2021	2022	2023	2024
НЧТЭЦ	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Котельный цех БСИ	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8

Часть 7. Балансы теплоносителя

7.1 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Источником хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения г. Набережные Челны является река Кама. Водозабор размещается в 16 км от промузла в районе лесхоза "Белоус". От водозаборных сооружений, совмещённых с насосной первого подъёма, вода по пяти водоводам диаметром 1400 мм протяжённостью 15,2 км подаётся к станции очистки. Часть воды со станции очистки без обработки подается для промышленных нужд. Производственная вода для основных потребителей осветляется на горизонтальных отстойниках. Вода для хозяйственно-питьевых нужд дополнительно фильтруется, обеззараживается и ее качество доводится до требований ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требования» на питьевую воду.

Исходная вода для подпитки тепловой сети приводится к качеству согласно требованиям п. 4.8.39 приказа Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», для питания паровых котлов вода должна соответствовать п.4.8.22.

В Табл. 7.1 представлены сведения о качестве воды, поступающей на установки водоподготовки ТЭЦ из реки Кама.

Табл. 7.1 Показатели качества хозпитьевой воды, поступающей на установки водоподготовки за 2024 год.

Наименование анализа	Единицы измер.	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. значения за 2024 г.
Жесткость общая	мг-экв/дм³	5,40	5,20	5,30	6,40	4,40	3,20	3,30	4,10	3,60	4,10	4,10	5,30	4,53
Щелочность общая	мг-экв/дм³	1,62	1,76	1,78	1,72	1,60	1,10	1,15	1,30	1,18	1,54	1,56	2,25	1,55
pH	ед.pH	6,93	7,05	7,15	7,06	7,01	7,02	7,11	7,08	7,04	7,19	6,99	7,56	7,10
Железо	мг/дм³	0,12	0,20	0,20	0,10	0,14	0,17	0,14	0,20	0,17	0,13	0,13	0,13	0,15
Перманганатная окисляемость	мг O^2/дм³	3,00	3,10	2,50	2,70	2,50	2,50	2,60	3,10	3,30	3,30	2,90	3,40	2,91
Взвешенные вещества	мг/дм³	0,4	0,8	0,8	0,6	0,7	0,9	0,4	0,3	0,2	0,3	0,9	0,6	0,58
Нефтепродукты	мг/дм³	0,006	0,005	0,005	0,005	0,006	0,005	0,006	0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01
Углекислота	мг/дм³	14,0	16,0	18,0	16,0	19,0	17,0	15,0	15,0	12,0	13,0	15,0	9,7	14,98
Солесодержание	мг/дм³	327,0	389,0	438,0	420,0	298,0	217,0	261,0	261,0	151,0	256,0	257,0	346,0	301,75
Хлориды	мг/дм³	84,0	88,0	97,0	73,0	60,0	55,0	56,0	51,0	46,0	53,0	49,0	73,0	65,42
Сульфаты	мг/дм³	62,0	83,0	103,0	55,0	56,0	50,0	50,0	55,0	54,0	57,0	94,0	102,0	68,42

Табл. 7.2 Показатели качества подпиточной сетевой воды за 2024 год

Наименование анализа	Единицы измер.	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. значения за 2024 г.
Жесткость общая	мг-экв/дм³	3,50	4,90	5,60	6,00	4,70	3,20	3,20	3,40	3,30	3,60	3,90	4,40	4,14
Щелочность общая	мг-экв/дм³	1,48	1,54	1,70	1,72	1,69	1,33	1,16	1,27	1,41	1,50	1,62	1,74	1,51
Щелочность по ф/ф.	мг-экв/дм³	0,14	0,15	0,22	0,25	0,24	0,18	0,11	0,13	0,16	0,16	0,18	0,22	0,18
Индекс карбонатный	$(мг/дм³)^2$	5,20	5,90	6,90	7,60	6,50	4,30	3,10	3,20	3,60	4,00	4,60	5,50	5,03
pH	ед.pH	8,45	8,48	8,68	8,85	8,88	8,91	8,83	8,88	8,98	8,76	8,62	8,98	8,78
Кислород	мг/дм³	0,009	0,013	0,012	0,011	0,012	0,011	0,011	0,016	0,014	0,014	0,011	0,010	0,01
Железо	мг/дм³	0,16	0,16	0,13	0,13	0,17	0,19	0,14	0,15	0,18	0,26	0,24	0,14	0,17
Перманганатная окисляемость	мг O^2/дм³	2,80	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	3,10	3,30	3,00	2,20	2,90	2,74
Взвешенные вещества	мг/дм³	0,7	0,6	0,5	0,6	0,8	0,9	0,7	0,8	1,2	2,4	1,3	1,0	0,96
Нефтепродукты	мг/дм³	0,012	0,011	0,010	0,011	0,008	0,009	0,008	0,009	0,010	0,010	0,010	0,009	0,01
Углекислота	мг/дм³	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Солесодержание	мг/дм³	340,0	355,0	399,0	426,0	343,0	293,0	350,0	230,0	157,0	236,0	252,0	291,0	306,00
Хлориды	мг/дм³	83,0	81,0	91,0	88,0	70,0	66,0	52,0	49,0	44,0	48,0	48,0	67,0	65,58
Сульфаты	мг/дм³	65,0	84,0	89,0	76,0	70,0	59,0	49,0	51,0	61,0	54,0	84,0	97,0	69,92
Ингибитор Акварезалт1040	мг/дм³	4,90	4,30	4,00	3,70	3,10	2,30	2,20	2,20	2,30	2,70	3,70	4,20	3,30

Табл. 7.3 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. м^3

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	2 481,62	1 732,91	1 693,32	1 694,25	1 728,86
нормативные утечки теплоносителя	2 096,24	2 129,94	2 158,34	2 184,24	1 694,25
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	385,38	-397,03	-465,02	-489,99	34,61

Как отмечалось ранее, нормативы потерь тепловой энергии и теплоносителя утверждались в установленном порядке до 2017 г. и в связи с тем, что расчетные величины нормативных потерь выше фактических, в качестве утвержденных нормативов потерь теплоносителя приняты фактические потери предыдущего года.

Табл. 7.4 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Параметр	**Ед. изм.**	2020	2021	2022	2023	2024
Производительность ВПУ	т/ч	4 925	4 925	4 925	4 925	4 925
Срок службы	лет	47	48	49	50	51
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	10	10	10	10	10
Общая емкость баков-аккумуляторов	м^3	50 000	50 000	50 000	50 000	50 000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1 856,92	1 886,77	1 911,93	1 938,30	900,71
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	732,77	511,69	500	506,9	506,2
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	618,97	628,92	637,31	646,1	400,71
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-26,25	-293,51	-137,31	-139,2	105,5
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	140,04	176,27	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2 450,08	2 460,59	2 503,17	2 746,44	3 205,64
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	4 192,2	4 413,3	4 425,0	4 418,1	4 418,8
Доля резерва	%	85,12	89,61	89,85	89,71	89,72

Котельный цех БСИ имеет в составе собственные установки ВПУ, в том числе, и для подпитки тепловых сетей, но на данный момент подпитка тепловых сетей от ВПУ Котельного цеха БСИ осуществляется только при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность. В остальное время подпитка тепловых сетей осуществляется только от ВПУ Набережночелнинской ТЭЦ.

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки паровых и водогрейных котлов является камская вода, очищенная до состояния хозпитьевой воды.

Табл. 7.5 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. м^3.

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	127,19	123,47	23,22	40,68	43,78
нормативные утечки теплоносителя	27,12	26,93	27,05	27,05	27,05
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	100,07	96,54	-3,83	13,63	16,73

Табл. 7.6 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии Котельный цех БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2024 год разработки схемы теплоснабжения.

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы	лет	47	48	49	50	51
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м3	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	9,66	9,59	9,63	9,63	9,63
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	14,48	14,09	2,65	2,76	6,5
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,22	3,2	3,21	3,21	3,21
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	11,26	10,89	-0,56	-0,46	-0,46
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	25,75	25,57	25,69	25,69	25,65
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	185,52	185,91	197,35	197,35	193,5
Доля резерва	%	92,8	93	98,7	98,6	100

При возникновении аварийной ситуации на любом участке магистрального трубопровода возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между магистральными трубопроводами за счет использования существующих баков аккумуляторов. При серьезных авариях, в случае недостаточного объема подпитки химически обработанной воды, допускается использовать «сырую» воду, согласно СП 124.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 41- 02-2003 «Тепловые сети» п.6.22 «Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей».

7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В таблице ниже приведены значения максимальной подпитки за год в период повреждения участков тепловых сетей источников тепловой энергии АО «Татэнерго».

Табл. 7.7 Значения максимальной подпитки за год в период повреждения участков тепловых сетей источников тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго», м3/ч

Источник тепловой энергии	2020	2021	2022	2023	2024
Филиал АО «Татэнерго» НчТЭЦ	1 993,40	1 990,73	2 022,74	2 049,71	2 049,71
Филиал АО «Татэнерго» НЧТЭЦ Котельный цех БСИ	25,68	25,75	25,57	25,69	25,69

7.3 Описание изменений в балансах производительности водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения

Изменений в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, в составе оборудования ВПУ на источниках не зафиксирован.

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

8.1 Описание видов и количества используемого топлива для каждого источника тепловой энергии

Все централизованные источники теплоснабжения используют в качестве основного топлива природный газ.

Газоснабжение г. Набережные Челны в настоящее время осуществляется природным газом. Природный газ поступает по отводу от магистрального газопровода Миннибаево – Ижевск и отводу от Новопсковского коридора магистральных газопроводов к Нижнекамскому промузлу.

В городские сети газ подается от трех существующих газораспределительных станций ГРС-1, ГРС-2, ГРС-3. ГРС-1, ГРС-2 расположены в южной части города в промышленной зоне, восточнее п. Сидоровка. ГРС-3 расположена в промышленной зоне на северо-востоке города в районе н.п. Нов. Сарайлы.

Для устойчивого и надежного газоснабжения ГРС города закольцованы между собой.

8.1.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Газоснабжение Набережночелнинской ТЭЦ осуществляется по трем газопроводам Ø720мм высокого давления до 1.2 МПа – 2 газопровода от ГРС-3 до ГРП – 2, 3, один от ГРС-2 до ГРП -1. Пропускная способность ГРП-1 - 290 т.м^3/час, ГРП-2 - 340 т.м^3/час, ГРП-3 - 290 т.м^3/час.

Сведения о потреблении природного газа приведены Табл. 8.1.

Табл. 8.1 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год, Qнр, ккал/м3	Приход, тыс.м3	Расход на производство, тыс.м3	Расход на сторону, тыс.м3
2020	8 170	1 084 425	1 084 425	0
2021	8 174	1 358 494	1 358 494	0
2022	8 222	1 294 796	1 294 796	0
2023	8 260	1 292 634	1 292 634	0
2024	8 303	1 428 410	1 428 410	0

Табл. 8.2 Топливный баланс образованной на базе НчТЭЦ за 2024 год разработки схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива за год					Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм3)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	в том числе, на отпуск электрической энергии		в том числе, на отпуск тепловой энергии			
				натурального	условного	натурального	условного		
2020									
Газ	-	1 084 425	1 084 425	687 396	802 367	397 029	463 283	-	8 170
Нефтетопливо, в том числе	45 271	45 950	38 215	32 197	43 634	6 017	8 154	53 006	9 486
- мазут	45 271	45 950	38 215	32 197	43 634	6 017	8 154	53 006	9 486
- диз.топливо									
Итого	-	-	-	-	846 001	-	471 437	-	-
2021									
Газ	-	1 358 494	1 358 494	897 228	1 047 808	461 266	538 524	-	8 174
Нефтетопливо, в том числе	53 006	3 272	4 076	3 311	4 540	765	1 049	52 121	9 597
- мазут	53 006	3 272	4 076	3 311	4 540	765	1 049	52 121	9 597
- диз.топливо									
Итого	-	-	-	-	1 052 348	-	539 573	-	-
2022									
Газ	-	1 294 796	1 294 796	841 505	989 186	453 291	531 719	-	8 222
Нефтетопливо, в том числе	52 121	18 151	14 552	11 399	15 609	3 153	4 321	55 682	9 587
- мазут	52 121	18 151	14 552	11 399	15 609	3 153	4 321	55 682	9 587
- диз.топливо									
Итого	-	-	-	-	1 004 795	-	536 040	-	-
2023									
Газ	-	1 292 634	1 292 634	851 180	1 005 200	441 454	520 054	-	8 260
Нефтетопливо, в том числе	55 682	0	2 577	2 032	2 779	545	745	53 051	9 572
- мазут	55 682	0	2 577	2 032	2 779	545	745	53 051	9 572
- диз.топливо									
Итого					1 007 979		520 799		
2024									
Газ	-	1 428 410	1 428 410	967 051	1 147 501	461 359	546 779	-	8 303
Нефтетопливо, в том числе	53 051	0	2 152	1 854	2 533	298	408	50 900	9 567
- мазут	53 051	0	2 152	1 854	2 533	298	408	50 900	9 567
- диз.топливо									
Итого					1 150 034		547 187		

8.1.2 Котельный цех БСИ

Подача природного газа на Котельный цех БСИ (Тепловая станция БСИ) производится по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 1.2 МПа от ГРС -2 до ГРП - 2. Пропускная способность ГРП -2 котельного цеха БСИ составляет – 160 тыс. м3/час.

Сведения о потреблении природного газа приведены в Табл. 8.3.

Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ

N котельной	**Наименование котельной**	**Вид топлива**	**Средняя теплотворная способность топлива за 2024 год, ккал/кг**	**Расход условного топлива, т.у.т. за 2024 год**
Котельный цех БСИ		газ	8 294	9 647
Котельный цех БСИ		мазут	9 555	8
всего газ				9 647
всего мазут				8
Итого				9 655

Табл. 8.4 Топливный баланс образованной на базе КЦ БСИ за 2020 -2024 год разработки схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива за год, тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм3)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	Всего, в т. условного топлива		
2020						
Газ	-	25 362	25 362	29 556	-	8 158
Нефтетопливо, в том числе	3 409,00	0,00	6,00	8,00	3 403,00	9 538,00
- мазут	3 409	0	6	8	3 403	9 538
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	29 564,00	-	-
2021						
Газ	-	14 311	14 311	16 718	-	8 177
Нефтетопливо, в том числе	3 403,00	0,00	6,00	8,00	3 398,00	9 561,00
- мазут	3 403,00	0	6,00	8,00	3 398,00	9 561,00
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	16 726,00	-	-
2022						
Газ	-	6 440	6 440	7 556	-	8 213
Нефтетопливо, в том числе	3 398,00	0,00	6,00	8,00	3 392,00	9 566,00
- мазут	3 398	0	6	8	3 392	9 566
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	7 564,00	-	-
2023						
Газ	-	13 079	13 079	15 436	-	8 261
Нефтетопливо, в том числе	3 392	0	6	8	3 386	9 537
- мазут	3 392	0	6	8	3 386	9 537
- диз.топливо						
Итого				15 444		
2024						
Газ	-	8 142	8 142	9 647	-	8 294
Нефтетопливо, в том числе	3 386	0	6	8	3 380	9 555
- мазут	3 386	0	6	8	3 380	9 555
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	9 655	-	-

Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО Татэнерго» за 2020 -2024 год разработки схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года (ТЭЦ +БСИ), тн натурального топлива, тыс. м^3	Приход топлива за год (ТЭЦ +БСИ), тн натурального топлива, тыс. м^3	Израсходовано топлива за календарный год, тут			Остаток топлива на конец года (ТЭЦ +БСИ), тн натурального топлива, тыс. м^3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/нм^3) на ТЭЦ	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/нм^3) на котельных (БСИ)
			На котельных на отпуск тепловой энергии (БСИ)	На ТЭЦ				
				На отпуск тепловой энергии	На отпуск электрической энергии			
2020								
Газ природный	-	1 109 787	29 556	463 283	802 367	-	8 170	8 158
Нефтетопливо, в том числе	48 680	45 950	8	8 154	43 634	56 409	9 486	9 538
- мазут	48 680	45 950	8	8 154	43 634	56 409	9 486	9 538
Итого	-	-	29 564	471 437	846 001	-	-	-
2021								
Газ природный	-	1 372 805	16 718	538 524	1 047 808	-	8 174	8 177
Нефтетопливо, в том числе	56 409	3 272	8	1 049	4 540	55 518	9 597	9 561
- мазут	56 409	3 272	8	1 049	4 540	55 518	9 597	9 561
Итого	-	-	16 726	539 573	1 052 348	-	-	-
2022								
Газ природный	-	1 301 236	7 556	531 719	989 186	-	8 222	8 213
Нефтетопливо, в том числе	55 518	18 151	8	4 321	15 609	59 074	9 587	9 566
- мазут	55 518	18 151	8	4 321	15 609	59 074	9 587	9 566
Итого	-	-	7 564	536 040	1 004 795	-	-	-
2023								
Газ природный		1 305 713	15 436	520 054	1 005 200		8 260	8 261
Нефтетопливо, в том числе	59 074	0	8	745	2 779	56 437	9 572	9 537
- мазут	59 074	0	8	745	2 779	56 437	9 572	9 537
Итого	0	0	15 444	520 799	1 007 979	0	520799	0
2024								
Газ природный	-	1 436 552	9 647	546 779	1 147 501	-	8 303	8 294
Нефтетопливо, в том числе	56 437	0	8	408	2 533	54 280	9 567	9 555
- мазут	56 437	0	8	408	2 533	54 280	9 567	9 555
Итого	-	-	9 655	547 187	1 150 034	-	-	-

8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

8.2.1 . Набережночелнинская ТЭЦ

Резервным топливом является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 8740 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Содержание влаги в сжигаемом мазуте составило 7,59%.

За отчетный 2024 г. расход топлива составил 1697 тыс. т у.т., в том числе мазута – 2,9 тыс. т у.т.

Максимально-часовой расход мазута по ТЭЦ составляет 680 т/ч. На мазутном хозяйстве размещены:

- два спаренных мазутослива;
- 12 металлических мазутных баков наземного типа полезной емкостью по 10 тыс. $м^3$ (каждый) и 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс. $м^3$. Баки емкостью по 10 тыс. $м^3$ размещены по 4 бака в группе, на расстоянии 77 м. друг от друга. Каждая группа обнесена сплошным земляным обвалованием высотой 3,25 м от планировочной отметки. 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс. $м^3$ обнесен сплошным земляным обвалованием высотой 3,25 м от планировочной отметки;
- 5 промежуточных сливных емкостей;
- 3 помещения арматуры сливного устройства;
- здание щита управления сливом.

Мазут из 1-й группы баков по всасывающему коллектору поступает в раздаточный коллектор мазутонасосной, имеющий форму полукольца. От раздаточного коллектора мазут попадает к насосам I-го подъема, из которых один в работе и три - в горячем резерве, один из них - на АВР. От насосов I-го подъема мазут с давлением 6-7 кгс/см2, поступает в напорные коллекторы насосов I-го подъема.

В напорных коллекторах I-го подъема часть мазута направляется в подогреватели мазута. Часть мазута от напорных трубопроводов I-го подъема направляется в рабочую группу баков для предотвращения оседания механических примесей на дне баков и отстоя влаги.

После подогревателей мазута основная часть мазута с температурой 1100С, и давлением 6-7 $кгс/см^2$ направляется через коллектор горячего мазута насосам II-го подъема, один из которых находится в работе, один на АВР и два в горячем резерве.

После насосов II-го подъема мазут с температурой 110±5 0С и давлением 47-55 $кгс/см^2$ поступает по главным мазутопроводам для сжигания в котлах.

Мазут, не использованный в котельном цехе, по обратному мазутопроводу поступает в насосную I-го подъема.

На случай перебоев снабжения НчТЭЦ природным газом, необходимо постоянно поддерживать схему рециркуляции в рабочем состоянии, для чего установлены 2 насоса рециркуляции типа 10НД-6ХС, производительностью по 420 $м^3$/час каждый. Конденсат после пароспутников возвращается в котельный цех. Частично тепло конденсата снимается в предвключенных подогревателях.

Оборудование мазутонасосной предназначено для обеспечения бесперебойной подачи подогретого и профильтрованного топлива (мазута) в количестве, соответствующем нагрузке котлов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок при установленных рабочих параметрах мазута перед форсунками:

-температура 110 ± 50С;

-давление 45 ± 1,0 $кгс/см^2$;

-температура мазута в расходных резервуарах 60 ^{0}С – 80 ^{0}С; условная вязкость (ВУ) 2,5 ^{0}С.

Нормативный неснижаемый запас топлива в мазуте составляет 6903 т. Нормативный эксплуатационный запас топлива в мазуте составляет 26500 т.

Табл. 8.6 Нормативные запасы резервного топлива на источнике тепловой энергии НчТЭЦ, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. тонн натурального топлива

Показатель	Вид топлива	2020	2021	2022	2023	2024
ННЗТ	мазут	6,281	6,903	6,853	4,119	4,762
НЭЗТ	мазут	26,5	26,500	26,5	6,634	6,369
ОНЗТ	мазут	32,781	33,403	33,353	10,753	11,131

8.2.2 Котельный цех БСИ

Резервным топливом для Котельного цеха БСИ является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-99 с низшей теплотой сгорания 8740 ккал/кг и содержанием серы 2,4%.

Резервное топливо хранится в стальных резервуарах объемом 5000 куб.м. в количестве 4 штук. Строительная, геометрическая емкость хранилища мазута составляет 20000 куб.м., полезная емкость хранилища – 16000 тн. Общий нормативный неснижаемый запас резервного топлива котельного цеха БСИ составляет 1625 тн.

Потребление резервного топлива в отчетном 2024 году 8 т.у.т.

Табл. 8.7 Нормативные запасы топлива на котельной БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тонн натурального топлива

Показатель	Вид топлива	2020	2021	2022	2023	2024
ННЗТ	мазут	0,548	0,441	0,406	0,363	0,471
НЭЗТ	мазут	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ОНЗТ	мазут	0,548	0,441	0,406	0,363	0,471



Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗЛ)
Российская Федерация, 450112, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Ульяновых, 74
e-mail: info_bn@bashneft.ru, тел. +7 347 249-01-09, факс +7 347 249-05-23

ПАСПОРТ № 3459

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-RU.HA19.B.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023

Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 3459
Дата изготовления: 28.08.2022
Размер партии (масса): 4148,232 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 85
Уровень наполнения: 1044,0 см
Дата отбора пробы: 28.08.2022
Дата проведения испытаний: 28.08.2022
Паспорт выдан на основании: анализа качества от 28.08.2022 № 3459

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, градусы ВУ	ГОСТ 6258-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,139
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,40
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,40
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2019	не более 3,5	не более 3,50	3,27
7. Массовая доля сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	9,3
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2021	не ниже 90	не ниже 110	122
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчёте на сухое топливо (небраковочная), «Дж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется. определение обязательно	1018,0
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	16,7

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013
соответствует требованиям:
- Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
- ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Сведения о наличии присадок в топливе:
- нейтрализатор сероводорода "EVASORB FF марки 142" в количестве до 900 г/тонну.

Дополнительная информация:
- показатель по п.10 является браковочным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
- транспортировка и хранение по ГОСТ 1510-84;
- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» гарантирует соответствие качества мазута топочного требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1510-84;
- паспорт безопасности № 67827826.19.58932.

Лаборант химического анализа (старший по смене) Набиуллина А.Р.
МП
Дата выдачи паспорта 28.08.2022

Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого мазута

8.3 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Поставщиком природного газа для централизованных источников теплоснабжения в городе Набережные Челны является ООО «Газпром трансгаз Казань».

Паспорт качества поставляемого газа представлен на Рис.

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Казань»

Адрес: 420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41,
фактический адрес организации выдавшей паспорт
тел.: + 7 (843) 288-21-90, факс: +7 (843) 288-20-29
фактический адрес организации выдавшей паспорт

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром трансгаз Казань»

М.В. Чучкалов
«25» декабря 2024 г.

Паспорт № 120/10-290

качества газа горючего природного за ДЕКАБРЬ 2024 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, поданного в общем потоке по газопроводу **«Миннибаево-Ижевск»** покупателям (потребителям) Российской Федерации с 10 часов 1-го дня месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (пункты): *АГНКС-2 г. Наб. Челны, ГРС-1 Наб. Челны, ГРС-2 Наб. Челны, Суык-Су.*

2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.

3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2014, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.

4. Место отбора проб газа: **ГРС-2 Наб. Челны, 5 км обводного г/п вокруг г. Наб. Челны.**

5. Физико-химические (качественные) показатели газа горючего природного указаны в таблице 1.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:	%	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не норм.	
1.1	метан				94,22
1.2	этан				3,34
1.3	пропан				1,06
1.4	изо-бутан				0,162
1.5	норм-бутан				0,150
1.6	нео-пентан				0,0012
1.7	изо-пентан				0,0251
1.8	норм-пентан				0,0171
1.9	гексаны + высшие углеводороды				0,0114
1.10	гелий				0,0114
1.11	водород				0,0216
1.12	кислород			не более 0,050	менее 0,0050
1.13	азот			не норм.	0,691
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,292
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,81
		ккал/м³		не менее 7600	8315
3.	Число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50	50,10
		ккал/м³		9840-13020	11967
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,7136
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021 п.9	не более 0,020	менее 0,0010
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	ГОСТ 22387.2-2021 п.12	не более 0,036	0,012
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м³	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	отсутств.
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°С	ГОСТ Р 53763-2009 п.9.3	ниже температуры газа	минус 33,6
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	не норм.	минус 3,5
10.*	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021 п.9.2	не менее 3	3

*Показатель распространяется только на ГТП коммунально-бытового назначения. Для ГТП промышленного назначения показатель устанавливают по согласованию с потребителем.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.
Стандартные условия измерений объема газа - температура 20 °С, давление 101,325 кПа.
При расчетах показателей в п.п. 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.
Значения показателей по п.п. 1-4, 9-10 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ) (Адрес: 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60, тел.: (8552)71-73-33, факс: (8552)71-75-59), по п.п. 5-7 - в лаборатории ЭПУ «Нижнекамскгаз» (сектор 4 ИЛ) (Адрес: 423570, Республика Татарстан, Нижнекамский муниципальный район, г. Нижнекамск, ул. Первопроходцев, д. 18, тел.: (8555)47-33-60, факс: (8555)30-47-02); по п. 8 - в ХАЛ Альметьевского ЛПУМГ (сектор 7 ИЛ) (Адрес: 423460, Республика Татарстан, г. Альметьевск, пгт Нижняя Мактама, ул. Бугульминский тракт, д. 1, тел.: (8553)313-701, факс: (8553)377-359).

Значения показателей по п.п. _____ определены потоковыми средствами
перечислить пункты таблицы
измерений, установленными на _____
указать места установки потоковых средств измерений

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ ИТЦ, руководитель ИЛ _____ **А.Ф. Гилазова**

Заполняется региональной компанией по реализации газа
Копия паспорта выдана _____
наименование региональной компании по реализации газа или филиала
покупателю (потребителю) _____ по его запросу
наименование предприятия
«_____» _____ 20____ г.

Активация Windows
Чтобы активировать Window

Рис. 8.2 Паспорт качества поставляемого газа

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилазова
«31» января 2023 г.
М.П.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-23/ГП от 03.04.2023

Дата и место отбора проб: 03.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-23/Х
Дата проведения испытаний: 03.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,18	0,12
1.2	этан				3,34	0,13
1.3	пропан				0,96	0,06
1.4	изо-бутан				0,144	0,009
1.5	норм-бутан				0,135	0,008
1.6	нео-пентан				0,0014	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0243	0,0017
1.8	норм-пентан				0,0163	0,0012
1.9	гексаны ($C_{6+высшие}$)				0,0019	0,0004
1.10	гелий				0,0113	0,0009
1.11	водород				0,047	0,003
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	–
1.13	азот			не нормируется	0,89	0,04
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,252	0,016
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,67	0,06
				не менее 7600	8281	–
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,95	0,09
				от 9840 до 13020	11930	–
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7120	0,0011
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3	–

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023, одориметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-АМ/19-09-2022/186966593, поверка действительна до 18.09.2023

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведён не в полном объёме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.3 Протокол испытаний поставляемого газа №11-23/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилазова
«10» апреля 2023 г.
МП.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-25/ГП от 10.04.2023

Дата и место отбора проб: 10.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-25/Х
Дата проведения испытаний: 10.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,42	0,11
1.2	этан				3,23	0,13
1.3	пропан				0,90	0,05
1.4	изо-бутан				0,134	0,008
1.5	норм-бутан				0,125	0,008
1.6	нео-пентан				0,0012	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0214	0,0015
1.8	норм-пентан				0,0144	0,0011
1.9	гексаны ($C_{6+высшие}$)				0,0012	0,0003
1.10	гелий				0,0106	0,0009
1.11	водород				0,073	0,005
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	–
1.13	азот			не нормируется	0,84	0,03
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,231	0,015
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,60	0,06
				не менее 7600	8264	–
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,95	0,09
				от 9840 до 13020	11930	–
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7095	0,0010
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3	–

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023, одориметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-АМ/19-09-2022/186966593, поверка действительна до 18.09.2023

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведён не в полном объёме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.4 Протокол испытаний поставляемого газа №11-25/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
_____ А.Ф. Гилазова
«__» _____ 2023 г.
М.П.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-27/ГП от 18.04.2023

Дата и место отбора проб: 18.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-27/Х
Дата проведения испытаний: 18.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,61	0,11
1.2	этан				3,17	0,13
1.3	пропан				0,92	0,06
1.4	изо-бутан				0,141	0,009
1.5	норм-бутан				0,131	0,008
1.6	нео-пентан				0,0013	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0237	0,0017
1.8	норм-пентан				0,0160	0,0012
1.9	гексаны ($C_{6\text{ высшие}}$)				0,0011	0,0003
1.10	гелий				0,0098	0,0008
1.11	водород				0,0316	0,0021
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	–
1.13	азот			не нормируется	0,71	0,03
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,240	0,016
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,66	0,06
				не менее 7600	8278	–
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	50,04	0,09
				от 9840 до 13020	11952	–
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7095	0,0010
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	не опред.	–

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023

Ответственный исполнитель:
Слесарь КИПиА 4 разряда — А.А. Миннуллина

И.о. начальника лаборатории — И.В. Григорьев

Настоящий протокол не может быть воспроизведён не в полном объёме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.5 Протокол испытаний поставляемого газа №11-27/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41
Аттестат аккредитации рег. № САЛГАЗ АЛ.030 от 23 декабря 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
_____ А.Ф. Гилазова
«23» _____ 2023 г.
М.П.

Протокол испытаний природного газа
№ 11-29/ГП от 24.04.2023

Дата и место отбора проб: 24.04.2023, ГРС-3 Набережные Челны
Испытания на соответствие требованиям: ГОСТ 5542-2014
НД на отбор проб: ГОСТ 31370-2008
Регистрационный номер пробы: 11-29/Х
Дата проведения испытаний: 24.04.2023
Место проведения, адрес: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор 11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел.: (8552) 71-73-33, факс: (8552) 71-75-59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2014	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2
1.	Компонентный состав:	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2008 (метод Б)	не нормируется		
1.1	метан				94,46	0,11
1.2	этан				3,21	0,13
1.3	пропан				0,89	0,05
1.4	изо-бутан				0,133	0,008
1.5	норм-бутан				0,121	0,008
1.6	нео-пентан				0,0014	0,0003
1.7	изо-пентан				0,0166	0,0012
1.8	норм-пентан				0,0146	0,0011
1.9	гексаны ($C_{6+высшие}$)				0,0012	0,0003
1.10	гелий				0,0108	0,0009
1.11	водород				0,046	0,003
1.12	кислород			не более 0,050	<0,005	–
1.13	азот			не нормируется	0,88	0,04
1.14	диоксид углерода			не более 2,5	0,221	0,014
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,58	0,06
				не менее 7600	8259	–
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м³ (ккал/м³)	ГОСТ 31369-2008	от 41,20 до 54,50	49,93	0,09
				от 9840 до 13020	11926	–
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	не нормируется	0,7094	0,0010
5.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	п.9.2 ГОСТ 22387.5-2021	не менее 3	3	–

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Кристалл-2000М», зав. №5568, свид. №С-АМ/28-04-2022/152243573, поверка действительна до 27.04.2023, олориметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-АМ/19-09-2022/186966593, поверка действительна до 18.09.2023

Ответственный исполнитель:
Слесарь КИПиА 4 разряда — А.А. Миннуллина

И.о. начальника лаборатории — И.В. Григорьев

Настоящий протокол не может быть воспроизведён не в полном объёме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.6 Протокол испытаний поставляемого газа №11-29/ГП

8.4 Описанием приоритетного направления развития топливного баланса города Набережные Челны

Приоритетное направление развитие топливного баланса города Набережные Челны – в качестве основного топлива сохраняется природный газ.

8.5 Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива не используются.

8.6 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Виды используемого топлива, низшая теплота сгорания представлены в Табл. 8.1 для ТЭЦ Табл. 8.3 котельной.

8.7 Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Новые источники тепловой энергии в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, не вводились в эксплуатацию.

Изменения в топливных балансах источников тепловой энергии по каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, коснулись только объемов потребления основного и резервного видов топлива.

Часть 9. Надежность теплоснабжения

9.1 Общие положения

Надежность элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Методика расчета надежности тепловых сетей муниципального образования город Набережные Челны, а также расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников тепловой энергии до наиболее удаленных конечных потребителей тепловой энергии представлены в Главе 11 «Оценка надёжности теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных трубопроводов от источников тепловой энергии (котельных) до конечных, наиболее удаленных потребителей.

9.2 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- распределенная интенсивность отказов/повреждений по месяцам отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений по диаметрам теплопроводов.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неотопительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

9.3 Частота отключений потребителей

Частота отключений потребителей определяется количеством вынужденных отключений (отказов) участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям из-за возникновения повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

Расчет интенсивности отказов участков тепловой сети, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле. Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных и распределительных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации №1 АО «Татэнерго» представлена в Табл. 9.2.

Табл. 9.1 Динамика изменения отказов в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	52	48	60	53	71
в отопительный период, ед.	32	20	22	28	24
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	20	28	38	25	47
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, ед., в том числе:	218	208	258	234	244
в отопительный период, ед.	99	71	125	129	116
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	119	137	133	105	128
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), ед.	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, ед.	270	256	318	287	315

Основной причиной повреждаемости сетей является износ тепловых сетей, при этом основная доля повреждений приходится на период испытаний, а в отопительный сезон данная повреждаемость меньше относительно предыдущего периода, что свидетельствует о своевременной замене тепловых сетей.

Табл. 9.2 Показатели восстановления в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления горячего водоснабжения поле повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов

Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных и распределительных тепловых сетей ПАО «КАМАЗ» представлена в Табл. 9.2.-9.4.

Табл. 9.3 Динамика изменения отказов в сетях отопления ООО "КАМАЗ-Энерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	37	57	49	25	36
в отопительный период, ед	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, ед	37	57	49	25	36
продолжительность отопительного сезона, дней	196	181	178	170	186
протяженность магистральных тепловых сетей, км	66,649	66,649	66,649	66,649	66,649
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, ед, в том числе:	26	25	47	28	27
в отопительный период, ед.	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	26	25	47	28	27
продолжительность отопительного сезона, дней	196	181	178	170	186
протяженность распределительных тепловых сетей, км	32,457	32,635	32,635	32,635	32,635
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), ед	Сети ГВС отсутствуют				
протяженность сетей ГВС, км					
Всего повреждения в тепловых сетях, ед	63	82	96	53	63

Табл. 9.4 Показатели восстановления в сетях отопления ООО "КАМАЗ-Энерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления горячего водоснабжения поле повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов

9.4 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтопригодность. Под ремонтопригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтопригодность теплопровода, принимается время необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Время необходимое для ликвидации повреждения также зависит от оснащения тепло-сетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, этот параметр определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

9.5 Интегральные показатели надежности систем теплоснабжения

Ниже представлены интегральные показатели, характеризующие надежность теплоснабжения на тепловых сетях муниципального образования город Набережные Челны за ретроспективный период.

Описание показателей надежности систем теплоснабжения осуществлено на основании данных, предоставленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями о повреждениях объектов теплоснабжения.

Нормативные показатели повреждаемости системы теплоснабжения для НЧТС, ООО «ТСЗВ» ПАО «КАМАЗ» не устанавливались.

Табл. 9.5 Показатели повреждаемости НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	0,19	0,17	0,22	0,19	0,25
в отопительный период, 1/км/оп	0,115	0,094	0,079	0,101	0,086
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,072	0,073	0,137	0,09	0,168
продолжительность отопительного сезона, дней	230	238	229	209	212
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0,50	0,61	0,58	0,51	0,52
в отопительный период, 1/км/оп	0,225	0,299	0,28	0,283	0,244
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,27	0,31	0,298	0,231	0,276
продолжительность отопительного сезона, дней	230	238	229	209	212
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0	0	0	0	0
протяженность сетей ГВС, км	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,38	0,45	0,44	0,39	0,42

Табл. 9.6 Показатели повреждаемости сетей ПАО «КАМАЗ»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	0,56	0,86	0,74	0,38	0,54
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,56	0,86	0,74	0,38	0,54
продолжительность отопительного сезона, дней	196	181	178	170	186
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0,8	0,77	1,44	0,86	0,83
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,8	0,77	1,44	0,86	0,83
продолжительность отопительного сезона, дней	196	181	178	170	186
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	Сети ГВС отсутствуют				
протяженность сетей ГВС, км					
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,64	0,83	0,97	0,53	0,63

Табл. 9.7 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/от. сезон

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	2 050	2 207	2 181	644	1094

Табл. 9.8 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей ПАО «КАМАЗ», Гкал/от. сезон

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	0	0	0	0	0

9.6 Анализ и оценка системы теплоснабжения муниципального округа г. Набережные Челны, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения

Надёжность системы теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения.

Расчет показателей надежности тепловых сетей муниципального образования город Набережные Челны проводился с помощью программного комплекса «ZuluThermo» в соответствии с

П18.2 «Определение показателей надежности потребителя, присоединенного к тепловой сети системы теплоснабжения» Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

На Рис. 9.1 представлен сравнительный анализ нормативных и фактических показателей надежности системы теплоснабжения с учетом планируемой и рекомендуемой реконструкции участков тепловой сети до 2043 года.

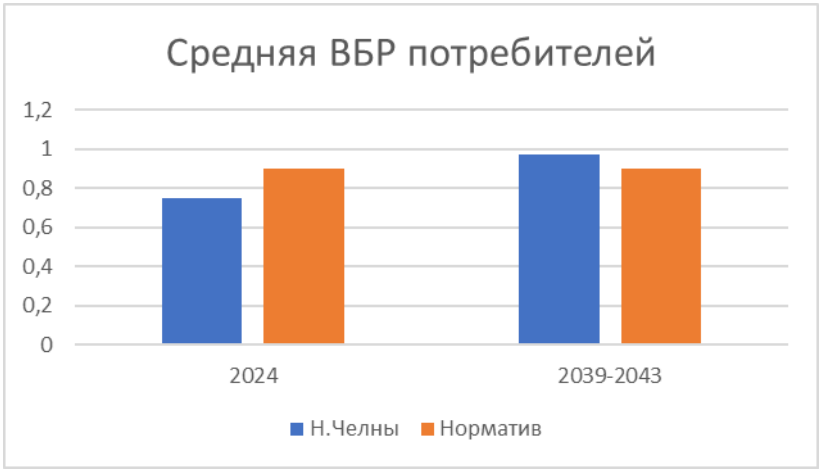


Рис. 9.1. Сравнительный анализ нормативного и фактического среднего показателя ВБР потребителей тепловодов НЧТЭЦ АО «Татэнерго» до 2043 года

По результатам расчета г. Набережные Челны выявлены зоны с ненормативной надежностью (по показателю ВБР потребителей теплоты ниже 0,9): п. Замелекесье, п. Сидоровка, п. ГЭС, п. ЗЯБ.

На рис. 9.2. представлена карта зон ненормативной надежности в перспективном слое по показателю ВБР потребителей теплоты.

Показатели надежности в п. Замелекесье, п. Сидоровка, п. ГЭС находятся ниже нормативного значения ввиду физического износа трубопроводов. Недостаточное финансирование на перекладку теплопроводов с исчерпанием срока эксплуатации снижает надежность теплоснабжения потребителей вышеуказанных районов.

Показатели надежности потребителей п. ЗЯБ снижены по причине удаленности от источника теплоснабжения Набережочелнинской ТЭЦ.

Согласно предоставленным сведениям за отопительный и неотопительный период 2024 г. на тепловых сетях в зоне действия НЧТЭЦ произошло 315 отказов.

В целях обеспечения нормативной надёжности системы теплоснабжения г. Набережные Челны АО «Татэнерго» предусматривает комплекс мероприятий по усилению ремонтно-восстановительных бригад, что позволяет не допустить повышения фактического времени восстановления повреждений в системе теплоснабжения потребителей выше нормативного значения. Также в целях обеспечения надежного функционирования источника тепловой энергии Набережночелниской ТЭЦ, предусмотрено дублирование основных и вспомогательных инженерных систем и оборудования, которые имеют возможность быстрого оперативного переключения за счёт поперечных связей, предусмотренных компоновкой основного и вспомогательного оборудования.

Разработан комплекс мероприятий, направленных на обеспечение бесперебойной работы станции, отражённый в соответствующих инструкциях и графиках обследования и диагностирования оборудования и инженерных систем. Данный перечень мероприятий соответствует требования НТД по обеспечению надёжной и безопасной эксплуатации, действующих на территории Российской Федерации.

9.7 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

По результатам расчетов показателей надежности тепловых сетей были выявлены зоны ненормативной надежности.

Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надежности приведена на рисунке 9.1.

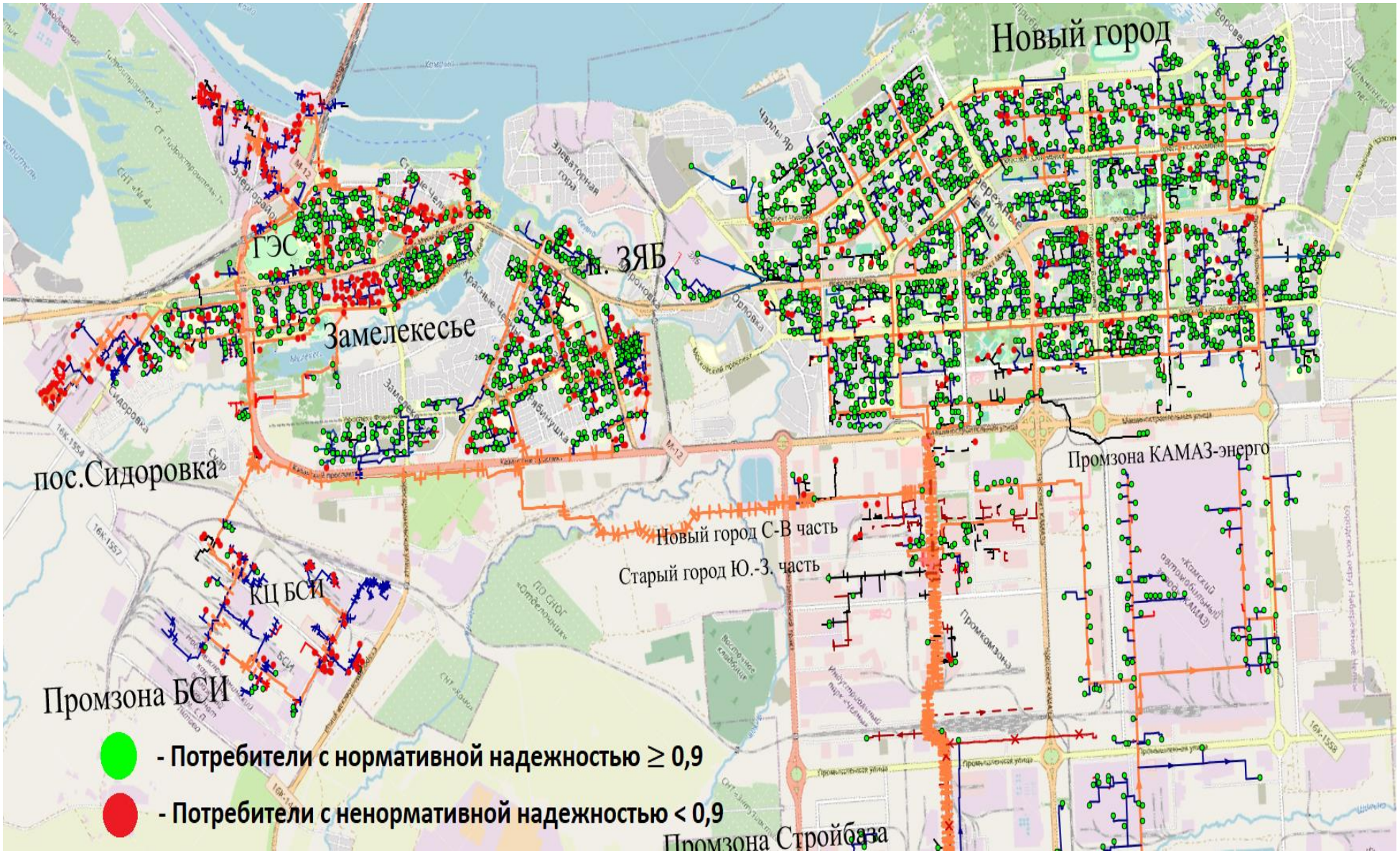


Рис. 9.1 Зоны ненормативной надежности по показателю ВБР потребителей теплоты

9.8 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2022 N 1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций в сфере теплоснабжении" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении")

Аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2022 N 1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении").

9.9 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

В 2024 г. в городе Набережные Челны не было зафиксировано аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения.

9.10 Итоги анализа и оценки системы теплоснабжения муниципального образования г. Набережные челны, а также описание системы мер по повышению надежности для малонадежных и ненадежных систем теплоснабжения, определенной исполнительными органами субъектов Российской Федерации

В электронной модели Zulu смоделирована и представлена на рисунке 9.2 градация потребителей теплоты по показателю ВБР в существующем и перспективном слое, согласно Приказа Минрегиона России от 26.07.2013 № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» и ПП РФ № 808 "Об организации теплоснабжения в РФ и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ" градация подразделяется на категории (высоконадежная - 0,9, надежная 0,75 - 0,89, малонадежная 0,5-0,74, ненадежная 0,5). В таблице 9.5 представлена комплексная оценка надежности системы теплоснабжения.

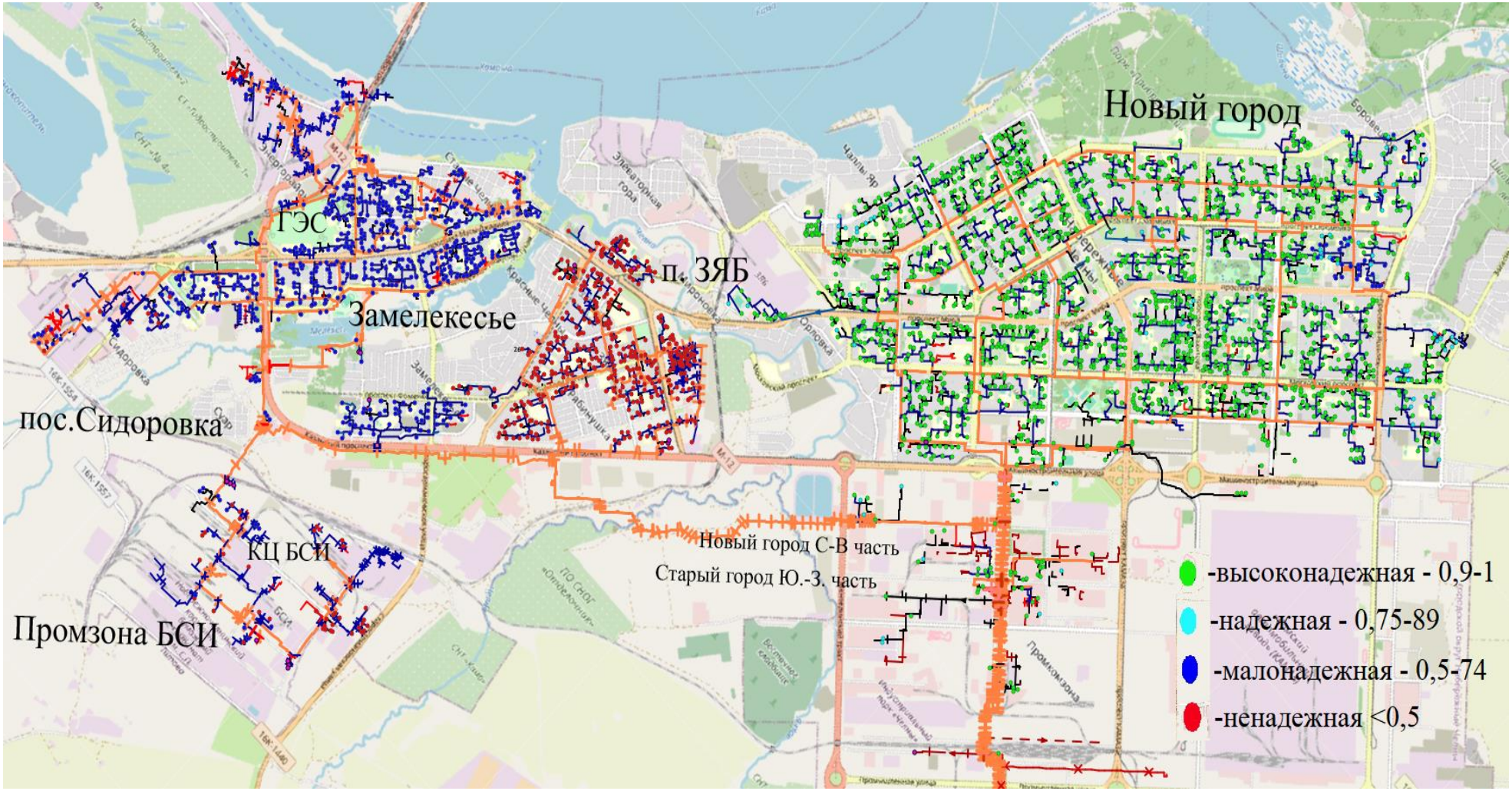


Рис. 9.2. Градация потребителей теплоты по показателю ВБР (2024 год)

Из рисунка 9.2 видно, что показатели надежности в п. Замелекесье, п. Сидоровка, п. ГЭС находятся ниже нормативного значения ввиду физического износа трубопроводов.

Показатели надежности потребителей п. ЗЯБ снижены по причине удаленности от источника теплоснабжения Набережочелнинской ТЭЦ.

С учетом инвестиционной программой АО «Татэнерго» и предложенных мероприятий по перекладке тепловых сетей с исчерпанием ресурса в рамках тарифа, повышает надежность системы теплоснабжения, а также для недопущения повышения фактического времени восстановления повреждений в системе теплоснабжения потребителей выше нормативного значения предусматривает комплекс мероприятий по усилению ремонтно-восстановительных бригад.

Так же необходимо отметить, что на источнике теплоснабжения Набережочелнинской ТЭЦ предусмотрено дублирование основных и вспомогательных инженерных систем и оборудования.

Более подробно описание надежности системы теплоснабжения рассмотрены и представлены в Главе 11 «Оценка надёжности теплоснабжения» Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в Главе 8 представлены предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей.

Таблица 9.9. Оценка надежности систем теплоснабжения

Оценка надежности систем теплоснабжения	
интенсивность отказов систем теплоснабжения, 1/км/год	0,42
относительный аварийный недоотпуск тепла, Гкал/ отоп. период	0,39
надежность электроснабжения источников тепловой энергии	1
надежность водоснабжения источников тепловой энергии	1
надежность топливоснабжения источников тепловой энергии	1
соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей	1
уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек	0,3
техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов	0,72
готовность теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения, в том числе	0,7
Оценка системы:	
Источники тепловой энергии	1,0
Тепловые сети	0,3

9.11 Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, были реализованы планы по строительству и реконструкции тепловых сетей, влияющие на показатели надежности.

Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1 Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно требованиям законодательства о раскрытии информации организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности, представляют отчеты о результатах хозяйственной деятельности.

В таблицах ниже представлены результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих организаций в г. Набережные Челны.

Табл. 10.1 Технико-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2020-2024 год (с НДС)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	3 643,925	4 188,863	4 131,894	3 984,876	4 184,133
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	636,320	774,349	766,864	776,994	819,109
в паре, тыс. Гкал	123,034	145,580	163,124	160,500	161,400
в горячей воде, тыс. Гкал	513,286	628,769	603,740	616,494	657,709
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	3 007,605	3 414,514	3 365,030	3 207,882	3 365,024
в паре, тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в горячей воде, тыс. Гкал	3 007,605	3 414,514	3 365,030	3 207,882	3 365,024
- в т.ч. в горячей воде в сети НЧТС, тыс.Гкал	3 007,605	3 414,514	3 365,030	3 207,882	3 365,024
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.*	537 924,75	621 580,59	639 375,28	766 586,05	419 415,38
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.*	198 876,60	226 263,31	203 162,22	207 526,10	325 080,16
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.*	2 455 524,75	2 874 116,05	3 054 037,49	3 081 909,74	2 892 097,00
Прибыль, тыс. руб.*	30 123,23	615,02	770,35	1 796,25	66 210,28
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.*	3 222 449,33	3 722 574,97	3 897 345,34	4 057 818,14	3 651 836,17-

Табл. 10.2 Технико-экономические показатели Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2020-2024 год (с НДС)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	182,97	92,49	35,44	88,75	52,24
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.*	60 821,69	62 382,29	64 414,08	39 752,71	67 858,43
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.*	18 274,23	22 140,53	20 317,33	3 257,28	18 960,82
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.*	60 086,07	62 699,64	44 206,27	46 988,81	59 209,24
Прибыль, тыс. руб.*	17,79	32,52	53,61	1013,83	37,23
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	13 607,61	-1 095,84	-101 535,10	-108 891,46	1142,82-
Корректировка в связи с избытком средств / недополучением дохода	-	-	-	-	-
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.*	152 807,39	146 159,14	27 402,58	30 176,59	147 0984,49

Табл. 10.3 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НчТС за ретроспективный период 2020-2024 год

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Передача тепловой энергии						
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	3 162,745	3 473,966	3 368,385	3 261,244	3 385,654
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	2 759,66	3 037,117	2 985,383	2 873,759	2 951,283
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	403,09	436,85	383,00	387,49	434,37
Тоже в %	%	12,74%	12,57%	11,36%	11,87%	12,82%
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	**тыс. руб.**	**1 386 300,25**	**1 496 021,42**	**1 616 227,87**	**2 033 104,58**	-
Операционные расходы	**тыс. руб.**	**608 135,53**	**583 576,21**	**606 558,68**	**657 600,09**	**740 005,38-**
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	84 560,73	82 504,23	-	-	-
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	**тыс. руб.**	**109 736,72**	**111 404,38**	**112 539,23**	**121 542,37**	**98 307,56**
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	264 322,41	254 610,00		308 895,91	-
Страховые взносы	тыс. руб.	74 010,27	71 290,80		93 286,56	-
Амортизация	тыс. руб.	265 244,30	318 635,40		318 635,40	-
Неподконтрольные расходы	**тыс. руб.**	**464 257,16**	**551 661,33**	**572 936,85**	**573 657,09**	**643 349,89**
Прибыль, всего	**тыс. руб.**	**204 170,84**	**249 379,50**	**324 193,11**	**680 305,03**	**484 173,91**
Расходы из прибыли в составе тарифа, в том числе	тыс. руб.				276 589,60	-
Капитальные вложения ИП по строительству тепловых сетей	тыс. руб.				276 589,60	-
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	**тыс. руб.**	**1 386 300,25**	**1 496 021,42**	**1 616 227,87**	**2 033 104,58**	**2 148 893,33-**
На содержание объектов теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	1 386 300,25	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33
НВВ с инвестиционной составляющей	**тыс. руб.**	**1 386 300,25**	**1 496 021,42**	**1 616 227,87**	**2 033 104,58**	**2 148 893,33**

Табл. 10.4 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения от тепловых сетей ООО "ТСЗВ" (ООО "КамАЗ-Энерго") за ретроспективный период 2020-2024 год

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Передача тепловой энергии						
Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	27,11	31,66	30,80	30,07	18,92
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	18,76	21,32	20,43	19,53	11,17
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	8,35	10,33	10,38	10,54	7,75
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	18,76	21,32	20,43	19,53	11,17
Тоже в %	%	69,20	67,36	66,31	64,96	59,04
Доля потребителей (по тепловой нагрузке) с приборами учета	%	99,80	99,80	99,90	99,90	99,90
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	20 703,49	22 734,04	23 957,21	22 119,83	22 119,83
Вспомогательные материалы, в том числе:	тыс. руб.	329,84	97,42	871,67	311,81	311,81
Расходы на приобретение материалов для эксплуатации и текущего ремонта оборудования	тыс. руб.	329,84	97,42	871,67	311,81	311,81
Услуги производственного характера	тыс. руб.	1 314,24	993,41	993,41	773,95	773,95
В том числе капитальный ремонт (нормативный)	тыс. руб.	320,83			773,95	773,95
Покупная энергия	тыс. руб.	13 784,40	16 457,00	16 890,34	11 139,96	11 139,96
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	13 784,40	16 457,00	16 890,34	11 139,96	11 139,96
электрическая энергия на производственные нужды	тыс. руб.	1,40	1,45	1,36	3,19	3,19

Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Тепловая энергия на технологические нужды (потери)	тыс. руб.	13 783,00	16 455,55	16 888,98	11 136,77	11 136,77
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	2 387,13	2 355,84	2 500,99	6 007,07	6 007,07
Страховые взносы	тыс. руб.	707,42	696,43	736,39	1 814,14	1 814,14
Амортизация, в том числе:	тыс. руб.	1 174,96	1 174,96	1 174,95	1 174,96	1 174,96
Прочие расходы, в том числе:	тыс. руб.	1 005,50	958,99	789,46	897,94	897,94
аренда	тыс. руб.	651,33	640,75	591,40	405,98	405,98
Прибыль, всего	тыс. руб.	284,97	93,55	104,88	58,79	58,79
Необходимая валовая выручка (НВВ) от осуществления деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, в том числе:	тыс. руб.	20 988,46	22 827,59	24 062,09	22 178,62	22 178,62
Одноставочный тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб./Гкал	2 513,63	2 209,45	2 318,57	2 192,11	2 192,11

Табл. 10.5 Технико-экономические показатели в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2020-2024 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС)

Наименование показателя	Един. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс.Гкал	3 826,90	4 281,35	4 167,33	4 073,63	4 236,37
в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс.Гкал	3 643,93	4 188,86	4 131,89	3 984,88	4 184,13
Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал	0	0	0	0	0
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	24,18	24,43	23,77	23,17	23,40
Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс.Гкал	3 826,90	4 281,35	4 167,33	4 073,63	4 236,37
Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс.Гкал	511,06	504,98	505,29	503,5	383,000
то же в %	%	13,35	11,79	12,13	12,36	9,04
Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс.Гкал	3 315,84	3 776,37	3 662,04	3 570,13	3 853,37
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	598 746,44	683 962,88	703 789,36	806 338,76	487 273,81
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	217 150,83	248 403,84	223 479,55	210 783,38	344 040,98
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	2 515 610,82	2 936 815,69	3 098 243,76	3 128 898,55	2 951 306,24
Прибыль	тыс.руб.	30 141,02	647,54	823,96	2 810,08	66 247,51
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб.	3 375 256,72	3 868 734,11	3 924 747,92	4 087 994,73	5 122 820,66

10.2 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения

Технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций изменились согласно стоимости приобретаемых энергоресурсов для своей деятельности и установленным тарифам на отпущенную тепловую энергию с источников, а также тарифам на услуги по передачи тепловой энергии.

Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых исполнительными органами субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации

Уполномоченным органом исполнительной власти Республики Татарстан в области государственного регулирования цен (тарифов) является Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам.

Государственный комитет Республики Татарстан по тарифам осуществляет государственное регулирование в сфере теплоснабжения, в том числе:

– тарифов на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 мегаватт и более, в соответствии с установленными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения предельными (минимальными (или) максимальным) уровнями указанных тарифов;

– тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, в соответствии с установленными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения предельными (минимальным и (или) максимальным) уровнями указанных тарифов, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;

– тарифов на теплоноситель, поставляемый потребителям, другим теплоснабжающим организациям;

– тарифов на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

– платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;

– платы за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения.

Тарифы на производство, передачу и поставку тепловой энергии потребителям города Набережные Челны установлены Протоколами заседаний Правления Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам.

Табл. 11.1 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за ретроспективный период 2020-2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО "Татэнерго"	1372,31	1480,99	1596,62	1744,38	1851,29

Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за ретроспективный период 2020-2024 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	АО «Татэнерго», для потребителей, подключенных к сетям АО "Татэнерго"	3255,65	3647,14	3571,27	3473,49	3600,66

Табл. 11.3 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2020-2024 год (без НДС), руб./Гкал

N	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	2020	2021	2022	2023	2024
1	Город Набережные Челны	1372,31	1480,99	1596,62	1744,38	1851,29

Табл. 11.4 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2020-2024 год (без НДС), руб/м^3

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	тариф на теплоноситель, поставляемый АО "Татэнерго" потребителям МО г. Набережные Челны	31,64	32,66	33,78	36,69	58,63

Табл. 11.5 Тарифы на услуги по поставке тепловой энергии, теплоносителя в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2020-2024 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб./Гкал

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	тариф на услуги по поставке тепловой энергии МО г. Набережные Челны	1 372,31	1 428,84	1 518,79	1 744,38	1 823,42

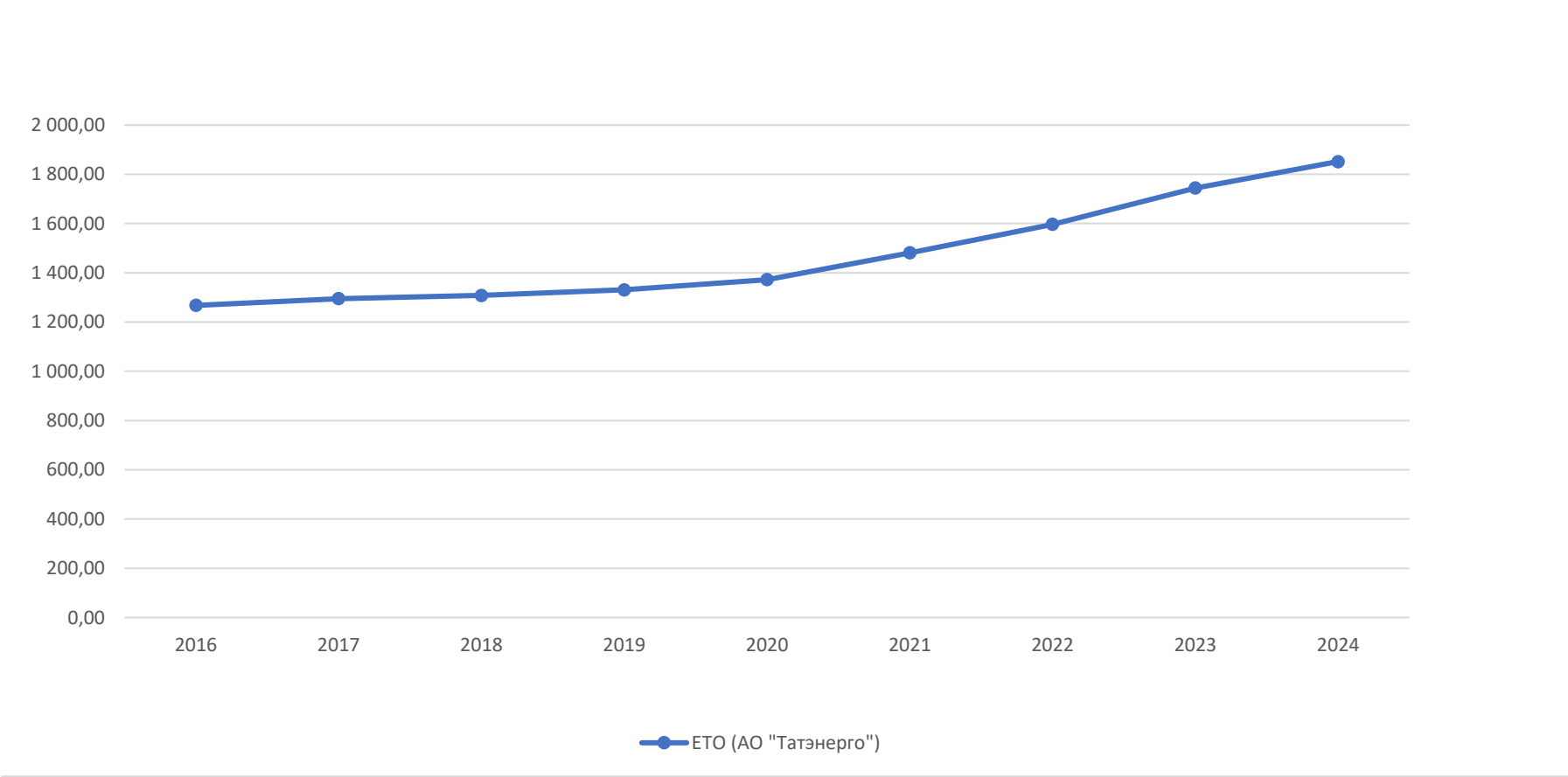


Рис. 11.1 Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны

11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Табл. 11.4 Тарифы на теплоноситель в виде горячей воды для потребителей в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2024 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м^3

N	Наименование ЕТО	2020	2021	2022	2023	2024
1	тариф на теплоноситель, поставляемый тс организацией -филиал АО "Татэнерго" Набережночелнинская ТЭЦ	31,30	32,42	33,43	36,22	-
2	тариф на теплоноситель, поставляемый тс организацией -филиал АО "Татэнерго" КЦ Набережночелнинской ТЭЦ	46,3	48,03	50,12	54,92	-
3	тариф на теплоноситель, поставляемый АО "Татэнерго" потребителям МО г. Набережные Челны	31,64	32,66	33,78	36,69	58,63

11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Размер установленной платы за подключение к централизованным сетям теплоснабжения утверждается для филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети».

Табл. 11.5 Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, (с НДС), тыс. рублей/Гкал/час

№ п/п	Наименование	2020 год		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе :	**Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 1,5 Гкал/ч, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**
1	**Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)**	3,53	3,53	1,99	4,49	4,548	4,875
2	**Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, (П2.1), в том числе:**						
	Подземная прокладка, в том числе:						
	надземная (наземная) прокладка						

№ п/п	Наименование	2020 год		2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
		Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в том числе :	**Плата за подключение объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 1,5 Гкал/ч, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**	**Плата за подключение объектов заявителей, в расчете на единицу мощности подключаемой нагрузки, в том числе :**
	до 250 мм						5 729,622
	канальная прокладка						
	50-250 мм	2 271,32	2 917,62	2 969,33	3 381,12	6 872,866	7 230,255
	251-400 мм					2 835,350	2 982,788
	401-550 мм					2 818,630	2 965,199
	бесканальная прокладка						
	до 250 мм					6 286,830	6 613,748
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)						
4	**НВВ на строительство сетей теплоснабжения (тыс.руб.)**	13 146,87	10 345,89	6 859,15	17 729,55	365 752,970	

11.4 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Согласно ч.3 ст. 13 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора, в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом, в порядке, установленном статьей 16 настоящего Федерального закона.

В соответствии со ст. 16 ФЗ-190:

1. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.
2. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.
3. Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

При этом нормы ФЗ четко не определяют, каким именно соглашением размер платы подлежит урегулированию. В связи с этим представляется, что размер платы может быть урегулирован как в рамках договора оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, так и в рамках самостоятельного формализованного соглашения сторон о размере платы, либо же посредством включения условия о размере платы непосредственно в договор теплоснабжения.

Решения об установлении тарифов на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям, платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, а также платы за подключение к системе теплоснабжения принимаются органами регулирования.

Табл. 11.6 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, с НДС

N	Наименование ЕТО	Ед. изм.	2020				2021				2022				2023				2024			
			г. Набережные Челны (город) от НЧТЭЦ		г Набережные Челны (город) от КЦ БСИ		г. Набережные Челны (город) от НЧТЭЦ		г Набережные Челны (город) от КЦ БСИ		г. Набережные Челны (город) от НЧТЭЦ		г Набережные Челны (город) от КЦ БСИ		г. Набережные Челны (город) от НЧТЭЦ		г Набережные Челны (город) от КЦ БСИ		г. Набережные Челны (город) от НЧТЭЦ		г Набережные Челны (город) от КЦ БСИ	
			Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/см2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/см2
1	Потребители, получающие тепловую энергию с коллекторов станций	руб./Гкал/ч в мес.	20 689,53		14 157,56		21 434,35		14 667,23		22 356,02		15 297,92		23 697,38		16 215,79		25 403,60		17 383,33	
2	Потребители, получающие тепловую энергию от тепловой сети	руб./Гкал/ч в мес.	66 290,91	0	59 758,94	0	68 677,38	0	61 910,27	0	71 630,51	0	64 572,41	0	75 928,34	0	68 446,75	0	81 395,18	0	73 374,91	0

11.5 Предельные уровни цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Ценовые зоны теплоснабжения в МО г. Набережные Челны отсутствуют.

11.6 Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения в МО г. Набережные Челны отсутствуют.

11.7 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых Государственным комитетом Республики Татарстан по тарифам, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Представлены фактические данные по ценам (тарифам), сложившихся в системе теплоснабжения города Набережные Челны в 2020-2024 годах по каждой теплоснабжающей и теплосетевой организации.

Часть 12. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения города

Теплоэнергетический комплекс является одним из основных загрязнителей воздушного бассейна оксидом углерода, окислами азота и диоксидом серы. В городе Набережные Челны теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется от двух источников тепловой энергии, принадлежащих Филиалу АО «Татэнерго». Одним из источников является Набережно-Челнинская ТЭЦ, другим – котельный цех БСИ.

Филиал АО «Татэнерго» соблюдает требование действующего природоохранного законодательства, выполняет в полном объеме природоохранные мероприятия и своевременно оформляет обосновывающую, разрешительную, организационно-распорядительную, договорную, плановую и отчетную документацию по охране окружающей среды.

На 01.01.2023 г. установленная мощность Набережночелнинской ТЭЦ составляет:

- по электроэнергии – 1180 МВт,
- по теплу – 4682 Гкал/ч. (в том числе НчТЭЦ -4092 Гкал/ч, КЦБСИ - 590 Гкал/ч)

На существующее положение в процессе деятельности предприятия от 111 источников загрязнения атмосферного воздуха, из них - 81 организованных и 30 неорганизованных, выделяется 46 вредных веществ и образующих 12 групп веществ вредного суммарного воздействия.

Валовые выбросы загрязняющих веществ составляют – 34497,34331 т/год.

Расчеты концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия, выполненные на существующее положение и на перспективу, показали, что при самых неблагоприятных метеоусловиях максимальные расчетные концентрации в расчетных точках зон отдыха (садовых участков), жилой зоны и санитарно-защитной зоны по всем веществам не превышают ПДК.

Филиалом АО «Татэнерго» разработан план мероприятий по кратковременному регулированию выбросов в атмосферу на предприятии Набережночелнинской ТЭЦ в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ). Также разработан план-график контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ для всех источников предприятия исходя из категорийности источников выбросов в разрезе загрязняющих веществ, предусматривающий контроль непосредственно на источниках.

На основании проведенных расчетов концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы для филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) по всем веществам в целом по предприятию и для каждого источника в отдельности на существующее положение и на перспективу до 2025 года.

Площадка №1 Набережночелнинской ТЭЦ расположена в промышленной зоне КамАЗа по ул. Тэцовский проезд, 76 и граничит:

- с северо-запада и юго-востока с промпредприятиями;
- с северо-востока – пустырями;
- с юго-востока – землями общего пользования;

С северо-запада от территории Набережночелнинской ТЭЦ, на расстоянии 4390 м, находятся жилые кварталы "Нового города". С юга, на расстоянии 3728 м, находится н.п. Шильнебаш. С юго-востока, на расстоянии 550 м, расположено садовое общество СНТ «Колосок-2».

В соответствии с Правилами установления санитарно - защитной зоны (СЗЗ) и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2018 №222 и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 в отношении источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в г.Набережные Челны установлены СЗЗ.

Санитарно-защитная зона является обязательным элементом любого объекта, который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека. Санитарно-защитная зона утверждается в установленном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации

при наличии санитарно-эпидемиологического заключения в соответствии санитарным нормам и правилам.

Ширина санитарно-защитной зоны устанавливается с учетом санитарной классификации, результатов расчетов ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха и уровней физических воздействий, а для действующих предприятий - и натурных исследований.

Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ расположен в промышленной зоне КамАЗа на расстоянии 4390 м. от жилого массива «Новый город» г. Набережные Челны.

Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 раздел 7.1.10., класс II. п.1.(тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе) составляет - 500 метров от границы промплощадки. Ориентировочная санитарно-защитная зона проходит по территории промышленной зоны КамАЗа.

Ближайшая жилая зона находится на расстоянии 3728 м. к югу от границы площадки (н.п. Шильнебаш). С юго-востока на расстоянии 550 м расположено садовое общество СНТ «Кололсок-2».

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия показали, что при самых неблагоприятных метеорологических условиях с учетом эффекта суммации максимальные приземные концентрации на границе ориентировочной СЗЗ не превышают ПДК.

Котельный цех БСИ Набережночелнинской ТЭЦ расположен в промзоне БСИ г. Набережные Челны по проеду Фабричный, 8.

Промплощадка котельного цеха БСИ граничит с севера с домостроительным комбинатом ООО «ДОМКОР ИНДУСТРИЯ», с востока с ООО «Керамзито-бетонным заводом», с юга с ЗАО «Растворобетонный завод», с запада с производственно-коммерческой компанией ООО «Алиса».

Ближайшая жилая зона от границы промплощадки находится с северо-запада на расстоянии 1400 м пос. Суар (Набережные Челны).

Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 раздел 7.1.10., класс III. п.1. (ТЭЦ и районные котельные тепловой мощностью 200 Гкал, работающие на газовом и газо-мазутном топливе (последний как резервный)) составляет - 300 метров от границы промплощадки.

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников котельного цеха БСИ показали, что при самых неблагоприятных метеорологических условиях с учетом эффекта суммации максимальные приземные концентрации на границе ориентировочной СЗЗ не превышают ПДК.

Санитарно-защитная зона, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 (раздел 7.1.10., класс II. п.1. (тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе)), составляет 500 метров от границы промплощадки.

На предприятии в отношении каждого источника тепловой энергии имеется обосновывающая, разрешительная, организационно-распорядительная, плановая, договорная и отчетная документация.

Обосновывающая документация включает в себя материалы инвентаризации, нормативы предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, материалы оценки воздействия на окружающую среду объектов капитального строительства и другую аналогичную документацию.

Разрешительная документация в области охраны окружающей среды и экологической безопасности оформлена в соответствии с действующими нормативными правовыми актами и включае в себят: разрешения на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, сертификаты соответствия на топливо, сырье, оборудование и т.п. или другие аналогичные документы.

Организационно-распорядительная документация оформлена для установления ответственности, прав и обязанностей, принятия и реализации мероприятий, изменений во внутренней нормативной документации должностными лицами в пределах их компетенции.

Плановая документация оформлена в форме отдельных документов, определяющих, содержание программ производственного экологического контроля, планов по охране окружающей среды, планов уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

1.1. Филиал АО «Татэнерго», в соответствии с требованиями статьи 22, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха" и Инструкцией по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, утв. Госкомприроды СССР, 1991 г., проводит

инвентаризацию источников выбросов. Проведение инвентаризации источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу является первым этапом работ по нормированию выбросов. Работа по проведению инвентаризации источников выбросов проводится Филиалом АО «Татэнерго» самостоятельно либо с привлечением специализированных сторонних организаций.

Инвентаризация выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу систематизирует следующие сведения:

- о наличии источников выделения и источников выбросов;
- о распределении источников выбросов загрязняющих веществ по территории;
- о качественной и количественной характеристике выбросов;
- о параметрах выбросов газовоздушной смеси из источников выбросов (аэродинамические характеристики);
- о параметрах источников выбросов (диаметре устья, высоте);
- об оснащенности источников выбросов газоочистными установками (далее - ГОУ).

В соответствии с требованиями к порядку и периодичности проведения инвентаризации выбросов, установленных Инструкцией по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (утв. Госкомприроды СССР, 1991), в Филиале АО «Татэнерго» инвентаризация проводится один раз в пять лет. При реконструкции, изменения технологии производствапроводится уточнение данных ранее проведенной инвентаризации.

В соответствии со ст. 22, 23 Федерального закона от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и ст. 12, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» для Набережночелнинской ТЭЦ и котельной установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу на срок 5 лет, при условии, что на предприятии не происходит существенных изменений производственного (технологического) процесса, появление или ликвидация источников выброса вредных веществ в атмосферный воздух, применение новых технологий, нового сырья или вида топлива и т.д.

Проект ПДВ Набережночелнинской ТЭЦ и котельной соответствует требованиям к содержанию нормативов ПДВ и рекомендации по их оформлению, установленных в Рекомендациях по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятия (утв. Госкомгидрометом СССР 28.08.1987) и содержит:

- заключение Роспотребнадзора;
- справку Росгидромета о фоновых концентрациях и климатических характеристиках (в предусмотренных случаях);
- план-график контроля за соблюдением нормативов выбросов, на основании которого предприятие организует работы по осуществлению производственного контроля в области охраны атмосферного воздуха;
- мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (в случае установления таких мероприятий), согласованных в установленном порядке;
- мероприятий по снижению негативного воздействия выбросов предприятия на атмосферный воздух и оценка их достаточности (план уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (в случае установленных для предприятия временно согласованных выбросов).

Учитывая, что нормативы ПДВ, указанные в проекте ПДВ Набережночелнинской ТЭЦ и котельной, утверждены, в отношение источников тепловой энергии выдано Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

На предприятии ведутся Журналы первичного учета по охране атмосферного воздуха: по форме ПОД-1 (учет стационарных источников выбросов и их характеристик), ПОД-2 (учет выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха), ПОД-3 (учет работы газоочистных и пылеулавливающих установок).

Журнал по форме ПОД-1 является первичным документом учета источников загрязнения (выделения, выбросов) и их характеристик по цеху (участку) объекта. Форма предназначена для источников, которые контролируются инструментальным путем. Записи в журнале по форме ПОД-1 ведут на основании и по мере проведения замеров параметров источников загрязнения и данных обработки результатов лабораторного анализа отобранных проб. Данные журнала ПОД-1 используются для заполнения формы N 2-ТП (воздух);

Журнал по форме ПОД-2 применяется на предприятии для учета выполнения предприятием мероприятий по сокращению количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, если такие мероприятия предусмотрены проектом нормативов предельно допустимых выбросов. Если проектом нормативов предельно допустимых выбросов мероприятия по сокращению объемов выбросов не предусмотрены, форма ПОД-2 не заполняется. Журнал используется при составлении годового отчета по форме 2-ТП (воздух);

Журнал по форме ПОД-3 применяется на предприятии во всех производственных подразделениях объекта, имеющих газоочистные и пылеулавливающие установки, предназначенные для охраны атмосферного воздуха от загрязнения, и используется для учета отработанного времени по каждой имеющейся такой установке. Журнал заполняется ежедневно ответственным представителем подразделения, эксплуатирующего газопылеулавливающую установку, и подписывается руководителем соответствующего производственного подразделения. На каждую газопылеулавливающую установку в журнале отводится отдельный лист. Данные журнала ПОД-3 используются при заполнении формы N 2-ТП (воздух).

Все юридические лица и индивидуальные предприниматели, имеющие стационарные источники выбросов объемом выбросов более 10 тонн в год или объемом выбросов от 5 до 10 тонн в год (включительно) при наличии в составе выбросов загрязняющих атмосферу веществ 1 и (или) 2 класса опасности, обязаны представлять в надзорные органы статотчетность по форме 2-ТП (воздух), содержиащую информацию о всех источниках выбросов в атмосферу, в том числе организованных и неорганизованных. Филиал АО «Татэнерго» ежегодно, в сроки установленные законодателем, предоставляет данную форма в надзорные органы по всем источникам выбросов в атмосферу.

1.2. В соответствии с Федеральным законом «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года № 89-ФЗ, все юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие деятельности в области обращения с отходами, обязаны вести учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов.

Основными документами в области обращения с отходами производства и потребления являются паспорта отходов и проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР).

Паспорта отходов и ПНООЛР разрабатываются на основании инвентаризации отходов, которую проводит Филиал АО «Татэнерго» в процессе своей деятельности. Инвентаризация отходов определяет нормативы, содержащие сведения о видах отходов, их характеристиках, источниках образования, способах размещения, использования и обезвреживания. Результаты инвентаризации отходов оформляются в виде акта инвентаризации отходов.

Филиал АО «Татэнерго» при осуществлении своей деятельности в области обращения с отходами, ведет учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов. Инвентаризация позволяет установить классификацию отходов, разработать ПНООЛР и составить отчетность по форме 2-ТП (отходы).

Паспорта на отходы по классам опасности удостоверяют принадлежность отходов к отходам соответствующего вида и класса опасности, в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов. Кроме того, паспорта содержат сведения о составе отходов.

Нормативы образования отходов, установленные в ПНООЛР, контролируют количество производимых отходов на предприятии, их виды, обоснование количества предельного накопления и возможности размещения на полигонах.

ПНООЛР содержит общую характеристику деятельности предприятий, сведения об отходах и классах опасности (из паспортов отходов), описание каждого вида отходов по химическому составу и физическим характеристикам, расчеты ежегодных объемов отходов, сведения о площадках для размещения отходов и лимиты на размещение.

Информацию об образовании отходов производства и потребления на предприятии, их видах и составе, а также об использовании, обработке, транспортировке и размещении ежегодно предоставляется Филиалом АО «Татэнерго» в надзорные органы в срок, установленный законодательством РФ, по форме 2-ТП (отходы).

В целях соблюдения требования законодательства в области размещения, использования и обезвреживания отходов производства Филиалом АО «Татэнерго» заключены договоры на передачу, транспортирование, обезвреживание отходов.

1.2. В Филиале АО «Татэнерго» соблюдаются требования по охране водных ресурсов. Ведется первичный учет объема сброса сточных вод и/или дренажных вод. Заключен договор на водоснабжение и водоотведение, а также договор на вывоз сточных вод от неканализованных объектов.

По форме 2-ТП (водхоз) Филиал АО «Татэнерго» представляет информацию о сбросах в водоемы и использование воды для нужд предприятия, включая полный перечень загрязняющих веществ и их объемы.

По данной форме отчитываются все юридические лица и индивидуальные предприниматели города Набережные Челны:

- осуществляющие сброс (отведение) сточных вод;
- осуществляющие забор (изъятие) из водных объектов 50 м3 воды в сутки и более (кроме сельскохозяйственных объектов);
- получающие воду из систем водоснабжения объемом 300 м3 и более в сутки для любых видов использования воды, кроме производства сельскохозяйственной продукции;
- получающие воду из систем водоснабжения (от поставщиков-респондентов), осуществляющие забор (изъятие) воды из водных объектов объемом 150 м3 и более в сутки для производства сельскохозяйственной продукции;
- имеющие системы оборотного водоснабжения общей мощностью 5000 м3 и более в сутки независимо от объема забираемой воды

2. Общие документы в области экологии:

1. Программа и отчет производственного экологического контроля (ПЭК), представляющие из себя систему мер, реализованную на предприятии и направленную на соблюдение требований действующего законодательства РФ в сфере экологии и природопользования. Для осуществления ПЭК на предприятии, по каждому объекту разработана специальная Программа производственного экологического контроля, учитывающая специфику применяемых технологий и производственного процесса, а также оказываемого воздействия на окружающую среду.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 г. № 74 АО «Татэнерго» ежегодно, до 25 марта, сдает отчет ПЭК в территориальный орган Росприроднадзора.

2. План мероприятий по охране окружающей среды.

План мероприятий по охране окружающей среды представляет собой список действий, направленных на снижение негативного воздействия, оказывающего объектом в процессе своей производственной деятельности. План включает в себя наименование и описание планируемых работ, сроки выполнения, сметные стоимости и источники финансирования, а также список ответственных лиц.

3. Статотчетность по форме 4-ОС.

Предприятия, которые самостоятельно или через сторонние организации осуществляют природоохранные мероприятия, которые платят за НВОС более 100 рублей в год сдают статистическую отчетность по форме 4-ОС. Такая форма сдается до 25 января ежегодно.

4. Декларация о плате за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС), которую вносят юридические лица и предприниматели, которые ведут деятельность, оказывающую на нее негативное воздействие. Каждое предприятие должно материально компенсировать вред, наносимый окружающей среде. Для этого предприятия уплачивают соответствующий взнос.

Дополнительно предприятие составляет декларацию по негативному воздействию и представляет ее Росприроднадзор ежегодно до 10 марта года следующего за отчетным.

Филиалом АО «Татэнерго» разработаны и получены соответствующие санитарно-эпидемиологические заключения по проектам санитарной защитной зоны (проект СЗЗ) для объектов топливно-энергетического комплекса города Набережные Челны. Данные проекты СЗЗ разрабатываются в целях создания специальной территории с особым режимом использования,

которая устанавливается вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека.

По данным Управления Роспотребнадзора по Республике Татарстан, в структуре общего количества проб воздуха, не соответствующих гигиеническим требованиям, в 2020г. наибольший объём приходится на сажу (27%), диоксид азота (25%), углерода оксид (16%), взвешенные веществ (15,0%), аммиак (3%), сероводород (3%), фенол (2%).

В 2020 г. доля проб атмосферного воздуха городских поселений с превышением гигиенических нормативов в среднем по республике уменьшилась по сравнению с 2018 г. и составила 0,7%.

Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса города представлен в Табл. 12.1.

Табл. 12.1 Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса

Набережночелнинская ТЭЦ						
Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	2 746,56	4 276,16	2 840,76	3 353,93	2 659,41	3 208,20
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	5 279,29	5 279,29	5 279,29	5 279,29	5 512,04	10 146,01
Котельный цех БСИ						
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	31,11	65,38	41,89	29,96	41,16	13,01
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	308,31	308,31	308,31	308,31	47,90	255,06

Часть 13. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения

13.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Основной проблемой организации качественно теплоснабжения является состояние тепловых сетей. Около 200 км тепловых сетей города Набережные Челны имеют срок эксплуатации, превышающий 25 лет. Объем ежегодной замены тепловых сетей составляет менее 2%, что не может способствовать повышению надежности теплоснабжения.

В рамках тарифных источников финансирования за 20 лет, в период до 2043 года возможна замена 204,27 км. тепловых сетей (Глава 8 обосновывающих материалов), что составляет 27,46% от общей протяжённости тепловых сетей.

Необходимый объем инвестиций составит 22 106 741,47 тыс. рублей (с НДС).

С учётом реализации сценария №1 минимальный показатель вероятности безотказной работы потребителей, составит на 2043 год 0,305151, что явно недостаточно для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей.

В таблице 13.1 представлен экспресс-анализ показателей филиала АО «Татэнерго» - НЧТС.

Таблица 13.1. Экспресс-анализ показателей филиала АО «Татэнерго» - НЧТС

Наименование параметра	Ед.изм.	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
1. Исходные данные														
Расход сетевой воды (обратный)	м3	9543739	9611982	9454388	7619907	3309327	2554738	2500399	2659859	3243175	7397786	9910460	10646746	78452506
Температура прямой сетевой воды	°С	91,2	87,4	79,8	75,9	75,8	76,5	77,1	75,7	76,6	75,7	86,7	101,1	81,63
Температура обратно сетевой воды	°С	46,4	46,2	43,5	42,6	45,5	47,1	48,9	48,1	46,1	42,4	46,5	50,6	46,15
Отпуск теплоэнергии	Гкал	449767,1	463444,0	349592,9	298629,0	147975,7	92578,4	80672,1	82374,2	92394,3	206084,6	385866,4	513581,6	3162960,312
Реализация теплоэнергии	Гкал	406446,57	415885,98	312294,47	261872,4	119221,15	65614,76	56830,42	59236,09	68483,69	182796,05	347080,73	465369,27	2761131,58
Подпитка	м3	177639	165670	182290	189634	192018	192900	151619	163317	148743	124938	103308	65303,28	1857379,28
Число часов работы теплосети	час	744	696	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8784
Объем теплосети	м3	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628	125628
2. Потери тепловой энергии (всего)														
Норма	Гкал	46918,69	48937,15	39843,35	38993,56	29941,25	28470,02	24986,33	24914,13	25446,28	24690,18	41931,41	52214,54	427286,89
Факт	Гкал	43320,55	47558,02	37298,41	36756,58	28754,51	26963,65	23841,67	23138,10	23910,65	23288,55	38785,68	48212,37	401828,73
Δ		3598,14	1379,14	2544,94	2236,98	1186,74	1506,37	1144,66	1776,03	1535,63	1401,63	3145,72	4002,17	25458,16
		8,31	2,90	6,82	6,09	4,13	5,59	4,80	7,68	6,42	6,02	8,11	8,30	
Норма	Гкал /час	63,06	70,31	53,55	54,16	40,24	39,54	33,58	33,49	35,34	33,19	58,24	70,18	48,64
Факт	Гкал /час	58,23	68,33	50,13	51,05	38,65	37,45	32,05	31,10	33,21	31,30	53,87	64,80	45,75
Δ		4,84	1,98	3,42	3,11	1,60	2,09	1,54	2,39	2,13	1,88	4,37	5,38	2,90
		8,31	2,90	6,82	6,09	4,13	5,59	4,80	7,68	6,42	6,02	8,11	8,30	
Норма	% к Q отп	10,43%	10,56%	11,40%	13,06%	20,23%	30,75%	30,97%	30,25%	27,54%	11,98%	10,87%	10,17%	13,51%
Факт	% к Q отп	9,63%	10,26%	10,67%	12,31%	19,43%	29,13%	29,55%	28,09%	25,88%	11,30%	10,05%	9,39%	12,70%
Δ		0,80%	0,30%	0,73%	0,75%	0,80%	1,63%	1,42%	2,16%	1,66%	0,68%	0,82%	0,78%	0,80%
2.1. Тепловые потери через тепло изоляционные конструкции														
Норма	Гкал /час	51,42	58,74	42,63	42,51	30,34	30,71	27,45	26,78	28,60	27,07	51,78	65,71	
Факт	Гкал /час	47,25	57,30	39,24	39,98	28,86	28,97	26,14	24,66	26,64	25,30	47,74	60,42	
Δ		4,17	1,44	3,39	2,53	1,48	1,74	1,31	2,13	1,97	1,77	4,04	5,28	
%		8,83	2,51	8,64	6,32	5,13	6,01	5,02	8,62	7,38	6,98	8,46	8,74	
2.2.Тепловые потери с утечкой теплоносителя														
Норма	Гкал /час	11,64	11,58	10,92	11,65	9,91	8,84	6,13	6,70	6,74	6,12	6,46	4,48	
Факт	Гкал /час	10,98	11,03	10,89	11,07	9,79	8,48	5,91	6,44	6,57	6,00	6,13	4,38	
Δ		0,66	0,55	0,03	0,58	0,11	0,35	0,23	0,26	0,17	0,12	0,33	0,10	
%		6,04	4,95	0,28	5,25	1,17	4,15	3,83	4,05	2,54	1,96	5,36	2,25	
3. Потери теплоносителя														
Норма	м3	43498,40	37846,03	38226,24	50287,27	84730,32	111775,82	69325,78	77200,66	68269,05	69992,12	20581,32	23686,24	695419,27
Факт	м3	41487,01	35323,69	36545,75	46672,67	80346,91	105460,11	65074,41	76435,68	67506,71	67028,74	20095,06	22414,45	664391,19
Δ		2011,39	2522,34	1680,49	3614,60	4383,41	6315,71	4251,37	764,98	762,34	2963,38	486,26	1271,79	31028,08
%		4,85	7,14	4,60	7,74	5,46	5,99	6,53	1,00	1,13	4,42	2,42	5,67	
Норма	м3/ч	58,47	54,38	51,38	69,84	113,88	155,24	93,18	103,76	94,82	94,08	28,59	31,84	79,17
Факт	м3/ч	55,76	50,75	49,12	64,82	107,99	146,47	87,47	102,74	93,76	90,09	27,91	30,13	75,64
Δ		2,70	3,62	2,26	5,02	5,89	8,77	5,71	1,03	1,06	3,98	0,68	1,71	3,53
%		4,85	7,14	4,60	7,74	5,46	5,99	6,53	1,00	1,13	4,42	2,42	5,67	
5. Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах														
Норма	°С	36,4	36,6	30	28,1	25,9	25,9	25,9	25,9	25,9	27,1	35,7	42,9	
Факт	°С	44,9	41,2	36,4	33,3	30,3	29,5	28,2	27,6	30,5	33,3	40,2	50,5	
Δ		8,4	4,6	6,4	5,2	4,4	3,6	2,3	1,7	4,6	6,2	4,5	7,6	

В целях повышения энергетической эффективности функционирования источников тепловой энергии и тепловых сетей выполнение следующих мероприятий: – наладка и регулировка гидравлических режимов тепловых сетей; – восстановление смесительных (элеваторных) узлов у потребителей; – восстановление и настройка (наладка) тепловой автоматики на источниках теплоты, центральных и индивидуальных тепловых пунктах; – приведение фактически сложившихся температурных режимов отпуска тепловой энергии и(или) диспетчерского температурного графика в соответствие с утвержденным схемой теплоснабжения температурным графиком; – проведение испытаний тепловых сетей на максимальную температуру, на тепловые и гидравлические потери, разработка нормативных энергетических характеристик, разработка послеаварийных гидравлических режимов работы тепловых сетей; – иные мероприятия.

13.2 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Существующих проблем развития систем теплоснабжения на 2024 год не выявлено.

13.3 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом перед теплоснабжающими организациями города не стоит, в качестве основного топлива используется природный газ, в качестве резервного топлива используется мазут марки М-100, поставляемый с расположенного в непосредственной близости нефтеперерабатывающего завода. Перебои с поставками за последние 15 лет не зафиксированы.

13.4 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, за последние 3 года не выдавались.



Схема теплоснабжения муниципального образования г. Набережные Челны по 2043 год

Обосновывающие материалы

Глава 3. Электронная модель систем теплоснабжения

г. Казань, 2025

Оглавление

1. Графическое представление объектов систем теплоснабжения с привязкой к топологической основе и с полным топологическим описанием связности объектов 3

1.1. Моделирование участков тепловых сетей 3

1.2. Моделирование тепловых камер 3

1.3. Моделирование насосных станций 4

1.4. Моделирование абонентов, абонентских вводов и потребителей 4

1.5. Привязка к топографической основе поселения 5

1.6. Описание топологической связности объектов систем теплоснабжения 7

2. Возможности программы ZuluThermo 8

2.1. Паспортизация объектов систем теплоснабжения 8

2.2. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть 44

2.3. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии 45

2.4. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку 46

2.5. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя 46

2.6. Расчет показателей надежности теплоснабжения 47

2.7. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения 47

2.8. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей 49

2.9. Калибровка электронной модели систем теплоснабжения 50

3. Электронная модель существующих систем теплоснабжения г. Набережные Челны 52

3.1. Результаты калибровочных расчетов 52

3.2. Результаты гидравлических расчетов по состоянию 2024 года существующей схемы теплоснабжения 55

3.3. Изменения, внесенные в электронную модель г. Набережные Челны за период с последней утвержденной версии схемы теплоснабжения 65

4. Электронная модель перспективных систем теплоснабжения г. Набережные Челны 87

4.1. Результаты гидравлического расчета перспективных систем теплоснабжения 91

4.2. Заключение 105

1. Графическое представление объектов систем теплоснабжения с привязкой к топологической основе и с полным топологическим описанием связности объектов

1.1. Моделирование участков тепловых сетей

Участок — это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- тип теплоизоляционной конструкции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может в зависимости от желания пользователя соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный». Пример отображения участков тепловой сети приведен на Рис. 1.1.:

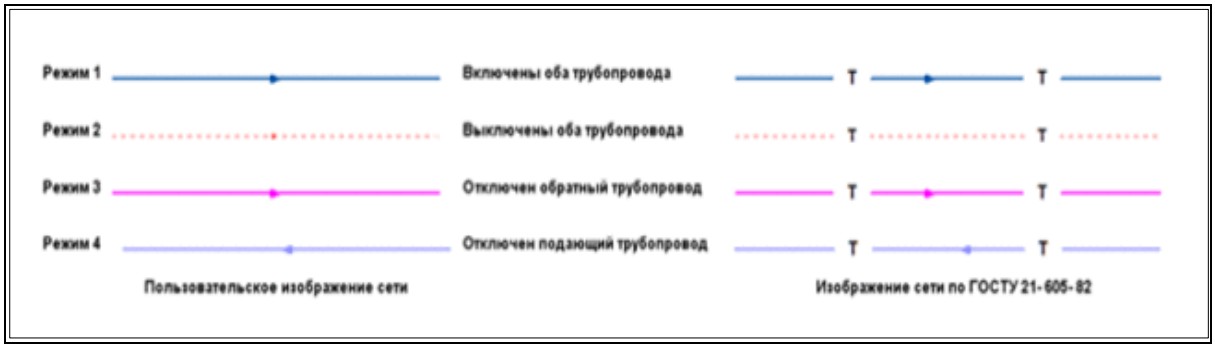


Рис. 1.1. Отображение участка тепловой сети

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок – это линейный объект математической модели, имеющий два режима работы. Вспомогательный участок при использовании его с регуляторами давления «до себя» и «после себя» указывают место контролируемого параметра. Вспомогательный участок для центрального теплового пункта (далее по тексту ЦТП) определяет начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП.

1.2. Моделирование тепловых камер

Тепловая камера входит в группу площадных объектов «простой узел».

Простой узел – это символьный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена типа прокладки, типа теплоизоляционной конструкции или точка контроля для регулятора.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы:

Тепловая камера - 

Разветвление - 

Смена диаметра - 

Рис. 1.2. Пример отображения узловых объектов

1.3. Моделирование насосных станций

Насосная станция – символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных может быть установлена на обоих трубопроводах, как показано на рисунке 3.2.

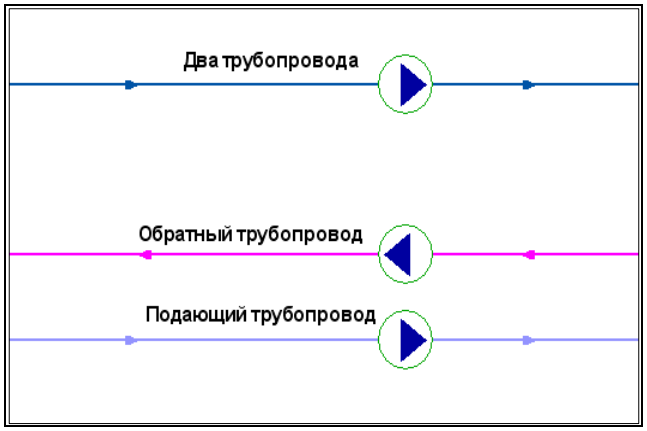


Рис. 1.3. Пример отображения насосной станции

1.4. Моделирование абонентов, абонентских вводов и потребителей

Потребитель

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы:

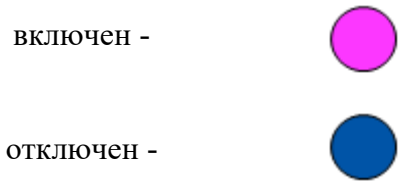


Рис. 1.4. Условное обозначение потребителя

Присоединение потребителя к тепловой сети и его внутреннее представление

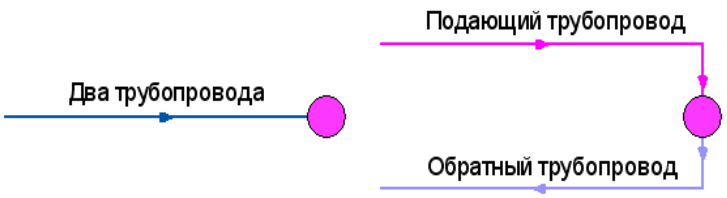


Рис. 1.5. Пример присоединения потребителя к тепловой сети

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС. Схемы присоединения имеют разную степень автоматизации подключенной нагрузки, которая определяется наличием регулятора температуры, например, на ГВС, регулятором расхода или нагрузки на систему отопления, регулирующим клапаном на систему вентиляции.

На данный момент в распоряжении пользователя электронной моделью имеется 46 схем технологического присоединения потребителей.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы:

обобщенный потребитель включен - 

обобщенный потребитель отключен - 

Рис. 1.6. Условное обозначение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей полной информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

1.5. Привязка к топографической основе поселения

Пример графического представления объектов систем теплоснабжения с привязкой к топографической основе г. Набережные Челны представлен на Рис. 1.7.:



Рис. 1.7. Графическое представление объектов систем теплоснабжения г. Набережные Челны с привязкой к топографической основе (сети для перспективных потребителей выделены розовым цветом).

1.6. Описание топологической связности объектов систем теплоснабжения

Описание топологической связности представляет собой описание гидравлической структуры узлов систем теплоснабжения (коллекторов, тепловых камер, смотровых колодцев). В результате выполнения данного этапа работ была создана гидравлическая модель систем теплоснабжения, отражающая существующее положение систем теплоснабжения г. Набережные Челны.

Подробно алгоритм описания топологической связности объектов представлен в справке, прилагаемой к ПРК «Zulu».

2. Возможности программы ZuluThermo

2.1. Паспортизация объектов систем теплоснабжения

Табл. 2.1. Паспортизация объекта источник тепловой сети

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование предприятия	-	Д	
2	Наименование источника	-	Д	
3	Номер источника	-	Д	Задается пользователем цифрой, например, 1, 2, 3 и т.д. по количеству котельных на предприятии. После выполнения расчетов присвоенный номер источника будет прописан у всех объектов, которые будут запитаны от данной котельной
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	Д	
6	Расчетная температура холодной воды	°С	Д	
7	Расчетная температура наружного воздуха	°С	Д	
8	Текущая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Д	Задается текущая температура воды в подающем трубопроводе (на выходе из источника), например, 70, 100, 120, 150 и т.д. °С. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения
9	Текущая температура наружного воздуха	°С	Д	Задается текущая температура наружного воздуха, например, +8, -5, -10, -20 и т.д. °С. Данное значение должно обязательно задаваться при выполнении поверочного расчета системы централизованного теплоснабжения

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
10	Расчетный располагаемый напор на выходе из источника	м	Д	
11	Расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике	м	Д	
12	Режим работы источника	-	Д	Задается пользователем режим работы источника:0 - источник будет определяющим при работе на сеть. В этом случае данный источник будет характеризоваться расчетным располагаемым напором, расчетным напором в обратном трубопроводе и максимальной подпиткой сети, которую он может обеспечить.1 - источник не имеет своей подпитки, располагаемый напор на этом источнике поддерживается постоянным, а напор в обратном трубопроводе зависит от режима работы сети и определяющего источника;2 - источник не имеет своей подпитки, но поддерживает напор в обратном трубопроводе на заданном уровне, при этом располагаемый напор меняется в зависимости от режима работы сети и определяющего источника;3 - источник, имеющий подпитку с заданным расчетным располагаемым напором и расчетным напором в обратном трубопроводе.4 - источник, имеющий фиксированную подпитку с заданным расчетным располагаемым напором. Напор в обратном трубопроводе на источнике будет зависеть от величины этой подпитки, режима работы системы и соседних источников, включенных в сеть
13	Максимальный расход на подпитку	т/ч	Д	
14	Текущий располагаемый напор на выходе из источника	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
15	Напор в подающем	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
	трубопроводе, м			определено новое значение данной величины
16	Давление в подающем трубопроводе, м	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
17	Текущий напор в обратном трубопроводе на источнике	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
18	Давление в обратном трубопроводе, м	м	Р	Определяется в результате расчета. В зависимости от режима работы источника может быть определено новое значение данной величины
19	Продолжительность работы систем теплоснабжения (1-2)	ч	Д	Задается пользователем число часов работы систем теплоснабжения в год:1 - менее 5000 часов;2 - более 5000 часов
20	Среднегодовая температура воды в подающем трубопроводе	°С	Д	
21	Среднегодовая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Д	
22	Среднегодовая температура грунта	°С	Д	
23	Среднегодовая температура наружного воздуха	°С	Д	
24	Среднегодовая температура воздуха в подвалах	°С	Д	
25	Текущая температура грунта	°С	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
26	Текущая температура воздуха в подвалах	°С	Д	
27	Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на отопление подключенных к данному источнику
28	Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на вентиляцию подключенных к данному источнику
29	Расчетная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех расчетных нагрузок на горячее водоснабжение, подключенных к данному источнику
30	Текущая нагрузка на отопление	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на отопление подключенных к данному источнику
31	Текущая нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на вентиляцию подключенных к данному источнику
32	Текущая нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета, как сумма всех текущих нагрузок на горячее водоснабжение, подключенных к данному источнику
33	Суммарная тепловая нагрузка	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
34	Текущая температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
35	Расход сетевой воды на СО	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
36	Расход сетевой воды на СВ	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
37	Расход сетевой воды на ГВС	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
38	Суммарный расход сетевой воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
39	Расход воды на утечку из системы теплопотребления	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
40	Расход воды на подпитку	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
41	Расход сетевой воды на утечку из подающем трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
42	Расход сетевой воды на утечку из обратного тр.	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Тепловые потери в тепловых сетях	Гкал/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
45	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
46	Установленная тепловая мощность	Гкал	Д	Для поверочного расчета задается, если необходимо, значение тепловой нагрузки, больше которой выработать не может. При достижении предельного значения подключенной нагрузки в процессе расчета, будет соответственно снижена текущая температура на выходе из источника

Табл. 2.2. Паспортизация объекта участок тепловой сети

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Номер источника	-	Д	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например, 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника, от которого запитывается данный участок тепловой сети
2	Наименование начала участка	-	Д	Записывается наименование начала участка (наименование узла, тепловой камеры, с которой данный участок начинается), например, ТК-15. После заполнения наименований всех узлов возможно автоматическое заполнение названия начала и конца участка
3	Наименование конца участка	-	Д	Записывается наименование конца участка (наименование узла, тепловой камеры, в которой данный участок заканчивается), например, ТК-16. После заполнения наименований всех узлов возможно автоматическое заполнение названия начала и конца участка
4	Длина участка	м	Д	Задается длина участка в плане с учетом длины П-образных компенсаторов, например, 100, 150 м. Данное поле можно заполнить автоматически, сняв длину участка с карты в масштабе
5	Внутренний диаметр подающего трубопровода	м	Д	
6	Внутренний диаметр обратного трубопровода	м	Д	
7	Сумма коэффициентов местных сопротивлений подающего трубопровода	-	Д	
8	Местные сопротивления подающего трубопровода	-	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
9	Сумма коэффициентов местных сопротивлений обратного трубопровода	-	Д	
10	Местные сопротивления обратного трубопровода	-	Д	
11	Шероховатость подающего трубопровода	мм	Д	
12	Шероховатость обратного трубопровода	мм	Д	
13	Зарастание подающего трубопровода	мм	Д	
14	Зарастание обратного трубопровода	мм	Д	
15	Коэффициент местного сопротивления подающего трубопровода	-	Д	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления для подающего трубопровода, например, 1.1, 1.2. В этом случае действительная длина участка трубопровода будет увеличена на 10 или 20%.
16	Коэффициент местного сопротивления обратного трубопровода	-	Д	Задается пользователем коэффициент местного сопротивления для обратного трубопровода, например, 1.1, 1.2. В этом случае действительная длина участка трубопровода будет увеличена на 10 или 20%.
17	Сопротивление подающего трубопровода	м/(т/ч)*2	Д	Задается пользователем величина сопротивления подающего трубопровода. Данная величина задается для уточнения математической модели в случае, если были проведены замеры расхода теплоносителя и давления в начале и конце участка сети.

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
18	Сопротивление обратного трубопровода	м/(т/ч)*2	Д	Задается пользователем величина сопротивления обратного трубопровода. Данная величина задается для уточнения математической модели в случае, если были проведены замеры расхода теплоносителя и давления в начале и конце участка сети.
19	Вид прокладки тепловой сети	-	Д	Вид прокладки задается цифрой от 1 до 4.0 - прокладываемый трубопровод не имеет тепловой изоляции.1 - надземная;2 - канальная;3 - бесканальная;4 - подвальная
20	Нормативные потери в тепловой сети (1-3)	-	Д	Задается пользователем:1 - нормируемые потери определяются по нормам 1959 г. ;2 - нормируемые потери определяются по нормам 1988 г. ;3 - нормируемые потери определяются по нормам 1997 г; нормируемые потери определяются по нормам 2003 г.
21	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь для подающего трубопровода	-	Д	
22	Поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь для обратного трубопровода	-	Д	
23	Вид грунта	-	Д	
24	Глубина заложения трубопровода	м	Д	
25	Теплоизоляционный материал подающего трубопровода (1-39)	-	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
26	Теплоизоляционный материал обратного трубопровода (1-39)	-	Д	
27	Толщина изоляции подающего трубопровода	м	Д	
28	Толщина изоляции обратного трубопровода	м	Д	
29	Техническое состояние изоляции подающего трубопровода (1-8)	-	Д	
30	Техническое состояние изоляции обратного трубопровода (1-8)	-	Д	
31	Расстояние между осями трубопроводов	м	Д	
32	Высота канала	м	Д	
33	Ширина канала	м	Д	
34	Дополнительные потери тепла подающего трубопровода	ккал	Д	Наряду с тепловыми потерями через изоляцию, имеется возможность задавать дополнительные фиксированные тепловые потери. Эту возможность можно использовать, например, для моделирования отбора тепла в случае трубопроводов-спутников

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
35	Дополнительные потери тепла обратного трубопровода	ккал	Д	Наряду с тепловыми потерями через изоляцию, имеется возможность задавать дополнительные фиксированные тепловые потери. Эту возможность можно использовать, например, для моделирования отбора тепла в случае трубопроводов-спутников
36	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
37	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
38	Потери напора в подающем трубопроводе	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
39	Потери напора в обратном трубопроводе	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
40	Удельные линейные потери напора в подающем трубопроводе	мм/м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
41	Удельные линейные потери напора в обратном трубопроводе	мм/м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
42	Скорость движения воды в подающем трубопроводе	м/с	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Скорость движения воды в обратном трубопроводе	м/с	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
44	Величина утечки из подающего трубопровода	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета. Процент утечки из тепловой сети задается перед выполнением расчетов в пункте меню "Настройка", по умолчанию процент утечки 0.25
45	Величина утечки из обратного трубопровода	т/ч	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета. Процент утечки из тепловой сети задается перед выполнением расчетов в пункте меню "Настройка", по умолчанию процент утечки 0.25
46	Тепловые потери в подающем трубопроводе	ккал/ч	Р	Значение фактических тепловых потерь в подающем трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
47	Тепловые потери в обратном трубопроводе	ккал/ч	Р	Значение фактических тепловых потерь в обратном трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
48	Среднегодовые удельные тепловые потери подающего трубопровода	ккал/ч*м	Р	Значение среднегодовых удельных потерь тепла подающего трубопровода, (ккал/час) /м определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
49	Среднегодовые удельные тепловые потери обратного трубопровода	ккал/ч*м	Р	Значение среднегодовых удельных потерь тепла обратного трубопровода, (ккал/час) /м определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
50	Нормативные эксплуатационные тепловые потери подающего трубопровода	ккал/час*$м^2$*С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
51	Нормативные эксплуатационные тепловые потери обратного трубопровода	ккал/час*$м^2$*С	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
52	Температура в начале участка подающего трубопровода	°C	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
53	Температура в конце участка подающего трубопровода	°C	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
54	Температура в начале участка обратного трубопровода	°C	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
55	Температура в конце участка обратного трубопровода	°C	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
56	Диаметр подающего трубопровода (конструкторский)	м	Р	Значение данной величины определяется в результате Конструкторского расчета
57	Диаметр обратного трубопровода (конструкторский)	м	Р	Значение данной величины определяется в результате Конструкторского расчета
58	Шероховатость подающего трубопровода (конструкторский)	мм	Д	
59	Шероховатость обратного трубопровода (конструкторский)	мм	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
60	Оптимальная скорость в подающем трубопроводе (конструкторский)	м/с	Д	
61	Оптимальная скорость в обратном трубопроводе (конструкторский)	м/с	Д	
62	Разделитель зон статического напора		Д	Задается признак разделения данным участком сети на зоны с разным статическим напором: 1 - от начала участка начинается новая зона, 0 или пусто - разделение на зоны отсутствует.

Табл. 2.3. Паспортизация объекта потребитель тепловой сети

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Адрес узла ввода	-	Д	
2	Наименование узла	-	Д	
3	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например, 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника, от которого запитывается данный потребитель
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Высота здания потребителя	м	Д	
6	Номер схемы подключения потребителя	-	Д	Задается схема присоединения узла ввода.
7	Расчетная	°С	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
	температура сетевой воды на входе в потребителя			
8	Расчетная нагрузка на отопление	Гкал/ч	Д	
9	Расчетная нагрузка на вентиляцию	Гкал/ч	Д	
10	Расчетная средняя нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Д	
11	Расчетная максимальная нагрузка на ГВС	Гкал/ч	Д	
12	Число жителей	-	Д	
13	Коэффициент изменения нагрузки отопления	-	Д	
14	Коэффициент изменения нагрузки вентиляции	-	Д	
15	Коэффициент изменения нагрузки ГВС	-	Д	
16	Балансовый коэффициент закрытой ГВС	-	Д	
17	Признак наличия регулятора на отопление	-	Д	Задается цифрой от 0 до 3.0- регулятора на систему отопления нет;1- установлен регулятор расхода;2- установлен регулятор отопления.3- установлен регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе
18	Признак наличия регулирующего	-	Д	Задается цифрой от 0 до 1. 0 - нет регулирующего клапана на систему вентиляции;1 - есть

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
	клапана на СВ			регулирующий клапан на систему вентиляции
19	Признак наличия регулятора температуры	-	Д	Задается цифрой от 1 до 5, где: 1 - регулятор температуры на систему горячего водоснабжения есть; 2 - весь водоразбор на ГВС осуществляется из подающего трубопровода; 3 - весь водоразбор на ГВС осуществляется из обратного трубопровода; 4 - весь водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется из подающего трубопровода, расход воды на ГВС определяется на точку излома температурного графика по средней нагрузке Qgv_sred; 5 - весь водоразбор на горячее водоснабжение осуществляется из подающего трубопровода, расход воды на ГВС определяется на точку излома температурного графика по максимальной нагрузке Qgv_max
20	Расчетная температура воды на выходе из СО	°С	Д	
21	Расчетная температура воды на входе в СО	°С	Д	
22	Расчетная температура внутреннего воздуха для СО	°С	Д	
23	Расчетный располагаемый напор в СО	м	Д	
24	Расчетная температура внутреннего воздуха для СВ	°С	Д	
25	Расчетная температура наружного воздуха для СВ	°С	Д	
26	Расчетный располагаемый напор в СВ	м	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
27	Доля циркуляции от расхода на ГВС	%	Д	
28	Потери напора в системе ГВС	м	Д	
29	Температура воды в циркуляционном контуре	°С	Д	
30	Температура холодной воды для закрытой ГВС	°С	Д	
31	Температура горячей воды для закрытой ГВС	°С	Д	
32	Количество секций ТО на СО	шт.	Д	
33	Потери напора в одной секции ТО на СО	м	Д	
34	Количество параллельных групп ТО на СО	шт.	Д	
35	Расчетная температура сетевой воды на выходе из ТО	°С	Д	
36	Расчетная температура сетевой воды на выходе из потреб.	°С	Д	
37	Температура воды на выходе из 2 контура ТО	°С	Д	
38	Рекомендуемый номер элеватора	-	Р	Рекомендуемый номер элеватора определяется в результате наладочного расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
39	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора	мм	Р	Рекомендуемый диаметр сопла элеватора определяется в результате наладочного расчета
40	Расчетный коэффициент смешения	-	Р	Значение расчетного коэффициента смешения определяется в результате наладочного расчета
41	Фактический коэффициент смешения	-	Р	Значение фактического коэффициента смешения определяется в результате расчета
42	Номер установленного элеватора	-	Р	Задается номер фактически установленного элеватора
43	Диаметр установленного сопла элеватора	мм	Д	
44	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Значение температуры сетевой воды в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
45	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение температуры сетевой воды в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
46	Расход сетевой воды на СО	т/ч	Р	Расход сетевой воды на систему отопления определяется в результате расчета
47	Относительный расход воды на СО	-	Р	Относительный расход воды на систему отопления определяется в результате расчета
48	Относительное количество теплоты на СО	-	Р	В результате расчета определяется относительная нагрузка на систему отопления (отношение текущей нагрузки к расчетной)
49	Температура воды на входе в СО	°С	Р	Температура воды на входе в систему отопления определяется в результате расчета
50	Температура воды на выходе из СО	°С	Р	Температура воды на выходе из системы отопления определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
51	Температура внутреннего воздуха СО	°С	Р	Значение температуры внутреннего воздуха определяется в результате расчета
52	Диаметр шайбы на подающем трубопроводе перед СО	мм	Р	Значение диаметра шайбы на подающем трубопроводе перед системой отопления определяется в результате наладочного расчета
53	Количество шайб на подающем трубопроводе перед СО	шт.	Р	Количество шайб на подающем трубопроводе перед системой отопления определяется в результате наладочного расчета
54	Диаметр шайбы на обратном трубопроводе после СО	мм	Р	Значение диаметра шайбы на обратном трубопроводе после системы отопления определяется в результате наладочного расчета
55	Количество шайб на обратном трубопроводе после СО	шт.	Р	Количество шайб на обратном трубопроводе после системы отопления определяется в результате наладочного расчета
56	Потери напора на шайбе подающего трубопровода перед СО	м	Р	Значение потерь напора на шайбе, установленной перед СО (подающий трубопровод) определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
57	Потери напора на шайбе обратного трубопровода после СО	м	Р	Значение потерь напора на шайбе, установленной после СО (обратный трубопровод) определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
58	Потери напора на сопле, м	м	Р	Значение потерь напора на сопле элеватора определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
59	Диаметр шайбы на вводе на подающем трубопроводе	мм	Р	Значение диаметра шайбы на вводе на подающем трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
60	Количество шайб на вводе на подающем	шт.	Р	Количество шайб на вводе на подающем трубопроводе определяется в результате наладочного расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
	трубопроводе			
61	Диаметр шайбы на вводе на обратном трубопроводе	мм	Р	Значение диаметра шайбы на вводе на обратном трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
62	Количество шайб на вводе на обратном трубопроводе	шт.	Р	Количество шайб на вводе на обратном трубопроводе определяется в результате наладочного расчета
63	Расход сетевой воды на СВ	т/ч	Р	Расход сетевой воды на систему вентиляции определяется в результате расчета
64	Относительный расход воды на СВ	т/ч	Р	Относительный расход воды на систему вентиляции определяется в результате расчета
65	Температура воды после системы вентиляции	°С	Р	Температура воды после системы вентиляции определяется в результате расчета
66	Температура внутреннего воздуха СВ	°С	Р	Температура внутреннего воздуха в системе вентиляции определяется в результате расчета
67	Диаметр шайбы на систему вентиляции	мм	Р	Значение диаметра шайбы на систему вентиляции определяется в результате наладочного расчета
68	Количество шайб на систему вентиляции	шт.	Р	Количество шайб на систему вентиляции определяется в результате наладочного расчета
69	Расход сетевой воды на ГВС	т/ч	Р	Расход сетевой воды на ГВС определяется в результате расчета
70	Расход сетевой воды в циркуляционном трубопроводе	т/ч	Р	Расход сетевой воды в циркуляционном трубопроводе определяется в результате расчета
71	Диаметр шайбы в циркуляционной линии ГВС	мм	Р	Диаметр шайбы на вводе ГВС определяется в результате наладочного расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
72	Количество шайб в циркуляционной линии ГВС	шт.	Р	Количество шайб на вводе ГВС определяется в результате наладочного расчета
73	Диаметр циркуляционной шайбы на ГВС	мм	Р	Диаметр циркуляционной шайбы на ГВС определяется в результате наладочного расчета
74	Количество циркуляционных шайб на ГВС	шт.	Р	Количество циркуляционных шайб на ГВС определяется в результате наладочного расчета
75	Диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе перед СО	мм	Д	
76	Количество установленных шайб на подающем трубопроводе перед СО	шт.	Д	
77	Диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе после СО	мм	Д	
78	Количество установленных шайб на обратном трубопроводе после СО	шт.	Д	
79	Диаметр установленной шайбы на систему вентиляции	мм	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
80	Количество установленных шайб на систему вентиляции	шт.	Д	
81	Диаметр установленной циркуляционной шайбы на ГВС	мм	Д	
82	Количество установленных циркуляционных шайб на ГВС	Шт.	Д	
83	Диаметр установленной шайбы в циркуляционной линии ГВС	мм	Д	
84	Количество установленных шайб в циркуляционной линии ГВС	шт.	Д	
85	Количество секций ТО на ГВС I ступень	шт.	Д	
86	Количество параллельных групп ТО на ГВС I ступ.	шт.	Д	
87	Потери напора в одной секции I ступени	м	Д	
88	Исп. температура на входе 1 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура.
89	Исп. температура на выходе 1 контура I ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура.

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
90	Исп. температура на входе 2 контура I ступени	°C	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура.
91	Исп. температура на выходе 2 контура I ступени	°C	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура.
92	Исп. тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Д	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата.
93	Расход 1 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход сетевой воды, затек. в первую ступень ТО ГВС определяется в результате расчета
94	Расход 2 контура I ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход горячей воды во втором контуре, определяется в результате расчета
95	Тепловая нагрузка I ступени	Гкал/ч, МВт	Р	Тепловая нагрузка I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
96	Температура на входе 1 контура I ступени	°C	Р	Температура на входе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
97	Температура на выходе 1 контура I ступени	°C	Р	Температура на выходе 1 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
98	Температура на входе 2 контура I ступени	°C	Р	Температура на входе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
99	Температура на выходе 2 контура I ступени	°C	Р	Температура на выходе 2 контура I ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
100	Количество секций ТО на ГВС II ступень	шт.	Д	
101	Количество параллельных групп ТО на ГВС II ступ.	шт.	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
102	Потери напора в одной секции II ступени	м	Д	
103	Исп. температура на входе 1 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на входе первого контура II ступени
104	Исп. температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура теплоносителя на выходе первого контура II ступени
105	Исп. температура на входе 2 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на входе второго контура II ступени
106	Исп. температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Д	При наличии результатов замеров, задается испытательная температура горячей воды на выходе второго контура II ступени
107	Исп. тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Д	При наличии результатов замеров задается тепловая нагрузка первой степени теплообменного аппарата.
108	Температура на входе 1 контура II ступени	°С	Р	Температура на входе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
109	Температура на выходе 1 контура II ступени	°С	Р	Температура на выходе 1 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
110	Температура на входе 2 контура II ступени	°С	Р	Температура на входе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
111	Температура на выходе 2 контура II ступени	°С	Р	Температура на выходе 2 контура II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
112	Расход 1 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход сетевой воды, во второй ступени ТО ГВС определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
113	Расход 2 контура II ступени ТО ГВС	т/ч	Р	Расход горячей воды во втором контуре II ступени, определяется в результате расчета
114	Тепловая нагрузка II ступени	Гкал/ч, МВт	Р	Тепловая нагрузка II ступени ТО на ГВС, определяется в результате расчета
115	Расход сетевой воды на СО после наладки	т/ч	Р	В результате расчета определяется расход сетевой воды на систему отопления после наладки
116	Напор на регуляторе давления СО	м	Р	В результате расчета определяется необходимый располагаемый напор для системы отопления
117	Коэффициент пропускной способности РД СО	-	Д	
118	Суммарный расход сетевой воды	т/ч	Р	В результате расчетов определяется суммарный расход сетевой воды
119	Располагаемый напор на вводе потребителя	м	Р	Значение располагаемого напора на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
120	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Значение напора в подающем трубопроводе на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
121	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Значение напора в обратном трубопроводе на вводе потребителя определяется в результате наладочного и поверочного расчетов
122	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Давление в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
123	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Давление в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
124	Утечка из системы теплопотреблени	т/ч	Р	Утечка из системы теплопотребления определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
	я			
125	Потери тепла от утечки	Ккал	Р	Потери тепла от утечки определяется в результате расчета
126	Время прохождения воды от источника	мин	Р	В результате расчетов определяется время прохождения воды от источника до потребителя
127	Путь, пройденный от источника	м	Р	В результате расчетов определяется путь, пройденный от источника до потребителя
128	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
129	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
130	Расчетный расход на СО (конструкторский)	т/ч	Д	Задается расчетный расход воды на систему отопления для выполнения конструкторского расчета
131	Расчетный расход на СВ (конструкторский)	т/ч	Д	Задается расчетный расход воды на систему вентиляции для выполнения конструкторского расчета
132	Расчетный расход на ГВС (конструкторский)	т/ч	Д	Задается расчетный расход воды на систему ГВС для выполнения конструкторского расчета
133	Располагаемый напор на вводе (конструкторский)	м	Д	Задается располагаемый напор для выполнения конструкторского расчета

Табл. 2.4. Паспортизация объекта обобщенный потребитель тепловой сети

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование узла	-	Д	Задается пользователем, например, ул. Федосеенко, д.14

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
2	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например, 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника, от которого подключен данный потребитель
3	Геодезическая отметка, м	м	Д	Задается геодезическая отметка поверхности земли, на которой находится данный узел ввода
4	Способ задания нагрузки	-	Д	Указывается способ задания нагрузки: 0 - задается расходом; 1 - задается сопротивлением
5	Циркулирующий расход	т/ч	Д	Задается величина циркулирующего расхода необходимого для данного потребителя. Данное значение необходимо указывать только в том случае, если Способ задания нагрузки установлен и задается расходом
6	Коэффициент изменения циркулирующего расхода	-	Д	Задается пользователем в случае необходимости увеличения циркуляционного расхода по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение будет увеличено соответственно на 10 или 20%
7	Расход на открытый водоразбор	т/ч	Д	Задается величина расхода на открытый водоразбор
8	Коэффициент изменения расхода на водоразбор	-	Д	Задается пользователем в случае необходимости увеличения расхода на открытый водоразбор по сравнению с расчетным значением, например, 1.1, 1.2 и т.д. В этом случае расчетное значение будет увеличено соответственно на 10 или 20%
9	Доля водоразбора из подающего трубопровода	-	Д	Указывается доля открытого водоразбора из подающего трубопровода, например, 0.4 - 40% водоразбора из подающего трубопровода
10	Расчетное обобщенное сопротивление	м/(т/ч) *2	Д	Указывается величина предварительно рассчитанного обобщенного сопротивления. Данное значение необходимо указывать только в том случае, если Способ задания нагрузки установлен и задается сопротивлением

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
11	Требуемый напор	м	Д	Задается требуемый располагаемый напор на обобщенном потребителе, например, 10, 15, 20 и т.д. метров
12	Минимальный статический напор	м	Д	Задается минимальный статический напор на обобщенном потребителе, например, 10, 15, 20 и т.д. метров
13	Располагаемый напор	м	Р	Значение располагаемого напора определяется в результате расчета
14	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Значение напора в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
15	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Значение напора в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
16	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Значение давления в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
17	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Значение давления в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
18	Время прохождения воды от источника	мин	Р	Значение определяется в результате расчета
19	Путь, пройденный от источника	м	Р	Значение определяется в результате расчета
20	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
21	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
22	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Значение температуры воды в подающем трубопроводе определяется в результате расчета
23	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение температуры воды в обратном трубопроводе определяется в результате расчета
24	Обобщенное сопротивление	м/(т/ч) *2	Р	Значение определяется в результате расчета
25	Расход воды на открытый	т/ч	Р	Значение определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
	водоразбор			
26	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Значение определяется в результате расчета
27	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Р	Значение определяется в результате расчета
28	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

Табл. 2.5. Паспортизация объекта узел тепловой сети

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование узла	-	Д	
2	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например, 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника, от которого запитывается данный узел тепловой сети
3	Геодезическая отметка	м	Д	
4	Слив из подающего трубопровода	т/ч	Д	
5	Слив из обратного трубопровода	т/ч	Д	
6	Располагаемый напор	м	Р	Значение располагаемого напора в узле определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
7	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Значение напора в подающем трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
8	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Значение напора в обратном трубопроводе определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
9	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Значение температуры в подающем трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
10	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Значение температуры в обратном трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
11	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Значение давления в подающем трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
12	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Значение давления в обратном трубопроводе тепловой сети определяется в результате выполнения наладочного или поверочного расчета
13	Время прохождения воды от источника	мин	Р	В результате расчетов определяется время прохождения воды от источника до узла
14	Путь, пройденный от источника	м	Р	В результате расчетов определяется путь, пройденный от источника до узла
15	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
16	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
17	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

Табл. 2.6. Паспортизация объекта насосная станция

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование насосной станции	-	Д	
2	Номер источника	-	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
3	Геодезическая отметка	м	Д	
4	Марка насоса на подающем трубопроводе	-	Д	Пользователем указывается марка насоса, установленного на подающем трубопроводе.
5	Число насосов на подающем трубопроводе	шт.	Д	
6	Марка насоса на обратном трубопроводе	-	Д	Пользователем указывается марка насоса, установленного на обратном трубопроводе.
7	Число насосов на обратном трубопроводе	шт.	Д	
8	Напор насоса на подающем трубопроводе	м	Д	
9	Напор насоса на обратном трубопроводе	м	Д	
10	Напор на входе в насосную в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
11	Напор на входе в насосную в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
12	Напор на выходе из насосной в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
13	Напор на выходе из насосной в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
14	Расход воды в подающем трубопроводе	т/ч	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
15	Расход воды в обратном трубопроводе	т/ч	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
16	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
17	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
18	Давление в подающем трубопроводе перед узлом	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
19	Давление в подающем трубопроводе после узла	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
20	Давление в обратном трубопроводе перед узлом	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
21	Давление в обратном трубопроводе после узла	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
22	Время прохождения воды от источника	мин	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
23	Путь, пройденный от источника	м	Р	Определяется в результате выполнения наладочной или поверочной задачи
24	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
25	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
26	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

Табл. 2.7. Паспортизация объекта запорная арматура

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
1	Наименование арматуры	-	Д	
2	Номер источника	-	Р	После выполнения расчетов в данном поле записывается цифра, например, 1, 2, 3, и т.д. соответствующая номеру источника, от которого запитывается данный объект
3	Наименование источника	-	Д	
4	Геодезическая отметка	м	Д	
5	Марка задвижки на подающем трубопроводе	-	Д	Задается пользователем марка установленной запорной арматуры на подающем трубопроводе.
6	Условный диаметр на подающем трубопроводе	м	Д	
7	Степень открытия на подающем трубопроводе	-	Д	Задается пользователем степень открытия арматуры, установленной на подающем трубопроводе.
8	Марка задвижки на обратном трубопроводе	-	Д	Задается пользователем марка установленной запорной арматуры на обратном трубопроводе.
9	Условный диаметр на обратном трубопроводе	м	Д	
10	Степень открытия на обратном трубопроводе	-	Д	Задается пользователем степень открытия арматуры на обратном трубопроводе.
11	Место установки	-	Д	
12	Тип трубопровода	-	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
13	Располагаемый напор	м	Р	Определяется в результате расчета
14	Располагаемый напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета
15	Напор в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
16	Напор после узла в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
17	Напор в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
18	Напор после узла в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
19	Температура воды в подающем трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате расчета
20	Температура воды в обратном трубопроводе	°С	Р	Определяется в результате расчета
21	Тип арматуры	-	Д	
22	Марка арматуры	-	Д	
23	Условный диаметр	мм	Д	
24	Условное давление	кгс/см^2	Д	
25	Дата изготовления	-	Д	
26	Дата установки	-	Д	
27	Материал	-	Д	
28	Конструкция затвора	-	Д	
29	Завод изготовитель	-	Д	
30	Шифр арматуры	-	Д	
31	Коэффициент местного сопротивления	-	Д	

№	Пользовательское наименование поля	Единица измерения	Тип данных	Информация, записываемая в поле
32	Пропускная способность	т/ч	Д	
33	Тип привода	-	Д	
34	Марка привода	-	Д	
35	Дата последнего ремонта	-	Д	
36	Вид ремонта	-	Д	
37	Примечание	-	Д	
38	Давление в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
39	Давление после узла в подающем трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
39	Давление в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
41	Давление после узла в обратном трубопроводе	м	Р	Определяется в результате расчета
40	Время прохождения воды от источника	мин	Р	Определяется в результате расчета
41	Путь, пройденный от источника	м	Р	Определяется в результате расчета
42	Давление вскипания	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
43	Статический напор	м	Р	Значение данной величины определяется в результате расчета
44	Статический напор на выходе	м	Р	Определяется в результате расчета

Представленное наполнение паспорта объекта тепловой сети является базовым, при необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

На Рис. 2.1. представлен вариант отображения данных базы паспорта объектов тепловой сети г. Набережные Челны.

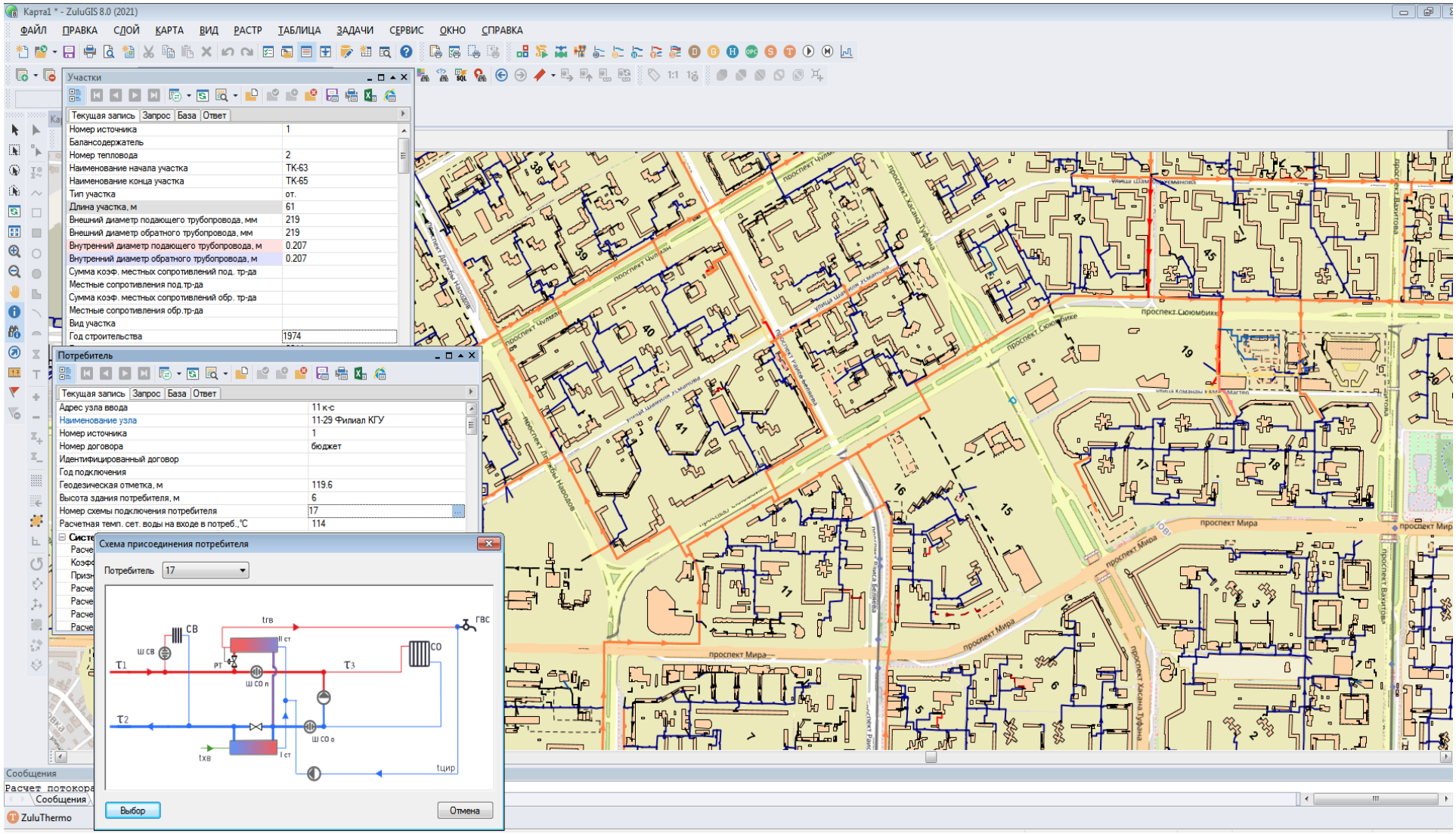


Рис. 2.1. Пример отображения данных базы паспорта объектов тепловой сети г. Набережные Челны

2.2. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети неограниченно), а также двух-, трех-, четырехтрубные или многотрубные систем теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников тепла.

Программа предусматривает выполнение тепло-гидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 46 схемных решения технологического подключения потребителей.

Электронная модель систем теплоснабжения города Набережные Челны разработана II уровня, т.е. до каждого потребителя.

2.3. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений в электронной модели на базе ПРК Zulu Thermo осуществляет модуль коммутационных задач.

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений режимов вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплопотребления. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Анализ переключений определяет какие объекты попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет с последующей возможностью их печати экспорта в формат MS Excel или HTML.

После выбора запорного устройства на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети (Рис. 2.2).

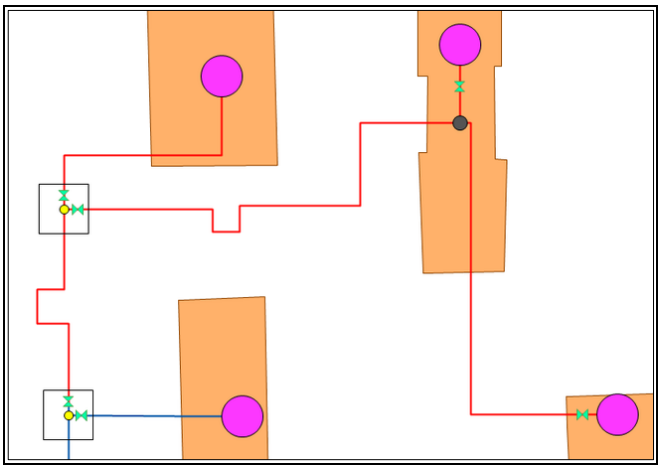


Рис. 2.2. Отображение отключений на карте

Виды переключений:

- включить - режим объекта устанавливается на «Включен»;
- выключить - режим объекта устанавливается на «Выключен»;
- изолировать от источника - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура;
- отключить от источника - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.

2.4. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Электронная модель на базе ПРК Zulu Thermo имеет в своем составе гибкий инструмент групповых изменений, подсчета и сведения балансов характеристик объектов тепловой сети.

Группировка данных в электронной модели возможна по следующим типам:

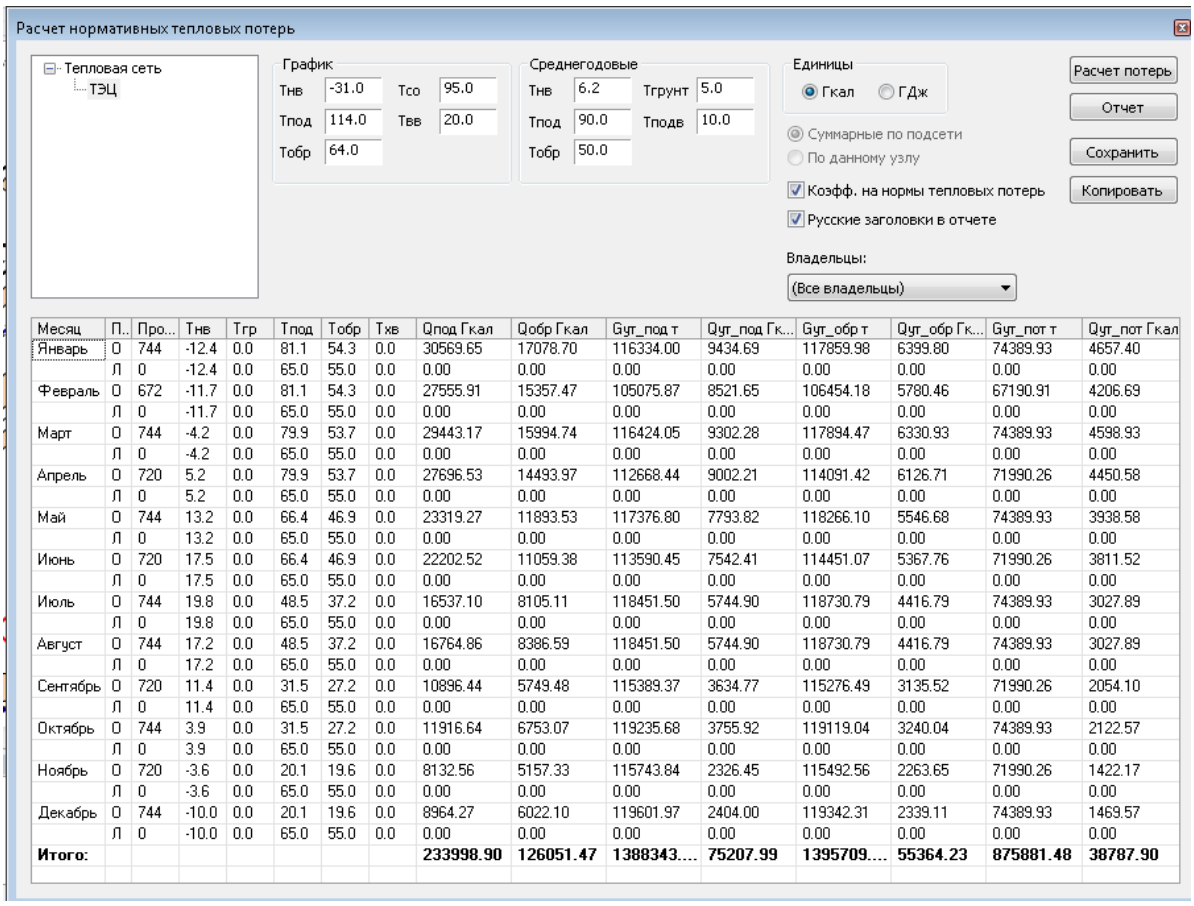
- тепловая сеть суммарно;
- теплосетевые объекты теплотрассы отдельного источника;
- зона действия источника, определенная граничными условиями;
- тип объекта тепловой сети;
- уникальное свойство группы объектов тепловой сети.

Помимо изменения характеристик групп объектов возможно изменение режима работы этих объектов.

Подробно расчет балансов рассмотрен в Главе 1 «Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии» Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения.

2.5. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Электронная модель на базе ПРК Zulu Thermo имеет в своем составе модуль для определения нормативных потерь тепловой энергии через изоляцию трубопроводов. Потери тепловой энергии определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии. Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы потерь тепловой энергии.



Месяц	П..	Про...	Тнв	Тгр	Тпод	Тобр	Тхв	Qпод Гкал	Qобр Гкал	Gут_под т	Qут_под Гк...	Gут_обр т	Qут_обр Гк...	Gут_пот т	Qут_пот Гкал
Январь	О	744	-12.4	0.0	81.1	54.3	0.0	30569.65	17078.70	116334.00	9434.69	117859.98	6399.80	74389.93	4657.40
	Л	0	-12.4	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Февраль	О	672	-11.7	0.0	81.1	54.3	0.0	27555.91	15357.47	105075.87	8521.65	106454.18	5780.46	67190.91	4206.69
	Л	0	-11.7	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Март	О	744	-4.2	0.0	79.9	53.7	0.0	29443.17	15994.74	116424.05	9302.28	117894.47	6330.93	74389.93	4598.93
	Л	0	-4.2	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Апрель	О	720	5.2	0.0	79.9	53.7	0.0	27696.53	14493.97	112668.44	9002.21	114091.42	6126.71	71990.26	4450.58
	Л	0	5.2	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Май	О	744	13.2	0.0	66.4	46.9	0.0	23319.27	11893.53	117376.80	7793.82	118266.10	5546.68	74389.93	3938.58
	Л	0	13.2	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Июнь	О	720	17.5	0.0	66.4	46.9	0.0	22202.52	11059.38	113590.45	7542.41	114451.07	5367.76	71990.26	3811.52
	Л	0	17.5	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Июль	О	744	19.8	0.0	48.5	37.2	0.0	16537.10	8105.11	118451.50	5744.90	118730.79	4416.79	74389.93	3027.89
	Л	0	19.8	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Август	О	744	17.2	0.0	48.5	37.2	0.0	16764.86	8386.59	118451.50	5744.90	118730.79	4416.79	74389.93	3027.89
	Л	0	17.2	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Сентябрь	О	720	11.4	0.0	31.5	27.2	0.0	10896.44	5749.48	115389.37	3634.77	115276.49	3135.52	71990.26	2054.10
	Л	0	11.4	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Октябрь	О	744	3.9	0.0	31.5	27.2	0.0	11916.64	6753.07	119235.68	3755.92	119119.04	3240.04	74389.93	2122.57
	Л	0	3.9	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ноябрь	О	720	-3.6	0.0	20.1	19.6	0.0	8132.56	5157.33	115743.84	2326.45	115492.56	2263.65	71990.26	1422.17
	Л	0	-3.6	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Декабрь	О	744	-10.0	0.0	20.1	19.6	0.0	8964.27	6022.10	119601.97	2404.00	119342.31	2339.11	74389.93	1469.57
	Л	0	-10.0	0.0	65.0	55.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Итого:								**233998.90**	**126051.47**	**1388343....**	**75207.99**	**1395709....**	**55364.23**	**875881.48**	**38787.90**

Рис. 2.3. Результаты выполненных расчетов

2.6. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Электронная модель позволяет выполнить расчеты показателей надежности теплоснабжения. Цель расчетов - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений.

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Подробно расчет надежности теплоснабжения рассмотрен в Главе 11 «Оценка надежности теплоснабжения».

2.7. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Как указывалось, выше электронная модель на базе ПРК Zulu Thermo имеет в своем составе гибкий инструмент групповых изменений характеристик объектов тепловой сети.

Изменение характеристик объектов тепловой сети может производиться по желанию пользователя по виду группировки:

- тепловая сеть суммарно;
- теплосетевые объекты теплотрассы отдельного источника;
- зона действия источника, определенная граничными условиями;
- тип объекта тепловой сети;
- уникальное свойство группы объектов тепловой сети.

Помимо изменения характеристик групп объектов возможно изменение режима работы этих объектов.

Данный инструмент применим для различных целей и задач гидравлического моделирования, однако его основное предназначение – калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных в силу происходящих во времени изменений - коррозии и отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Очевидно, что эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах сети в целом это приводит к весьма значительным расхождениям результатов гидравлического расчета по "проектным" значениям с реальным гидравлическим режимом, наблюдаемым в эксплуатируемой тепловой сети. С другой стороны, измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов, что вряд ли реализуемо. Поэтому эти значения можно лишь косвенным образом оценить на основании сравнения реального (наблюдаемого) гидравлического режима с результатами расчетов на гидравлической модели, и внести в расчетную модель соответствующие поправки. В этом, в первом приближении, и состоит процесс калибровки.

Как пример, для предварительного моделирования фактического режима с помощью вышеописанного инструмента можно изменить характеристику трубопроводов тепловой сети в части таких параметров как – зарастание и эквивалентная шероховатость. Так как за время эксплуатации значения этих характеристик изменились относительно проектных, можно изменить эти показатели относительно такого условия как год прокладки тепловой сети. Инструмент позволяет выделить в группу участки с совпадающим годом прокладки или промежутком лет прокладки и изменить характеристики только этой группы объектов.

Табличные и графические аналитические инструменты

Электронная модель имеет в своем составе дополнительные средства для анализа состояния гидравлического режима и помощи при его отладке, а также калибровки фактического состояния гидравлики тепловой сети. К этим средствам относится:

- "гидравлическая" раскраска сети: разными цветами выделяются включенные, отключенные и тупиковые участки тепловых сетей;
- специальные раскраски тепловой сети по значениям различных характеристик гидравлического режима (по скорости, по зонам давлений в подающей или обратной магистрали, по удельным потерям напора на участках и т.п.);
- графические выделения (выделения цветом или иным способом узлов и/или участков тепловой сети по некоторому критерию), например, потребители с превышением давления в обратной магистрали, тепловые камеры с "прижатыми" задвижками, узлы с располагаемым напором ниже заданного, участки с превышением заданной скорости потока, и т.п.

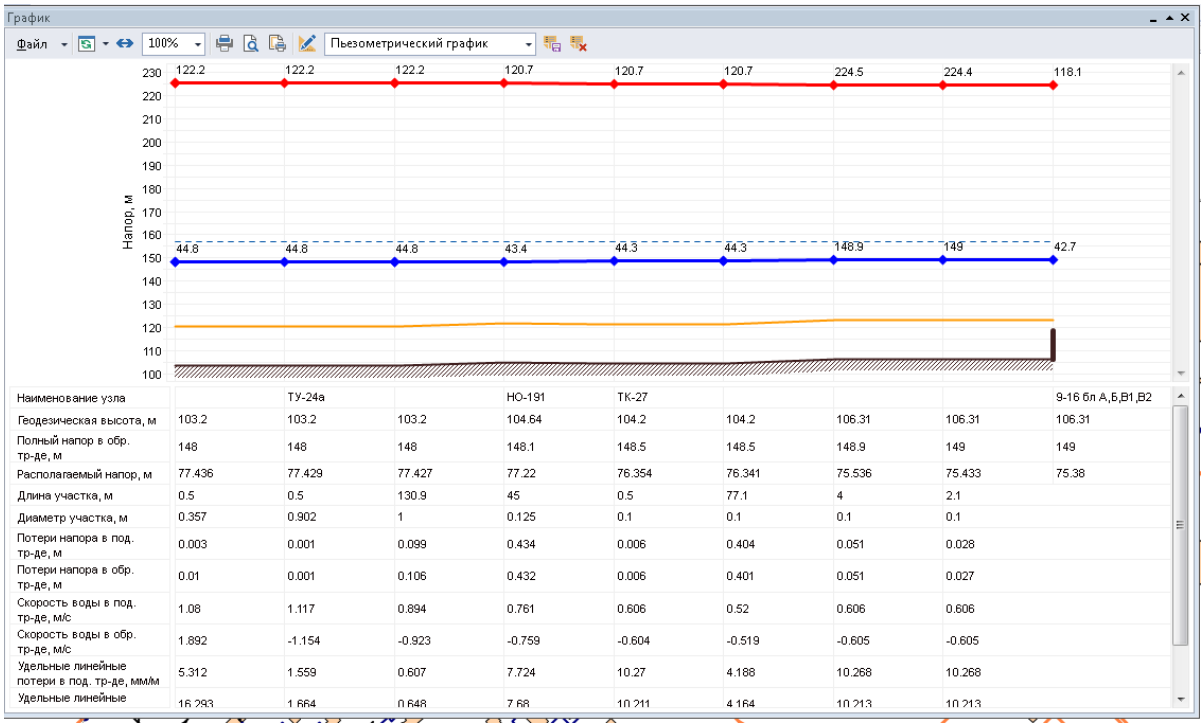
- расстановка на схеме тепловой сети значков-стрелок, указывающих направление движения теплоносителя по подающей или обратной магистрали;
- подпись на схеме тепловой сети значений расходов по участкам и давлений в узлах сети;
- произвольные табличные аналитические документы, построенные по исходным данным и результатам гидравлического расчета тепловых сетей;
- гидравлические справки по отдельным узлам, участкам, источникам, насосным станциям и потребителям тепловой сети;
- произвольные запросы и выборки из базы данных, содержащие любые описанные функции от параметров режима, полученных в результате гидравлического расчета.

Набор раскрасок, графических выделений и аналитических документов ничем не органичен, кроме потребностей пользователя и соблюдения общего принципа: группировать, фильтровать и анализировать можно только те данные, которые в явном виде присутствуют в базе данных проекта, либо вычислимы из последних.

2.8. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Электронная модель позволяет построить пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей. Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Настройка графика задается пользователем, при этом на экран может выводиться:

- линия давления в подающем трубопроводе;
- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;
- линия потерь напора на шайбе;
- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора.



Наименование узла		ТУ-24а		НО-191	ТК-27				9-16 бл А,Б,В1,В2
Геодезическая высота, м	103.2	103.2	103.2	104.64	104.2	104.2	106.31	106.31	106.31
Полный напор в обр. тр-де, м	148	148	148	148.1	148.5	148.5	148.9	149	149
Располагаемый напор, м	77.436	77.429	77.427	77.22	76.354	76.341	75.536	75.433	75.38
Длина участка, м	0.5	0.5	130.9	45	0.5	77.1	4	2.1	
Диаметр участка, м	0.357	0.902	1	0.125	0.1	0.1	0.1	0.1	
Потери напора в под. тр-де, м	0.003	0.001	0.099	0.434	0.006	0.404	0.051	0.028	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.01	0.001	0.106	0.432	0.006	0.401	0.051	0.027	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	1.08	1.117	0.894	0.761	0.606	0.52	0.606	0.606	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	1.892	-1.154	-0.923	-0.759	-0.604	-0.519	-0.605	-0.605	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	5.312	1.559	0.607	7.724	10.27	4.188	10.268	10.268	
Удельные линейные	16.293	1.664	0.648	7.68	10.211	4.164	10.213	10.213	

Рис. 2.4. Пример пьезометрического графика

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

2.9. Калибровка электронной модели систем теплоснабжения

Описание процесса калибровки

Калибровка модели - процесс идентификации и тонкой настройки наборов исходных данных таким образом, чтобы обеспечить максимальное приближение результатов гидравлического расчета к фактическим параметрам в определенных реперных узлах систем теплоснабжения. Для организации процесса калибровки электронной модели выбираются реперные узлы в каждой из систем теплоснабжения, такие как: выводной коллектор на источнике, тепловые камеры, насосные станции, центральные (далее по тексту ЦТП) и индивидуальные (далее по тесту ИТП) тепловые пункты, по которым имеются фактические данные по расходам теплоносителя и располагаемым напорам за период, когда расходы теплоносителя были максимально приближены к номинальным.

Для калибровки созданной модели используют большой набор встроенного инструментария.

Одним из незаменимых инструментов при калибровке гидравлической модели тепловой сети является пьезометрический график, поскольку графическая интерпретация гидравлического режима позволяет одновременно качественно и количественно оценить поправки, которые необходимо внести в расчетную модель, чтобы она наиболее адекватно повторяла "гидравлическое поведение" реальной тепловой сети в эксплуатации.

Также для выполнения калибровки используют сгенерированные отчеты и справки об объектах из созданной базы данных, а также графическое представление параметров теплоносителя:

- результаты гидравлического расчета по участкам вдоль пути (данный отчет, представленный в табличном виде, позволяет выполнить анализ гидравлического расчета систем теплоснабжения вдоль выделенного пути);
- расчетные параметры участков тепловых сетей (по источнику) (данный отчет, представленный в табличном виде, позволяет выполнить анализ гидравлического расчета всей систем теплоснабжения от определенного источника);
- участки ТС с перекрещивающимся пьезометром (данный отчет позволяет определить участки с недопустимым располагаемым напором);
- потребители с недостаточным располагаемым напором (данный отчет позволяет определить потребителей с недопустимым располагаемым напором);
- справка о потребителе (нагрузки, дроссельные устройства);
- гидравлическая справка о потребителе (данный отчет позволяет проанализировать гидравлические параметры по конкретному потребителю);
- специальные раскраски тепловой сети по значениям различных характеристик гидравлического режима (данные режимы позволяют анализировать всю систему теплоснабжения по следующим параметрам: скорости, давлениям в подающей или обратной магистралях, удельным потерям напора на участках и т.п.);
- графические выделения (выделения цветом или иным способом узлов и/или участков тепловой сети по некоторому критерию, например, потребители с превышением давления в обратной магистрали, тепловые камеры с "прижатыми" задвижками, узлы с располагаемым напором ниже заданного, участки с превышением заданной скорости потока, и т.п.);
- расстановка на схеме тепловой сети значков-стрелок, указывающих направление движения теплоносителя по подающей или обратной магистралям (данный режим позволяет анализировать движение теплоносителя по подающей или обратной магистралям).

3. Электронная модель существующих систем теплоснабжения г. Набережные Челны

3.1. Результаты калибровочных расчетов

Для контроля соответствия режима, построенного в электронной модели, с фактическим режимом теплоснабжения использовались такие критерии, как:

- значение расхода на источнике, т/ч;
- давление в контрольных точках, м.вод.ст.;
- отсутствие предупреждений о нарушении режима при проведении расчета в электронной модели.

В Табл. 3.1. представлены данные калибровки режимов работы Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 3.1. Данные калибровки режимов работы источника тепловой энергии

Источник тепловой энергии, магистральный вывод	**Параметры гидравлических режимов работы**								**Погрешность между расходом, полученным в эл. модели, и фактическим расходом теплоносителя в трубопроводе (%)**
	по данным фактического режима работы в отопительный период 2024/2025 гг.				**по результатам выполненной калибровки электронной модели систем теплоснабжения**				
	Давление в подающем трубопроводе, м вод. ст.	**Давление в обратном трубопроводе, м вод. ст.**	**Расход теплоносителя в подающем трубопроводе, м^3/ч**	**Расход теплоносителя в обратном трубопроводе, м^3/ч**	**Давление в подающем трубопроводе, м вод. ст.**	**Давление в обратном трубопроводе, м вод. ст.**	**Расход теплоносителя в подающем трубопроводе, м^3/ч**	**Расход теплоносителя в обратном трубопроводе, м^3/ч**	
НЧТЭЦ	120	20	19000	18500	120	20	18860,8	18501,2	-0,7/0
Тепловод 100	120	20	-	-	120	20	5312,8	4935,4	-
Тепловод 200	120	20	-	-	120	20	8700,8	8604,3	-
Тепловод 300	120	20	-	-	120	20	4841,3	4965,5	-
ПНС-5	-	32	-	тв 100-4600 тв 200-9200	-	32	-	13 544	-/-1,8
ПНС-6	-	32	-	4800	-	32	-	4970	-/3,5
ПНС-9	-	28	-	5600	-	22	-	5529	-/-1,2
ПНС-3	61	18	-	300	94	19	-	286	-/1,5
КЦ БСИ	60	20	3000	2800	60	20	2950	2897,759	1,6/3,4

Как видно из таблицы 3.1, калибровка была проведена корректно относительно фактических значений и погрешность после калибровки составляет менее 5%, что соответствует требованиям методических указаний, утвержденных приказом Минэнерго № 212 от 5 марта 2019 года «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплос набжения».

3.2. Результаты гидравлических расчетов по состоянию 2024 года существующей схемы теплоснабжения филиалом АО «Татэнерго» -НЧТС

Результаты существующих гидравлических режимов работы тепломагистралей представлены ниже.

Расчет гидравлического режима при температуре наружного воздуха -31 °С:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1007.926, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	694.874, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	74.038, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	145.513, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.040, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	41.87419, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.14291, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.53510, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.03822, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.86998, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18860.828, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18501.211, т/ч
Суммарный расход на подпитку	359.617, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	14965.042, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1551.874, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2174.347, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.21177, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	154.93610, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	49.46894, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	61.640,°С

Расчет гидравлического режима при температуре наружного воздуха +8 °С (летний режим для ГВС):

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	194.358, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	143.767, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	22.26915, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	10.27814, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	10.11551, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	5.35714, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	1.97866, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	5136.123, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	4770.053, т/ч
Суммарный расход на подпитку	366.070, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	1.074, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4960.670, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	153.76841, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	148.05356, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	54.00980, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	120.000, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	100.000, м
Температура в подающем трубопроводе	75.000, °С

Температура в обратном трубопроводе	39.627, °С

3.3. Результаты гидравлических расчетов по состоянию 2024 года существующей схемы теплоснабжения ПАО «КАМАЗ»

Результаты существующих гидравлических режимов работы тепломагистралей представлены ниже.

Источник ID=46869 ТЭЦ-ПАО «КАМАЗ»:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	340.752, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	144.737, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	167.931, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	11.39854, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	9.10769, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	3.98530, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	2.18590, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	1.40637, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	6462.979, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	6363.950, т/ч
Суммарный расход на подпитку	99.029, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	3031.469, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	3393.888, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	37.71873, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	37.71873, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	23.59167, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	39.999, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	19.999, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	62.152,°С

Расчет гидравлического режима при температуре наружного воздуха +8 °С (летний режим для ГВС):

Источник ID=46869 ТЭЦ-ПАО «КАМАЗ»:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	0.590, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.43004, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.02692, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.13108, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00197, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	5.413, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	-5.413, т/ч
Суммарный расход на подпитку	10.826, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	5.41290, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	5.41290, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	40.000, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	20.000, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	5.000,°С

На Рис. 3.1 представлена схема тепловых сетей г. Набережные Челны.

Пути и пьезометрические графики до наиболее удаленных потребителей различных районов г. Набережные Челны представлены ниже на Рис. 3.2-3.5.

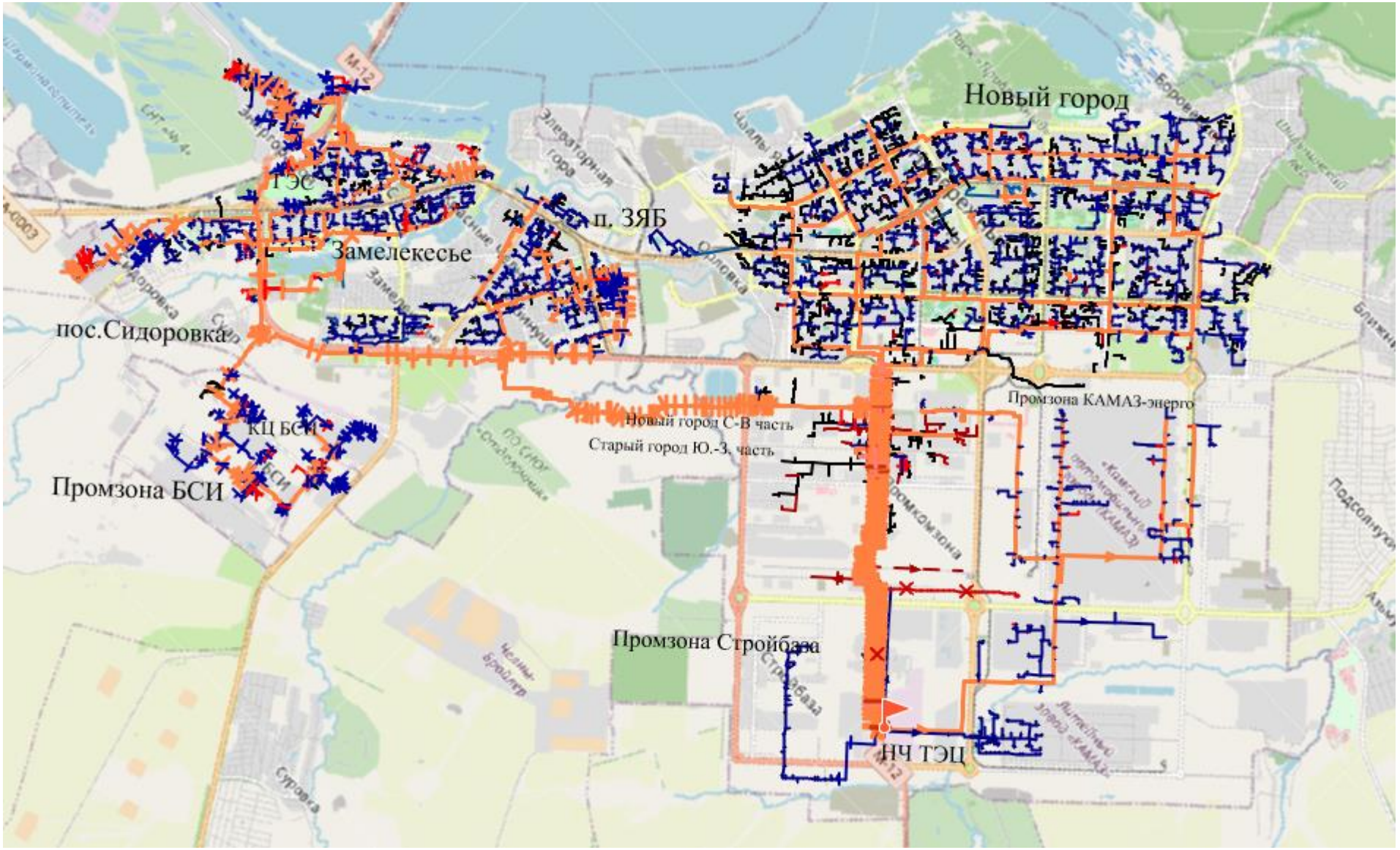


Рис. 3.1. Схема тепловых сетей г. Набережные Челны

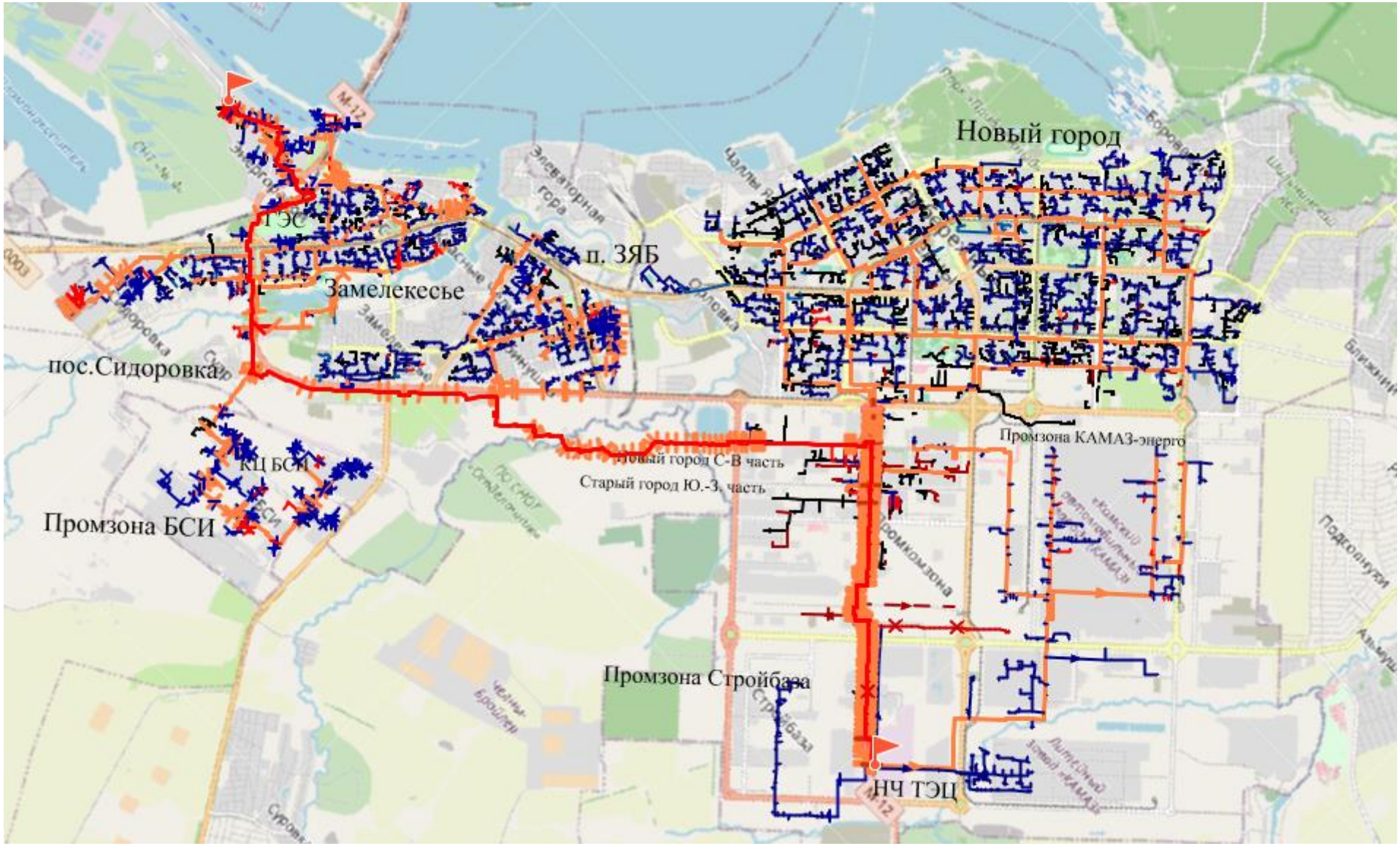

Новый город
ТЭС
п. ЗЯБ
Замелекесье
пос.Сидоровка
КЦ БСИ
Промзона БСИ
Промзона КАМАЗ-энерго
Новый город С-В часть
Старый город Ю.-З. часть
Промзона Стройбаза
НЧ ТЭЦ

Рис.3.2. Путь от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

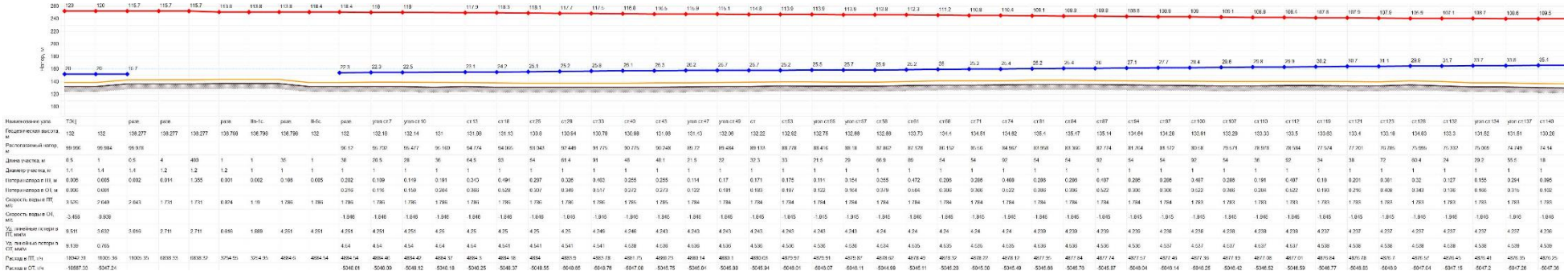


Рис.3.3. Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

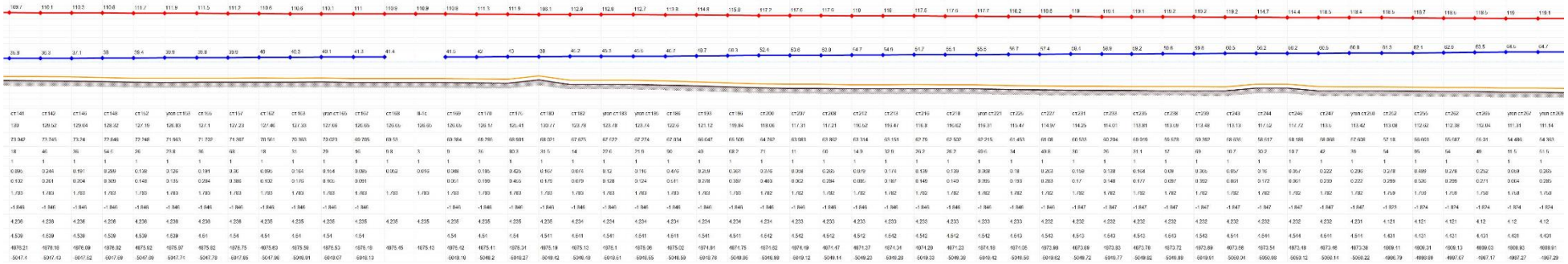


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду



Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

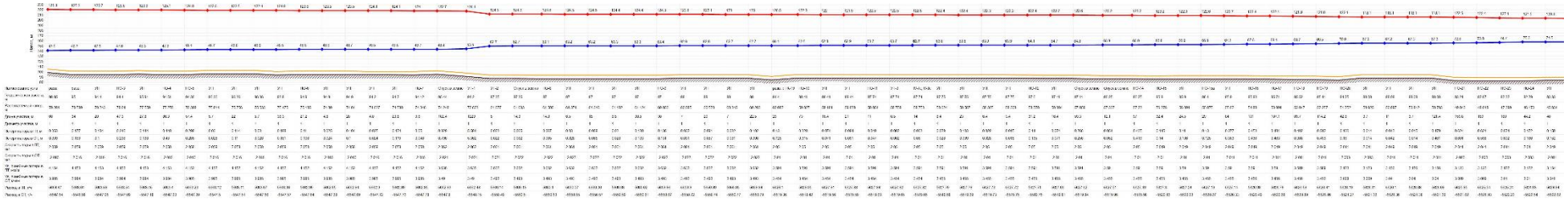


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

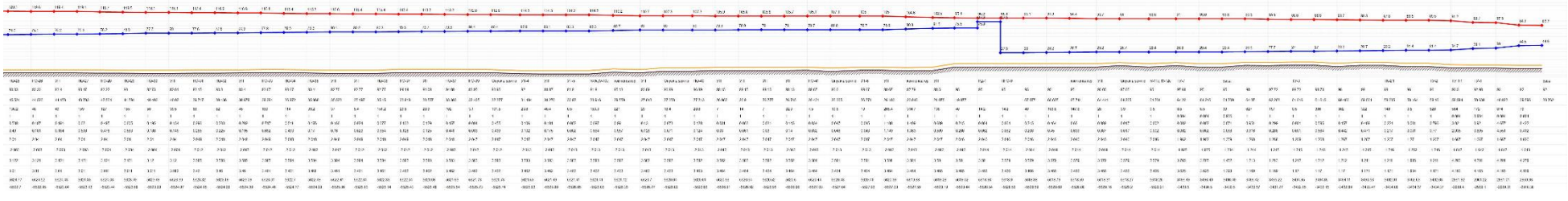


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

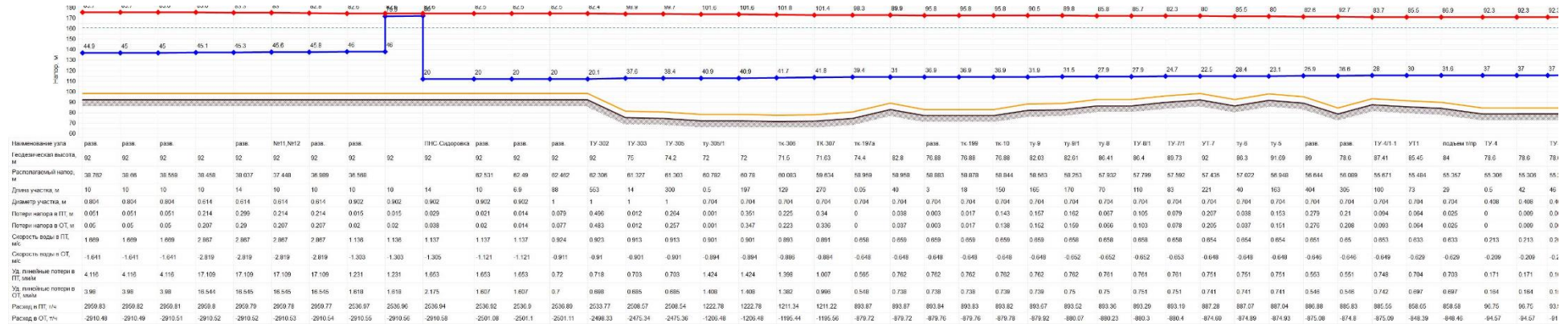


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

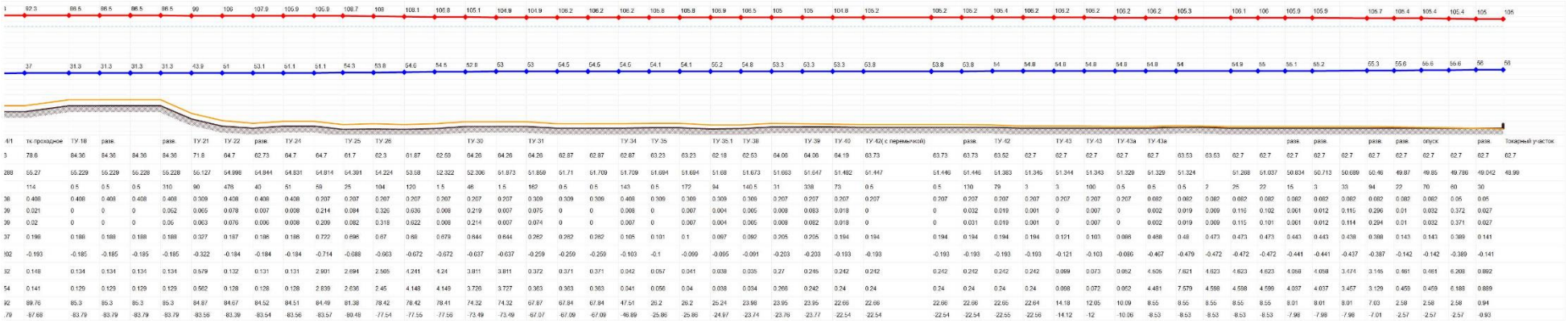


Рис.3.3 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду

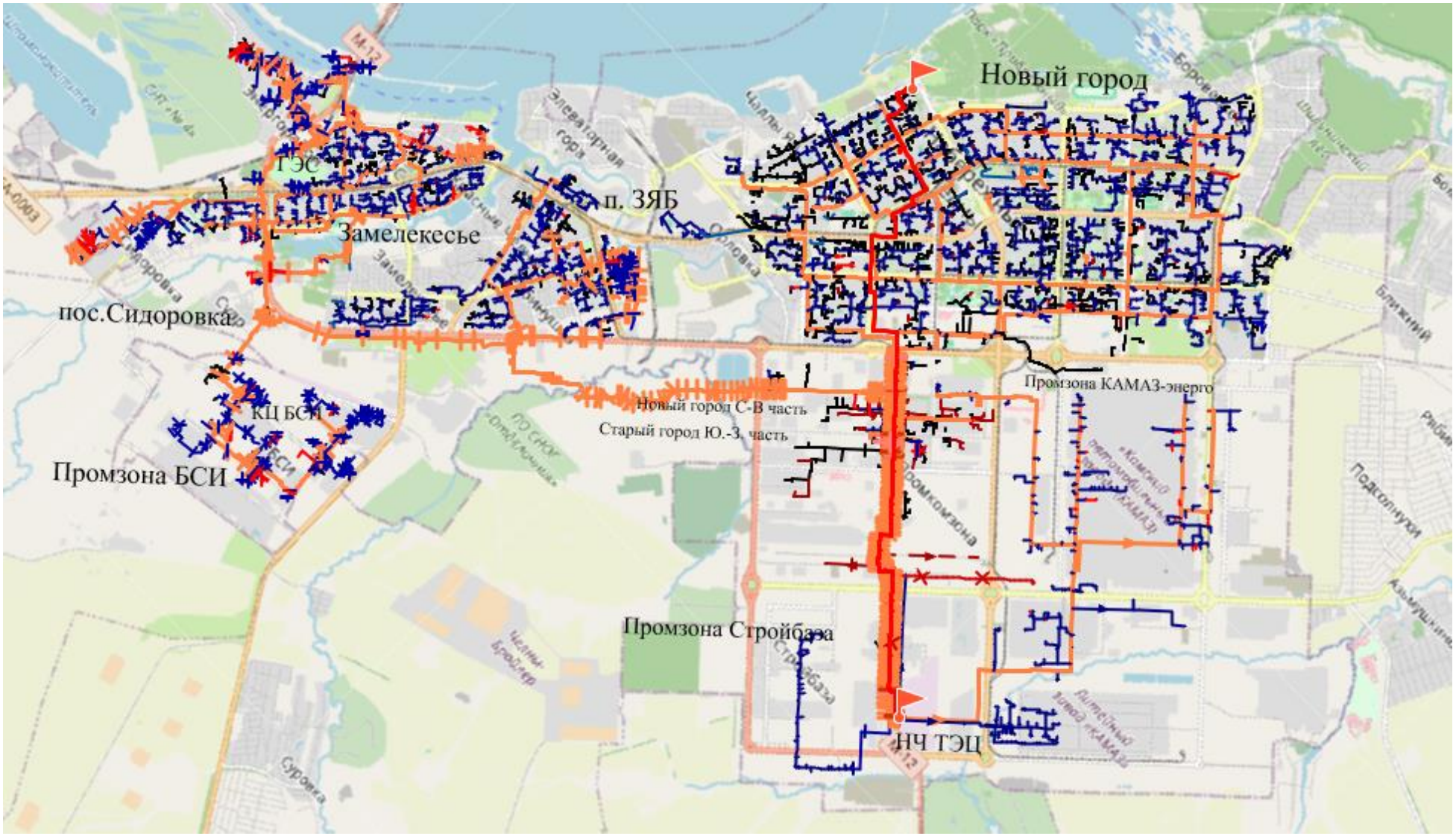


Рис.3.4. Путь от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

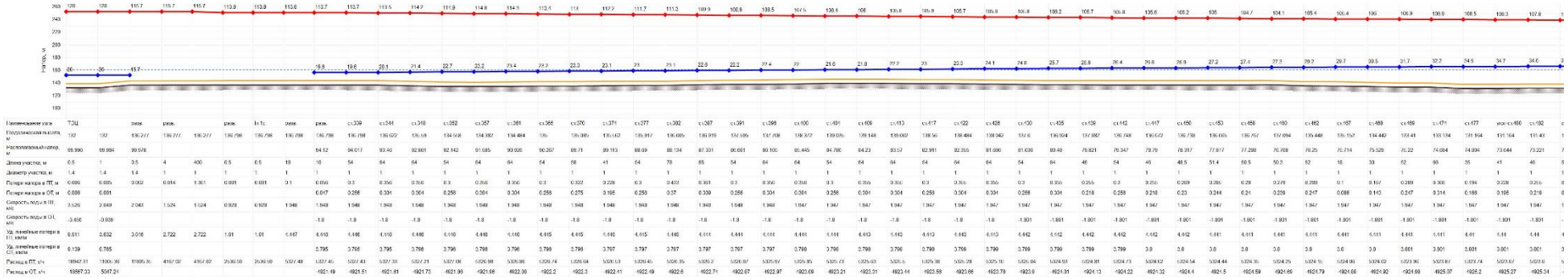


Рис.3.5. Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

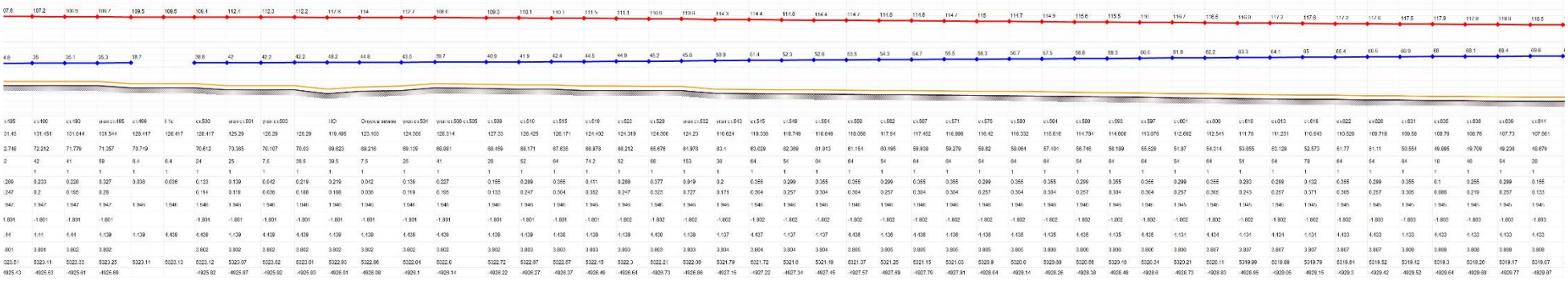


Рис.3.5 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду



Рис.3.5 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

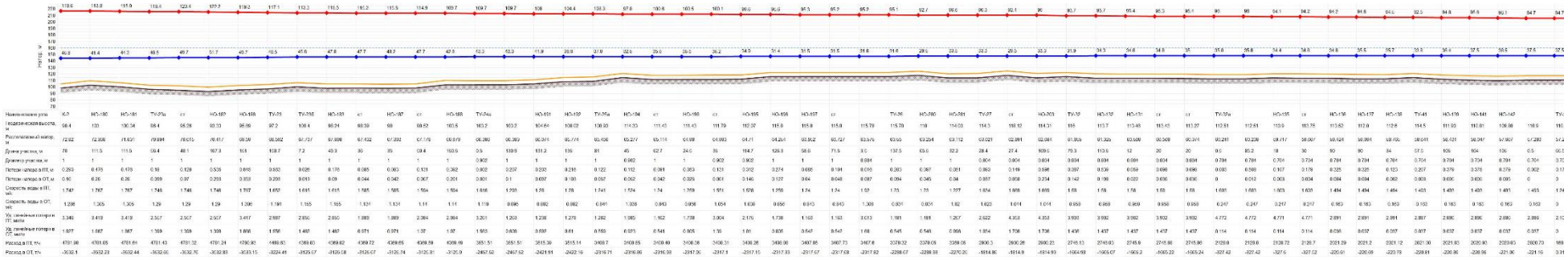


Рис.3.5 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

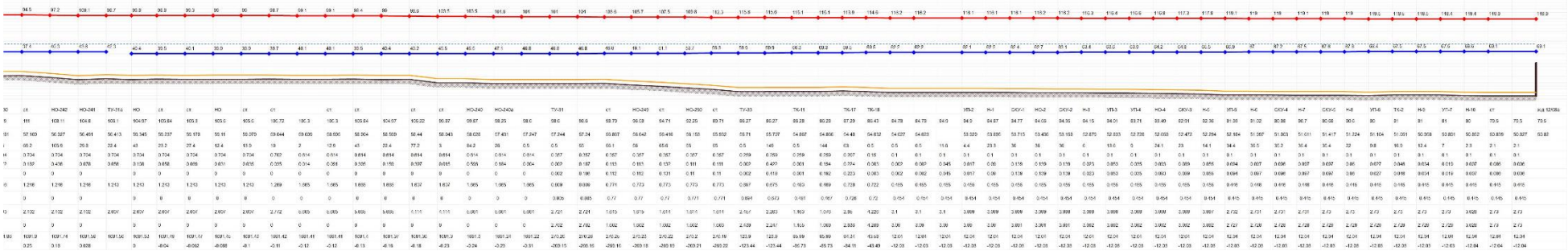


Рис.3.5 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду

3.4. Изменения, внесенные в электронную модель г. Набережные Челны за период с последней утвержденной версии схемы теплоснабжения

На 2024 год настоящей актуализации схемы теплоснабжения г. Набережные Челны внесены изменения в соответствии с данными, предоставленными филиалом АО «Татэнерго» - НЧТС. Подключены новые потребители, внесены данные по прокладке новых сетей, внесены данные по реконструкции существующих сетей.

В Табл. 3.2 приведен перечень потребителей тепловой энергии, подключенных к существующим тепловым сетям АО «Татэнерго» -НЧТС за 2019-2024 гг.

Табл. 3.2. Перечень потребителей тепловой энергии, подключенных к существующим тепловым сетям АО «Татэнерго» -НЧТС за 2019-2024 гг.

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
42202	20 микрорайон Замелекесье Многоэтажный жилой дом 20-06 со встроенно-пристроенными помещениями нежилого назначения	16:52:020603:401	НчТЭЦ	ТК310(УТ-1А)	23.12.2019	1,196	1,12	2,316
43099	г. Набережные Челны 21 мкрн. Жилого района "Замелекесье"	16:52:020608:4055	НчТЭЦ	ТК-330 (УТ-9)	18.11.2019	1,0004	1,2519	2,2523
42199	г. Набережные Челны, п. ГЭС, в районе д.23	16:52:020101:94	НчТЭЦ	ТК-39	30.04.2019	0,4994	0,3174	0,8168
42284	г. Набережные Челны, п. ГЭС, в районе д.23	16:52:020101:75	НчТЭЦ	ТК-39	05.11.2019	0,4994	0,3174	0,8168
43045	г. Набережные Челны, пр. Вахитова, в р/н жилого дома 47/31	16:52:060102:89	НчТЭЦ	УТ-8	15.03.2019	0,04		0,04
43103	г. Набережные Челны, пр. Яшьлек, 63 микрорайон	16:52:070307:175	НчТЭЦ	ТК-3	04.12.2019	1,3418	1,0134	2,3552
42196	63-11	16:52:070307:4679	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	04.09.2019	0,576	0,706	1,282
42261	63-13	16:52:070307:4679	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	26.08.2019	0,602	0,75	1,352
42194	63-15	16:52:070307:4679	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	22.08.2019	1,402	1,302	2,704

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
41976	г. Набережные Челны, проспект Московский, 58/25	16:52:040301:7685	НчТЭЦ	ТК-1	05.11.2019	0,709	0,581	1,29
35248	г. Набережные Челны 22 мкрн. Жилого района "Замелекесье"	16:52:020601:422	НчТЭЦ	ТК-341	19.11.2019	0,2894	0,4213	0,7107
43110	г. Набережные Челны, ул. Ш. Усманова, в районе жилого дома 14-02	16:52:050203:2648	НчТЭЦ	ТК-1	09.12.2019	0,206	0,018	0,224
2619	г. Набережные Челны, б-р Корчагина, д. 13 .	16:52:020403:25	НчТЭЦ	в подвале жилого дома 10-38	22.11.2019	0,136	0,184	0,32
43141	г. Набережные Челны, пр. Мира, район д.88/20	16:52:070301:13	НчТЭЦ	УТ-9А	27.11.2019	0,048		0,048
43153	г. Набережные Челны, п. Замелекесье, пересечении Автодороги №1 и ул. Гостева.	16:52:020608:4216	НчТЭЦ	НО-5	03.09.2019	0,0487		0,0487
43149	г. Набережные Челны, проспект Мира 88/20	16:52:070301:118	НчТЭЦ	между ТУ-9а и НО-54	25.11.2019	0,3092		0,3092
2491	г. Набережные Челны, бул. Им. Карима Тинчурина, д.1	16:52:020403:120	НчТЭЦ	в подвале жилого дома 10/48Б до общедомового узла учета	05.08.2019	0,2805	0,0757	0,3562
42201	г. Набережные Челны, 35	16:52:040101:	НчТЭЦ	ТК-11	20.09.2019	0,2868	0,1573	0,4441

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	мкрн	4620						
21982	г. Набережные Челны, пр. Московский, д.75 (9/19)	16:52:040209:86	НчТЭЦ	ТК-3А	19.03.2019	0,1277	0,0228	0,1505
42204	г. Набережные Челны, 22 мкрн, жилой район Замелекесье	16:52:020601:210	НчТЭЦ	ТК-345	09.09.2019	0,2868	0,1573	0,4441
42445	г. Набережные Челны,по ул. Раскольникова, пос. "Чаллы Яр".	16:52:040101:4114	НчТЭЦ	ТК-5	04.12.2019	0,507	0,495	1,002
42203	г. Набережные Челны, 14 кс	16:52:050203:74	НчТЭЦ	УТ-1	02.09.2019	0,2868	0,1573	0,4441
42195	г. Набережные Челны, 63 кс	16:52:070307:4674	НчТЭЦ	УТ-1	19.09.2019	0,4101	0,2847	0,6948
42493	г. Набережные Челны, 20 мкрн, жилой район Замелекесье	16:52:020603:404	НчТЭЦ	ТК-210	17.09.2019	0,2868	0,1573	0,4441
43051	г. Набережные Челны, 14 мкрн	16:52:050203:3852	НчТЭЦ	ТК-11	20.09.2019	0,2868	0,1573	0,4441
18724	г. Набережные Челны, п. ГЭС, пр. М.Джалиля 45	16:52:020128:88	НчТЭЦ	ТК-15	27.08.2019	0,3095	0,0852	0,3947
24859	г. Набережные Челны, Нижний Бьеф в районе Нижнекамской ГЭС	16:52:010303:248	НчТЭЦ	ТК-43	25.10.2019	0,0448		0,0448
42200	г. Набережные Челны, 65 комплекс	16:52:070307:88	НчТЭЦ	ТК-4а	20.09.2019	2,2657	0,54	2,8057
17974	г. Набережные Челны, пер. им. Валерия Шадринав, д.5	16:52:020402:46	НчТЭЦ	сети у наружной	25.11.2019	0,3045	0,3004	0,6049

Уникальный номер абонента в электроннойомодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
				кромки здания 8/14 пос. ГЭС				
6421	г. Набережные Челны,ул. пр. Сююмбике, д.45 (43/21)	16:52:050303:16	НчТЭЦ	ТК-12	09.12.2019	0,0932	0,0004	0,0936
42739	17А-III-6	16:52:030401:1856	НчТЭЦ	ТК-11	04.02.2020	0,6192	0,5112	1,1304
77	17А-III-13		НчТЭЦ		05.11.2020	0,2868	0,3914	0,6782
27502	21 микрорайон	16:52:020608:3454	НчТЭЦ	УТ-19	17.11.2020	1,5292	1,2603	2,7895
38991	ул. Машиностроительная, д. 65	16:52:090102:756	НчТЭЦ	в сторону тепловодов № 100 и № 300	15.07.2020	0,0195	0,0162	0,0357
41753	по ул. Ахметшина в р/н жилого дома 60-16	16:52:040301:8398	НчТЭЦ	ПТК-1(НО-770)	09.11.2020	0,196		0,196
41743	г. Набережные Челны, пос. ЗЯБ, пер. Садовый, 1	16:52:030508:3273	НчТЭЦ	ТК-8	10.01.2020	0,0383	0,0067	0,045
42220	г. Набережные Челны, 64-02.	16:52:070307:9756	НчТЭЦ	НО/ТУ-336	27.01.2020	0,465	0,653	1,118
43009,43006	г. Набережные Челны, пр. Сююмбике,19 мкрн.	16:52:050305:2928	НчТЭЦ	КТС-53	07.12.2020	2,311	1,36	3,671
42274	г. Набережные Челны, пр. Сююмбике,19 мкрн.	16:52:050305:2871	НчТЭЦ	КТС-53	12.11.2020	0,26	0,147	0,407
42299	г. Набережные Челны, 65 микрорайон, за проспектом	16:52:070307:105	НчТЭЦ	ТК-7	19.02.2020	0,58	0,66	1,24

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	Яшьлек, 65-21							
42313	ул. Рскольникова, 18, Блок А, г. Набережные Челны	16:52:040101:5131	НчТЭЦ	ТК-11 в районе жилого дома 36/2/3	18.09.2020	1,1622	0,8169	1,9791
42358	г. Набережные Челны, пр. Яшьлек, 63 микрорайон	16:52:070307:175	НчТЭЦ	ТК-3	19.06.2020	0,7135	0,7915	1,505
29932	г. Набережные Челны, проспект Сююмбике, д.2	16:52:040207:4376	НчТЭЦ	КТС-96/НО-201	02.06.2020	1,126	0,355	1,481
42255	63-01	16:52:070307:4679	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	09.01.2020	1,032	1,1	2,132
42259	63-12	16:52:070307:4679	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	09.01.2020	1,212	1,35	2,562
42866	г. Набережные Челны, 63микрорайон	16:52:070307:6610	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	16.11.2020	1,522	1,6	3,122
42929	г. Набережные Челны, 63микрорайон	16:52:070307:10235	НчТЭЦ	ТУ/НО-422	16.11.2020	0,748	0,672	1,42
42318	г. Набережные Челны 26 мкрн. Жилого района "Замелекесье"	16:52:020606:873	НчТЭЦ	ТК-283	20.07.2020	0,6414	0,439	1,0804
42308	г. Набережные Челны, 20/12	16:52:060103:3655	НчТЭЦ	ТК-8	20.02.2020	0,6277	0,6836	1,3113
43174	г. Набережные Челны, БСИ, ул. Дорожная	16:52:080101:378	НчТЭЦ	ТК-9	05.11.2020	0,07		0,07
42230	г. Набережные Челны 64 мкрн.	16:52:070307:10056	НчТЭЦ	УТ-7	19.10.2020	0,465	0,652	1,117

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
42228	г. Набережные Челны 64 мкрн.	16:52:070307:9756	НчТЭЦ	УТ-5	18.11.2020	0,164	0,022	0,186
42373	г. Набережные Челны 14 мкрн.	16:52:050203:3058	НчТЭЦ	ТК-10	20.03.2020	0,63	0,7	1,33
99	г. Набережные Челны 34 мкрн.		НчТЭЦ		20.11.2020	2,523	3,025	5,548
42369	г. Набережные Челны 14 мкрн.	16:52:050203:30	НчТЭЦ	УТ-2	21.08.2020	0,63	0,7	1,33
42931	г. Набережные Челны 14 мкрн.	16:52:050203:3253	НчТЭЦ	УТ-1	03.11.2020	0,63	0,7	1,33
39198	г. Набережные Челны 64 мкрн.	16:52:070307:10440	НчТЭЦ	УТ-9	05.11.2020	0,465	0,68	1,145
103	г. Набережные Челны 64 мкрн.		НчТЭЦ		03.12.2020	0,383	0,372	0,755
42378	г. Набережные Челны, ул. Машиностроительная, в районе 60 микрорайона,	16:52:040301:8548	НчТЭЦ	ТК	10.01.2020	0,068	0,03	0,098
42980	г. Набережные Челны, пр-кт Яшьлек в р/н жилого дома 26/12	16:52:070303:4664	НчТЭЦ	ТК-32	15.05.2020	0,0399		0,0399
42382	г. Набережные Челны, Набережная Габдуллы Тукая, в районе пересечения с улицей Гостева	16:52:000000:4009	НчТЭЦ	ТК-149/2	20.03.2020	1,434	0,48	1,914
43002	г. Набережные Челны, ул. 40 лет Победы, д. 59, корп.2	16:52:020701:2946	НчТЭЦ	ТК-4а	12.11.2020	0,08		0,08
42437	г. Набережные Челны, на	16:52:040103:	НчТЭЦ	ТК-4а	12.11.2020	0,114	0,009	0,123

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	пересечение пр. Дружбы Народов и улицы Раскольникова.	6821						
42836	г. Набережные Челны, по проспекту им.Вахитова, в пристрое к глухому торцу жилого дома 47/05	16:52:060102:4524	НчТЭЦ	в подвале жилого дома 47-05 до узла учета жилого дома 47-05	25.11.2020	0,0427		0,0427
43161	г. Набережные Челны, на пересечение проезда XVII и проезда VI	16:52:020701:3499	НчТЭЦ	ТК-1Б	26.02.2020	0,0275		0,0275
42461	г. Набережные Челны, пр-кт Дружбы Народов, дом 29А	16:52:040102:4887	НчТЭЦ	ТК-7	09.11.2020	0,588	0,5434	1,1314
43020	г. Набережные Челны, пр. Фоменко, 27 микрорайон	16:52:020602:1199	НчТЭЦ	ТК-203	09.11.2020	0,373	0,3734	0,7464
113	ООО "ТатКамСтрой" Новый город, Б4		НчТЭЦ		27.11.2020	0		0
30733	г. Набережные Челны, проспект Мовсковский в районе жилых домов 53-21В, 53-28	16:52:070204:2224	НчТЭЦ	ТК-7	23.10.2020	0,245	0,028	0,273
42985	г. Набережные Челны, ул. Низаметдинова, д.10	16:52:030603:5	НчТЭЦ	Уз. 162 (Х 23387, У18154)	12.11.2020	0,0391		0,0391
43141	г. Набережные Челны, пр.	16:52:070301:	НчТЭЦ	УТ-9А	23.11.2020	0,048		0,048

Уникальный номер абонента в электронноймодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	Мира, район д.88/20	13						
42884	г. Набережные Челны,25 микрорайон жилого района Замелекесье	16:52:020603:2399	НчТЭЦ	УТ-1 (X23602; Y15895), присоединённой в ТК-281	23.03.2020	0,7997	0,8891	1,6888
42933	г. Набережные Челны,25 микрорайон жилого района Замелекесье	16:52:020603:2628	НчТЭЦ	УТ-1 (X23602; Y15895), присоединённой в ТК-281	05.11.2020	0,7997	0,8891	1,6888
43170	г. Набережные Челны,19 микрорайон	16:52:050305:2795	НчТЭЦ	ТК-190	12.05.2020	0,5921		0,5921
42510	г. Набережные Челны, Набережночелнинский проспект. Д18.	16:52:030502:273	НчТЭЦ	ТК-3/1	05.11.2020	1,2439	0,2617	1,5056
1712	г. Набережные Челны, Набережная Г. Тукая, д.16	16:52:020401:3831	НчТЭЦ	ТК-114	19.10.2020	0,1082	-0,0425	0,0657
42914	г. Набережные Челны, район ж/д 59-04	16:52:040301:8422	НчТЭЦ	в подвале жилого дома 59/04-2 до узлов учета тепловой	12.10.2020	0,174		0,174

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
				энергии				
15862	г. Набережные Челны, Новый город 32-01А.	16:52:040204:103	НчТЭЦ	ТК-НО-408	05.11.2020	0,0898	0,0064	0,0962
42498	г. Набережные Челны, бульвар Шишкинский д.9А	16:52:070201:4883	НчТЭЦ	ТК-130	01.06.2020	0,7254	0,5744	1,2998
6393	г. Набережные Челны, ул. Пушкина, дом 12А (Н,Г, 44/01А)	16:52:050302:52	НчТЭЦ	ТУ-39	19.10.2020	0,0037	0,0537	0,0574
42969	г. Набережные Челны,п. Замелекесье, пересечение тракт Сармановский и пр. Фоменко	16:52:020603:2398	НчТЭЦ	УТ-1	02.12.2020	0,274	0,025	0,299
9136	г. Набережные Челны, п. ЗЯБ, ул. Низаметдинова. Д.29	16:52:030504:1519	НчТЭЦ	ТК-46	01.10.2020	0,5963	0,1489	0,7452
26465	г. Набережные Челны, пр. им. Вахитова, в районе дома 24 (30-02)	16:52:070301:111	НчТЭЦ	трубопроводы тепловой сети ж/д 30-02	09.11.2020	0,2264	0,06	0,2864
42993	г. Набережные Челны, пр. Мира, в районе дома 88/20 (Универсам 110)	16:52:070301:102	НчТЭЦ	ТК-1	05.11.2020	0,0775	0,15	0,2275
26065	г. Набережные Челны, мкр. Яшьлек 65-10	16:52:070307:6612	НчТЭЦ	ТК-3	03.11.2020	0,647	0,395	1,042
42895	г. Набережные Челны, ЗЯБ, 19 микрорайон	16:52:030505:3385	НчТЭЦ	ТК-267	22.09.2020	0,3213	0,1573	0,4786
42898	г. Набережные Челны,	16:52:020603:	НчТЭЦ	УТ-4	22.09.2020	0,3213	0,1573	0,4786

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	Замелекесье, 25 микрорайон	1449						
42892	г. Набережные Челны, Замелекесье, 22 микрорайон	16:52:020601:1148	НчТЭЦ	ТК-343	21.09.2020	0,3213	0,1573	0,4786
23939	г.Набережные Челны, ул.Ш.Усманова, д.60А(43/17А)	16:52:050303:71	НчТЭЦ	ТК-1	25.11.2020	0,0859	0,011	0,0969
42921	г. Набережные Челны, мкр. Яшьлек 65-06	16:52:070307:129	НчТЭЦ	УТ-2	30.10.2020	0,519	0,477	0,996
42908	г. Набережные Челны, парк "Гренада" в 55 комплексе	16:52:040303:165	НчТЭЦ	ТК-3	01.10.2020	0,3889	0,3016	0,6905
42904	г. Набережные Челны, ул. 40лет Победы (52 кс)	16:52:070306:159	НчТЭЦ	ТУ-82	25.09.2020	0,9529	0,577	1,5299
43678	г. Набережные Челны, ул. Железнодорожников	16:52:030603:2464	НчТЭЦ	НО-496,497	11.12.2020	0,1147		0,1147
43029	г. Набережные Челны, ул. Профильная	16:52:080201:7	НчТЭЦ	ТУ-11	20.11.2020	0,9771		0,9771
42963	г. Набережные Челны, пр. Х.Туфана, в районе парка "Гренада"	16:52:040303:24	НчТЭЦ	в районе НО	05.11.2020	0,102		0,102
41749	пр.Хасана Туфана, 1а, ст.1	16:52:040305:11	НчТЭЦ		14.12.2021	0,07		0,07
142	г. Набережные Челны, кад.№16:52:030509:1310		НчТЭЦ		28.04.2021	0,161		0,161
42843	г.Набережные Челны, жилой район "Замелекесье", 21 микрорайон	16:52:020608:5591	НчТЭЦ	УТ-19	20.12.2021	1,1863	1,5959	2,7822
42715	г. Набережные Челны, 20	16:52:020603:	НчТЭЦ	УТ-8	13.12.2021	0,53	0,584	1,114

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	микрорайон жилого района Замелекесье г. Набережные Челны	1462						
43238	63-16	16:52:070307:12720	НчТЭЦ	УТ-9	13.12.2021	0,894	0,92	1,814
42693	63-20	16:52:070307:14252	НчТЭЦ	ТК-10 (УТ-2)	08.12.2021	1,212	1,3	2,512
43242	34/01	16:52:040101:3221	НчТЭЦ	УТ-5	08.02.2021 06.12.2021	0		0
42373	г. Набережные Челны 14 мкрн.	16:52:050203:3058	НчТЭЦ	ТК-10	08.02.2021	0,63	0,7	1,33
43246	г. Набережные Челны 64 мкрн.	16:52:070307:10054	НчТЭЦ	ТК-4(УТ-4)	06.12.2021	0,466	0,451	0,917
43248	г. Набережные Челны 64 мкрн.	16:52:070307:10054	НчТЭЦ	ТК-4(УТ-4)	06.12.2021	0,465	0,68	1,145
151	г. Набережные Челны, пр-кт Набережночелнинский		НчТЭЦ	ТК-11	06.12.2021	2,065	0,956	3,021
152	г. Набережные Челны, пр. Фоменко, 27 микрорайон		НчТЭЦ		06.12.2021	0,9579	0,8155	1,7734
14252	г. Набережные Челны 14 мкрн.	16:52:050203:3512	НчТЭЦ	ТК-11	14.12.2021	0,2502		0,2502
43254	г. Набережные Челны, Замелекесье, ул. Н.Якупова	16:52:020603:1842	НчТЭЦ	УТ-4	17.12.2021	0,722	0,302	1,024
43049	г. Набережные Челны,25 микрорайон жилого района Замелекесье	16:52:020603:1841	НчТЭЦ	ТК-342	01.02.2021	0,474	0,578	1,052
43256	г. Набережные Челны,25	16:52:020603:	НчТЭЦ	ТК-341	01.02.2021	0,6019	0,677	1,2789

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	микрорайон жилого района Замелекесье	364						
18108	г. Набережные Челны,ул. Ак. Рубаненко,2 (1/02)	16:52:070101:171	НчТЭЦ	ТК-12	22.07.2021	0,104		0,104
43258	г. Набережные Челны,по ул. Раскольникова, пос. "Чаллы Яр".	16:52:040101:3623	НчТЭЦ	ТК-2	16.12.2021	0,614	0,726	1,34
43270	г. Набережные Челны, 10 микрорайон	16:52:020403:146	НчТЭЦ	ТК-170	06.12.2021	0,5556	0,4149	0,9705
160	г.Набережные Челны, на землях ПК "Камский"		НчТЭЦ		06.08.2021	0,138		0,138
161	г. Набережные Челны, ул. Профильная		НчТЭЦ		23.12.2021	1,7549		1,7549
162	г. Набережные Челны, в районе жилого дома 30/18		НчТЭЦ		18.11.2021	0,1207		0,1207
43299	г. Набережные Челны,ул. Ахметшина в 60 мкр	16:52:040301:7267	НчТЭЦ	ТК-НО-477	27.12.2021	0,4618	0,4332	0,895
42775	г. Набережные Челны, Раскольникова 2, мкр. 34 "Прибрежный"	16:52:040101:6352	НчТЭЦ	УТ	22.11.2021	0,3213	0,1573	0,4786
43296	г. Набережные Челны, Абдурахмана Абсалямова 21Б, мкр. 63 "Яшьлек"	16:52:020603:5612	НчТЭЦ	УТ-14	22.11.2021	0,3213	0,1573	0,4786
1962	г.Набережные Челны,Набережная Г.Тукая 1/4а	16:52:020401:83	НчТЭЦ	ТК-121	21.12.2021	0,1145		0,1145
43294	г. Набережные Челны, ул. Н	16:52:020603:	НчТЭЦ	УТ-4	22.11.2021	2,6329	0,742	3,3749

Уникальный номер абонента в электроннойомодели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	Якупова, 6.	2864						
43290	г. Набережные Челны, вдоль Автодороги №1	16:52:090102:23	НчТЭЦ	ТУ-1	01.12.2021	0,08		0,08
43278	г. Набережные Челны, ул. Ш. Усманова, 72 "А" (45/09), кадастровый номер земельного участка 16:52:050304:29	16:52:050304:29	НчТЭЦ	ТУ-39	29.11.2021	0,0294	0	0,0294
43274	г. Набережные Челны, проспект Чулман, 91	16:52:050101:439	НчТЭЦ	ТУ-88	25.11.2021	3,2949	0,957	4,2519
43212	РТ, г. Набереженые Челны,пр-т Мира, 26/10	16:52:020701:969	НчТЭЦ	ТК-26	19.10.2022	0,16	0	0,16
43214	РТ, г. Набереженые Челны, проспект Сююмбике, здание 65 (остановочный павильон "45 комплекс")	16:52:050304:106	НчТЭЦ	ТК-32	09.09.2022	0,04	0	0,04
43216	г. Набережные Челны, 69 микрорайон, проспект Абдурахмана Абсалямова, земельный учаток, 21В	16:52:070307:11669	НчТЭЦ	УТ-11	23.12.2022	3,35	1,12	4,47
43218	г. Набережные Челны, пр. Р. Беляева, д.53А	16:52:040103:139	НчТЭЦ	ТУ-33	01.08.2022	0,05	0,002	0,052
43220	г. Набережные Челны, проспект Хасана Туфана, д.23	16:52:05 02 04:1	НчТЭЦ	ТК-79	16.09.2022	0,87	0,36	1,23
43222	г. Набережные Челны, ул. им. Низаметдинова, дом 28	16:52:030601:28	НчТЭЦ	ТК-68	09.09.2022	0,31	0,02	0,33
43224	г. Набережные Челны,	16:52:030206:	НчТЭЦ	У-17	22.09.2022	0	0,2	0,2

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	проспект Набережночелнинский, дом 29	594						
43226	РТ, г. Набережные Челны, 65 микрорайон	16:52:070307:1159	НчТЭЦ	УТ-3	10.10.2022	0,81	1,09	1,9
43228	г. Набережные Челны, 20 микрорайон жилого района Замелекесье	16:52:020603:337	НчТЭЦ	УТ-2	09.09.2022	0,53	0,58	1,11
43230	г. Набережные Челны, 20 микрорайон жилого района Замелекесье	16:52:020603:337	НчТЭЦ	УТ-2	09.09.2022	0,53	0,58	1,11
43232	г. Набережные Челны, пр. Чулман, 37А	16:52:040102:126	НчТЭЦ	ТК-3а	23.11.2022	1,5	0,32	1,82
43234	г. Набережные Челны, 10 микрорайон	16:52:040209:89	НчТЭЦ	ТК-7а	10.10.2022	0,61	0,7	1,31
43236	г. Набережные Челны, Резервный проезд, 42/4	16:52:090105:258	НчТЭЦ	ТК-1	23.09.2022	0,47	0	0,47
43262	17А-III-10	16:52:030401:2055	НчТЭЦ	ТК-нов	13.01.2022	0,59	0,51	1,1
43264	17А-III-12	16:52:030401:2055	НчТЭЦ	ТК-нов	12.10.2022	0,59	0,51	1,1
43266	г. Набережные Челны, ул. Хади Такташа, в районе ж/д 18/21	16:52:020701:122331	НчТЭЦ	ТК-76	22.04.2022	0,03	0,01	0,04
43268	г. Набережные Челны, ул.Центральная, д.72	16:52:020128:181	НчТЭЦ	ТК-204	07.04.2022	0,14	0	0,14
43280	г. Набережные Челны 64	16:52:070307:	НчТЭЦ	УТ-1	01.04.2022	0,47	0,45	0,92

Уникальный номер абонента в электроннойомодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	мкрн.	1168						
43282	г. Набережные Челны 64 мкрн.	16:52:070307:1168	НчТЭЦ	УТ-1	09.09.2022	0,61	0,56	1,17
43286	г. Набережные Челны, 20 микрорайон жилого района Замелекесье г. Набережные Челны	16:52:020603:1477	НчТЭЦ	УТ-11	27.07.2022	0,52	0,67	1,19
43288	г. Набережные Челны, в районе ул. Авангардная и ул. Жемчужная.	16:52:020601:965	НчТЭЦ	ТК-342	24.02.2022	0,69	0,72	1,41
43292	г. Набережные Челны, проспект Х.Туфана, д.5Е	16:52:040211:198	НчТЭЦ	ТК-11	04.04.2022	0,02	0	0,02
43311	ООО "ТатКамСтрой", Новый город, Б-2	16:52:070307:7756	НчТЭЦ	УТ-8	14.02.2022	3,55	0	3,55
43313	г. Набережные Челны,пр. Автозаводский, д.17	16:52:070202:21	НчТЭЦ	ТК-167	16.03.2022	0,11	0	0,11
43315	г. Набережные Челны,пр. Автозаводский, д.16а	16:52:070301:55	НчТЭЦ	ТК-1б	12.10.2022	0,08	0	0,08
43317	г. Набережные Челны, 61/04	16:52:060201:148	НчТЭЦ	ТК-4	09.11.2022	0,26	0,01	0,27
43321	г. Набережные Челны, пр. Сююмбике, мкр.19	16:52:050305:2385	НчТЭЦ	ТУ-38	24.10.2022	0,84	0,49	1,33
43323	г. Набережные Челны, пр. Сююмбике, мкр.19	16:52:050305:2385	НчТЭЦ	ТУ-38	24.10.2022	0,17	0,12	0,29
43325	г. Набережные Челны, 10 микрорайон	16:52:040209:89	НчТЭЦ	ТК-7а	09.09.2022	0,74	0,61	1,35
43327	г.Набережные Челны, п.ЗЯБ,	16:52:020701:	НчТЭЦ	ТК-158	03.02.2022	0,4	0,56	0,96

Уникальный номер абонента в электронноймодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	14 комплекс	112132						
43329	г. Набережные Челны 22 мкрн. Жилого района "Замелекесье"	16:52:020601:1552	НчТЭЦ	ТК-344	09.09.2022	0,59	0,57	1,16
43331	г. Набережные Челны, п. Сидоровка, р-н ОАО "Закамье"	16:52:020201:83	НчТЭЦ	ТУ-9	27.01.2022	0,11	0	0,11
43333	г. Набережные Челны, 15 микрорайон, переулок им.Косарева		НчТЭЦ	ТК-27	11.02.2022	0,18	0,25	0,43
43335	г. Набережные Челны, проспект, пр-кт Набережночелнинский на берегу р. Мелекеска	16:52:030301:1000	НчТЭЦ	ТК-5-17а	08.12.2022	0,62	0,48	1,1
43337	г. Набережные Челны, ул. Ш. Усманова 70А (45/08)	16:52:020701:161581	НчТЭЦ	ТК-66	21.07.2022	0,2	0,02	0,22
43339	г. Набережные Челны, проспект, за пр. Яшьлек 63-2/10	16:52:070307:10633	НчТЭЦ	ТК-5	22.04.2022	1,33	0,89	2,22
43341	г. Набережные Челны, п. ЗЯБ, 18/48	16:52:030503:4849	НчТЭЦ	ТК-89	09.09.2022	0,1	0	0,1
43343	г. Набережные Челны, пр-т Московский, в районе Медгородка	16:52:040205:23	НчТЭЦ	ТК-6	27.07.2022	0,51	0,68	1,19
43345	г. Набережные Челны, п.ЗЯБ, 14 комплекс	16:52:020701:112132	НчТЭЦ	ТК-160/1	12.10.2022	0,4	0,56	0,96
43347	г. Набережные Челны, 10	16:52:040209:	НчТЭЦ	ТК-10	04.10.2022	0,5	0,49	0,99

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	микрорайон	89						
43349	г. Набережные Челны,пр. Московский, 59 микрорайон	16:52:040301:228	НчТЭЦ	ТК-1	22.04.2022	0,6	0,6	1,2
43276	г. Набережные Челны, Новый Город, 34 комплекс, микрорайон Прибрежный	16:52:040101:3221	НчТЭЦ	УТ-5	2023	2,9898	2,4138	5,4036
43473	г. Набережные Челны, Новый Город, 19 комплекс	16:52:050305:42	НчТЭЦ	ТУ-38	2023	1,012	0,659	1,671
43502	г. Набережные Челны, Новый Город, 69 комплекс	16:52:070307:8314	НчТЭЦ	между ТУ/НО-422 и ТК-10(УТ-2)	2023	1,5039	0,7094	2,2133
43461	г. Набережные Челны, Новый город, 66 микрорайон	16:52:060403:1651	НчТЭЦ	ТУ-80	2023	0,5012	0,5338	1,035
43508	г. Набережные Челны, Новый Город, 10 комплекс, «Инвестор»	16:52:040205:1018	НчТЭЦ	ТК-13	2023	4,7221	2,7088	7,4309
43510	г. Набережные Челны, Новый город, 10 комплекс, «Евростиль»	16:52:040205:1018	НчТЭЦ	ТК-7	2023	2,404	0,765	3,169
43512	г. Набережные Челны, п. ЗЯБ, в районе 17А микрорайона, «Междуречье»	16:52:030301:660	НчТЭЦ	между тк-291/1 и тк-292	2023	1,8229	1,2653	3,0882
43514	г. Набережные Челны, п. ЗЯБ, 17А-III микрорайон, «Красные Челны»	16:52:030401:1464	НчТЭЦ	УТ-4-2	2023	1,3197	1,1225	2,4422

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
43514	г. Набережные Челны, п. ЗЯБ, 17А микрорайон	16:52:030401:1464	НчТЭЦ	УТ-4-2	2023	1,091	0,9639	2,0549
18302	г. Набережные Челны, пр.Московский, д.67 (62/23)	16:52:040208:26	НчТЭЦ	ТК-2а	2024	0,31		0,31
43464	г. Набережные Челны, проспект Набережночелнинский, 17А-28	16:52:030303:116	НчТЭЦ	ТК-17/17а (УТ-4)	2024	1,031		1,031
43466	г. Набережные Челны, проспект Набережночелнинский, 17А-29	16:52:030303:116	НчТЭЦ	ТК-17/17а (УТ-4)	2024	1,028		1,028
29915	г. Набережные Челны, пр. им. Мусы Джалиля, д. 51 (9/2)		НчТЭЦ	ТК-1А	2024	0,464		0,464
13672	Набережные Челны, пр. Московский, д. 120 (54/24)	16:52:070102:8	НчТЭЦ	ТК-11	2024	0,0354		0,0354
43449	г. Набережные Челны, ул. Авангардная, 51	16:52:020603:1469	НчТЭЦ	УТ-15	2024	1,009127		1,009127
22837	Тукаевский муниципальный район, тер. БСИ, п/р, ул. Старосармановская, д.43	16:39:071605:259	НчТЭЦ	разв.	2024	0,109		0,109
39085	г. Набережные Челны, ул. Ахметшина, д.134		НчТЭЦ	ТК-НО-1	2024	0,0064		0,0064
21800	г. Набережные Челны, пр-т Чулман, 127	16:52 060301:0017	НчТЭЦ	ТК-1	2024	0,122		0,122
4967	г. Набережные Челны, проспект Дружбы Народов,	16:52:040301:83	НчТЭЦ	ТК-6	2024	0,0544		0,0544

Уникальный номер абонента в электронноймодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
	11А							
43474	г. Набережные Челны, 66мкр	16:52:060403:1650	НчТЭЦ	узел.	2024	0,3450054		0,3450054
15307	г.Набережные Челны, пр.Сююмбике, д.58А (20/05А)		НчТЭЦ	разв.	2024	0,026		0,026
5987	г. Набережные Челны, пр-кт. Чулман, д. 112 (48/14)	16:52:060202:16	НчТЭЦ	ТК-132	2024	0,807076		0,807076
28429	г. Набережные Челны, пр-кт. Чулман, д. 72 (42/25)	16:52:050301:0014	НчТЭЦ	ТК-57	2024	0,0603		0,0603
5842	г. Набережные Челны, проспект Раиса Беляева, д.1Д	16:52:040304:79	НчТЭЦ	НО-463	2024	0,017552		0,017552
43486	г. Набережные Челны, отс. Чулман, жилой дом 12-35/1	16:52:050201:3	НчТЭЦ	УТ-1	2024	3,042		3,042
26742	г. Набережные Челны, пр-т Мира, в районе жилого дома №47 (16/09)	16:52:050205:33	НчТЭЦ	ТК-17	2024	0,02204		0,02204
16016	г. Набережные Челны, пр. Набережночелнинский, д.53 (32/16)	16:52:040204:16	НчТЭЦ	ТК-5	2024	0,507		0,507
43488	г. Набережные Челны, ул. Академика Королева, зд.16		НчТЭЦ	ТК-3А	2024	0,09		0,09
8399	г. Набережные Челны, ул. Аркылы, д. 23А	16:52:030505:2914	НчТЭЦ	ТК-252	2024	0,04		0,04
21403	г.Набережные Челны, БСИ, ул.Мелиораторная, д.27С/1		НчТЭЦ	ТУ-7	2024	0,2		0,2
42200	МБОУ "СОШ №42", 65-кс		НчТЭЦ	ТК-5	2024	2,409483		2,409483

Уникальный номер абонента в электронноймодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
23311	Тукаевский муниципальный район, Новотроицкое сельское поселение. Район БСИ, ул. Старосармановская, дом 46	16:39:000000:6230	НчТЭЦ	разв.	2024	0,042		0,042
43498	Жилой дом 22-06А, 22 микрорайон жилого района "Замелекесье"		НчТЭЦ	УТ-2	2024	0,987477		0,987477
17982	г. Набережные Челны, ул. Набережная им. Габдуллы Тукая, д.39		НчТЭЦ	ТК-143	2024	1,263928		1,263928
8521	г. Набережные Челны,ул.Ш.Усманова, д.89А		НчТЭЦ	ТУ-66	2024	0,318		0,318
43502	г. Набережные Челны, Набережная им. Габдуллы Тукая, земельный участок 54	16:52:000000:4812	НчТЭЦ	ТК-182/3	2024	0,3949		0,3949
43474	г. Набережные Челны, 66мкр	16:52:060403:1650	НчТЭЦ	узел.	2024	0,690002		0,690002
1633	г. Набережные Челны, пер. Энергетиков, д.9		НчТЭЦ	ТК-108	2024	0,043		0,043
43522	пр. Яшьлек, 63 мкр. 69/17		НчТЭЦ	ТК-20(УТ-12)	2024	0,98		0,98
43524	пр. Яшьлек, 63 мкр. 69/18		НчТЭЦ	ТК-20(УТ-12)	2024	0,98		0,98
43526	пр. Яшьлек, 63 мкр. 69/19		НчТЭЦ	УТ-13	2024	0,963		0,963
43528	пр. Яшьлек, 63 мкр. 69/22		НчТЭЦ	УТ-11	2024	0,963		0,963

Уникальный номер абонента в электронноймодели	Адресная привязка	№ кадастровогоквартала	Источник тепловой энергии	Номер тепловой камеры	Дата акта включения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
21562	г. Набережные Челны,БСИ, Дорожная, 13		НчТЭЦ	ТУ-7.7	2024	0,08		0,08
12315	г. Набережные Челны, ул. Орловская, д.7	16:52:030710:35	НчТЭЦ	ТК-3	2024	0,008282		0,008282
4565	г. Набережные Челны, ул. Ш.Усманова, д. 122	16:52:060203:3973	НчТЭЦ	ТК-70	2024	0,16178		0,16178
43482	пр. Яшьлек, г. Набережные Челны, РТ	16:52:070306:524	НчТЭЦ	ТУ-82	2024	1,7672		1,7672
42908	г. Набережные Челны, парк "Гренада" в 55кс		НчТЭЦ	ТК-4	2024	0,690542		0,690542
43510	г. Набережные Челны, п. Замелекесье, 27 комплекс		НчТЭЦ	ТУ-149/5	2024	0,746451		0,746451
Итого						**134,882354**	**75,9716**	**210,853354**

4. Электронная модель перспективных систем теплоснабжения г. Набережные Челны

В перспективных слоях электронной модели предусмотрены:

- реконструкция тепловых сетей с изменением диаметра;

- новое строительство тепловых сетей;

- реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

- повышение температурного графика.

Для базового года электронной модели был создан слой с двумя работающими источниками. Каждый источник питает свою часть города, сети разъединены отсекающими задвижками в узле ТУ-7 на тепловоде 520. Фактическое включение Котельного цеха БСИ в предыдущих отопительных сезонах были единичны, основным источником является НЧТЭЦ.

К источнику НЧТЭЦ подключены новые потребители (Табл. 4.1).

Табл. 4.1. Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению в 2024-2043 гг.

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
43234	г. Набережные Челны, Новый город, 10 микрорайон	16:52:020403 16:52:040205:1015	НЧТЭЦ	2025-2027	9,28	2,33	11,61
43532	г. Набережные Челны, Новый город, 15 микрорайон	16:52:050204:20	НЧТЭЦ	2035-2036	1,92		1,92
43534	г. Набережные Челны, Новый город, 16 микрорайон	16:52:050205:20	НЧТЭЦ	2035	0,59		0,59
41828	г. Набережные Челны, Новый город, 18 микрорайон	16:52:050305:1810	НЧТЭЦ	2037-2039	1,98		1,98
43526	г. Набережные Челны, Новый город, 22 микрорайон	16:52:020601:212	НЧТЭЦ	2025-2034	16,35	4,38	20,73
15540	г. Набережные Челны, Новый город, 26 микрорайон	16:52:030403:1	НЧТЭЦ	2025	2,02		2,02
43276	г. Набережные Челны, Новый город, 34 комплекс	16:52:040101	НЧТЭЦ	2025-2026	9,69	1,98	11,67
43536	г. Набережные Челны, Новый город, 35 комплекс	16:52:040101:8230 16:52:040101:2041	НЧТЭЦ	2037-2041	2,75		2,75
43514	г. Набережные Челны, Новый город, за 34 комплексом ЖК "Озеро"	16:52:040101	НЧТЭЦ	2025-2030	11,01	2,01	13,02
43468	г. Набережные Челны, Новый город, за 38 комплексом	16:52:040103:6986 16:52:040103:6985 16:52:040103:6984 16:52:040103:6987 16:52:040103:6988 16:52:040103:6989	НЧТЭЦ	2025-2032	8,49	0,71	9,2

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
		16:52:040103:6050					
43516	г. Набережные Челны, Новый город, 69 комплекс	16:52:070307:1367 16:52:070307:3565	НЧТЭЦ	2025-2043	6,13	0,41	6,54
43518	г. Набережные Челны, Новый город, 73 микрорайон, 72 микрорайон	16:52:070308:704, 16:52:070308:705, 16:52:070308:706 16:52:070308	НЧТЭЦ	2025-2029	69,28	27,53	96,81
43520	г. Набережные Челны, Новый город, 19 комплекс	16:52:050305:1118 16:52:050305:28 16:52:050305:22	НЧТЭЦ	2026	1,98	0,73	2,71
43474	г. Набережные Челны, Новый город, 66 микрорайон	16:52:060403:1650, 16:52:060403:1651	НЧТЭЦ	2025	0,27		0,27
43510	г. Набережные Челны, Новый город, 27 комплекс	16:52:020605:33	НЧТЭЦ	2025-2029	7,38	2,99	10,37
43478	г. Набережные Челны, п. ЗЯБ в районе 17А микрорайона, Красные челны	16:52:030303:116, 16:52:030401	НЧТЭЦ	2025-2034	32,42		32,42
43667	Промзона между 4 и 34 микрорайонами	16:52:030206:49, 16:52:030204:255, 16:52:000000:4900	НЧТЭЦ	2026-2043	36,79		36,79
43522	г. Набережные Челны, 10 комплекс, строительство здания факультета автоматизации «Набережночелнинского института (филиала), Строительство здания общежития №1 и №2	16:52:040205:15, 16:52:040205:1016	НЧТЭЦ	2027-2028	8,16		8,16

Уникальный номер абонента в электронной модели	Адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час	Подключенная суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час
43528	г. Набережные Челны Объекты стройбазы, Промкомзона, в районе НЧТЭЦ	16:52:090107:31	НЧТЭЦ	2030	9,38		9,38
43482	г. Набережные Челны, 78 микрорайон	16:52:090205	НЧТЭЦ	2024-2025	1,29	1,36	2,65
Итого							**291,93**

4.1. Результаты гидравлического расчета перспективных систем теплоснабжения

Утверждённым планом развития систем теплоснабжения предусматривается сохранение существующего режима отпуска тепловой энергии 150-70°С с верхней срезкой на 114°С.

Ниже приведены результаты выполненных расчётов прогнозируемых гидравлических режимов работы тепловодов с учётом ежегодного подключения перспективной нагрузки.

Расчет на 2024 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1007.926, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	694.874, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	74.038, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	145.513, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.040, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	41.87419, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.14291, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.53510, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.03822, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.86998, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18860.828, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18501.211, т/ч
Суммарный расход на подпитку	359.617, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	14965.042, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1551.874, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2174.347, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.21177, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	154.93610, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	49.46894, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	61.640,°С

Расчет на 2025 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1051.096, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	729.936, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.177, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	146.849, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.86657, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.95311, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.92382, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.30244, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.04623, Гкал/ч

Суммарный расход в подающем трубопроводе	19740.855, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	19373.785, т/ч
Суммарный расход на подпитку	367.070, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15733.318, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1634.936, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2194.960, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	157.48325, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	157.54900, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	52.03780, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.995, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.995, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	61.812,°С

Расчет на 2026 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1069.201, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	745.918, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.187, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	148.498, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.96972, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	24.00511, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	17.09408, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.40719, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.07893, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20129.898, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	19761.722, т/ч
Суммарный расход на подпитку	368.176, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	16094.160, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1634.936, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2218.697, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	157.93750, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	158.00212, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	52.23644, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.995, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.995, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	61.926,°С

Расчет на 2027 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1091.577, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	766.649, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.199, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	149.848, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч

Тепловые потери в подающем трубопроводе	43.04255, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	24.06891, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	17.16482, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.45743, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.10460, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20611.033, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	20241.091, т/ч
Суммарный расход на подпитку	369.941, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	16554.294, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1634.936, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2241.824, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	158.60306, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	158.66950, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	52.66876, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.995, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.995, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	62.063,°С

Расчет на 2028 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1101.747, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	776.405, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.158, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	150.031, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	43.10455, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	24.09375, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	17.26996, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.52202, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.12134, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20833.757, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	20462.066, т/ч
Суммарный расход на подпитку	371.691, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	16770.774, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1633.976, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2247.555, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	159.37111, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	159.43755, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	52.88239, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.995, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.995, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	62.137,°С

Расчет на 2029-2033 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1152.582, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	821.435, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.226, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	155.047, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.68856, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.76337, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	18.15493, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	10.05537, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.16971, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	21929.547, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	21539.914, т/ч
Суммарный расход на подпитку	389.633, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	17758.417, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1634.936, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2344.857, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	167.91251, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	167.97534, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	53.74544, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.994, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.994, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	62.463,°С

Расчет на 2034-2038 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1183.504, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	848.041, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.262, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	159.198, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.042, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.28358, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.57126, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	18.58502, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	10.31188, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.20909, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	22602.600, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	22206.585, т/ч
Суммарный расход на подпитку	396.015, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	18346.368, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1634.936, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2422.028, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	170.92019, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	170.98511, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	54.10968, т/ч

Давление в подающем трубопроводе	119.994, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.994, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	62.649,°С

Расчет на 2039-2043 год.

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1199.999, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	864.837, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	78.278, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	159.368, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.043, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	41.91271, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.39827, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	18.62529, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	10.34569, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	3.19143, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	23007.721, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	22613.054, т/ч
Суммарный расход на подпитку	394.667, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	18749.267, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1639.584, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2416.708, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	170.53581, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	170.56740, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	53.56367, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.993, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.993, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°С
Температура в обратном трубопроводе	62.836,°С

На рис. 4.1-4.6 представлены пути и пьезометрические графики до наиболее удаленных перспективных потребителей.

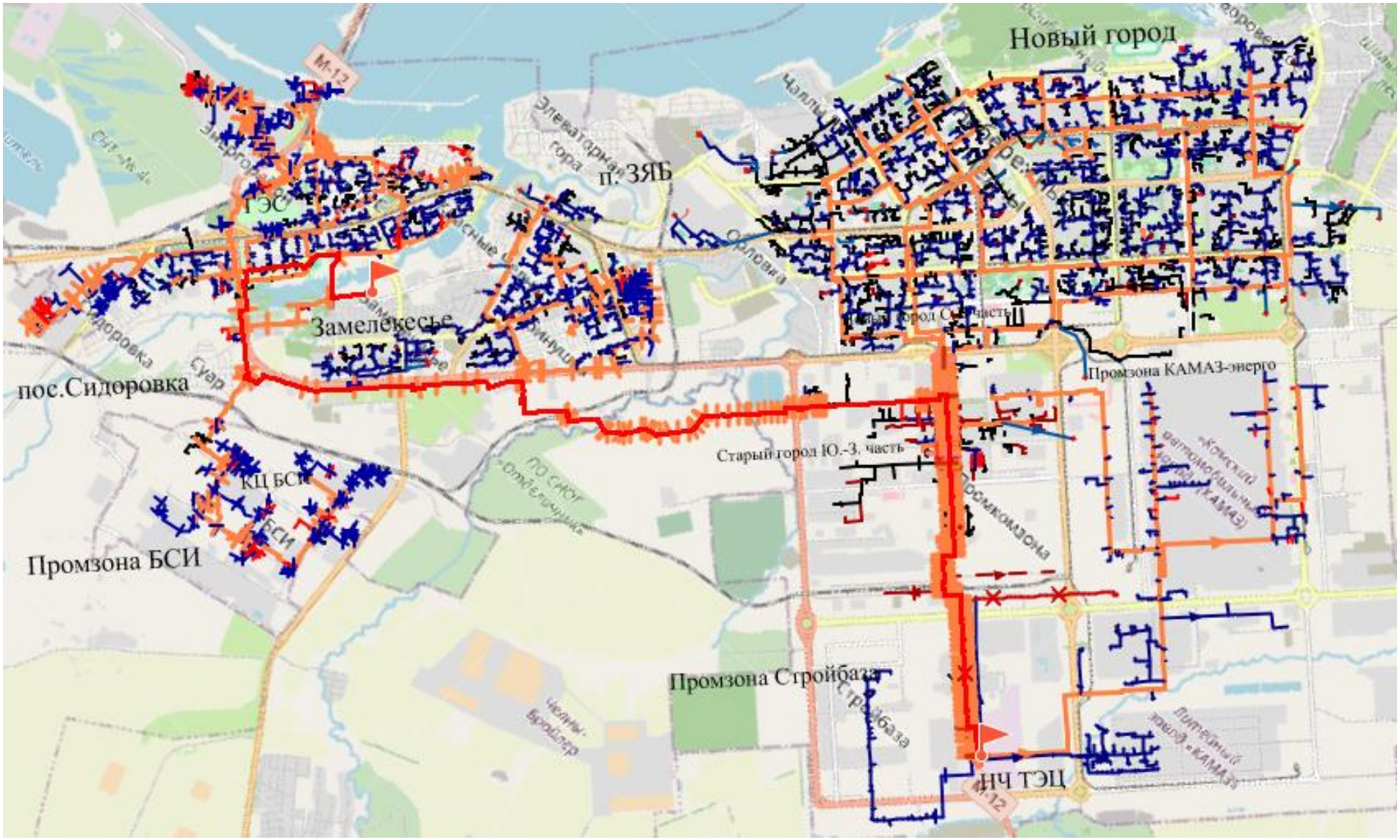
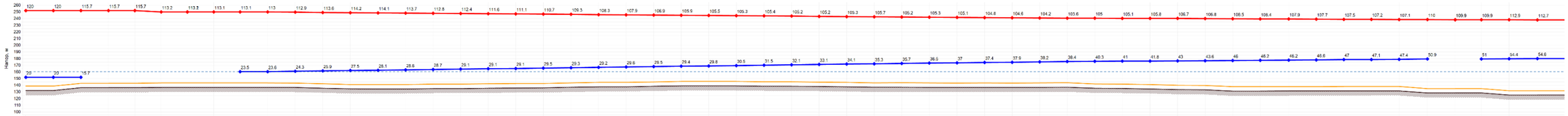
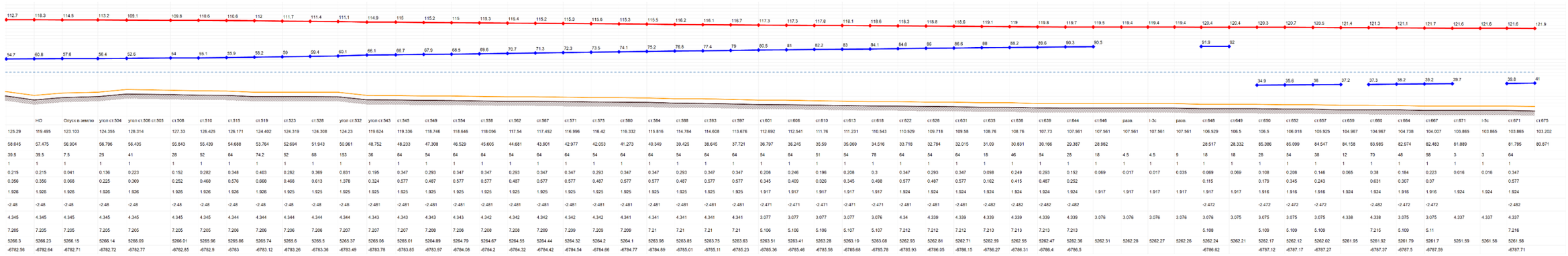


Рис.4.1. Путь от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»



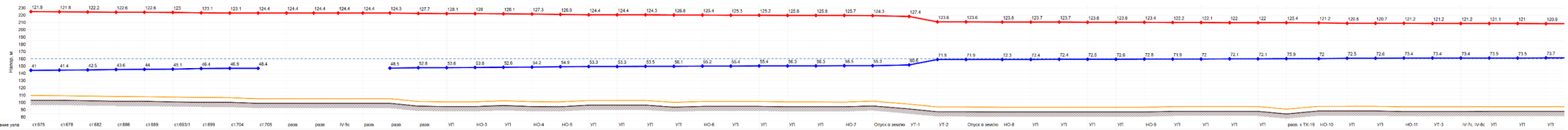
Наименование узла	ТЭЦ		разв.	разв.		разв.	In-1c	разв.	разв.	ст.339	ст.344	ст.348	ст.352	ст.357	ст.361	ст.365	ст.370	ст.374	ст.377	ст.382	ст.387	ст.391	ст.396	ст.400	ст.404	ст.409	ст.413	ст.417	ст.422	ст.426	ст.430	ст.435	ст.439	ст.442	ст.447	ст.450	ст.453	ст.458	ст.460	ст.462	ст.467	ст.468	ст.469	ст.474	ст.477	узел ст.480	ст.482	ст.485	ст.490	ст.493	узел ст.495	ст.499	I-1c	ст.500	узел ст.501	узел ст.503
Геодезическая высота, м	132	132	136.277	136.277	136.277	136.798	136.798	136.796	136.798	136.798	136.622	135.59	134.556	134.382	134.484	135	135.085	135.562	135.917	136.005	136.919	137.585	137.706	138.372	139.035	139.146	139.002	138.56	138.484	138.042	137.6	136.924	137.062	136.748	136.672	136.738	136.665	136.767	137.564	135.448	135.152	134.442	133.41	133.134	131.164	131.164	131.43	131.43	131.451	131.544	131.544	128.417	128.417	128.417	125.29	125.29
Располагаемый напор, м	99.993	99.976	99.971						89.536	89.392	88.612	87.689	86.765	85.985	85.061	84.138	83.358	82.521	81.929	81.15	80.024	79.085	78.306	77.382	76.458	75.679	74.755	73.831	73.051	72.127	71.203	70.424	69.5	68.856	68.056	67.392	66.692	65.951	65.222	64.708	64.176	63.992	63.685	63.153	62.478	62.12	61.701	61.037	60.505	60.076	59.656	59.053		58.861	58.514	58.153
Длина участка, м	0.5	1	0.5	4	400	0.5	0.5	18	10	54	64	64	54	64	64	54	98	41	54	78	69	54	64	64	54	64	64	54	64	46	54	46	46	48.5	51.4	50.5	50.3	52	18	30	52	66	39	41	46	52	42	41	59	6.4	6.4	24	25	7.5
Диаметр участка, м	1.4	1.4	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.009	0.004	0.003	0.02	2.007	0	0	0.098	0.054	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.316	0.223	0.294	0.424	0.353	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.25	0.293	0.25	0.264	0.279	0.274	0.194	0.2	0.069	0.116	0.2	0.264	0.135	0.158	0.25	0.2	0.162	0.158	0.227	0.035	0.035	0.13	0.136	0.041
Потери напора в ОТ, м	0.008	0.001							0.09	0.486	0.576	0.576	0.486	0.576	0.576	0.486	0.522	0.369	0.486	0.702	0.585	0.486	0.576	0.576	0.486	0.576	0.576	0.486	0.576	0.576	0.486	0.576	0.576	0.486	0.576	0.576	0.414	0.486	0.414	0.437	0.462	0.455	0.32	0.332	0.115	0.191	0.332	0.421	0.223	0.261	0.414	0.332	0.268	0.261	0.376		0.216	0.225	0.068
Скорость воды в ПТ, м/с	4.28	2.481	2.481	1.851	1.851	0.689	0.689	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926
Скорость воды в ОТ, м/с	-4.209	-1.295							-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.46	-2.46	-2.46	-2.46	-2.46	-2.46	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.47	-2.46	-2.46	-2.46
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	14.011	3.41	4.446	4.014	4.014	0.558	0.558	4.352	4.352	4.352	4.352	4.352	4.352	4.352	4.351	4.351	4.351	4.351	4.351	4.351	4.35	4.35	4.35	4.35	4.35	4.349	4.349	4.349	4.349	4.349	4.348	4.348	4.348	4.348	4.348	4.348	4.347	4.347	3.082	3.082	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	4.345	4.345	4.345	4.345	4.345
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	13.552	0.933						7.195	7.195	7.196	7.196	7.196	7.196	7.196	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.196	7.198	7.198	7.198	7.199	7.199	7.199	7.199	7.2	7.2	7.2	7.2	7.201	7.201	7.201	7.201	7.201	7.202	7.202	5.1	5.1	5.1	5.1	5.101	5.101	5.101	5.101	5.101	5.102			7.204	7.205	7.205
Расход в ПТ, т/ч	22992.01	13364.5	13364.49	5061.4	5061.39	1883.84	1883.84	5270.78	5270.75	5270.73	5270.63	5270.5	5270.38	5270.28	5270.16	5270.04	5269.93	5269.82	5269.75	5269.64	5269.5	5269.37	5269.27	5269.15	5269.03	5268.92	5268.8	5268.68	5268.56	5268.46	5268.34	5268.23	5268.11	5268.02	5267.92	5267.83	5267.74	5267.64	5267.55	5267.45	5267.35	5267.32	5267.26	5267.16	5267.04	5266.97	5266.89	5266.8	5266.71	5266.63	5266.55	5266.43	5266.42	5266.41	5266.36	5266.32
Расход в ОТ, т/ч	-22611.92	-6978.25							-6778.12	-6778.14	-6778.24	-6778.36	-6778.48	-6778.58	-6778.71	-6778.83	-6778.93	-6779.04	-6779.12	-6779.22	-6779.37	-6779.49	-6779.59	-6779.72	-6779.84	-6779.94	-6780.06	-6780.18	-6780.29	-6780.41	-6780.53	-6780.63	-6780.75	-6780.84	-6780.94	-6781.03	-6781.12	-6781.22	-6781.32	-6781.41	-6781.51	-6781.54	-6781.6	-6781.7	-6781.83	-6781.89	-6781.97	-6782.06	-6782.16	-6782.24	-6782.32			-6782.45	-6782.5	-6782.55

Рис. 4.2. Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»



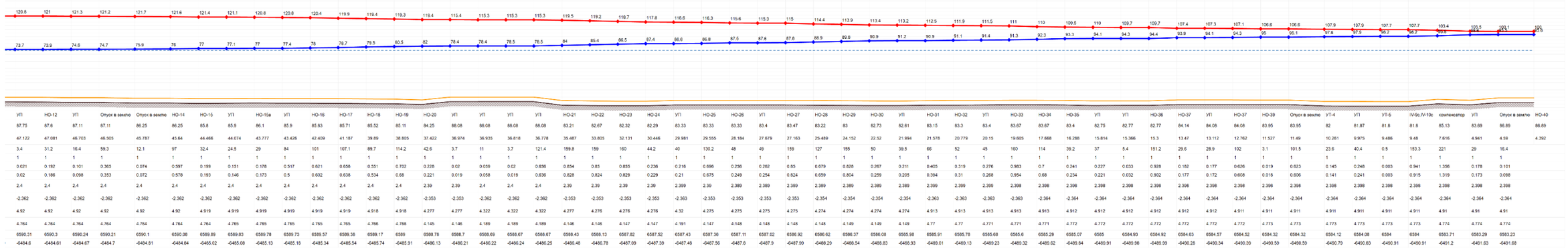
	НО	Опуск в землю	узел ст.504	узел ст.506	ст.505	ст.508	ст.510	ст.515	ст.519	ст.523	ст.528	узел ст.532	узел ст.543	ст.545	ст.549	ст.554	ст.558	ст.562	ст.567	ст.571	ст.575	ст.580	ст.584	ст.588	ст.593	ст.597	ст.601	ст.606	ст.610	ст.613	ст.618	ст.622	ст.626	ст.631	ст.635	ст.636	ст.639	ст.644	ст.646	разв.	I-3c	разв.	ст.648	ст.649	ст.650	ст.652	ст.657	ст.659	ст.660	ст.664	ст.667	ст.671	I-5c	ст.671	ст.675
	125.29	119.495	123.103	124.355	128.314	127.33	126.425	126.171	124.402	124.319	124.308	124.23	119.624	119.336	118.746	118.646	118.056	117.54	117.452	116.996	116.42	116.332	115.816	114.784	114.608	113.676	112.692	112.541	111.76	111.231	110.543	110.529	109.718	109.58	108.76	108.76	107.73	107.561	107.561	107.561	107.561	106.529	106.5	106.5	106.018	105.925	104.967	104.967	104.738	104.007	103.865	103.865	103.865	103.202	
	58.045	57.475	56.904	56.796	56.435	55.843	55.439	54.688	53.764	52.694	51.943	50.961	48.752	48.233	47.308	46.529	45.605	44.681	43.901	42.977	42.053	41.273	40.349	39.425	38.645	37.721	36.797	36.245	35.59	35.069	34.516	33.718	32.794	32.015	31.09	30.831	30.166	29.387	28.982				28.517	28.332	85.386	85.099	84.547	84.158	83.985	82.974	82.483	81.889		81.795	80.871	
	39.5	39.5	7.5	25	41	28	52	64	74.2	52	88	153	36	64	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	51	54	78	64	54	64	18	46	54	28	18	4.5	4.5	9	18	18	28	54	38	12	70	48	58	3	3	64		
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	0.215	0.215	0.041	0.136	0.223	0.152	0.282	0.348	0.403	0.282	0.369	0.831	0.195	0.347	0.293	0.347	0.347	0.293	0.347	0.347	0.293	0.347	0.347	0.293	0.347	0.347	0.208	0.246	0.196	0.208	0.3	0.347	0.293	0.347	0.098	0.249	0.293	0.152	0.069	0.017	0.017	0.035	0.069	0.069	0.108	0.208	0.146	0.065	0.38	0.184	0.223	0.016	0.016	0.347		
	0.356	0.356	0.068	0.225	0.369	0.252	0.468	0.576	0.668	0.468	0.613	1.378	0.324	0.577	0.487	0.577	0.577	0.487	0.577	0.577	0.487	0.577	0.577	0.487	0.577	0.577	0.345	0.409	0.326	0.345	0.498	0.577	0.487	0.577	0.162	0.415	0.487	0.252					0.115		0.179	0.345	0.243			0.631	0.307	0.37			0.577		
	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.917	1.917	1.917	1.917	1.917	1.924	1.924	1.924	1.924	1.924	1.924	1.924	1.917	1.917	1.917	1.917	1.917	1.917	1.916	1.916	1.916	1.924	1.924	1.916	1.916	1.924	1.924	1.924		

Рис. 4.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»



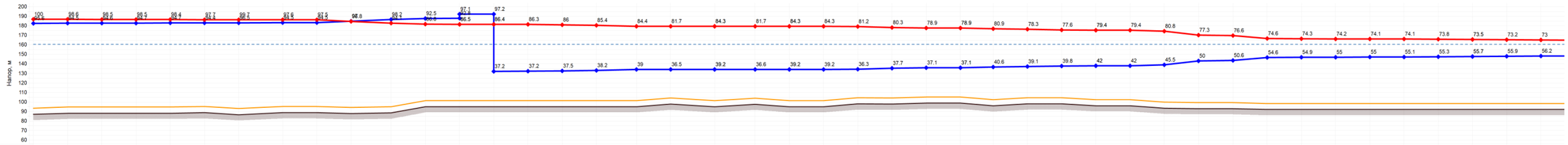
Наименование узла	ст.675	ст.678	ст.682	ст.686	ст.689	ст.693/1	ст.699	ст.704	ст.705	разв.	разв.	IV-5c	разв.	разв.	разв.	УП1	НО-3	УП1	НО-4	НО-5	УП1	УП1	УП1	УП1	НО-6	УП1	УП1	УП1	УП1	НО-7	Опуск в землю	УТ-1	УТ-2	Опуск в землю	НО-8	УП1	УП1	УП1	УП1	НО-9	УП1	УП1	УП1	УП1	узел с ТК-19	НО-10	УП1	УП1	НО-11	УТ-3	IV-7c, IV-8c	УП1	УП1	УП1
Геодезическая высота, м	103.202	103.089	102.425	101.782	101.849	100.985	100.4	100.222	98.85	98.85	98.85	98.85	98.85	98.85	95	94.4	94.4	95.91	94.51	94.36	96.36	96.36	96.36	96.36	93.8	94.9	94.9	94.9	94.2	94.2	94.12	95.44	91.2	87.35	87.35	87	87	87	87	87	87	88	88	88	88	84.4	88.41	88.41	88.41	87.74	87.74	87.74	87.75	87.75	87.75
Располагаемый напор, м	80.871	80.38	79.725	79.071	78.579	77.925	76.769	76.216	76.032						75.836	74.886	74.479	74.2	73.539	73.151	71.946	71.144	71.065	70.757	70.678	70.171	69.875	69.807	69.528	69.46	69.128	68.994	66.764	51.742	51.681	51.506	51.325	51.246	51.062	50.983	50.61	50.243	50.158	49.913	49.828	49.553	49.209	48.325	48.127	47.872	47.739	47.733	47.555	47.478	47.199
Длина участка, м	48	64	64	48	64	113	54	18	10	7	18	0.5	3	68	34	20	47.3	27.8	86.3	57.4	5.7	22	5.7	36.3	21.2	4.8	20	4.8	23.8	9.6	182.4	1229	5	14.3	14.8	6.5	15	6.5	30.5	30	7	20	7	22.5	29	73	16.4	21	11	0.5	14	6.4	23	6.4	
Диаметр участка, м	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.184	0.246	0.246	0.184	0.246	0.434	0.207	0.069	0.054	0.001	0.002	0	0.018	0.483	0.207	0.142	0.336	0.197	0.613	0.408	0.04	0.156	0.04	0.258	0.151	0.034	0.142	0.034	0.169	0.068	1.134	7.639	0.031	0.089	0.092	0.04	0.093	0.04	0.189	0.186	0.043	0.124	0.043	0.14	0.175	0.449	0.101	0.129	0.068	0.003	0.086	0.039	0.141	0.039
Потери напора в ОТ, м	0.307	0.409	0.409	0.307	0.409	0.722	0.345	0.115						0.467	0.2	0.137	0.325	0.191	0.592	0.394	0.039	0.151	0.039	0.249	0.145	0.033	0.137	0.033	0.163	0.066	1.096	7.383	0.03	0.086	0.089	0.039	0.09	0.039	0.183	0.18	0.042	0.12	0.042	0.135	0.169	0.435	0.098	0.125	0.066	0.003	0.083	0.038	0.137	0.038
Скорость воды в ПТ, м/с	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.924	0.285	0.285	0.285	2.414	2.409	2.413	2.409	2.409	2.409	2.409	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.408	2.413	2.413	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.412	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4
Скорость воды в ОТ, м/с	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472						-2.367	-2.372	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.367	-2.372	-2.372	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.373	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	3.075	3.074	3.074	3.074	3.074	3.074	3.074	3.074	4.336	0.07	0.07	0.07	4.872	5.684	4.871	5.683	5.683	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.682	5.681	5.681	5.681	5.681	4.973	4.973	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.969	4.818	4.921	4.52	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	5.11	5.11	5.11	5.11	5.111	5.111	5.111	5.111						5.489	4.704	5.489	5.489	5.489	5.489	5.489	5.489	5.489	5.489	5.489	5.489	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	5.49	4.806	4.806	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.81	4.664	4.763	4.764	4.764	4.764	4.764	4.764	4.764	4.764	4.764
Расход в ПТ, т/ч	5261.45	5261.36	5261.24	5261.12	5261.03	5260.91	5260.69	5260.59	5260.55	781.27	781.26	781.22	6627.43	6627.42	6626.82	6626.55	6626.51	6626.42	6626.37	6626.21	6626.1	6626.08	6626.04	6626.03	6625.96	6625.92	6625.91	6625.87	6625.87	6625.82	6625.8	6625.45	6623.11	6623.1	6623.07	6623.05	6623.03	6623	6622.99	6622.93	6622.88	6622.86	6622.82	6622.81	6590.69	6590.64	6590.5	6590.47	6590.43	6590.41	6590.41	6590.38	6590.37	6590.32
Расход в ОТ, т/ч	-6787.84	-6787.93	-6788.05	-6788.17	-6788.26	-6788.38	-6788.6	-6788.7						-6512.76	-6512.22	-6512.29	-6512.32	-6512.41	-6512.47	-6512.63	-6512.74	-6512.75	-6512.79	-6512.81	-6512.87	-6512.92	-6512.92	-6512.96	-6512.97	-6513.02	-6513.04	-6513.38	-6515.73	-6515.74	-6515.76	-6515.79	-6515.8	-6515.83	-6515.85	-6515.9	-6515.96	-6515.97	-6516.01	-6516.03	-6484.22	-6484.27	-6484.41	-6484.44	-6484.48	-6484.51	-6484.51	-6484.53	-6484.55	-6484.59

Рис. 4.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»



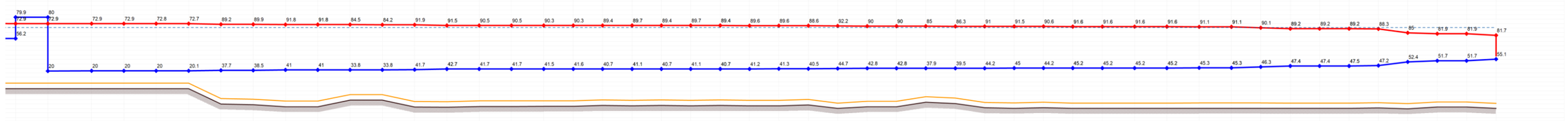
УП	НО-12	УП	Опуск в землю	Опуск в землю	НО-14	НО-15	УП	НО-15а	УП	НО-16	НО-17	НО-18	НО-19	НО-20	УП	УП	УП	УП	НО-21	НО-22	НО-23	НО-24	УП	НО-25	НО-26	УП	НО-27	НО-28	НО-29	НО-30	УП	НО-31	НО-32	УП	НО-33	НО-34	НО-35	УП	УП	НО-36	НО-37	УП	НО-37	НО-39	Опуск в землю	УТ-4	УП	УТ-5	ИЧ-9с,ИЧ-10с	компенсатор	УП	Опуск в землю	НО-40
87.75	87.6	87.11	87.11	86.25	86.25	85.8	85.9	86.1	85.9	85.83	85.71	85.52	85.11	84.25	84.08	84.08	84.08	84.08	83.21	82.67	82.32	82.29	83.33	83.33	83.33	83.4	83.47	83.22	83	82.73	82.61	83.15	83.3	83.4	83.67	83.67	83.67	83.4	82.75	82.77	82.77	84.14	84.08	84.08	83.95	83.95	82	81.87	81.8	81.8	85.13	83.69	86.89	86.89
47.122	47.081	46.703	46.505	45.787	45.64	44.466	44.074	43.777	43.426	42.409	41.187	39.89	38.805	37.422	36.974	36.935	36.818	36.778	35.487	33.805	32.131	30.446	29.981	29.555	28.184	27.679	27.163	25.489	24.152	22.52	21.994	21.578	20.779	20.15	19.605	17.668	16.288	15.814	15.366	15.3	13.47	13.112	12.762	11.527	11.49	10.261	9.975	9.486	9.48	7.616	4.941	4.59	4.392
5.4	31.2	16.4	59.3	12.1	97	32.4	24.5	29	84	101	107.1	89.7	114.2	42.6	3.7	11	3.7	121.4	159.8	159	160	44.2	40	130.2	48	49	159	127	155	50	39.5	66	52	45	160	114	39.2	37	5.4	151.2	29.6	28.9	102	3.1	101.5	23.6	40.4	0.5	153.3	221	29	16.4	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
0.021	0.192	0.101	0.365	0.074	0.597	0.199	0.151	0.178	0.517	0.621	0.658	0.551	0.702	0.228	0.02	0.059	0.02	0.656	0.854	0.85	0.855	0.236	0.216	0.696	0.256	0.262	0.85	0.679	0.828	0.267	0.211	0.405	0.319	0.276	0.983	0.7	0.241	0.227	0.033	0.928	0.182	0.177	0.626	0.019	0.623	0.145	0.248	0.003	0.941	1.356	0.178	0.101	
0.02	0.186	0.098	0.353	0.072	0.578	0.193	0.146	0.173	0.5	0.602	0.638	0.534	0.68	0.221	0.019	0.058	0.019	0.636	0.828	0.824	0.829	0.229	0.21	0.675	0.249	0.254	0.824	0.659	0.804	0.259	0.205	0.394	0.31	0.268	0.954	0.68	0.234	0.221	0.032	0.902	0.177	0.172	0.608	0.018	0.606	0.141	0.241	0.003	0.915	1.319	0.173	0.098	
2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.39	2.39	2.4	2.4	2.4	2.39	2.39	2.39	2.39	2.399	2.39	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.389	2.399	2.399	2.399	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.396	2.396	2.398	2.398	2.398	2.396	2.398	2.398	2.398	2.396	2.398	2.398	2.398	
-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.362	-2.353	-2.353	-2.362	-2.362	-2.362	-2.353	-2.353	-2.353	-2.353	-2.363	-2.353	-2.353	-2.353	-2.353	-2.354	-2.354	-2.354	-2.354	-2.363	-2.363	-2.363	-2.363	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	
4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.92	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.919	4.918	4.918	4.277	4.277	4.322	4.322	4.322	4.277	4.276	4.276	4.276	4.32	4.275	4.275	4.275	4.275	4.274	4.274	4.274	4.274	4.913	4.913	4.913	4.913	4.913	4.912	4.912	4.912	4.912	4.912	4.912	4.912	4.911	4.911	4.911	4.911	4.911	4.911	4.91	4.91	4.91		
4.764	4.764	4.764	4.764	4.764	4.764	4.764	4.765	4.765	4.765	4.765	4.765	4.766	4.766	4.145	4.146	4.189	4.189	4.189	4.146	4.146	4.147	4.147	4.191	4.147	4.148	4.148	4.148	4.148	4.149	4.149	4.149	4.77	4.77	4.771	4.771	4.771	4.772	4.772	4.772	4.772	4.772	4.772	4.772	4.772	4.773	4.773	4.773	4.773	4.773	4.773	4.774	4.774	4.774	
6590.31	6590.3	6590.24	6590.21	6590.1	6590.08	6589.89	6589.83	6589.78	6589.73	6589.57	6589.36	6589.17	6589	6588.76	6588.7	6588.69	6588.67	6588.67	6588.43	6588.13	6587.82	6587.52	6587.43	6587.36	6587.11	6587.02	6586.92	6586.62	6586.37	6586.08	6585.98	6585.91	6585.78	6585.68	6585.6	6585.29	6585.07	6585	6584.93	6584.92	6584.63	6584.57	6584.52	6584.32	6584.32	6584.12	6584.08	6584	6584	6583.71	6583.29	6583.23	
-6464.6	-6464.61	-6464.67	-6464.7	-6464.81	-6464.84	-6465.02	-6465.08	-6465.13	-6465.18	-6465.34	-6465.54	-6465.74	-6465.91	-6466.13	-6466.21	-6466.22	-6466.24	-6466.25	-6466.46	-6466.78	-6467.09	-6467.39	-6467.46	-6467.56	-6467.6	-6467.9	-6467.99	-6468.29	-6468.54	-6468.83	-6468.93	-6469.01	-6469.13	-6469.23	-6469.32	-6469.62	-6469.84	-6469.91	-6469.96	-6469.99	-6469.99	-6470.28	-6470.34	-6470.39	-6470.59	-6470.59	-6470.79	-6470.83	-6470.91	-6470.91	-6491.2	-6491.63	-6491.68

Рис. 4.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»



Наименование узла	НО-40	УП	УП	УП	УП	НО-41	Опуск в землю	УТ-6	УП	компенсатор	УП		РД-1	ПНС-9			компенсатор	УП	Опуск в землю	ИЧ-11с, ИЧ-12с	ТУ-7		разв.			ТУ-3			ТК-2/1		ТУ-2	ТУ 1/1	ТУ-1			разв.	разв.	разв.		разв.	№11,№12	разв.	разв.
Геодезическая высота, м	86.89	88.15	88.15	88.15	88.15	88.67	86.6	88.67	88.67	87.79	88.5	95	95	95	95	95	95	95.05	97.65	95	97.61	95	95	98	97.72	98.73	98.73	96	98	98	96	96	93.5	92.98	93	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Располагаемый напор, м	4.392	4.046	3.961	3.792	3.707	3.316	3.225	3.097	2.976	-0.237	-4.046	-5.692			49.082	48.501	47.245	45.459	45.217	45.17	45.155	45.149	45.14	44.96	42.545	41.786	41.784	40.294	39.131	37.891	37.32	37.314	35.288	27.311	25.97	20.026	19.333	19.215	19.096	18.978	18.487	17.799	17.262	16.77
Длина участка, м	28.6	7	14	7	32.3	7.5	10.6	10	265.4	314.7	136	48	14.2	14.2	48	103.8	147.6	20	3.9	0.5	0.5	0.5	39	627	197	0.5	386	302	322	148	0.5	526	564	172	874	79	10	10	10	10	14	10	10	10
Диаметр участка, м	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.804	0.804	0.966	1	1	1	1	1	1	0.804	0.9	0.9	0.804	0.804	0.804	0.804	0.614	0.614	0.614	0.614	0.902	
Потери напора в ПТ, м	0.175	0.043	0.086	0.043	0.198	0.046	0.065	0.061	1.629	1.931	0.834	0.294	0.087	0.087	0.294	0.636	0.905	0.123	0.024	0.003	0.003	0.003	0.091	1.228	0.385	0.001	0.755	0.591	0.63	0.289	0.002	1.028	4.035	0.678	3.009	0.352	0.06	0.06	0.06	0.249	0.349	0.249	0.249	0.018
Потери напора в ОТ, м	0.17	0.042	0.084	0.042	0.193	0.045	0.063	0.06	1.584	1.879	0.812	0.287	0.085	0.085	0.287	0.62	0.881	0.119	0.023	0.003	0.003	0.003	0.088	1.188	0.373	0.001	0.732	0.573	0.611	0.281	0.001	0.998	3.942	0.663	2.935	0.341	0.058	0.058	0.058	0.242	0.339	0.242	0.242	0.024
Скорость воды в ПТ, м/с	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.398	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.397	2.231	2.231	1.546	1.442	1.442	1.442	1.442	1.441	1.441	1.441	1.444	1.441	1.927	1.537	1.436	1.803	1.803	1.803	1.803	3.096	3.096	3.096	3.096	1.239
Скорость воды в ОТ, м/с	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.364	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.365	-2.194	-2.194	-1.52	-1.419	-1.419	-1.419	-1.419	-1.419	-1.42	-1.42	-1.427	-1.42	-1.903	-1.518	-1.417	-1.776	-1.776	-1.776	-1.776	-3.05	-3.05	-3.05	-3.05	-1.41
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	4.909	4.909	4.909	4.909	4.909	4.909	4.909	4.909	4.909	4.908	4.907	4.907	4.907	4.907	4.907	4.907	4.906	4.906	4.906	4.906	4.862	4.862	1.874	1.566	1.565	1.565	1.565	1.564	1.564	1.564	2.437	1.563	5.724	3.156	2.754	3.561	4.8	4.8	4.8	19.954	19.954	19.954	19.954	1.464
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	4.774	4.774	4.774	4.774	4.774	4.775	4.775	4.775	4.775	4.775	4.776	4.777	4.777	4.777	4.777	4.777	4.777	4.778	4.778	4.778	4.704	4.704	1.813	1.515	1.516	1.517	1.517	1.517	1.518	1.518	2.382	1.518	5.591	3.082	2.687	3.456	4.659	4.659	4.659	19.368	19.368	19.369	19.369	1.893
Расход в ПТ, т/ч	6583.2	6583.15	6583.13	6583.11	6583.09	6583.03	6583.02	6583	6582.98	6582.47	6581.87	6581.61	6581.52	6581.49	6581.47	6581.37	6581.18	6580.9	6580.86	6580.85	3976.23	3976.23	3976.23	3976.16	3974.96	3974.58	3974.58	3973.84	3973.27	3972.65	3972.37	3972.36	3424.37	3423.67	3198.06	3196.71	3196.61	3196.6	3196.59	3196.57	3196.57	3196.56	3196.55	2768.52
Расход в ОТ, т/ч	-6491.71	-6491.77	-6491.78	-6491.81	-6491.82	-6491.88	-6491.9	-6491.92	-6491.93	-6492.44	-6493.04	-6493.3	-6493.39	-6493.42	-6493.45	-6493.54	-6493.74	-6494.02	-6494.05	-6494.06	-3910.57	-3910.57	-3910.57	-3910.64	-3911.84	-3912.22	-3912.22	-3912.96	-3913.54	-3914.16	-3914.44	-3914.44	-3371.14	-3371.83	-3147.81	-3149.16	-3149.26	-3149.27	-3149.28	-3149.3	-3149.3	-3149.31	-3149.32	-3149.33

Рис. 4.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»



	ПНС-Сидоровка	разв.	разв.	разв.	ТУ-302	ТУ-303	ТУ-305	ту-305/1				разв.		разв.	ТК-293	ТК-292	ТК-290	разв.		разв.	ТК-289		ТК-122	ТК-121	ТК-120	ТК-119	ТК-118		ТК-118/1	ТК-117/2	ТК-117	ТК-116	ТК-115		ТК-114	разв.		ТК-113		тк-113/2		ТК-149/1		тк-149/3	ст.	ТУ-149/5	ТУ-149/5	перспективная нагрузка
92	92	92	92	92	92	75	74.2	72	72	72	79.3	79.4	71.58	71.35	72.28	72.28	72.5	72.5	73.36	73	73.36	73	73.36	73	73.36	73	73	73.89	70	72	72	77	75.5	70.8	70.2	71	70	70	70	70.2	70.2	70.2	70.1	70.1	70.1	70.1	70.63	69.71	71.59	71.59	70
		52.883	52.834	52.801	52.614	51.448	51.419	50.798	50.796	50.671	50.431	50.199	48.802	48.8	48.8	48.798	48.753	48.678	48.648	48.648	48.647	48.647	48.644	48.354	48.287	48.077	47.464	47.249	47.248	47.064	46.828	46.796	46.511	46.445	46.364	46.364	46.361	46.358	45.8	45.796	43.796	41.712	41.707	41.705	41.079	32.63	30.215	30.2	26.62
10	14	10	6.9	88	553	14	300	0.5	36	69	66.5	401.5	0.5	0.5	30	76	33.6	0.5	0.5	0.5	0.5	52	22	73	128	82	0.5	78	92.7	20	195	59	73	0.5	0.5	0.5	97.9	0.5	213	222	0.5	0.5	62	490	175	0.5	120				
0.902	0.902	0.902	0.902	1	1	1	1	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.4	0.4	0.4	0.408	0.408	0.408	0.614	0.614	0.614	0.515	0.515	0.515	0.515	0.3	0.3	0.3	0.3	0.207	0.2				
0.018	0.034	0.025	0.017	0.094	0.59	0.015	0.314	0.001	0.063	0.12	0.116	0.701	0.001	0.001	0.023	0.038	0.015	0	0	0	0.001	0.146	0.033	0.106	0.309	0.108	0.001	0.093	0.118	0.016	0.144	0.033	0.041	0	0.001	0.001	0.28	0.002	1.006	1.049	0.002	0.001	0.315	4.248	1.212	0.008	1.795				
0.024	0.045	0.024	0.017	0.092	0.576	0.014	0.307	0.001	0.062	0.12	0.115	0.697	0.001	0.001	0.022	0.037	0.015	0	0	0	0.001	0.144	0.033	0.104	0.305	0.107	0.001	0.091	0.117	0.016	0.142	0.032	0.04	0	0.001	0.001	0.277	0.002	0.993	1.036	0.002	0.001	0.311	4.201	1.202	0.008	1.785				
1.239	1.241	1.241	1.241	1.008	1.007	0.997	0.997	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	1.033	0.51	0.509	0.507	0.507	0.507	0.507	0.937	0.937	0.729	0.712	0.696	0.677	0.606	0.606	0.606	0.622	0.493	0.471	0.425	0.425	0.427	0.999	0.995	0.995	1.14	1.14	1.139	1.139	0.691	0.691	0.676	0.675	1.427	1.201				
-1.41	-1.412	-1.226	-1.226	-0.996	-0.995	-0.985	-0.985	-1.032	-1.032	-1.032	-1.032	-1.033	-1.033	-1.033	-1.028	-0.503	-0.502	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.931	-0.931	-0.724	-0.707	-0.691	-0.672	-0.602	-0.602	-0.617	-0.489	-0.468	-0.422	-0.422	-0.424	-0.993	-0.988	-0.988	-1.132	-1.132	-1.132	-1.132	-0.687	-0.687	-0.672	-0.672	-1.421	-1.198				
1.464	1.968	1.968	1.968	0.856	0.854	0.837	0.837	1.396	1.396	1.396	1.396	1.396	1.395	1.383	0.603	0.403	0.359	0.359	0.359	0.359	2.248	2.248	1.216	1.159	1.929	1.055	0.949	0.949	1.022	0.646	0.59	0.446	0.446	0.728	2.31	2.291	2.291	3.78	3.78	3.779	3.778	1.812	1.812	1.734	1.732	12.301	11.969				
1.893	2.546	1.921	1.921	0.836	0.834	0.818	0.818	1.388	1.388	1.388	1.388	1.388	1.389	1.377	0.587	0.392	0.35	0.35	0.35	0.35	2.22	2.22	1.2	1.144	1.904	1.042	0.937	0.937	1.008	0.637	0.582	0.44	0.44	0.719	2.282	2.262	2.262	3.731	3.731	3.732	3.733	1.792	1.792	1.715	1.717	12.199	11.901				
2768.51	2768.49	2768.47	2768.45	2768.44	2765.25	2738.09	2738.06	1409.47	1409.47	1409.44	1409.37	1409.31	1408.93	1402.69	525.5	525.48	525.42	525.4	525.4	525.4	426.07	426.07	333.61	325.6	315.65	306.9	275.58	275.58	271.43	215.23	205.64	193.73	193.72	193.69	1029.94	1025.53	1025.53	825.42	825.41	825.31	825.2	169.15	169.15	165.42	165.34	165.31	129.32				
-3149.34	-3149.36	-2734.65	-2734.66	-2734.67	-2731.82	-2706.85	-2706.87	-1394.6	-1394.6	-1394.64	-1394.7	-1394.76	-1395.14	-1388.92	-518.35	-518.37	-518.42	-518.45	-518.45	-518.45	-423.37	-423.37	-331.43	-323.45	-313.54	-304.91	-273.71	-273.71	-269.62	-213.74	-204.19	-192.44	-192.46	-192.48	-1023.55	-1019.15	-1019.15	-820.1	-820.1	-820.2	-820.32	-168.21	-168.21	-164.51	-164.59	-164.62	-128.95				

Рис. 4.2 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя «27 микрорайон»

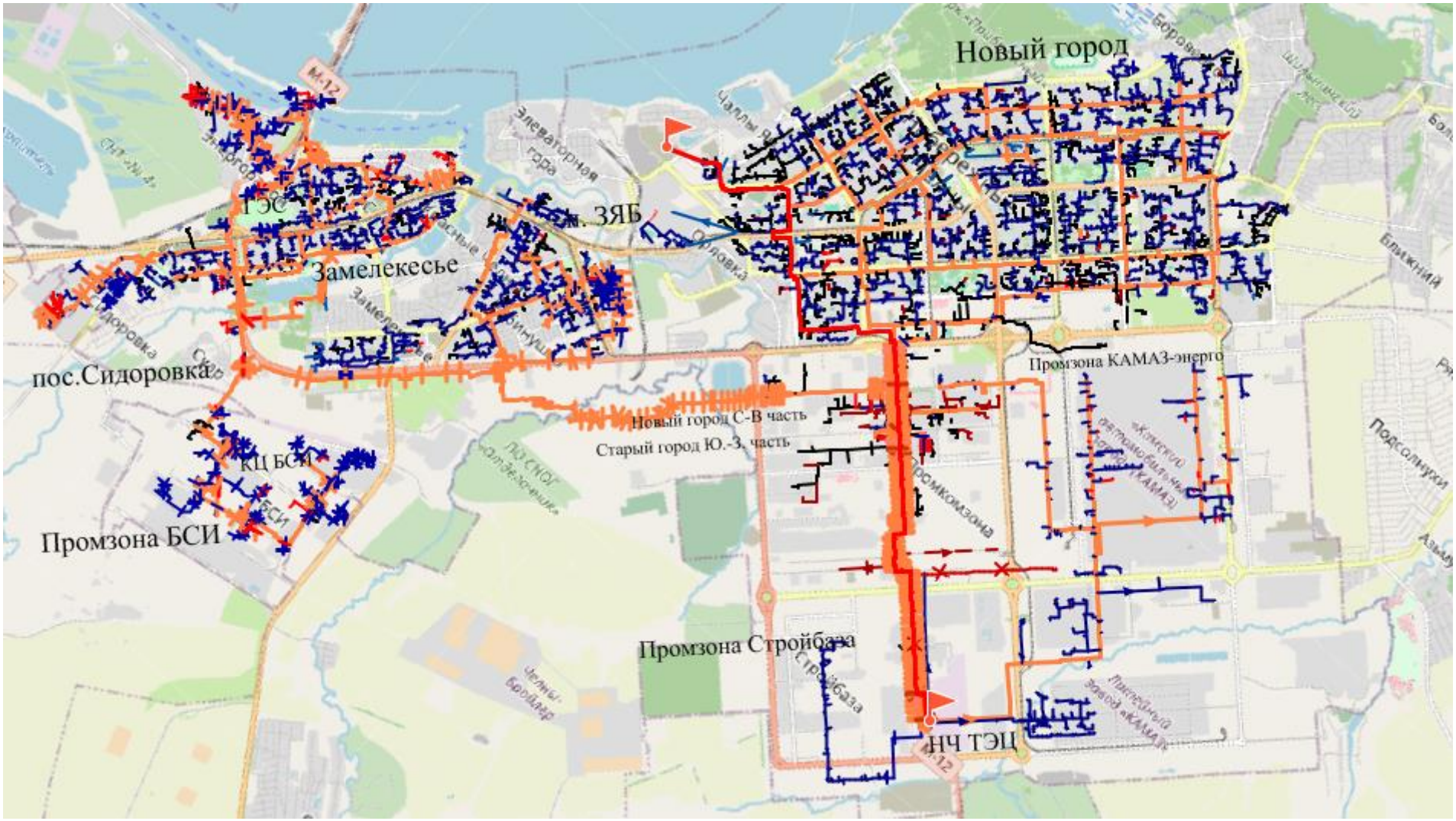
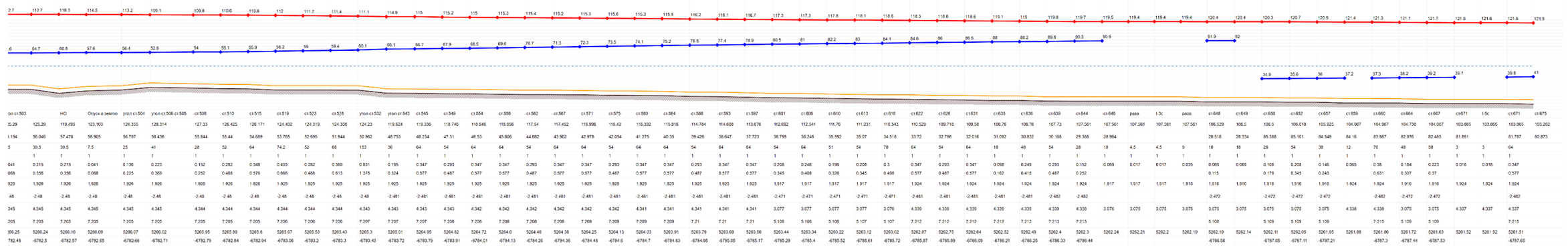


Рис.4.3. Путь от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя ЖК «Озеро»



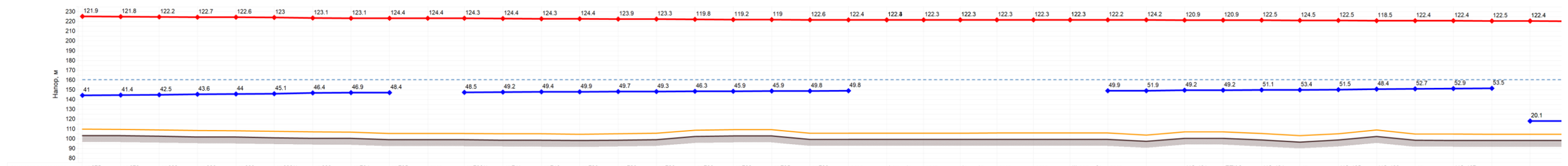
Наименование узла	ТЭЦ		разв.	разв.		разв.	lh-1c	разв.	разв.	ст.339	ст.344	ст.348	ст.352	ст.357	ст.361	ст.365	ст.370	ст.374	ст.377	ст.382	ст.387	ст.391	ст.396	ст.400	ст.404	ст.409	ст.413	ст.417	ст.422	ст.426	ст.430	ст.435	ст.439	ст.442	ст.447	ст.450	ст.453	ст.458	ст.460	ст.462	ст.467	ст.468	ст.469	ст.474	ст.477	уron ст.480	ст.482	ст.485	ст.490	ст.493	уron ст.495	ст.499	l-1c	ст.500	уron ст.501	уr
Геодезическая высота, м	132	132	136.277	136.277	136.277	136.798	136.798	136.798	136.796	136.796	136.622	135.59	134.558	134.382	134.484	135	135.085	135.562	135.917	136.005	136.919	137.585	137.708	138.372	139.035	139.146	139.002	138.56	138.484	138.042	137.6	136.924	137.082	136.748	136.672	136.738	136.665	136.767	137.094	135.448	135.152	134.442	133.41	133.134	131.164	131.143	131.43	131.451	131.544	131.544	128.417	128.417	128.417	125.29	1
Располагаемый напор, м	99.993	99.976	99.971						89.536	89.392	88.613	87.689	86.765	85.986	85.062	84.138	83.358	82.521	81.929	81.15	80.024	79.086	78.306	77.382	76.459	75.679	74.755	73.831	73.052	72.128	71.204	70.425	69.501	68.837	68.057	67.393	66.693	65.952	65.223	64.709	64.177	63.993	63.686	63.154	62.479	62.121	61.702	61.038	60.506	60.076	59.657	59.054		58.862	58.515	5
Длина участка, м	0.5	1	0.5	4	400	0.5	0.5	18	10	54	64	64	54	64	64	54	58	41	54	78	65	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	46	54	46	48.5	51.4	50.5	50.3	52	18	30	52	66	35	41	46	52	42	41	59	6.4	6.4	24	25	7.
Диаметр участка, м	1.4	1.4	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.009	0.004	0.003	0.02	2.007	0	0	0.098	0.054	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.315	0.223	0.294	0.424	0.353	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.25	0.293	0.25	0.264	0.279	0.274	0.194	0.2	0.069	0.116	0.2	0.254	0.135	0.158	0.25	0.2	0.162	0.158	0.227	0.035	0.035	0.13	0.136	0.
Потери напора в ОТ, м	0.008	0.001							0.09	0.466	0.576	0.576	0.486	0.576	0.576	0.486	0.522	0.369	0.466	0.702	0.565	0.466	0.576	0.576	0.466	0.576	0.576	0.466	0.576	0.576	0.466	0.576	0.414	0.486	0.414	0.437	0.462	0.455	0.32	0.332	0.115	0.191	0.332	0.421	0.223	0.261	0.414	0.332	0.266	0.261	0.376			0.216	0.225	0.
Скорость воды в ПТ, м/с	4.28	2.48	2.48	1.851	1.851	0.689	0.689	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.927	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.918	1.926	1.926	1.926	1.926	1.
Скорость воды в ОТ, м/с	-4.209	-1.295							-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.48	-2.48	-2.48	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.479	-2.48	-2.48	-2.48	-2
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	14.011	3.409	4.446	4.014	4.014	0.558	0.558	4.352	4.352	4.352	4.352	4.352	4.352	4.352	4.351	4.351	4.351	4.351	4.351	4.35	4.35	4.35	4.35	4.35	4.349	4.349	4.349	4.349	4.349	4.349	4.348	4.348	4.348	4.348	4.348	4.347	4.347	4.347	3.082	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	3.081	4.346	3.081	3.081	3.081	3.08	4.345	4.345	4.345	4.345	4.
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	13.551	0.933							7.195	7.195	7.195	7.196	7.196	7.196	7.196	7.197	7.197	7.197	7.197	7.197	7.198	7.198	7.198	7.199	7.199	7.199	7.199	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	7.201	7.201	7.201	7.201	7.201	7.202	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.101	5.101	5.101	7.203	5.101	5.101	5.101	5.101		7.204	7.204	7.
Расход в ПТ, т/ч	22991.72	13364.33	13364.32	5061.34	5061.33	1883.81	1883.81	5270.71	5270.68	5270.66	5270.56	5270.44	5270.32	5270.21	5270.09	5269.97	5269.87	5269.76	5269.66	5269.56	5269.43	5269.31	5269.2	5269.08	5268.96	5268.86	5268.74	5268.61	5268.51	5268.39	5268.27	5268.17	5268.04	5267.96	5267.85	5267.77	5267.68	5267.58	5267.48	5267.39	5267.29	5267.25	5267.2	5267.1	5266.97	5266.9	5266.83	5266.74	5266.64	5266.56	5266.48	5266.37	5266.36	5266.34	5266.3	5
Расход в ОТ, т/ч	-22911.75	-6976.2							-6778.05	-6778.07	-6778.18	-6778.3	-6778.42	-6778.52	-6778.64	-6778.76	-6778.87	-6778.98	-6779.05	-6779.16	-6779.3	-6779.43	-6779.53	-6779.65	-6779.77	-6779.88	-6780	-6780.12	-6780.22	-6780.34	-6780.47	-6780.57	-6780.69	-6780.76	-6780.88	-6780.97	-6781.06	-6781.16	-6781.25	-6781.35	-6781.45	-6781.46	-6781.54	-6781.64	-6781.76	-6781.83	-6781.91	-6782	-6782.1	-6782.18	-6782.25		-6782.39	-6782.44	-6

Рис. 4.4. Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя ЖК «Озеро»



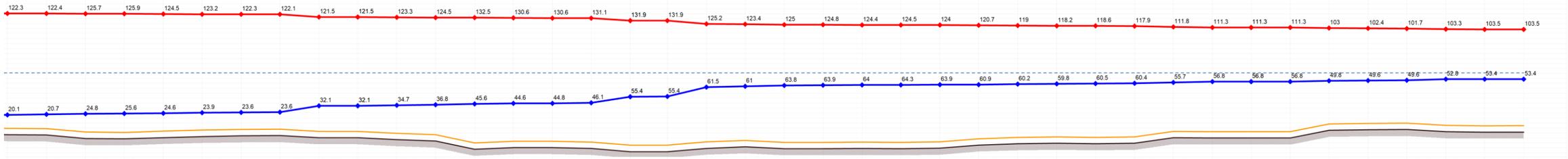
оп ст.503		НО	Опуск в землю	уron ст.504	уron ст.506 ст.505	ст.508	ст.510	ст.515	ст.519	ст.523	ст.528	уron ст.532	уron ст.543	ст.545	ст.549	ст.554	ст.558	ст.562	ст.567	ст.571	ст.575	ст.580	ст.584	ст.588	ст.593	ст.597	ст.601	ст.606	ст.610	ст.613	ст.618	ст.622	ст.626	ст.631	ст.635	ст.636	ст.639	ст.644	ст.646	разв.	l-3c	разв.	ст.648	ст.649	ст.650	ст.652	ст.657	ст.659	ст.660	ст.664	ст.667	ст.671	l-5c	ст.671	ст.675
5.29	125.29	119.495	123.103	124.355	128.314	127.33	126.425	126.171	124.402	124.319	124.308	124.23	119.824	119.336	118.746	118.646	118.096	117.54	117.452	116.996	116.42	116.332	115.816	114.784	114.608	113.676	112.692	112.541	111.76	111.231	110.543	110.529	109.718	109.58	108.76	108.76	107.73	107.561	107.561	107.561	107.561	106.529	106.5	106.5	106.018	105.925	104.967	104.967	104.738	104.007	103.865	103.865	103.865	103.202
1.154	58.046	57.476	56.905	56.797	56.436	55.844	55.44	54.689	53.765	52.895	51.944	50.962	48.753	48.234	47.31	46.53	45.606	44.682	43.902	42.978	42.054	41.275	40.35	39.426	38.647	37.723	36.799	36.246	35.592	35.07	34.518	33.72	32.796	32.016	31.092	30.832	30.168	29.388	28.964			28.518	28.334	85.388	85.101	84.549	84.16	83.987	82.976	82.485	81.891		81.797	80.873
5	39.5	39.5	7.5	25	41	28	52	64	74.2	52	66	153	36	64	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	64	51	54	78	64	54	64	18	46	54	28	18	4.5	4.5	9	16	16	28	54	38	12	70	48	58	3	3	64	
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
041	0.215	0.215	0.041	0.136	0.223	0.152	0.282	0.348	0.403	0.282	0.369	0.831	0.195	0.347	0.293	0.347	0.347	0.293	0.347	0.347	0.293	0.347	0.347	0.293	0.347	0.347	0.208	0.246	0.196	0.208	0.3	0.347	0.293	0.347	0.098	0.249	0.293	0.152	0.069	0.017	0.017	0.035	0.069	0.069	0.108	0.208	0.146	0.065	0.38	0.184	0.223	0.016	0.016	0.347	
068	0.356	0.356	0.068	0.225	0.369	0.252	0.468	0.576	0.668	0.468	0.613	1.378	0.324	0.577	0.487	0.577	0.577	0.487	0.577	0.577	0.487	0.577	0.577	0.487	0.577	0.577	0.345	0.408	0.326	0.345	0.498	0.577	0.487	0.577	0.162	0.415	0.487	0.252					0.115		0.179	0.345	0.243			0.631	0.307	0.37		0.577	
926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.926	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.917	1.917	1.917	1.917	1.917	1.917	1.924	1.924	1.924	1.924	1.924	1.924	1.924	1.917	1.917	1.917	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.924	1.924	1.916	1.916	1.924	1.924	1.924	

Рис. 4.4 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя ЖК «Озеро»



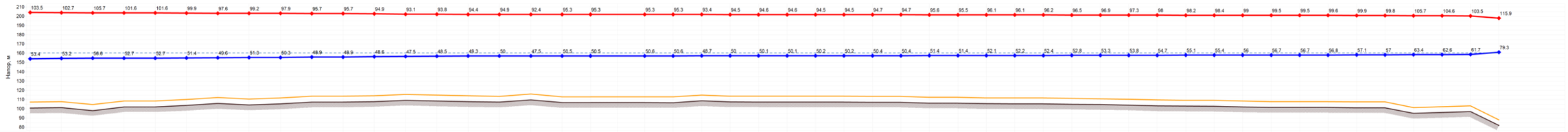
Наименование узла	ст.675	ст.678	ст.682	ст.686	ст.689	ст.693/1	ст.699	ст.704	ст.705	разв.	ст.706/1	ст.711	ст.716	ст.720	ст.723	ст.726	ст.730	ст.732	ст.735	ст.738	разв.	I оч. - 1с	разв.	Iоч. - 1п	разв.	разв.	III лев. - 9с	разв.		НО-461	ПТК-2	НО-464	ст.	НО-465	НО-466	ст.	НО-467		
Геодезическая высота, м	103.202	103.089	102.425	101.762	101.649	100.985	100.4	100.222	98.85	98.85	98.85	98.483	98.433	98.134	98.455	99.009	102.232	102.704	102.855	99.098	99.2	99.2	99.2	99.2	99.2	99.2	99.2	99.2	97.2	100.39	100.39	98.68	96.57	98.57	102.31	98.3	98.25	98	98
Располагаемый напор, м	80.873	80.382	79.727	79.073	78.582	77.927	76.771	76.218	76.034		75.837	75.189	74.887	74.522	74.265	73.996	73.491	73.334	73.066	72.808	72.588								72.333	72.307	71.673	71.652	71.409	71.186	71.022	70.121	69.727	69.48	68.967	102.282
Длина участка, м	48	64	64	48	64	113	54	18	10	8	82	54	65	46	48	64	28	48	46	28	5.3	8.6	8	9	1	1	31	7.9	195	6.5	23.5	21.5	15.8	87	38	23.9	49.5	10	10
Диаметр участка, м	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0.804	0.804	1	1	0.804	1	1	1	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.7	0.7
Потери напора в ПТ, м	0.184	0.246	0.246	0.184	0.246	0.434	0.207	0.069	0.054	0.031	0.322	0.151	0.181	0.128	0.134	0.251	0.078	0.134	0.128	0.11	0.017	0.027	0.005	0.005	0.002	0.001	0.065	0.007	0.182	0.006	0.07	0.064	0.047	0.259	0.113	0.071	0.147	0.084	0.084
Потери напора в ОТ, м	0.307	0.409	0.409	0.307	0.409	0.722	0.345	0.115			0.325	0.152	0.183	0.129	0.135	0.254	0.079	0.135	0.129	0.111								0.018	0.452	0.015	0.174	0.159	0.117	0.643	0.281	0.176	0.366		0
Скорость воды в ПТ, м/с	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.916	1.924	1.638	1.638	1.631	1.631	1.631	1.631	1.637	1.63	1.63	1.63	1.637	1.626	1.626	0.6	0.6	1.388	0.749	1.159	0.755	0.755	0.755	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.171	1.534	1.534
Скорость воды в ОТ, м/с	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472	-2.472			-1.645	-1.639	-1.639	-1.639	-1.639	-1.645	-1.638	-1.638	-1.638	-1.645								-1.189	-1.189	-1.189	-1.844	-1.844	-1.844	-1.844	-1.844	-1.845	-1.845		0
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	3.075	3.074	3.074	3.074	3.074	3.074	3.074	3.073	4.335	3.144	3.144	2.231	2.23	2.23	2.23	3.14	2.228	2.227	2.227	3.139	2.529	2.529	0.456	0.456	1.843	0.539	1.687	0.748	0.748	0.748	2.382	2.382	2.382	2.382	2.382	2.382	2.381	6.749	6.749
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	5.11	5.11	5.11	5.11	5.11	5.111	5.111	5.111			3.173	2.251	2.251	2.251	2.251	3.17	2.249	2.249	2.249	3.17								1.854	1.854	1.854	5.909	5.909	5.909	5.909	5.91	5.91	5.91		0
Расход в ПТ, т/ч	5261.39	5261.3	5261.17	5261.05	5260.96	5260.84	5260.62	5260.52	5260.49	4479.18	4479.17	4479.01	4478.91	4478.78	4478.7	4476.06	4475.94	4475.88	4475.79	4475.7	4475.65	4475.64	1067.89	1067.88	3819.32	2060.7	2060.7	2060.66	2060.65	2060.28	2060.26	2060.23	2060.21	2060.19	2060.08	2060.04	2060.01	2059.95	2059.94
Расход в ОТ, т/ч	-6787.77	-6787.86	-6787.99	-6788.11	-6788.2	-6788.32	-6788.54	-6788.64			-4499.41	-4499.57	-4499.67	-4499.79	-4499.88	-4497.44	-4497.56	-4497.61	-4497.7	-4497.79								-3245.58	-3245.59	-3245.96	-3245.97	-3246	-3246.03	-3246.05	-3246.15	-3246.2	-3246.23		0

Рис. 4.4 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя ЖК «Озеро»



	НО-468	НО-469	ПТК-1	ст.	НО-471	ст.	НО-472	ТУ-87		НО-474	ТУ НО-475	НО-476	ТК-НО-477	ст.	НО-479		ТУ-67	НО-481	НО-482	ТУ-445	ст.	ст.	НО-484	ст.	ТУ-45	НО-486	ст.	ст.	ТУ-47	НО-488	ТУ-46		разв.	НО-416	ст.	НО-415	НО-414	ст.	ТУ-59а
98	97.76	94.25	93.87	95.16	96.24	97	97.16	95.08	95.08	93.06	91.67	83.4	85.06	85	84.24	81.1	81.1	84.39	85.9	83.94	84	84.23	84	84.48	87.65	88.92	89.57	89	89.5	94.97	94.8	94.8	94.8	102.54	103	103.33	101.06	100.7	100.71
102.197	101.665	100.847	100.345	99.83	99.292	98.696	98.454	89.427	89.422	88.574	87.707	86.901	85.925	85.8	85.021	76.556	76.552	63.675	62.424	61.169	60.913	60.334	60.23	60.077	59.802	58.795	58.422	58.126	57.553	56.047	54.506	54.5	54.493	53.239	52.797	52.131	50.451	50.169	50.124
92	141.5	87	37.6	39.3	43.6	26.6	152.2	0.5	146.5	150	149	180.5	13	144.5	113.7	0.5	148	149.5	150	24	54	17.5	25.5	46	76.5	28	22.5	43.5	117	119.7	0.5	0.5	113.5	40	60.3	152	25.5	4	
0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	
0.153	0.236	0.145	0.148	0.155	0.172	0.07	2.601	0.001	0.244	0.25	0.227	0.274	0.035	0.219	2.366	0.001	3.404	0.331	0.332	0.11	0.247	0.045	0.065	0.118	0.429	0.159	0.126	0.244	0.652	0.667	0.002	0.002	0.537	0.189	0.285	0.719	0.121	0.019	
0.378	0.582	0.358	0.366	0.383	0.424	0.173	6.426	0.003	0.603	0.617	0.579	0.702	0.09	0.561	6.099	0.002	9.473	0.92	0.923	0.147	0.331	0.06	0.087	0.158	0.578	0.214	0.17	0.329	0.855	0.874	0.003	0.003	0.717	0.253	0.381	0.961	0.161	0.025	
1.162	1.162	1.162	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	1.164	1.161	1.161	1.109	1.109	1.112	1.107	1.107	1.105	1.01	1.009	1.009	1.451	1.451	1.442	1.442	1.442	1.864	1.872	1.864	1.864	1.859	1.859	1.738	1.738	1.733	1.733	1.732	1.732	1.732	1.737	
-1.831	-1.831	-1.831	-1.822	-1.822	-1.822	-1.822	-1.822	-1.836	-1.831	-1.831	-1.78	-1.78	-1.787	-1.778	-1.778	-1.775	-1.685	-1.685	-1.685	-1.683	-1.683	-1.672	-1.672	-1.672	-2.165	-2.174	-2.165	-2.165	-2.129	-2.129	-2.009	-2.009	-2.004	-2.004	-2.004	-2.004	-2.004	-2.01	
1.333	1.333	1.332	1.315	1.315	1.315	1.315	1.315	2.097	1.332	1.332	1.216	1.216	2.148	1.211	1.892	1.206	1.769	1.769	1.769	3.653	3.653	2.044	2.044	2.044	4.485	4.532	4.485	4.485	4.458	4.458	3.813	3.813	3.785	3.785	3.785	3.785	3.784	3.812	
3.29	3.29	3.29	3.248	3.248	3.248	3.248	3.249	5.208	3.291	3.292	3.11	3.11	5.537	3.103	4.878	3.092	4.923	4.924	4.925	4.91	4.91	2.743	2.743	2.743	6.045	6.109	6.046	6.046	5.843	5.844	5.095	5.095	5.057	5.057	5.057	5.058	5.058	5.096	
2059.93	2059.81	2059.64	2059.53	2059.49	2059.44	2059.38	2059.35	2059.16	2059.16	2058.98	1967.02	1966.84	1962.72	1962.71	1962.53	1962.39	1781.26	1781.08	1780.9	2560.29	2560.26	2560.2	2560.17	2560.14	2532.66	2532.58	2532.56	2532.54	2524.97	2524.86	2353.8	2353.79	2353.79	2353.69	2353.65	2353.59	2353.45	2353.43	
-3246.33	-3246.45	-3246.62	-3246.73	-3246.77	-3246.82	-3246.88	-3246.91	-3247.1	-3247.1	-3247.28	-3155.99	-3156.17	-3152.52	-3152.53	-3152.71	-3152.85	-2972.59	-2972.78	-2972.96	-2968.66	-2968.69	-2968.76	-2968.78	-2968.81	-2941.64	-2941.71	-2941.74	-2941.76	-2892	-2892.11	-2722.03	-2722.03	-2722.03	-2722.13	-2722.17	-2722.23	-2722.37	-2722.4	

Рис. 4.4 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя ЖК «Озеро»



Наименование узла	ТУ-59в	НО-413	ст.	ТУ-59	разв.	НО-405	НО-404	ст.	НО-403		ТУ-58	НО-401	НО-400	ст.	НО-399	ст.	ТК-НО-398					ст.	ст.	НО-391	ст.	ст.	ст.	НО-391	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	НО-391	ст.	УТ-1	ст.	ст.	ст.	УТ-4	УТ-5	УТ	перспективная нагрузка
Геодезическая высота, м	100.71	101.25	98.06	102.07	102.07	103.61	105.73	104.06	105.27	107.15	107.15	107.76	109.21	108.38	107.7	107.1	109.63	106.65	106.65	106.65	106.65	106.6	108.55	107.35	107.25	107.24	107.23	107.22	107.05	107.02	106.1	106.1	105.5	105.4	105.3	104.9	104.5	104	103.2	102.9	102.7	102.1	101.5	101.45	101.4	101.1	101.15	95	96	97	82
Располагаемый напор, м	50.124	49.459	49.104	48.911	48.906	48.46	47.992	47.886	47.626	46.874	46.871	46.289	45.599	45.322	45.098	44.884	44.806	44.795	44.791		44.744	44.702	44.686	44.543	44.478	44.423	44.377	44.336	44.304	44.28	44.14	44.134	44.052	43.904	43.82	43.696	43.572	43.49	43.28	43.095	43.057	42.94	42.823	42.812	42.795	42.771	42.766	42.294	42.008	41.825	36.6
Длина участка, м	60.2	32.1	17.5	0.5	97.5	102.3	23.3	50.8	146.8	0.5	147.9	150	56.5	45.9	49	17.7	5	2	2	19.1	19.1	7.3	44.7	20.4	17.3	14.3	12.7	14.6	11.2	43.6	2.9	25.6	46.3	26.3	38.7	38.8	25.8	65.7	58	11.8	36.5	36.8	5	7.8	11.3	2.5	285	173	211.5	448	
Диаметр участка, м	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.408	0.25	
Потери напора в ПТ, м	0.285	0.152	0.083	0.002	0.175	0.184	0.042	0.102	0.295	0.001	0.223	0.317	0.126	0.102	0.098	0.035	0.006	0.002	0.002	0.021	0.021	0.008	0.072	0.033	0.028	0.023	0.02	0.016	0.012	0.07	0.003	0.041	0.074	0.042	0.062	0.062	0.041	0.105	0.093	0.019	0.058	0.059	0.006	0.008	0.012	0.003	0.236	0.143	0.092	2.615	
Потери напора в ОТ, м	0.38	0.203	0.111	0.003	0.271	0.284	0.065	0.158	0.457	0.002	0.358	0.374	0.15	0.122	0.116	0.042	0.005	0.002	0.002	0.021	0.021	0.008	0.071	0.032	0.028	0.023	0.02	0.016	0.012	0.069	0.003	0.041	0.074	0.042	0.062	0.062	0.041	0.105	0.092	0.019	0.058	0.059	0.005	0.008	0.012	0.003	0.235	0.143	0.092	2.612	
Скорость воды в ПТ, м/с	1.732	1.732	1.732	1.649	1.113	1.112	1.112	1.114	1.114	1.117	1.019	1.206	1.175	1.175	1.175	1.175	0.683	0.683	0.683	0.683	0.683	0.683	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.683	0.683	0.681	0.683	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.681	0.682	0.67	0.67	0.67	0.618	0.618	0.386	1.007	
Скорость воды в ОТ, м/с	-2.004	-2.004	-2.004	-1.921	-1.386	-1.386	-1.386	-1.387	-1.387	-1.392	-1.293	-1.311	-1.281	-1.281	-1.281	-1.281	-0.68	-0.68	-0.68	-0.68	-0.68	-0.68	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.68	-0.68	-0.679	-0.68	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.679	-0.681	-0.668	-0.668	-0.668	-0.617	-0.617	-0.385	-1.006	
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	3.784	3.784	3.784	3.142	1.438	1.438	1.437	1.608	1.608	1.622	1.209	1.689	1.788	1.788	1.603	1.603	0.884	0.884	0.884	0.884	0.884	0.884	1.283	1.283	1.282	1.282	1.282	0.883	0.883	1.282	0.883	1.282	1.282	1.282	1.282	1.282	1.282	1.282	1.281	1.281	1.281	1.281	0.882	0.851	0.851	0.851	0.663	0.663	0.347	4.67	
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	5.058	5.058	5.059	4.256	2.222	2.223	2.223	2.489	2.49	2.512	1.939	1.994	2.122	2.123	1.902	1.902	0.877	0.877	0.877	0.877	0.877	0.877	1.274	1.274	1.274	1.274	1.274	0.878	0.878	1.274	0.878	1.274	1.274	1.274	1.275	1.275	1.275	1.275	1.275	1.275	1.275	1.275	0.879	0.847	0.847	0.847	0.661	0.661	0.346	4.664	
Расход в ПТ, т/ч	2353.42	2353.36	2353.33	2243.35	1513.18	1513.09	1512.99	1512.97	1512.92	1512.79	1384.14	1638.61	1596.22	1596.17	1596.13	1596.08	488.34	488.34	488.34	488.34	488.33	488.32	488.31	488.29	488.28	488.27	488.27	488.26	488.25	488.25	488.22	488.22	488.21	488.19	488.17	488.15	488.14	488.12	488.09	488.06	488.06	488.04	488.02	479.07	479.07	479.07	444.72	444.58	177.02	173.22	
Расход в ОТ, т/ч	-2722.4	-2722.46	-2722.49	-2612.99	-1884.47	-1884.57	-1884.66	-1884.69	-1884.73	-1884.87	-1756.79	-1781.68	-1739.63	-1739.68	-1739.72	-1739.77	-486.6	-486.6	-486.6	-486.6	-486.61	-486.62	-486.63	-486.65	-486.66	-486.67	-486.67	-486.68	-486.69	-486.69	-486.72	-486.72	-486.73	-486.75	-486.77	-486.79	-486.8	-486.82	-486.85	-486.88	-486.88	-486.9	-486.92	-477.99	-478	-478	-443.8	-443.94	-176.76	-173.11	

Рис. 4.4 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя ЖК «Озеро»

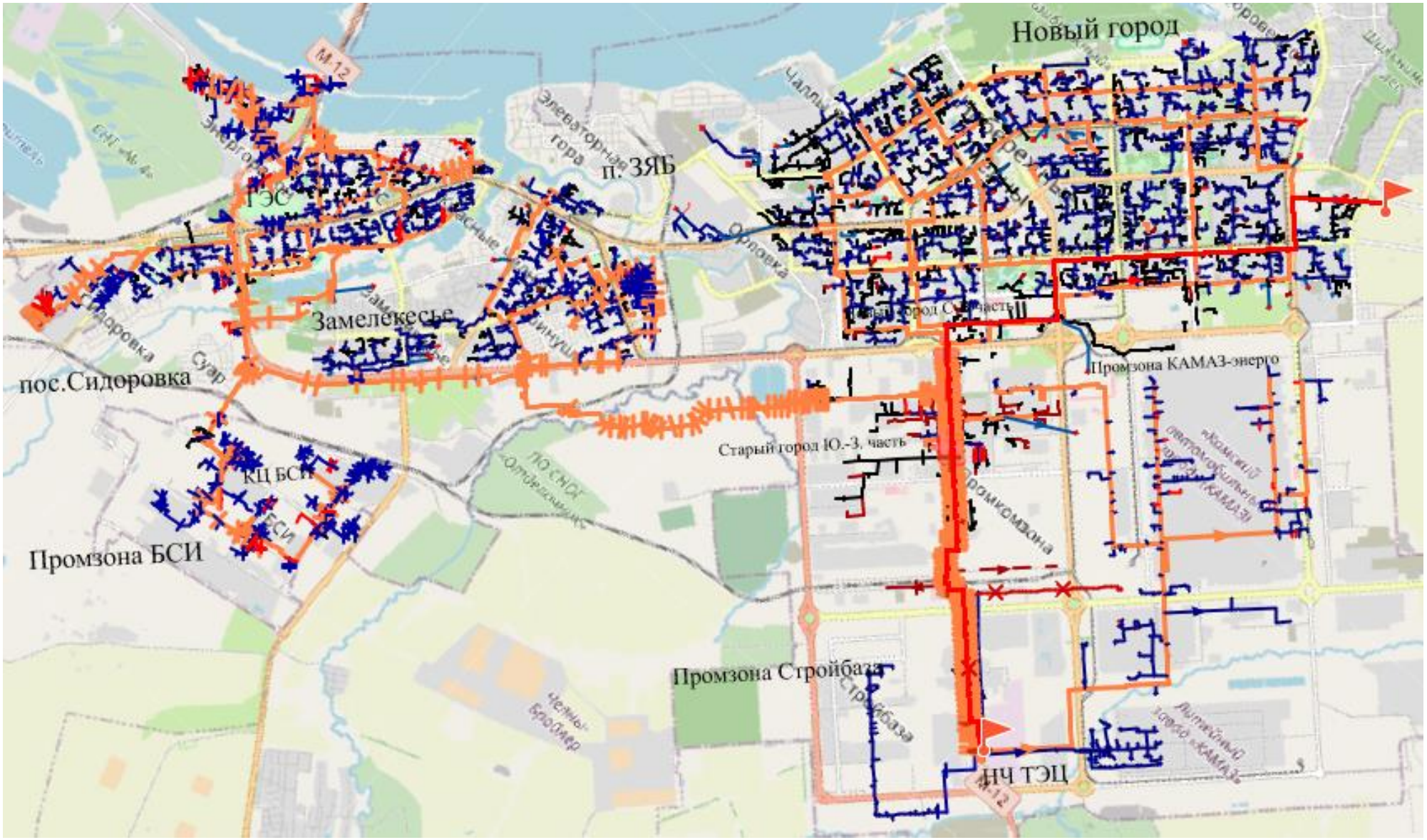
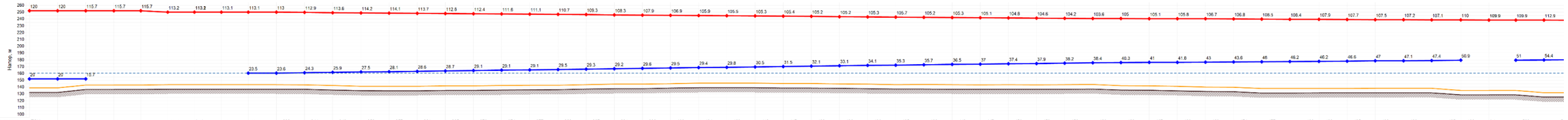
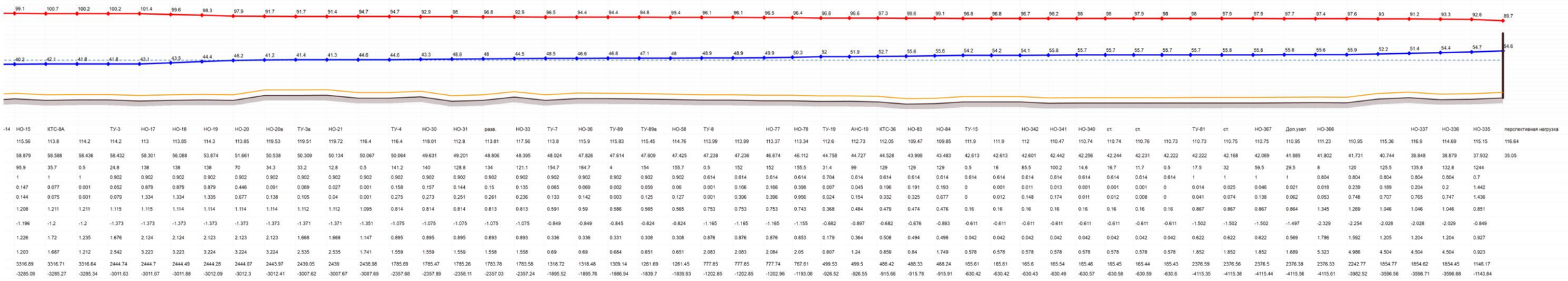


Рис.4.5. Путь от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя 73 комплекс



Наименование узла	ТЭЦ		разв.	разв.		разв.	ln-1с	разв.	разв.	ст.339	ст.344	ст.348	ст.352	ст.357	ст.361	ст.365	ст.370	ст.374	ст.377	ст.382	ст.387	ст.391	ст.396	ст.400	ст.404	ст.409	ст.413	ст.417	ст.422	ст.426	ст.430	ст.435	ст.439	ст.442	ст.447	ст.450	ст.453	ст.458	ст.460	ст.462	ст.467	ст.468	ст.469	ст.474	ст.477	уголст.480	ст.482	ст.485	ст.490	ст.493	уголст.495	ст.499	I-1с	ст.500	уголст.5
Геодезическая высота, м	132	132	136.277	136.277	136.277	136.798	136.798	136.798	136.798	136.798	136.622	135.59	134.558	134.382	134.484	135	135.085	135.562	135.917	136.005	136.019	137.595	137.708	138.372	139.035	139.148	139.002	138.56	138.484	138.042	137.6	136.924	137.062	136.748	136.672	136.738	136.665	136.767	137.094	135.448	135.152	134.442	133.41	133.134	131.164	131.164	131.43	131.43	131.451	131.544	131.544	128.417	128.417	128.417	125.29
Располагаемый напор, м	99.993	99.976	99.971						89.536	89.392	88.613	87.689	86.785	85.986	85.062	84.138	83.358	82.521	81.929	81.15	80.024	79.086	78.306	77.382	76.459	75.679	74.755	73.831	73.052	72.128	71.204	70.425	69.501	68.837	68.057	67.393	66.693	65.952	65.223	64.709	64.177	63.993	63.686	63.154	62.479	62.121	61.702	61.038	60.506	60.076	59.657	59.054			58.862	58.515
Длина участка, м	0.5	1	0.5	4	400	0.5	0.5	18	10	54	64	64	54	64	64	54	58	41	54	78	65	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	46	54	46	48.5	51.4	50.5	50.3	52	18	30	52	66	35	41	46	52	42	41	59	6.4	6.4	24	25
Диаметр участка, м	1.4	1.4	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.009	0.004	0.003	0.02	2.007	0	0	0.006	0.054	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.315	0.223	0.294	0.424	0.353	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348	0.294	0.348	0.348



-14	НО-15	КТС-8А		ТУ-3	НО-17	НО-18	НО-19	НО-20	НО-20а	ТУ-3а	НО-21		ТУ-4	НО-30	НО-31	разв.	НО-33	ТУ-7	НО-36	ТУ-89	ТУ-89а	НО-58	ТУ-8		НО-77	НО-78	ТУ-19	АНС-19	КТС-36	НО-83	НО-84	ТУ-15		НО-342	НО-341	НО-340	ст.	ст.		ТУ-81	ст.	НО-367	Доп.узел	НО-366		НО-337	НО-336	НО-335	перспективная нагрузка
	115.56	113.8	114.2	114.2	113	113.85	114.3	113.85	119.53	119.51	119.72	116.4	116.4	118.01	112.8	113.81	117.56	113.8	115.9	115.83	115.45	114.76	113.99	113.99	113.37	113.34	112.6	112.73	112.05	109.47	109.85	111.9	111.9	112	110.47	110.74	110.74	110.76	110.73	110.73	110.75	110.75	110.95	111.23	110.95	115.36	116.9	114.69	115.15	116.64
	58.879	58.588	58.436	58.432	58.301	56.088	53.874	51.661	50.538	50.309	50.134	50.067	50.064	49.631	49.201	48.806	48.395	48.024	47.826	47.614	47.609	47.425	47.238	47.236	46.674	46.112	44.758	44.727	44.528	43.999	43.483	42.613	42.613	42.601	42.442	42.256	42.244	42.231	42.222	42.222	42.168	42.069	41.885	41.802	41.731	40.744	39.848	38.879	37.932	35.05
	95.9	35.7	0.5	24.8	138	138	138	70	34.3	33.2	12.8	0.5	141.2	140	128.8	134	121.1	154.7	164.7	4	154	155.7	0.5	152	152	155.5	31.4	99	129	129	129	0.5	16	85.5	100.2	14.6	16.7	11.7	0.5	17.5	32	59.5	29.5	8	120	125.5	135.8	132.8	1244	
	1	1	1	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.614	0.614	0.614	0.614	0.704	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	1	1	1	1	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.7	
	0.147	0.077	0.001	0.052	0.879	0.879	0.879	0.446	0.091	0.069	0.027	0.001	0.158	0.157	0.144	0.15	0.135	0.065	0.069	0.002	0.059	0.06	0.001	0.166	0.166	0.398	0.007	0.045	0.196	0.191	0.193	0	0.001	0.011	0.013	0.001	0.001	0.001	0	0.014	0.025	0.046	0.021	0.018	0.239	0.189	0.204	0.2	1.442	
	0.144	0.075	0.001	0.079	1.334	1.334	1.335	0.677	0.138	0.105	0.04	0.001	0.275	0.273	0.251	0.261	0.236	0.133	0.142	0.003	0.125	0.127	0.001	0.396	0.396	0.956	0.024	0.154	0.332	0.325	0.677	0	0.012	0.148	0.174	0.011	0.012	0.008	0	0.041	0.074	0.138	0.062	0.053	0.748	0.707	0.765	0.747	1.436	
	1.208	1.211	1.211	1.115	1.115	1.114	1.114	1.114	1.114	1.112	1.112	1.095	0.814	0.814	0.814	0.813	0.813	0.591	0.59	0.586	0.565	0.565	0.753	0.753	0.753	0.743	0.368	0.484	0.479	0.474	0.476	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.867	0.867	0.867	0.864	1.345	1.269	1.046	1.046	1.046	0.851	
	-1.196	-1.2	-1.2	-1.373	-1.373	-1.373	-1.373	-1.373	-1.373	-1.371	-1.371	-1.351	-1.075	-1.075	-1.075	-1.075	-1.075	-0.849	-0.849	-0.845	-0.824	-0.824	-1.165	-1.165	-1.165	-1.155	-0.682	-0.897	-0.682	-0.676	-0.893	-0.611	-0.611	-0.611	-0.611	-0.611	-0.611	-0.611	-0.611	-1.502	-1.502	-1.502	-1.497	-2.329	-2.254	-2.028	-2.028	-2.029	-0.849	
	1.226	1.72	1.235	1.676	2.124	2.124	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	1.668	1.668	1.147	0.895	0.895	0.895	0.895	0.893	0.893	0.336	0.336	0.331	0.308	0.308	0.876	0.876	0.876	0.876	0.853	0.179	0.364	0.508	0.494	0.498	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.042	0.622	0.622	0.622	0.569	1.786	1.592	1.205	1.204	1.204	0.927	
	1.203	1.687	1.212	2.542	3.223	3.223	3.224	3.224	3.224	2.535	2.535	1.741	1.559	1.559	1.559	1.558	1.558	0.69	0.69	0.684	0.651	0.651	2.083	2.083	2.084	2.05	0.607	1.24	0.859	0.84	1.749	0.578	0.578	0.578	0.578	0.578	0.578	0.578	0.578	1.852	1.852	1.852	1.689	5.323	4.986	4.504	4.504	4.504	0.923	
	3316.89	3316.71	3316.64	2444.74	2444.7	2444.49	2444.28	2444.07	2443.97	2439.05	2439	2438.98	1785.69	1785.47	1785.26	1783.78	1783.58	1318.72	1318.48	1309.14	1261.69	1261.45	777.85	777.85	777.74	767.61	499.53	499.5	488.42	488.33	488.24	165.61	165.61	165.6	165.54	165.46	165.45	165.44	165.43	2376.59	2376.56	2376.5	2376.38	2376.33	2242.77	1854.77	1854.62	1854.45	1146.17	
	-3285.09	-3285.27	-3285.34	-3011.63	-3011.67	-3011.88	-3012.09	-3012.3	-3012.41	-3007.62	-3007.67	-3007.69	-2357.68	-2357.89	-2358.11	-2357.03	-2357.24	-1895.52	-1895.76	-1886.94	-1839.7	-1839.93	-1202.85	-1202.85	-1202.96	-1193.08	-926.52	-926.55	-915.66	-915.78	-915.91	-630.42	-630.42	-630.43	-630.49	-630.57	-630.58	-630.59	-630.6	-4115.35	-4115.38	-4115.44	-4115.56	-4115.61	-3982.52	-3596.56	-3596.71	-3596.88	-1143.84	

Рис. 4.6 (продолжение). Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного перспективного потребителя 73 комплекс

4.2. Заключение

По результатам разработки электронной модели систем теплоснабжения муниципального образования г. Набережные Челны смоделированы слои и базы для геоинформационной системы ZuluGIS – ZuluThermo. Разработанные слои и базы описывают актуальное состояние систем теплоснабжения на 2023 год, подключение перспективных зон теплоснабжения до 2043 года с разбивкой: 2024-2028 годы (ежегодно), 2029-2033 годы, 2034-2038 годы, 2039-2043 годы.

Слои электронной модели систем теплоснабжения г. Набережные Челны содержат:

а) графическое представление объектов систем теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов;

б) паспортизацию объектов систем теплоснабжения;

в) гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

г) моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

д) расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку;

е) расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя;

ж) расчет показателей надежности теплоснабжения;

з) групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

и) сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.



Схема теплоснабжения муниципального образования

г. Набережные Челны по 2043 год

Обосновывающие материалы

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения

г. Казань, 2025

Содержание

1. Методика расчета показателей надежности тепловых сетей 3

2. Методика расчета надежности теплоснабжения 7

3. Основные расчетные зависимости 7

4. Результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийных ситуаций), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в системе теплоснабжения г. Набережные Челны за последние 5 лет.....12

5. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам системы теплоснабжения г. Набережные Челны.....30

6. План ликвидации аварийных ситуаций на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - НЧТС.....34

1. Методика расчета показателей надежности тепловых сетей
Общие положения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с пунктом 73 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надежность».

Цель расчета – количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей и обоснование необходимых мероприятий по достижению нормативной надежности теплоснабжения для каждого потребителя.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

1. Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные». Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.
2. Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
   - жилых и общественных зданий до +12 °С;
   - промышленных зданий до +8 °С.
3. Третья категория – остальные потребители.

В СНиП 41.02.2003 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [P_j], коэффициент готовности [K_j], живучести [$Ж$].

Вероятность безотказной работы [P_j] – способность системы не допускать отказов, приводящих к снижению температуры воздуха в зданиях ниже граничного значения. Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника тепловой энергии РИТ = 0,97;
- тепловых сетей РТС = 0,9;
- потребителя теплоты РПТ = 0,99;

- СЦТ в целом РСЦТ = 0,9×0,97×0,99 = 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующимимероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей итеплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Коэффициент готовности [K_j] представляет собой вероятность того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода потребителям будет обеспечена подача расчетного количества тепла.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника тепловой энергии, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также – числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности системы теплоснабжения к исправной работе K_j принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- подготовкой системы теплоснабжения к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования системы теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование системы теплоснабжения при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования системы теплоснабжения на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника тепловойэнергии.

Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе, соответствуют определениям ГОСТ 27.002-2015 «Надежность в технике», ГОСТ 15467-79 «Управление качеством продукции».

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Безотказность – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

Долговечность – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

Ремонтопригодность – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

Исправное состояние – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неисправное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Работоспособное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неработоспособное состояние – состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При

этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

Предельное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

Критерий предельного состояния – признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

Дефект – каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям;

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

- отказ участка тепловой сети – событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);
- отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, (в промышленных зданиях ниже +8 °С).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины «повреждение» и «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-2015 эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям относятся

зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

В документе не употребляется термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствие его устранения. Все упомянутые в этом абзаце термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

2. Методика расчета надежности теплоснабжения

Расчет показателей надежности тепловых сетей муниципального образования город Набережные Челны проводился с помощью программного комплекса «ZuluThermo» в соответствии с П18.2 «Определение показателей надежности потребителя, присоединенного к тепловой сети системы теплоснабжения» Приказа Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

3. Основные расчетные зависимости

- Интенсивность отказов теплопровода λ с учетом времени его эксплуатации рассчитывается по принятой формуле:

$$\lambda = \lambda_{\text{нач}} \cdot \left(0{,}1 \cdot \tau^{\text{экспл}}\right)^{\alpha-1},\ 1/(\text{км}\cdot\text{ч});$$

где $\lambda_{\text{нач}}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, 1/(км·ч);

$\tau^{\text{экспл}}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет;

α – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации:

$$\alpha = \begin{cases} 0{,}8 & \text{при} \quad 0 < \tau^{\text{экспл}} \le 3 \\ 1 & \text{при} \quad 3 < \tau^{\text{экспл}} \le 17 \\ 0{,}5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} & \text{при} \quad \tau^{\text{экспл}} > 17 \end{cases}$$

Расчет интенсивности отказов участков тепловой сети, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле. Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной

интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

- Интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) принимается равной:

$$\lambda_{\text{ЗРА}} = 2,28 \cdot 10^{-7},\ 1/\text{ч};$$

- Параметр потока отказов участков тепловой сети:

$$\omega = \lambda \cdot L,\ 1/\text{ч};$$

где L – длина участка тепловой сети, км;

- Среднее время до восстановления участков тепловой сети:

$$z^b = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}})] \cdot d^{1,2},\ \text{ч};$$

где $L_{\text{сз}}$ – расстояние между секционирующими задвижками, км;

$a,\ b,\ c$ – коэффициенты, учитывающие способ прокладки теплопровода;

d – диаметр участка тепловой сети, м.

Значения коэффициентов $a,\ b,\ c$, учитывающих способ прокладки теплопровода, приведены в Табл. 3.1.

В зависимости от диаметра теплопровода, значения расстояний между секционирующими задвижками $L_{\text{сз}}$ должно соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 «Тепловые сети», приведены в Табл. 3.2.

Табл. 3.1. Значения коэффициентов $a,\ b,\ c$

Способ прокладки теплопровода	**Значения коэффициентов**		
	а	***в***	***с***
в канале (без канала)	6	0,5	0,0015

Табл. 3.2 . Расстояния между секционирующими задвижками в метрах и место их расположения

Диаметр тепло-провода, м	**Диаметр не изменяется**		**Диаметр изменяется**	
	без ответвлений	**ответвления**	**без ответвлений**	**ответвления**
до 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, 1000	непосредственно за местом изменения диаметра, 1000	непосредственно за ответвлением, 1000
от 0,4 до 0,6	1500	непосредственно за ответвлением 1500	непосредственно за местом изменения диаметра, 1000	непосредственно за ответвлением, 1000
от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, 3000	непосредственно за местом изменения диаметра, 1000, 1500	непосредственно за ответвлением, 1000, 1500
более 0,9	5000	непосредственно за ответвлением, 5000	непосредственно за местом изменения диаметра, 1000, 1500, 3000	непосредственно за ответвлением, 1000, 1500, 3000

- Среднее время до восстановления запорно-регулирующей

арматуры:

Время восстановления запорно-регулирующей арматуры принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ запорно-регулирующей арматуры и отказ теплопровода одного и того же диаметра требуют сопоставимых временныхзатрат на их восстановление;

- Интенсивность восстановления элементов тепловой сети:

$$\mu = \frac{1}{z^{в}},\ 1/ч;$$

- Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^{N} \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1};$$

где N – число элементов тепловой сети, шт;

- Вероятность состояния сети, соответствующая отказу *f*-го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0;$$

- Температура воздуха в здании *j*-го потребителя в конце периода восстановления *f*-го элемента:

$$t^{в}_{j,f} = t^{нр} + \frac{t^{вр}_j - t^{нр} - \bar{q}_{j,f}\left(t^{вр}_j - t^{нр}\right)}{e^{\left(\frac{z^{e}_f}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot \left(t^{вр}_j - t^{нр}\right),\ ^{o}C;$$

где $t^{в}_{j,f}$ – расчетная температура воздуха в здании *j*-го потребителя, ^{o}C;

$t^{нр}$ – расчетная для отопления температура наружного воздуха, ^{o}C;

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q^{p}_j}$ – относительный часовой расход тепла у *j*-го потребителя при отказе *f*-го элемента при $t^{нр}$;

$q_{j,f}$ – часовой расход тепла у *j*-го потребителя при отказе *f*-го элемента при $t^{нр}$, Гкал;

q^{p}_j – расчетная часовая нагрузка *j*-го потребителя при отказе *f*-го элемента при$t^{нр}$, Гкал/ч;

$z^{в}_j$ – время восстановления *f*-го элемента тепловой сети, ч;

β_j – коэффициент тепловой аккумуляции здания *j*-го потребителя, ч.

Численные значения коэффициента тепловой аккумуляции здания (β_j) для

различных типов зданий принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации».

Численные значения расчетной температуры воздуха в зданиях потребителей ($t^{\text{нр}}$) принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10 «Санитарно- эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях».

- Коэффициент готовности системы к теплоснабжению *j*-го потребителя:

$$K_j = p_0 + \sum_{f \notin j} p_f \cdot \frac{\tau_{\text{от}} - \tau^{\text{н}}_{j,f}}{\tau_{\text{от}}},$$

где $\tau_{\text{от}}$ – продолжительность отопительного периода, ч;

$\tau^{\text{н}}_{j,f}$ – продолжительность действия низких температур наружного воздуха $\tau^{\text{н}}_{j,f}$ (ниже расчетной температуры наружного воздуха $\tau^{\text{нр}}$) в течение отопительного периода, при которой время восстановления отказавшего *f*-го элемента становится равнымвремени снижения температуры воздуха в здании *j*-го потребителя до минимальнодопустимого значения, ч;

если температура наружного воздуха ($\tau^{\text{н}}_{j,f}$) оказывается равной или выше +8 ºС (начало отопительного сезона), отказы данного *f*-го элемента нарушают расчетный уровень теплоснабжения *j*-го потребителя в течение всего отопительного сезона ($\tau^{\text{н}}_{j,f} = \tau_{\text{от}}$), то при расчете K_j, коэффициент при p_f равен 0;

если $\tau^{\text{н}}_{j,f}$ оказывается ниже или равной $\tau^{\text{нр}}$, отказы *f*-го элемента в течение всего отопительного сезона не влияют на теплоснабжение *j*-го потребителя ($\tau^{\text{н}}_{j,f} = 0$), то при расчете K_j, коэффициент при p_f равен 1;

если $\tau^{\text{нр}} < \tau^{\text{н}}_{j,f} < +8^{\text{o}}\text{C}$ и $0 < \tau^{\text{н}}_{j,f} < \tau_{\text{от}}$, то при расчете K_j, коэффициент при p_f равен $\frac{\tau_{\text{от}} - \tau^{\text{н}}_{j,f}}{\tau_{\text{от}}}$.

Численное значение продолжительности действия температур наружного воздуха $\tau^{\text{н}}_{j,f}$ при условии $\tau^{\text{нр}} < \tau^{\text{н}}_{j,f} < +8^{\text{o}}\text{C}$ определяется в соответствии с требованиями СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

Вероятность безотказного теплоснабжения *j*-го потребителя в течение отопительного периода:

$$P_j = e^{-\left(\sum_f \omega_f \cdot (\tau_{от} - z_{i,f}) \cdot e^{-\left(\frac{z_{j,f}}{z_{k,f}}\right)}\right)}$$

- Средний суммарный недоотпуск теплоты *j*-ому потребителю в течение отопительного периода:

$$\overline{Q}_j = \left(g_{0j} - \sum_{f=0} p_f g_{f,j}\right) \cdot (\tau_{1р} - \tau_{2р}) \cdot \frac{\tau_j^{вр} - \tau_{ср.от}^{н}}{\tau_j^{вр} - \tau^{нр}} \cdot \tau_{от} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал;}$$

где g_{0j} – расчетный расход теплоносителя *j*-м потребителем, т/ч;

$\tau_{ср.от}^{н}$ – среднее значение температуры наружного воздуха в отопительном периоде, ºС.

Допущения, принятые в расчете

Численные значения показателей надежности определяются для отопительной нагрузки потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы тепловой сети.

- Распределение потока отказов в тепловой сети простое пуассоновское.

- Вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как в действующих тепловых сетях вероятность одновременного возникновения двух отказов натри - четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа.

- Исправное состояние тепловой сети и состояние отказа участка тепловой сети описываются графом состояний, в котором переход тепловой сети из исправного состояния в состояние отказа происходит при отказе одного любого элемента тепловой сети. При расчете показателей надежности обратный перевод тепловой сети из состояния отказа в исправное состояние не производится.

- При восстановлении отказавшего элемента тепловой сети отказы других элементовтепловой сети не происходят.

- При анализе последствий отказов в тепловой сети, считается возможным перевод всостояние отказа любого элемента тепловой сети, путем его отключения.

- Надежность тепловой сети оценивается по характеристикам надежности ее элементов. С этой целью вычисляются вероятностные меры возможных состояний тепловой сети с определением количества тепловой энергии, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях и учетом временного резерва на восстановление теплоснабжения потребителей.

- Функциональным отказом тепловой сети считается снижение температуры воздуха вздании потребителя ($t^{в}$), ниже минимально допустимого значения, нормированного СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

- Для каждого обобщенного потребителя электронной модели схемы теплоснабжения, коэффициент тепловой аккумуляции устанавливается, с учетом теплоаккумулирующих характеристик и категорийности зданий.

Определение вероятности состояний тепловой сети производится для временного сечения отопительного периода, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха ($t_{нр}$).

- За расчетный период принимается продолжительность отопительного периода ($\tau_{от}$).

- Среднее значение интенсивности отказов 1 км одного (подающего или обратного) теплопровода $\lambda_т$, принимается равным 5,7 10^{-6}, 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Среднее значение интенсивности отказов одного элемента запорно-регулирующей арматуры $\lambda_{ЗРА}$, принимается равным 2,28 10^{-7}, 1/ч или 0,002 1/год, а распределение потока отказов простым пуассоновским.

- Распределение потока отказов участка тепловой сети подчиняется закону Вейбулла. Расчет интенсивности отказов участков тепловой сети, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет, производится по формуле. Участки сети с продолжительностью эксплуатации более 25 лет выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов этих участков принимается равной интенсивности отказов новых участков, а не перекладываемых участков – максимальной (т.е. равной интенсивности отказов участков, имеющих продолжительность эксплуатации 25 лет).

- Расстояние между секционирующими задвижками в электронной модели схемы теплоснабжения проверяется с помощью топологического анализа их расположения на участках тепловой сети. Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий.

4. Результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийных ситуаций), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в системе теплоснабжения г. Набережные Челны за последние 5 лет

Показатели повреждаемости тепловых сетей НЧТС в зоне деятельности АО «Татэнерго» за последние 5 лет приведены в Табл. 4.1.

Табл. 4.1. Показатели повреждаемости тепловых сетей НЧТС в зоне деятельности АО «Татэнерго» (по каждой системе теплоснабжения от каждого источника теплоснабжения)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год, в том числе:	0,19	0,17	0,22	0,19	0,25
в отопительный период, 1/км/год/оп	0,115	0,094	0,079	0,101	0,086
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,072	0,073	0,137	0,09	0,168
Повреждения в распределительных тепловых сетях, 1/км/год, в том числе:	0,50	0,61	0,58	0,51	0,52
в отопительный период, 1/км/год/оп	0,225	0,299	0,28	0,283	0,244
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,27	0,31	0,298	0,231	0,276
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	0	0	0	0	0
всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,38	0,45	0,44	0,39	0,42

Табл. 4.2. Показатели восстановления в тепловых сетях НЧТС в зоне деятельности АО «Татэнерго»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления горячего	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
водоснабжения поле повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час					
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов

Табл. 4.3. Показатели повреждаемости тепловых сетей ПАО «КАМАЗ»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	0,56	0,86	0,74	0,38	0,54
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,56	0,86	0,74	0,38	0,54
продолжительность отопительного сезона, дней	196	181	178	170	186
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0,8	0,77	1,44	0,86	0,83
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,8	0,77	1,44	0,86	0,83
продолжительность отопительного сезона, дней	196	181	178	170	186
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	Сети ГВС отсутствуют				
протяженность сетей ГВС, км					
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,64	0,83	0,97	0,53	0,63

Табл. 4.4 Показатели восстановления в сетях отопления ПАО «КАМАЗ»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час					
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов
Среднее время восстановления горячего водоснабжения поле повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют	Сети ГВС отсутствуют
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов	не более 6 часов

Табл. 4.5. Показатели восстановления в тепловых сетях Набережночелнинской ТЭЦ и Котельной цех БСИ и зоне деятельности АО «Татэнерго»

Наименование показателя	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	до 6 ч	до 6 ч	до 6 ч	до 6 ч	до 6 ч
Среднее время восстановления горячего водоснабжения поле повреждения в сетях горячего	-	-	-	-	-

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
водоснабжения (в случае их наличия), час					
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	до 6 ч	до 6 ч	до 6 ч	до 6 ч	до 6 ч

Табл. 4.6 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения зоны НЧТС в зоне деятельности АО «Татэнерго»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	2 050	2 207	2 181	644	1094

Табл. 4.7 Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в сетях отопления ПАО «КАМАЗ»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	0	0	0	0	0

Табл. 4.8. Реконструкция тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» НЧТС для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго"

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
1	Тепловод № ПКЗ от ТК-1 до ТК-2 около МУП "ПАД". Реконструкция.	124	219	27,156	2030	4 729,60	5 675,52	Амортизация
2	Тепловод ПКЗ зона Б ТК-1в - Узел учета (умен.Ду300 до Ду150)	356	159	56,604	2026-2027	4 855,62	5 826,74	Амортизация
3	Тепловые сети п.Сидоровка (Тепловод № С-1 юз) Участок от ТК-197/2 до ТК-222 Казанский проспект, Сидоровкий парк.	720	426	306,72	2029	36 815,08	44 178,10	Прибыль на развитие
4	Тепловые сети п.Сидоровка (Тепловод № С-1 юз) Участок от ТК-222 до ТК-237/1 Казанский проспект, Сидоровкий парк.	1280	426	545,28	2030	68 328,78	81 994,54	Амортизация
6	Тепловод ПКЗ зона А ТК-4 - ТК-5 из проход.к.в непрох-й (умен.Ду300доДу150)	493,4	159	78,4506	2030	4 355,75	5 226,90	Амортизация
7	Тепловод ПКЗ зона А ТК-5 - ТК-6 из проход.к.в непрох-й (умен.Ду300доДу150)	93	159	14,787	2030	1 382,54	1 659,05	Амортизация
8	Тепловод ПКЗ зона А ТК-6 - ТК-7 из проход.к.в непрох-й (умен.Ду300доДу150)	193	159	30,687	2030	2 869,15	3 442,98	Амортизация
9	Тепловод ПКЗ зона А ТК-7 - ТК-8 из проход.к.в непрох-й (умен.Ду300доДу150)	47	159	7,473	2030	698,70	838,44	Амортизация
10	Тепловод ПКЗ зона А ТК-8 - ТК-9 из проход.к.в непрох-й (умен.Ду300доДу150)	284	159	45,156	2030	4 407,72	5 289,26	Амортизация
11	тепловод №320 КП - Шахта №1 - ПТК.-3 (опуск с эстакады)	257	1020	262,14	2030	49 978,16	59 973,79	Амортизация
						4 234,68	5 081,62	Прибыль на развитие
12	Тепловод №110 КП - Шахта №1 - Ут.-3 (опуск с эстакады) - К2	732,2	1020	746,844	2031	136 058,70	163 270,44	Прибыль на развитие

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
13	Реконструкция объекта «Тепловод №210» на участках КП – УТ-3 – К-2	825,6	1020	842,112	2031	153 414,45	184 097,34	Прибыль на развитие
14	Реконструкция объекта «Тепловые сети ЗЯБ 17 комплекса» на участках т.А – ТК-143 – ТК-144 (Тепловод №17 юз)	264	530	139,92	2026-2027	29 950,77	35 940,92	Амортизация
		154	325	50,05				
15	Реконструкция объекта «Т/сеть БСИ-ЦОК» на участках от ТК-197 до ТУ-7 (Тепловод №510)	1600	720	1152	2033	179 298,99	215 158,79	Прибыль на развитие
16	Т/сети от станции юго-зап.части города до узла 8 (Тепловод № БСИ ТС) от ТУ-1/1 до ТУ-8 перенос врезки с ТУ-1/1 в точку «А» тепловода № 50	20	273	5,46	2035	713,10	855,72	Амортизация
17	Тепловод №111 на участке ТУ-9 – ТУ-9а – ТУ-10 – ТУ-11. Реконструкция	2393	720	1722,96	2023-2026	97 745,23	117 294,28	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
18	Тепловод 111. Участок от ТУ-7 - ТУ-89 - ТУ-89а - КТС-18 -ТУ-8 - ТУ-9. Реконструкция	1262	920	1161,04	2024-2029	69 130,84	82 957,01	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		937,2	820	768,504				
19	Реконструкция объекта "Тепловод 111" участок ТУ-8 - ТУ-19 - ТУ-КТС-36	1185	630	746,55	2026-2027	73 537,87	88 245,44	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
20	Реконструкция объекта «Тепловод №111» на участках ТУ-КТС-36 – ТУ-15 – ТУ-81	1340	630	844,2	2030	83 424,26	100 109,11	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
21	Тепловод 321. Участок ТК-НО-336 - КТС-179. Реконструкция	1006	820	824,92	2028-2029	159 977,05	191 972,46	Амортизация
22	Тепловод 211. Участок ТУ-12 - ТУ-21; Тепловод 321. Участок ТУ-12 - ТУ-12а. Реконструкция	974	720	701,28	2025-2026	251 460,30	301 752,36	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		546	426	232,596				
23	Тепловод № ПКЗ, зона Б. Участок от ТК-1а до ТК-1 к ГПАД. Реконструкция	198,4	159	31,5456	2025-2026	8 364,31	10 037,17	Амортизация

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
24	Реконструкция объекта "Магистральные т/сети от узла 6 до ПНС" на участках ТУ-1 - ТУ-11 - ТУ-10 - ТУ-12 (Тепловод №500, уменьш. диаметра с 2d1020мм на 2d920мм)	2260	920	2079,2	2022-2028	250 597,87	300 717,44	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
25	Тепловые сети 3 комплекса ГЭС. ТК-4 - ТК-53; ТК-53 - ТК-212/1; ТК-212/1 - ТК-213; ТК-213 - ж.д 3А/40-1; ТК-213 - ж.д 3А/40; ТК-213 - ТК-54; ТК-54 - ж.д 3/12; (демонтаж ТК-212/1 – ТК-212; ТК-212 – ТК-54); строительство (2d108мм; L48м) от ТК-213 до ТК-54 для изменения точки подключения объектов: жилой дом 3/12, 3/66 ФЛ Лазарева О.Н. Реконструкция	316	426	134,616	2027-2028	99 474,84	119 369,81	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		334	159	53,106				
		96	108	10,368				
		36	89	3,204				
		8	57	0,456				
26	Тепловые сети ЗЯБ 15 комплекса. ТК-8/1 – ТК-9; ТК-9 – жилой дом 15/16; подвал 15/16; ТК-9 – жилой дом 15/XVIII; Подвал 15/XVIII; жилой дом 15/XVIII – ТК-61/1; ТК-61/1 – ТК-61.	746	219	163,374	2025	29 335,70	35 202,84	Амортизация
	(уменьш. диамтра ТК-8/1 – ТК-9 с 2d426мм на 2d219мм). Реконструкция	32	108	3,456				
27	Т/сети от станции юго-зап. части города до узла 8 (Тепловод ТС БСИ) от ТУ- 5/2 до ТУ-5/2-2 (уменьш. диаметра с 2d108мм на 2d89мм; 2d76мм). Реконструкция	222	89	19,758	2026	3 245,53	3 894,64	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		204	57	11,628				
28	Т/сети от станции юго-зап. части города до узла 8 (Тепловод ТС	246	219	53,874	2026	4 753,72	5 704,46	

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
	БСИ) от ТУ-10 до ТУ-10/3 (уменьш. диаметра ТУ-10/1 - ТУ-10/3 с 2d159мм на 2d89мм). Реконструкция	398	89	35,422				Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
29	Тепловые сети п. Сидоровка (Тепловод № С-1 юз).ТК-235 – ТК-237 – ТК-237/1; ТК-237/1 – ТК-278; ТК-278 – ТК-270 (уменьш. диаметра со строительством новой ТК для изменения точки подключения детского сада №3 «Эллюки» на участке ТК-235 – ТК-237 с 2d426мм на 2d273мм; L223м). Реконструкция	956	426	407,256	2025-2026	103 298,63	123 958,36	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		990	377	373,23				
		58	108	6,264				
30	Реконструкция объекта «Теплотрасса ПНС БСИ-Сидоровка-2эт» на участках ТУ-305/2 – ТУ-305/3; т.А (место опуска) – т.Б (парковка ТЦ «Эссен»); т.Б до ТК-293 (тепловод №510)	847	720	609,84	2029	82 127,26	98 552,71	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
31	Тепловые сети ЗЯБ 15 комплекса (Тепловод № 15 юз). ТК-7 - ТК-7/1; ТК-7/1 - ТК-5/1 - ТК-5 -0 ТК-4 - ТК-4/1 - ТК-25 - ТК-24; ТК-2 - ж/д 15/13 (подвал) - ТК-5; ТК-4/1 - ТК-6 - ж/д 15/3; ТК-6 - 15/18; ТК-5/1 - ж/д 15/4. Реконструкция	1044	325	339,3	2025-2027	64 923,10	77 907,72	Амортизация
		218	89	19,402				
		18	57	1,026				
32	Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз) ТК-89/2 - ж.д 9/53; ТК-89/2 - ТК-56/2 – точка «А»; точка «А» - ТК-56 – ТК-57. Реконструкция	690	325	224,25	2025-2026	53 734,46	64 481,35	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		54	108	5,832				
33	Реконструкция объекта "Магистральная т/сеть от УТ-1 до подъема на мост" на участках ТУ-6	4298	720	3094,56	2025-2030	619 160,34	742 992,41	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
	–ТУ-5/1 – ТУ-5 – ТУ-4/2 – ТУ-4/1 – ТУ-4 – ТУ-1 (тепловод №510)							
34	Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз) ТК-11 - ТК-30; ТК-31 - ТК-32; ТК-32 - ТК-33; ТК-33 - ТК-35; ТК-35 - ТК-35/2; ТК-35/2 - ТК-36; ТК-36 - ТК-38; ТК-38 - ТК-39; ТК-39 - ТК-39/2; ТК-39/2 - ТК-40; ТК-35 - ТК-35/1; ТК-35/1 - ж.д 2/1; ТК-35/1 - ж.д 2/3; ж.д 2/3 - ж.д 2/2; врезка до ж.д 2/4; подвал ж.д 2/3; ТК-35/2 – ФСБ; ТК-36 - ж.д 2/10; подвал ж.д 2/10; ТК-11 - ТК-10; ТК-10 - ТК-9; ТК-9 - ТК-8; ТК-8 - ТК-7; ТК-7 - ТК-6; ТК-14/2 - ТК-14/1; ТК-14/1 - ТК-13; ТК-14/1 - ж.д 1/10; ТК-13 - ж.д 1/9;ТК-13 - ж.д 1/13; ТК-11 - ТК-16; подвал ж.д 1/7; ТК-16 - ТК-17; ТК-17 - ж.д 1/8; ТК-17 - ТК-18; ТК-18 - ТК-20; ТК-20 - ТК-28; ТК-20 - ж.д 1/6; подвал ж.д 1/6; ж.д 1/6 - ТК-21; ТК-21 - ТК-22; ТК-22 - ТК-23; ТК-23 - ж.д1/15; ТК-22 - ТК-24; ТК-24 - ж.д.1/1; ТК-24 - ж.д.1/4. Реконструкция	1458	426	621,108	2026-2030	301 526,04	361 831,25	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		1709	219	374,271				
		884	159	140,556				
		334	133	44,422				
		314	108	33,912				
		358	89	31,862				
		56	57	3,192				
35	Т/сеть БСИ-ЦОК (Тепловод № 510). Реконструкция. Участки ТК-197/1 до ТК-197 до ТУ-10, от ТК-197 до ТК- 197/2 до ТК-199	174	720	125,28	2027-2028	36 790,92	44 149,10	Амортизация
		76	426	32,376				
36	Т/сети т/станции юго-западной части (Тепловод БСИ ТС). Участок от ТУ-8 до ТУ-8/1 (уменьш. диаметра с 2d273мм на 2d108мм). Реконструкция	160	108	17,28	2025-2026	1 661,74	1 994,09	Амортизация
37		136	325	44,2	2029	14 096,22	16 915,46	Амортизация

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
	Комплекс инженерных сетей теплоснабжения 60 микрорайона НО-475 - ТК-2 - ТК-3; ТК-7 - ж.д.60-14 - ТК-8 - ж.д.60/15 - ТК-9 - ж.д.60/16; ТК-5 - ж.д.60/13. Реконструкция	590	159	93,81				
		78	108	8,424				
38	Сети теплоснабжения к 180 ж/д 60/03. ТК-2 - ТК-6 - ж.д.60/03. Реконструкция	188,4	219	41,2596	2025-2026	9 168,57	11 002,28	Амортизация
		48	108	5,184				
39	Тепловая сеть от ТК-3 до ТК-10, от ТК-10 до ж/д 60/06, от ТК-10 до ТК-12, от ТК-12 до ж/д 60/09, от ТК-12 до ж/д 60/08, от ТК-11 до ж/д 60/07. Реконструкция	264	219	57,816	2025-2026	18 795,39	22 554,47	Амортизация
		320	159	50,88				
		207,4	108	22,3992				
40	Сети теплоснабжения к 180кв ж/д 60/12. ТК-5 - ж.д.60/12. Реконструкция	102	108	11,016	2025-2026	2 467,69	2 961,23	Амортизация
41	Теплосеть, кадастровый номер 16:52 040301:7488, назначение - сооружение коммунального хозяйства. ТК-13 - ж.д.60/05. Реконструкция	34	108	3,672	2025-2026	989,67	1 187,60	Амортизация
42	Тепловод № 6. ТК-42 - ЦТП - ж.д. 16/03; ЦТП - УТ-1 - ж.д. 16/17; ж.д. 16/17 - ж.д. 16/18; ж.д. 16/17 - ж.д. 16/15; ж.д. 16/15 - ж.д. 16/02; ж.д. 16/02 - ж.д. 16/01. Реконструкция	233	89	20,737	2025-2026	20 473,05	24 567,66	Амортизация
		233	108	25,164				
		204,1	159	32,4519				
		204,1	219	44,6979				
43	Тепловод № 14А. ТУ-9 - ТК-1Б; ТК-1Б - ТК-1В; ТК-1В - ТК-2Б - 25а/03 Олимпийский; ТК-1В - 25а/05 «Органный зал» (уменьш. диаметра ТУ-9 – ТК-1Б с 2d325мм на 2d219мм). Реконструкция	416	219	91,104	2025-2026	35 378,96	42 454,75	Амортизация
		336	133	44,688				
44	Тепловод № 22. Участок от ТК-3 до ТК-3А. Реконструкция	210	108	22,68	2025-2026	4 349,23	5 219,08	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
45	Тепловод № 24А ТК-14 - школой 49/16; ТУ-68А - ТК-29 - ТК-27 - ТК-7; ТК-29 - ж.д.49/06; ТК-27 - ж.д.49/11 (уменьш. диаметра с 2d89мм на 2d76мм). Реконструкция	302	273	82,446	2026-2027	24 461,00	29 353,20	Амортизация
		126,4	133	16,8112				
		156	108	16,848				
		116	89	10,324				
46	Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1 (уменьш. диаметра ТК-9 - ТК-5 - ТК-1 с 2d159мм на 2d133мм). Реконструкция	146	159	23,214	2027-2028	8 905,33	10 686,40	Амортизация
		362	133	48,146				
47	Тепловод №61 ТУ-69 - ТК-1 - ТК-6; ТК-6 - ТК-45; ТК-7 - ТК-2; ТК-45 - ТК-3А - ТК-10; ТК-12 - ТК-16; ТК-16 - ТК-20 - 61/31. Реконструкция	453,2	273	123,7236	2026-2027	56 958,37	68 350,04	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		453,2	219	99,2508				
		443	159	70,437				
		443	108	47,844				
		442,8	89	39,4092				
48	Тепловод №16 КТС-160 - ТУ-50А - ТУ-50; ТУ-50 - ТУ-51 (строительство участков перемычки ТУ-51 – ТК-НО-401 2d426мм). Реконструкция	461	426	196,386	2027-2028	86 825,91	104 191,09	Амортизация
		865	325	281,125				
49	Реконструкция объекта «Тепловод №5» на участках ТУ-44б – ТК-1 – ТК-2 – ТК-3, ТК-1 - здание КНИТУ-КАИ	498	89	44,322	2029	10 688,61	12 826,33	Амортизация
		68	76	5,168				
		222	57	12,654				
50	Реконструкция объекта «Тепловод №310» на участке КТС-233 – ТУ-46	240	720	172,8	2029	32 022,72	38 427,26	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
51	Реконструкция объекта «Тепловод №312» на участке КТС-130 – НО-266	248	530	131,44	2029	13 936,46	16 723,75	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
52	Реконструкция объекта «Тепловод №312» на участке КТС-129 – ТУ-34А (в районе ж.д. 42/17)	250	530	132,5	2029	14 902,88	17 883,46	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
53	Реконструкция объекта «Тепловод №31А» 59 комплекс (ТУ-67-ж.д.59/09 - ТК-9 - ТК-5 - ТК-11 -	164	325	53,3	2029	46 004,23	55 205,08	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		396,8	273	108,3264				
		208,6	219	45,6834				

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
	ТК-13 - ж.д.59/06; ТК-9 - ж.д.59/09; ТК-11 - ж.д.59/05)	64,4	159	10,2396				
54	Реконструкция объекта «Сети теплоснабжения к ж/д 59/04» 59 комплекс (ТК-11 - ТК-1 - ж.д.59/04-1; ТК-1 - ж.д.59/04-3 - ТК-2 - ж.д.59/04-2)	288	159	45,792	2029			
		60,8	133	8,0864				
		195,4	108	21,1032				
55	Реконструкция объекта «Тепловые сети п. Сидоровка» на участке ТК-243 – ТК-245, у ж.д. С-16 (Тепловод №С-1 юз)	104	159	16,536	2029	10 625,88	12 751,06	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		424	108	45,792				
56	Реконструкция объекта «Тепловые сети п.Сидоровка» на участках тепловода №С-1 юз (ТК-282 – ТК-282/1; ТК- 283 – ТК-283/1 – ж/д С-7; ТК-283 – ТК-285 – ж/д С-6; ТК-284/1 – ТК-284/2 – ж/д С-8; ТК-284/2 – ж.д. Магистральная 18)	304	219	66,576	2029	29 241,08	35 089,30	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		424	159	67,416				
		52	133	6,916				
		476	108	51,408				
		61	57	3,477				
57	Реконструкция объекта «Тепловод №211» на участке ТУ-30 – ТУ-30а	267	325	86,775	2029	23 428,61	28 114,33	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
58	Реконструкция объекта «Тепловод №211» на участке ТУ-49 – КТС-160	218	426	92,868	2029	9 892,96	11 871,55	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
59	Реконструкция объекта «Тепловод №211» на участке ТУ-73 – КТС-150	110	530	58,3	2029	8 393,32	10 071,98	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
60	Реконструкция объекта «Тепловод №321» на участке КТС-150 – КТС-151	243,6	530	129,108	2029	15 589,11	18 706,93	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
61	Реконструкция объекта «Тепловые сети от ТК-294 до ТК-113» на участках ТК-290 – ТК-292, ТК-293 – ТК-295, ТК-297 – ТК-114 (тепловод №511)	1586	630	999,18	2029	324 357,73	389 229,28	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
62	Реконструкция объекта «Тепловод №22» на участке ТУ-66 - ТК-2	86	273	23,478	2026	3 990,88	4 789,06	Амортизация
63	Реконструкция объекта «Внутриквартальные сети 65 комплекса жилого района "Яшьлек" (тепловые сети) протяженностью 1451м, с кадастровым номером 16:52:070307:6607» в части обустройства тепловых камер (ТК-1, ТК-3, ТК-4, ТК-6, УТ-13 (ТК-17), ТК-9, ТК-14, ТК-15, ТК-16)	1451	108	156,708	2030	14 590,30	17 508,36	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
64	Реконструкция объекта «Тепловые сети протяженностью 188м, кадастровый №16:52:040201:2912 по адресу: РФ, РТ, г. Набережные Челны, Новый город, 32 микрорайон» в части обустройства тепловой камеры ТК-12	188	57	10,716	2030	1 157,09	1 388,51	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
65	Реконструкция объекта «Тепловод №5» на участках ТУ-45 – ТК-2б, КТС-232 – ТК-2б	162	219	35,478	2030	6 505,70	7 806,84	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
66	Реконструкция объекта «Тепловод №22А» на участках ТУ-66 – ТК-38, ТК-31 – ж.д. 45/15/2	480	273	131,04	2030	23 328,91	27 994,69	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		110	159	17,49				
67	Реконструкция объекта «Магистральные теплосети от Набережной Тукая к С/П "Жемчужина"» на участках ТК-149/1 – ТУ-149/7 (тепловод №27 юз)	1384	325	449,8	2030	139 401,82	167 282,18	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		1150	219	251,85				
68	Реконструкция объекта «Тепловод №7» на участках от ТУ-33 в сторону 12 комплекса	298	325	96,85	2030	41 985,31	50 382,37	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		286	273	78,078				
		129,2	219	28,2948				
		460	159	73,14				

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
69	Реконструкция объекта «Теплотрасса, расположенная по адресу: г.Набережные Челны, ул.Раскольникова, дом 79А» на участках ТК-18 – ж.д. 12/21Б	755	108	81,54	2030	28 482,74	34 179,29	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
70	Реконструкция объекта «Магистральные сети от БСИ до ТК Д-800» на участках ТУ-7 – т.А (в районе ТК-8), т.Б (в районе ТК-9) – ТК-10 (тепловод №520)	518	820	424,76	2030	40 340,48	48 408,58	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
71	Реконструкция объекта «Магистральные сети от котельной №1» на участках ТУ-26 – ТУ-30 – ТУ-31 – ТУ-34 – ТУ-32 – НПО «Полимер» (тепловод №П юз) (уменьш. ТУ-31 - ТУ-34 с 2d325мм на 2d219мм; ТУ-34 - ТУ-32 с 2d426мм, 2d325мм, 2d219мм на 2d133мм)	951	219	208,269	2030	34 285,60	41 142,72	Амортизация, прибыль направленная на инвестиции
		296	133	39,368				
		204	108	22,032				
72	Реконструкция объекта «Магистральные сети от котельной №1» на участках ТУ-35 – ТУ-35/1 – ТУ-38 – ТУ-40 – ТУ-43 – ТУ-43/1 (тепловод №П юз) (уменьш. ТУ-35 - ТУ-35/1 с 2d325мм на 2d159мм; ТУ-35/1 - ТУ-40 с 2d325мм, 2d219мм на 2d133мм, 2d108мм, 2d89мм)	556	159	88,404	2030	32 309,94	38 771,93	Амортизация, Прибыль направленная на инвестиции
		1016	133	135,128				
		310	108	33,48				
		244	89	21,716				
73	Реконструкция объекта «Магистральные сети от котельной №1» на участках ТУ-34 – ТУ-35 – точка А – ТУ-53 – ТУ-54 – ТУ-57 (тепловод №П юз) (уменьш. ТУ-34 - ТУ-35 с 2d426мм на 2d219мм; ТУ-35 - ТУ-57 с 2d426мм, 2d159мм, 2d219мм на 2d133мм)	242	219	52,998	2030	14 841,84	17 810,21	Амортизация, Прибыль направленная на инвестиции
		992	133	131,936				

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
74	Реконструкция объекта «Тепловые сети п. Сидоровка» на участках т.А – ТК-22 – ТК-23 – ТК-24 – ТУ-25 – ТУ-26 – ТУ-27 – ТУ-28 – ТУ-29 – ТУ-30/1 (тепловод № С-2 юз) (уменьш. Точка А - ТК-24 с 2d273мм, 2d159мм на 2d108мм; ТУ-27 - ТУ-28 с 2d108мм на 2d89мм; ТУ-28 - ТУ-29 с 2d159мм, 2d108мм на 2d76мм; ТУ-29 - ТУ-30 с 2d159мм на 2d57мм)	733	108	79,164	2030	21 762,38	26 114,86	Амортизация, Прибыль направленная на инвестиции
		32	89	2,848				
		208	76	15,808				
		395	57	22,515				
75	Реконструкция объекта «Тепловод №320» на участках ТК-НО-455 - КТС-218	500	920	460	2026-2027	60 750,96	72 901,15	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
76	Реконструкция объекта «Тепловод №312» на участках ТУ-КТС-124 – ТК см. (дренажный узел)	285	630	179,55	2027	19 494,79	23 393,75	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
77	Реконструкция объекта «Тепловые сети от УТ-2 до УТ-3, от УТ-3 до УТ-4, от УТ-4 до УТ-8, от УТ-8 до УТ-9, от УТ-9 до УТ-11, от УТ-4 до УТ-5, от УТ-5 до УТ-6, УТ-6 до жилого дома 20-01 жилого района «Замелекесье», от УТ-6 до УТ-7 и от УТ-9 до УТ-10» обустройство ТК-205 (тепловод № 21 юз)	58	108	6,264	2028	1 707,17	2 048,60	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
78	Реконструкция объекта «Тепловые сети от УТ-1 до наружной стены жилых домов 21/21,21/22,21/23,21/24,21/25,21/27» обустройство ТК-312, ТК-313, ТК-314, ТК-315, ТК-317, ТК-318, ТК-319, ТК-320, ТК-321 (тепловод № 21 юз)	212	108	22,896	2028-2029	6 239,65	7 487,58	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
79	Реконструкция объекта «Тепловод от ТК-313 до жилых домов 21-33,21-34 микрорайон Замелекесье» обустройство ТК-322, ТК-323 (тепловод № 21 юз)	80	108	8,64	2026	2 336,75	2 804,10	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
80	Реконструкция объекта «Жилой район "Замелекесье", г.Набережные Челны, 21 микрорайон, Внутриплощадочные сети. Тепловые сети. 1 Очередь, 1 этап - от УТ1 до УТ16, от УТ15 до УТ17» обустройство ТК- 330, ТК-331, ТК-332 (тепловод № 21 юз)	139	108	15,012	2027	4 080,41	4 896,49	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
81	Реконструкция объекта «Жилой район "Замелекесье" г.Набережные Челны 21 микрорайон. Внутриплощадочные сети. Тепловые сети 1 очередь. 2 этап - от УТ17 до УТ19 в двухтрубном исполнении. Прокладка трубопроводов теплоснабжения-подземная бесканальная из стальных труб» обустройство ТК-333, ТК-334, ТК-335 (тепловод № 21 юз)	120	108	12,96	2027	3 535,57	4 242,68	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
82	Реконструкция объекта «Жилой район "Замелекесье" г. Набережные Челны 21 микрорайон. внутриплощадочные сети Тепловые сети. 1-очередь, 3-этап от УТ9 до УТ13, кадастровый номер 16:52:020608:2147 назначение, сооружения коммунального хозяйства» обустройство ТК-339, ТК-340, ТК-341 (тепловод № 21 юз)	87	108	9,396	2026	2 570,03	3 084,04	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
83		652	219	142,788	2029	28 861,66	34 633,99	

№ п/п	Наименование мероприятия	Протяженность, м	Диаметр, мм	Мат. характеристика, кв. м	Год (период) реализации, ГГГГ	Затраты на мероприятие, тыс. руб. без НДС	Затраты на мероприятие, тыс. руб. с НДС	Источник финансирования
	Реконструкция объекта «Тепловод №30» на участках от ТУ-43 в сторону 56 комплекса	188	89	16,732				Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
		68,6	76	5,2136				
		52	57	2,964				
84	Реконструкция объекта «Тепловод №20а» на участках от ТК-47А в сторону 41 комплекса, ТК-99 – ТК-95	412	219	90,228	2029	23 756,07	28 507,28	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
		204	159	32,436				
		164	133	21,812				
		92	108	9,936				
		172	89	15,308				
85	Реконструкция объекта «Тепловод №5» на участках от ТУ-46, ТУ-47 в сторону 62 комплекса, ТК-17а – мед. училище	98	325	31,85	2029	45 819,24	54 983,09	Амортизация/Прибыль, направленная на инвестиции
		302	273	82,446				
		292	219	63,948				
		88	159	13,992				
		486	108	52,488				
		66	89	5,874				
		164	76	12,464				
86	Реконструкция объекта «Тепловые сети от ТК-294 до ТК-113» на участках ТК-114 – ТК-113 (Тепловод №511)	194	630	122,22	2029-2030	55 465,30	66 558,36	Амортизация
87	Реконструкция объекта «Тепловод №30» на участках от ТУ-23 и от ТУ-23б в сторону 56 комплекса	598	325	194,35	2027-2028	46 725,50	56 070,60	Амортизация
		640	273	174,72				
		374	219	81,906				
		241	159	38,319				
		132	133	17,556				
		140	89	12,46				
Итого:		**73 562,80**		**29 179,65**		**4 602 640,87**	**5 523 169,04**	

Согласно предоставленным сведениям за отопительный и неотопительный период 2024 г. на тепловых сетях в зоне действия НЧТЭЦ произошло 315 отказов.

При этом необходимо отметить, что имеются факты повреждаемости сетей в отопительный период с 2020 – 2024 г.г., что может свидетельствовать о недостаточности надёжности сетей и эффективности проведения регламентных работ по испытаниям тепловых сетей в межотопительный период.

5. Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам системы теплоснабжения г. Набережные Челны

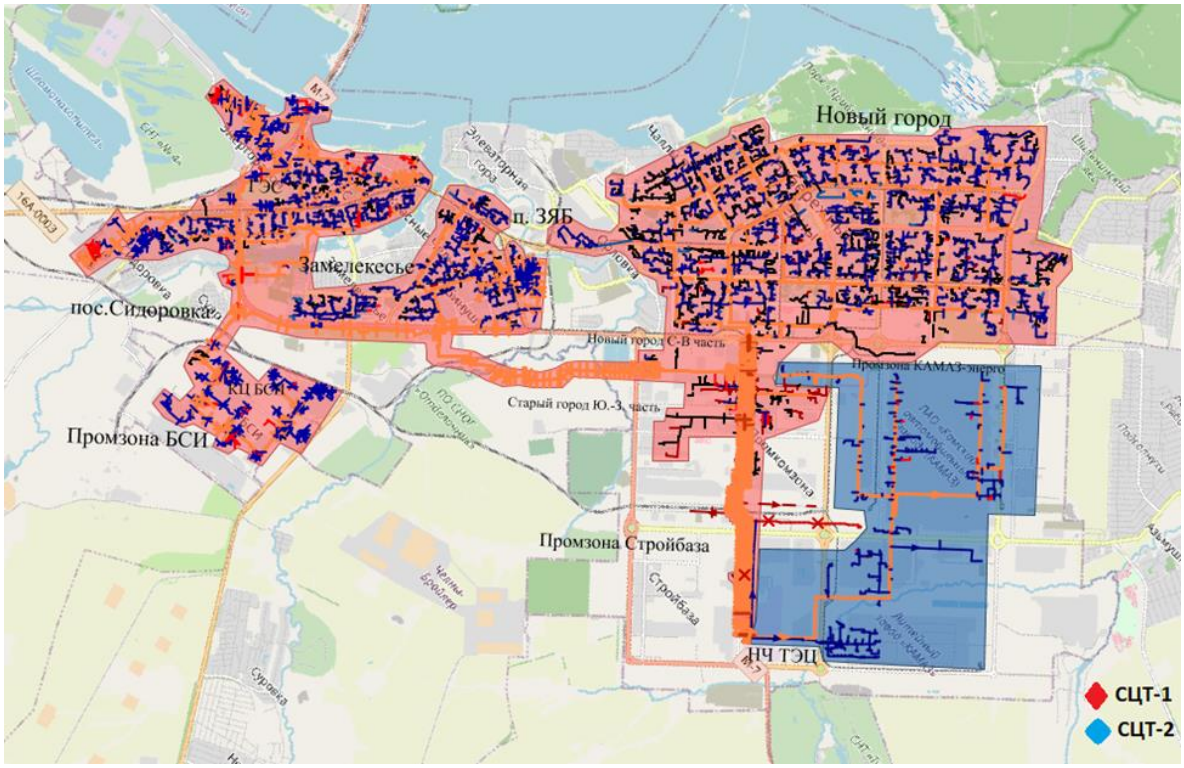


Рис. 5.1. Зона действия централизованных систем сетей теплоснабжения г. Набережные Челны

Результаты расчета по состоянию 2024 года существующей схемы теплоснабжения филиала АО «Татэнерго» - НЧТС:

Продолжительность отопительного периода в часах – 5040.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период – -0,84°С.

1. Стационарная вероятность рабочего состояния сети составила 0,813065

2. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей – 0,85184– 0,995555

3. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей – 0,022574-0,999975.

Результаты расчета по состоянию 2024 года существующей схемы теплоснабжения ПАО «КАМАЗ»:

Продолжительность отопительного периода в часах – 5040.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период – -0,84°С.

1. Стационарная вероятность рабочего состояния сети составила 0,850406

2. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей – 0,959749– 0,996768

3. Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей – 0,142017-0,993706.

Ввиду ненормативных показателей надежности системы теплоснабжения, на некоторых участках НЧТЭЦ АО «Татэнерго» и ПАО «КАМАЗ» необходимо произвести реконструкцию.

Полные результаты расчета показателей надежности потребителей слоя электронной модели 2043г с учетом планируемой и рекомендуемой перекладки приведены в Приложении 1 к Главе 11 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения. Результаты расчета надежности работы теплопроводов тепловой сети (с указанием года предполагаемой замены участков) представлены в Приложении 2 к Главе 11 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

Участки тепловых сетей, в том числе не обеспеченные финансированием, нуждающихся в замене до 2043 года приведены в Приложении 3 к Главе 11.

Ниже рассмотрим оценку надежности теплоснабжения потребителей в перспективном слое электронной модели до 2043 года.

На Рис. 4.2-4.3 представлен сравнительный анализ нормативных и фактических показателей надежности системы теплоснабжения НЧТЭЦ АО «Татэнерго» с учетом планируемой и рекомендуемой реконструкции участков тепловой сети до 2043 года.

На Рис. 4.4-4.5 представлен сравнительный анализ нормативных и фактических показателей надежности системы теплоснабжения ПАО «КАМАЗ» с учетом планируемой и рекомендуемой реконструкции участков тепловой сети до 2043 года.



Рис. 4.2. Сравнительный анализ нормативного и фактического минимального показателя ВБР потребителей тепловодов НЧТЭЦ АО «Татэнерго» до 2043 года



Рис. 4.3. Сравнительный анализ нормативного и фактического минимального показателя готовности системы теплоснабжения к исправной работе тепловодов НЧТЭЦ АО «Татэнерго» до 2043 года

Таким образом, согласно рис. 4.2, минимальная величина вероятности безотказной работы потребителей теплоты становится выше нормативного значения (ВБР=0,9).

Согласно рис. 4.3, минимальная величина показателя коэффициента готовности системы теплоснабжения к исправной работе с учетом поэтапной перекладки трубопроводов становится выше нормативного значения (КГ=0,97).

Расчётная вероятность безотказной работы потребителей наиболее удаленного района п. ЗЯБ находится в интервале от 0,920048 до 1, в среднем значение составляет 0,983800.

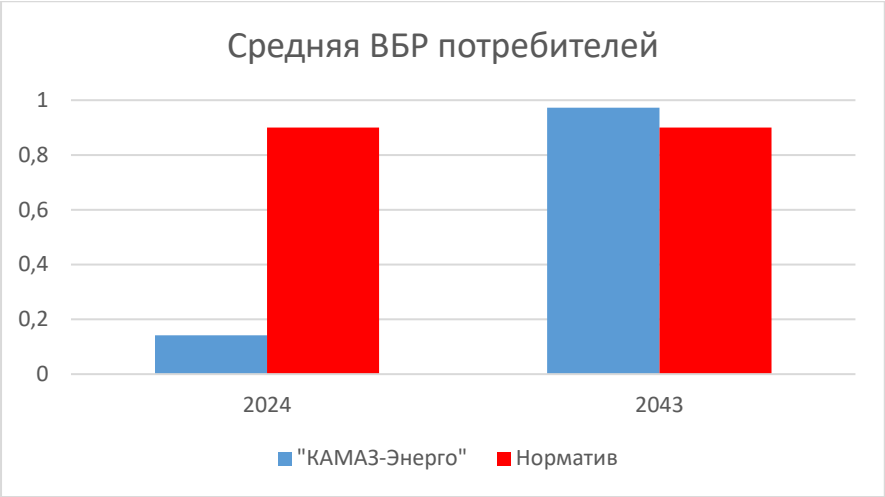


Рис. 4.4. Сравнительный анализ нормативного и фактического минимального показателя ВБР потребителей тепловодов ПАО «КАМАЗ» до 2043 года

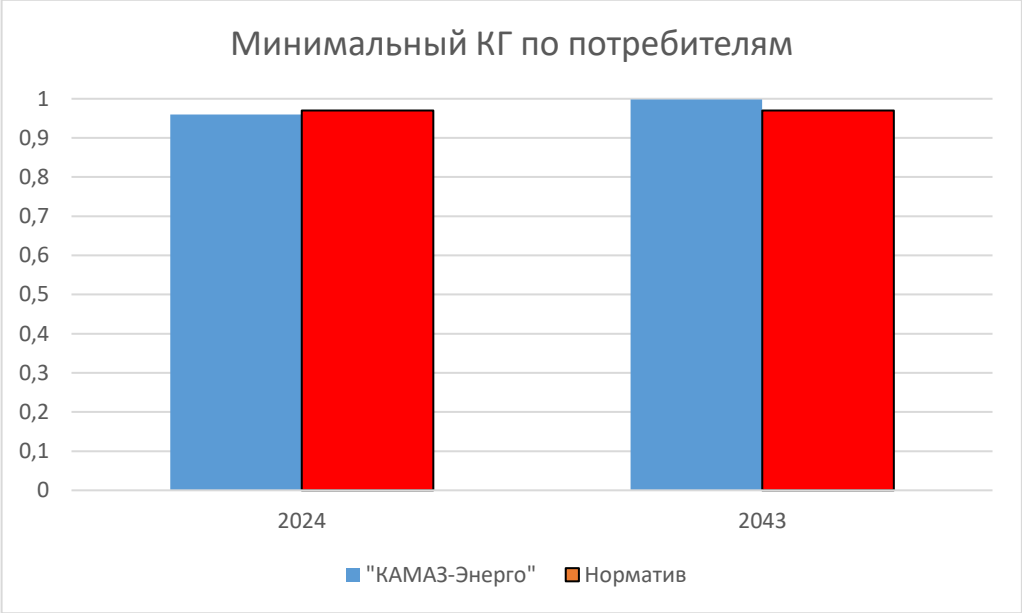


Рис. 4.5. Сравнительный анализ нормативного и фактического минимального показателя готовности системы теплоснабжения к исправной работе тепловодов ПАО «КАМАЗ» до 2043 года

Таким образом, согласно рис. 4.4, минимальная величина вероятности безотказной работы потребителей теплоты становится выше нормативного значения (ВБР=0,9).

Согласно рис. 4.5, минимальная величина показателя коэффициента готовности системы теплоснабжения к исправной работе с учетом поэтапной перекладки трубопроводов становится выше нормативного значения (КГ=0,97).

В целях обеспечения нормативной надёжности системы теплоснабжения г. Набережные Челны АО «Татэнерго» предусматривает комплекс мероприятий по усилению ремонтно-восстановительных бригад, что позволяет не допустить

повышения фактического времени восстановления повреждений в системе теплоснабжения потребителей выше нормативного значения.

В целях обеспечения надежного функционирования источника тепловой энергии Набережночелниской ТЭЦ, предусмотрено дублирование основных и вспомогательных инженерных систем и оборудования:

- электроснабжение – собственные нужды резервируются от шин различного класса напряжения, в случае обесточивания всего узла предусмотрено питание от ЗГРЭС и ПС-500 им. Щёлоково;
- топливоснабжение – предусмотрено резервное топливное хозяйство (мазут) на НЧТЭЦ и КЦ БСИ;
- водоснабжение – предусмотрено водоснабжение от ЗАО «Челныводоканал» по 4-м водоводам Ду-600мм;
- теплоснабжение – мощности водогрейных котлов достаточно для обеспечения аварийной нагрузки потребителей в размере 93% при требовании согласно СП 124.13330.2012 в размере 87,2%.

Так же разработан комплекс мероприятий, направленных на обеспечение бесперебойной работы станции, отражённый в соответствующих инструкциях и графиках обследования и диагностирования оборудования и инженерных систем. Данный перечень мероприятий соответствует требования НТД по обеспечению надёжной и безопасной эксплуатации, действующих на территории Российской Федерации.

6. План ликвидации аварийных ситуаций на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - НЧТС

В соответствии с требованиями п. 18. 1, раздела V Приказа Минэнерго России от 12.03.2013 № 103 «Об утверждении Правил оценки готовности к отопительному периоду» разработано положение о взаимодействии предприятий занятых в теплоснабжении потребителей. Положение определяет порядок взаимодействия участников системы теплоснабжения и порядок переключений.

Также в целях обеспечения надежного функционирования источника тепловой энергии Набережночелниской ТЭЦ, предусмотрено дублирование основных и вспомогательных инженерных систем и оборудования, которые имеют возможность быстрого оперативного переключения за счёт поперечных связей, предусмотренных компоновкой основного и вспомогательного оборудования:

- электроснабжение – собственные нужды резервируются от шин различного класса напряжения, в случае обесточивания всего узла предусмотрено питание от ЗГРЭС и ПС-500 им. Щёлоково;

- топливоснабжение – предусмотрено резервное топливное хозяйство (мазут) на НЧТЭЦ и КЦ БСИ;
- водоснабжение – предусмотрено водоснабжение от ЗАО «Челныводоканал» по 4-м водоводам Ду-600мм;
- теплоснабжение – мощности водогрейных котлов достаточно для обеспечения аварийной нагрузки потребителей в размере 93% при требовании согласно СП 124.13330.2012 в размере 87,2%.

Разработан комплекс мероприятий, направленных на обеспечение бесперебойной работы станции, отражённый в соответствующих инструкциях и графиках обследования и диагностирования оборудования и инженерных систем. Данный перечень мероприятий соответствует требования НТД по обеспечению надёжной и безопасной эксплуатации, действующих на территории Российской Федерации.

В случае выхода из строя источника котельного цеха БСИ, потребители обеспечиваются тепловой энергией от источника НЧТЭЦ, следовательно далее будет рассмотрены аварийные ситуации связанные с тепловодами, связанными с НЧТЭЦ.

Перечень возможных технологических нарушений на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - НЧТС:

№ п/п	Технологическое нарушение
1.	Прекращение подачи теплоносителя от филиала АО «НЧТЭЦ»
2.	Прекращение подачи теплоносителя от Котельного цеха БСИ
3.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №l10 (Ду-1000) в районе Камеры переключений между тепловой камерой К-2 и автодорогой №1.
4.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №110 (Ду-1000) в районе Камеры переключений между тепловой камерой К-2 и автодорогой №1.
5.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода№210 (Ду-800мм) возле ТУ-27(в проходном коллекторе в районе остановки «Цирк» по пр. Сююмбике).
6.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №211 (Ду-600мм) в проходном коллекторе по пр. Дружба Народов между ТУ-27 и ТУ-49.
7.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №211 (Ду-600мм) в

	проходном коллекторе в районе КТС-75, между ТУ-38а и ТУ-40.
8.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №111 (Ду-800, 900) в ТУ- 8 и ТУ-89.
9.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети (Ду-900) тепловода №111 по Московскому пр-ту в проходном коллекторе в районе КТС-18, между ТУ-89 и ТУ-8.
10.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №211(Ду-700мм) в проходном коллекторе между ТУ-35 в сторону ТУ-36А по проспекту Сююмбике в районе 16-й комплекса.
11.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №211 (ду-600) между ТУ-11 и ТУ-12 в проходном коллекторе по пр. Сююмбике у НО-64 (ж/д 23/05).
12.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №21О(Ду-900мм) в районе КТС-96 (Налоговая инспекция, 11 комплекс).
13.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №312 (Ду-400мм) между ТУ-71 и ТУ-69, в районе КТС-141 (по улице Усманова, ж/д 46/13).
14.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №41О(Ду-1ООО) между Павильоном и УТ-3 НО-7.
15.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №320 (Ду-900) между ТУ-86 и ТУ-97.
16.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловода№320 (Ду-900) между ТУ-86 и ТУ-97.
17.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №31О(Ду-700) в районе, НО-415 между ТУ-46 и ТУ-59А.
18.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №21О(Ду-1ООО) между Камерой переключений и ТУ-23А.
19.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №21О (Ду-1ООО) между

	Камерой переключений и ТУ-23А.
20.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №31О (Ду-700) между Камерой переключений и ТУ-87.
21.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №31О (Ду-700) между Камерой переключений и ТУ-87.
22.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №100 (Ду-1ООО) между НЧТЭЦ и ст.499.
23.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №100 (ду-1ООО) между НЧТЭЦ и ст.499.
24.	Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети тепловода №51О между ПНС-Сидоровка (ду-700) и тепловой камерой №303 напротив жилого дома С-12-3.
25.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода 17-юз (ду-400) между тепловой камерой №100 и №143 по улице Комарова.
26.	Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №17А-юз (ду-400) между тепловой камерой №290 и №291/1 у а/д по проспекту М.Джалиля.
27.	Пожар на объектах филиала АО «Татэнерго» - НЧТС.
28.	Затопление подвального помещения (здания)
29.	Технологическое нарушение ПНС-9, требующее останова оборудования.
30.	Технологическое нарушение на ПНС-Сидоровка, требующее останова оборудования.
31.	Технологическое нарушение на ПНС-7, требующее останова оборудования.
32.	Технологическое нарушение на ПНС-5, требующее останова оборудования.
33.	Технологическое нарушение на ПНС-6, требующее останова оборудования.
34.	Технологическое нарушение на ПНС-6, ПНС-6, требующее останова оборудования.
35.	Технологическое нарушение на ПНС-9, ПНС-Сидоровка, требующее останова оборудования.

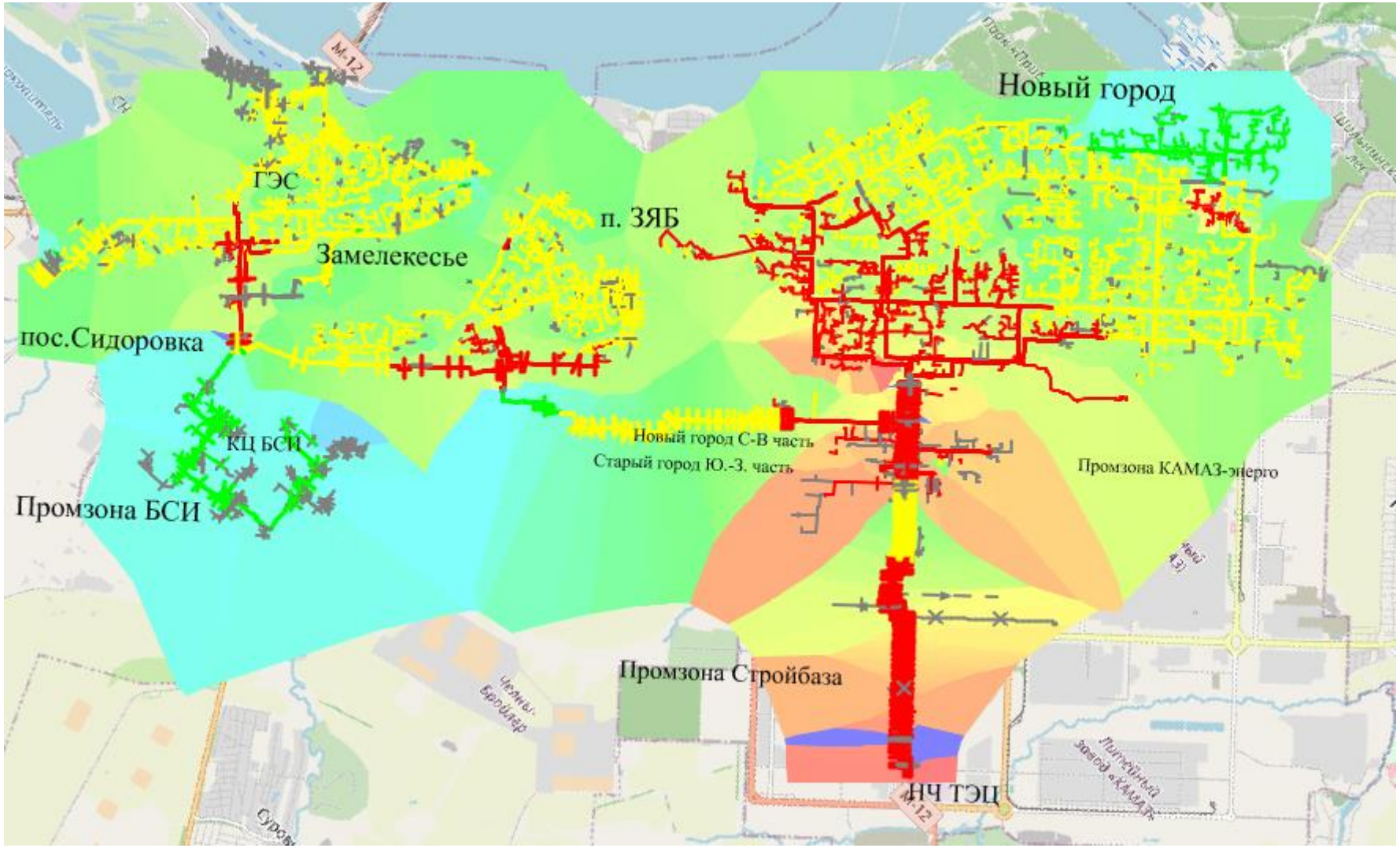


Рис. 4.6. Зоны располагаемых напоров на вводах потребителей в штатном режиме работы системы теплоснабжения

	5.00	
5.00	15.00	
15.00	30.00	
30.00	60.00	
60.00	200.00	

Рис. 4.7. Градация зон с располагаемыми напорами на вводах потребителей, м.

Рассмотрим некоторые аварийные ситуации подробнее.

№1. Повреждение (порыв) на магистральном подающем трубопроводе тепловой сети тепловода №ll0 (Ду-1000) в районе Камеры переключений между тепловой камерой К-2 и автодорогой №1.

При указанном повреждении:

- Под отключением: жилых домов нет.
- Растекание горячей сетевой воды с температурой 100°С и выше на территорию, прилегающую к авто-дороге № I и трамвайным путям в районе СТО «Диагностика».
- Опасность несчастного случая и ДТП.

Порядок действий должностных лиц:

1. Оповещает об технологическом нарушении руководство филиала АО «Татэнерго» - НЧТС, НСС АО «Татэнерго» - НЧТЭЦ, ОПК и ТБ, группу экономической защиты и режима, дежурного Исполнительного комитета, Ростехнадзор, МЧС, УФСБ, диспетчерские службы потребителей. Вызывает на место повреждения ДПС ГИБДД для перекрытия движения на опасном участке а/дороги № I. Оповещает об опасности движения трамваев диспетчера Трамвайного управления.
2. Вызывает на работу начальника ДС, руководителей служб филиала АО «Татэнерго» - НЧТС: РСЦ, СМТС, СНиИ.
3. Силами оперативного персонала ДС производит необходимые переключения для локализации технологического нарушения и организации аварийно-восстановительных работ:
- Предупреждает НСС НЧТЭЦ о начале переключений на ПС-11О;
- Закрывает задвижки на ПС-110: КП-задвижку № IIс (Ду-800).
- ТУ-1 - задвижку № lc (Ду-800).
- ТК-1 - задвижку №1 на ПС в сторону потребителей;
Уз.-1,05 - задвижку №1 на ОС в сторону потребителей;
Открывает для опорожнения отключенного участка ПС-110 дренажи: КП-задвижку №1 lд(Ду-100)
- К-2 - задвижку №lд;
- ТУ-1 -задвижку №lд.
4. Поднимает давление на НЧТЭЦ до максимально возможных значений. При не достаточном давлении в подающем трубопроводе делает необходимые переключения:
- ПНС-1 - запускает насос на ОС-200;
- ПНС -5 - запускает насос на ПС-100;
- ПНС-6 - запускает насосы на ПС-200, ПС-300.

Последствие аварии для потребителей:
- под влияние аварии попадают 1864 потребителей, суммарной присоединенной нагрузкой на систему отопления 834,8 Гкал/час;
- отсутствуют потребители с прекращением теплоснабжения;
- отсутствуют потребители с риском увеличения давления в обратном трубопроводе до сверхдопустимых значений.

Результаты расчёта гидравлического режима работы систем теплоснабжения при аварийной ситуации

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1007.749, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	694.878, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	74.032, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	145.514, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.040, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	41.79264, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.13395, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.45163, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.03749, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.86957, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18861.657, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18502.055, т/ч
Суммарный расход на подпитку	359.602, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	14966.262, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1551.874, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2174.347, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.05013, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.04718, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	49.50441, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°C
Температура в обратном трубопроводе	61.652,°C

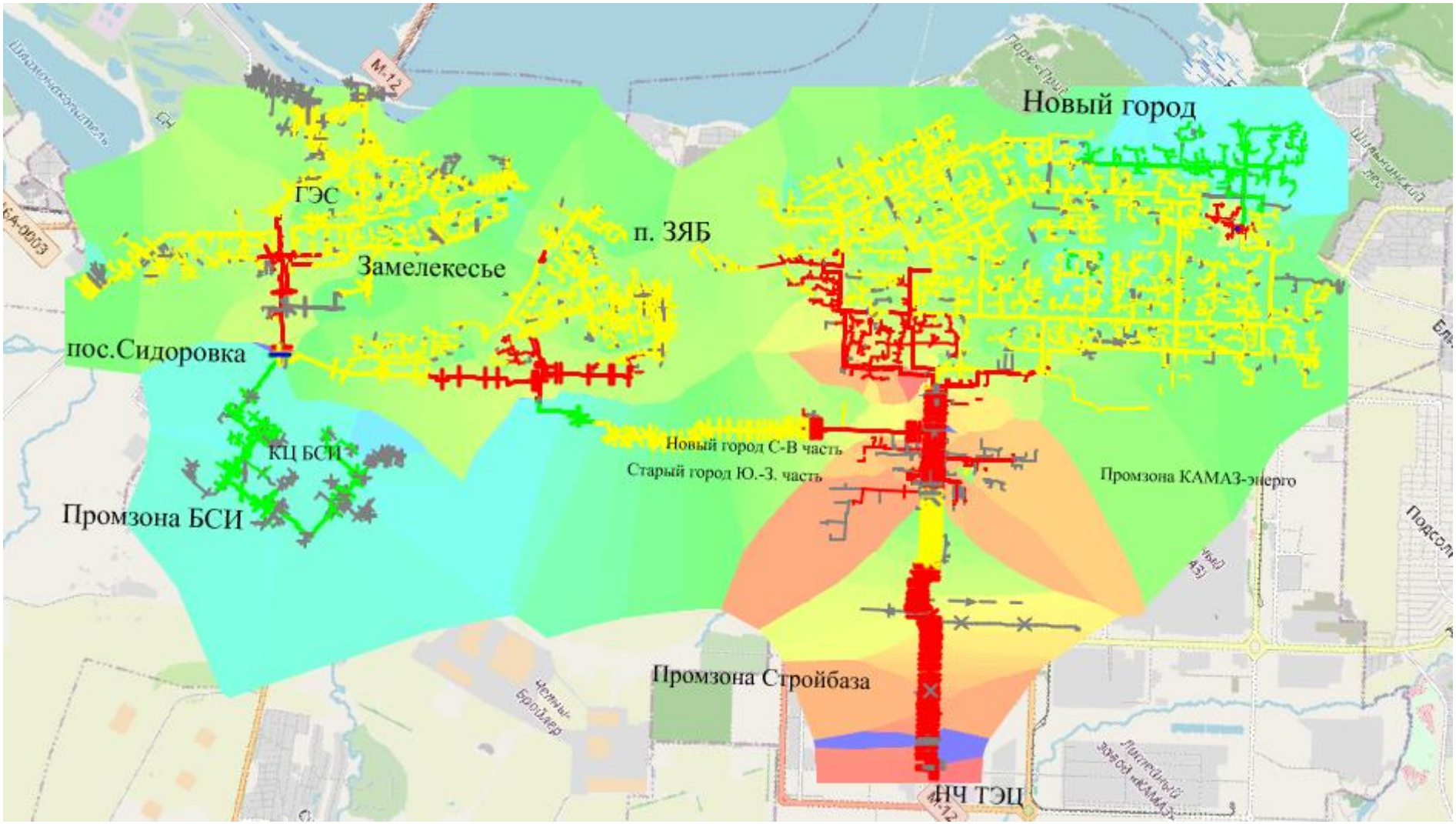
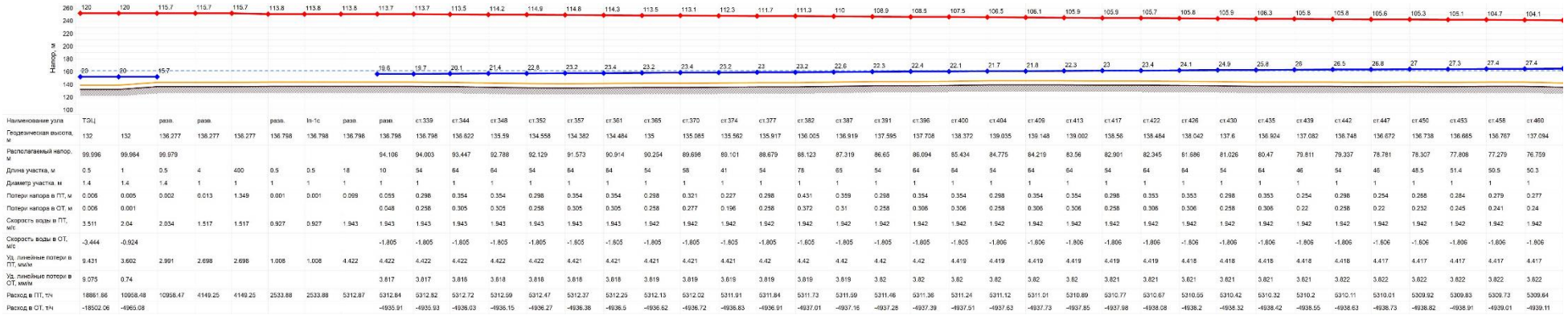
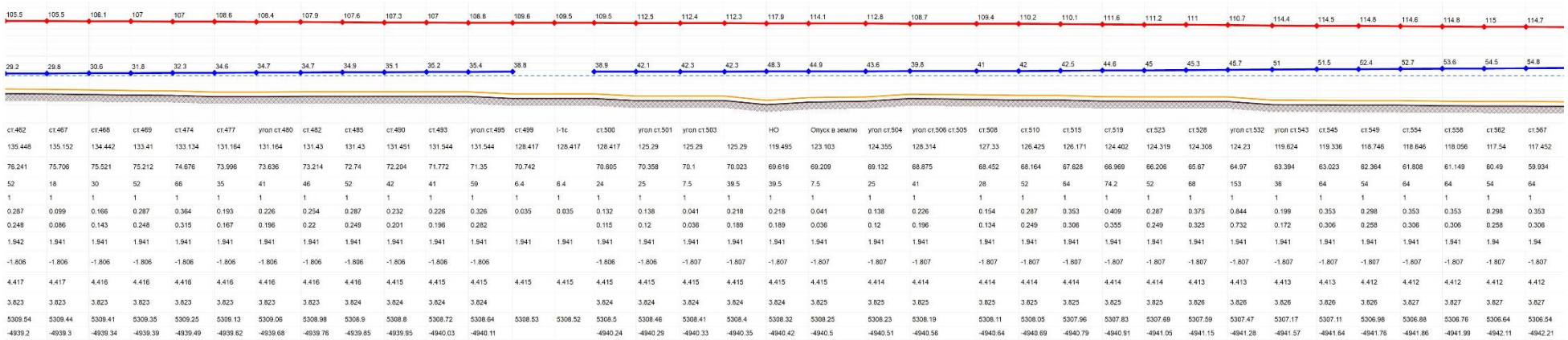


Рис. 4.8. Зоны располагаемых напоров на вводах потребителей в рассматриваемом аварийном режиме №1



Наименование узла	ТЭЦ		разв.	разв.		разв.	In-1c	разв.	разв.	ст.339	ст.344	ст.348	ст.352	ст.357	ст.361	ст.365	ст.370	ст.374	ст.377	ст.382	ст.387	ст.391	ст.396	ст.400	ст.404	ст.409	ст.413	ст.417	ст.422	ст.426	ст.430	ст.435	ст.439	ст.442	ст.447	ст.450	ст.453	ст.458	ст.460
Геодезическая высота, м	132	132	136.277	136.277	136.277	136.798	136.798	136.796	136.798	136.798	136.822	135.59	134.558	134.382	134.484	135	135.085	135.562	135.917	136.005	136.919	137.595	157.708	138.372	139.035	139.148	139.002	138.56	138.484	138.042	137.6	136.504	137.082	136.748	136.672	136.738	136.665	136.767	137.094
Располагаемый напор, м	99.996	99.984	99.979						94.106	94.003	93.447	92.788	92.129	91.573	90.914	90.254	89.698	89.101	88.679	88.123	87.319	86.65	86.094	85.434	84.775	84.219	83.56	82.901	82.345	81.686	81.026	80.47	79.811	79.337	78.781	78.307	77.808	77.279	76.759
Длина участка, м	0.5	1	0.5	4	400	0.5	0.5	18	10	54	64	64	54	64	64	54	58	41	54	78	65	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	46	54	46	48.5	51.4	50.5	50.3
Диаметр участка, м	1.4	1.4	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.006	0.005	0.002	0.013	1.349	0.001	0.001	0.099	0.055	0.298	0.354	0.354	0.298	0.354	0.354	0.298	0.321	0.227	0.298	0.431	0.359	0.298	0.354	0.354	0.298	0.354	0.354	0.298	0.353	0.353	0.298	0.353	0.254	0.298	0.254	0.268	0.284	0.279	0.277
Потери напора в ОТ, м	0.006	0.001							0.048	0.258	0.305	0.305	0.258	0.305	0.305	0.258	0.277	0.196	0.258	0.372	0.31	0.258	0.306	0.306	0.258	0.306	0.306	0.258	0.306	0.306	0.258	0.306	0.22	0.258	0.22	0.232	0.245	0.241	0.24
Скорость воды в ПТ, м/с	3.511	2.04	2.034	1.517	1.517	0.927	0.927	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.943	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942	1.942
Скорость воды в ОТ, м/с	-3.444	-0.924							-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.805	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	9.431	3.602	2.991	2.698	2.698	1.008	1.008	4.422	4.422	4.422	4.422	4.422	4.422	4.421	4.421	4.421	4.421	4.421	4.42	4.42	4.42	4.42	4.42	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.418	4.418	4.418	4.418	4.418	4.417	4.417	4.417	4.417	4.417
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	9.075	0.74							3.617	3.617	3.616	3.616	3.616	3.616	3.618	3.619	3.619	3.619	3.619	3.619	3.619	3.619	3.82	3.82	3.82	3.82	3.82	3.82	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.821	3.822	3.822	3.822	3.822	3.822
Расход в ПТ, т/ч	18861.86	10958.48	10958.47	4149.25	4149.25	2533.88	2533.88	5312.87	5312.84	5312.82	5312.72	5312.99	5312.47	5312.37	5312.25	5312.13	5312.02	5311.91	5311.84	5311.73	5311.99	5311.46	5311.36	5311.24	5311.12	5311.01	5310.89	5310.77	5310.67	5310.55	5310.42	5310.32	5310.2	5310.11	5310.01	5309.92	5309.83	5309.73	5309.64
Расход в ОТ, т/ч	-18502.06	-4960.08							-4935.91	-4935.93	-4936.03	-4936.15	-4936.27	-4936.38	-4936.5	-4936.62	-4936.72	-4936.83	-4936.91	-4937.01	-4937.16	-4937.28	-4937.39	-4937.51	-4937.63	-4937.73	-4937.85	-4937.98	-4938.08	-4938.2	-4938.32	-4938.42	-4938.55	-4938.63	-4938.73	-4938.82	-4938.91	-4939.01	-4939.11

Рис. 4.9 Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №1



ст.462	ст.467	ст.468	ст.469	ст.474	ст.477	угол ст.480	ст.482	ст.485	ст.490	ст.493	угол ст.495	ст.499	I-1c	ст.500	угол ст.501	угол ст.503		НО	Опуск в землю	угол ст.504	угол ст.506 ст.505	ст.508	ст.510	ст.515	ст.519	ст.523	ст.528	угол ст.532	угол ст.543	ст.545	ст.549	ст.554	ст.558	ст.562	ст.567
135.448	135.152	134.442	133.41	133.134	131.164	131.164	131.43	131.43	131.451	131.544	131.544	128.417	128.417	128.417	125.29	125.29	125.29	119.495	123.103	124.355	128.314	127.33	126.425	126.171	124.402	124.319	124.308	124.23	119.624	119.336	118.746	118.646	118.056	117.54	117.452
76.241	75.706	75.521	75.212	74.676	73.996	73.636	73.214	72.74	72.204	71.772	71.35	70.742		70.605	70.358	70.1	70.023	69.616	69.209	69.132	68.875	68.452	68.164	67.628	66.969	66.206	65.87	64.97	63.394	63.023	62.364	61.808	61.149	60.49	59.934
52	18	30	52	66	35	41	46	52	42	41	59	6.4	6.4	24	25	7.5	39.5	39.5	7.5	25	41	28	52	64	74.2	52	68	153	36	64	54	64	64	54	64
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.287	0.099	0.166	0.287	0.364	0.193	0.226	0.254	0.287	0.232	0.226	0.326	0.035	0.035	0.132	0.138	0.041	0.218	0.218	0.041	0.138	0.226	0.154	0.287	0.353	0.409	0.287	0.375	0.844	0.199	0.353	0.298	0.353	0.353	0.298	0.353
0.248	0.086	0.143	0.248	0.315	0.167	0.196	0.22	0.249	0.201	0.196	0.282			0.115	0.12	0.036	0.189	0.189	0.036	0.12	0.196	0.134	0.249	0.306	0.355	0.249	0.325	0.732	0.172	0.306	0.258	0.306	0.306	0.258	0.306
1.942	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.941	1.94	1.94
-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806	-1.806			-1.806	-1.806	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807	-1.807
4.417	4.417	4.416	4.416	4.416	4.416	4.416	4.416	4.416	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.415	4.414	4.414	4.414	4.414	4.414	4.414	4.414	4.413	4.413	4.413	4.413	4.412	4.412	4.412	4.412	4.412
3.823	3.823	3.823	3.823	3.823	3.823	3.823	3.823	3.824	3.824	3.824	3.824			3.824	3.824	3.824	3.824	3.824	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.825	3.826	3.826	3.826	3.826	3.826	3.827	3.827	3.827	3.827
5309.54	5309.44	5309.41	5309.35	5309.25	5309.13	5309.06	5308.98	5308.9	5308.8	5308.72	5308.64	5308.53	5308.52	5308.5	5308.46	5308.41	5308.4	5308.32	5308.25	5308.23	5308.19	5308.11	5308.05	5307.96	5307.83	5307.69	5307.59	5307.47	5307.17	5307.11	5306.98	5306.88	5306.76	5306.64	5306.54
-4939.2	-4939.3	-4939.34	-4939.39	-4939.49	-4939.62	-4939.68	-4939.76	-4939.85	-4939.95	-4940.03	-4940.11			-4940.24	-4940.29	-4940.33	-4940.35	-4940.42	-4940.5	-4940.51	-4940.56	-4940.64	-4940.69	-4940.79	-4940.91	-4941.05	-4941.15	-4941.28	-4941.57	-4941.64	-4941.76	-4941.86	-4941.99	-4942.11	-4942.21

Рис. 4.9 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №1

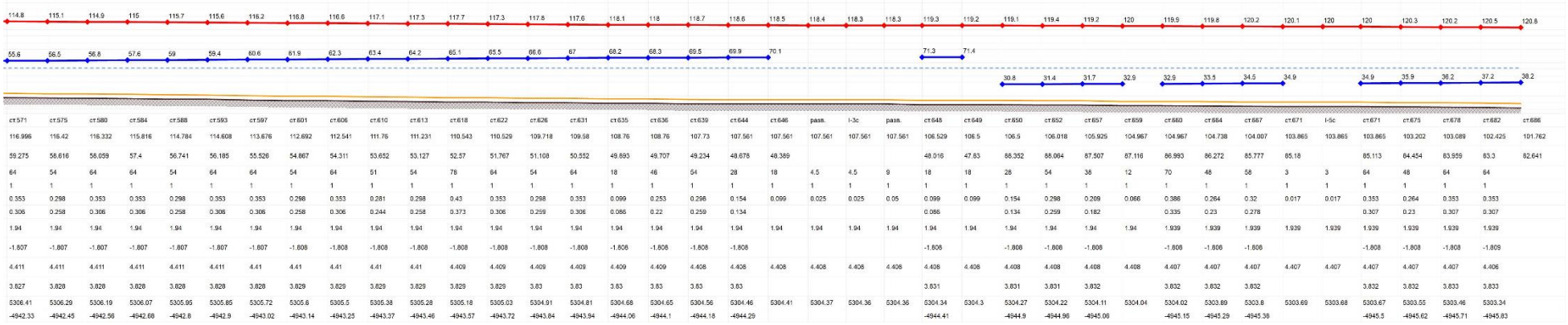


Рис. 4.10 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21», под влиянием аварии в рассматриваемом аварийном режиме №1



Рис. 4.10 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №1

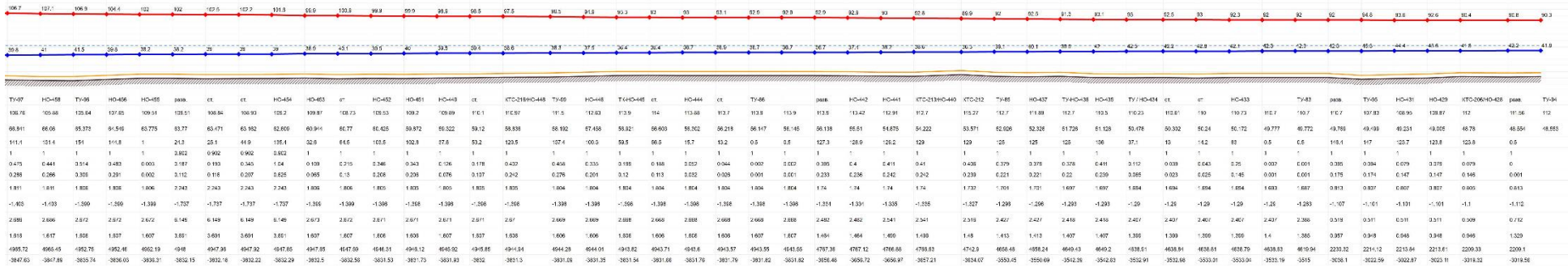


Рис. 4.10 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №1

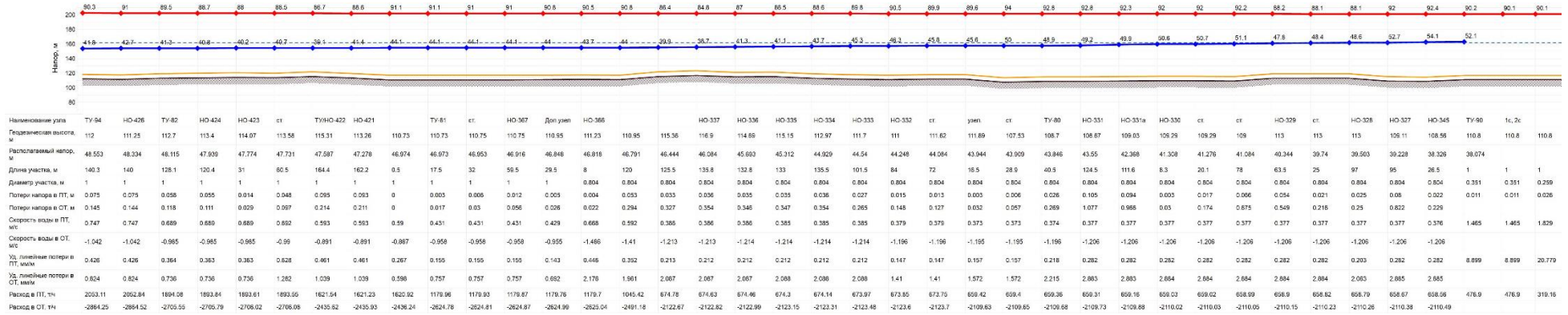
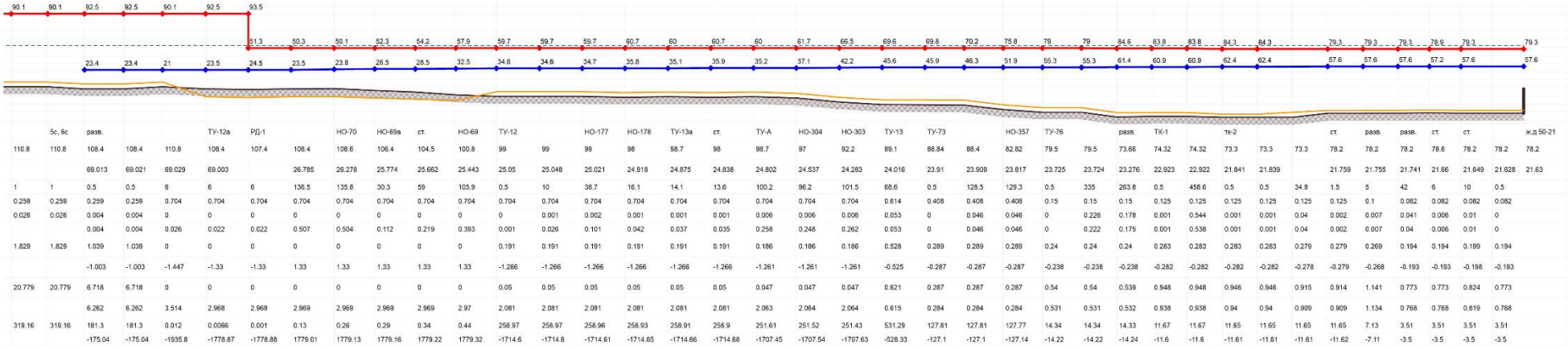


Рис. 4.10 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №1



	5с, 6с	разв.			ТУ-12а	РД-1		НО-70	НО-69а	ст.	НО-69	ТУ-12		НО-177	НО-178	ТУ-13а	ст.	ТУ-А	НО-304	НО-303	ТУ-13	ТУ-73		НО-357	ТУ-76		разв.	ТК-1		тк-2			ст.	разв.	разв.	ст.	ст.		ж.д 50-21
110.8	110.8	108.4	108.4	110.8	108.4	107.4	108.4	108.6	106.4	104.5	100.8	99	99	99	98	98.7	98	98.7	97	92.2	89.1	88.84	88.4	82.82	79.5	79.5	73.66	74.32	74.32	73.3	73.3	73.3	78.2	78.2	78.2	78.6	78.2	78.2	78.2
		69.013	69.021	69.029	69.003		26.785	26.278	25.774	25.662	25.443	25.05	25.048	25.021	24.818	24.875	24.838	24.802	24.537	24.283	24.016	23.91	23.909	23.817	23.725	23.724	23.276	22.923	22.922	21.841	21.839		21.759	21.755	21.741	21.66	21.649	21.628	21.63
1	1	0.5	0.5	6	6	6	136.5	135.8	30.3	59	105.9	0.5	10	38.7	16.1	14.1	13.6	100.2	96.2	101.5	68.6	0.5	128.5	129.3	0.5	335	263.8	0.5	458.6	0.5	0.5	34.9	1.5	5	42	6	10	0.5	
0.259	0.259	0.259	0.259	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.614	0.408	0.408	0.408	0.15	0.15	0.15	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.125	0.1	0.082	0.082	0.082	0.082	
0.026	0.026	0.004	0.004	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.001	0.002	0.001	0.001	0.001	0.006	0.006	0.006	0.053	0	0.046	0.046	0	0.226	0.178	0.001	0.544	0.001	0.001	0.04	0.002	0.007	0.041	0.006	0.01	0	
		0.004	0.004	0.026	0.022	0.022	0.507	0.504	0.112	0.219	0.393	0.001	0.026	0.101	0.042	0.037	0.035	0.258	0.248	0.262	0.053	0	0.046	0.046	0	0.222	0.175	0.001	0.538	0.001	0.001	0.04	0.002	0.007	0.04	0.006	0.01	0	
1.829	1.829	1.039	1.039	0	0	0	0	0	0	0	0	0.191	0.191	0.191	0.191	0.191	0.191	0.186	0.186	0.186	0.528	0.289	0.289	0.289	0.24	0.24	0.24	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.279	0.279	0.269	0.194	0.194	0.199	0.194
		-1.003	-1.003	-1.447	-1.33	-1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	-1.266	-1.266	-1.266	-1.266	-1.266	-1.266	-1.261	-1.261	-1.261	-0.525	-0.287	-0.287	-0.287	-0.238	-0.238	-0.238	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.278	-0.279	-0.268	-0.193	-0.193	-0.198	-0.193
20.779	20.779	6.718	6.718	0	0	0	0	0	0	0	0	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.047	0.047	0.047	0.621	0.287	0.287	0.287	0.54	0.54	0.539	0.948	0.948	0.946	0.946	0.915	0.914	1.141	0.773	0.773	0.824	0.773	
		6.262	6.262	3.514	2.968	2.968	2.969	2.969	2.969	2.969	2.97	2.081	2.081	2.081	2.081	2.081	2.081	2.063	2.064	2.064	0.615	0.284	0.284	0.284	0.531	0.531	0.532	0.938	0.938	0.94	0.94	0.909	0.909	1.134	0.768	0.768	0.819	0.768	
319.16	319.16	181.3	181.3	0.012	0.0066	0.001	0.13	0.26	0.29	0.34	0.44	258.97	258.97	258.96	258.93	258.91	258.9	251.61	251.52	251.43	531.29	127.81	127.81	127.77	14.34	14.34	14.33	11.67	11.67	11.65	11.65	11.65	11.65	7.13	3.51	3.51	3.51	3.51	
		-175.04	-175.04	-1935.8	-1778.87	-1778.88	1779.01	1779.13	1779.16	1779.22	1779.32	-1714.6	-1714.6	-1714.61	-1714.65	-1714.66	-1714.68	-1707.45	-1707.54	-1707.63	-528.33	-127.1	-127.1	-127.14	-14.22	-14.22	-14.24	-11.6	-11.6	-11.61	-11.61	-11.61	-11.62	-7.11	-3.5	-3.5	-3.5	-3.5	

Рис. 4.10 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «ж.д 50-21» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №1

№2. Повреждение (порыв) на магистральном обратном трубопроводе тепловой сети (Ду-900) тепловода №111 по Московскому пр-ту в проходном коллекторе теплосети в районе КТС-18, между ТУ-89 и ТУ-8.

При указанном повреждении:

- Под отключением отопление и горячее водоснабжение:
объектов1, 2, 3, 28, 29, 30 комплексов полностью,53/26, 27, 28, 42;
ж/дома - 83 шт.; д/сады - 6 шт.; школы - 5 шт.; горздрав - 3 объекта.
- Снижение тепловой нагрузки НЧТЭЦ на 218,0 Гкал/час.

Порядок действий должностных лиц:

1. Оповещает об технологическом нарушении руководство филиала АО «Татэнерго» - НЧТС, НСС филиала АО «Татэнерго»-НЧТЭЦ, ОПК и ТБ, группу экономической защиты и режима, дежурного Исполнительного комитета, Ростехнадзор, МЧС, УФСБ, диспетчерские службы потребителей 1, 2, 3, 28, 29, 30 комплексов полностью, 53/26, 27, 28, 42
2. Силами оперативного персонала ДС производит необходимые переключения для локализации технологического нарушения и организации аварийно-восстановительных работ: Закрывает задвижки на обратном трубопроводе теплосети:
   - ТУ-4 - задвижку № lс (Ду-600) в сторону ТУ-7;
   - ТУ-4 - задвижку № 3с (Ду-300) в сторону 1-3 к-сов;
   - ТУ-4 - задвижку № 5с (Ду-150) в сторону 54 к-са;
   - ТУ-7 - задвижку № lс (Ду-300) в сторону 30 к-са;
   - ТУ-7 - задвижку № 3с (Ду-300) в сторону Рынка;
   - ТУ-8 - задвижку № lс (Ду-500) в сторону ТУ-19;
   - ТУ-8 - задвижку № 3с (Ду-800) в сторону ТУ-84;
   - ТУ-9 - задвижку № 5с (Ду-500) в сторону ТУ-10;
   - ТУ-9 - задвижку lс (Ду-300) в сторону29 комплекса;
   - ТУ-9 - задвижку 3с (Ду-300) в сторону органного зала «России».

Открывает для опорожнения отключенного участка ОС-111дренажи:

   - ТУ-8 - задвижку № 2д (Ду-300);
   - ТУ-9-задвижку № 4п, 7д (ду-125).
   - ТУ-4-задвижку № 4д (ду-100).
   - ТУ-7 - задвижку № 2д (Ду-80).

3. После отключения поврежденного участка теплосети дает указание НСС НЧТЭЦ снизить тепловую нагрузку на 92,51 Гкал/час (либо дает указание потребителям собрать схему отопления с подачи теплосети на слив, ГВС отключить полностью).
4. Оповещает и вызывает на работу руководителей СМТС, РСЦ, для организации аварийно- восстановительных работ.

Ведет оперативные переговоры и запись оперативных действий и указаний в хронологическом порядке.

Последствие аварии для потребителей:
- под влияние аварии попадают 2692 потребителей, суммарной присоединенной нагрузкой на систему отопления 934,6 Гкал/час;
- под влиянием аварии у 237 потребителей отключается теплоснабжение с суммарной присоединенной нагрузкой на систему отопления 92,51 Гкал/час;
- отсутствуют потребители с риском увеличения давления в обратном трубопроводе до сверхдопустимых значений.

Результаты расчёта гидравлического режима работы систем теплоснабжения при аварийной ситуации

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	934.663, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	640.038, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	67.055, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	136.766, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.040, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	40.53856, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	22.39984, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.41372, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8.79060, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.62131, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	17462.578, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	17112.537, т/ч
Суммарный расход на подпитку	350.041, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13836.927, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1406.993, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2049.938, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	153.96978, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	150.90155, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	45.16996, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	119.996, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	99.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°C
Температура в обратном трубопроводе	61.611,°C

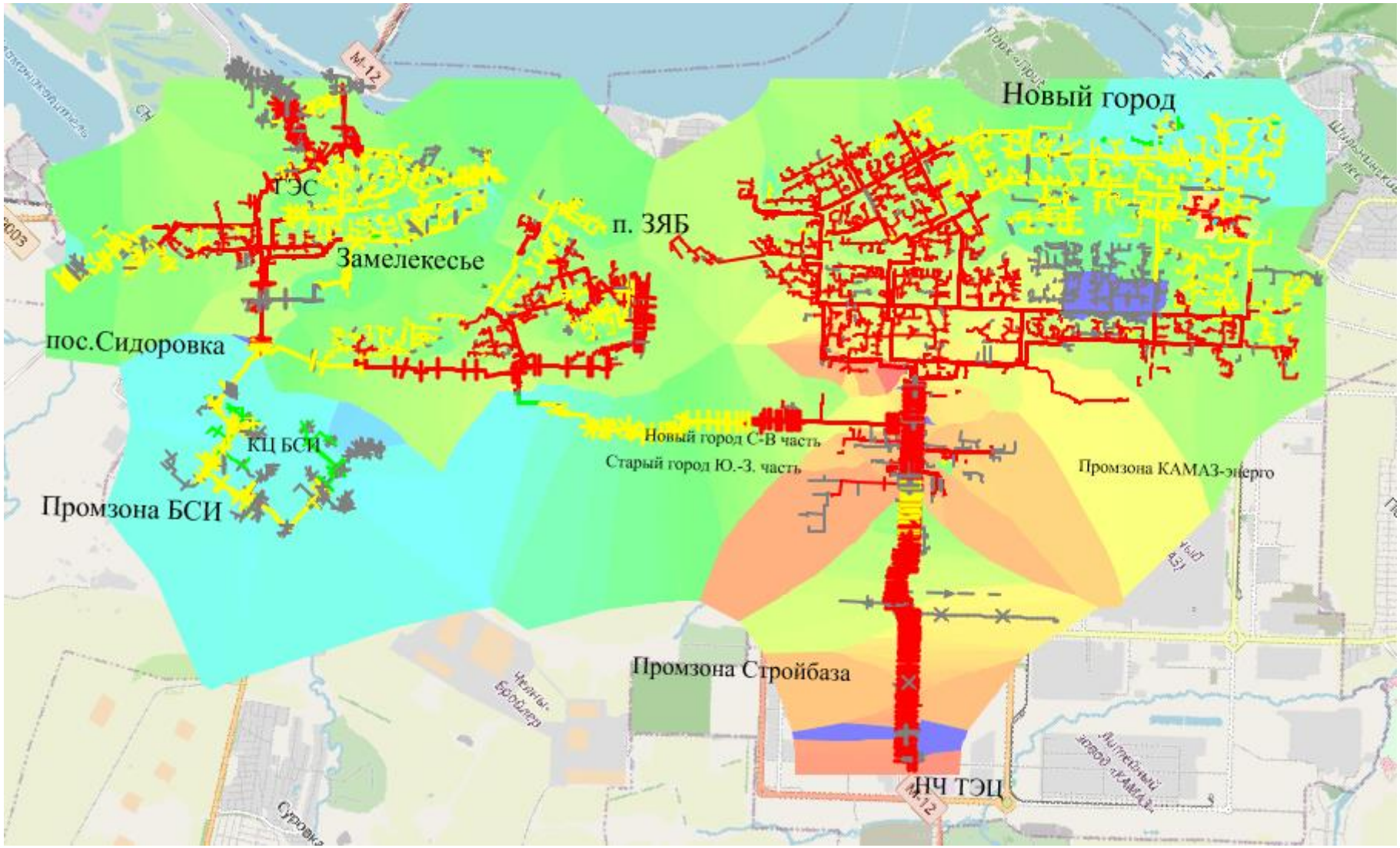
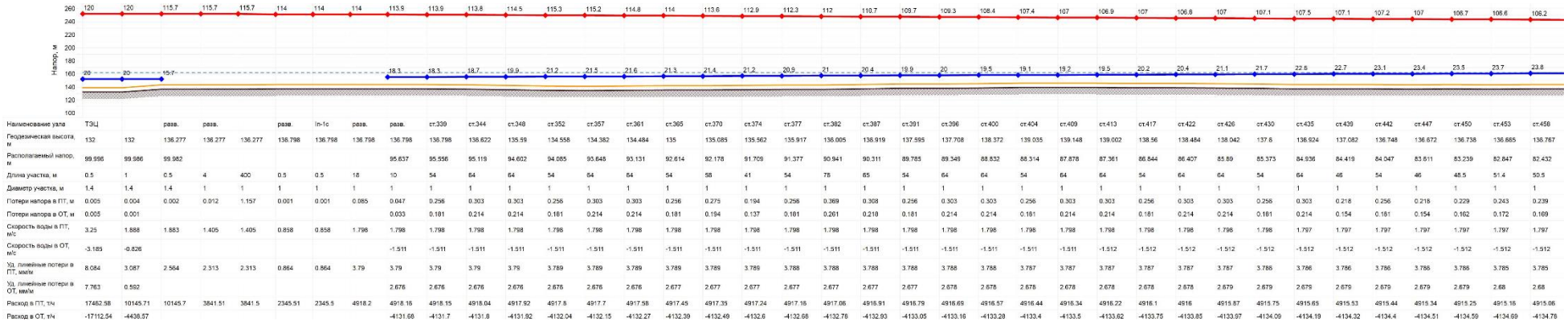
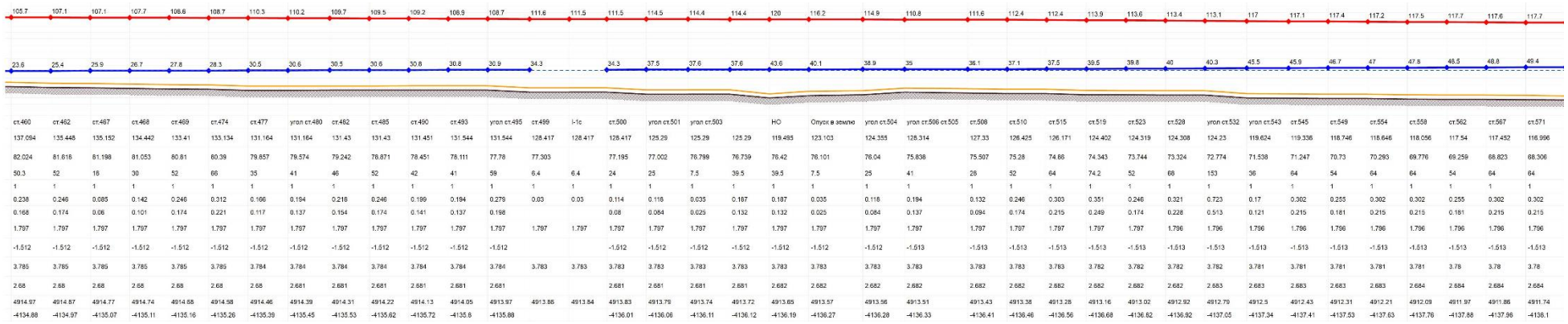


Рис. 4.11. Зоны располагаемых напоров на вводах потребителей в рассматриваемом аварийном режиме №2



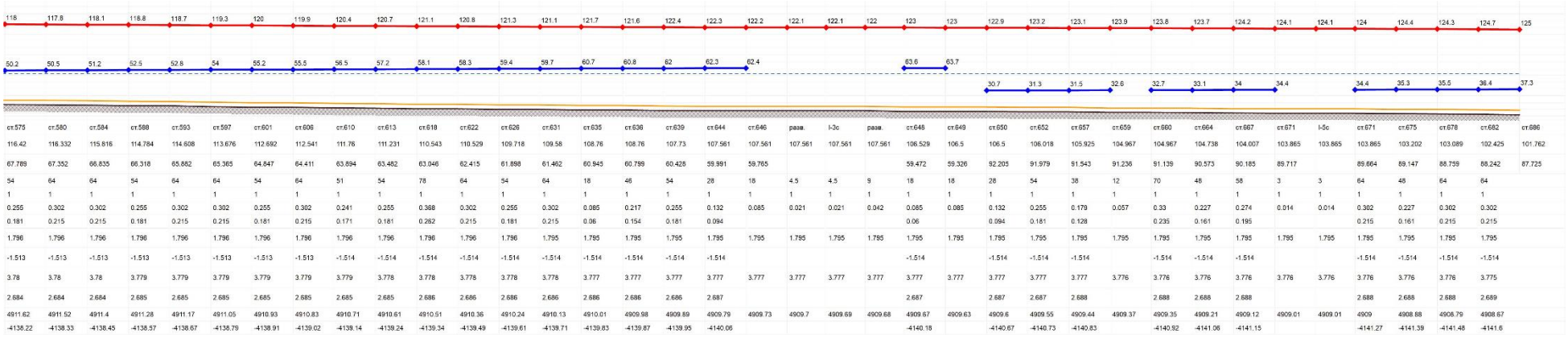
Наименование узла	ТЭЦ		разв.	разв.		разв.	In-1c	разв.	разв.	ст.339	ст.344	ст.348	ст.352	ст.357	ст.361	ст.365	ст.370	ст.374	ст.377	ст.382	ст.387	ст.391	ст.396	ст.400	ст.404	ст.409	ст.413	ст.417	ст.422	ст.426	ст.430	ст.435	ст.439	ст.442	ст.447	ст.450	ст.453	ст.458
Геодезическая высота, м	132	132	136.277	136.277	136.277	136.798	136.798	136.798	136.798	136.798	136.622	135.59	134.558	134.382	134.484	135	135.085	135.562	135.917	136.005	136.919	137.595	137.708	138.372	139.035	139.148	139.002	138.56	138.484	138.042	137.6	136.924	137.082	136.748	136.672	136.738	136.665	136.767
Располагаемый напор, м	99.996	99.986	99.982						95.637	95.556	95.119	94.602	94.085	93.648	93.131	92.614	92.178	91.709	91.377	90.941	90.311	89.785	89.349	88.832	88.314	87.878	87.361	86.844	86.407	85.89	85.373	84.936	84.419	84.047	83.611	83.239	82.847	82.432
Длина участка, м	0.5	1	0.5	4	400	0.5	0.5	18	10	54	64	64	54	64	64	54	58	41	54	78	65	54	64	64	54	64	64	54	64	64	54	64	46	54	46	48.5	51.4	50.5
Диаметр участка, м	1.4	1.4	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Потери напора в ПТ, м	0.005	0.004	0.002	0.012	1.157	0.001	0.001	0.085	0.047	0.256	0.303	0.303	0.256	0.303	0.303	0.256	0.275	0.194	0.256	0.369	0.308	0.256	0.303	0.303	0.256	0.303	0.303	0.256	0.303	0.303	0.256	0.303	0.218	0.256	0.218	0.229	0.243	0.239
Потери напора в ОТ, м	0.005	0.001							0.033	0.181	0.214	0.214	0.181	0.214	0.214	0.181	0.194	0.137	0.181	0.261	0.218	0.181	0.214	0.214	0.181	0.214	0.214	0.181	0.214	0.214	0.181	0.214	0.154	0.181	0.154	0.162	0.172	0.169
Скорость воды в ПТ, м/с	3.25	1.888	1.883	1.405	1.405	0.858	0.858	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.798	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797
Скорость воды в ОТ, м/с	-3.185	-0.826							-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.511	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	8.084	3.087	2.564	2.313	2.313	0.864	0.864	3.79	3.79	3.79	3.79	3.79	3.789	3.789	3.789	3.789	3.789	3.789	3.788	3.788	3.788	3.788	3.788	3.788	3.787	3.787	3.787	3.787	3.787	3.787	3.786	3.786	3.786	3.786	3.786	3.786	3.785	3.785
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	7.763	0.592							2.676	2.676	2.676	2.676	2.676	2.676	2.676	2.677	2.677	2.677	2.677	2.677	2.677	2.677	2.678	2.678	2.678	2.678	2.678	2.678	2.678	2.678	2.679	2.679	2.679	2.679	2.679	2.679	2.68	2.68
Расход в ПТ, т/ч	17462.58	10145.71	10145.7	3841.51	3841.5	2345.51	2345.5	4918.2	4918.16	4918.15	4918.04	4917.92	4917.8	4917.7	4917.58	4917.45	4917.35	4917.24	4917.16	4917.06	4916.91	4916.79	4916.69	4916.57	4916.44	4916.34	4916.22	4916.1	4916	4915.87	4915.75	4915.65	4915.53	4915.44	4915.34	4915.25	4915.16	4915.06
Расход в ОТ, т/ч	-17112.54	-4436.57							-4131.68	-4131.7	-4131.8	-4131.92	-4132.04	-4132.15	-4132.27	-4132.39	-4132.49	-4132.6	-4132.68	-4132.76	-4132.93	-4133.05	-4133.16	-4133.28	-4133.4	-4133.5	-4133.62	-4133.75	-4133.85	-4133.97	-4134.09	-4134.19	-4134.32	-4134.4	-4134.51	-4134.59	-4134.69	-4134.76

Рис. 4.12 Пьезометр до самого удаленного потребителя «МБОУ «Центр образования №16»» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №2

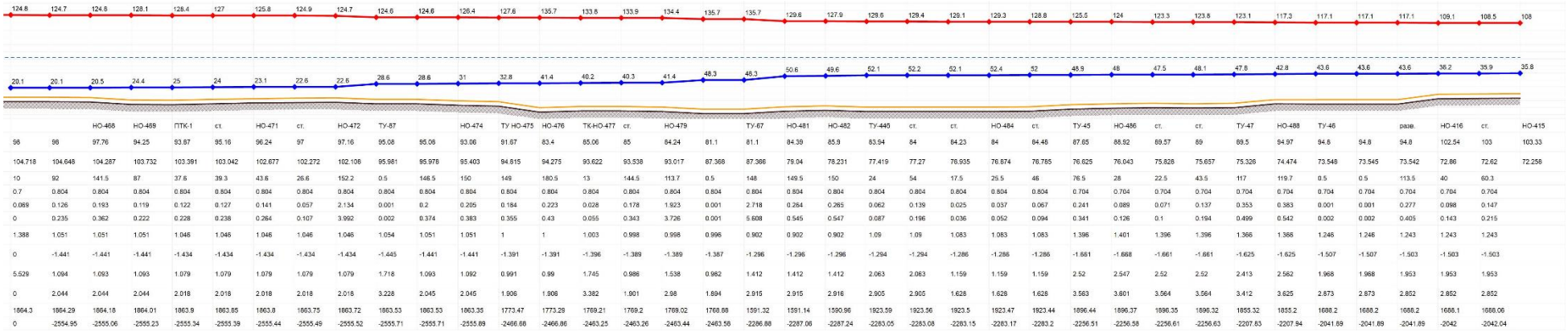


ст.460	ст.462	ст.467	ст.468	ст.469	ст.474	ст.477	угол ст.480	ст.482	ст.485	ст.490	ст.493	угол ст.495	ст.499	I-1c	ст.500	угол ст.501	угол ст.503		НО	Опуск в землю	угол ст.504	угол ст.506 ст.505	ст.508	ст.510	ст.515	ст.519	ст.523	ст.528	угол ст.532	угол ст.543	ст.545	ст.549	ст.554	ст.558	ст.562	ст.567	ст.571
137.094	135.448	135.152	134.442	133.41	133.134	131.164	131.164	131.43	131.43	131.451	131.544	131.544	128.417	128.417	128.417	125.29	125.29	125.29	119.495	123.103	124.355	128.314	127.33	126.425	126.171	124.402	124.319	124.308	124.23	119.624	119.336	118.746	118.646	118.056	117.54	117.452	116.996
82.024	81.618	81.198	81.053	80.81	80.39	79.857	79.574	79.242	78.871	78.451	78.111	77.78	77.303		77.195	77.002	76.799	76.739	76.42	76.101	76.04	75.838	75.507	75.28	74.86	74.343	73.744	73.324	72.774	71.538	71.247	70.73	70.293	69.776	69.259	68.823	68.306
50.3	52	16	30	52	66	35	41	46	52	42	41	59	6.4	6.4	24	25	7.5	39.5	39.5	7.5	25	41	26	52	64	74.2	52	66	153	36	64	54	64	64	54	64	64
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.238	0.246	0.085	0.142	0.246	0.312	0.166	0.194	0.218	0.246	0.199	0.194	0.279	0.03	0.03	0.114	0.118	0.035	0.187	0.187	0.035	0.118	0.194	0.132	0.246	0.303	0.351	0.246	0.321	0.723	0.17	0.302	0.255	0.302	0.302	0.255	0.302	0.302
0.168	0.174	0.06	0.101	0.174	0.221	0.117	0.137	0.154	0.174	0.141	0.137	0.198			0.08	0.084	0.025	0.132	0.132	0.025	0.084	0.137	0.094	0.174	0.215	0.249	0.174	0.228	0.513	0.121	0.215	0.181	0.215	0.215	0.181	0.215	0.215
1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.797	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512			-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.512	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513	-1.513
3.785	3.785	3.785	3.785	3.785	3.785	3.784	3.784	3.784	3.784	3.784	3.784	3.784	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.783	3.782	3.782	3.782	3.782	3.781	3.781	3.781	3.781	3.78	3.78	3.78
2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.681	2.681	2.681	2.681	2.681	2.681			2.681	2.681	2.681	2.681	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682	2.682	2.683	2.683	2.683	2.683	2.683	2.684	2.684	2.684	2.684
4914.97	4914.87	4914.77	4914.74	4914.68	4914.58	4914.46	4914.39	4914.31	4914.22	4914.13	4914.05	4913.97	4913.86	4913.84	4913.83	4913.79	4913.74	4913.72	4913.65	4913.57	4913.56	4913.51	4913.43	4913.38	4913.28	4913.16	4913.02	4912.92	4912.79	4912.5	4912.43	4912.31	4912.21	4912.09	4911.97	4911.86	4911.74
-4134.88	-4134.97	-4135.07	-4135.11	-4135.16	-4135.26	-4135.39	-4135.45	-4135.53	-4135.62	-4135.72	-4135.8	-4135.88			-4136.01	-4136.06	-4136.11	-4136.12	-4136.19	-4136.27	-4136.28	-4136.33	-4136.41	-4136.46	-4136.56	-4136.68	-4136.82	-4136.92	-4137.05	-4137.34	-4137.41	-4137.53	-4137.63	-4137.76	-4137.88	-4137.96	-4138.1	

Рис. 4.12 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «МБОУ «Центр образования №16»» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №2

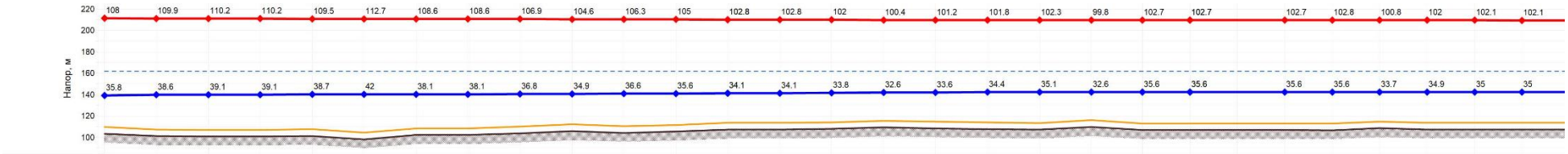


| | | |



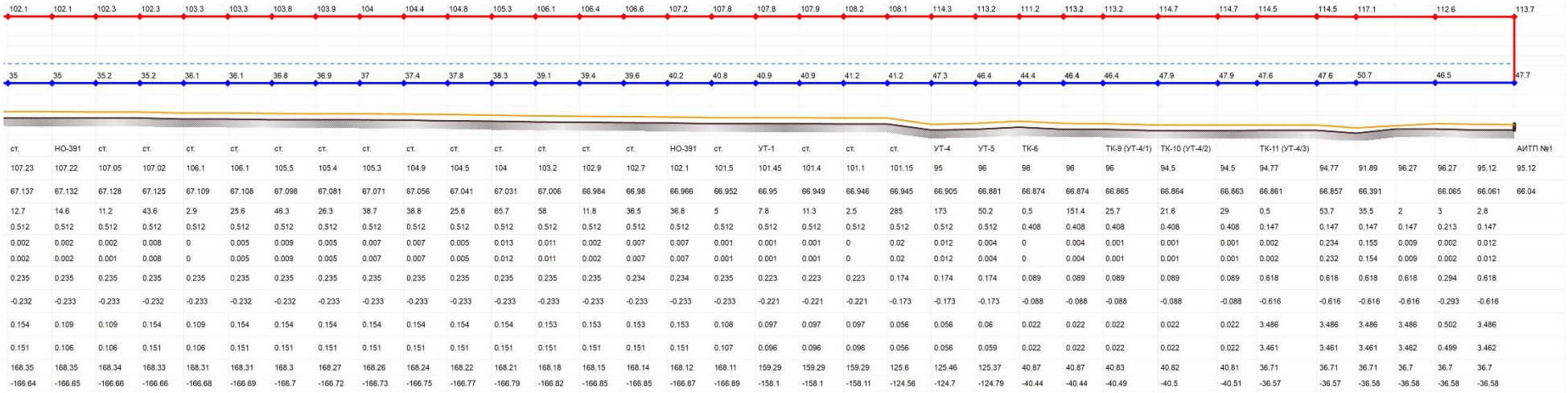
		НО-468	НО-469	ПТК-1	ст.	НО-471	ст.	НО-472	ТУ-87		НО-474	ТУ НО-475	НО-476	ТК-НО-477	ст.	НО-479		ТУ-67	НО-481	НО-482	ТУ-445	ст.	ст.	НО-484	ст.	ТУ-45	НО-486	ст.	ст.	ТУ-47	НО-488	ТУ-46		разв.	НО-416	ст.	НО-415
98	98	97.76	94.25	93.87	95.16	96.24	97	97.16	95.08	95.06	93.06	91.67	83.4	85.06	85	84.24	81.1	81.1	84.39	85.9	83.94	84	84.23	84	84.48	87.65	88.92	89.57	89	89.5	94.97	94.8	94.8	94.8	102.54	103	103.33
104.718	104.648	104.287	103.732	103.391	103.042	102.677	102.272	102.108	95.981	95.978	95.403	94.815	94.275	93.622	93.538	93.017	87.368	87.366	79.04	78.231	77.419	77.27	76.935	76.874	76.785	76.625	76.043	75.828	75.657	75.326	74.474	73.548	73.545	73.542	72.86	72.62	72.258
10	92	141.5	87	37.6	39.3	43.6	26.6	152.2	0.5	146.5	150	149	180.5	13	144.5	113.7	0.5	148	149.5	150	24	54	17.5	25.5	46	76.5	28	22.5	43.5	117	119.7	0.5	0.5	113.5	40	60.3	
0.7	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.804	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	
0.069	0.126	0.193	0.119	0.122	0.127	0.141	0.057	2.134	0.001	0.2	0.205	0.184	0.223	0.028	0.178	1.923	0.001	2.718	0.264	0.265	0.062	0.139	0.025	0.037	0.067	0.241	0.089	0.071	0.137	0.353	0.383	0.001	0.001	0.277	0.098	0.147	
0	0.235	0.362	0.222	0.228	0.238	0.264	0.107	3.992	0.002	0.374	0.383	0.355	0.43	0.055	0.343	3.726	0.001	5.608	0.545	0.547	0.087	0.196	0.036	0.052	0.094	0.341	0.126	0.1	0.194	0.499	0.542	0.002	0.002	0.405	0.143	0.215	
1.388	1.051	1.051	1.051	1.046	1.046	1.046	1.046	1.046	1.054	1.051	1.051	1	1	1.003	0.998	0.998	0.996	0.902	0.902	0.902	1.09	1.09	1.083	1.083	1.083	1.396	1.401	1.396	1.396	1.366	1.366	1.246	1.246	1.243	1.243	1.243	
0	-1.441	-1.441	-1.441	-1.434	-1.434	-1.434	-1.434	-1.434	-1.445	-1.441	-1.441	-1.391	-1.391	-1.396	-1.389	-1.389	-1.387	-1.296	-1.296	-1.296	-1.294	-1.294	-1.286	-1.286	-1.286	-1.661	-1.668	-1.661	-1.661	-1.625	-1.625	-1.507	-1.507	-1.503	-1.503	-1.503	
5.529	1.094	1.093	1.093	1.079	1.079	1.079	1.079	1.079	1.718	1.093	1.092	0.991	0.99	1.745	0.986	1.538	0.982	1.412	1.412	1.412	2.063	2.063	1.159	1.159	1.159	2.52	2.547	2.52	2.52	2.413	2.562	1.968	1.968	1.953	1.953	1.953	
0	2.044	2.044	2.044	2.018	2.018	2.018	2.018	2.018	3.228	2.045	2.045	1.906	1.906	3.382	1.901	2.98	1.894	2.915	2.915	2.916	2.905	2.905	1.628	1.628	1.628	3.563	3.601	3.564	3.564	3.412	3.625	2.673	2.673	2.852	2.852	2.852	
1864.3	1864.29	1864.18	1864.01	1863.9	1863.85	1863.8	1863.75	1863.72	1863.53	1863.53	1863.35	1773.47	1773.28	1769.21	1769.2	1769.02	1768.88	1591.32	1591.14	1590.96	1923.59	1923.56	1923.5	1923.47	1923.44	1896.44	1896.37	1896.35	1896.32	1855.32	1855.2	1688.2	1688.2	1688.2	1688.1	1688.06	
0	-2554.95	-2555.06	-2555.23	-2555.34	-2555.39	-2555.44	-2555.49	-2555.52	-2555.71	-2555.71	-2555.89	-2466.66	-2466.86	-2463.25	-2463.26	-2463.44	-2463.56	-2286.88	-2287.06	-2287.24	-2283.05	-2283.08	-2283.15	-2283.17	-2283.2	-2256.51	-2256.58	-2256.61	-2256.63	-2207.83	-2207.94	-2041.89	-2041.89	-2041.89	-2042	-2042.04	

Рис. 4.12 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «МБОУ «Центр образования №16»» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №2



Наименование узла	НО-415	НО-414	ст.	ТУ-59а	НО-413	ст.	ТУ-59	разв.	НО-405	НО-404	ст.	НО-403		ТУ-58	НО-401	НО-400	ст.	НО-399	ст.	ТК-НО-398					ст.	ст.	НО-391	ст.	ст.
Геодезическая высота, м	103.33	101.06	100.7	100.71	101.25	98.06	102.07	102.07	103.61	105.73	104.06	105.27	107.15	107.15	107.76	109.21	108.38	107.7	107.1	109.63	106.65	106.65	106.65	106.65	106.6	108.55	107.35	107.25	107.24
Располагаемый напор, м	72.258	71.345	71.192	71.168	70.806	70.613	70.508	70.506	70.122	69.72	69.629	69.405	68.76	68.757	68.262	67.76	67.561	67.399	67.245	67.189	67.187	67.187		67.181	67.176	67.174	67.157	67.149	67.143
Длина участка, м	152	25.5	4	60.2	32.1	17.5	0.5	97.5	102.3	23.3	50.8	146.8	0.5	147.9	150	56.5	45.9	49	17.7	5	2	2	19.1	19.1	7.3	44.7	20.4	17.3	14.3
Диаметр участка, м	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512
Потери напора в ПТ, м	0.371	0.062	0.01	0.147	0.078	0.043	0.001	0.149	0.156	0.036	0.087	0.251	0.001	0.188	0.19	0.075	0.061	0.058	0.021	0.001	0	0	0.003	0.003	0.001	0.009	0.004	0.003	0.003
Потери напора в ОТ, м	0.542	0.091	0.014	0.215	0.115	0.062	0.001	0.234	0.246	0.056	0.137	0.395	0.001	0.307	0.312	0.124	0.101	0.097	0.035	0.001	0	0	0.003	0.003	0.001	0.008	0.004	0.003	0.003
Скорость воды в ПТ, м/с	1.243	1.242	1.246	1.242	1.242	1.242	1.162	1.025	1.025	1.025	1.027	1.026	1.03	0.933	0.933	0.902	0.902	0.902	0.902	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.503	-1.503	-1.508	-1.503	-1.503	-1.503	-1.423	-1.288	-1.288	-1.288	-1.29	-1.29	-1.294	-1.197	-1.197	-1.166	-1.166	-1.166	-1.166	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.232	-0.232	-0.232	-0.232
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	1.953	1.952	1.967	1.952	1.952	1.952	1.567	1.223	1.223	1.223	1.367	1.367	1.379	1.015	1.015	1.057	1.057	0.95	0.95	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.109	0.154	0.154	0.154	0.154
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	2.852	2.853	2.874	2.853	2.853	2.853	2.343	1.922	1.922	1.923	2.152	2.152	2.172	1.662	1.662	1.762	1.762	1.58	1.58	0.106	0.106	0.106	0.106	0.106	0.106	0.151	0.151	0.151	0.151
Расход в ПТ, т/ч	1688	1687.86	1687.83	1687.83	1687.77	1687.74	1580.18	1394.75	1394.66	1394.56	1394.54	1394.49	1394.36	1267.29	1267.15	1225.53	1225.48	1225.43	1225.39	168.43	168.42	168.42	168.42	168.41	168.4	168.4	168.38	168.37	168.36
Расход в ОТ, т/ч	-2042.09	-2042.24	-2042.26	-2042.27	-2042.32	-2042.35	-1935.26	-1751.65	-1751.74	-1751.83	-1751.86	-1751.9	-1752.04	-1625.54	-1625.68	-1584.4	-1584.45	-1584.49	-1584.54	-166.57	-166.57	-166.57	-166.57	-166.58	-166.59	-166.6	-166.62	-166.63	-166.64

Рис. 4.12 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «МБОУ «Центр образования №16»» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №2



102.1	102.1	102.3	102.3	103.3	103.3	103.8	103.9	104	104.4	104.8	105.3	106.1	106.4	106.6	107.2	107.8	107.8	107.9	108.2	108.1	114.3	113.2	111.2	113.2	113.2	114.7	114.7	114.5	114.5	117.1	112.6	113.7
35	35	35.2	35.2	36.1	36.1	36.8	36.9	37	37.4	37.8	38.3	39.1	39.4	39.6	40.2	40.8	40.9	40.9	41.2	41.2	47.3	46.4	44.4	46.4	46.4	47.9	47.9	47.6	47.6	50.7	46.5	47.7
ст.	НО-391	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	ст.	НО-391	ст.	УТ-1	ст.	ст.	ст.	УТ-4	УТ-5	ТК-6		ТК-9 (УТ-4/1)	ТК-10 (УТ-4/2)		ТК-11 (УТ-4/3)					АИТП №1
107.23	107.22	107.05	107.02	106.1	106.1	105.5	105.4	105.3	104.9	104.5	104	103.2	102.9	102.7	102.1	101.5	101.45	101.4	101.1	101.15	95	96	98	96	96	94.5	94.5	94.77	94.77	91.89	96.27	96.27	95.12	95.12
67.137	67.132	67.128	67.125	67.109	67.108	67.098	67.081	67.071	67.056	67.041	67.031	67.006	66.984	66.98	66.966	66.952	66.95	66.949	66.946	66.945	66.905	66.881	66.874	66.874	66.865	66.864	66.863	66.861	66.857	66.391		66.065	66.061	66.04
12.7	14.6	11.2	43.6	2.9	25.6	46.3	26.3	38.7	38.8	25.8	65.7	58	11.8	36.5	36.8	5	7.8	11.3	2.5	285	173	50.2	0.5	151.4	25.7	21.6	29	0.5	53.7	35.5	2	3	2.8	
0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.512	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.147	0.147	0.147	0.147	0.213	0.147	
0.002	0.002	0.002	0.008	0	0.005	0.009	0.005	0.007	0.007	0.005	0.013	0.011	0.002	0.007	0.007	0.001	0.001	0.001	0	0.02	0.012	0.004	0	0.004	0.001	0.001	0.001	0.002	0.234	0.155	0.009	0.002	0.012	
0.002	0.002	0.001	0.008	0	0.005	0.009	0.005	0.007	0.007	0.005	0.012	0.011	0.002	0.007	0.007	0.001	0.001	0.001	0	0.02	0.012	0.004	0	0.004	0.001	0.001	0.001	0.002	0.232	0.154	0.009	0.002	0.012	
0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.235	0.234	0.234	0.235	0.223	0.223	0.223	0.174	0.174	0.174	0.089	0.089	0.089	0.089	0.089	0.618	0.618	0.618	0.618	0.294	0.618	
-0.232	-0.233	-0.233	-0.232	-0.233	-0.232	-0.232	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.233	-0.221	-0.221	-0.221	-0.173	-0.173	-0.173	-0.088	-0.088	-0.088	-0.088	-0.088	-0.616	-0.616	-0.616	-0.616	-0.293	-0.616	
0.154	0.109	0.109	0.154	0.109	0.154	0.154	0.154	0.154	0.154	0.154	0.154	0.153	0.153	0.153	0.153	0.108	0.097	0.097	0.097	0.056	0.056	0.06	0.022	0.022	0.022	0.022	0.022	3.486	3.486	3.486	3.486	0.502	3.486	
0.151	0.106	0.106	0.151	0.106	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.151	0.107	0.096	0.096	0.096	0.056	0.056	0.059	0.022	0.022	0.022	0.022	0.022	3.461	3.461	3.461	3.462	0.499	3.462	
168.35	168.35	168.34	168.33	168.31	168.31	168.3	168.27	168.26	168.24	168.22	168.21	168.18	168.15	168.14	168.12	168.11	159.29	159.29	159.29	125.6	125.46	125.37	40.87	40.87	40.83	40.82	40.81	36.71	36.71	36.71	36.7	36.7	36.7	
-166.64	-166.65	-166.66	-166.66	-166.68	-166.69	-166.7	-166.72	-166.73	-166.75	-166.77	-166.79	-166.82	-166.85	-166.85	-166.87	-166.89	-158.1	-158.1	-158.11	-124.56	-124.7	-124.79	-40.44	-40.44	-40.49	-40.5	-40.51	-36.57	-36.57	-36.58	-36.58	-36.58	-36.58	

Рис. 4.12 (продолжение) Пьезометр до самого удаленного потребителя «МБОУ «Центр образования №16»» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №2

№3. Прекращение подачи теплоносителя от филиала АО «НЧТЭЦ».

При указанном повреждении:

- Потребители поселков Сидоровка, ГЭС, Замелекесье и промзоны БСИ обеспечиваются тепловой энергией в 100% объёме от резервного источника КЦ БСИ

- Под отключением: Потребители п. Зяб и «Новой город»

Результаты расчёта гидравлического режима работы систем теплоснабжения при аварийной ситуации

Последствие аварии для потребителей:
- под влияние аварии попадают 2933 потребителей, суммарной присоединенной нагрузкой на систему отопления 1007,9 Гкал/час;
- под влиянием аварии у 2245 потребителей отключается теплоснабжение с суммарной присоединенной нагрузкой на систему отопления 828,04 Гкал/час;
- отсутствуют потребители с риском увеличения давления в обратном трубопроводе до сверхдопустимых значений.

Источник ID=13249 КЦ БСИ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	157.404, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	102.291, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	4.388, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	33.453, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.038, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	8.49682, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	4.77781, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	2.31966, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	1.25980, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	0.38051, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	2928.711, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	2877.673, т/ч
Суммарный расход на подпитку	51.039, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	2250.776, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	92.335, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	558.112, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	22.21458, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	22.10596, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	6.71821, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	60.000, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	40.000, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000,°C
Температура в обратном трубопроводе	61.235,°C

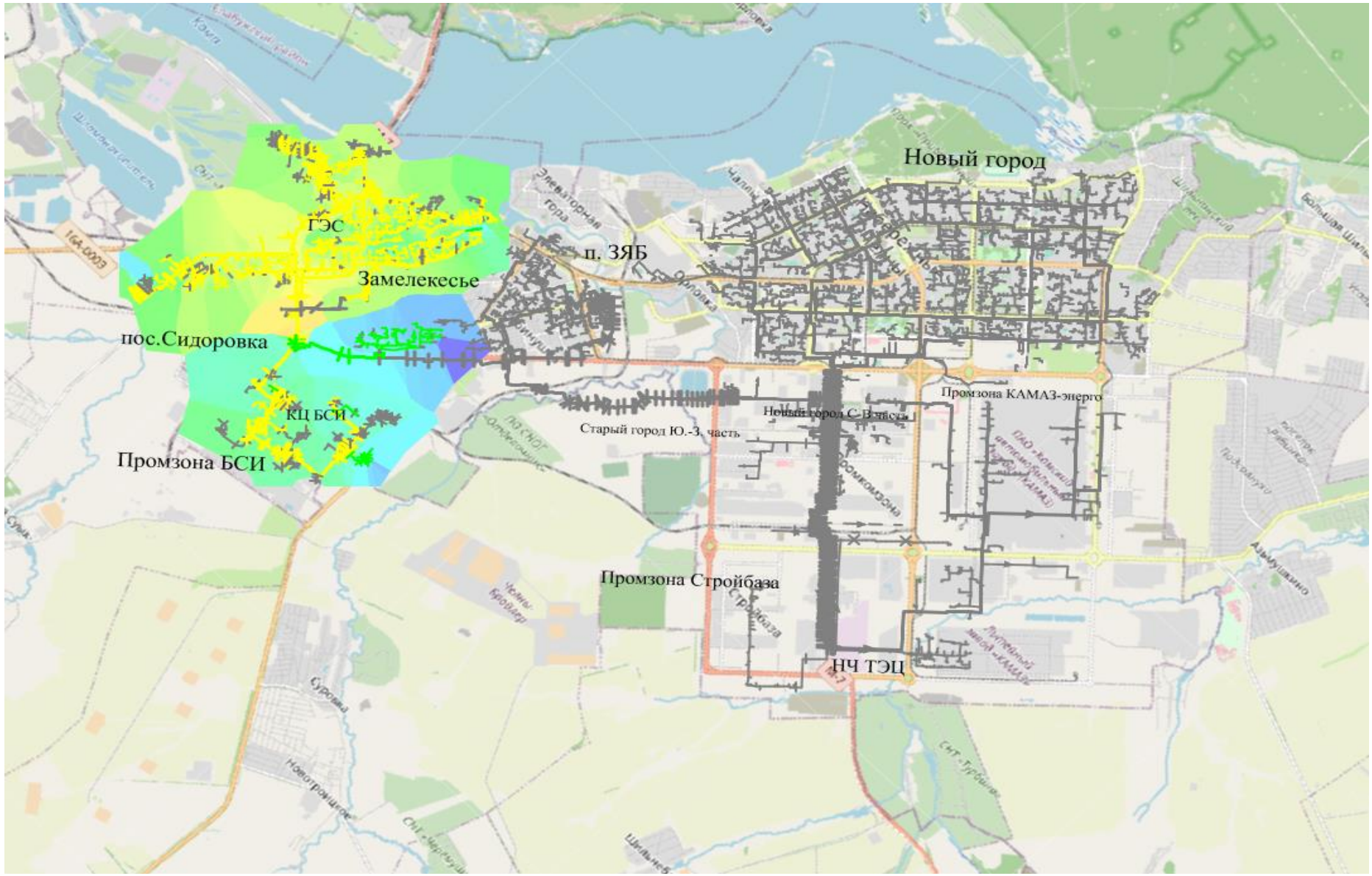


Рис. 4.13. Зоны располагаемых напоров на вводах потребителей в рассматриваемом аварийном режиме №4



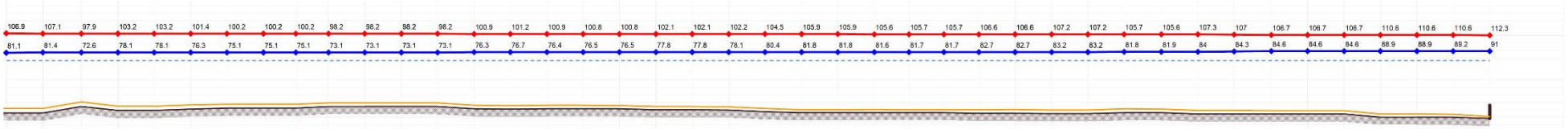
Наименование узла	Тепловая станция БСИ		ТУ-1а		разв.	разв.	ТУ-11	см.диаметра	ТУ-10	ТУ-12	ТУ-13		ПНС БСИ выкл				разв.		ПНС-Сидоровка	разв.	разв.	разв.	ТУ-302	ТУ-303	ТУ-305	ту-305/1				разв.	
Геодезическая высота, м	132	132	132	132	132	132	128	127	126.48	120	112.71	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	75	74.2	72	72	79.3	79.4	71.58	71.35
Располагаемый напор, м	40	39.953	39.309	39.309	39.305	39.305	37.904	37.176	37.044	36.205	35.399	32.653	32.617	30.809		30.079	29.957			35.239	35.208	35.186	35.066	34.314	34.295	33.896	33.895	33.814	33.661	33.514	32.622
Длина участка, м	14.2	194.5	0.005	0.5	0.05	392	209	65	417	403	802	10.6	528	1	1	1	10	10	14	10	6.9	88	553	14	300	0.5	36	69	66.5	401.5	0.5
Диаметр участка, м	1	1	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	1	1	1	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	1	1	1	1	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704
Потери напора в ПТ, м	0.024	0.328	0	0.001	0	0.713	0.37	0.067	0.427	0.41	1.395	0.018	0.917	0.002	0.002	0.001	0.003	0.003	0.006	0.016	0.011	0.061	0.382	0.009	0.202	0.001	0.04	0.077	0.074	0.448	0.001
Потери напора в ОТ, м	0.023	0.316	0	0.001	0	0.688	0.357	0.065	0.412	0.396	1.351	0.018	0.89	0.002	0.002	0.121	1.165	1.165	2.205	0.015	0.011	0.059	0.371	0.009	0.197	0.001	0.04	0.076	0.073	0.444	0.001
Скорость воды в ПТ, м/с	1.091	1.091	1.235	1.235	1.234	1.235	1.219	0.991	0.986	0.983	1.208	1.208	1.208	-1.21	-1.21	0.747	0.533	0.533	0.533	0.996	0.996	0.809	0.808	0.799	0.799	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
Скорость воды в ОТ, м/с	-1.072	-1.072	-1.214	-1.214	-1.213	-1.214	-1.198	-0.974	-0.97	-0.967	-1.189	-1.19	-1.19	1.192	1.192	-10.141	-9.929	-9.929	-9.942	-0.982	-0.982	-0.798	-0.797	-0.789	-0.789	-0.823	-0.823	-0.823	-0.823	-0.823	-0.824
Уд. линейные потери в ПТ, мм/м	1.348	1.348	1.455	1.455	1.453	1.455	1.417	0.827	0.819	0.813	1.391	1.39	1.39	1.396	1.396	0.536	0.274	0.274	0.365	1.269	1.269	0.553	0.552	0.54	0.54	0.892	0.892	0.892	0.892	0.892	1.203
Уд. линейные потери в ОТ, мм/м	1.301	1.301	1.405	1.405	1.402	1.405	1.368	0.799	0.791	0.787	1.348	1.349	1.349	1.356	1.356	97.197	93.182	93.182	126.026	1.233	1.233	0.538	0.536	0.526	0.526	0.884	0.884	0.884	0.884	0.884	1.194
Расход в ПТ, т/ч	2950.01	2949.99	2759.88	2759.88	2757.34	2759.88	2722.97	2722.64	2713.82	2705.26	2704.49	2703.24	2703.23	-2702.4	-2702.4	1669.86	1189.9	1189.88	1189.87	2222.32	2222.31	2222.3	2219.53	2196	2195.98	1125.85	1125.85	1125.82	1125.75	1125.69	1125.31
Расход в ОТ, т/ч	-2897.76	-2897.79	-2711.19	-2711.19	-2708.7	-2711.19	-2675.66	-2675.98	-2667.49	-2660.56	-2661.33	-2662.57	-2662.59	2663.41	2663.41	-22654.1	-22180.96	-22180.98	-22180.99	-2190.39	-2190.4	-2190.41	-2187.99	-2166.64	-2166.67	-1111.99	-1111.99	-1112.03	-1112.09	-1112.15	-1112.53

Рис. 4.14 Пьезометр до удаленного потребителя «ООО Аква-Регион» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №3



разв.	ТК-293	ТК-292	ТК-290	разв.		разв.	ТК-289		ТК-122	ТК-121	ТК-120	ТК-119	ТК-118		ТК-118/1	ТК-117/2	ТК-117	ТК-116	ТК-115		ТК-114	разв.		ТК-113		тк-113/2		ТК-149/1	тк-149		тк-149/2	ТК-182/3	тк-182/2		ТК-182		УТ-1	разв.	тк-163
72.28	72.28	72.5	72.5	73.36	73	73.36	73	73.36	73	73	73.89	70	72	72	77	75.5	70.8	70.2	71	70	70	70	70	70.2	70.2	70.2	70.1	70.1	72.3	72.3	69.08	69.58	70	71	71	71	77.31	76	75.67
32.621	32.619	32.592	32.523	32.504	32.504	32.504	32.503	32.502	32.345	32.313	32.213	31.929	31.829	31.829	31.706	31.089	31.021	30.443	30.422	30.396	30.396	30.394	30.393	30.073	30.07	28.992	27.868	27.865	26.763	26.762	26.531	26.205	26.158	25.959	25.958	25.957	25.819	25.814	25.755
0.5	30	76	33.6	0.5	0.5	0.5	0.5	52	22	73	128	82	0.5	78	92.7	20	195	59	73	0.5	0.5	0.5	97.9	0.5	213	222	0.5	385.5	0.5	161.5	213	32	155	0.5	0.5	100	5	62	0.5
0.704	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.614	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.309	0.309	0.309	0.408	0.408	0.408	0.614	0.614	0.614	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.408	0.408	0.408	0.408	0.309
0.001	0.014	0.035	0.009	0	0	0	0.001	0.079	0.016	0.05	0.143	0.05	0	0.062	0.311	0.034	0.292	0.01	0.013	0	0.001	0.001	0.161	0.001	0.543	0.566	0.001	0.555	0	0.116	0.164	0.024	0.1	0	0	0.07	0.002	0.03	0
0.001	0.013	0.034	0.009	0	0	0	0.001	0.078	0.016	0.05	0.141	0.049	0	0.061	0.306	0.034	0.287	0.01	0.013	0	0.001	0.001	0.159	0.001	0.535	0.558	0.001	0.548	0	0.115	0.162	0.024	0.099	0	0	0.069	0.002	0.029	0
0.824	0.399	0.399	0.396	0.396	0.396	0.396	0.687	0.687	0.503	0.488	0.474	0.457	0.398	0.398	0.683	0.487	0.455	0.236	0.236	0.238	0.757	0.754	0.754	0.837	0.837	0.837	0.837	0.774	0.546	0.546	0.526	0.517	0.517	0.517	0.374	0.374	0.309	0.309	0.344
-0.82	-0.393	-0.393	-0.39	-0.39	-0.39	-0.39	-0.682	-0.682	-0.5	-0.484	-0.47	-0.454	-0.395	-0.395	-0.677	-0.483	-0.451	-0.234	-0.234	-0.236	-0.752	-0.748	-0.748	-0.831	-0.831	-0.831	-0.831	-0.769	-0.542	-0.542	-0.522	-0.514	-0.514	-0.514	-0.372	-0.372	-0.307	-0.307	-0.342
1.192	0.37	0.37	0.222	0.222	0.222	0.222	1.216	1.216	0.586	0.552	0.895	0.486	0.632	0.632	2.684	1.371	1.197	0.141	0.141	0.226	1.33	1.317	1.317	2.041	2.041	2.04	2.039	1.152	0.576	0.576	0.615	0.595	0.517	0.517	0.558	0.558	0.381	0.381	0.686
1.182	0.358	0.358	0.215	0.215	0.215	0.215	1.198	1.198	0.577	0.544	0.882	0.481	0.622	0.622	2.642	1.348	1.176	0.139	0.139	0.223	1.31	1.297	1.297	2.009	2.009	2.01	2.011	1.136	0.568	0.568	0.606	0.586	0.511	0.511	0.552	0.552	0.377	0.377	0.676
1119.88	411.2	411.18	411.13	411.1	411.1	411.1	312.62	312.62	230.3	223.41	214.86	207.32	180.46	180.46	176.87	126.33	118.02	107.76	107.74	107.72	781.06	777.25	777.25	606.28	606.28	606.17	606.06	561.85	396.11	396.11	381.48	374.96	374.94	374.86	169.55	169.55	139.99	139.99	89.23
-1107.12	-404.79	-404.81	-404.87	-404.89	-404.89	-404.89	-310.32	-310.32	-228.55	-221.68	-213.19	-205.76	-179.01	-179.01	-175.48	-125.26	-116.99	-106.82	-106.84	-106.87	-775.28	-771.48	-771.48	-601.59	-601.59	-601.7	-601.81	-558.07	-393.44	-393.44	-379.02	-372.72	-372.73	-372.81	-168.56	-168.56	-139.17	-139.18	-88.62

Рис. 4.14 (продолжение) Пьезометр до удаленного потребителя «ООО Аква-Регион» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №3



	тк-162.10	тк-169		ТК-170	ТК-158	ТК-157		разв.	ТК-156	разв.		разв.	ТК-159-1	ТК-159	ст.	разв.	ст.	ТК-160		ТК-160/3	ТК-160/1		ТК-161	ТК-161А	тк-161/1	тк-161/3	тк-161/2		тк-161/4		ТУ-161/5	точка Б	ТУ-201	ТУ-201/1	ТУ-202	ТУ-202	ТУ-202	тк-202/1		тк-208	ООО Аква-Регион
75.67	75.42	84.4	79	79	80.8	82.04	82.04	82.04	84	84	84	84	81.04	80.68	81	81	81	79.68	79.68	79.53	77.2	75.79	75.79	76.09	75.98	75.98	75	75	74.41	74.41	75.9	75.9	74	74	74	74	74	69.87	69.87	69.75	68
25.754	25.696	25.315	25.098	25.098	25.095	25.092	25.092	25.092	25.091	25.09	25.088	25.086	24.589	24.547	24.492	24.324	24.263	24.246	24.245	24.129	24.091	24.035	24.035	24.01	23.981	23.978	23.972	23.972	24.007	24.006	23.886	23.707	23.277	22.743	22.064	22.062	22.059	21.663	21.662	21.42	21.32
34	230	131	0.5	92	89	0.5	0.5	33	0.5	0.5	0.5	147	13	22	67.5	67.5	19.4	0.5	138	52	95	0.5	34	40	14	31	0.5	31	0.5	85.3	25	60	78.2	115	0.5	0.5	67	0.5	156	150		
0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.309	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.15	0.15	0.15	0.15	0.207	0.207	0.207	0.207	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.1	
0.029	0.192	0.109	0	0.001	0.001	0	0	0	0.001	0.001	0.001	0.25	0.021	0.028	0.084	0.031	0.009	0	0.058	0.019	0.028	0	0.013	0.015	0.001	0.003	0	0.017	0	0.06	0.09	0.216	0.268	0.341	0.001	0.001	0.199	0	0.122	0.048	
0.029	0.189	0.108	0	0.001	0.001	0	0	0	0.001	0.001	0.001	0.247	0.021	0.027	0.084	0.03	0.009	0	0.058	0.019	0.028	0	0.012	0.015	0.001	0.003	0	0.017	0	0.06	0.089	0.214	0.266	0.338	0.001	0.001	0.197	0	0.121	0.048	
0.344	0.34	0.339	0.339	0.046	0.046	0.033	0.033	0.033	0.371	0.371	0.371	0.371	0.362	0.318	0.318	0.191	0.191	0.184	0.184	0.172	0.154	0.154	0.138	0.138	0.07	0.07	0.211	0.211	0.239	0.239	0.433	0.433	0.423	0.393	0.393	0.393	0.393	0.201	0.201	0.13	
-0.342	-0.337	-0.337	-0.338	-0.046	-0.046	-0.032	-0.032	-0.032	-0.37	-0.37	-0.37	-0.37	-0.361	-0.317	-0.317	-0.19	-0.19	-0.183	-0.183	-0.171	-0.154	-0.154	-0.137	-0.137	-0.07	-0.07	-0.211	-0.21	-0.237	-0.237	-0.431	-0.431	-0.421	-0.391	-0.391	-0.391	-0.391	-0.2	-0.2	-0.129	
0.686	0.667	0.666	0.666	0.013	0.013	0.007	0.007	0.007	1.36	1.36	1.36	1.36	1.294	1.001	1.001	0.362	0.362	0.337	0.337	0.293	0.237	0.237	0.295	0.295	0.078	0.077	0.442	0.442	0.565	0.565	2.879	2.879	2.746	2.372	2.371	2.371	2.371	0.624	0.624	0.256	
0.676	0.658	0.659	0.659	0.013	0.013	0.006	0.006	0.006	1.347	1.347	1.347	1.347	1.283	0.992	0.992	0.358	0.359	0.334	0.334	0.291	0.236	0.236	0.293	0.293	0.077	0.077	0.439	0.439	0.558	0.558	2.85	2.85	2.72	2.35	2.351	2.351	2.351	0.62	0.62	0.254	
89.23	88.01	87.97	87.95	12.03	12.01	8.47	8.47	8.47	42.85	42.85	42.85	42.85	41.8	36.75	36.75	22.05	22.04	21.27	21.27	19.81	17.82	17.81	8.28	8.28	4.2	4.2	24.36	24.36	27.56	27.56	26	26	25.4	23.6	23.59	23.59	23.59	12.07	12.07	3.41	
-88.62	-87.42	-87.46	-87.48	-11.89	-11.91	-8.4	-8.4	-8.4	-42.64	-42.64	-42.64	-42.64	-41.62	-36.58	-36.58	-21.93	-21.93	-21.17	-21.17	-19.74	-17.76	-17.77	-8.24	-8.24	-4.18	-4.19	-24.29	-24.29	-27.41	-27.41	-25.87	-25.87	-25.27	-23.49	-23.49	-23.49	-23.49	-12.02	-12.02	-3.39	

Рис. 4.14 (продолжение) Пьезометр до удаленного потребителя «ООО Аква-Регион» под влиянием аварии, в рассматриваемом аварийном режиме №3