



Схема теплоснабжения муниципального образования
г. Набережные Челны по 2043 год

Актуализация на 2027 год

Обосновывающие материалы

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

г. Казань, 2026

Оглавление

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	12
1.1 ОПИСАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	12
1.2 ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ ДОГОВОРНЫХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИМИ И ТЕПЛОСЕТЕВЫМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ	22
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	22
1.4 ОПИСАНИЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ КОТЕЛЬНЫХ, НЕ ВОШЕДШИХ В ЗОНЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕТО	22
1.5 ОПИСАНИЕ ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	23
1.6 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ, ПРОИЗОШЕДШИХ В ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ РАЗРАБОТКЕ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	26
ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	27
2.1 Источники комбинированной выработки	28
2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	28
2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	32
2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.....	32
2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	33
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.....	33
2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок	39
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	48
2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки.....	53
2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	53
2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	57
2.1.11 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств	58
2.1.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	59
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.....	60
2.1.14 Проектный и установленный топливный режим	60
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.....	63
2.1.16 Динамика изменения эксплуатационных показателей ТЭЦ.....	64
2.2 Котельный цех БСИ – ЕТО №1 – АО «ТАТЭНЕРГО»	66
2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования.....	66
2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационной установки. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности котельной.....	68
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	68
2.2.4 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ	69
2.2.5 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ.....	72
2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельной.....	72
2.2.7 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.....	73
2.2.8 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	74
2.2.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	74
2.2.10 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.....	75
2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	75

2.2.12	Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе	75
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	76
2.2.14	Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных	76
ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ		77
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	77
3.2	КАРТЫ (СХЕМЫ) ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРОННОЙ ФОРМЕ И (ИЛИ) НА БУМАЖНОМ НОСИТЕЛЕ	83
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	83
3.4	ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	92
3.4.1	Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»	92
3.4.2	ПАО «КАМАЗ»	94
3.4.3	УКПП «Развитие»	96
3.5	ОПИСАНИЕ ТИПОВ И КОЛИЧЕСТВА СЕКЦИОНИРУЮЩЕЙ И РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ НА ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ	97
3.6	ОПИСАНИЕ ТИПОВ И СТРОИТЕЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ, ТЕПЛОВЫХ КАМЕР И ПАВИЛЬОНОВ	97
3.7	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	99
3.8	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	105
3.9	Статистика отказов (аварийных ситуаций) и восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет	114
3.10	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	116
3.11	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	117
3.11.1	Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	117
3.11.2	Испытания, проводимые на тепловых сетях ПАО «КАМАЗ»	127
3.12	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	127
3.13	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	128
3.14	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результат их исполнения	128
3.15	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	128
3.16	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя	129
3.16.1	Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	129
3.16.2	Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ПАО «КАМАЗ»	129
2024 год		129
3.17	Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	130
3.17.1	Типы и оборудование насосных станций	131
3.18	Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	134
3.19	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	134
3.20	Данные энергетических характеристик тепловых сетей	135
3.21	Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных на период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	141
ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.		142
4.1	Набережночелнинская ТЭЦ	142
4.2	Котельный цех БСИ	143

ЧАСТЬ 5.	ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	146
5.1	ОПИСАНИЕ ЗНАЧЕНИЙ СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ МОЩНОСТЬ В РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ	146
5.2	ОПИСАНИЕ ЗНАЧЕНИЙ РАСЧЕТНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА КОЛЛЕКТОРАХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	151
5.2.1	<i>Определение расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии, оборудованных приборами учета</i>	<i>151</i>
5.3	ОПИСАНИЕ СЛУЧАЕВ И УСЛОВИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ОТОПЛЕНИЯ ЖИЛЫХ ПОМЕЩЕНИЙ В МНОГOKВАРТИРНЫХ ДОМАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ КВАРТИРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	157
5.4	ОПИСАНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В РАСЧЕТНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ ЗА ОТОПИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД И ЗА ГОД В ЦЕЛОМ	157
5.5	СУЩЕСТВУЮЩИЕ НОРМАТИВЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ НАСЕЛЕНИЯ НА ОТОПЛЕНИЕ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ	159
5.6	ОПИСАНИЕ СРАВНЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ДОГОВОРНОЙ И РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПО ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	160
ЧАСТЬ 6.	БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	161
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.....	161
6.2	ОПИСАНИЕ РЕЗЕРВОВ И ДЕФИЦИТОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ НЕТТО ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	163
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.....	163
6.4	ОПИСАНИЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФИЦИТОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПОСЛЕДСТВИЯ ВЛИЯНИЯ ДЕФИЦИТОВ НА КАЧЕСТВО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	173
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.....	173
6.6	ВЕЛИЧИНА СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ПЛОТНОСТИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	173
ЧАСТЬ 7.	БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	174
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	174
7.2	БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	179
7.3	ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В БАЛАНСАХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	179
ЧАСТЬ 8.	ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ	180
ТОПЛИВОМ		
8.1	ОПИСАНИЕ ВИДОВ И КОЛИЧЕСТВА ИСПОЛЬЗУЕМОГО ТОПЛИВА ДЛЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	180
8.1.1	<i>Набережночелнинская ТЭЦ</i>	<i>180</i>
8.1.2	<i>Котельный цех БСИ.....</i>	<i>182</i>
8.2	ОПИСАНИЕ ВИДОВ РЕЗЕРВНОГО И АВАРИЙНОГО ТОПЛИВА И ВОЗМОЖНОСТИ ИХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С НОРМАТИВНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ	185
8.2.1	<i>Набережночелнинская ТЭЦ</i>	<i>185</i>
8.2.2	<i>Котельный цех БСИ.....</i>	<i>186</i>
8.3	ОСОБЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК ТОПЛИВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ МЕСТ ПОСТАВКИ	187
8.4	ОПИСАНИЕМ ПРИОРИТЕТНОГО НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ	198
8.5	ОПИСАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА	198
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 нижней теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	198
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	198
ЧАСТЬ 9.	НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	199
9.1	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	199
9.2	ПОТОК ОТКАЗОВ (ЧАСТОТА ОТКАЗОВ) УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	199
9.3	ЧАСТОТА ОТКЛЮЧЕНИЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	199
9.4	ПОТОК (ЧАСТОТА) И ВРЕМЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПОСЛЕ ОТКЛЮЧЕНИЙ.....	202
9.5	ИНТЕГРАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	202

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.....	204
9.7	Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	206
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 теплоснабжения" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении").....	208
9.9	Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	208
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	208
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	210
Часть 10. Техно-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций		211
10.1	Результаты хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	211
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		231
13.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	231
13.2	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	233
13.3	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	233
13.4	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	233

Перечень таблиц

Табл. 1.2 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район)	23
Табл. 1.3 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)	23
Табл. 1.4 Информация по жилым районам, с многоквартирными домами с использованием индивидуальных источников тепловой энергии.....	24
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 2025 год	29
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 2025 год	30
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 2025 год.....	31
Табл. 2.4 Технические характеристики редуциционно-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 2025 год.....	32
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 2025 год.....	32
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 2025 год.....	33
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 2025 год.....	35
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 2025 год.....	36
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 2025 год.....	37
Табл. 2.10 Помесячные объемы 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 2025 год.....	38
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 2025 год	41
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 2025 год.....	42
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 2025 год.....	43
Табл. 2.14 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника.....	49
Табл. 2.15 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии в точке измерения, отпущенной потребителю тепловой энергии.....	51
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 2025 год.....	53
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 2025 год	54
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 2025 год	54
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 2025 год	54
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 2025 год	54
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 2025 год.....	55
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 2025 год.....	55
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 2025 год	56
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 2025 год.....	57

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 2025 год.....	57
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 2025 год.....	62
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 2025 год.....	63
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 2025 год.....	64
Табл. 2.29 Состав и технические характеристики основного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" В 2025году.....	67
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 2025 году, Гкал/ч.....	68
Табл. 2.31 Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2025 год.....	68
Табл. 2.32 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2026 г. паровых котлов КЦ БСИ.....	69
Табл. 2.33 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки исчерпания продленного заводского ресурса на 01.01.2026 г. водогрейных котлов КЦ БСИ.....	69
Табл. 2.34 Состав и характеристики насосного оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2025 год.....	70
Табл. 2.35 Параметры сетевых подогревателей Котельный цех БСИ за 2025 год.....	71
Табл. 2.36 Среднегодовая загрузка оборудования котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго", за 2025 год.....	73
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 2025 год.....	74
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 2025 год.....	74
Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2025 год.....	75
Табл. 2.40 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2025 год.....	76
Табл. 4.1 Перечень источников тепловой энергии г. Набережные Челны.....	142
Табл. 5.1 Тепловая нагрузка в горячей воде в г. Набережные Челны за 2025 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	147
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.....	161
Табл. 6.2 Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельного цеха БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч.....	162
Табл. 6.3 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии НчТЭЦ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2025 год, Гкал/ч.....	163

Табл. 6.4 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии котельной БСИ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2025 год, Гкал/ч.....	163
Табл. 6.5 Существующие величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в зоне действия каждого источника тепловой энергии (Гкал/ч/га).....	173
Табл. 7.1 Показатели качества хозяйственной воды, поступающей на установки водоподготовки за 2025 год.....	175
Табл. 7.2 Показатели качества подпиточной сетевой воды за 2025 год.....	175
Табл. 8.1 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ.....	180
Табл. 8.2 Топливный баланс, образованной на базе НчТЭЦ за 2021-2025 годы.....	181
Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.....	182
Табл. 8.4 Топливный баланс, образованной на базе КЦ БСИ за 2021 -2025 годы.....	183
Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО Татэнерго» за 2020 -2024 год разработки схемы теплоснабжения.....	184
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.....	185
Табл. 8.7 Нормативные запасы топлива на котельной БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тонн натурального топлива.....	186
Табл. 9.1 Динамика изменения отказов в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго".....	200
Табл. 9.2 Показатели восстановления в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго".....	200
Табл. 10.1 Техничко-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2021-2025 год (без НДС).....	211
Табл. 10.2 Техничко-экономические показатели Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2021-2025 год (без НДС).....	212
Табл. 10.3 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НчТС за ретроспективный период 2021-2025 год.....	213
Табл. 11.1 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за ретроспективный период 2021-2025 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал.....	216
Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за ретроспективный период 2021-2025 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 ретроспективный период 2021-2025 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 2025 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.....	230

Перечень рисунков

Рис. 1.1 Зона действия ЕТО АО «Татэнерго» города Набережные Челны	16
Рис. 1.2 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2024 г.	17
Рис. 1.3 Зоны действия централизованных систем теплоснабжения города Набережные Челны	18
Рис. 1.4 Кадастровая сетка г. Набережные Челны	20
Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны	20
Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла	21
Рис. 1.7 Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны	25
Рис. 2.1 Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны	27
Рис. 2.2 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 1).....	46
Рис. 2.3 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 2).....	47
Рис. 2.4 Принципиальная схема газоснабжения НЧТЭЦ	61
Рис. 2.5 Принципиальная схема подачи мазута к котлам	62
Рис. 2.6 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ.....	72
Рис. 2.7 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ.....	73
Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	79
Рис. 3.2 - Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки	103
Рис. 3.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя ж/д 12/68а по 300 тепловоду	106
Рис. 3.9 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города	138
Рис. 3.10 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города с утечками.....	138
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.....	139
Рис. 3.12 Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей в целом по системе теплоснабжения города.....	139
Рис. 3.13 Нормативный расход сетевой воды в подающей и обратной линии системы теплоснабжения в целом по системе теплоснабжения Гнпод, м3/час	140
Рис. 3.14 - Расход и потери тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения, Q, Гкал/ч	140
Рис. 4.1 Зона действия источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – Набережночелнинской ТЭЦ.....	144
Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ	145
Рис. 5.1 Определение расчетной тепловой нагрузки НЧТЭЦ	156
Рис. 6.1 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду	Ошибка! Закладка не определена.
Рис. 6.2 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 12/68а» по 300 тепловоду.....	Ошибка! Закладка не определена.
Рис. 6.3 Путь построения пьезометрического графика до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду.....	Ошибка! Закладка не определена.
Рис. 6.4 Пьезометрический график от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Токарный участок» по 300 тепловоду.....	Ошибка! Закладка не определена.
Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого мазута	186
Рис. 8.2 Паспорт качества поставляемого газа.....	188
Рис. 8.3 Протокол испытаний поставляемого газа №11-23/ГП.....	190
Рис. 8.4 Протокол испытаний поставляемого газа №11-25/ГП.....	191
Рис. 8.5 Протокол испытаний поставляемого газа №11-27/ГП.....	192
Рис. 8.6 Протокол испытаний поставляемого газа №11-29/ГП.....	193

Рис. 9.1 Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надежности.....	207
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) – 56,95%;
- 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 промежутки 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°C до температуры наружного воздуха +2°C, 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 °С 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 °С, 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 СП 131.13330.2025 «Строительная климатология» (дата введения 2025-09-09) расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления составляет -30°С; расчетная продолжительность стояния температур наружного воздуха менее +8°С составляет 206 суток, со средней температурой - 4,6°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 две системы 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».

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

Согласно уведомлению от ООО «ТСЗВ» от 24.02.2026 №15-200-7 на основании договора купли-продажи от 25.12.2025 к данной системе теплоснабжения добавлены тепловые сети «Сети теплоснабжения от V2 до спорткомплекса Гренада», кадастровый номер 16:52:000000:3994, на территории парка «Гренада», ранее принадлежавшие ООО «ТСЗВ».

Также к данной системе теплоснабжения относятся тепловые сети УКПП «Развитие». УКПП «Развитие» согласно договору № 001-1303 от 26.09.2024 г. принял в безвозмездное пользование тепловые сети у МКУ «Исполнительный комитет МО г. Набережные Челны».

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.

Системы теплоснабжения № 1,2 разделены с учетом требований Методических указаний, утвержденных 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 соблюдения 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.

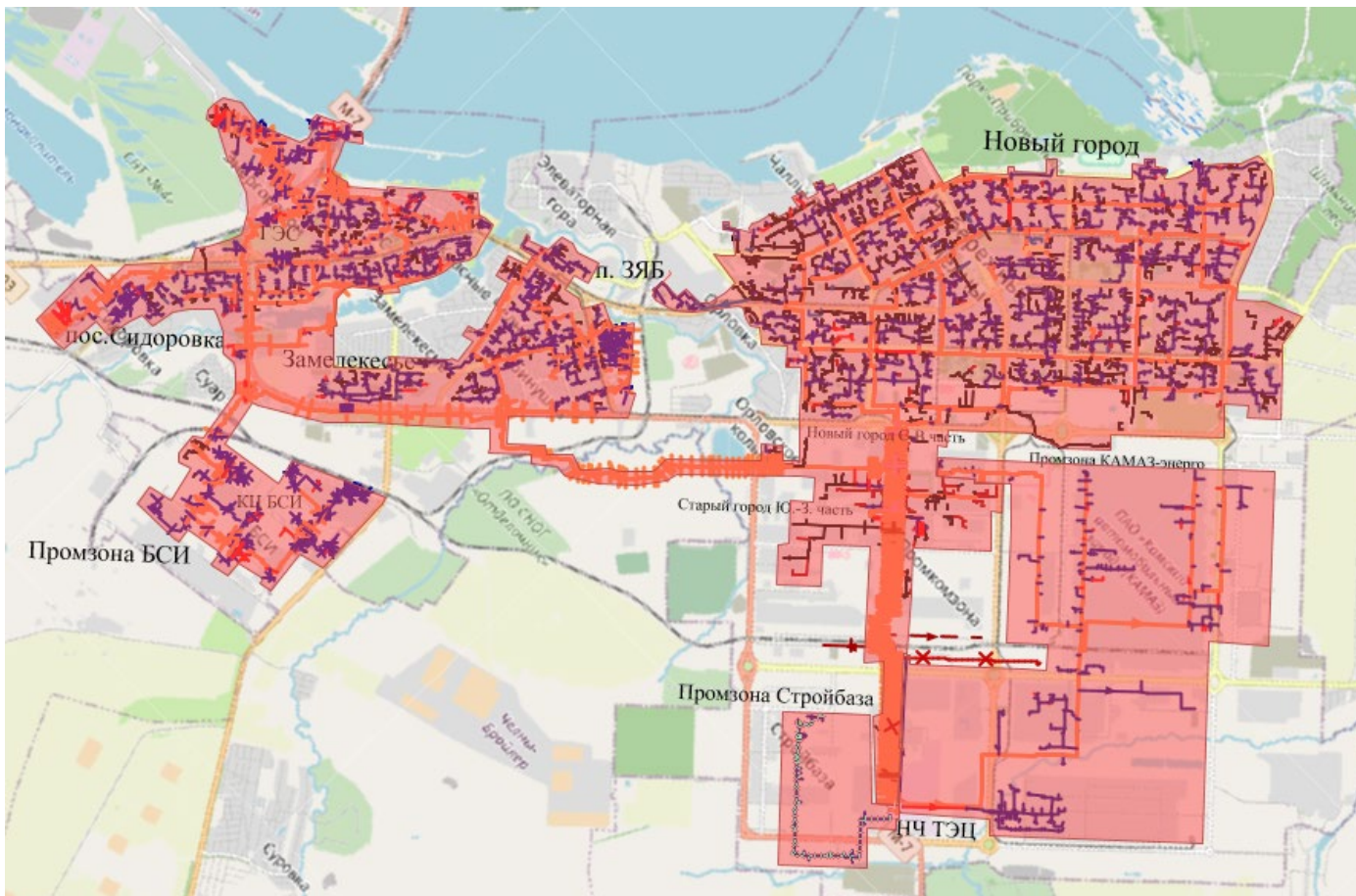


Рис. 1.1 Зона действия ЕТО АО «Татэнерго» города Набережные Челны

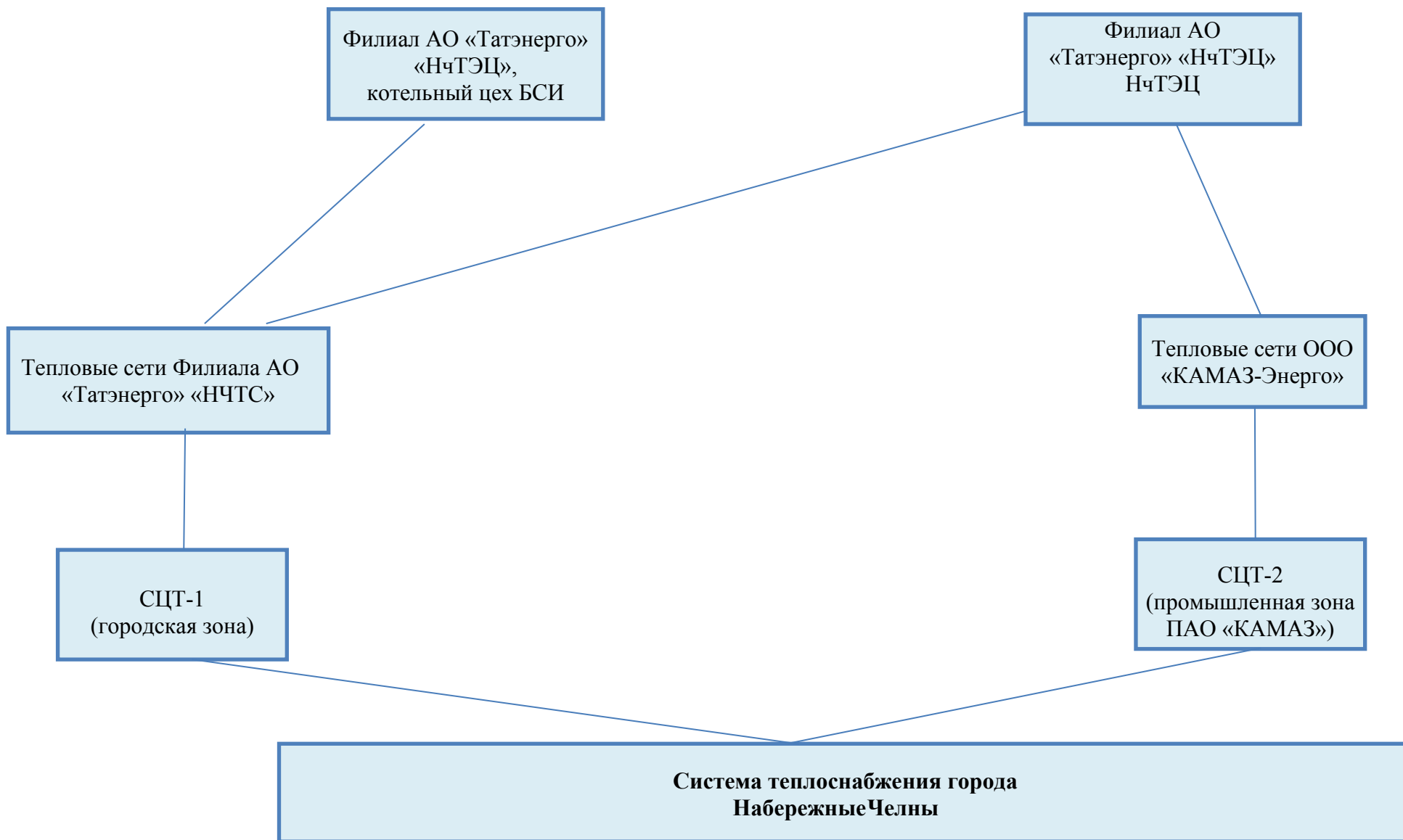


Рис. 1.2 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2026 г.

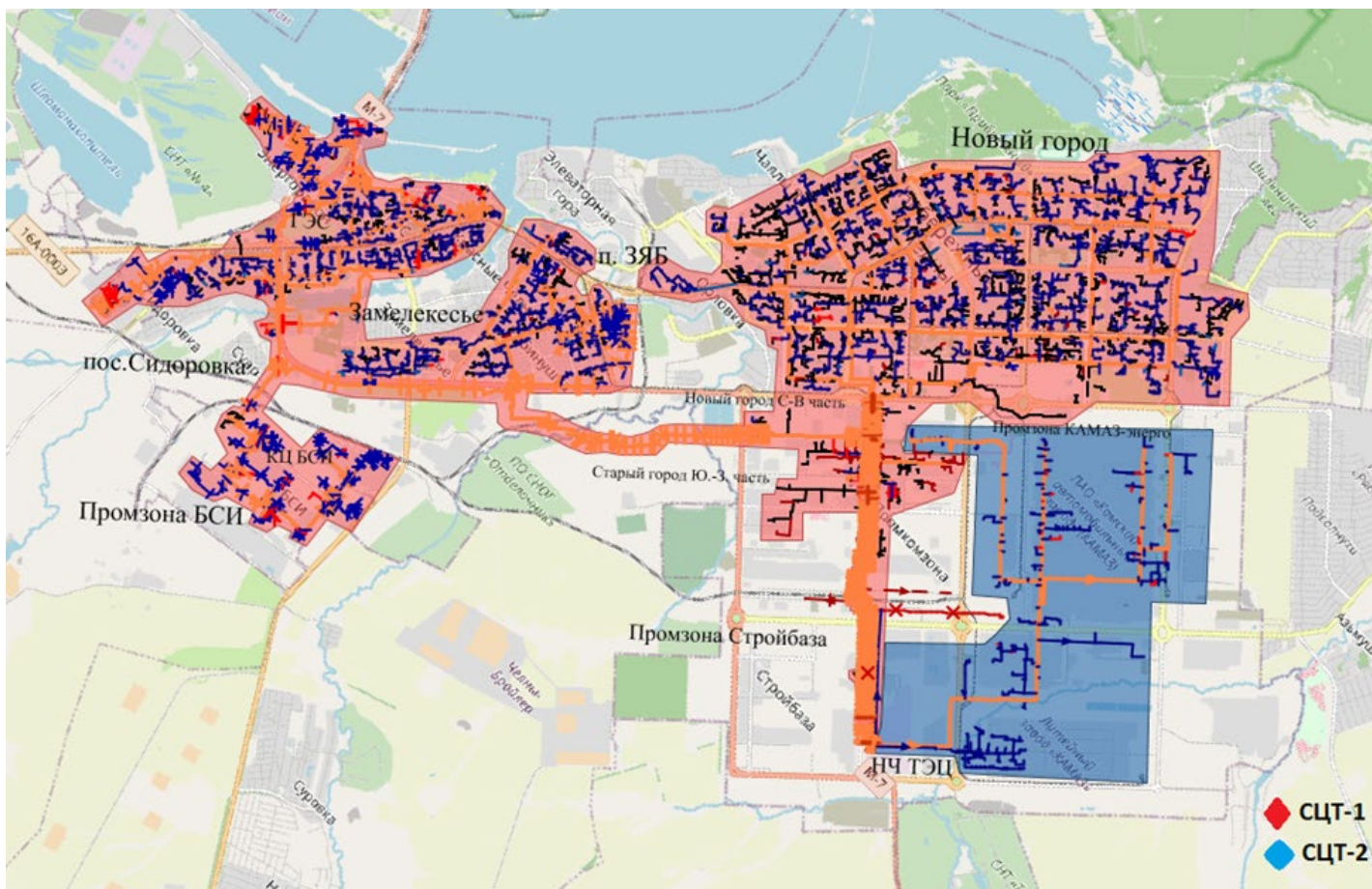


Рис. 1.3 Зоны действия централизованных систем теплоснабжения города Набережные Челны

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 теплоснабжения мощностью 10 Гкал/час и более 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 теплоснабжения;
- 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».

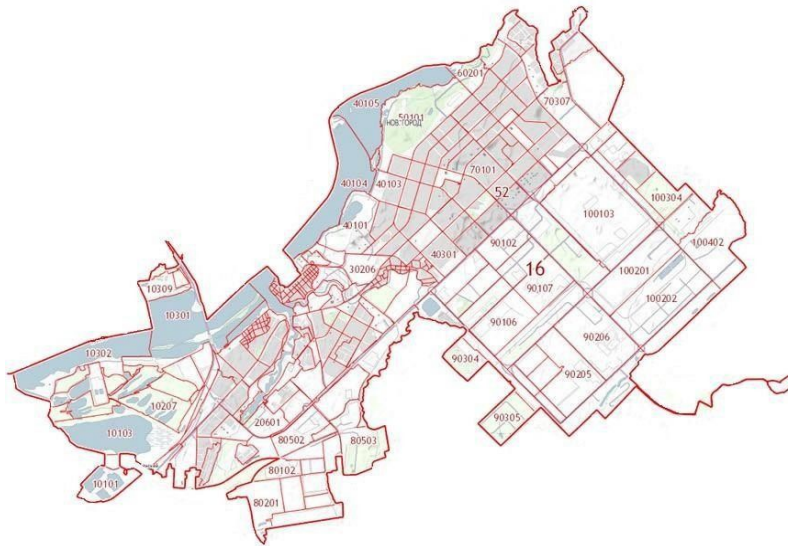


Рис. 1.4 Кадастровая сетка г. Набережные Челны

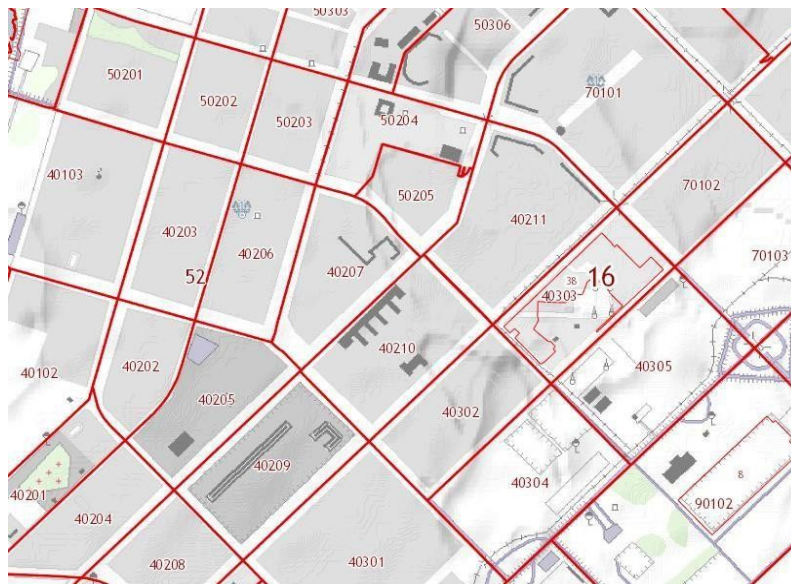


Рис. 1.5 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны

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.

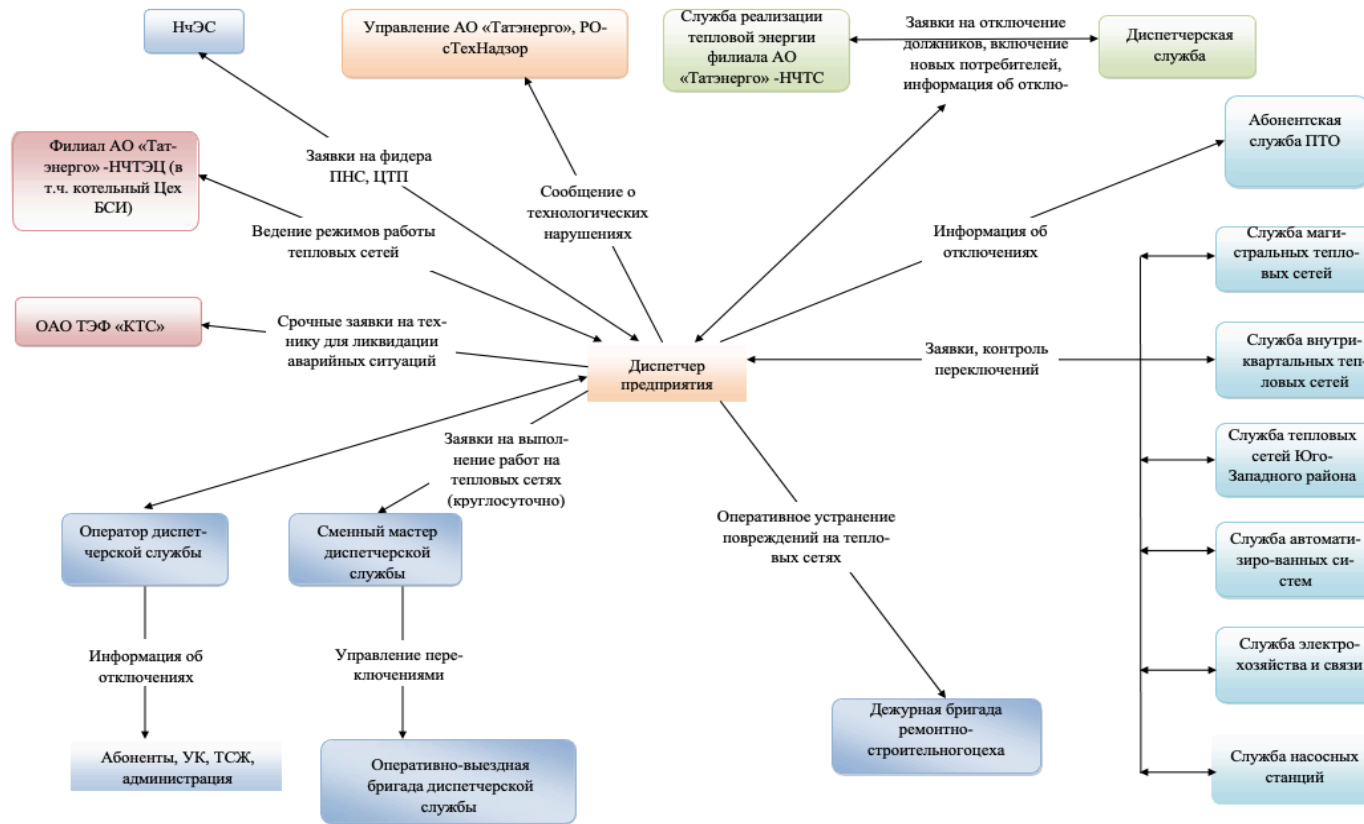


Рис. 1.6 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла

1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Филиал АО «Татэнерго» - НЧТЭЦ осуществляет отпуск произведенной тепловой энергии на источниках (НЧТЭЦ, Котельный цех БСИ) в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» - НЧТС и ООО «КАМАЗ-Энерго».

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).

Как было сказано ранее, согласно уведомлению от ООО «ТСЗВ» от 24.02.2026 №15-200-7 на основании договора купли-продажи от 25.12.2025 тепловые сети «Сети теплоснабжения от V2 до спорткомплекса Гренада», кадастровый номер 16:52:000000:3994, на территории парка «Гренада», ранее принадлежавшие ООО «ТСЗВ» были проданы АО «Татэнерго». В связи с тем, что ООО «ТСЗВ» больше не является владельцем действующих тепловых сетей, ООО «ТСЗВ» также не является теплоснабжающей и теплосетевой организацией. Учитывая вышеизложенное, ООО «ТСЗВ» не участвует при данной актуализации схемы теплоснабжения г. Набережные Челны.

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. 1.1 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. 1.2 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. 1.3 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	

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

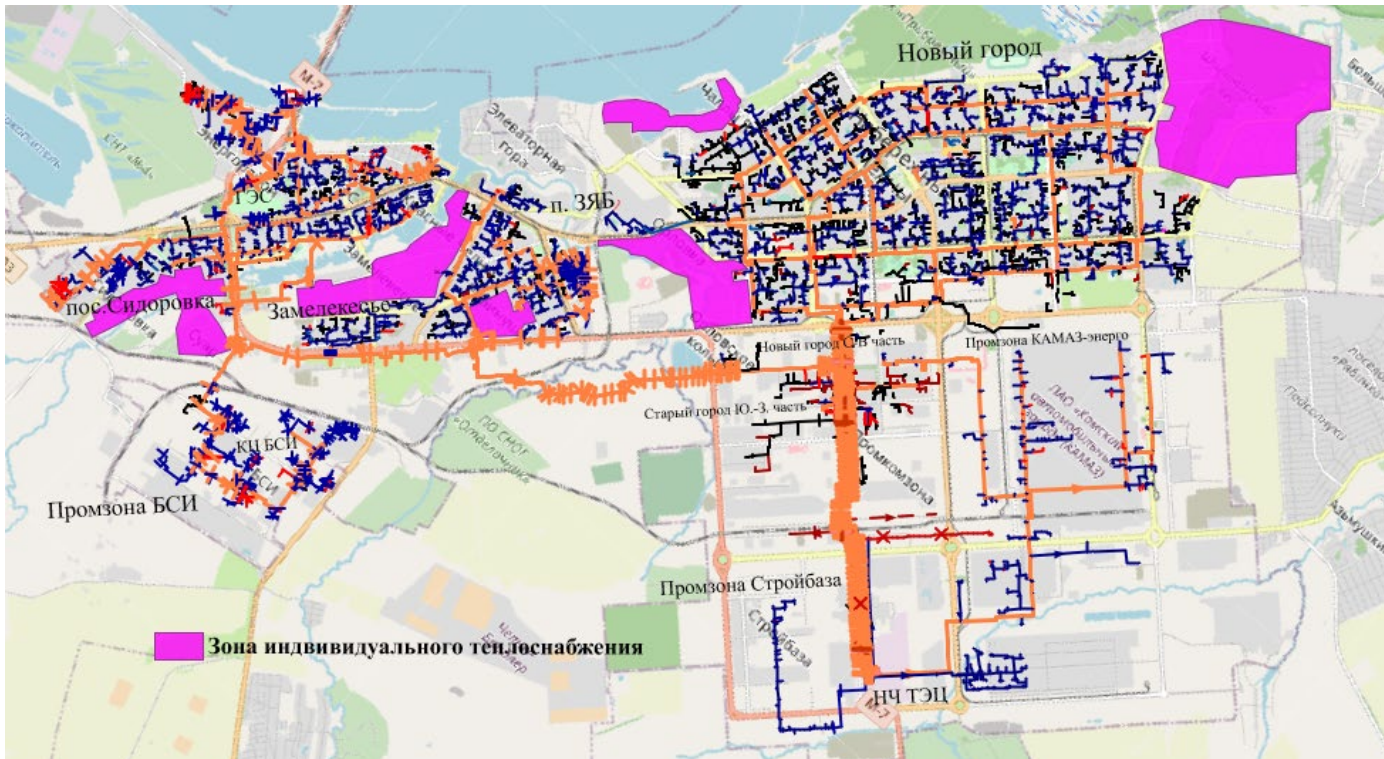


Рис. 1.7 Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны

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

В 2025 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 редуционно-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 2025 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 2025 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 2025 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 2025 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 2025 год

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2021	1180	1180	4092	2052
2022	1180	1180	4092	2052
2023	1180	1180	4092	2052
2024	1180	1180	4092	2052
2025	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 2025 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				
2021	2052	2040	4092	0	4092	0,97	4091,03
2022	2052	2040	4092	0	4092	0,89	4091,11
2023	2052	2040	4092	0	4092	0,82	4091,18
2024	2052	2040	4092	0	4092	0,85	4091,15
2025	2052	2040	4092	0	4092	0,78	4091,22

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 2026 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 2025 год

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2025 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84Б	1973	300 000	265 306	2039	294 745	2	2027
2	ТГМ-84Б	1974	300 000	268 807	2034	295 144	2	2027
3	ТГМ-84Б	1974	300 000	281 857	2032	-	2	2032
4	ТГМ-84Б	1974	300 000	270 301	2033	305 157	2	2030
5	ТГМ-84Б	1975	300 000	272 266	2032	305 157	2	2030
6	ТГМ-84Б	1976	300 000	269 769	2031	298 008	2	2029
7	ТГМ-84Б	1977	300 000	271 510	2031	-	2	2028
8	ТГМ-84Б	1977	300 000	247 455	2034	278 160	2	2030
9	ТГМ-84Б	1978	300 000	234 068	2037	252 984	2	2027
10	ТГМ-84Б	1980	300 000	192 629	2058	-	2	2032
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	179 499	2049	-	2	2032
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	181 800	2047	-	1	2031
13	ТГМЕ-464	1988	300 000	162 608	2052	-	2	2033
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	82 827	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 2025 год

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2025 года, час.	Нормативное количество пусков	Фактическое количество пусков на конец 2025 года	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	1973	220 000	308 029	305	334	2035	337 647	3	2035
2	ПТ-60-130/13	1973	220 000	305 287	265	297	2032	347 098	3	2045
3	Т-100-130-2	1974	220 000	291 980	276	305	2032	334 996	3	2027
4	Т-100-130-2	1974	220 000	277 082	270	302	2029	296 479	2	2029
5	Т-100-130-3	1975	220 000	289 406	284	318	2030	308 000	2	2030
6	Т-100-130-3	1975	220 000	294 918	296	326	2034	327 845	3	2034
7	Т-100-130-3	1976	220 000	300 377	291	324	2026	302 462	2	2026
8	Т-100-130-3	1977	220 000	266 970	301	321	2026	269 936	1	2026
9	Р-50-130/13	1978	220 000	243 208	204	226	2030	273 297	1	2030
10	Т-175/210-130	1984	220 000	175 931	171	206	2038	220 000	-	2038
11	Т-185/220-130	1988	220 000	175 528	174	216	2035	220 000	-	2035

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 2025 год

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2025 года, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, лет	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1971	25 лет	39 472	1996	4 года	8	2028
2	ПТВМ-100	1971	25 лет	41 781	1996	4 года	8	2028
3	ПТВМ-100	1971	25 лет	35 670	1996	4 года	8	2028
4	ПТВМ-100	1972	25 лет	32 718	2036	4 года	8	2028
5	ПТВМ-100	1972	25 лет	35 568	1997	4 года	7	2028
6	ПТВМ-100	1972	25 лет	23 229	1997	4 года	8	2028
7	ПТВМ-180	1975	25 лет	15 453	2000	4 года	5	2029
8	ПТВМ-180	1976	25 лет	16 639	2001	4 года	5	2029
9	ПТВМ-180	1977	25 лет	16 267	2002	4 года	7	2029
10	ПТВМ-180	1980	25 лет	7 530	2005	на консервации	1	-
11	ПТВМ-180	1980	25 лет	12 810	2005	4 года	8	2028
12	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 517	2006	4 года	8	2028
13	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 353	2006	4 года	6	2029
14	ПТВМ-180	1981	25 лет	19 083	2006	4 года	8	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 2025 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/см² 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/см².

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/см². Для резервирования производственных отборов предусмотрены семь БРОУ-140/13 кгс/см².

Потребителями пара 13 кгс/см² 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/см². Для резервирования теплофикационных отборов предусмотрены три РОУ-13/1,2 кгс/см² ст.№3, 4, 5.

Потребителями пара 1,2 кгс/см² являются:

- подогреватели химочищенной и хозяйственной 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);

-четыренадцать 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 °С подается на ХВО. После умягчения по трубопроводу Ø820 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 нагрузка 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 2025 год

№ 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 2025 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
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 2025 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	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-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 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	КРНА-400-500-40А-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

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м.в.ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
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

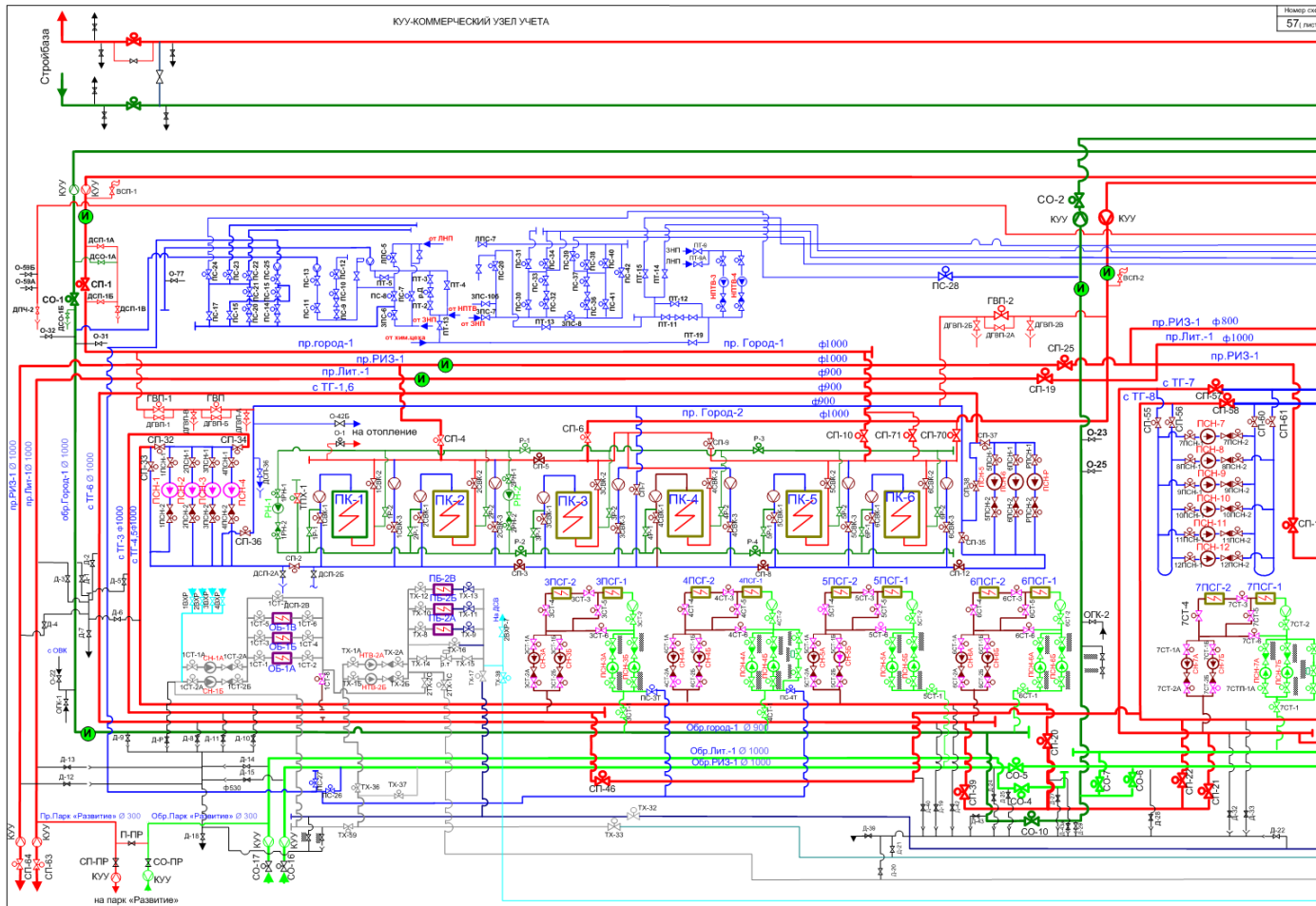


Рис. 2.2 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ (часть 1)

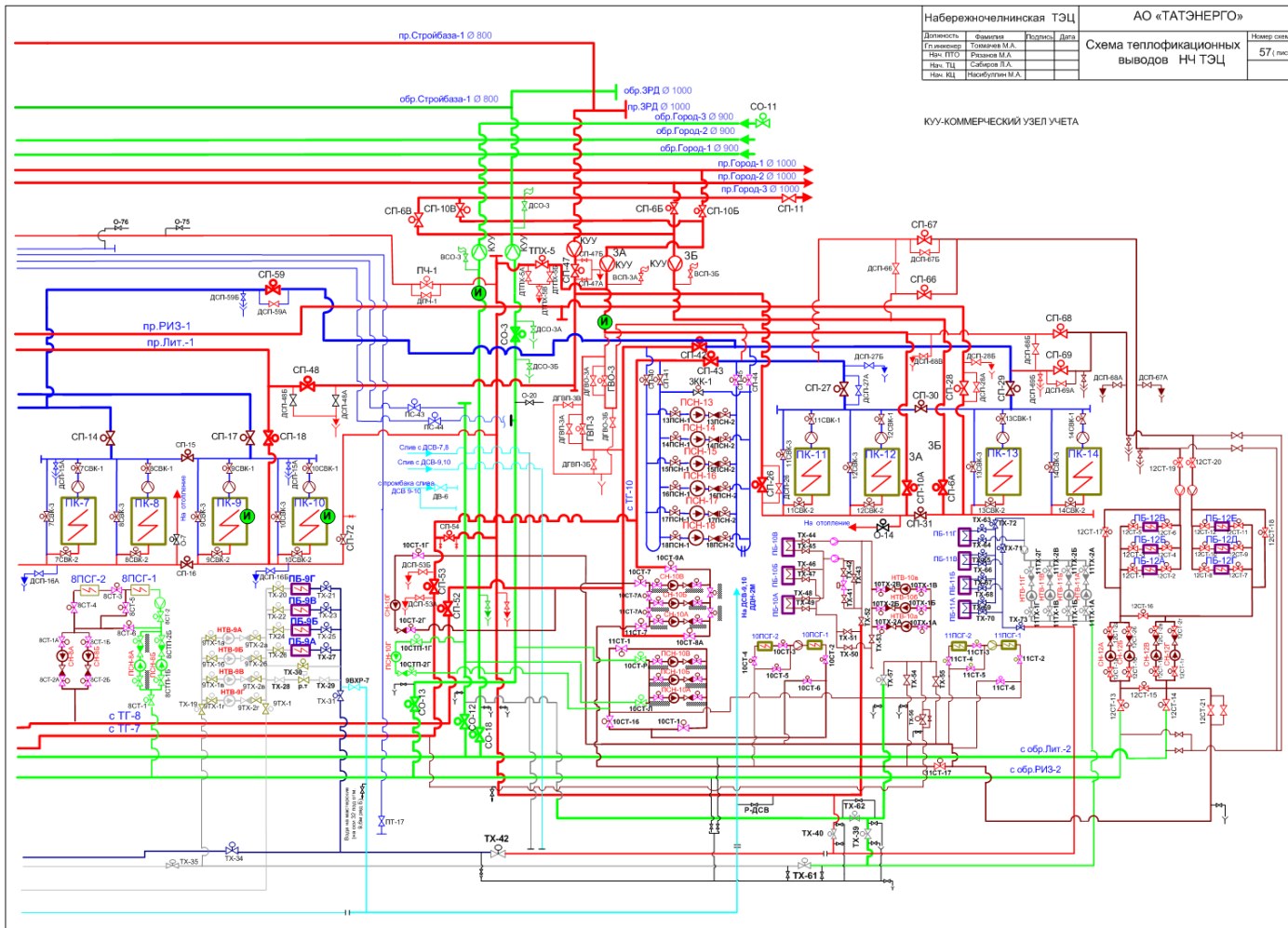


Рис. 2.3 Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НЧТЭЦ (часть 2)

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 2 \times 1000мм по температурному графику 150/70 $^{\circ}$ 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 2025 – 2026 гг. Исполнительным Комитетом утвержден температурный график работы системы теплоснабжения 150/70 $^{\circ}$ С с верхней срезкой 114 $^{\circ}$ С. Верхняя срезка температурного графика обусловлена техническим состоянием внутренних систем теплоснабжения потребителей. Недостаток тепловой энергии, обусловленный срезкой температурного графика, в настоящее время компенсируется увеличением расходов сетевой воды с Набережночелнинской ТЭЦ.

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

Системы теплоснабжения г. Набережные Челны запроектированы с качественно-количественным регулированием отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70 $^{\circ}$ 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 $^{\circ}$ 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 смещения 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 м³/час составляла 3800 и более м³/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 $t_{нар} = - 12^{\circ}\text{C}$). 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 01.01.2026 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	12 065	11 874
7	75	47	12 893	12 893
6	75	46	13 911	13 911
5	75	46	12 704	12 704
4	75	45	13 044	13 044
3	75	44	15 024	15 024
2	75	43	13 625	13 625
1	78	44	13 744	13 744
0	80	44	13 445	13 445
-1	82	45	14 020	14 020
-2	83	46	14 199	14 199
-3	85	46	15 038	15 038
-4	87	47	14 279	14 279
-5	89	47	14 118	14 118
-6	91	48	14 409	14 409
-7	92	48	14 492	14 492
-8	94	49	14 941	14 941
-9	95	50	15 557	15 557
-10	97	50	14 900	14 900
-11	98	51	15 492	15 492
-12	99	51	15 632	15 632
-13	101	52	15 772	15 772
-14	102	53	16 239	16 239
-15	103	53	16 277	16 277
-16	104	54	16 249	16 249
-17	105	54	16 906	16 906

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	17 355	17 355
-19	107	55	17 453	17 453
-20	108	56	17 884	17 884
-21	109	57	18 316	18 316
-22	110	57	18 394	18 394
-23	110	58	19 180	19 180
-24	111	58	19 242	19 242
-25	112	59	19 665	19 665
-26	112	59	20 089	20 089
-27	113	60	20 547	20 433
-28	113	61	20 462	20 348
-29	113	61	20 765	20 650
-30	114	62	20 667	20 551
-31	114	62	21 020	20 905

Согласовано:
Руководитель Исполнительного комитета
МО город Набережные Челны
Ф.Ш. Салахов
14.04 2028 г.

Согласовано:
Директор филиала АО «ТАТЭНЕРГО» -
Набережночелнинской ТЭЦ
А.М.Хазеев
08.04 2028 г.

Утверждаю:
Директор филиала АО «ТАТЭНЕРГО» -
"Набережночелнинские тепловые сети"
А.З.Зайнуллин
23 марта 2028 г.



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°C 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°C. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах 42-58°C.

Набережночелнинская ТЭЦ имеет 5 отдельных тепловодов (РИЗ-1) – 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 отдельно.

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 вода 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, °С	Параметры теплоносителя на вводе и выходе систем отопления			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, °С	Температура теплоносителя на выходе систем отопления, °С	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °С	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °С
8	70	52	70	52
7	70	51	70	51
6	70	49	70	49
5	70	48	70	48
4	70	46	70	46
3	70	45	70	45
2	70	43	70	43
1	73	45	73	45
0	75	46	75	46
-1	77	47	77	47
-2	79	48	79	48
-3	81	48	81	48
-4	83	49	83	49
-5	85	50	85	50
-6	86	51	86	51
-7	88	52	88	52
-8	90	52	90	52
-9	91	53	91	53
-10	92	54	92	54
-11	94	55	94	55
-12	95	56	95	56
-13	96	56	96	56
-14	98	57	98	57
-15	99	58	99	58
-16	100	58	100	58

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на вводе и выходе систем отопления			
	Температура теплоносителя на вводе систем отопления, °С	Температура теплоносителя на выходе систем отопления, °С	Температура теплоносителя на вводе в систему ГВС, °С	Температура теплоносителя на выходе из системы ГВС, °С
-17	101	59	101	59
-18	102	60	102	60
-19	103	60	103	60
-20	104	61	104	61
-21	105	62	105	62
-22	105	62	105	62
-23	106	63	106	63
-24	107	64	107	64
-25	107	64	107	64
-26	108	65	108	65
-27	108	65	108	65
-28	109	66	109	66
-29	109	67	109	67
-30	110	67	110	67
-31	110	68	110	68

2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки

2.1.8.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В Табл. 2.16 представлены сведения по среднегодовой загрузке 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 2025 год

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2021	13,07	36,37
2022	12,87	35,05
2023	12,45	34,67
2024	12,99	38,43
2025	11,96	41,26

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 2025 год

№	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	328 Гкал/ч	Западный ТП-1 Город-1	31.07.2024г. (4г.)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	4310 м ³ /ч	Западный ТП-1 Город-1 ПСВ	02.09.2024г. (4г.)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	6,6 кгс/см ³ 76 °С	Западный ТП-1 Город-1 ПСВ	10.06.2024г. (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 2025 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	328 Гкал/ч	Западный ТП-1 Город 1	31.07.2024г. (4г.)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	0 м ³ /ч	Западный ТП-1 Город 1 ОСВ	02.07.2024г. (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	1,8 кг/см ² 44,2 °С	Западный ТП-1 Город 1 ОСВ	04.06.2025г. (3г)
				03.04.2024г. (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 2025 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	138 Гкал/ч	Западный ТП-2 Город 2	15.06.2024 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	0 м ³ /ч	Западный ТП-2 Город 2 ПСВ	17.05.2023 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	4,5 кгс/см ² 36,8 °С	Западный ТП-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 2025 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	138 Гкал/ч	Западный ТП-2 Город 2	15.06.2024 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	3178 м ³ /ч	Западный ТП-2 Город 2 ОСВ	20.07.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	1,0 кгс/см ² 43,9 °С	Западный ТП-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 2025 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	42,5 Гкал/ч	Западный ТП-3 Город 3	04.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	30 м ³ /ч	Западный ТП-3 Город 3 (1) ПСВ	02.07.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	7,7 кгс/см ² 78,7 °С	Западный ТП-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 2025 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	0 Гкал/ч	Западный ТП-3 Город 3	04.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	0 м ³ /ч	Западный ТП-3 Город 3 (2) ПСВ	07.06.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	4,6 кгс/см ² 55,3 °С	Западный ТП-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 2025 год

№ п/п	Тип прибора	Показания на момент допуска	Место установки	Поверка (периодичность)
1	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ-027»	42,5 Гкал/ч	ЗападныйТП-3 Город 3	04.08.2023 (4г)
2	Расходомер «Взлет МР УРСВ-544Ц»	970 м ³ /ч	ЗападныйТП-3 Город 3 ОСВ	07.06.2024 (4г)
3	Преобраз-ль давления «Мида-ДИ-13П-01» ТСП «Метран-226-03»	0,7 кгс/см ² 45 °С	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 отпуски тепла в тепловые сети, не происходило.

Табл. 2.24 Статистика отказов отпуски 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 2025 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 2025 год

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0
2025	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 140/13 ата 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°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 хозяйственной 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 /КамА3/;
- 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-140/1,2 ата и от РОУ-13/1,2 ата.

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 хозяйственной 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 подается 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 с низшей теплотой сгорания за 2025 год 8354 ккал/кг, резервным является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания за 2025 год 9097 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.м³/час, ГРП-2 - 340 т.м³/час, ГРП-3 - 290 т.м³/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. м³/ч, ГРП-2 производительностью 320 тыс. м³/ч, ГРП-3 производительностью 420 тыс. м³/ч.

Источником газоснабжения НЧ ТЭЦ является газораспределительная станция (ГРС-3). Рабочее давление в линии газа до ТЭЦ поддерживается в пределах 2,5÷6 кгс/см².

Газ с каждого ГРП поступает по трубопроводам Ø1000 мм на главный корпус, по трубопроводам Ø700 мм идёт на пиковые водогрейные котельные ст.№1-3.

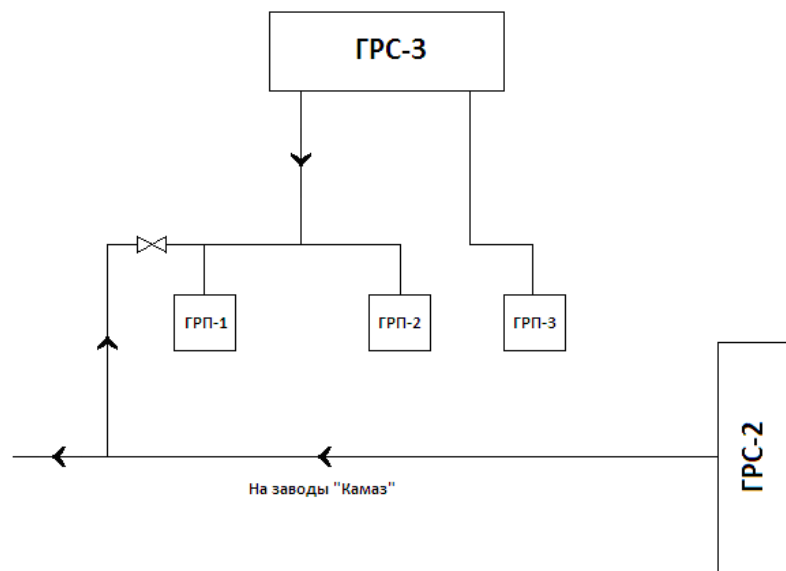


Рис. 2.4 Принципиальная схема газоснабжения НчТЭС

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 ТЭС 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. м³ 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.м³ 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 $6\div 7$ 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 110°С, и давлением $6\div 7$ кгс/см² 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 ± 5 °С и давлением $47\div 55$ кгс/см² 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 НчТЭС природным газом, необходимо постоянно поддерживать схему рециркуляции в рабочем состоянии, для чего установлены 2 насоса рециркуляции типа 10НД-6ХС, производительностью по 420 м³ 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 - $110 \pm 5^{\circ}\text{C}$;
- давление - $45 \pm 1,0 \text{ кгс/см}^2$;
- температура мазута в расходных резервуарах $60^{\circ}\text{C} - 80^{\circ}\text{C}$;
- условная вязкость (ВУ) – $2,5^{\circ}\text{C}$.

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.

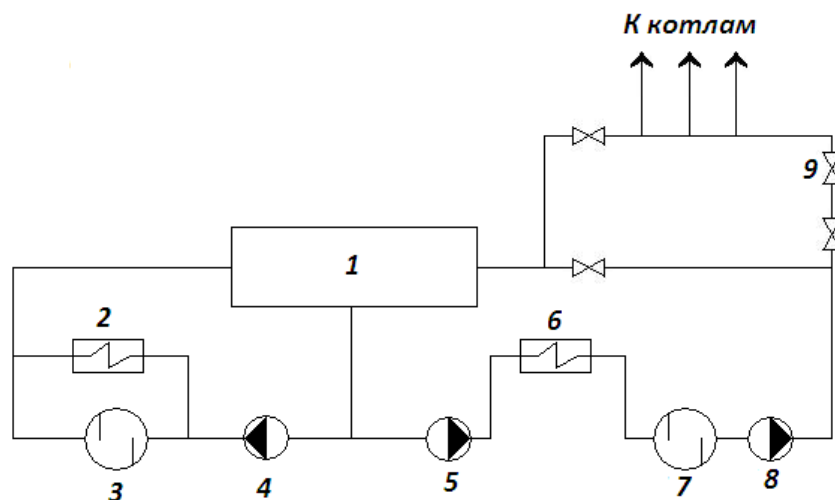


Рис. 2.5 Принципиальная схема подачи мазута к котлам

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 2025 год

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год, Q _{нр} , ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс м ³
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
2025	8 354	1 511 600	1 511 600	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 2025 год

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Q _{нр} , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W _p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
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
2025	9 097	4,85	0,00	516,21	50 190,87

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 2025 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Выработка электрической энергии	тыс.кВт-ч	3 759,556	3 622,691	3 584,151	3 983,641	4 264,781
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	тыс.кВт-ч	2 110,622	2 110,384	1 979,969	2 089,365	1 943,640
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	тыс.кВт-ч	1 648,934	1 512,307	1 604,182	1 894,276	2 321,141
Отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	тыс.кВт-ч	3 454,778	3 318,038	3 281,663	3 650,660	3 908,922
Расход электрической энергии на собственные нужды, в т.ч.:	тыс.кВт-ч	304,778	304,653	302,488	332,981	355,859
расход электрической энергии на ТФУ	тыс.кВт-ч	66,970	68,949	65,158	70,292	65,504
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	4 197,358	4 139,711	3 992,058	4 191,583	3 813,430
из производственных отборов;	тыс. Гкал	824,952	792,722	928,525	912,547	732,523
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	3 828,534	3 792,235	3 496,801	3 725,960	3 546,648
из конденсаторов	тыс. Гкал	5,351	10,496	5,598	0,256	0,000
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из ПВК	тыс. Гкал	27,815	18,780	32,273	30,333	8,351
из РОУ	тыс. Гкал	0,632	0,793	0,000	8,739	14,772
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	5 733,981	5 480,984	5 582,125	6 464,714	7 605,417
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	174,286	155,779	184,444	199,183	182,409
Удельный расход тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии группой турбоагрегатов	ккал/кВт-ч	1 525	1 513	1 557	1 623	1 783
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 555	1 543	1 588	1 654	1 820
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;	%	98,2	98,4	98,0	97,9	98,2
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	453	459	447	450	454
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	279	269	256	262	267
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	490	499	497	496	493

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
с паром на вп	кВт-ч/Гкал	-	582	581	586	628
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе:		-	-	-	-	-
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	231,129	233,065	232,335	236,960	237,530
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	398,295	400,142	399,456	400,728	409,404
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	304,6	302,8	307,2	315,0	331,2
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	128,6	129,5	130,5	130,5	133,7
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1 591,921	1 540,835	1 528,778	1 697,221	1 804,679

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-315-3-23 - 1 шт. и ПСВ-315-14/23 -1 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 2025году

№ 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	-	92	178,2	04.02.2026
2		ДКВР-20/13	1	1972	11,4		-	-		19.07.2026
3		ДКВР-10/13	1	2011	11,4		-	90,35		01.09.2025
4		ДКВР-20/13	1	1973	5,7		-	89,85		29.09.2025
5		ГМ-50-14	1	1979	30,1		-	-		04.02.2026
6		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	94,04		18.10.2027
7		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	-		19.10.2027
8		ПТВМ-100	1	1976	100		-	95,7		22.03.2028
9		ПТВМ-100	1	1976	100		-	-		01.03.2028
10		ПТВМ-100	1	1980	100		-	-		21.10.2026
11		ПТВМ-100	1	1981	100		-	-		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 2025 году, Гкал/ч

№ 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	90,1	500,1	0,617	499,483
ИТОГО		590	90,1	500,1	0,617	499,483

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 2025 год

№ 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	38 311	5 409	30 636,9	природный газ, мазут	6 009
ИТОГО		38 311	5 409	30 636,90	-	6 009

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 истечения продленного заводского ресурса на 01.01.2026 г. паровых котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2026г.	Наработка за 2025 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2026г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
1	ДКВР-20/13	1972	51876	1138	10	1	1985	04.02.2026
2	ДКВР-20/13	1972	63435	0	17	3	1987	19.07.2026
3	ДКВР-10/13	2011	33320	3544	232	2	-	19.07.2033
4	ДКВР-20/13	1973	103208	2395	63	7	1986	22.07.2029
5	ГМ-50-14	1979	77973	0	0	-	2005	04.02.2026
6	ГМ-50-14	1978	81258	22	26	5	2009	18.10.2027
7	ГМ-50-14	1978	84254	0	20	5	1997	19.10.2027

Табл. 2.33 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки истечения продленного заводского ресурса на 01.01.2026 г. водогрейных котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации на 01.01.2026г.	Наработка за 2025 год, час	Количество пусков с начала эксплуатации на 01.01.2026 г.	Количество продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач.срока службы (ресурса)
8	ПТВМ-100	1976	93633	145	1	5	2012	22.03.2028
9	ПТВМ-100	1976	102242	0	0	5	2012	01.03.2028
10	ПТВМ-100	1980	68332	0	0	6	2010	21.10.2026
11	ПТВМ-100	1981	74782	0	0	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 2025 год

Наименование	Марка	Производительность, м ³ /ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Количество, шт
Насос хозяйственной воды	К-100-65-200-С-УХЛ	100	50	18,9		220	5
Насос хозяйственной 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	КРНА-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
Конденсатный насос	3К-7	40	40	17	2900	220	1
Вентилятор	ВД-15,5	45	0,345	75	730	220	3
Дренажный насос	РЗ-30Н	18	50		100	220	2
Мазутонасос ИТН	5НК-5*1	70	108		2950	220	2
Конденсатный насос	2К-6	20	30		2900	220	2
Мазутонасос ИТН	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 2025 год

Наименование	Тип подогревателя	Поверхность нагрева, м ²	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	8,3
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 $P_{\text{пара}} = 7 \text{ кг/см}^2$, $T_{\text{пара}} = 168 \div 180 \text{ }^\circ\text{C}$.

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.

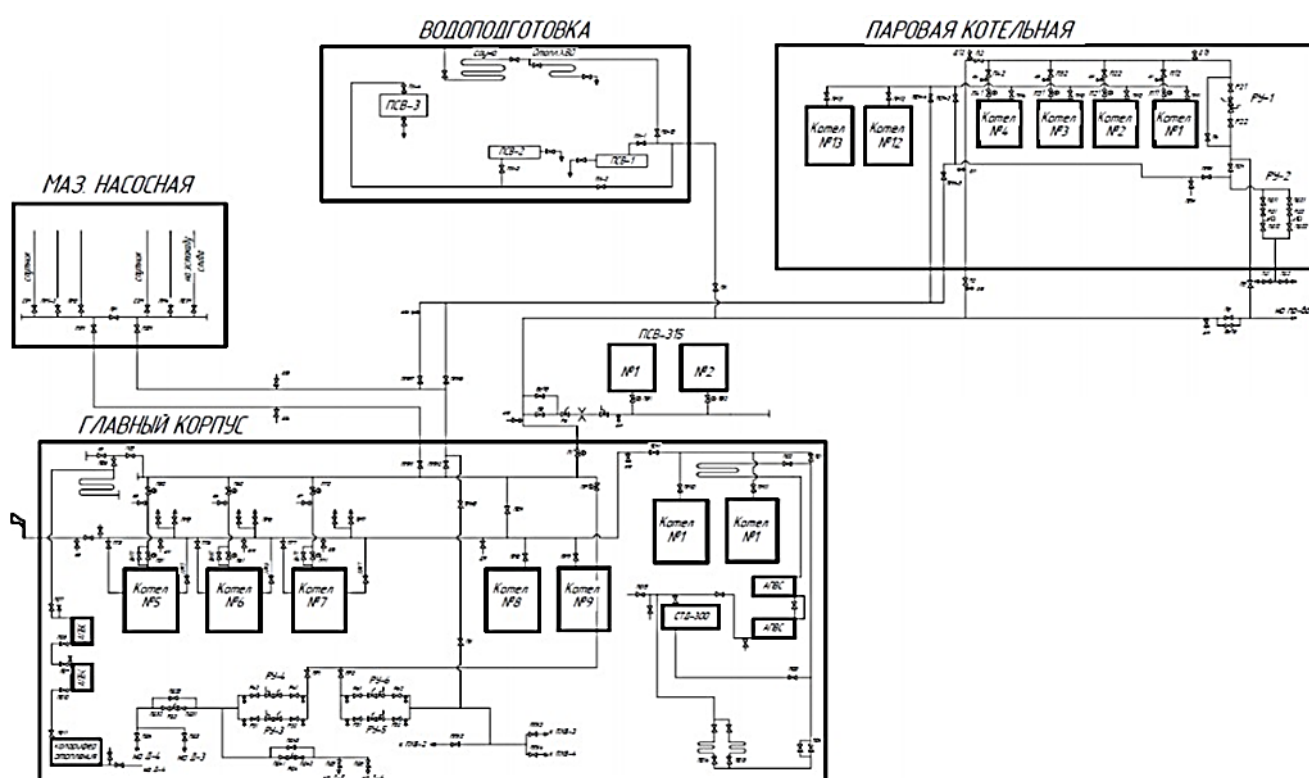


Рис. 2.6 Технологическая схема основных паропроводов КЦ БСИ

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.

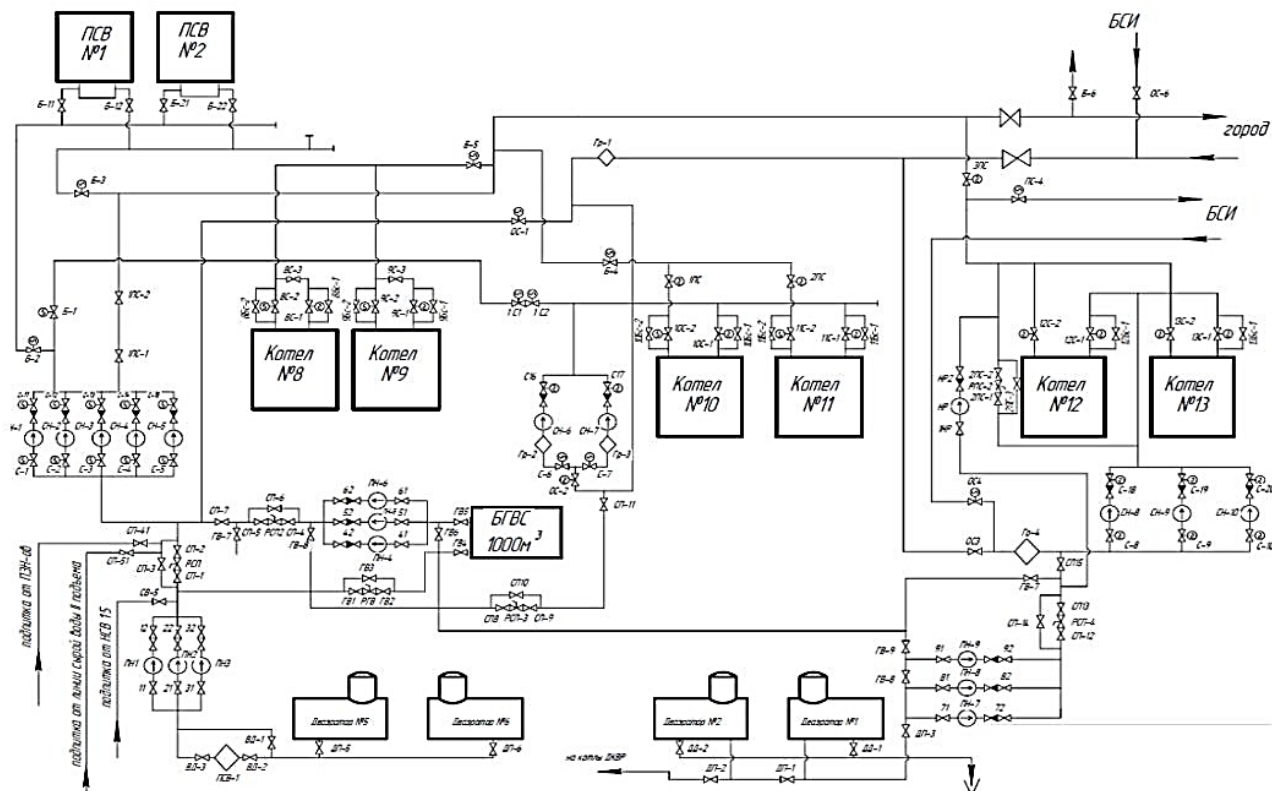


Рис. 2.7 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ

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 2025 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	38 311	64,9
	ИТОГО:	590	38 311	64,9

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 2025 год

№ п/п	Количество шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	Карат- 011	±4%	Учет тепловой энергии пара	18.08.2028
2	1	ИРГА-РВ	±2%		18.08.2029
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 – 2025 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 2025 год

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0
2025	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 хозяйственной 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/см² на всасывающий коллектор насосов исходной воды. После насосов исходная вода под давлением 4-6 кгс/см² 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 °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 насосами подается в атмосферные деаэратеры, затем насосами подпиточной воды на подпитку теплосети, либо водогрейных котлов ПТВМ-100, либо в бак-аккумулятор.

Проектная производительность — 200 м³/час. Фактическая производительность не более 50 м³/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 деаэратеры, затем насосами питательной воды в паровые котлы ГМ 50/14, ДКВР 20/13 и ДКВР 10/13.

Проектная производительность — 150 м³/час. Фактическая производительность не более 30 м³/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. м³/час.

Табл. 2.39 Установленный топливный режим котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации № 1 АО "Татэнерго" за 2025 год

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2025 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2025 год
1	Котельный цех БСИ	газ	8 350	6 001
	Котельный цех БСИ	мазут	9 561	8
всего газ				6 001
всего мазут				8
Итого				6 009

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 2025 год

Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	36	37	38	39	40
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	151,8	156,9	153,4	154,4	156,8
Собственные нужды	%	15,6	26,6	9,1	11,6	14,1
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	180,8	213,4	174	184,8	196,1
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	29,6	38	24,4	35,9	41,8
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	2,1	0,93	1,95	1,21	0,74
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

В г. Набережные Челны структуру тепловых сетей формируют тепловые сети теплосетевой организации Филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»).

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 использованием автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов с погодозависимым регулированием теплового потребления (АИТП), так и по независимой схеме.

Протяженность тепловых сетей в однострубном исчислении, находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», составляет 748266,78 м.

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

- ПНС-1 – в резерве (на обратном трубопроводе тепловода №200, ПКЗ);
- ПНС-3 – в работе (на обратном трубопроводе тепловода №321, 22/15А);
- ПНС-4 – в резерве (на обратном трубопроводе тепловода №313, 40/15А);
- ПНС-5 – в работе (на подающем тепловode №100/на обратном тепловode №200; на подающем тепловode №200/ на обратном тепловode №100, Трубный проезд 10);
- ПНС-6 – в работе (на подающем и обратном тепловодах №300, на подающем тепловode №200, 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 тепловода №522, 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 тепловода №410, Казанский проспект, 209);
- ПНС – БСИ – в работе (на подающем трубопроводе тепловода №500, Казанский проспект, 3/2);
- РТП-10 – в резерве (на подающем трубопроводе тепловода №211, Новый город, 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.

В связи с подключением потребителей и увеличением присоединенной нагрузки в количестве 23,426 Гкал за 2025 год произошло уменьшение резерва пропускной способности тепловода №520 на 500 т/ч.

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

	Тепловод № 100	Тепловод № 200	Тепловод № 300	Тепловод № 410	Тепловод № 500	Тепловод № 520
В начале тепловода	2250	2250	2250	2250	500	750
В конце тепловода	2250	2250	2250	250	500	500

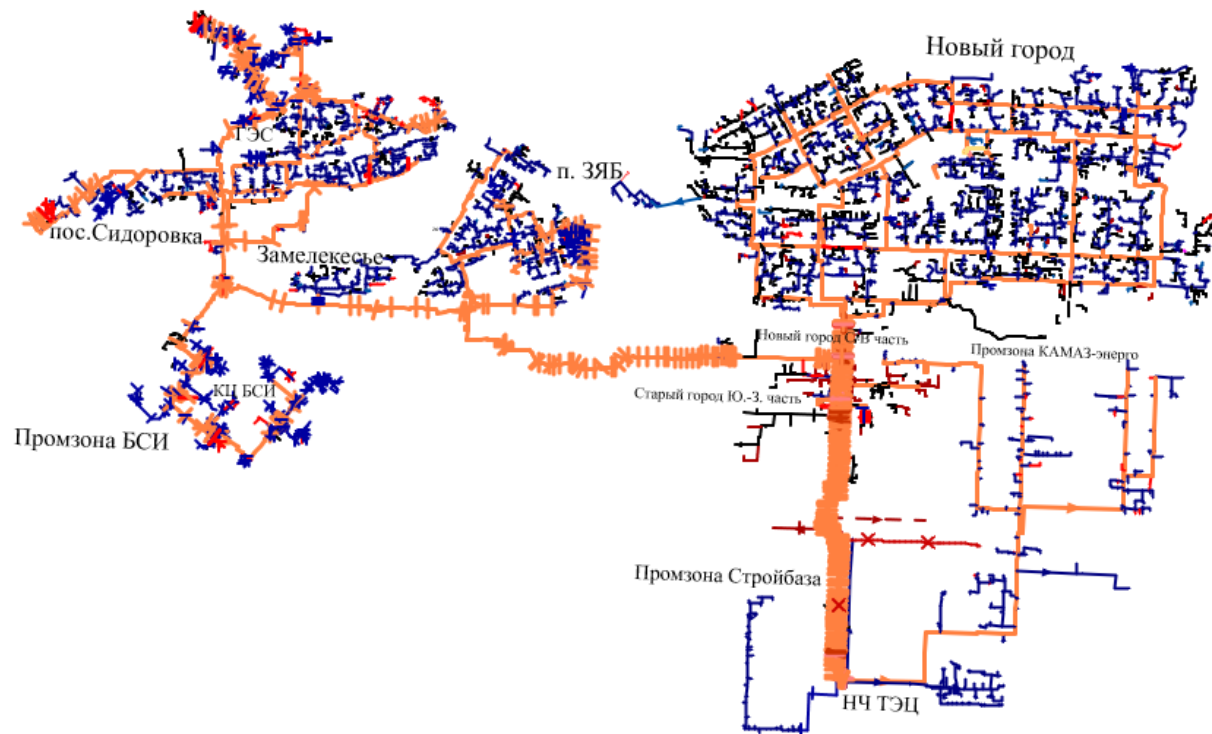


Рис. 3.1 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

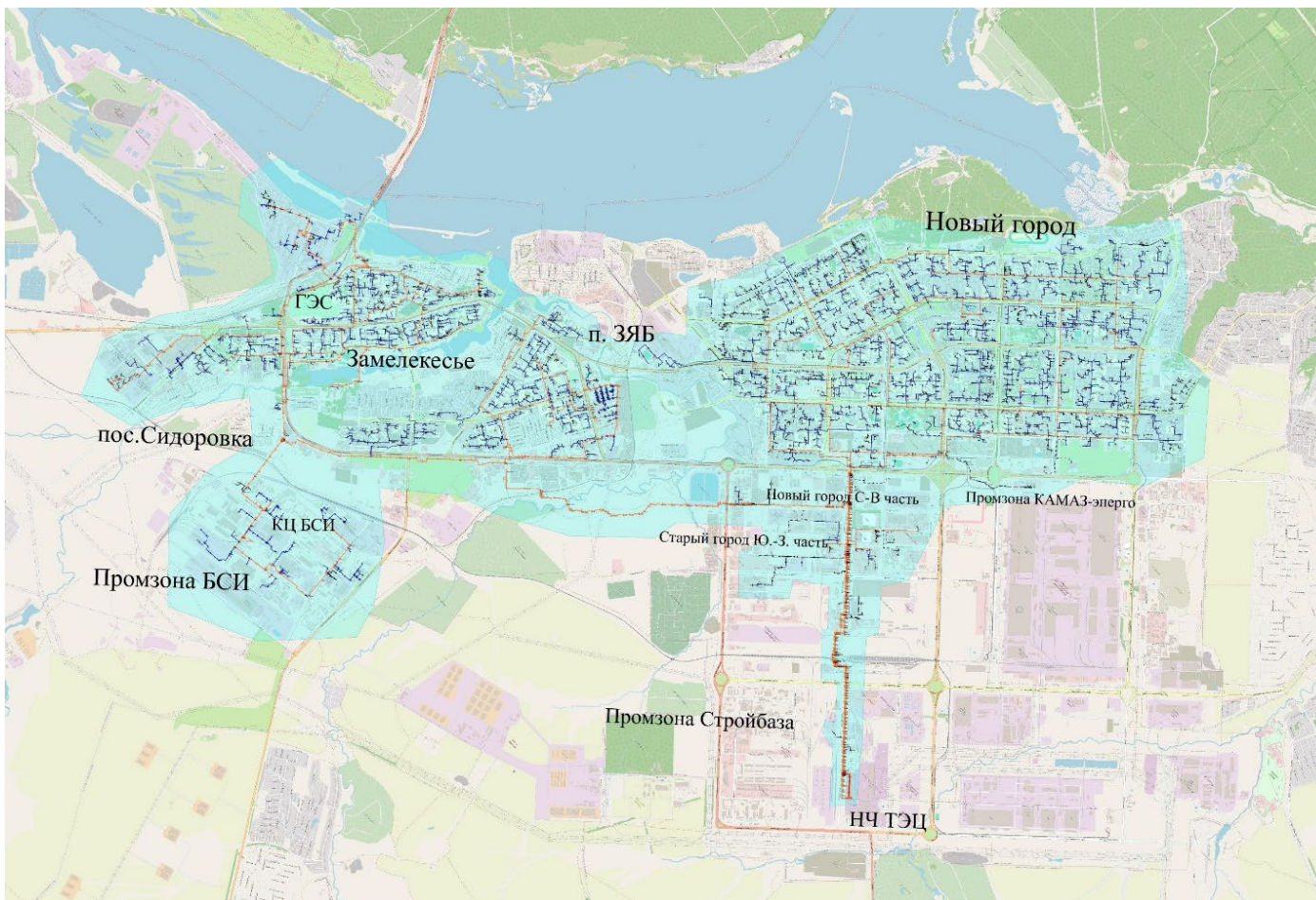


Рис. 3.2 Зона эксплуатационной ответственности тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

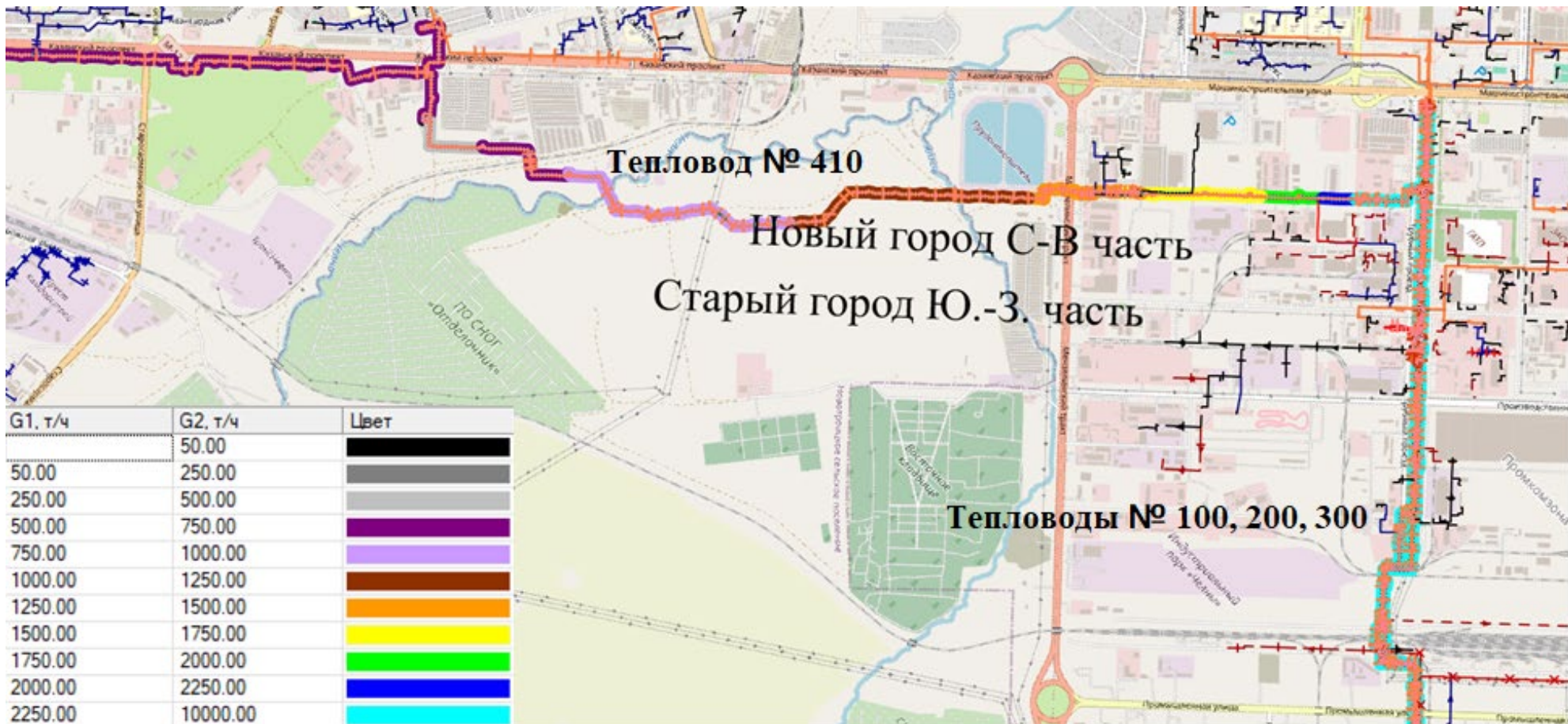


Рис. 3.3. Резерв пропускной способности тепловодов 100, 200,300

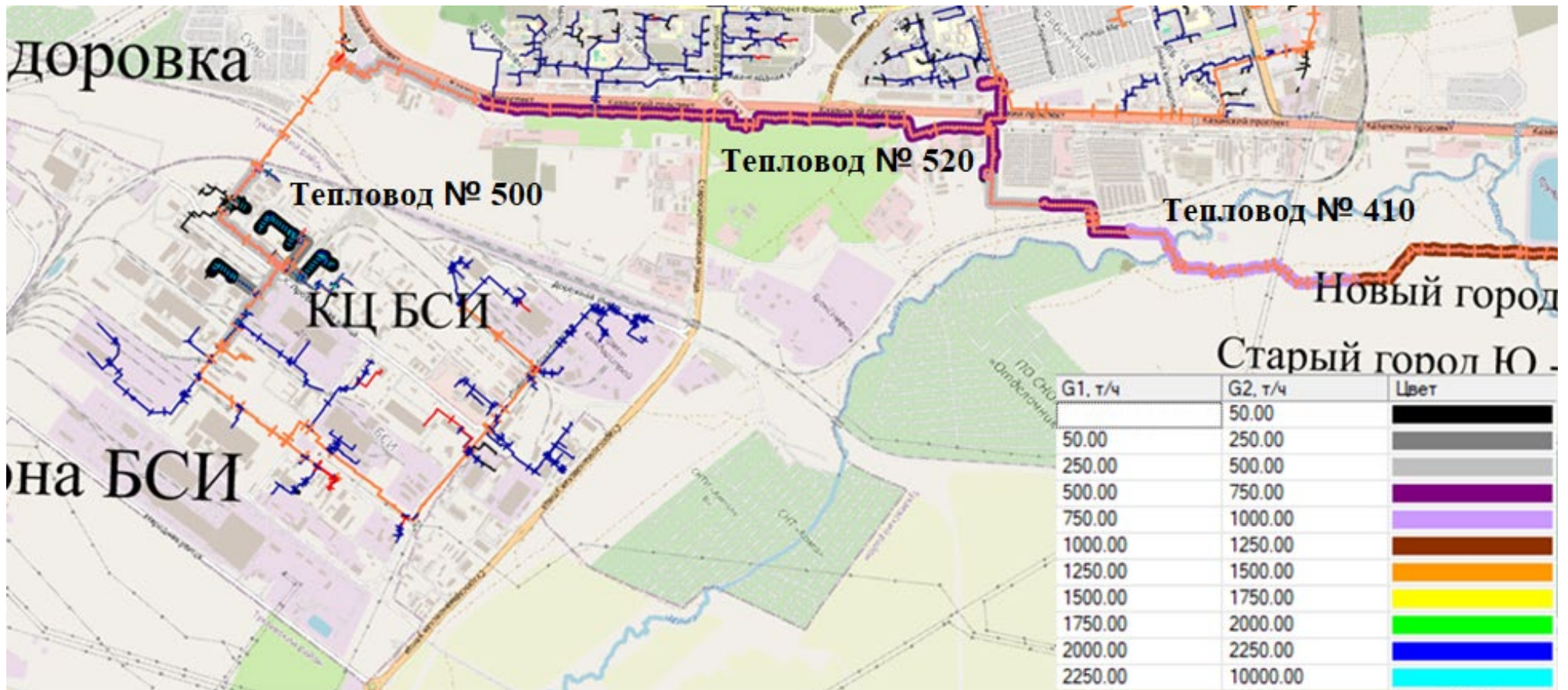


Рис.3.4. Резерв пропускной способности тепловодов № 410, 500, 520

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. По состоянию на 01.01.2026 все 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.

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.

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 2027 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 протяженность тепловых сетей в городе Набережные Челны составляет 748,267 км. в однострубно-м исчислении.

По году ввода в эксплуатацию тепловых сетей (по материальной характеристике) старше 1990 года – 16,85%, с 1991 по 2003 год (23 – 35 лет) – 15,5%, с 2004 года (до 22 лет) – 68%.

По типу прокладки трубопроводов в г. Набережные Челны преобладает подземная прокладка трубопроводов в канале (63,6% по материальной характеристике). Тип компенсирующих устройств –

П-образные компенсаторы, сальниковые и сальфонные компенсаторы. Тип тепловой изоляции: предизолированные трубопроводы в ППУ-изоляции, минеральноватная тепловая изоляция.

В пределах города грунты в местах прокладки тепловых сетей представлены следующими породами суглинков 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 однетрубном 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 ТУ-12 - ТУ-21; Реконструкция	426	877,200	373,687	373,687	20,60
Тепловод № ПКЗ, зона Б. Участок от ТК-1а до ТК-1 к ГПАД. Реконструкция	377	198,400	74,797	74,80	3,92

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловые сети 3 комплекса ГЭС (тепловод № 3А юз). Реконструкция	426	316,000	134,616	212,09	49.5
Тепловые сети 3 комплекса ГЭС (тепловод № 3А юз). Реконструкция	159	340,000	54,060	212,09 241,55	49.5 4.9
Тепловые сети 3 комплекса ГЭС (тепловод № 3А юз). Реконструкция	108	90,000	9,720	9,72	49.5
Тепловые сети 3 комплекса ГЭС (тепловод № 3А юз). Реконструкция	89	36,000	3,204	3,204	49.5 4.9 1.17 0.47
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	46,008	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
Тепловые сети 8 комплекса ГЭС. Реконструкция	159	68,000	10,812	225,332 885,53	2,27
Тепловые сети 8 комплекса ГЭС. Реконструкция Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция	133	200,000	26,600	225,332 885,53 885,53 797,04	1,42
Тепловые сети 8 комплекса ГЭС. Реконструкция Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод	108	876,000	94,608	225,332 885,53 885,53 797,04 885,53 797,04 797,04 361,15	0,94
	89	252,000	22,428		0,86
	57	114,000	6,498		0,47
	477	990,000	472,230		18,10
	426	956,000	407,256		49,10
	108	56,000	6,048		12,99

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
<p>№16 юз). Реконструкция Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция 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</p>					
Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз).	325	1838,000	597,350		10,10
	219	120,000	26,280		3,91
<p>Реконструкция Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция 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 Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция 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 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</p>	159	254,000	40,386	<p>885,53 797,04 797,04 361,15 797,04 361,15 361,15 230,08</p>	1,29

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция					
Тепловые сети ЗЯБ к ж.д. 15/1;4;8 (тепловод №16 юз). Реконструкция 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 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 Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция	108	506,000	54,648	797,04 361,15 361,15 230,08 361,15 230,08 230,08 3379,68	1,49
	89	351,000	31,239		0,74
	76	24,000	1,824		0,57
	57	795,000	45,315		0,25
	325	1044,000	339,300		23,80
	89	234,000	20,826		1,11
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 Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция	57	18,000	1,026	0,63	
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.	325	690,000	224,250	361,15	19,70
	108	54,000	5,832	230,08	1,00

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
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 Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция	720	4694,000	3 379,680	230,08 3379,68 230,08 3379,68 461,49	158,30
Тепловые сети 9 комплекса ГЭС (тепловод №9 юз). Реконструкция Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция	325	696,000	226,200		25,83
Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция Т/сеть БСИ-ЦОК (тепловод №510). ТУ-7 - ТУ-1. Реконструкция Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция	159	946,000	150,414	230,08 3379,68 461,49 461,49 1249,32	3,80
Тепловые сети 6 комплекса ГЭС	108	308,000	33,264	461,49 1249,32 1249,32	0,81

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч	
(тепловод №7юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция				609,89		
Тепловые сети 6 комплекса ГЭС (тепловод №7юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция 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	89	556,000	49,484		0,77	
	76	28,000	2,128		0,33	
	426	1458,000	621,108		29,10	
	219	1709,000	374,271		8,00	
Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция 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	159	884,000	140,556	461,49 1249,32 1249,32 609,89 1249,32 609,89 609,89 157,66	3,48	
	Тепловые сети 1 комплекса ГЭС (тепловод №1юз). Реконструкция 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	133	334,000	44,422	1249,32 609,89 609,89 157,66 609,89 157,66 157,66 43,68	1,94
		108	314,000	33,912		1,12
		89	358,000	31,862		0,77
		57	56,000	3,192		0,15
		426	779,000	331,854		45,70
		377	15,000	5,655		47,90
325	648,000	210,600		74,50		

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
ТК-197 до ТК- 197/2 до ТК-199 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					
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 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 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	273	182,000	49,686	609,89 157,66 157,66 43,68 157,66 43,68 214,14	67,90
	108	112,000	12,096		0,94
	720	174,000	125,280		159,07
	426	76,000	32,376		45,50
	273	160,000	43,680		1,06
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 Участок от ТУ-8 до ТУ-8/1	377	568,000	214,136	157,66 43,68 214,14 45,03	45,20
	108	290,000	31,320		1,41
Тепловод № 3. Реконструкция	89	62,000	5,518	372,86 152,03	0,66
Тепловод № 3. Реконструкция	57	98,000	5,586	372,86 152,03 152,03 143,85	0,13
Тепловод № 3. Реконструкция	108	66,000	7,128	372,86 152,03 152,03 143,85 152,03	1,61
	159	710,000	112,890		4,48
	219	578,000	126,582		9,27
	273	408,000	111,384		15,71
	89	38,000	3,382		0,99

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
	108	90,000	9,720	143,85	1,03
	159	408,200	64,904	143,85 174,45	3,57
Тепловод № 24А. Реконструкция	273	639,000	174,447	143,85	21,11
	108	392,000	42,336	174,45	1,40
	273	302,000	82,446	42,34 126,43	18,45
Тепловод № 24А. Реконструкция Тепловод № 26. Реконструкция	133	126,400	16,811	126,43 170,75	2,12
Тепловод № 24А. Реконструкция Тепловод № 26. Реконструкция Тепловод № 26. Реконструкция Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1. Реконструкция	108	156,000	16,848	126,43 170,75 170,75 80,77	0,74
Тепловод № 24А. Реконструкция Тепловод № 26. Реконструкция Тепловод № 26. Реконструкция Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1. Реконструкция Тепловод № 26. Реконструкция Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1. Реконструкция Тепловод №61. Реконструкция	89	116,000	10,324		0,34
	273	330,000	90,090		23,63
	219	242,000	52,998		7,65
	159	174,000	27,666	126,43 170,75 170,75 80,77 170,75 80,77 432,63	2,73
Тепловод № 26. Реконструкция Тепловод №27. Участок КТС-212-ТК-9-ТК-5-ТК-1. Реконструкция Тепловод №61. Реконструкция Тепловод №61. Реконструкция	159	508,000	80,772		2,93
	273	790,400	215,779		6,31
	219	116,000	25,404	170,75 80,77 432,63 432,63 477,51	6,05

Наименование участка	Условный диаметр, мм	Протяженность тепловых сетей в однострубнои исчислении, м	Мат характеристика	Суммарная мат. хар-ка, м.кв.	Q, Гкал/ч
Тепловод №16. Реконструкция					
Тепловод №61. Реконструкция Тепловод №16. Реконструкция Тепловод №16. Реконструкция	159	992,000	157,728	432,63 477,51 477,51 71,93	3,99
Тепловод №61. Реконструкция Тепловод №16. Реконструкция Тепловод №16. Реконструкция Тепловод №16. Реконструкция	108	197,200	21,298	432,63 477,51 477,51 71,93 477,51 71,93 81,41	0,98
	89	139,600	12,424		0,50
	426	461,000	196,386		33,32
	325	865,000	281,125		27,81
	133	540,800	71,926		0,85
Тепловод №16. Реконструкция Тепловод №30. Участок ТК-82 -ж.д. 56/17. Реконструкция	159	512,000	81,408	477,51 71,93 81,41 7,45	3,67
	76	98,000	7,448		0,63

3.4 Общая характеристика тепловых сетей

3.4.1 Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»

В Табл. 3.3 - Табл. 3.7 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 2025 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м2
300	47854	15464,76
350	6631,5	2381,83
400	41473,64	17732,81
450	164	78,22
500	21360,74	11274,54
600	27 712	17531,09
700	24 379	17648,41
800	17 263	14044,44
900	9 388	8685,73
1 000	74 313	77270,04
1 200	11 363	12491,01
Всего	281 902,90	194 602,88

Табл. 3.4 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2025 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	61 110,23	62072,07
Канальная	207 272	123703,93
непроходной канал		
проходной канал		
дюкер		
Бесканальная	13 520,84	8826,87
Всего	281 902,90	194 602,88

Табл. 3.5 Общая характеристика распределительных тепловых сетей отопления теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2025 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
25	300,80	1,70
32	1 157,40	37,00
40	2 033,58	83,90
50	10 978,98	625,20
65	18 556,04	1 410,30
80	56 307,80	5 011,40
100	89 788,00	9 696,70
125	35 211,78	4 653,70
150	106 922,12	17 011,60
200	98 031,04	21 442,30
250	47 076,34	12 840,20
Всего	466 363,88	72 814,00

Табл. 3.6 Общая характеристика распределительных сетей горячего водоснабжения теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2025 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м 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 2025 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
До 1990	130 835,62	45 062,17
С 1991 по 1998	36 406,30	10 932,83
С 1999 по 2003	63 178,04	29 584,81
С 2004	517 846,82	181 837,07
Всего	748 266,78	267 416,88

3.4.2 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 2025 год разработки схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
300	10 998	3 574,350
350	134	50,518
400	10 732	4 571,832
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 2025 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубнои 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 2025 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои 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 2025 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои 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. 3.23 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки тепловых сетей ПАО «КАМАЗ» за 2025 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м 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 49,33

3.4.3 УКПП «Развитие»

В таблицах 3.24-3.25 приведены данные по характеристикам магистральных тепловых сетей УКПП «Развитие».

Табл. 3.24 Общая характеристика магистральных тепловых сетей УКПП «Развитие» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2025 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
300	600	195,00
250	541	147,70
200	1200	262,80
150	2284	363,16
125	434	57,73
100	1 114	120,32
80	374	332,86
70	195	148,20
Всего	6 742,00	1 627,77

Табл. 3.25 Способы прокладки магистральных тепловых сетей УКПП «Развитие» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", за 2025 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	741,00	233,50
Канальная	6 001	1394,27
непроходной канал		
проходной канал		
дюкер		
Бесканальная		
Всего	6 742,00	1 627,77

3.5 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).

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

На балансе филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» находится 37 ЦТП, все выведены из эксплуатации.

Табл. 3.26 Центральные тепловые пункты (далее - ЦТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2025 год

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
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
2025	0 в работе / всего 37	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.

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 01.01.2026 все потребители переведены на закрытую схему водоразбора на нужды горячего водоснабжения.

Табл. 3.27 Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2025 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
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
2025	3601	0,4725	100%	н/д

Табл. 3.28 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 2025 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
2021	н/д	н/д	н/д
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0
2025	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 (вентильями), 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.

3.7 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 смешанной схеме. Доля объектов, подключенных по независимой схеме, составляет порядка 10%.

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

В табл. 3.29 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 аккумулялирующую способность здания.

По состоянию на 31.12.2025 года 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 тепловых сетях изменяются от 9500 до 17600 т/ч. Для города, оснащённого АИТП, режимная карта, составленная на расчётный расход сетевой воды, с установленным давлением, колеблющимся от $\pm 0,5$ 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 устанавливаются 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 теплопровода №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 варьируются 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 3.30 и 3.31 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. 3.29 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

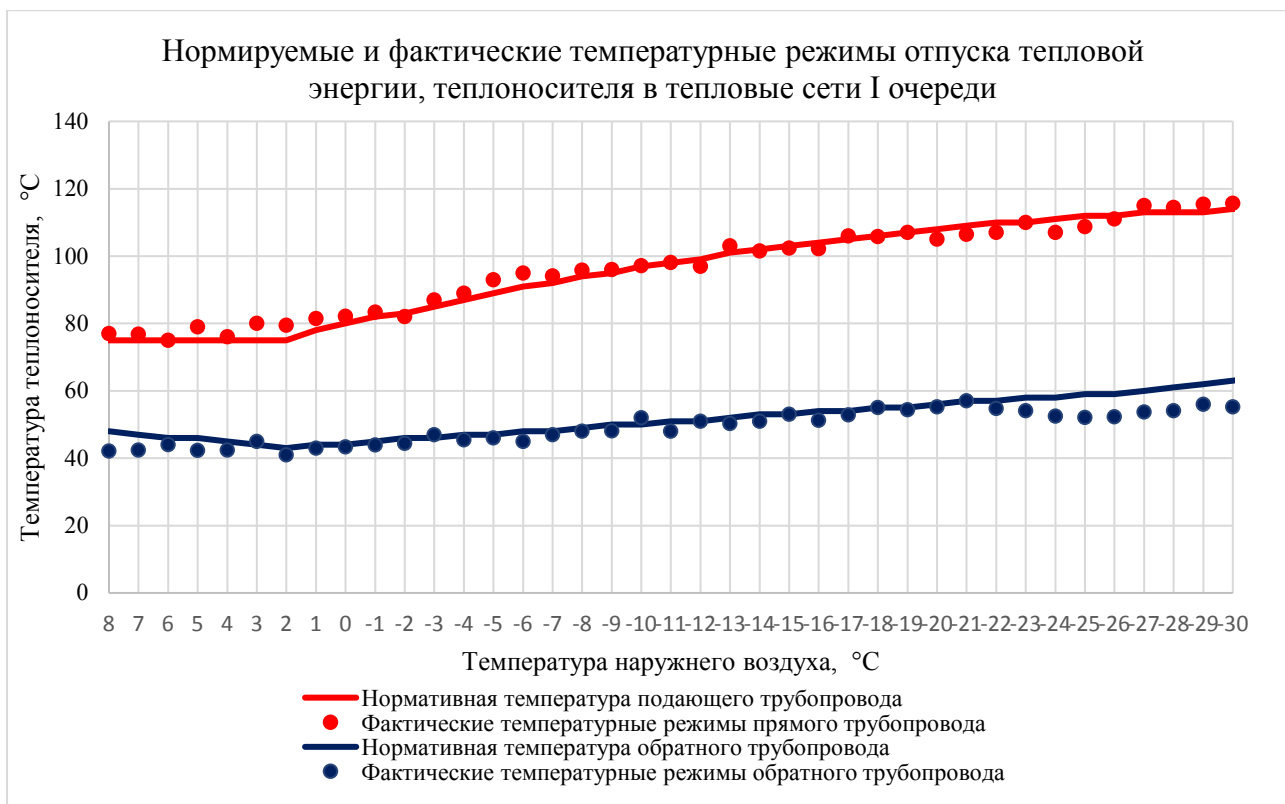


Рис. 3.5 - Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки

Табл. 3.30 Таблица температур сетевой воды, отпускаемой НЧ ТЭЦ в сети ПАО "КАМАЗ", на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружного воздуха, t н.в., °С	Температура в подающем трубопроводе T1, °С	Температура в обратном трубопроводе T2, °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

Температура наружного воздуха, t н.в., °С	Температура в подающем трубопроводе T1, °С	Температура в обратном трубопроводе T2, °С
-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. 3.31 Температурный график работы тепловых сетей ПАО "КАМАЗ" в отопительном сезоне 2024-2024 гг.

Температура наружного воздуха, t н.в., °С	Температура в подающем трубопроводе T1, °С	Температура в обратном трубопроводе T2, °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

Температура наружного воздуха, t н.в., °С	Температура в подающем трубопроводе T1, °С	Температура в обратном трубопроводе T2, °С
-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

3.8 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Расчет гидравлического режима при температуре наружного воздуха -30 °С:
Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1019.653, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	701.509, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	73.501, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	150.585, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.040, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.15498, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.31357, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.57546, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.06965, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2.90304, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	19070.854, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18709.473, т/ч
Суммарный расход на подпитку	361.382, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15108.364, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1540.533, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2252.233, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.74287, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.52789, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	50.11121, 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	61.606, °С

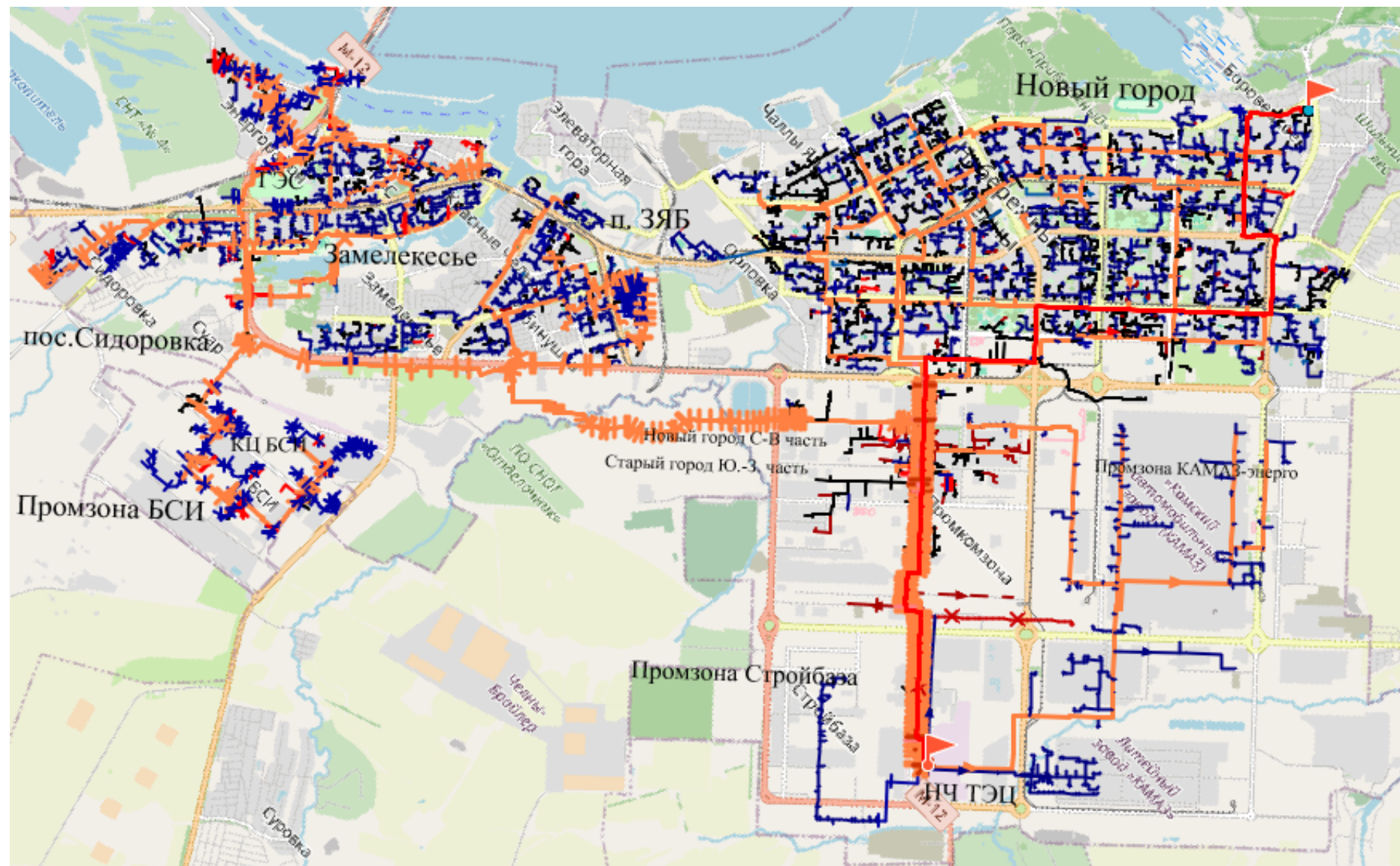


Рис. 3.6 Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 51-21» по 300 тепловоду

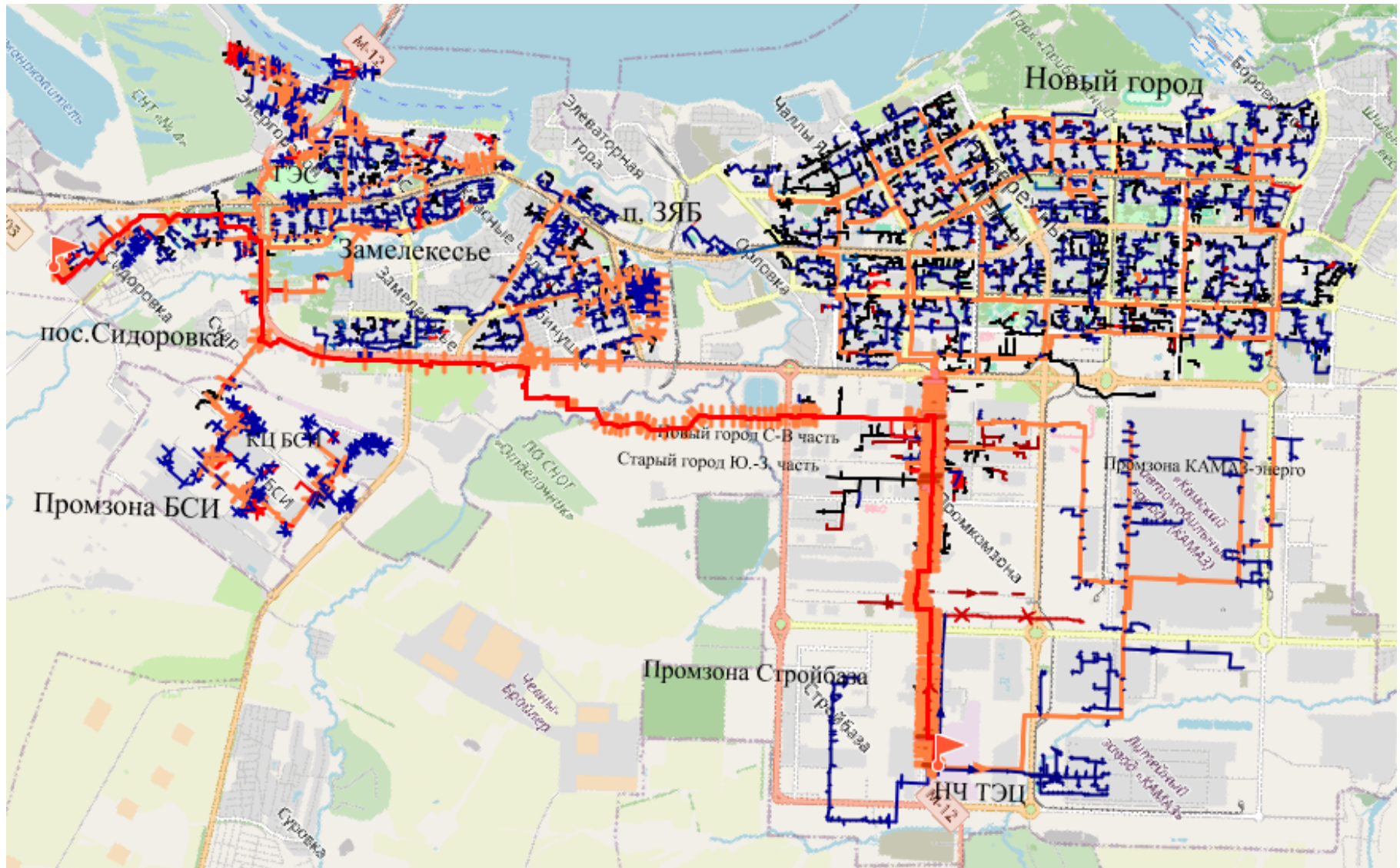


Рис. 3.8 Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до удаленного потребителя в пос. Сидоровка «ИП Соколова» по 200 тепловоду

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

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 филиала АО "Татэнерго"-НЧТЭЦ
 А.В. Гришанин
 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 тепловой энергии филиала АО "Татэнерго"- НЧТЭС у гр. раздела с филиалом АО "Татэнерго"-НЧТЭЦ тепловоды								ДП-1		ДП-2		ДП-3		ПНС-Сидорова с НЧТЭЦ	
		№100		№200		№300											
		Rп кг/см ²	Рo кг/см ²	Rп кг/см ²	Рo кг/см ²	Rп кг/см ²	Рo кг/см ²	Rп кг/см ²	Рo кг/см ²								
Gп т/час	Go т/час																
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	6500 - 6000	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	6000 - 5500	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 СНИИ

А.В. Метлев

Зам.главного 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. Токачев
 25.07 2025г.

УТВЕРЖДАЮ
 филиала АО "Татэнерго"-НЧТЭС
 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"-НЧТЭС 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		Gп, т/час		Gо, т/час		Gп, т/час		Gо, т/час		№ 500		Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²
		Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Gп, т/час	Gо, т/час	Gп, т/час	Gо, т/час	Gп, т/час	Gо, т/час	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, кгс/см ²	Rп, кгс/см ²	Рo, 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 №146 (байпас) закрыть.

Начальник СНиИ

Зам.гл.инженера (по эксплуатации)

А.В. Метлев

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

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

Табл. 3.32 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
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	5,5	норматив не устанавливался
2025	норматив не устанавливался	5,8	норматив не устанавливался

Табл. 3.33 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
2021	0,27	5,57	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0006
2022	0,24	5,15	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,0007
2023	0,20	5,23	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,00049
2024	0,28	5,50	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,000658
2025	0,29	5,8	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	0,000661

Табл. 3.34 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
2021	0,094	Не более 6 часов	0,073	Недоотпуск отсутствовал
2022	0,079	Не более 6 часов	0,137	Недоотпуск отсутствовал
2023	0,101	Не более 6 часов	0,09	Недоотпуск отсутствовал
2024	0,086	Не более 6 часов	0,168	Недоотпуск отсутствовал
2025	0,0709	Не более 6 часов	0,117	Недоотпуск отсутствовал

Табл. 3.35 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
2021	0,299	Не более 6 часов	0,31	Недоотпуск отсутствовал
2022	0,28	Не более 6 часов	0,298	Недоотпуск отсутствовал
2023	0,283	Не более 6 часов	0,231	Недоотпуск отсутствовал
2024	0,244	Не более 6 часов	0,276	Недоотпуск отсутствовал
2025	0,219	Не более 6 часов	0,309	Недоотпуск отсутствовал

3.10 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.

На 2 километра трассы тепловой сети должно быть предусмотрено не менее одного шурфа. На новых участках тепловых сетей допускается начинать проведение шурфовок с третьего года эксплуатации.

На участках тепловых сетей с предизолированными трубопроводами в ППУ, ППМ изоляции, а также тепловых сетях из полимерных и хризотилцементных трубопроводов, шурфовки проводятся в соответствии с инструкцией по эксплуатации тепловых сетей.

План шурфовок составляется ежегодно ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловых сетей и утверждается техническим руководителем эксплуатирующей организации.

По решению ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию тепловой сети допускается замена шурфовки техническим диагностированием трубопровода с применением методов и средств неразрушающего контроля, определенных в технической политике эксплуатирующей организации.

Выбор мест проведения шурфовки определяется наличием следующих факторов и условий:

- коррозионное повреждение трубопроводов;
- пересечение с водостоком, канализацией, водопроводом, дорогами, водными объектами;
- прокладка трубопроводов в металлических футлярах (гильзах);
- возможное опасное влияние блуждающих токов;
- периодическое затопление верховыми водами.

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 непрерывно 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.

3.11 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

3.11.1 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 м², испытано 8736,39 м², 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 $t_b = 11,25^{\circ}\text{C}$, $t_{гр}=11,90^{\circ}\text{C}$. 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 77,2^oC. 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 3.36 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 3.37.

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

Тип прокладки, тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	K_i (полученный при испытаниях)	K_{max} (согласно приказу №325)	K (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 $t_{в} = 11,25^{\circ}\text{C}$, $t_{гр}=11,90^{\circ}\text{C}$. 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 $77,2^{\circ}\text{C}$. 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 3.38 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

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 15 - ТК 19	подземная канальная	2005	ППУ	325	164	11,59	53,3	0,03
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

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 см (др. узел) – НО уг.пов.	подземная канальная	2010	ППУ	630	78,5	22,19	49,46	0,03
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 3.39.

Таблица 3.39 Поправочные коэффициенты к нормативным тепловым потерям с учетом предельных максимальных значений

Тип прокладки, тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	K_n (полученный при испытаниях)	K_{max} (согласно приказу №325)	K (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 однострубно 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 3.40 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 трубы м	Геодезическая отметка, м		Год ввода в эксплуатации
		условный Ду, мм	внутренний Двн, мм		Начало участка нгн	Конец участка нгк	
НчТЭЦ-ПНС-5-Стойка 706 (тепловод 100)							
1	подача	1000	1000	7400	132	98	2002
	обратка	1000	1000	7400	132	98	2002
Стойка 706 -УТ 7 (тепловод 410)							
2	подача	1000	1000	7315	98	95	2006
	обратка	1000	1000	7315	98	95	2006
УТ-7 - УТ-1/1 (тепловод 520)							
3	подача	1000	1000	2483	95	93.5	2020
	обратка	1000	1000	2483	95	93.5	2020
УТ-1/1 - ПНС- Сидоровка (тепловод 520)							
4	подача	800	804	2265	93.5	92	1978
	обратка	800	804	2265	93.5	92	1978
ПНС-Сидоровка - тк 305/1 (тепловод 510)							
5	подача	1000	1000	950	92	72	2008
	обратка	1000	1000	950	92	72	2008
тк 305/1 - УТ-1 (тепловод 510)							
6	подача	700	702	3552	72	74	1985
	обратка	700	702	3552	72	74	1985
УТ-1 - ТК-4 (тепловод 9 ю.з.)							
7	подача	600	614	59	74	74	1994
	обратка	600	614	59	74	74	1994
ТК-4 - ТК-58 Б (тепловод 9 ю.з.)							
8	подача	400	408	1039	74	81	1996
	обратка	400	408	1039	74	81	1996
ТК-58 Б - ТК -59 (тепловод 9 ю.з.)							
9	подача	250	259	529	81	78	1984
	обратка	250	259	529	81	78	1984
ТК-59- ТК -161/5 (тепловод 9 ю.з.)							
10	подача	200	207	245.3	78	75.9	1984
	обратка	200	207	245.3	78	75.9	1984
тк-161/5 - тк-207 (тепловод 9 ю.з.)							
11	подача	150	150	649	75.9	68	1994
	обратка	150	150	649	75.9	68	1994

Таблица 3.41 Расчет гидравлических характеристик трубопроводов по результатам испытаний Нч ТЭЦ- ПНС-Сидоровка – Мечеть «Тауба» (тк -207)

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

5	ПНС-Сидоровка - тк 305/1 (тепловод 510)						
	подача	1,0	0,14 x 10-6	0,6924	41	0,928	0,037
	обратка	1,0	0,15 x 10-6	0,7206	43	0,953	0,037
6	тк 305/1 - УТ-1 (тепловод 510)						
	подача	2,0	1,10 x 10-6	0,3616	22	0,383	0,011
	обратка	3,0	1,72 x 10-6	0,5724	34	0,567	0,009
7	УТ-1 - ТК-4 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	2,0	2,22 x 10-6	0,0001	0,01	0,000	0,011
	обратка	1,0	1,16 x 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 x 10-6	1,9036	114	0,655	0,008
	обратка	2,0	8,00 x 10-6	3,9623	237	0,847	0,005
9	ТК-58 Б - ТК -59 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	1,0	3,50 x 10-5	0,1092	7	0,029	0,0085
	обратка	3,0	11,72 x 10-5	0,3764	23	0,147	0,0046
10	ТК-59- ТК -161/5 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	1,1	4,07x 10-4	1,7758	106	0,323	0,0143
	обратка	3,1	12,40 x 10-4	5,4442	326	0,468	0,0082
11	ТК-161/5 - ТК- 207 (тепловод 9 ю.з.)						
	подача	0,9	11,48 x 10-4	0,1470	9	0,028	0,0021
	обратка	2,1	26,79 x 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 испытаниях 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	№№ теплово да	наимен-ние компенсатора (ТК №)	тип компенсатора (односторонний/двухсторонний)	dу мм	Длина компенсации 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	600	143,4	48	83	-35	42%
			но 90 - ктс42а						
2	111	42	односторонний	600	96,28	33	55	-22	40%
			н.о92 - ктс42						
3	111	43	двухсторонний	600	153,1	50	88	-38	43%
			ктс2а - ктс 43а						
4	111	45	двухсторонний	600	111,2	40	64	-24	38%
			н,о 97а - ктс 45						
5	111	19	двухсторонний	800	119	36	69	-33	47%
			н.о40 - ктс19						
6	111	20	двухсторонний	800	120,6	43	69	-26	38%
			ктс20 - н.щ 46						
7	111	22	односторонний	400	81,5	25	47	-22	47%
			н.о.47 - ктс22						
8	111	36	двухсторонний	600	129	30	74	-44	60%
			н.о83 - ктс36						
9	111	34	двухсторонний	600	152	60	88	-28	31%
			н.о78 - ктс34						
10	111	30	двухсторонний	800	125,1	37	72	-35	49%
			ту-8 -ктс30						
11	111	18	двухсторонний	900	154	64	89	-25	28%
			ктс18 - но27						
12	111	17	двухсторонний	900	154,7	57	89	-32	36%
			ктс17 - н.о34						
13	111	16	двухсторонний	900	134	57	77	-20	26%
			ктс 116 - н.о32						
14	111	15	двухсторонний	900	140	15	81	-66	81%
			ктс15-н.о30						
15	111	14	односторонний	900	141,2	58	81	-23	29%
			ктс14-уз4						
16	111	12	двухсторонний	600	100	27	58	-31	53%
			ктс12-ктс13						
17	111	13	односторонний	600	101,2	41	58	-17	30%
			ктс13 - н.о27						
18	111	23	двухсторонний	800	138	21	79	-58	74%
			ктс 23 - н.о52						
19	111	24	двухсторонний	700	70,72	30	41	-11	26%
			ктс 24 - н.о54						
20	111	25	двухсторонний	700	137	55	79	-24	30%
			ктс 25 - н.о55а						
21	111	26	односторонний	300	84,5	20	49	-29	59%
			н.о.56 - ктс26						
22	111	27	двухсторонний	700	103,5	21	60	-39	65%
			ктс 25а - ктс 27						
23	111	64	двухсторонний	350	103	30	59	-29	49%
			ктс 27 - н.о59						
24	111	73	двухсторонний	250	126,6	41	73	-32	44%
			ктс64 - ктс65						
25	111	71	односторонний	300	93,5	38	54	-16	29%
			ктс73 - н.о147						
26	111	68	двухсторонний	350	98,7	25	57	-32	56%
			н.о 152 - ктс71						
27	111	41а	односторонний	350	103,3	20	60	-40	66%
			ктс68 - н.о 154						
28	211	62	двухсторонний	800	31,4	9	18	-9	50%
			ктс41а - н.о						
29	211	60	двухсторонний	300	110,5	47	64	-17	26%
			ктс62 - н.о79,3						
30	310	226	двухсторонний	800	88,5	34	51	-17	33%
			н.о43-ктс60						
31	310	230	двухсторонний	800	146,5	49	84	-35	42%
			ту-87-ктс226						
31	310	230	односторонний	800	148	50	85	-35	41%
			ту-67- ктс230						

32	310	231	двухсторонний						
			кТС-230-кТС-231	700	149,5	58	86	-28	33%
			кТС-231 - ту-44б	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-25б	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-13б	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-20б	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 3бб - 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						
			в сторону ТК-119/1	700	180	66	104	-38	36%
57	522	283	односторонний						
			в сторону ТК-282	400	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-28б	400	144	20	83	-63	76%
			в сторону ТК-288		130,5	40	75	-35	47%
60	522	288	односторонний						
			в сторону ТК-289	400	346	100	199	-99	50%
61	522	289	двухсторонний						
			в сторону ТК-288	400	95,5	20	55	-35	64%
62	522	290	односторонний						
			в сторону ТК-289/2	400	101	25	58	-33	57%
63	21юз	204/1	односторонний						
			в сторону ТК-204	150	69	28	40	-12	30%
64	28юз	69/4	односторонний						
			в сторону ТК-69/3	500	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

Начальник ПТО



Д.А. Волков

Т.И. Исламгулов

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

3.11.2 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.

3.12 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. 3.42 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. 3.42 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
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%
2025	-	-	383,00	392,9	12,41%

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».

3.13 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
2021	436,8	12,57%
2022	383,0	11,36%
2023	387,5	11,87%
2024	434,4	12,82%
2025	392,9	12,41%

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

По состоянию на 01.01.2026 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций г. Набережные Челны не выдавались.

3.15 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 высотой 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. 3.44 Информация о схемах присоединения теплотребляющих 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%
<i>тепловой узел - элеватор</i>			
<i>автоматический тепловой узел - узел погодного регулирования</i>	2380	1841	78%
<i>тепловой узел - шайба</i>			
<i>бойлер отопления</i>	144	161	7%
<i>бойлер ГВС</i>	2302	948	40%
<i>калорифер</i>	551	242	10%

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

3.16.1 Сведения об оснащении 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 оснащённостью 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. 3.45 приведены сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных из тепловой сети потребителям.

Табл. 3.45 Сведения об оснащении приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов >0,2 Гкал/ч		Количество объектов <0,2 Гкал/ч	
	Итого, шт.	%	>0,2 Гкал/ч	%	<0,2 Гкал/ч	%
Всего по теплосетевой организации	3502		3442	98,00%	60	1,70%
Оснащенные приборами учета	3447	98,00%	3428	99,00%	19	32,00%
Не оснащенные приборами учета	55	1,60%	14	0,40%	41	68,00%

3.16.2 Сведения об оснащении приборами учета тепловой энергии потребителей ПАО «КАМАЗ» 2024 год

Табл. 3.46. Сведения об оснащении приборами учета тепловой энергии потребителей ПАО «КАМАЗ» 2024 год

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов >0,2 Гкал/ч		Количество объектов <0,2 Гкал/ч	
	Итого, шт.	%	>0,2 Гкал/ч	%	<0,2 Гкал/ч	%
Всего по теплосетевой организации	190	100%	112	100,00%	78	100,00%

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	>0,2 Гкал/ч	%	<0,2 Гкал/ч	%
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%

3.17 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. 3.47 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

3.17.1 Типы и оборудование насосных станций

3.17.1.1 Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2025 год

В Табл. 3.48 приведены характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2025 год.

Табл. 3.48 Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" В 2025году

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

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-9	Казанский пр.,209	СЭ2500-60	5	5250	3	8,9	параллельная	рабочее
РТП-ЗЯБ	ЗЯБ, 17А-III микрорайон	1Д500-63Б	3	450	4	5,6	параллельная	рабочее

3.17.1.2 Характеристики оборудования насосных станций ПАО «КАМАЗ» В 2025 году

Табл. 3.49 Характеристика оборудования насосных станций ПАО «КАМАЗ» В 2025 году

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м ³ /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	параллельная	рабочее
		Д-2500-60	3	2500	4,7±0,5	6,5±0,5	параллельная	рабочее
ПНС ЛЗ	Промзона ПАО "КАМАЗ", пл. Литейного завода	Д-1250-63	2	1250	3,3±0,3	4,4±0,3	параллельная	рабочее
ПНС ВСО ЗД	Промзона ПАО "КАМАЗ", пл. ВСО Завода двигателей	К-160\30-5	2	160	2,1±0,3	2,5±0,3	параллельная	рабочее

3.18 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.

3.19 Перечень выявленных бесхозных 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 бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления городского поселения до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

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


3.20 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 2021г.

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 2026г.:
- 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

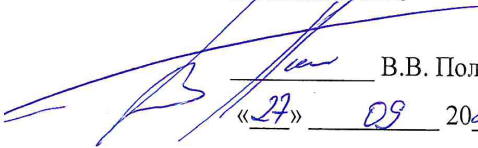
характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателям «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» и «удельный расход электроэнергии».

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

От филиала АО «Татэнерго»

Набережночелнинские тепловые сети:

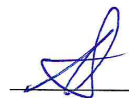
Начальник ПТО



В.В. Полянцев
«27» 09 2021 г.

От ООО ИЦ «Энергопрогресс»

Начальник службы СЭЭФ



В. Ю. Юдин
«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.

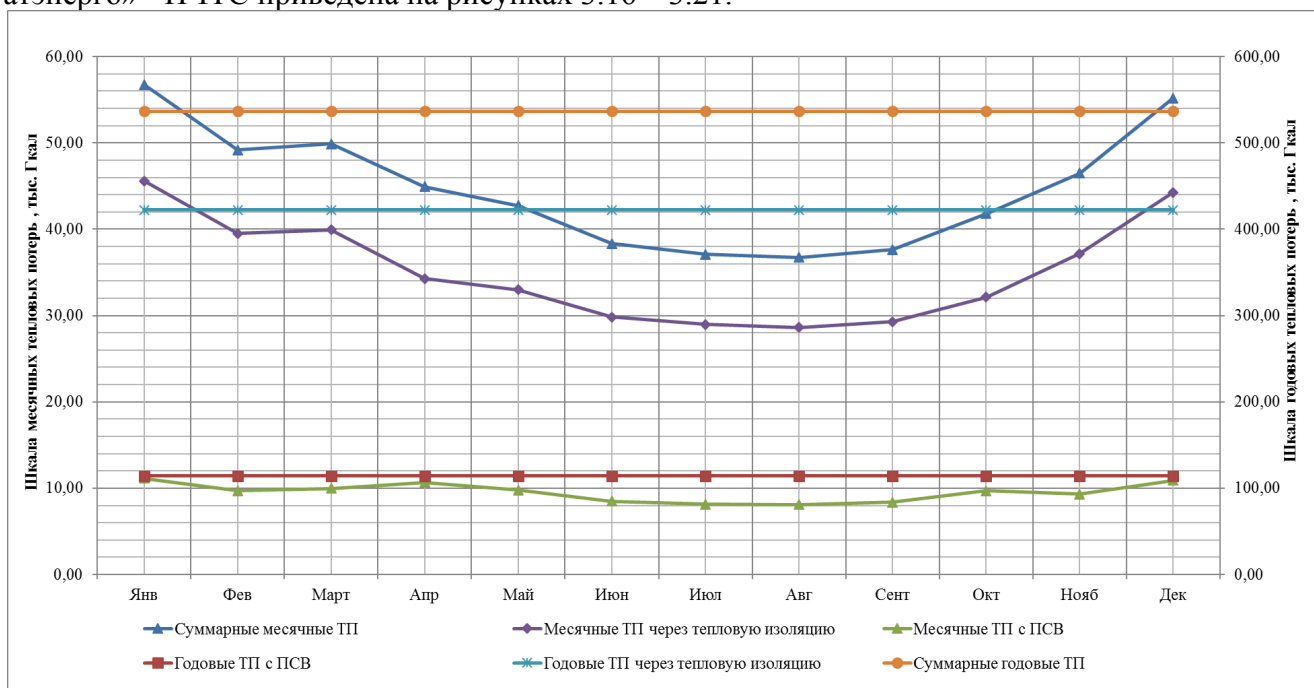


Рис. 3.16 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города

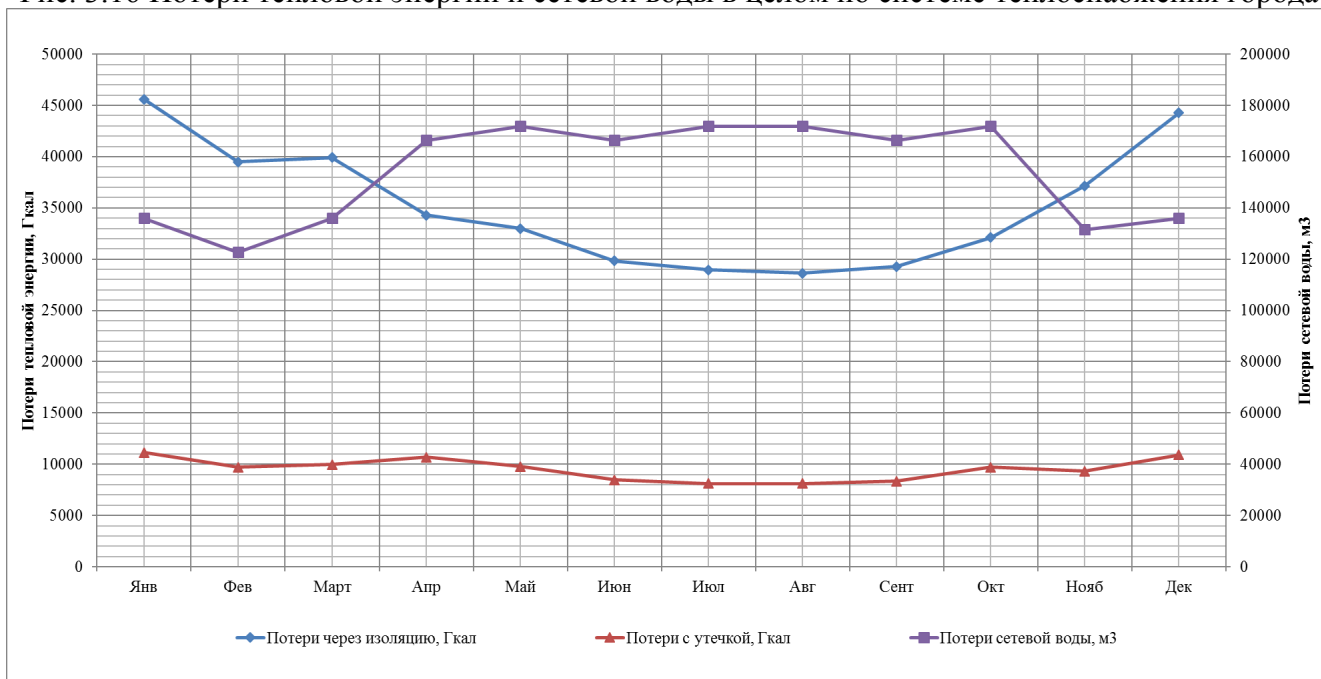


Рис. 3.17 Потери тепловой энергии и сетевой воды в целом по системе теплоснабжения города с утечками

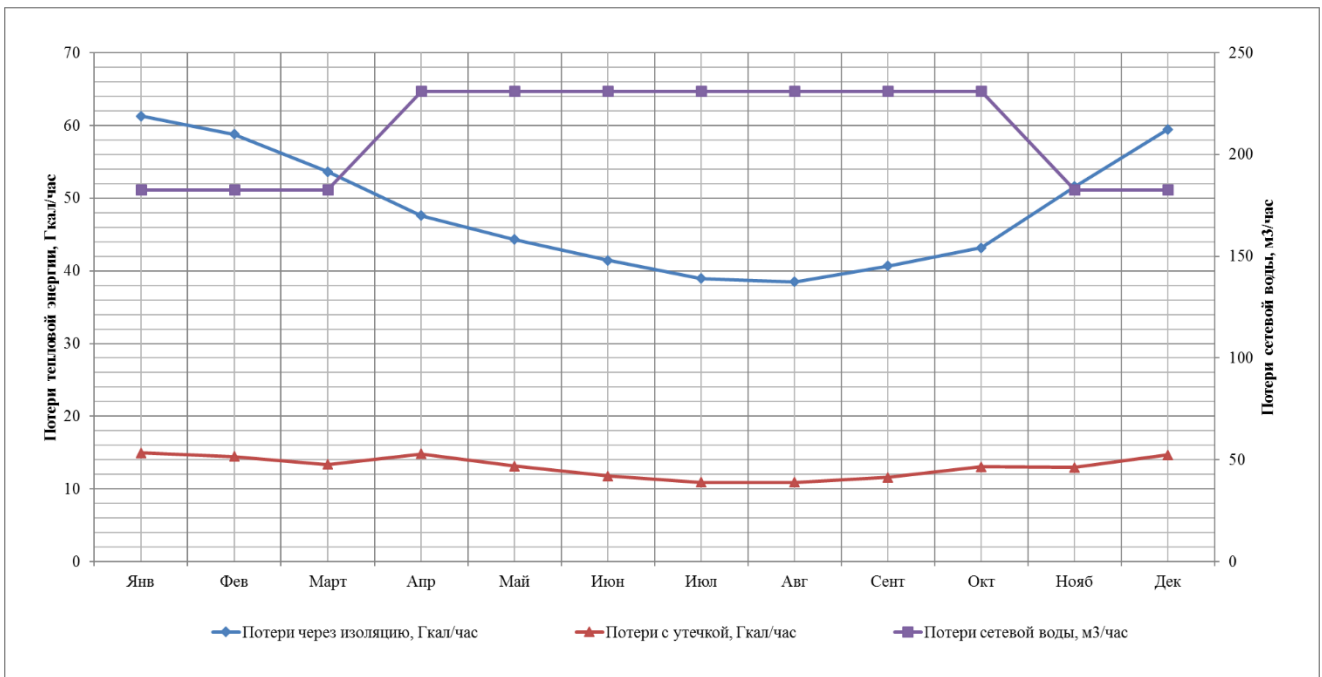


Рис. 3.18 Нормируемые месячные тепловые потери через тепловую изоляцию тепловых сетей и с потерями сетевой воды в тепловых сетях в целом по системе теплоснабжения города

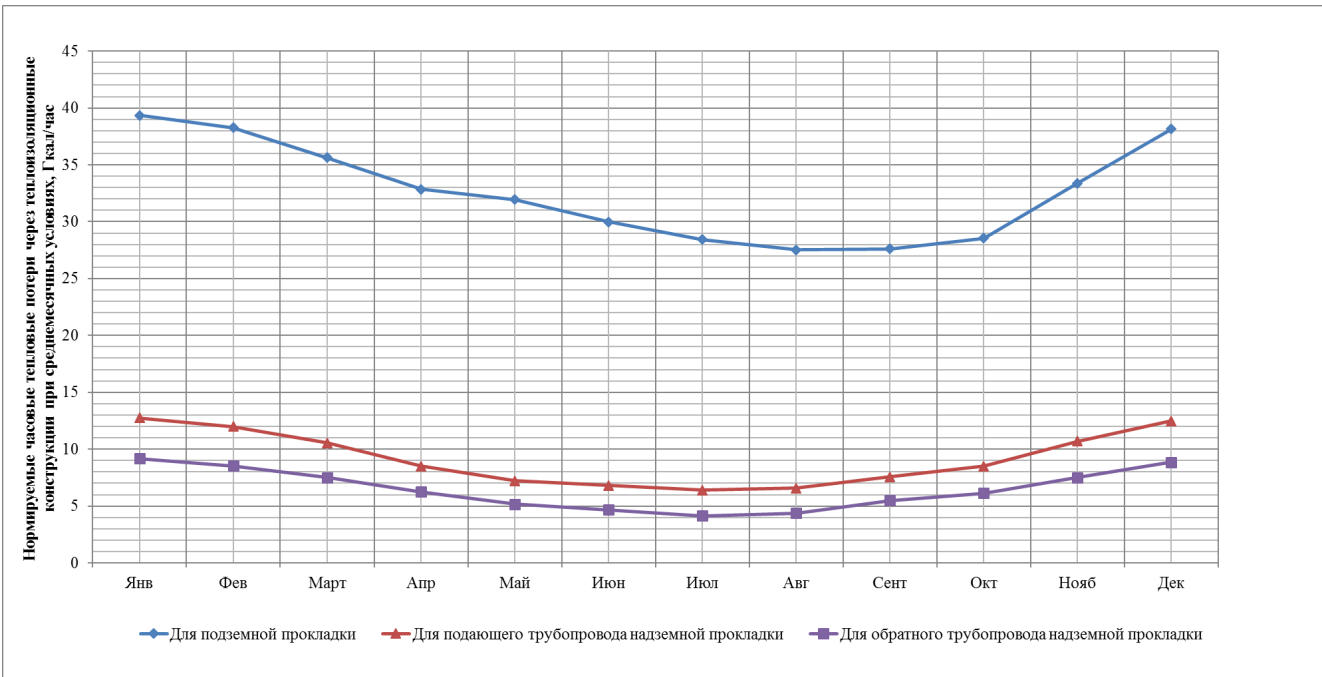


Рис. 3.19 Нормируемые часовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей в целом по системе теплоснабжения города

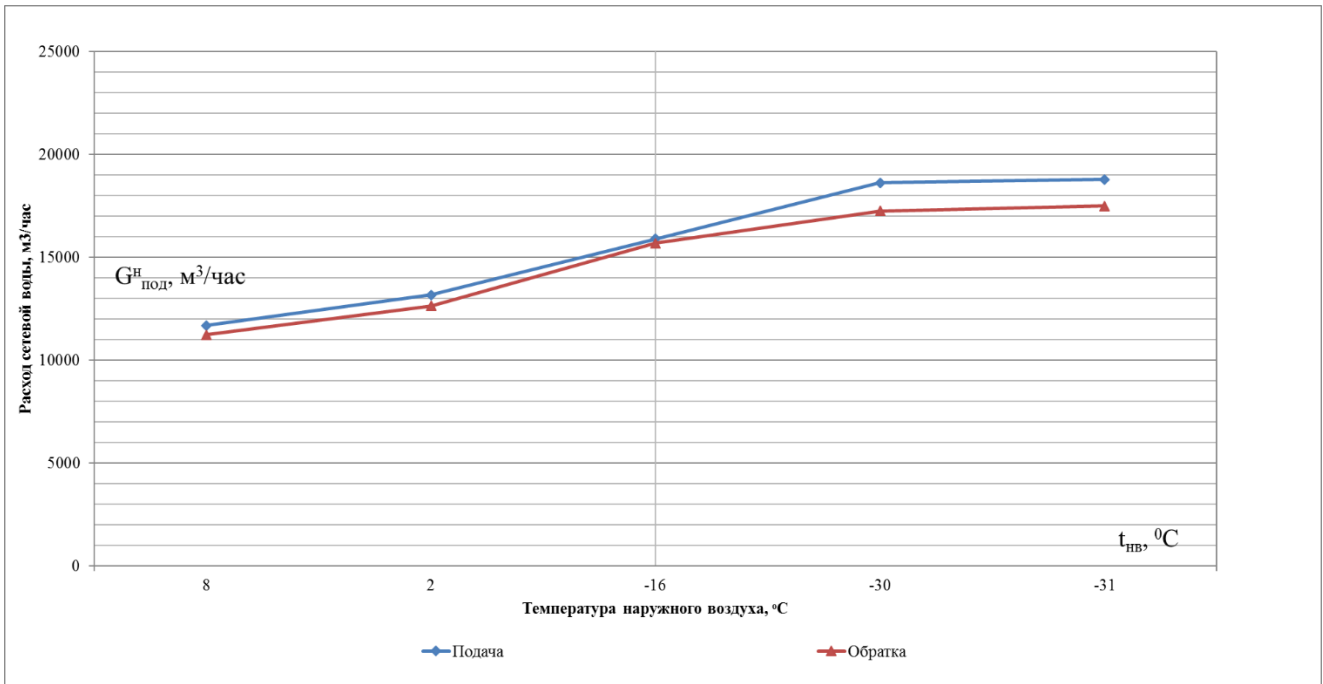


Рис. 3.20 Нормативный расход сетевой воды в подающей и обратной линии системы теплоснабжения в целом по системе теплоснабжения $G_{\text{под}}^{\text{н}}$, м³/час

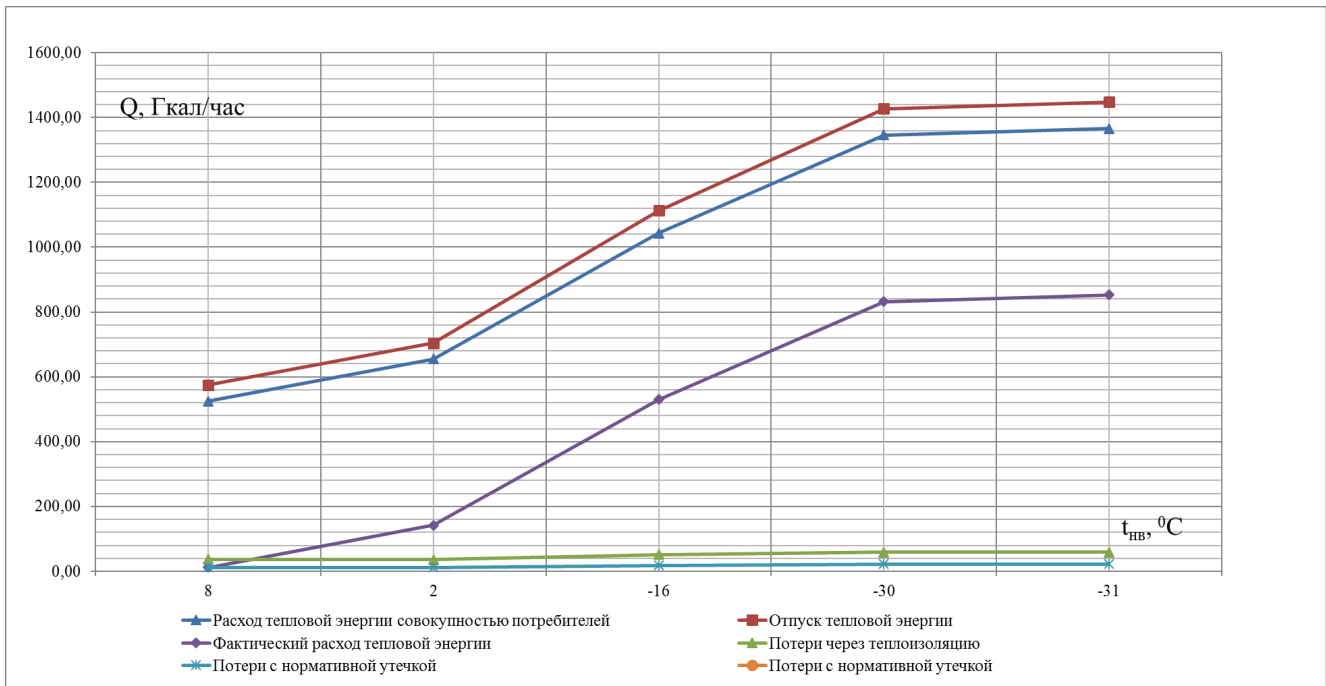


Рис. 3.21 - Расход и потери тепловой энергии в целом по системе теплоснабжения, Q, Гкал/ч

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

Табл. 3.50 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2025 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	0,5	2,9
2021	200,11	6295,34	639,25	730,38	0,3	2,8
2022	0	2382,5	675,9	275,67	0,3	1,01
2023	0	2 967,34	652,52	1 741,74	0,25	1,77
2024	874,2528	5 612,60	1214,2	1 848,60	1,16	2,8
2025	0	4386,7	1229,93	2238,4	0,46	2,47

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- коммунальная зона;
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. 4.2 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 01.01.2026 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 2025 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Период	Наименование ЕТО	Расчетные тепловые нагрузки, Гкал/ч							Всего суммарная нагрузка
		население			прочие				
		Отопление и Вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарная нагрузка по населению	Отопление и Вентиляция	Технология	Горячее водоснабжение	Суммарная нагрузка по прочим	
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"	770,880	659,630	1430,510	993,08	7,651	123,7335	1124,464	2554,974
2025	АО "Татэнерго"	776,792	664,075047	1440,867	1009,716	7,651	134,522201	1151,889	2592,756

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	4,1	3,85	21,13
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	3,3	6,24	16,57
6комплекс	9,68	1,4	6,48	17,56
7комплекс	21,35	21,93	4,83	48,11
8комплекс	4,1	3,16	5,19	12,45
9комплекс	13,99	10,49	2,04	26,52
11комплекс	17,72	21,09	4,45	43,26
12комплекс	15,27	4,58	4,67	24,52
13комплекс	11,9	2,62	2,27	16,79
14комплекс	15,31	4,79	3,9	24
15комплекс	3,19	4,6	1,87	9,66
16комплекс	11,58	1,33	8,83	21,74
17комплекс	18,33	16,95	4,43	39,71
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	16,1
22комплекс	5,62	3,05	3,56	12,23
23комплекс	14,61	1,38	10,41	26,4
24комплекс	6,9	1,76	5,39	14,05
25комплекс	15,15	1,96	1,62	18,73
26комплекс	19,57	17,2	6,86	43,63
27комплекс	24,32	16,73	4,49	45,54
28комплекс	14,45	1,93	1,61	17,99
29комплекс	13,27	1,41	2,04	16,72
30комплекс	19,32	21,05	2,63	43
31комплекс	12,48	2,76	3,52	18,76
КамПИ	7,97	15,38	5,25	28,6
32комплекс	21,99	17,85	3,31	43,15
33комплекс	4,68	0	5,03	9,71
35комплекс	7,21	0	6,02	13,23
36комплекс	18,11	17,56	5,31	40,98
37комплекс	12,88	2,26	1,56	16,7
38комплекс	11,44	1,57	1,59	14,6
за 38	3,59	1,41	3,36	8,36
39комплекс	12,04	2,35	2,22	16,61
40комплекс	20,48	17,15	4,9	42,53
41комплекс	17,49	16,23	4,6	38,32
42комплекс	14,21	3,78	1,83	19,82
43комплекс	18,4	16,11	3,33	37,84
44комплекс	11,49	1,47	1,21	14,17
3А 44 комплекс	1,89	2,57	1,89	6,35
45комплекс	22,32	17,15	3,78	43,25
46комплекс	17,2	16,3	3,98	37,48

Наименование	Тепловые нагрузки, Гкал/час			
	на отопление	на вентиляцию	на гвс	суммарная нагрузка
47комплекс	22,23	16,24	3,51	41,98
48комплекс	20,12	16,55	2,72	39,39
49комплекс	22,64	16,17	3,4	42,21
50комплекс	22,53	16,5	8,52	47,55
51комплекс	14,78	1,61	3,34	19,73
52комплекс	22,77	18,32	10,38	51,47
52Акомплекс	5,08	4,36	3,05	12,49
53комплекс	15,24	3,16	3,04	21,44
54комплекс	15,63	1,93	5,56	23,12
55комплекс	7,16	3,49	4,97	15,62
56комплекс	18,31	17,64	5,27	41,22
за56комплекс	3,57	2,04	1,34	6,95
58комплекс	18,58	17,91	10,63	47,12
59комплекс	13,66	1,79	8,96	24,41
60комплекс	7,85	1,97	6,63	16,45
61комплекс	3,58	2,88	2,91	9,37
62комплекс	18,08	17,16	5,62	40,86
КамгэсЗЯБ	4,98	2,91	2,82	10,71
63комплекс	23,85	17,23	13,96	55,04
64комплекс	10,89	1,26	8,73	20,88
65комплекс	19,3	17,56	3,84	40,7
69комплекс	2,29	0	2,24	4,53
Прибрежный	2,03	2,83	3,17	8,03
Орловка	1,44	0	1,41	2,85
ПКЗ	23,44	85,42	3,87	112,73
1-й комплекс	8,11	1,5	6,96	16,57
Промзона от кот.№1	3,83	5,57	2,35	11,75
3-й комплекс	18,43	15,99	3,78	38,2
4-й комплекс	13,62	2,78	10,42	26,82
5-й комплекс	6,42	1,73	5,61	13,76
6-й комплекс	6,7	0	6,09	12,79
7-й комплекс	7,66	1,51	6,5	15,67
27 микрорайон от ПНС-Сидоровка	1,17	0	0	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	1,2	2,43
10-й комплекс	27,87	16,83	13,18	57,88
Ул. Центральная	2,8	1,47	1,39	5,66
п.Сидоровка	30,75	17	14,96	62,71
Промплощадка	7,77	3,2	1,61	12,58
Промзона БСИ	19,18	37,55	1,55	58,28
14 комплекс	9,12	1,33	10,22	20,67
15 комплекс	14,4	1,27	2,57	18,24
16 комплекс	4,49	0	4,12	8,61
17 комплекс	22,94	20,15	9,87	52,96
17а комплекс	27,42	17,38	14,59	59,39

Наименование	Тепловые нагрузки, Гкал/час			
	на отопление	на вентиляцию	на гвс	суммарная нагрузка
18 комплекс	29,35	16,05	12,1	57,5
пос.Замелекесье 25 микр. от ТК-281	4,67	1,31	4,64	10,62
пос.Замелекесье 26 микр. от ТК-282	1,36	0	0	1,36
26 микрорайон. Сармановский тракт	3,18	1,69	2,93	7,8
27 квартал	1,88	2,45	1,67	6
28 квартал	9,32	2,47	3,06	14,85
на технологию (общ.)				7,21
ИТОГО	1269,74	802,65	512,98	2592,58

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 01.10.2024 по 21.04.2025 – таблица 5.3;
- отпуск тепловой энергии с коллекторов НЧТЭЦ в тепловоды №100, 200, 300 за период с 01.10.2024 по 21.04.2025 в 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 °С и ниже минус 20 °С.

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, °С;
- 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
01.10.2024	12,3	3 988,33	166,18
02.10.2024	9,8	5 086,94	211,96
03.10.2024	11,0	6 187,75	257,82
04.10.2024	11,5	6 555,94	273,16
05.10.2024	11,6	6 695,25	278,97
06.10.2024	10,2	7 051,91	293,83
07.10.2024	9,7	7 285,17	303,55
08.10.2024	16,8	6 912,14	288,01
09.10.2024	8,7	7 386,34	307,76
10.10.2024	3,5	9 931,25	413,80
11.10.2024	0,4	11 248,91	468,70
12.10.2024	-0,6	12 007,67	500,32
13.10.2024	-0,4	11 439,37	476,64
14.10.2024	2,0	11 036,54	459,86
15.10.2024	5,6	10 895,43	453,98
16.10.2024	6,5	9 782,60	407,61
17.10.2024	5,6	9 426,66	392,78
18.10.2024	3,9	10 005,06	416,88
19.10.2024	3,3	10 217,78	425,74
20.10.2024	3,7	10 283,22	428,47
21.10.2024	5,6	9 677,83	403,24
22.10.2024	7,4	9 295,24	387,30
23.10.2024	10,2	8 831,84	367,99

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
24.10.2024	8,5	9 117,09	379,88
25.10.2024	6,6	9 238,70	384,95
26.10.2024	3,9	10 352,40	431,35
27.10.2024	2,9	10 644,27	443,51
28.10.2024	2,3	11 077,15	461,55
29.10.2024	3,4	10 573,04	440,54
30.10.2024	4,0	10 551,37	439,64
31.10.2024	4,0	10 827,81	451,16
01.11.2024	2,4	11 658,99	485,79
02.11.2024	4,0	11 299,94	470,83
03.11.2024	-1,0	13 652,95	568,87
04.11.2024	-0,3	12 789,43	532,89
05.11.2024	-2,1	14 083,64	586,82
06.11.2024	-4,8	14 880,24	620,01
07.11.2024	-1,8	13 380,66	557,53
08.11.2024	1,0	12 403,75	516,82
09.11.2024	3,2	11 744,73	489,36
10.11.2024	2,4	12 921,94	538,41
11.11.2024	-1,1	13 499,40	562,48
12.11.2024	-0,7	13 021,47	542,56
13.11.2024	0,2	13 163,16	548,47
14.11.2024	1,3	12 814,77	533,95
15.11.2024	0,6	12 863,95	536,00
16.11.2024	1,7	12 632,29	526,35
17.11.2024	1,2	12 868,31	536,18
18.11.2024	2,3	12 304,81	512,70
19.11.2024	2,6	12 068,13	502,84
20.11.2024	3,0	12 163,34	506,81
21.11.2024	2,2	12 331,73	513,82
22.11.2024	2,7	12 425,41	517,73
23.11.2024	3,2	11 826,16	492,76
24.11.2024	2,9	12 631,76	526,32
25.11.2024	-0,6	13 643,10	568,46
26.11.2024	-3,7	14 673,95	611,41
27.11.2024	-4,2	15 116,95	629,87
28.11.2024	-3,9	14 318,59	596,61
29.11.2024	-2,5	14 054,67	585,61
30.11.2024	0,7	13 252,79	552,20
01.12.2024	1,2	13 347,13	556,13
02.12.2024	1,4	12 540,77	522,53
03.12.2024	0,5	13 842,09	576,75
04.12.2024	-0,4	13 525,39	563,56
05.12.2024	-1,6	14 817,31	617,39
06.12.2024	-4,7	15 633,22	651,38
07.12.2024	-6,7	16 818,63	700,78
08.12.2024	-6,7	16 342,35	680,93
09.12.2024	-5,4	16 180,57	674,19
10.12.2024	-2,7	14 625,51	609,40
11.12.2024	-1,7	14 410,89	600,45

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
12.12.2024	-1,2	14 160,51	590,02
13.12.2024	-3,9	16 201,47	675,06
14.12.2024	-8,7	18 306,46	762,77
15.12.2024	-11,5	18 378,11	765,75
16.12.2024	-2,6	14 839,14	618,30
17.12.2024	-1,2	14 152,97	589,71
18.12.2024	-1,6	14 144,05	589,34
19.12.2024	-3,9	15 785,91	657,75
20.12.2024	-7,4	16 575,31	690,64
21.12.2024	-1,9	14 074,97	586,46
22.12.2024	0,5	13 626,97	567,79
23.12.2024	-3,1	15 942,62	664,28
24.12.2024	-10,0	17 598,72	733,28
25.12.2024	-11,2	17 732,58	738,86
26.12.2024	-6,6	16 075,92	669,83
27.12.2024	-0,4	13 839,50	576,65
28.12.2024	-1,3	14 814,89	617,29
29.12.2024	-4,7	15 450,80	643,78
30.12.2024	-7,8	17 412,16	725,51
31.12.2024	-2,9	15 450,08	643,75
01.01.2025	-2,6	14 461,05	602,54
02.01.2025	-1,5	13 899,50	579,15
03.01.2025	2,9	12 939,73	539,16
04.01.2025	1,2	13 365,88	556,91
05.01.2025	-2,3	15 027,54	626,15
06.01.2025	-5,4	16 296,50	679,02
07.01.2025	-7,0	16 383,14	682,63
08.01.2025	-0,4	13 219,38	550,81
09.01.2025	1,8	13 833,62	576,40
10.01.2025	0,8	12 786,91	532,79
11.01.2025	2,0	13 328,39	555,35
12.01.2025	-2,7	15 214,13	633,92
13.01.2025	-3,9	15 013,03	625,54
14.01.2025	-2,0	14 645,00	610,21
15.01.2025	-2,1	14 792,07	616,34
16.01.2025	-6,6	17 188,73	716,20
17.01.2025	-8,1	16 993,57	708,07
18.01.2025	-4,6	14 835,79	618,16
19.01.2025	-1,4	13 923,11	580,13
20.01.2025	-0,6	14 427,45	601,14
21.01.2025	-8,2	19 079,70	794,99
22.01.2025	-17,1	21 739,02	905,79
23.01.2025	-13,3	19 344,77	806,03
24.01.2025	-10,8	19 366,40	806,93
25.01.2025	-14,6	19 979,85	832,49
26.01.2025	-10,9	17 997,08	749,88
27.01.2025	-2,3	14 067,29	586,14
28.01.2025	2,5	13 111,96	546,33
29.01.2025	1,6	13 053,59	543,90

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
30.01.2025	1,6	13 482,51	561,77
31.01.2025	2,0	12 653,31	527,22
01.02.2025	2,4	12 547,59	522,82
02.02.2025	1,7	13 301,39	554,22
03.02.2025	-1,6	14 391,11	599,63
04.02.2025	-1,4	14 525,21	605,22
05.02.2025	-2,7	15 484,62	645,19
06.02.2025	-5,4	16 087,98	670,33
07.02.2025	-11,5	17 344,23	722,68
08.02.2025	-10,0	17 202,73	716,78
09.02.2025	-7,1	16 573,47	690,56
10.02.2025	-7,8	16 803,49	700,15
11.02.2025	-7,8	17 246,03	718,58
12.02.2025	-7,8	17 221,78	717,57
13.02.2025	-5,6	16 173,92	673,91
14.02.2025	-7,6	17 039,53	709,98
15.02.2025	-8,6	17 180,54	715,86
16.02.2025	-7,0	17 773,68	740,57
17.02.2025	-11,8	19 253,34	802,22
18.02.2025	-13,9	19 898,60	829,11
19.02.2025	-13,9	19 819,02	825,79
20.02.2025	-10,5	18 312,33	763,01
21.02.2025	-14,8	19 895,41	828,98
22.02.2025	-15,7	19 247,39	801,97
23.02.2025	-8,4	17 179,55	715,81
24.02.2025	-6,2	16 337,62	680,73
25.02.2025	-7,5	16 466,32	686,10
26.02.2025	-4,9	14 934,11	622,25
27.02.2025	-5,8	16 665,99	694,42
28.02.2025	-9,0	16 937,04	705,71
01.03.2025	-6,0	15 626,11	651,09
02.03.2025	-3,9	14 810,78	617,12
03.03.2025	-3,5	14 993,07	624,71
04.03.2025	-4,9	14 857,56	619,06
05.03.2025	-3,9	14 911,88	621,33
06.03.2025	-2,5	14 010,66	583,78
07.03.2025	-0,7	13 285,23	553,55
08.03.2025	-0,1	13 556,36	564,85
09.03.2025	0,5	13 443,15	560,13
10.03.2025	1,8	13 441,43	560,06
11.03.2025	-1,6	13 183,73	549,32
12.03.2025	2,7	12 570,29	523,76
13.03.2025	3,6	12 171,16	507,13
14.03.2025	5,4	11 330,49	472,10
15.03.2025	7,2	11 101,70	462,57
16.03.2025	2,0	12 317,63	513,23
17.03.2025	2,8	12 277,87	511,58
18.03.2025	-0,2	12 813,38	533,89
19.03.2025	1,2	12 572,80	523,87

Дата	Среднесуточная температура наружного воздуха, °С	W, Гкал/сут	W, Гкал/ч
20.03.2025	0,6	13 008,39	542,02
21.03.2025	2,7	11 961,46	498,39
22.03.2025	0,8	13 035,84	543,16
23.03.2025	-0,7	12 959,22	539,97
24.03.2025	3,5	11 376,97	474,04
25.03.2025	3,9	11 074,07	461,42
26.03.2025	5,8	10 723,61	446,82
27.03.2025	6,0	10 605,71	441,90
28.03.2025	5,8	10 396,51	433,19
29.03.2025	4,7	10 497,18	437,38
30.03.2025	6,8	10 392,76	433,03
31.03.2025	8,0	9 742,98	405,96
01.04.2025	8,8	9 346,92	389,46
02.04.2025	11,1	8 917,89	371,58
03.04.2025	7,2	9 653,51	402,23
04.04.2025	7,2	9 752,10	406,34
05.04.2025	8,1	9 225,46	384,39
06.04.2025	6,4	9 990,09	416,25
07.04.2025	3,9	10 433,95	434,75
08.04.2025	11,0	8 954,18	373,09
09.04.2025	6,5	9 929,33	413,72
10.04.2025	3,5	10 427,83	434,49
11.04.2025	5,6	9 709,19	404,55
12.04.2025	6,6	9 786,32	407,76
13.04.2025	3,9	10 574,15	440,59
14.04.2025	6,2	9 798,28	408,26
15.04.2025	11,7	8 697,37	362,39
16.04.2025	13,5	8 035,90	334,83
17.04.2025	11,9	8 018,82	334,12
18.04.2025	16,6	7 045,16	293,55
19.04.2025	18,5	6 336,34	264,01
20.04.2025	20,1	5 918,23	246,59
21.04.2025	20,4	4 970,37	207,10

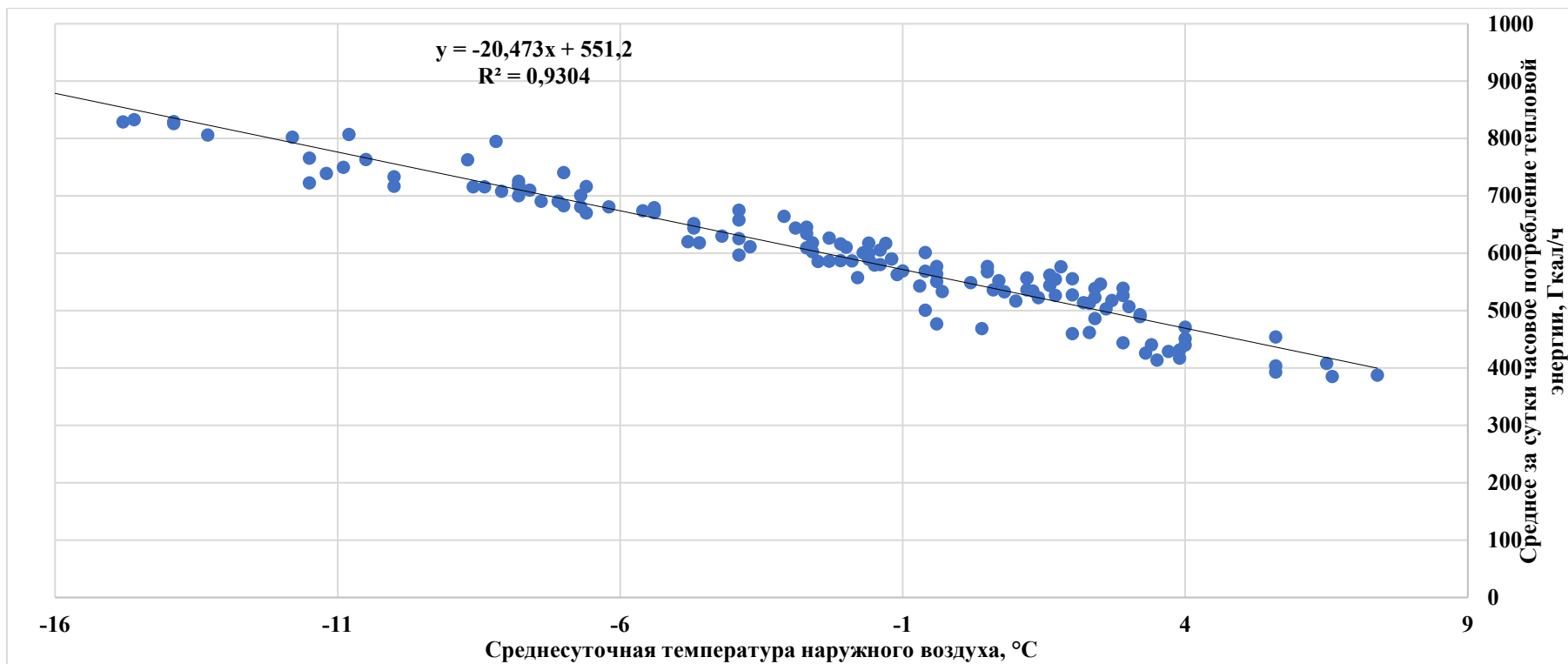


Рис. 5.1 Определение расчетной тепловой нагрузки НЧТЭЦ

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

$$Q^p_{\text{сумм}} = -20,473 * t_{\text{нар}} + 551,2$$

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):

$$Q^p_{\text{сумм}} = -20,473 * (-30) + 551,2 = 1165,39 \text{ (Гкал/ч)}$$

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	
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
2025	АО "Татэнерго"	1427,974	731,435	2159,409	985,290	123,243	1108,533	3267,942

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/м³	
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 45,4% 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	1165,39	2 580,04	45,16%
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	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная тепловая мощность, в том числе:	4 092	4 092	4 092	4092	4092
Отборы паровых турбин, в том числе:	2 052	2 052	2 052	2052	2052
производственных показателей (с учетом противодействия)	294	294	294	294	294
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	1 758	1 758	1 758	1 758	1 758
РОУ	0	0	0	0	0
ПВК	2 040	2 040	2 040	2040	2040
Располагаемая тепловая мощность станции	4092	4092	4092	4092	4092
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	0,97	0,89	0,82	0,85	0,78
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	61,15	59,74	58,99	60,9	61,03
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе по выводам тепловой мощности:	142,65	131,09	133,11	107,43	107,43
Потери в паропроводах	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды ТЭЦ	0,97	0,892	0,82	0,848	0,78
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	2 748,70	2 785,34	2 537,34	2 554,97	2 580,04
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	560,26	560,06	563,38	564,26	564,33
отопление и вентиляция	560,21	559,98	563,3	564,18	564,25
горячее водоснабжение	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08
Население:	1 574,00	1 601,54	1 401,71	1 430,51	1 440,87
отопление и вентиляция	822,66	836,14	756,14	770,88	776,79
горячее водоснабжение	751,34	765,4	645,57	659,63	664,08
Промышленные потребители:	614,440	623,740	572,250	560,204	574,84
отопление и вентиляция	454,79	468,43	439,51	432,725	440,55
горячее водоснабжение	159,65	155,31	132,74	127,479	134,29
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	1 695,14	1 714,04	1 587,04	1 588,45	1 729,72

Наименование показателей	2021	2022	2023	2024	2025
отопление и вентиляция	662,46	676,52	620,04	620,36	705,890
горячее водоснабжение	472,42	477,46	403,62	403,83	459,500
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	21,19	21,19	21,19	21,19	21,19
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1114,360	1091,218	1337,730	1343,798	1318,742
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2167,920	2162,518	2288,030	2310,322	2169,060
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3 669,88	3 671,74	3 672,20	3 671,27	3 671,27
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2 399,33	2 431,31	2 214,83	2 230,23	2 252,10
Зона действия источника тепловой мощности, га	4026	4068	4111	4153	4193
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61

Табл. 6.2 Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельного цеха БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
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	500,1	500,1
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	5,42	9,29	1,16	0,83	0,62
Потери в тепловых сетях в горячей воде	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Потери в паропроводах	0,28	0,27	0,27	0,26	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:	34,75	34,91	12,72	12,72	12,72
отопление	34,37	34,53	12,57	12,57	12,57
вентиляция					
горячее водоснабжение	0,38	0,38	0,15	0,15	0,15
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	18,02	18,11	6,6	6,6	6,6
отопление	17,82	17,91	6,52	6,52	6,52
вентиляция					
горячее водоснабжение	0,2	0,2	0,08	0,08	0,08

Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	434,05	430,03	460,35	472,10	472,3
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	450,78	446,83	466,47	478,21	478,42
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	383,28	379,41	387,54	399,27	399,48
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	388,7	388,7	388,7	400,1	400,1
Зона действия источника тепловой мощности, га	234,66	235	236,1	236,3	236,3
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,148	0,149	0,054	0,054	0,054

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 2025 год приведены в Табл. 6.3 – Табл. 6.4

Табл. 6.3 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии НчТЭЦ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2025 год, Гкал/ч

Наименование показателей	2025
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1318,742
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2169,060

Табл. 6.4 Резерв тепловой мощности источника тепловой энергии котельной БСИ, в зоне деятельности ЕТО №1 АО «Татэнерго» за 2025 год, Гкал/ч

Наименование показателя	2025
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	472,3
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	478,42

Источники тепловой энергии города Набережные Челны на конец 2025 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.

Расчет гидравлического режима при температуре наружного воздуха -30 °С:
Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1019.653, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	701.509, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	73.501, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	150.585, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.040, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	42.15498, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	23.31357, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.57546, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	9.06965, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	2.90304, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	19070.854, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	18709.473, т/ч
Суммарный расход на подпитку	361.382, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	15108.364, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1540.533, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	2252.233, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	155.74287, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	155.52789, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплопотребления	50.11121, 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	61.606, °С

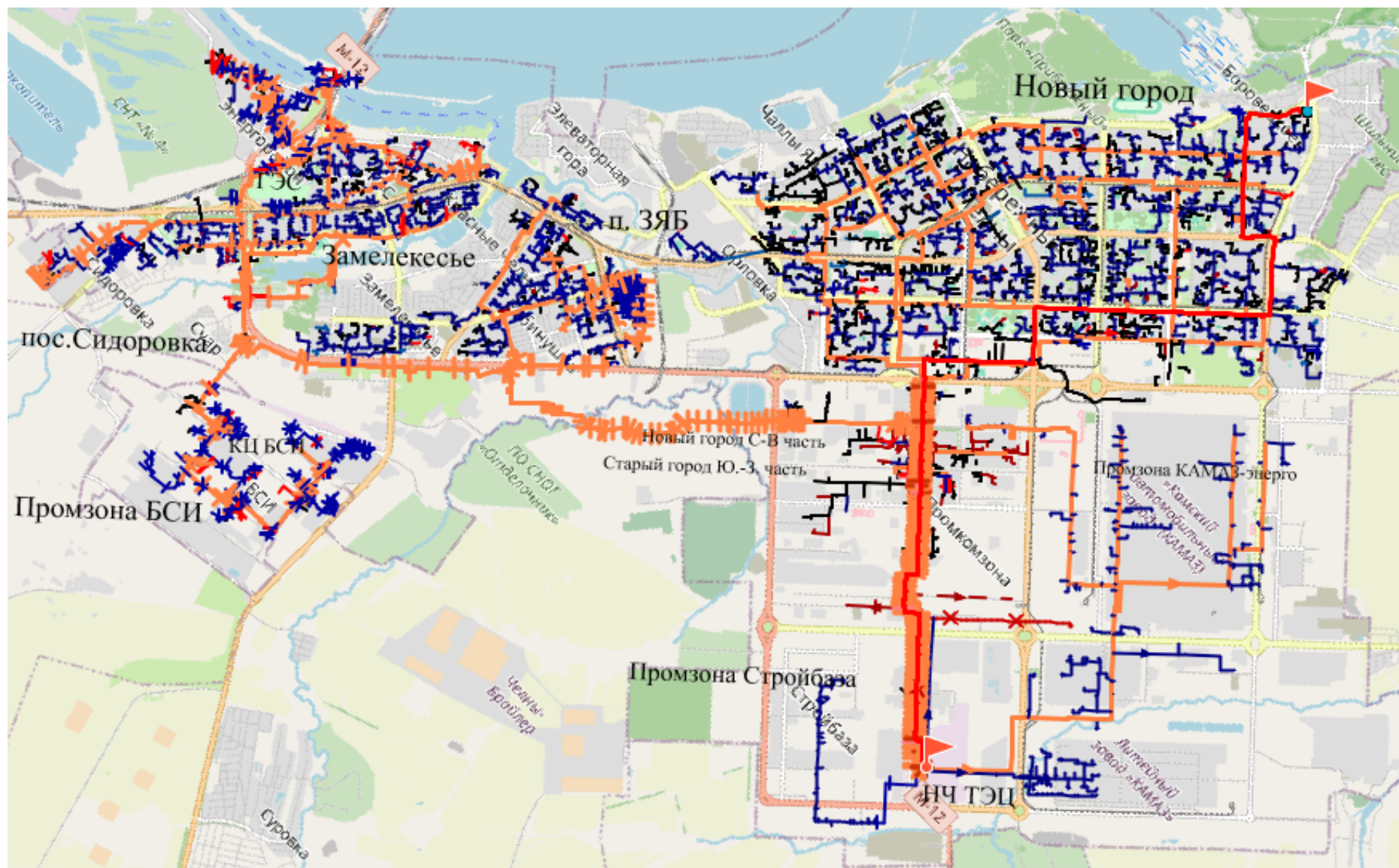


Рис. 6.1 Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до удаленного потребителя «Жилой дом 51-21» по 300 тепловоду

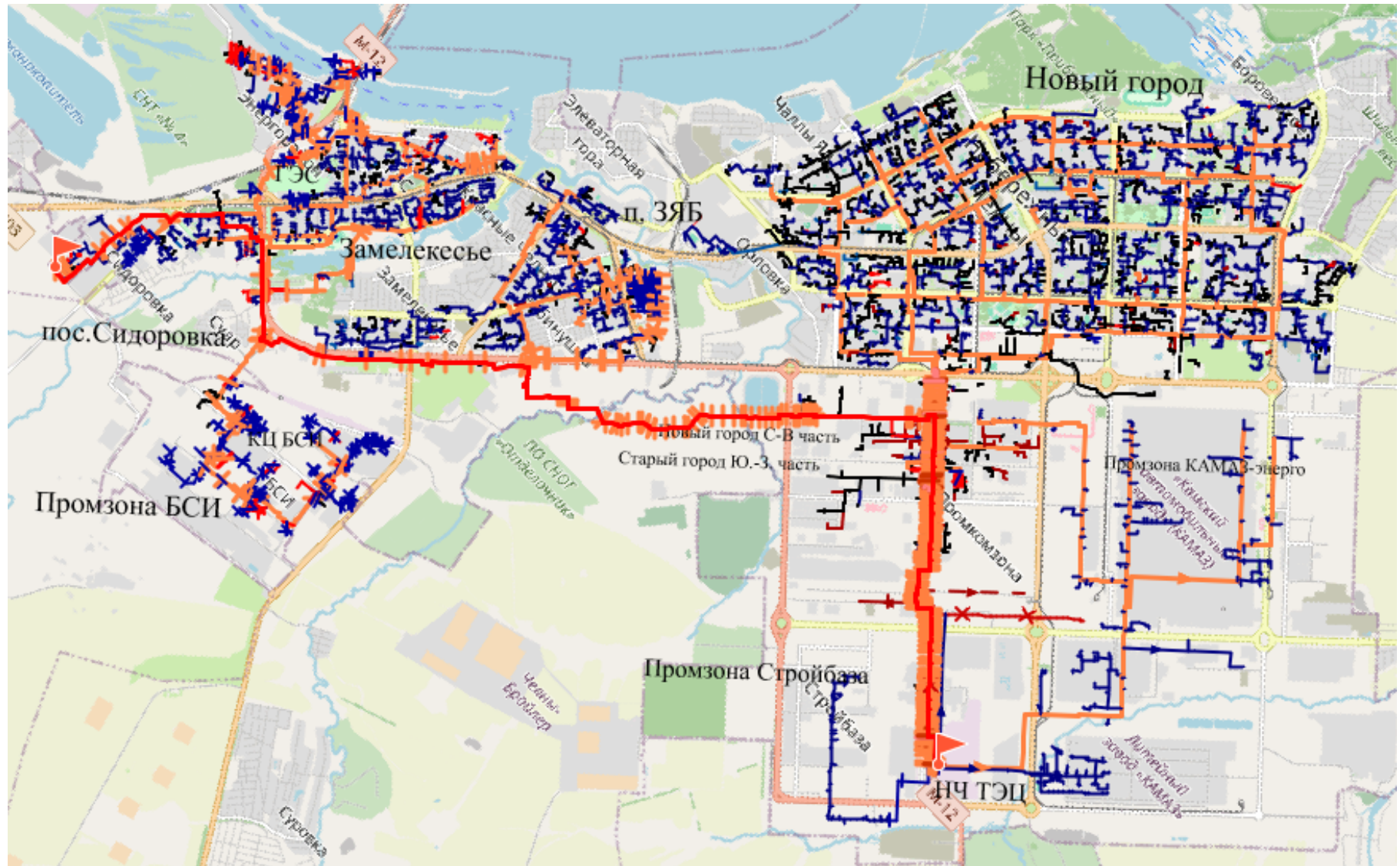


Рис. 6.3. Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до удаленного потребителя в пос. Сидоровка «ИП Соколова» по 200 тепловоду

Существующий расход сетевой воды с НЧТЭЦ на СВЧ и ЮЗЧ города, в отопительный сезон 2024-2025 года, составил 19070,854, т/ч.

По результатам выполненного гидравлического расчета на 2026 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 неотапливаемый 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 31.12.2025 год оснащённость 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 $\pm 0,5$ 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 устанавливаются 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 2021-2025 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	2021	2022	2023	2024	2025
НЧТЭЦ	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Котельный цех БСИ	0,15	0,15	0,05	0,05	0,05

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 хозяйственной воды, поступающей на установки водоподготовки за 2025 год.

Наименование анализа	Ед. изм	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. знач. за год
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	5,10	6,05	5,95	6,05	4,55	2,05	3,00	3,00	3,35	3,50	4,20	5,50	4,36
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	1,90	1,90	2,00	1,92	1,80	0,88	1,30	1,20	1,32	0,78	1,74	1,66	1,53
рН	ед.рН	7,15	6,97	7,57	7,13	7,16	7,00	7,33	7,09	7,20	7,13	7,44	7,35	7,21
Железо	мг/дм ³	0,20	0,10	0,20	0,22	0,15	0,20	0,23	0,22	0,22	0,33	0,16	0,17	0,20
Перманганатная окисляемость	мг О ₂ /дм ³	3,30	3,40	2,60	2,90	3,20	3,60	3,70	3,90	2,70	2,70	3,00	2,70	3,14
Взвешенные вещества	мг/дм ³	0,8	0,6	0,8	0,6	0,7	0,2	0,5	0,3	0,7	1,9	0,8	0,5	0,70
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,009	0,008	0,008	0,005	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,006	0,005	0,007	0,01
Углекислота	мг/дм ³	8,3	12,0	13,0	15,0	19,0	13,0	19,0	10,0	5,7	6,5	4,8	10,6	11,41
Солесодержание	мг/дм ³	333,0	345,0	385,0	393,0	264,0	140,0	206,0	211,0	188,0	172,0	145,0	280,0	255,17
Хлориды	мг/дм ³	70,0	74,0	78,0	78,0	58,0	25,0	40,0	40,0	42,0	35,0	49,0	54,0	53,58
Сульфаты	мг/дм ³	103,0	108,0	133,0	123,0	58,0	29,0	42,0	49,0	34,0	40,0	79,0	101,0	74,92

Табл. 7.2 Показатели качества подпиточной сетевой воды за 2025 год

Наименование анализа	Ед. изм.	январь	февр.	март	апрель	май	июнь	июль	август	сент.	окт.	нояб.	декабрь	Ср. знач. за год
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	4,41	4,80	5,50	5,40	4,00	2,80	2,90	2,97	3,25	3,40	3,59	4,41	3,95
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	1,59	1,84	1,96	1,91	1,79	1,19	1,23	1,37	1,54	1,63	1,73	1,59	1,61
Щелочность по ф/ф.	мг-экв/дм ³	0,24	0,15	0,20	0,19	0,16	0,11	0,10	0,22	0,29	0,23	0,23	0,24	0,20
Индекс карбонатный	(мг/дм ³) ²	5,60	6,60	7,20	7,50	5,80	2,80	2,60	3,00	3,60	3,90	4,50	5,60	4,89
рН	ед.рН	8,99	8,57	8,53	8,49	8,64	8,53	8,61	9,03	9,12	9,01	8,93	8,99	8,79
Кислород	мг/дм ³	0,020	0,011	0,024	0,021	0,014	0,019	0,017	0,014	0,027	0,027	0,022	0,020	0,02
Железо	мг/дм ³	0,10	0,13	0,17	0,11	0,16	0,17	0,22	0,23	0,28	0,30	0,22	0,10	0,18
Перманганатная окисляемость	мг О ₂ /дм ³	2,30	2,30	2,60	2,60	3,03	2,75	2,76	2,63	2,68	2,44	1,90	2,30	2,52
Взвешенные вещества	мг/дм ³	0,6	0,5	0,6	0,6	0,8	0,7	0,6	0,9	1,5	1,6	1,2	0,6	0,85
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,009	0,010	0,012	0,009	0,010	0,010	0,010	0,005	0,005	0,001	0,015	0,009	0,01
Углекислота	мг/дм ³	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс.
Солесодержание	мг/дм ³	362,0	342,0	364,0	382,0	312,0	207,0	209,0	218,0	161,0	183,0	134,0	362,0	269,67
Хлориды	мг/дм ³	61,0	67,0	76,0	73,0	61,0	35,0	40,0	42,0	42,0	43,0	44,0	61,0	53,75

Сульфаты	мг/дм ³	141,0	108,0	138,0	111,0	66,0	36,0	42,0	31,0	48,0	35,0	68,0	141,0	80,42
Ингибитор Акварезалт1040	мг/дм ³	3,00	4,20	4,10	4,00	2,80	2,60	2,30	2,50	2,50	2,70	2,20	3,00	2,99

Табл. 7.3 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2025 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. м³

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	1 732,91	1 693,32	1 694,25	1 728,86	1 268,37
нормативные утечки теплоносителя	2 129,94	2 158,34	2 184,24	1 694,25	1243,00
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	-397,03	-465,02	-489,99	34,61	25,37

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 2025 год разработки схемы теплоснабжения

Параметр	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Производительность ВПУ	т/ч	4 925	4 925	4 925	4 925	4 925
Срок службы	лет	48	49	50	51	52
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	1 886,77	1 911,93	1 938,30	900,71	900,77
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	511,69	500	506,9	506,2	504,37
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	628,92	637,31	646,1	400,71	400,77
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-293,51	-137,31	-139,2	105,5	103,66
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	176,27	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2 460,59	2 503,17	2 746,44	3 205,64	3 206,14
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	4413,32	4425,00	4418,10	4418,79	4420,6
Доля резерва	%	89,61	89,85	89,71	89,72	89,76

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 хозяйственной воды.

Табл. 7.5 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2025 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. м³.

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	123,47	23,22	40,68	43,78	19,27
нормативные утечки теплоносителя	26,93	27,05	27,05	27,05	11,56
сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	96,54	-3,83	13,63	16,73	7,71

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 2025 год разработки схемы теплоснабжения.

Параметр	Единицы измерения	2021	2022	2023	2024	2025
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы	лет	48	49	50	51	52
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	9,59	9,63	9,63	9,63	9,63
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	14,09	2,65	2,76	6,5	3,97
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	3,2	3,21	3,21	3,21	3,21
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	10,89	-0,56	-0,46	-0,46	0,76
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	25,57	25,69	25,69	25,65	25,68
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	185,91	197,35	197,35	193,5	196,03
Доля резерва	%	93	98,7	98,6	100	99,0

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», мЗ/ч

<input type="checkbox"/> Источники тепловой энергии	2021	2022	2023	2024	2025
Филиал АО «Татэнерго» НЧТЭЦ	2 460,59	2 503,17	2 746,44	3 205,64	3 206,14
Филиал АО «Татэнерго» НЧТЭЦ Котельный цех БСИ	25,57	25,69	25,69	25,65	25,65

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.м³/час, ГРП-2 - 340 т.м³/час, ГРП-3 - 290 т.м³/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, Q _{нр} , ккал/м ³	Приход, тыс.м ³	Расход на производство, тыс.м ³	Расход на сторону, тыс.м ³
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
2025	8 354	1 511 600	1 511 600	0

Табл. 8.2 Топливный баланс, образованной на базе НчТЭЦ за 2021-2025 годы

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/м3)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	в том числе, на отпуск электрической энергии		в том числе, на отпуск тепловой энергии			
				натурального	условного	натурального	условного		
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		
2025									
Газ	-	1 511 600	1 511 600	1 084 045	1 294 265	427 556	509 709	-	8 354
Нефтетопливо, в том числе	50 900	0	709	410	560	106	145	50 191	9 560
- мазут	50 900	0	709	410	560	106	145	50 191	9 560
- диз.топливо									
Итого					1 294 825		509 854		

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

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2025 год, ккал/кг	Расход условного топлива, т.у.т. за 2025 год
	Котельный цех БСИ	газ	8350	6001
	Котельный цех БСИ	мазут	9561	8
	всего газ			6001
	всего мазут			8
	Итого			6009

Табл. 8.4 Топливный баланс, образованной на базе КЦ БСИ за 2021 -2025 годы

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/м3)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м3	Всего, в т. условного топлива		
2021						
Газ	-	14 311	14 311	16 718	-	8 177
Нефтепродукты, 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
Нефтепродукты, 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
Нефтепродукты, 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
Нефтепродукты, 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	-	-
2025						
Газ	-	5 031	5 031	6 001	-	8 350
Нефтепродукты, в том числе	3 380	0	6	8	3 374	9 561
- мазут	3 380	0	6	8	3 374	9 561
- диз.топливо						
Итого	-	-	-	6009	-	-

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/м ³) на ТЭЦ	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/м ³) на котельных (БСИ)
			На котельных на отпуск тепловой энергии (БСИ)	На ТЭЦ				
				На отпуск электрической энергии	На отпуск тепловой энергии			
2021								
Газ природный	-	1 372 805	16 718	1 047 808	538 524	-	8 174	8 177
Нефтепродукто, в том числе	56 409	3 272	8	4 540	1 049	55 519	9 597	9 561
- мазут	56 409	3 272	8	4 540	1 049	55 519	9 597	9 561
Итого	-	-	16 726	1 052 348	539 573	-	-	-
2022								
Газ природный	-	1 301 236	7 556	989 186	531 719	-	8 222	8 213
Нефтепродукто, в том числе	55 519	18 151	8	15 609	4 321	59 074	9 587	9 566
- мазут	55 519	18 151	8	15 609	4 321	59 074	9 587	9 566
Итого	-	-	7 564	1 004 795	536 040	-	-	-
2023								
Газ природный	-	1 305 713	15 436	1 005 200	520 054	-	8 260	8 261
Нефтепродукто, в том числе	59 074	0	8	2 779	745	56 437	9 572	9 537
- мазут	59 074	0	8	2 779	745	56 437	9 572	9 537
Итого	-	-	15 444	1 007 979	520 799	-	-	-
2024								
Газ природный	-	1 436 552	9 647	1 147 501	546 779	-	8 303	8 294
Нефтепродукто, в том числе	56 437	0	8	2 533	408	54 280	9 567	9 555
- мазут	56 437	0	8	2 533	408	54 280	9 567	9 555
Итого	-	-	9 655	1 150 034	547 187	-	-	-
2025								
Газ природный	-	1 516 632	6 001	1 294 265	509 709	-	8 354	8 350
Нефтепродукто, в том числе	54 280	0	8	560	145	53 565	9 560	9 561
- мазут	54 280	0	8	560	145	53 565	9 560	9 561
Итого	-	-	6 009	1 294 825	509 854	-	-	-

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 2025 г. расход топлива составил 1805 тыс. т у.т., в том числе мазута – 0,705 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. м³ (каждый) и 1 бак мазута наземного типа емкостью 20 тыс. м³. Баки емкостью по 10 тыс. м³ 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. м³ 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/см² 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/см² 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 м³/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/см²;

-температура мазута в расходных резервуарах 60 ⁰С – 80 ⁰С; условная вязкость (ВУ) 2,5 ⁰С.

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	2021	2022	2023	2024	2025
ННЗТ	мазут	6,903	6,853	4,119	4,762	4,648
НЭЗТ	мазут	26,500	26,5	6,634	6,369	6,835
ОНЗТ	мазут	33,403	33,353	10,753	11,131	11,483

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 2025 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	2021	2022	2023	2024	2025
ННЗТ	мазут	0,441	0,406	0,363	0,471	0,464
НЭЗТ	мазут	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ОНЗТ	мазут	0,441	0,406	0,363	0,471	0,464



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 (ЦКЛ)
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»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер партии: 3459
Дата изготовления: 28.08.2022
Разное партии (серия): 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

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-RU.НА19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023



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 6259-85	-	не более 6,80	6,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,139
3. Массовая доля незначимых 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 (металл В)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/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, определено 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/тону.

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 ОАО 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 № 6782/626.19.58932.



Лаб. химического анализа (старший по смене)
Дата выдачи паспорта 28.08.2022

Набуллина А.Р.

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.

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель	
1.	Молярная доля компонентов (компонентный состав), %:	%	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не норм.	менее 0,005	
1.1	метан					93,47
1.2	этан					3,87
1.3	пропан					1,16
1.4	изо-бутан					0,180
1.5	норм-бутан					0,171
1.6	нео-пентан					менее 0,005
1.7	изо-пентан					0,0282
1.8	норм-пентан					0,0186
1.9	гексаны + высшие углеводороды					0,0084
1.10	гелий					0,0103
1.11	водород					0,0185
1.12	кислород					не более 0,050
1.13	азот					не норм.
1.14	диоксид углерода	не более 2,5				
2.	Объемная теплота сгорания низшая при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	35,01 8362	
3.	Число Воббе высшее при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	41,20-54,50 9840-13020	50,17 11983	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не норм.	0,7195	
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021 п.9	не более 0,020	не опред.	
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021 п.12	не более 0,036	не опред.	
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	не опред.	
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ 20060-2021, ГОСТ 34807-2021, ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа в точке отбора пробы	минус 33,6	
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	—	не норм.	минус 4,5	
10.	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021 п.9.2	не менее 3	3	

Стандартные условия определения показателей 2-7 - температура 20,0 °C и давление 101,325 кПа, стандартные условия сгорания - температура 25,0 °C и давление 101,325 кПа.

При расчете показателей 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Показатель 10 распространяется только на природный газ коммунально-бытового назначения. Для природного газа промышленного назначения необходимость его одоризации и нормирования по показателю определяют по согласованию с принимающей стороной.

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. 8 - в ХАЛ Альметьевского ЛПУМГ (сектор 7 ИЛ) (Адрес: 423460, Республика Татарстан, г. Альметьевск, п/т Нижняя Мактама, ул. Бугульминский тракт, д. 1, тел.: (8553)313-701, факс: (8553)377-359)

Значения показателей по п.п. _____ определены потоковыми средствами измерений, установленными на _____

перечислить пункты таблицы

указать места установки потоковых средств измерений

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ ИТЦ, руководитель ИЛ _____ **А.Ф. Гилязова**

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.

Стр. 2 из 2 Паспорт № 120/10-291

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель	
1.	Молярная доля компонентов (компонентный состав), %:	%	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не норм.	менее 0,005	
1.1	метан					93,47
1.2	этан					3,87
1.3	пропан					1,16
1.4	изо-бутан					0,180
1.5	норм-бутан					0,171
1.6	нео-пентан					менее 0,005
1.7	изо-пентан					0,0282
1.8	норм-пентан					0,0186
1.9	гексаны + высшие углеводороды					0,0084
1.10	гелий					0,0103
1.11	водород					0,0185
1.12	кислород					не более 0,050
1.13	азот					не норм.
1.14	диоксид углерода	не более 2,5				
2.	Объемная теплота сгорания низшая при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	35,01 8362	
3.	Число Воббе высшее при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	41,20-54,50 9840-13020	50,17 11983	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не норм.	0,7195	
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021 п.9	не более 0,020	не опред.	
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2021 п.12	не более 0,036	не опред.	
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	не опред.	
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ 20060-2021, ГОСТ 34807-2021, ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа в точке отбора пробы	минус 33,6	
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	—	не норм.	минус 4,5	
10.	Интенсивность запаха при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2021 п.9.2	не менее 3	3	

Стандартные условия определения показателей 2-7 - температура 20,0 °C и давление 101,325 кПа, стандартные условия сгорания - температура 25,0 °C и давление 101,325 кПа.

При расчете показателей 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Показатель 10 распространяется только на природный газ коммунально-бытового назначения. Для природного газа промышленного назначения необходимость его одоризации и нормирования по показателю определяют по согласованию с принимающей стороной.

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. 8 - в ХАЛ Альметьевского ЛПУМГ (сектор 7 ИЛ) (Адрес: 423460, Республика Татарстан, г. Альметьевск, п/т Нижняя Мактама, ул. Бугульминский тракт, д. 1, тел.: (8553)313-701, факс: (8553)377-359)

Значения показателей по п.п. _____ определены потоковыми средствами измерений, установленными на _____

перечислить пункты таблицы

указать места установки потоковых средств измерений

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ ИТЦ, руководитель ИЛ _____ **А.Ф. Гилязова**

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.

Стр. 2 из 2 Паспорт № 120/10-291

Рис. 8.2 Паспорт качества поставляемого газа на НЧТЭЦ

ПАО «Газпром»
ООО «Газпром трансгаз Казань»

Адрес: 420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41,

фактический адрес организации выдвигшей паспорт
тел.: +7 (843) 288-21-90, факс: +7 (843) 288-20-29

фактический адрес организации выдвигшей паспорт

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер – первый
заместитель генерального директора
ООО «Газпром трансгаз Казань»



М.В. Чучкалов

декабрь 2025 г.

Паспорт № 120/10-290

качества газа горючего природного за ДЕКАБРЬ 2025 г.

- 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.*
- Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОК 034-2014.
- Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542-2022, условиями договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
- Место отбора проб газа: **ГРС-2 Наб. Челны, 5 км обводного г/п вокруг г. Наб. Челны.**
- Физико-химические показатели природного газа промышленного и коммунально-бытового назначения указаны в таблице 1.

Стр. 1 из 2 Паспорт № 120/10-290

Таблица 1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542	Средне-месячный показатель
1.	Молярная доля компонентов (компонентный состав), %:	%	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не норм.	
1.1	метан				93,45
1.2	этан				3,88
1.3	пропан				1,16
1.4	изо-бутан				0,177
1.5	норм-бутан				0,169
1.6	нео-пентан				менее 0,005
1.7	изо-пентан				0,0280
1.8	норм-пентан				0,0185
1.9	гексаны + высшие углеводороды				0,0080
1.10	гелий				0,0101
1.11	водород				0,0184
1.12	кислород				не более 0,050
1.13	азот				не норм.
1.14	диоксид углерода	не более 2,5			
2.	Объемная теплота сгорания низшая при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	35,00 8360
3.	Число Воббе высшее при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2021	41,20-54,50 9840-13020	50,16 11981
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не норм.	0,7195
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ Р 53367-2009, ГОСТ 34723-2021	не более 0,020	менее 0,0010
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ Р 53367-2009, ГОСТ 34723-2021	не более 0,036	0,009
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	отсутств.
8.	Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	°C	ГОСТ 20060-2021, ГОСТ 34807-2021, ГОСТ Р 53763-2009	ниже температуры газа в точке отбора пробы	минус 34,1
9.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	—	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

Стандартные условия определения показателей 2-7 - температура 20,0 °C и давление 101,325 кПа, стандартные условия сгорания - температура 25,0 °C и давление 101,325 кПа.

При расчете показателей 2 и 3 принимают 1 кал равной 4,1868 Дж.

Показатель 10 распространяется только на природный газ коммунально-бытового назначения. Для природного газа промышленного назначения необходимость его одоризации и нормирования по показателю определяют по согласованию с принимающей стороной.

Значения показателей по пп. 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 пп. 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. Бутульминский 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. Гилязова

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

Стр. 2 из 2 Паспорт № 120/10-290

Рис. 8.3 Паспорт качества поставляемого газа на КЦ БСИ в декабре 2025 года

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

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор №11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
2025 г.



Протокол испытаний
№ 11-49/ГП от 01.04.2025

- | | |
|---|--|
| 1. Объект испытаний: | Газ горючий природный |
| 2. Место отбора проб: | ГРС-3 Набережные Челны |
| 3. Цель испытаний: | Определение состава и физико-химических свойств |
| 4. Испытания на соответствие: | ГОСТ 5542-2022 |
| 5. Дата отбора проб: | 01.04.2025 |
| 6. Регистрационный номер: | 11-49/Х-25 |
| 7. НД на отбор проб: | п. 10 ГОСТ 31370-2008 |
| 8. Заказчик: | ООО «Газпром трансгаз Казань» |
| 9. Основание: | График аналитического контроля природного газа на 2025 год |
| 10. Дата и время испытаний: | 01.04.2025 |
| 11. Результаты испытаний приведены в таблице: | |

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Результат испытания	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется			
1.2	этан				94,20	0,16	
1.3	пропан				3,43	0,14	
1.4	изо-бутан				1,09	0,07	
1.5	норм-бутан				0,163	0,011	
1.6	нео-пентан				0,148	0,010	
1.7	изо-пентан				<0,005	-	
1.8	норм-пентан				0,0242	0,0027	
1.9	гексаны (С ₆ -высшие)				0,0166	0,0022	
1.10	гелий				0,0087	0,0019	
1.11	водород				0,0088	0,0017	
1.12	кислород				<0,005	-	
1.13	азот				не более 0,050	<0,005	-
1.14	диоксид углерода				не нормируется	0,616	0,026
2.	Нижшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,88 8331	0,04 -	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,17 11983	0,04 -	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7143	0,0011	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.
 Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 7,4 кгс/см² (0,73 МПа), температура минус 7°С.
 Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 21,0 °С, отн. влажность 69 %, атмосферное давление 101,6 кПа.
 Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, проверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:
Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.4 Протокол испытаний поставляемого газа на НЧТЭЦ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-49/ГП

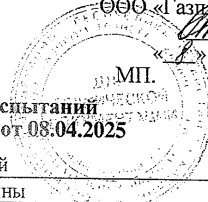
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации
рег. № САЛГАЗ АЛ.030

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз»(сектор №1 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
2025 г.



Протокол испытаний
№ 11-53/ГП от 08.04.2025

1. Объект испытаний: Газ горючий природный
2. Место отбора проб: ГРС-3 Набережные Челны
3. Цель испытаний: Определение состава и физико-химических свойств
4. Испытания на соответствие: ГОСТ 5542-2022
5. Дата отбора проб: 08.04.2025
6. Регистрационный номер: 11-53/Х-25
7. НД на отбор проб: п. 10 ГОСТ 31370-2008
8. Заказчик: ООО «Газпром трансгаз Казань»
9. Основание: График аналитического контроля природного газа на 2025 год
10. Дата и время испытаний: 08.04.2025
11. Результаты испытаний приведены в таблице:

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется			
1.2	этан				93,95	0,17	
1.3	пропан				3,62	0,15	
1.4	изо-бутан				1,13	0,07	
1.5	норм-бутан				0,177	0,012	
1.6	нео-пентан				0,151	0,010	
1.7	изо-пентан				<0,005	-	
1.8	норм-пентан				0,0272	0,0028	
1.9	гексаны (C ₆₊ высшие)				0,0186	0,0023	
1.10	гелий				0,0104	0,0020	
1.11	водород				0,0083	0,0017	
1.12	кислород				<0,005	-	
1.13	азот				не более 0,050	<0,005	-
1.14	диоксид углерода				не нормируется	0,605	0,026
		не более 2,5	0,300	0,019			
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,97 8352	0,03 -	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,23 11997	0,04 -	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7164	0,0010	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.

Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 7,8 кгс/см² (0,76 МПа), температура минус 6 °С.

Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 22,0 °С, отн. влажность 70 %, атмосферное давление 101,0 кПа.

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, поверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.5 Протокол испытаний поставляемого газа на НЧТЭЦ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-53/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

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор №1 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
14 апреля 2025 г.



Протокол испытаний
№ 11-57/ГП от 14.04.2025

1. Объект испытаний: Газ горючий природный
2. Место отбора проб: ГРС-3 Набережные Челны
3. Цель испытаний: Определение состава и физико-химических свойств
4. Испытания на соответствие: ГОСТ 5542-2022
5. Дата отбора проб: 14.04.2025
6. Регистрационный номер: 11-57/Х-25
7. НД на отбор пробы: п. 10 ГОСТ 31370-2008
8. Заказчик: ООО «Газпром трансгаз Казань»
9. Основание: График аналитического контроля природного газа на 2025 год
10. Дата и время испытаний: 14.04.2025
11. Результаты испытаний приведены в таблице:

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Результат испытания	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., $k=2$	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется	94,27	0,16	
1.2	этан				3,39	0,14	
1.3	пропан				1,06	0,06	
1.4	изо-бутан				0,169	0,011	
1.5	норм-бутан				0,144	0,010	
1.6	нео-пентан				<0,005	—	
1.7	изо-пентан				0,0234	0,0026	
1.8	норм-пентан				0,0159	0,0022	
1.9	гексаны (С ₆ вместе)				0,0072	0,0017	
1.10	гелий				0,0088	0,0017	
1.11	водород				<0,005	—	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот				не нормируется	0,621	0,026
1.14	диоксид углерода				не более 2,5	0,289	0,019
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,85 8324	—	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,16 11981	0,04 —	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7137	0,0009	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.
 Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 7,8 кгс/см² (0,76 МПа), температура минус 7,8 °С.
 Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 21,0 °С, отн. влажность 68 %, атмосферное давление 101,4 кПа.
 Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, поверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.6 Протокол испытаний поставляемого газа на НЧТЭЦ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-57/ГП

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
 420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации
 рег. № САЛПАЗ АЛ.030

Дата регистрации
 23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор №1 ИИЛ),
 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
 Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
 тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
 Руководитель Испытательной лаборатории
 ООО «Газпром трансгаз Казань»
 А.Ф. Гилазова
 22.04.2025 г.



Протокол испытаний
 № 11-61/ГП от 22.04.2025

- | | |
|---|--|
| 1. Объект испытаний: | Газ горючий природный |
| 2. Место отбора проб: | ГРС-3 Набережные Челны |
| 3. Цель испытаний: | Определение состава и физико-химических свойств |
| 4. Испытания на соответствие: | ГОСТ 5542-2022 |
| 5. Дата отбора проб: | 21.04.2025 |
| 6. Регистрационный номер: | 11-61/Х-25 |
| 7. НД на отбор пробы: | п. 10 ГОСТ 31370-2008 |
| 8. Заказчик: | ООО «Газпром трансгаз Казань» |
| 9. Основание: | График аналитического контроля природного газа на 2025 год |
| 10. Дата и время испытаний: | 22.04.2025 |
| 11. Результаты испытаний приведены в таблице: | |

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Результат испытания	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., $k=2$	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется	93,31	0,18	
1.2	этан				4,05	0,16	
1.3	пропан				1,28	0,08	
1.4	изо-бутан				0,192	0,013	
1.5	норм-бутан				0,173	0,012	
1.6	нео-пентан				<0,005	—	
1.7	изо-пентан				0,0277	0,0029	
1.8	норм-пентан				0,0194	0,0024	
1.9	гексаны (C_6+ высшие)				0,0101	0,0020	
1.10	гелий				0,0077	0,0017	
1.11	водород				<0,005	—	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот				не нормируется	0,565	0,024
1.14	диоксид углерода				не более 2,5	0,361	0,023
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	35,19 8405	0,03 —	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,33 12021	0,04 —	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7219	0,0009	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.
 Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 7,8 кгс/см² (0,76 МПа), температура минус 6 °С.
 Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 22,0 °С, отн. влажность 68 %, атмосферное давление 101,4 кПа.

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, поверка действительна до 23.04.2025, одориметр газа ОГ-05-00-00, зав. №201, свид. №С-ЕГД/09-10-2024/378794190, поверка действительна до 08.10.2025.

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.7 Протокол испытаний поставляемого газа на НЧТЭЦ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-61/ГП

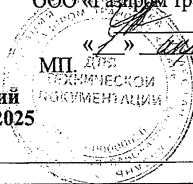
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации
рег. № САЛГАЗ АЛ.030

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз»(сектор №11 ИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
2025 г.



Протокол испытаний
№ **11-50/ГП** от **01.04.2025**

- | | |
|---|--|
| 1. Объект испытаний: | Газ горючий природный |
| 2. Место отбора проб: | ГРС-2 Наб. Челны |
| 3. Цель испытаний: | Определение состава и физико-химических свойств |
| 4. Испытания на соответствие: | ГОСТ 5542-2022 |
| 5. Дата отбора проб: | 01.04.2025 |
| 6. Регистрационный номер: | 11-50/Х-25 |
| 7. НД на отбор пробы: | п. 10 ГОСТ 31370-2008 |
| 8. Заказчик: | ООО «Газпром трансгаз Казань» |
| 9. Основание: | График аналитического контроля природного газа на 2025 год |
| 10. Дата и время испытаний: | 01.04.2025 |
| 11. Результаты испытаний приведены в таблице: | |

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Результат испытания	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется	94,19	0,16	
1.2	этан				3,43	0,14	
1.3	пропан				1,09	0,07	
1.4	изо-бутан				0,168	0,011	
1.5	норм-бутан				0,149	0,010	
1.6	нео-пентан				<0,005	—	
1.7	изо-пентан				0,0244	0,0027	
1.8	норм-пентан				0,0165	0,0022	
1.9	гексаны (C ₆ углеустые)				0,0085	0,0019	
1.10	гелий				0,0085	0,0017	
1.11	водород				<0,005	—	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот				не нормируется	0,620	0,026
1.14	диоксид углерода				не более 2,5	0,292	0,019
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,89 8333	0,04 —	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,18 11985	0,04 —	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7145	0,0011	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.

Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 2,6 кгс/см² (0,25 МПа), температура минус 7°С.

Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 21 °С, отв. влажность 69 %, атмосферное давление 101,6 кПа.

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, проверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:
Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.8 Протокол испытаний поставляемого газа на КЦ БСИ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-50/ГП

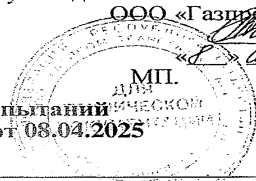
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации
рег. № САЛГАЗ АЛ030

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз»(сектор №1 ИИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова 2025 г.



Протокол испытаний
№ **11-54/ГП** от **08.04.2025**

- | | |
|---|--|
| 1. Объект испытаний: | Газ горючий природный |
| 2. Место отбора проб: | ГРС-2 Наб. Челны |
| 3. Цель испытаний: | Определение состава и физико-химических свойств |
| 4. Испытания на соответствие: | ГОСТ 5542-2022 |
| 5. Дата отбора проб: | 08.04.2025 |
| 6. Регистрационный номер: | 11-54/Х-25 |
| 7. НД на отбор пробы: | п. 10 ГОСТ 31370-2008 |
| 8. Заказчик: | ООО «Газпром трансгаз Казань» |
| 9. Основание: | График аналитического контроля природного газа на 2025 год |
| 10. Дата и время испытаний: | 08.04.2025 |
| 11. Результаты испытаний приведены в таблице: | |

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Фактический результат	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется	94,15	0,16	
1.2	этан				3,50	0,14	
1.3	пропан				1,09	0,07	
1.4	изо-бутан				0,160	0,011	
1.5	норм-бутан				0,146	0,010	
1.6	нео-пентан				<0,005	—	
1.7	изо-пентан				0,0236	0,0026	
1.8	норм-пентан				0,0156	0,0021	
1.9	гексаны (C ₆₊ высшие)				0,0085	0,0019	
1.10	гелий				0,0086	0,0017	
1.11	водород				<0,005	—	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот				не нормируется	0,606	0,026
1.14	диоксид углерода				не более 2,5	0,293	0,019
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,90 8336	0,03 —	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,19 11988	0,04 —	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7145	0,0010	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.

Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 2,7 кгс/см² (0,26 МПа), температура минус 6 °С.

Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 22 °С, относительная влажность 70 %, атмосферное давление 101,0 кПа.

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, поверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.9 Протокол испытаний поставляемого газа на КЦ БСИ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-54/ГП

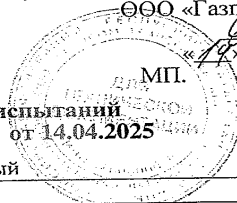
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации
рег. № САЛГАЗ АЛ.030

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз» (сектор №1 ИИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
18 апреля 2025 г.



Протокол испытаний
№ 11-58/ГП от 14.04.2025

- | | |
|---|--|
| 1. Объект испытаний: | Газ горючий природный |
| 2. Место отбора проб: | ГРС-2 Наб. Челны |
| 3. Цель испытаний: | Определение состава и физико-химических свойств |
| 4. Испытания на соответствие: | ГОСТ 5542-2022 |
| 5. Дата отбора проб: | 14.04.2025 |
| 6. Регистрационный номер: | 11-58/Х-25 |
| 7. НД на отбор пробы: | п. 10 ГОСТ 31370-2008 |
| 8. Заказчик: | ООО «Газпром трансгаз Казань» |
| 9. Основание: | График аналитического контроля природного газа на 2025 год |
| 10. Дата и время испытаний: | 14.04.2025 |
| 11. Результаты испытаний приведены в таблице: | |

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Результат испытания	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	%, мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется	94,16	0,16	
1.2	этан				3,46	0,14	
1.3	пропан				1,08	0,07	
1.4	изо-бутан				0,171	0,011	
1.5	норм-бутан				0,147	0,010	
1.6	нео-пентан				<0,005	—	
1.7	изо-пентан				0,0237	0,0026	
1.8	норм-пентан				0,0162	0,0022	
1.9	гексаны (C ₆ +высшие)				0,0072	0,0017	
1.10	гелий				0,0090	0,0017	
1.11	водород				<0,005	—	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005	—
1.13	азот				не нормируется	0,632	0,027
1.14	диоксид углерода				не более 2,5	0,293	0,019
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	34,88 8331	0,03 —	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50 от 9840 до 13020	50,17 11983	0,04 —	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7145	0,0010	

Стандартные условия в п.л. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.

Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 2,7 кгс/см² (0,26 МПа), температура минус 5 °С.

Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 21 °С, относительная влажность 68 %, атмосферное давление 101,4 кПа.

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, поверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.10 Протокол испытаний поставляемого газа на КЦ БСИ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-58/ГП

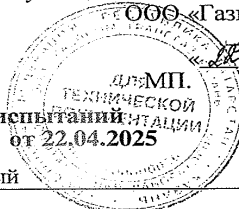
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
420073, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41

Аттестат аккредитации
рег. № САЛГАЗ АЛ.030

Дата регистрации
23 декабря 2020 г.

Лаборатория ЭПУ «Челныгаз»(сектор №1 ИИЛ),
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60,
тел./факс: (8552) 71-73-33/71-75-59

УТВЕРЖДАЮ
Руководитель Испытательной лаборатории
ООО «Газпром трансгаз Казань»
А.Ф. Гилязова
2025 г.



Протокол испытаний
№ **11-62/ГП** от **22.04.2025**

- | | |
|---|--|
| 1. Объект испытаний: | Газ горючий природный |
| 2. Место отбора проб: | ГРС-2 Наб. Челны |
| 3. Цель испытаний: | Определение состава и физико-химических свойств |
| 4. Испытания на соответствие: | ГОСТ 5542-2022 |
| 5. Дата отбора проб: | 21.04.2025 |
| 6. Регистрационный номер: | 11-62/Х-25 |
| 7. НД на отбор пробы: | п. 10 ГОСТ 31370-2008 |
| 8. Заказчик: | ООО «Газпром трансгаз Казань» |
| 9. Основание: | График аналитического контроля природного газа на 2025 год |
| 10. Дата и время испытаний: | 22.04.2025 |
| 11. Результаты испытаний приведены в таблице: | |

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норма по ГОСТ 5542-2022	Результат испытания	Расширенная абсолютная неопределенность, абс. ед., k=2	
1.	Компонентный состав:						
1.1	метан	% , мол.	ГОСТ 31371.7-2020 (метод Б)	не нормируется	93,35	0,18	
1.2	этан				4,02	0,16	
1.3	пропан				1,27	0,08	
1.4	изо-бутан				0,196	0,013	
1.5	норм-бутан				0,172	0,012	
1.6	нео-пентан				<0,005	-	
1.7	изо-пентан				0,0275	0,0029	
1.8	норм-пентан				0,0190	0,0023	
1.9	гексаны (C ₆₊ высшие)				0,0090	0,0019	
1.10	гелий				0,0077	0,0017	
1.11	водород				<0,005	-	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005	-
1.13	азот				не нормируется	0,573	0,024
1.14	диоксид углерода				не более 2,5	0,359	0,023
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	не менее 31,80 не менее 7600	35,17 8400	0,03 -	
3.	Область значений число Воббе (высшее) при стандартных условиях	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,20 до 54,50	50,32	0,04	
				от 9840 до 13020	12019	-	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормируется	0,7217	0,0009	

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа - температура 25 °С, давление 101,325 кПа.

Параметры анализируемого газа в точке отбора пробы: давление 2,7 кгс/см² (0,26 МПа), температура минус 6°С.

Условия выполнения испытаний: температура окружающего воздуха 22°С, относительная влажность 68 %, атмосферное давление 101,4 кПа.

Сведения об основных СИ: АПК на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 2000М», заводской №5568, свид. №С-АМ/24-04-2024/334404903, поверка действительна до 23.04.2025.

Ответственный исполнитель:

Слесарь КИПиА 5 разряда

Е.В. Галиева

Настоящий протокол не может быть воспроизведен не в полном объеме без письменного разрешения лаборатории

Рис. 8.11 Протокол испытаний поставляемого газа на КЦ БСИ в разрезе апреля месяца 2025 года №11-62/ГП

8.4 Описание 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, ремонтпригодность 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 неоперативного (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. 9.1.

Табл. 9.1 Динамика изменения отказов в системе теплоснабжения НчТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	48	60	53	71	53
в отопительный период, ед.	20	22	28	24	20
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	28	38	25	47	33
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, ед., в том числе:	208	258	234	244	246
в отопительный период, ед.	71	125	129	116	102
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	137	133	105	128	144
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), ед.	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, ед.	256	318	287	315	299

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	2021	2022	2023	2024	2025
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 после 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. 9.3.-9.4.

Табл. 9.3 Динамика изменения отказов в сетях отопления ООО "КАМАЗ-Энерго"

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
-------------------------	------	------	------	------	------

Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	57	49	25	36	27
в отопительный период, ед	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, ед	57	49	25	36	27
продолжительность отопительного сезона, дней	181	178	170	186	176
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:	25	47	28	27	26
в отопительный период, ед.	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	25	47	28	27	26
продолжительность отопительного сезона, дней	181	178	170	186	176
протяженность распределительных тепловых сетей, км	32,635	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	82	96	53	63	53

Табл. 9.4 Показатели восстановления в сетях отопления ООО "КАМАЗ-Энерго"

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
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 после 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 ремонтпригодность. Под ремонтпригодностью 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 ремонтпригодность 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, ПАО «КАМАЗ» не устанавливались.

Табл. 9.5 Показатели повреждаемости НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед./км/год, в том числе:	0,17	0,22	0,19	0,25	0,19
в отопительный период, ед./км/оп	0,094	0,079	0,101	0,086	0,0709
в период испытаний на плотность и прочность, ед./км/год	0,073	0,137	0,09	0,168	0,117
продолжительность отопительного сезона, дней	238	229	209	212	211
протяженность магистральных тепловых сетей, км	275,38208	277,16752	275,7397	279,82371	281,9029
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, ед./км/год, в том числе:	0,61	0,58	0,51	0,52	0,53
в отопительный период, ед./км/оп	0,299	0,28	0,283	0,244	0,219
в период испытаний на плотность и прочность, ед./км/год	0,31	0,298	0,231	0,276	0,309
продолжительность отопительного сезона, дней	238	229	209	212	211
протяженность распределительных тепловых сетей, км	440,73566	445,53548	455,1225	463,923554	466,36388

Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), ед./км/год	0	0	0	0	0
протяженность сетей ГВС, км	0	0	0	0	0
Всего повреждения в тепловых сетях, ед./км/год	0,45	0,44	0,39	0,42	0,72

Табл. 9.6 Показатели повреждаемости сетей ПАО «КАМАЗ»

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	0,86	0,74	0,38	0,54	0,41
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,86	0,74	0,38	0,54	0,41
продолжительность отопительного сезона, дней	181	178	170	186	176
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0,77	1,44	0,86	0,83	0,83
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,77	1,44	0,86	0,83	0,8
продолжительность отопительного сезона, дней	181	178	170	186	176
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	0,83	0,97	0,53	0,63	0,53

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	2021	2022	2023	2024	2025
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения	2 207	2 181	644	1094	1026

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.

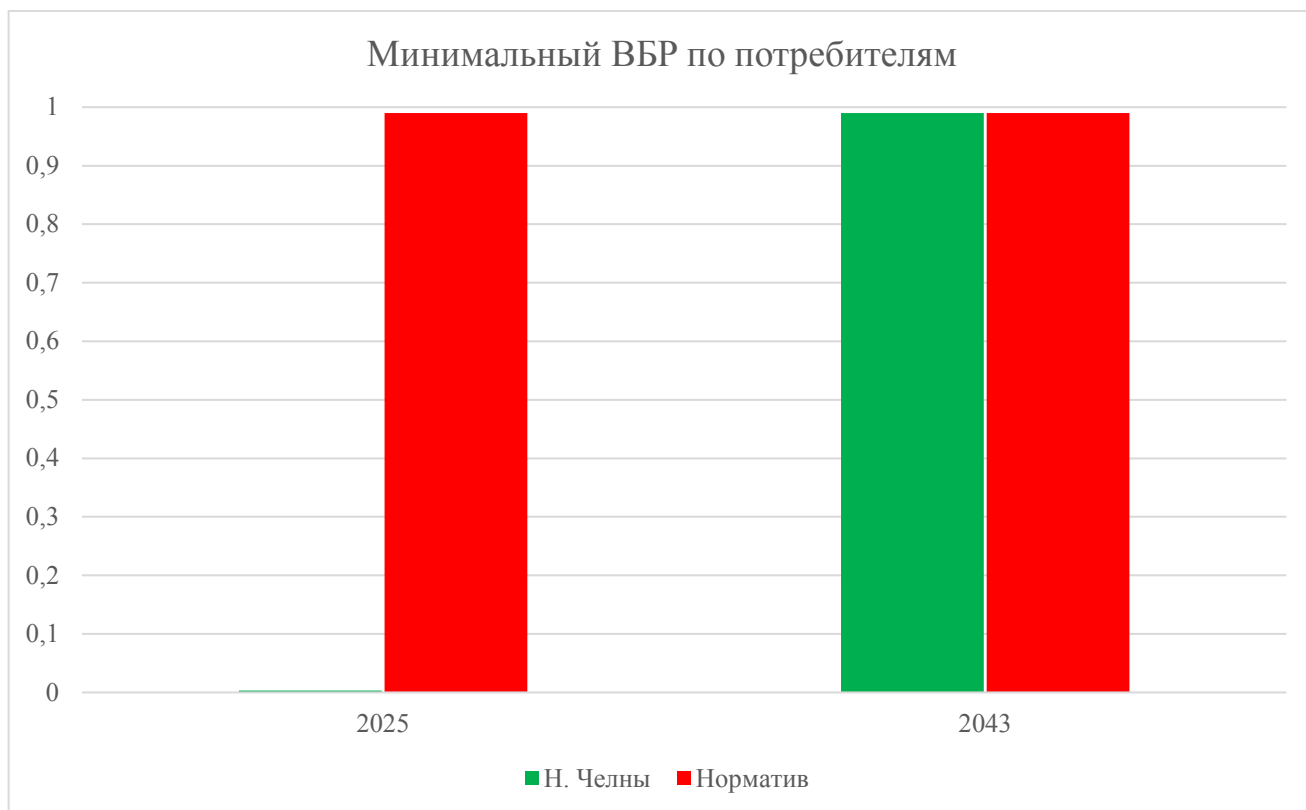


Рис. 9.1. Сравнительный анализ нормативного и фактического минимального показателя ВБР потребителей тепловодов НЧТЭЦ АО «Татэнерго» до 2043 года

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 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 неопотительный период 2024-2025 г. на тепловых сетях в зоне действия НЧТЭЦ произошло 299 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 Набережочелнинской 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 требованиям НТД по обеспечению надёжной и безопасной эксплуатации, действующих на территории Российской Федерации.

9.7 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надёжности и безопасности теплоснабжения)

По результатам расчетов показателей надёжности тепловых сетей были выявлены зоны ненормативной надёжности.

Карта-схема тепловых сетей с выделением зон ненормативной надёжности приведена на рисунке 9.1.

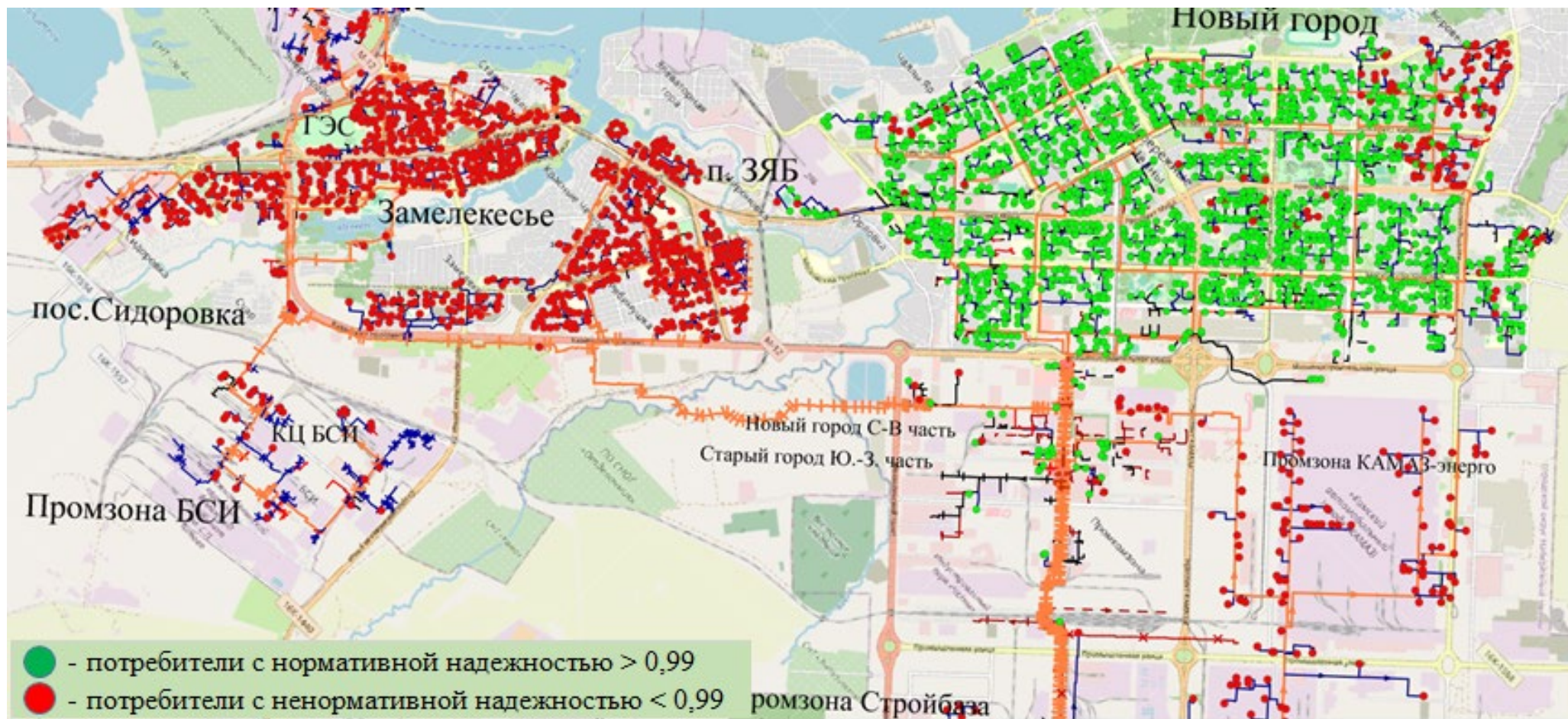


Рис. 9.1 Зоны ненормативной надежности по показателю ВБР потребителей теплоты

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 теплоснабжения" (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 2025 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.

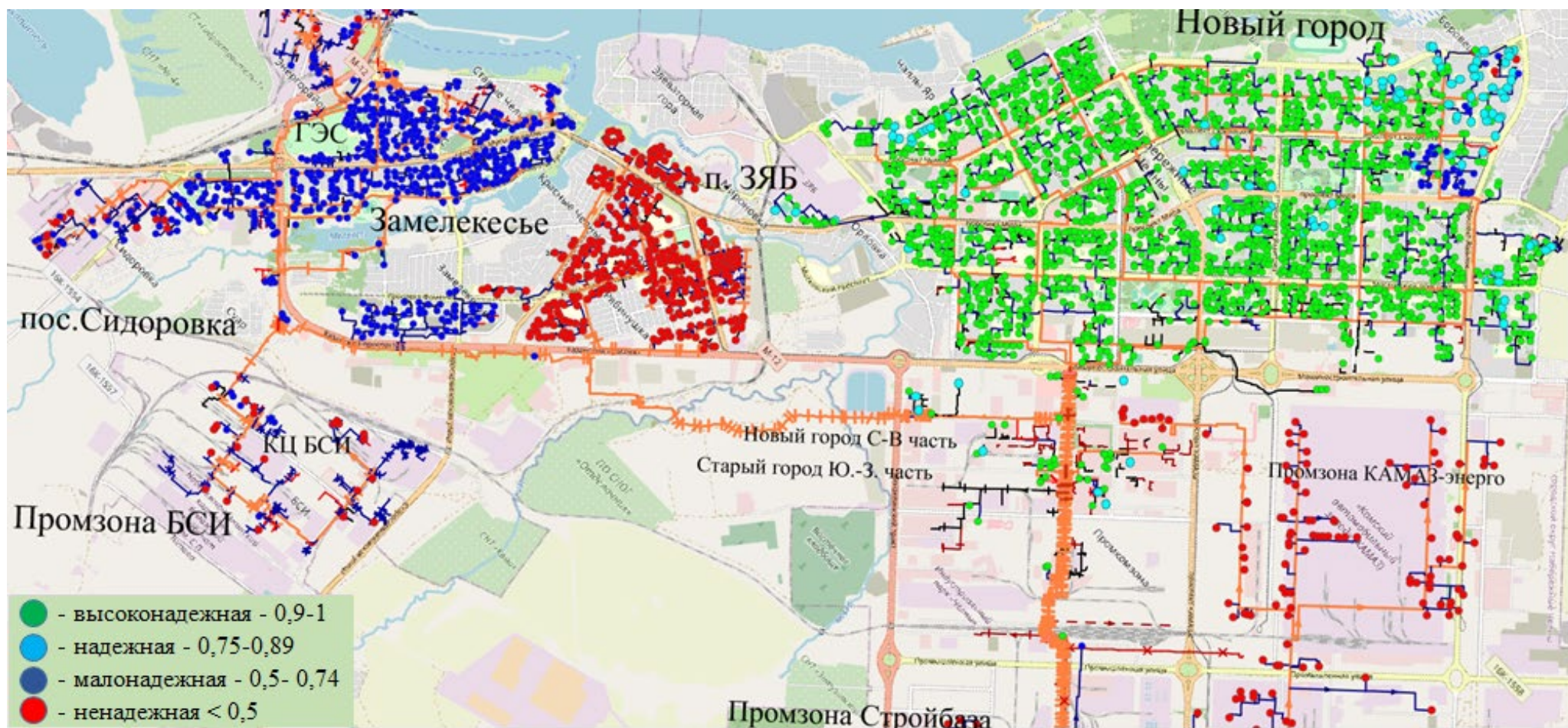


Рис. 9.2. Градация потребителей теплоты по показателю ВБР (2025 год)

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	0,72
относительный аварийный недоотпуск тепла, Гкал/ отоп. период	0
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. Техничко-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 Техничко-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2021-2025 год (без НДС)

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	4188,9	4131,9	3984,9	4184,1	3806,6
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	778,011	635,581	700,880	712,141	749,694
в паре, тыс. Гкал	141,400	135,515	135,515	157,453	160,500
в горячей воде, тыс. Гкал	636,611	500,066	565,365	554,688	589,194
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	3 444,889	3 380,784	3 326,156	3 276,086	3 352,185
в паре, тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в горячей воде, тыс. Гкал	3 444,889	3 380,784	3 326,156	3 276,086	3 352,185
- в т.ч. в горячей воде в сети НЧТС, тыс.Гкал	3 444,889	3 380,784	3 326,156	3 276,086	3 352,185
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.*	540 878,68	558 495,10	586 084,76	611 891,65	658 457,04
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.*	236 424,82	203 162,22	77 718,86	195 419,52	181 883,58
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.*	2 383 461,93	2 398 022,51	2 824 188,89	2 852 626,36	3 348 368,12
Прибыль, тыс. руб.*	615,02	770,35	333,16	66 210,28	198,09
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	58 934,84	68 130,03	-31 734,01	-74 311,64	-17 382,26
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.*	3 220 315,29	3 228 580,20	3 456 591,65	3 651 836,17	4 171 524,56

Табл. 10.2 Техничко-экономические показатели Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2021-2025 год (без НДС)

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	91,70	34,87	88,25	51,68	51,36
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	40,450	25,717	25,717	28,948	28,948
в паре, тыс. Гкал	40,450	25,717	25,717	28,948	28,948
в горячей воде, тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	19,240	19,240	19,240	19,240	19,240
в паре, тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
в горячей воде, тыс. Гкал	19,240	19,240	19,240	19,240	19,240
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.*	62 382,29	64 414,07	67 596,13	70 841,77	76 995,52
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.*	22 140,53	20 317,33	20 816,72	20 234,69	21 830,66
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.*	62 699,64	44 206,27	49 641,37	55 727,98	91 567,63
Прибыль, тыс. руб.*	32,52	53,61	1 013,83	37,23	0,00
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	-1 095,84	-101 588,70	-108 891,46	1 142,82	143 662,75
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.*	146 159,14	27 402,58	30 176,59	147 984,49	334 056,56

Табл. 10.3 Технико-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НчТС за ретроспективный период 2021-2025 год

Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Передача тепловой энергии						
Принято тепловой энергии с коллекторов источников Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	3 473,97	3 368,39	3 261,24	3 385,65	3 165,574
Приобретено тепловой энергии на компенсацию технологических потерь	тыс. Гкал	0	0	0	0	
Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	3 037,12	2 985,38	2 873,76	2 951,28	2772,714
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	436,85	383,00	387,49	434,37	392,86
Тоже в %	%	12,58	11,37	11,87	12,82	12,41
Расходы по содержанию теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	-	
Операционные расходы	тыс. руб.	583 576,21	606 558,68	657 600,09	740 005,38	878578,58
В том числе: на технологические цели, в том числе:	тыс. руб.	82 504,23	-	-	-	
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	111 404,38	112 539,23	121 542,37	98 307,56	141640,58
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	254 610,00		308 895,91	-	-
Страховые взносы	тыс. руб.	71 290,80		93 286,56	-	-
Амортизация	тыс. руб.	318 635,40		318 635,40	-	-
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	551 661,33	572 936,85	573 657,09	643 349,89	936055,56
Прибыль, всего	тыс. руб.	249 379,50	324 193,11	680 305,03	484 173,91	745429,58
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов						-15196,71
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.	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33	2810141,441
На содержание объектов теплосетевого хозяйства	тыс. руб.	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33	н/д
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	1 496 021,42	1 616 227,87	2 033 104,58	2 148 893,33	н/д

Табл. 10.4 Технико-экономические показатели в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2021-2025 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС)

Наименование показателя	Един. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс.Гкал	4280,6	4166,8	4073,1	4235,8	3857,9
в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс.Гкал	4 232,37	4 024,62	4 035,53	3 996,42	4 109,71
Покупная тепловая энергия	тыс.Гкал	0	0	0	0	
Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс.Гкал	10,204	8,899	9,285	8,761	8,401
Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	тыс.Гкал	4 282,590	4 061,322	4 071,993	4 036,415	4 150,067
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс.руб.	603 260,97	622 909,17	653 680,89	682 733,42	735 452,57
Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	258 565,35	223 479,55	98 535,57	215 654,21	203 714,23
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	2 446 161,57	2 442 228,78	2 873 830,27	2 908 354,34	3 439 935,75
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов		647,54	823,96	1 346,98	66 247,51	198,09
Прибыль	тыс.руб.	57 839,00	-33 458,67	-140 625,47	-73 168,82	126 280,49
ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс.руб.	3 366 474,43	3 255 982,79	3 486 768,24	3 799 820,65	4 505 581,13

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 передаче 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 2021-2025 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал

N	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
1	АО "Татэнерго"	1428,84	1518,79	1744,38	1823,42	2090,78

Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за ретроспективный период 2021-2025 год разработки схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

N	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
1	АО «Татэнерго», для потребителей, подключенных к сетям АО "Татэнерго"	2927,90	2868,04	2828,69	2882,21	2988,42

Табл. 11.3 Средневзвешенный тариф на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за ретроспективный период 2021-2025 год (без НДС), руб./Гкал

N	Наименование поселения, городского округа, города федерального значения	2021	2022	2023	2024	2025
1	Город Набережные Челны	1428,84	1518,79	1744,38	1823,42	2090,78

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/м³

N	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
1	тариф на теплоноситель, поставляемый АО "Татэнерго" потребителям МО г. Набережные Челны	32,66	33,78	36,69	46,64	61,21

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	2021	2022	2023	2024	2025
1	тариф на услуги по поставке тепловой энергии МО г. Набережные Челны	1 428,84	1 518,79	1 744,38	1 823,42	2090,78

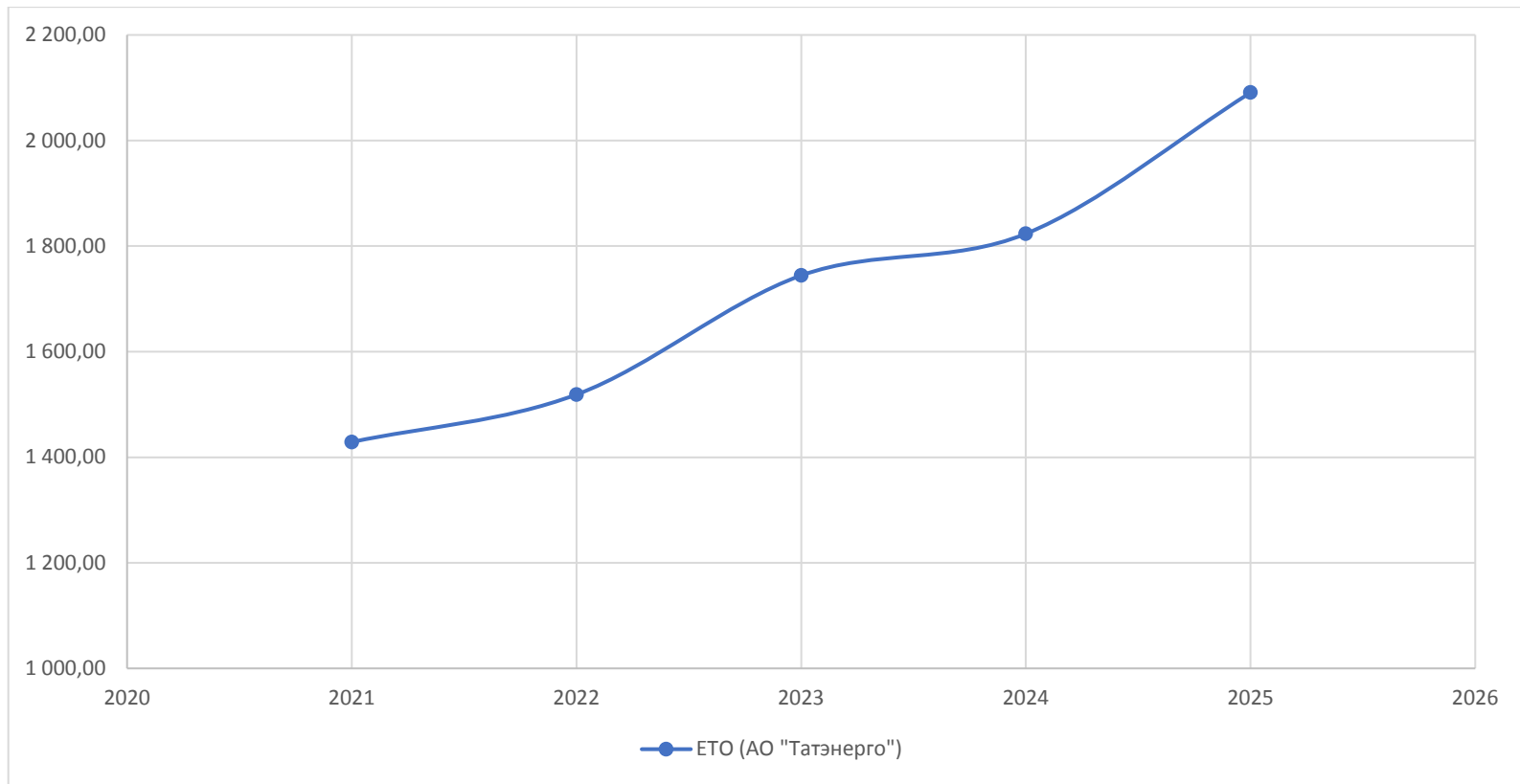


Рис. 11.1 Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны

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 2025 год разработки схемы теплоснабжения (без НДС), руб/м³

N	Наименование ЕТО	2021	2022	2023	2024	2025
1	тариф на теплоноситель, поставляемый тс организацией -филиал АО "Татэнерго" Набережночелнинская ТЭЦ	32,42	33,43	36,22	44,84	58,78
2	тариф на теплоноситель, поставляемый тс организацией -филиал АО "Татэнерго" КЦ БСИ Набережночелнинской ТЭЦ	48,03	50,12	54,92	87,64	110,44
3	тариф на теплоноситель, поставляемый АО "Татэнерго" потребителям МО г. Набережные Челны	32,66	33,78	36,69	46,64	61,21

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

№	Наименование	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
		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 :	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)	1 990,00	4 490,00	4 548,00	5850,00	6124,80
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, подключаемая тепловая нагрузка которых не более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, (П2.1), в том числе:					
	Подземная прокладка, в том числе:					
	канальная прокладка					
	50-250 мм	2 969 330,00	3 381 120,00	6 872 866,00	8 676 312,00	9 689 700,00
	251-400 мм			2 835 350,00	3 579 348,00	3 997 416,00
	401-550 мм			2 818 630,00	3 558 240,00	3 973 836,00
	бесканальная прокладка			0	0	
50-250 мм			6 286 830,00	7 936 500,00	8 863 476,00	
	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (П2.2)					15 067 980,00
4	НВВ на строительство сетей теплоснабжения (тыс.руб.)	6 859,15	17 729,55	365 752,97		

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.	2021				2022				2023				2024				2025			
			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.	21 434,35		14 667,23		22 356,02		15 297,92		23 697,38		16 215,79		25 403,60		17 383,33		26 877,01		18 391,56	
2	Потребители, получающие тепловую энергию от тепловой сети	руб./Гкал/ч в мес.	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		73 374,91		86 116,10		77 630,66	

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» - Набережночелнинская ТЭЦ. Одним источником является Набережночелнинская ТЭЦ, другим – котельный цех БСИ.

Филиал АО «Татэнерго» соблюдает требования 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 01.01.2026 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)

По данным инвентаризации на территории промышленной площадки - Набережночелнинская ТЭЦ находится 199 источников загрязнения атмосферного воздуха, из них - 159 организованных и 40 неорганизованных, выделяется 57 загрязняющих веществ и 14 групп веществ, обладающих эффектом суммации. Проектные валовые выбросы загрязняющих веществ составляют – 25 549,102 т/год

По данным инвентаризации на территории промышленной площадки – Котельный цех БСИ находится 24 источника загрязнения атмосферного воздуха, из них - 13 организованных и 11 неорганизованных, выделяется 33 загрязняющих вещества и 8 групп веществ, обладающих эффектом суммации. Проектные валовые выбросы загрязняющих веществ составляют – 144,363 т/год.

Нормативы допустимых выбросов определены проектом НДВ, разработаны на существующее положение и перспективу в рамках получения комплексного экологического разрешения для объекта негативного воздействия Набережночелнинская ТЭЦ, и установлены на уровне, при котором выбросы загрязняющих веществ от источников загрязнения не приведут к превышению нормативов допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе. Таким образом, на промплощадках филиала отсутствуют выбросы загрязняющих веществ, для которых имеется превышение нормативов качества атмосферного воздуха.

Производственный контроль в области охраны окружающей среды (производственный экологический контроль) осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды (ст.67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»).

Для осуществления производственного экологического контроля объекта негативного воздействия на окружающую среду Набережночелнинская ТЭЦ филиалом разработана и утверждена соответствующая программа, включающая План-график контроля стационарных источников выбросов для маркерных и загрязняющих веществ, а также согласно действующему природоохранному законодательству разработаны и утверждены План мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) и Программа производственного контроля измерений уровней физического воздействия и атмосферного воздуха на границе промплощадок филиала.

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. 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.

Площадка №1 филиала - Набережночелнинская ТЭЦ расположена в промышленной зоне КамАЗа по ул. Тэцовский проезд, зд.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 4,4 км, находятся жилые кварталы "Нового города". С юга, на расстоянии 3,7 км, находится н.п. Шильнебаш. С юго-востока, на расстоянии 462 м, расположено садовое общество СНТ «Колосок-2».

Промплощадка №2 филиала- Котельный цех БСИ расположена в промзоне БСИ г. Набережные Челны по проезду Фабричный, 8.

Котельный цех БСИ граничит с севера с домостроительным комбинатом ООО «ДОМКОР ИНДУСТРИЯ», с востока с ООО «Керамзито-бетонным заводом», с юга с производственными базами, с запада с производственно-коммерческой компанией ООО «Алиса».

Ближайшая жилая зона от границы промплощадки КЦ БСИ находится с северо-запада на расстоянии 1,42 км пос. Суар (Набережные Челны), ближайшая нормируемая территория – садово-огородные участки (пост Сидоровка) в 1,38 км к северо-западу.

Определение границ СЗЗ промплощадок филиала проведено в соответствии с действующими СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» и Правилами установления санитарно-защитных зон (СЗЗ) и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон, утвержденными Постановлением Правительства РФ №222 от 03.03.2018г.

Для определения размера СЗЗ были проведены расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников выбросов и акустические расчеты уровней звукового давления от основных источников шума.

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников промплощадок показали, что максимальные приземные концентрации на границе СЗЗ не превышают ПДК.

Выполненные акустические расчеты показали, что звуковое давление от источников шума на границе СЗЗ, на границе жилой застройки и на границе земель СНТ в пределах установленных допустимых уровней звукового давления и эквивалентных уровней звука, уровни звукового давления в октавных полосах и эквивалентные уровни звука при нормировании по времени не превышают установленные гигиенические нормативы.

На обе промплощадки филиалом разработаны проекты СЗЗ, по которым получены санитарно-эпидемиологические заключения и решения об установлении санитарно-защитной зоны, сведения о санитарно-защитных зонах внесены в Единый государственный реестр недвижимости.

Для Набережночелнинской ТЭЦ СЗЗ установлена северном направлении - 500 м от границы земельного отвода предприятия; с северо-западной, северо-восточной и восточной сторон от границы территории предприятия - 500 м; с юго-восточной стороны от границы территории предприятия - 462 м, затем по границе промплощадки; с южной, юго-западной и западной сторон - от границы территории предприятия - 500 м.

Для котельного цеха БСИ СЗЗ установлена в северном, северо-восточном, восточном, юго-восточном, южном, юго-западном, западном, северо-западном направлении – 300 м.

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 и нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, нормативы образования отходов и лимитов на их размещение, материалы оценки воздействия на окружающую среду объектов капитального строительства и другую документацию, соответствующую действующим требованиям природоохранного законодательства.

Разрешительная документация в области охраны окружающей среды и экологической безопасности оформлена в соответствии с действующими нормативными правовыми актами и включает в себя: комплексное экологическое разрешение объекта негативного воздействия Набережночелнинская ТЭЦ, 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 природоохранных мероприятий, направленных на предотвращение негативного воздействия объектов эксплуатации на окружающую природную среду.

1.1. Филиал АО «Татэнерго» проводит инвентаризацию источников выбросов в соответствии с требованиями статьи 22, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха" и Порядка проведения инвентаризации стационарных источников и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, корректировки ее данных, документирования и хранения данных, полученных в результате проведения таких инвентаризации и корректировки, утвержденным Приказом Минприроды России от 19.11.2021 г № 871. Проведение инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является первым этапом работ по нормированию выбросов. Работа по проведению инвентаризации источников выбросов проводится Филиалом АО «Татэнерго» с привлечением специализированных сторонних организаций.

Инвентаризация выбросов 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 газовой смеси из источников выбросов (аэродинамические характеристики);
- о параметрах источников выбросов (диаметре устья, высоте);
- об оснащении источников выбросов газоочистными установками (далее - ГОУ).

Корректировка инвентаризации проводится в случаях и в соответствии с требованиями, указанными в разделе VI Порядка, утвержденного Приказом Минприроды России от 19.11.2021 г № 871.

На основании проведенной инвентаризации выбросов разработан проект НДВ филиала, который соответствует требованиям к содержанию нормативов НДВ методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, утвержденной Приказом Минприроды России от 11.08.2020 N 581. На проект получено положительное санитарно-эпидемиологическое заключение.

В соответствии со ст. 22, 23, 31.1 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и ст. 12, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» филиалом получено комплексное экологическое разрешение (КЭР). В рамках КЭР для филиала установлены технологические нормативы выбросов и нормативы допустимых выбросов (НДВ) в атмосферу, а также нормативы образования отходов и лимиты на их размещение на срок 7 лет, при условии, что на предприятии не происходит изменения технологических процессов основных производств, замены оборудования, сырья, повлекших за собой изменение установленных объема или массы выбросов загрязняющих веществ, лимитов на размещение отходов производства и потребления.

Согласно требованиям ст.30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» на филиале ведутся Журнал учета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников, контролируемых инструментальным методом, Журнал учета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников, контролируемых расчетным методом, Журнал учета работы газоочистной установки (ГОУ).

Контроль выбросов загрязняющих веществ инструментальным методом осуществляется по договору с лабораториями (центрами), аккредитованными в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации, по аттестованным методикам(методам) измерений.

Определение выбросов расчетным способом осуществляется по методикам расчета выбросов, включенным в перечень методик расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками, который формируется и ведется на официальном сайте Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации.

Данные журналов используются при формировании годового статистического отчета по форме №2-тп (воздух), Декларации о плате за негативное воздействие на окружающую среду, отчета о результатах осуществления производственного экологического контроля.

1.2. В соответствии с ст.19 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года № 89-ФЗ, индивидуальные предприниматели и юридические лица, осуществляющие деятельность в области обращения с отходами, обязаны вести в установленном порядке учет образовавшихся, обработанных, утилизированных, 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 нормативы образования отходов, и лимиты на их размещение (НООЛР).

В соответствии с ст.11, 14 и 18 Федерального закона «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года № 89-ФЗ филиалом разрабатываются паспорта отходов и НООЛР.

Паспорт отхода - документ, удостоверяющий принадлежность отходов к отходам соответствующего вида и класса опасности, содержащий сведения об их составе.

В проекте НООЛР обосновывается планируемая деятельность по образованию и обращению с отходами I - V классов опасности, образующимися в процессе осуществления хозяйственной и иной деятельности на объекте, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду. Основными задачами при разработке НООЛР являются: обоснование нормативов образования отходов, обоснование запрашиваемых лимитов на размещение отходов.

Учет образования и движения отходов осуществляется согласно Порядку учета в области обращения с отходами, утвержденному Приказом Минприроды России от 08.12.2020 N 1028. На основании данных учета ежегодно формируется и предоставляется отчет по форме 2-тп (отходы), также данные учета используются при формировании Декларации о плате за негативное воздействие на окружающую среду, отчета о результатах осуществления производственного экологического контроля.

В целях соблюдения требования законодательства в области охраны окружающей среды при обращении с отходами производства и потребления, а также снижения негативного воздействия на окружающую среду при размещении отходов филиалом АО «Татэнерго» заключаются договоры на транспортирование и передачу образуемых отходов на утилизацию, обезвреживание.

1.2. Филиалом АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ соблюдаются требования по охране водных ресурсов. Заключены договоры на водоснабжение и водоотведение на каждую промплощадку, а также договор на вывоз сточных вод от неканализованных объектов. В соответствии с условиями договоров ведется учет объемов водопотребления и водоотведения.

В соответствии с требованиями законодательства филиалом ежегодно предоставляются сведения об использовании воды по форме 2-тп (водхоз).

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 производственного экологического контроля (ПЭК) и отчет о результатах осуществления ПЭК, представляющие из себя систему мер, реализованную на предприятии и направленную на соблюдение требований действующего законодательства РФ в сфере экологии и природопользования. Программа ПЭК, учитывает специфику применяемых технологий и производственного процесса, а также оказываемое воздействие на окружающую среду.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.02.2022 № 109 АО «Татэнерго» ежегодно, до 25 марта года, следующего за отчетным, сдает отчет о результатах осуществления ПЭК в территориальный орган Росприроднадзора.

2. План мероприятий по охране окружающей среды.

Ежегодно филиалом разрабатывается и утверждается план природоохранных мероприятий, направленных на предотвращение негативного воздействия объектов эксплуатации на окружающую природную среду. 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.

Ежегодно в срок до 25 января после отчетного года филиалом предоставляются данные по форме федерального статистического наблюдения № 4-ОС "Сведения о текущих затратах на охрану окружающей среды".

4. Плата за негативное воздействие на окружающую среду филиалом АО «Татэнерго» осуществляется согласно требованиям ст.16 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» не позднее 1-го марта года, следующего за отчетным периодом. Не позднее 10-го марта года, следующего за отчетным периодом, в территориальный орган Росприроднадзора предоставляется декларация о плате за негативное воздействие на окружающую среду АО «Татэнерго».

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	2021	2022	2023	2024	2025
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	2 840,76	3 353,93	2 659,41	3 208,20	3 105,40
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	5 279,29	5 279,29	5 512,04	10 146,01	10 146,01
Котельный цех БСИ					
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	41,89	29,96	41,16	13,01	7,94
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	308,31	308,31	47,90	146,61	146,61

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 138 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 протяженности 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)	м ³	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 обратной 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 теплотенергии	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 теплотенергии	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	м ³	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	м ³	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	м ³	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	м ³	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	м ³ /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	м ³ /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 2025 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.