



Актуализация схемы теплоснабжения
г. Набережные Челны на 2022 год на период до 2036 года

Обосновывающие материалы

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

г. Казань, 2021

Оглавление

1	Функциональная структура теплоснабжения.....	8
1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	11
1.2	Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями	14
1.3	Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения	15
1.4	Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	20
2	Источники тепловой энергии	21
2.1	Источник комбинированной выработки - Набережночелнинская ТЭЦ	22
2.1.1	Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	26
2.1.2	Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.	26
2.1.3	Эксплуатационные показатели основного оборудования источника комбинированной выработки.....	27
2.1.4	Информация по конкурентному отбору мощности источника комбинированной выработки.....	27
2.1.5	Описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ, суммарная установленная мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов.....	32
2.1.6	Регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки.	41
2.1.7	Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки.....	46
2.1.8	Способы учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенной в тепловые сети от источника комбинированной выработки	46
2.1.9	Статистика отказов и восстановлений оборудования источника комбинированной выработки тепловой энергии.....	47
2.1.10	Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств.....	48
2.1.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	50
2.1.12	Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки.....	50
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.....	53
2.1.14	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки, города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	53
2.1.15	Эксплуатационные показатели функционирования источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	54
2.2	Котельный цех БСИ.	57
2.2.1	Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной КЦ БСИ.	60
2.2.2	Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ.	64

2.2.3	Схема выдачи тепловой мощности котельной	65
2.2.4	Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.	65
2.2.5	Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.....	66
2.2.6	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.	66
2.2.7	Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.....	67
2.2.8	Сведения о предписаниях, выданных контрольно - надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной.....	67
2.2.9	Проектный и установленный топливный режим котельного цеха БСИ, сведения о резервном топливе.....	67
2.2.10	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	68
2.2.11	Эксплуатационные показатели функционирования котельной КЦ БСИ.....	68
2.3	Котельная ООО «Камгэс ЗЯБ»	69
2.3.1	Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»	72
2.3.2	Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»	73
2.3.3	Схема выдачи тепловой мощности котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»	75
2.3.4	Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ.	75
2.3.5	Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в водяные тепловые сети	76
2.3.6	Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»	76
2.3.7	Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.....	77
2.3.8	Сведения о предписаниях, выданных контрольно - надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»	77
2.3.9	Проектный и установленный топливный режим котельной ООО «Камгэс ЗЯБ», сведения о резервном топливе	77
2.3.10	Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	75
2.3.11	Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»	77
3	Тепловые сети, сооружения на них	79
3.1	Структура тепловых сетей г. Набережные Челны.	79
3.2	Общая характеристика тепловых сетей и способы их прокладки г. Набережные Челны	85
3.2.1	Общая характеристика магистральных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» за 2020год.	85
3.2.2	Общая характеристика магистральных тепловых сетей ООО «КАМАЗ –ЭНЕРГО» за 2020год.	86
3.2.3	Общая характеристика магистральных тепловых сетей ООО «ТСЗВ» за 2020г.	87
3.2.4	Общая характеристика магистральных сетей ООО «Камгэс – ЗЯБ» за 2020г.	88
3.3	Количество и средняя тепловая мощность центральных тепловых пунктов.....	89
3.3.1	Количество и средняя тепловая мощность ИТП, доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям с открытой схемой водоразбора на нужды ГВС	89

3.4	Типы и оборудование насосных станций	90
3.4.1	Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС» на 2020 год.	90
3.5	Изменения, произошедшие в ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.....	92
3.6	Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях. 92	
3.7	Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.	93
3.8	Описание основных схем присоединения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям. 93	
3.9	Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.	93
3.9.1	Сведения об оснащении приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС»	93
3.9.2	ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ»	94
3.10	Описание уровня автоматизации насосных станций и тепловых пунктов.....	95
3.11	Описание устройств защиты тепловых сетей от превышения давления	96
3.12	Описание результатов испытаний тепловых сетей.....	96
3.12.1	Испытания, проводимые на тепловых сетях Филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС»	96
3.13	Предписания, выданные контрольно - надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей.....	97
3.14	Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	97
3.15	Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.....	98
3.15.1	Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети и фактическая разница температур сетевой воды в тепловых сетях филиала АО «ТатЭнерго» «НЧТС»	98
3.15.2	Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети и фактическая разница температур сетевой воды в тепловых сетях ООО «Камгэс – ЗЯБ»	100
3.16	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии, теплоносителя.....	102
4	Зоны действия источников тепловой энергии.....	107
4.1	Набережночелнинская ТЭЦ	107
4.2	Котельный цех БСИ.	107
4.3	Котельная ООО «Камгэс – ЗЯБ»	108
5	Оценка тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей и расчетной тепловой нагрузки систем теплоснабжения.	112
5.1	Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ.....	112
5.2	Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия котельной ООО «Камгэс – ЗЯБ».....	128
5.3	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки	129
6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	130
6.1	Описание величины потребления тепловой энергии от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	130
6.2	Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника	

тепловой энергии до самого удаленного потребителя. Резервы и дефициты пропускной способности тепловых сетей при передаче тепловой энергии от источника к потребителю.....	135
6.3 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	143
7 Балансы теплоносителя.	144
7.1 Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»	144
7.2 Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Камгэс – ЗЯБ».....	147
7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	148
8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом. 163	
8.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	149
8.1.1 Набережночелнинская ТЭЦ	149
8.1.2 Котельный цех БСИ.	150
8.1.3 Котельная ООО «Камгэс-ЗЯБ»	152
8.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями.....	153
8.2.1 Набережночелнинская ТЭЦ	153
8.2.2 Котельный цех БСИ	154
8.2.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	154
8.3 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	154
8.4 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 актуализации схемы теплоснабжения.	155
8.5 Описание использования местных видов топлива.....	155
8.6 Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива	155
9 Надежность теплоснабжения.	156
9.1 Надежность функционирования системы	156
9.2 Основные расчетные зависимости	157
9.3 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии. 162	
9.4 Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	164
9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении	169
9.6 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 актуализации схемы	

теплоснабжения.....	169
10	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций 170
10.1	Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» 169
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 актуализации схемы теплоснабжения 177
11	Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 178
11.1	Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации 178
11.2	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения..... 180
11.3	Плата за подключение к системе теплоснабжения 180
11.4	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей 182
12	Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения города 183
13	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения. 193
13.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)..... 193
13.2	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения..... 193
13.3	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения..... 194
13.4	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения 194

1 Функциональная структура теплоснабжения

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 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 водо-хранилища 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 юго-восточной части города;
- Юго-западный район (район пищевых производств);
- База строительной индустрии (БСИ), расположена в юго-западной части города;
- промышленный район ГЭС, расположен в северо-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.

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), котельной ООО «КамгэсЗЯБ». От ТЭЦ обеспечивается более 95% суммарной нагрузки потребителей города.

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. 1.1.

В городе Набережные Челны исторически сложились две системы централизованного теплоснабжения:

- Юго-Западная часть города – система централизованного теплоснабжения № 1 (СЦТ-1);
- Северо-Восточная часть города – система централизованного теплоснабжения № 2 (СЦТ-2).

Северо-Восточная часть города (СЦТ-2) обеспечивается теплом только от Набережночелнинской ТЭЦ, а Юго-Западная часть города (СЦТ-1) от Набережночелнинской ТЭЦ, Котельного цеха БСИ и от локальной котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Под локальными системами теплоснабжения понимаются системы, в которых котельные установки используются как самостоятельные источники в локальных (местных) системах теплоснабжения.

Данная эксплуатационная структура сложилась в результате реформирования предприятий, и отвечает требованиям современных технологических законов управления.

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

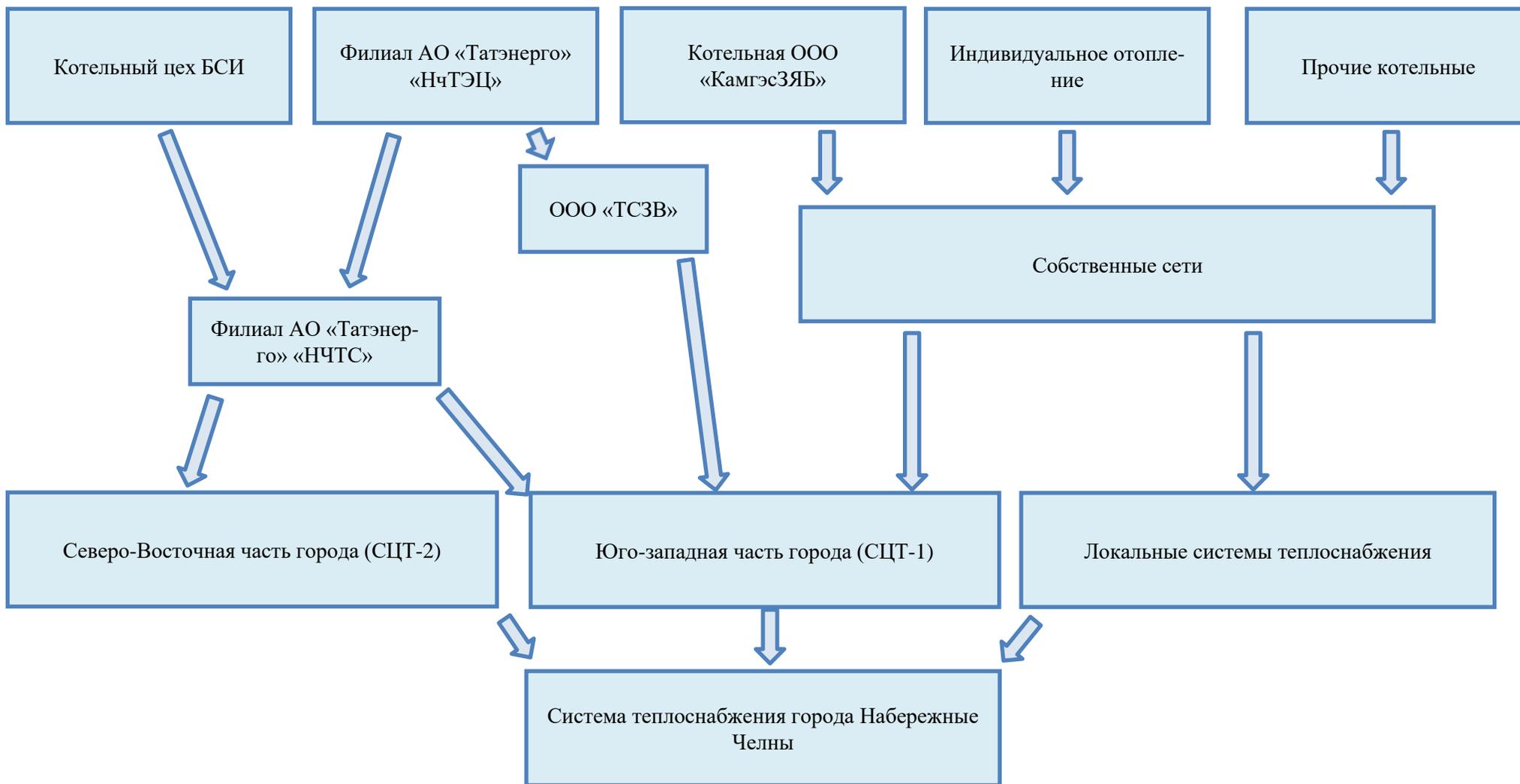
В соответствии с приказом №280 от 07.10.2013г. «Об организации работы на арендованном имуществе ОАО «НЧПТС», ОАО «ЗайПТС» и договора аренды от 26.12.2013г. №Д370/1379 комплекс имущества ОАО «Набережночелнинское предприятие тепловых сетей» перешел в аренду к ОАО «Генерирующая компания».

В соответствии с решением протокола №5 заседания Совета директоров ОАО «Генерирующая компания» от 23.10.2013г. в г. Набережные Челны создан Филиал ОАО «Генерирующая компания» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал ОАО «ГК» НЧТС)).

30 ноября 2016 года единственный акционер ОАО «Генерирующая компания» – АО «Связьинвестнефтехим» принял решение о переименовании ОАО «Генерирующая компания» в Акционерное общество «Татэнерго».

ООО «КАМАЗ-Энерго» с 11.05.2018 года передало на правах владения тепловые сети площадки Стройбазы Западного тепловода отопительной воды №3 ТЭЦ-ЗРД и парка «Гренада» ООО «Тепловые сети западного вывода» (ООО «ТСЗВ»).

Рис. 1.1 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2021 г.



1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Базовыми элементами системы теплоснабжения города является 1 источник тепловой энергии и объединенная теплосетевая компания:

1. Источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии - Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» - сокр. «НЧТЭЦ», построенный на базе теплофикационных турбоагрегатов. Для снятия пиковой теплофикационной нагрузки установлены пиковые водогрейные котлы. Общая установленная (располагаемая) тепловая мощность составляет 4682 Гкал/ч, (с учетом установленной (располагаемой) мощности котельного цеха БСИ) в т.ч. мощность отборов турбин 2052 Гкал/ч.

2. Эксплуатацию магистральных тепловых сетей, ЦТП, внутриквартальных тепловых сетей, осуществляет Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» (Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»). Также Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС» в соответствии с «Правилами эксплуатации электрических станций и сетей» осуществляет ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты.

Для обеспечения оптимальных гидравлических режимов тепловых сетей северо-восточной части г. Набережные Челны построены насосные станции ПНС-1, ПНС-3, ПНС-4, ПНС-5, ПНС-6, ПНС-7, ПНС-9, ПНС-Сидоровка, ПНС Нижнего бьефа и РТП-ЗЯБ на трубопроводах обратной сетевой воды.

Для устойчивого гидравлического режима жилых районов построены районные тепловые пункты РТП-1 и 10 на трубопроводах прямой сетевой воды. В настоящее время РТП-1 выведен из работы. Для обеспечения тепловой энергией высотных зданий в 16 комплексе Нового города в эксплуатации находится центральный тепловой пункт (ЦТП) 16/03.

Прокладка тепловых сетей выполнена:

- надземно (от Набережночелнинской ТЭЦ до камеры переключений);
- в проходных каналах (тоннелях);
- в непроходных каналах;
- бесканально.

Системы централизованного теплоснабжения города Набережные Челны имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей города возникают вследствие большой разности геодезических отметок (около 60 метров), а также протяженности (радиуса действия) тепловых сетей до отдельных зон СЦТ, достигающей более 15 км.

В связи с тем, что самым крупным производителем тепловой энергии является Набережночелнинская ТЭЦ, а 70 % передачи тепловой энергии г. Набережные Челны обеспечивает филиал АО «Татэнерго» «НЧТС», базовыми для анализа существующего положения являются исходные данные, полученные от вышеуказанных организаций.

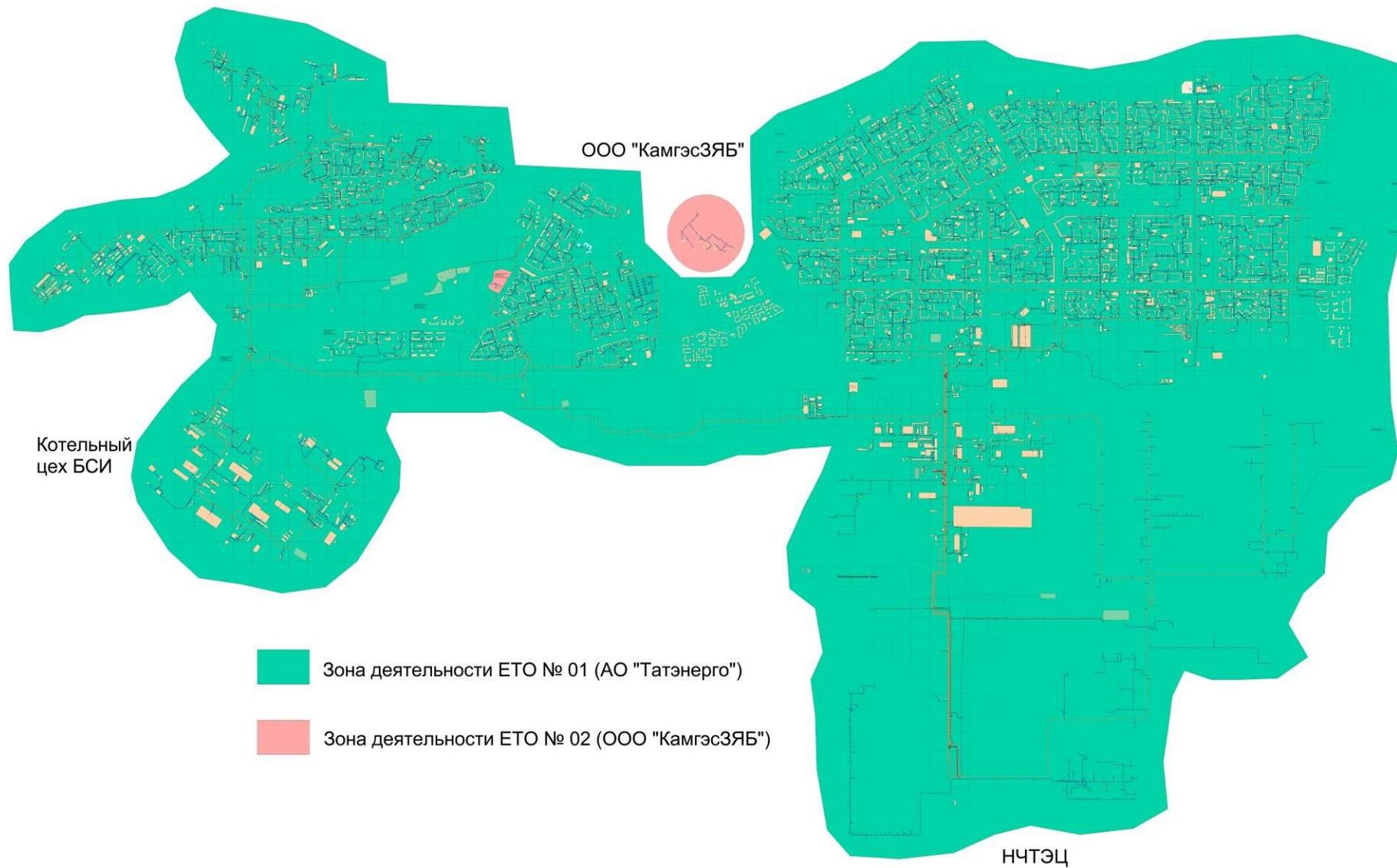
Условное деление по системам теплоснабжения города в данной работе принято также в соответствии с отчетностью вышеуказанных организаций:

1. СЦТ-1 – территориально занимает юго-западную часть города (Старый город) и включает в себя 2 теплоисточника (Набережночелнинская ТЭЦ, и котельный цех БСИ), работающих на общую сеть филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» и локальную котельную ООО «КамгэсЗЯБ».

2. СЦТ-2 – территориально занимает северо-восточную часть города (Новый город) и включает в себя 1 теплоисточник – Набережночелнинская ТЭЦ, работающий на сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» и ООО «ТСЗВ».

Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны представлены на Рис. 1.2.

Рис. 1.2. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны



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

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

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

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

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

А - номер региона в Российской Федерации (16);

Б - номер г. Набережные Челны (52);

В - номер кадастровой зоны (административного района);

В1 - номер кадастрового квартала;

: - разделитель частей кадастрового номера.

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

Автозаводской район – 16:52:01;

Центральный район – 16:52:02;

Комсомольский район – 16:52:03.

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

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

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

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

Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в под-разделениях организации;

- планирование и подготовка ремонтных работ;

- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;

- выполнение требований к качеству тепловой энергии;

- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;

предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии».

Рис. 1.3. Кадастровая сетка г. Набережные Челны

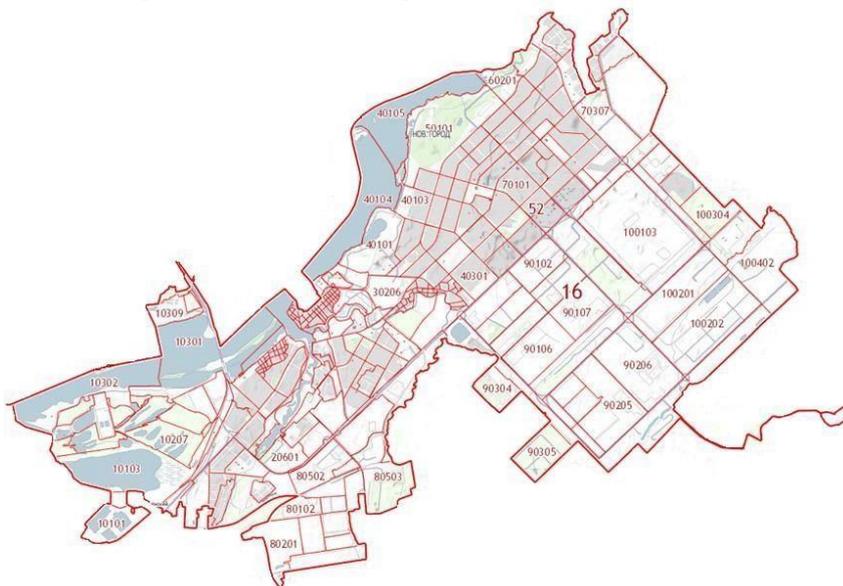
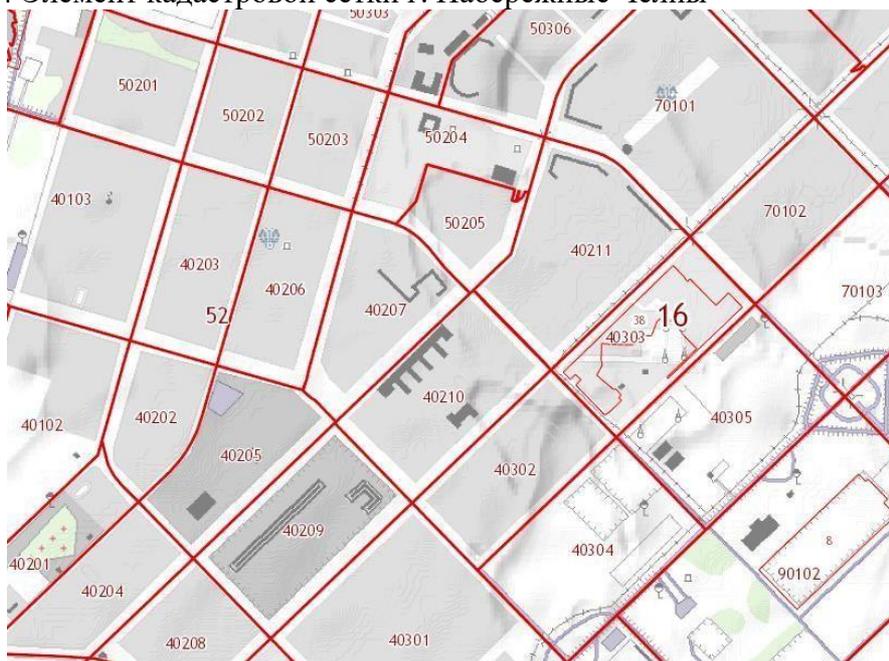


Рис. 1.4 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны



Между СЦТ-1 и СЦТ-2 организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией по:

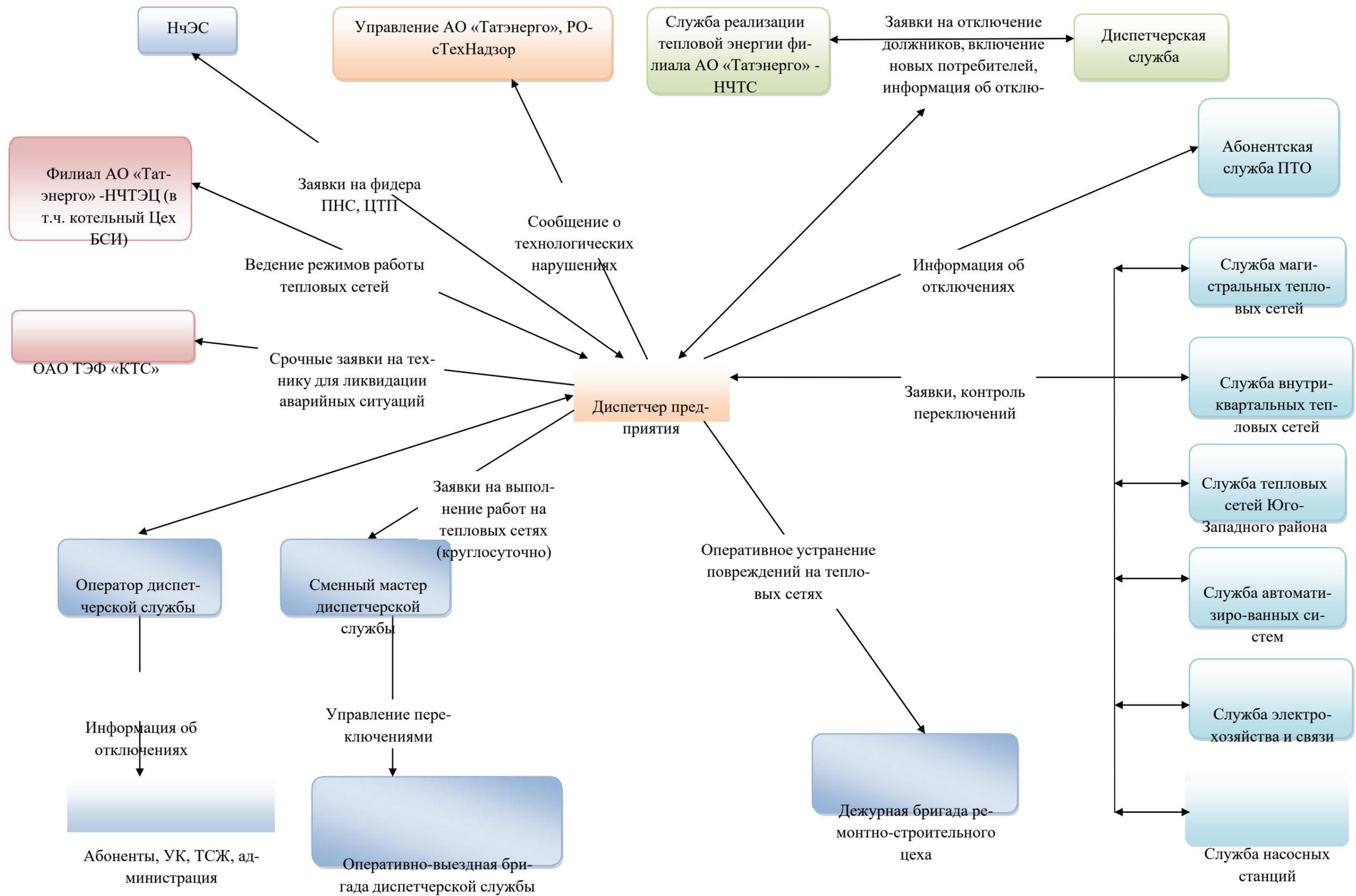
- ведению требуемого режима работы;
- производству переключений, пусков и остановов;
- локализации аварий и восстановлению режима работы;
- подготовке к производству ремонтных работ.

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

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

Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла представлена на Рис. 1.5.

Рис. 1.5 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла



1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

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

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).

До 11.05.2018г. действовал договор между ООО «КАМАЗ-Энерго» и АО «Татэнерго» на оказание услуг по передаче тепловой энергии:

- с 01.01.2016 после сдачи тепловых сетей Восточного вывода (трубопроводов отопления, пара, деминерализованной воды) в аренду ПАО «КАМАЗ» данные сети были исключены из договора на оказание услуг по передаче тепловой энергии между АО «Татэнерго» и ООО «КАМАЗ-Энерго». КАМАЗ-Энерго осуществляет их обслуживание в рамках сервисного договора, заключенного с ПАО «КАМАЗ»;

- с 11.05.2018 после перехода сетей Западного вывода в собственность ООО «ТСЗВ» договор между АО «Татэнерго» и ООО «КАМАЗ-Энерго» на оказание услуг прекратил свое действие, регулируемый вид деятельности по передаче тепловой энергии не осуществляется, тариф на услуги не утверждается.

В настоящее время ООО «КАМАЗ-Энерго» не оказывает услуги АО «Татэнерго» по передаче тепловой энергии.

Поставка (транспорт) тепловой энергии от прочих котельных обеспечивается котельными. Потребители, подключенные к тепловым сетям прочих котельных, заключают договор на покупку тепловой энергии с этими котельными.

1.3 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.

Табл. 1.1 Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район)

№ п/п	Наименование поселка	Кол-во домов	Кол-во жителей	Примечание (улицы, на которых имеются потребители, подключенные к СЦТ)
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	кроме ул.Полевая, Верхняя Посадская, Гагарина, Суворова, Нижняя Посадская
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.26, 27
Итого		3540	8124	

Табл. 1.2. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии

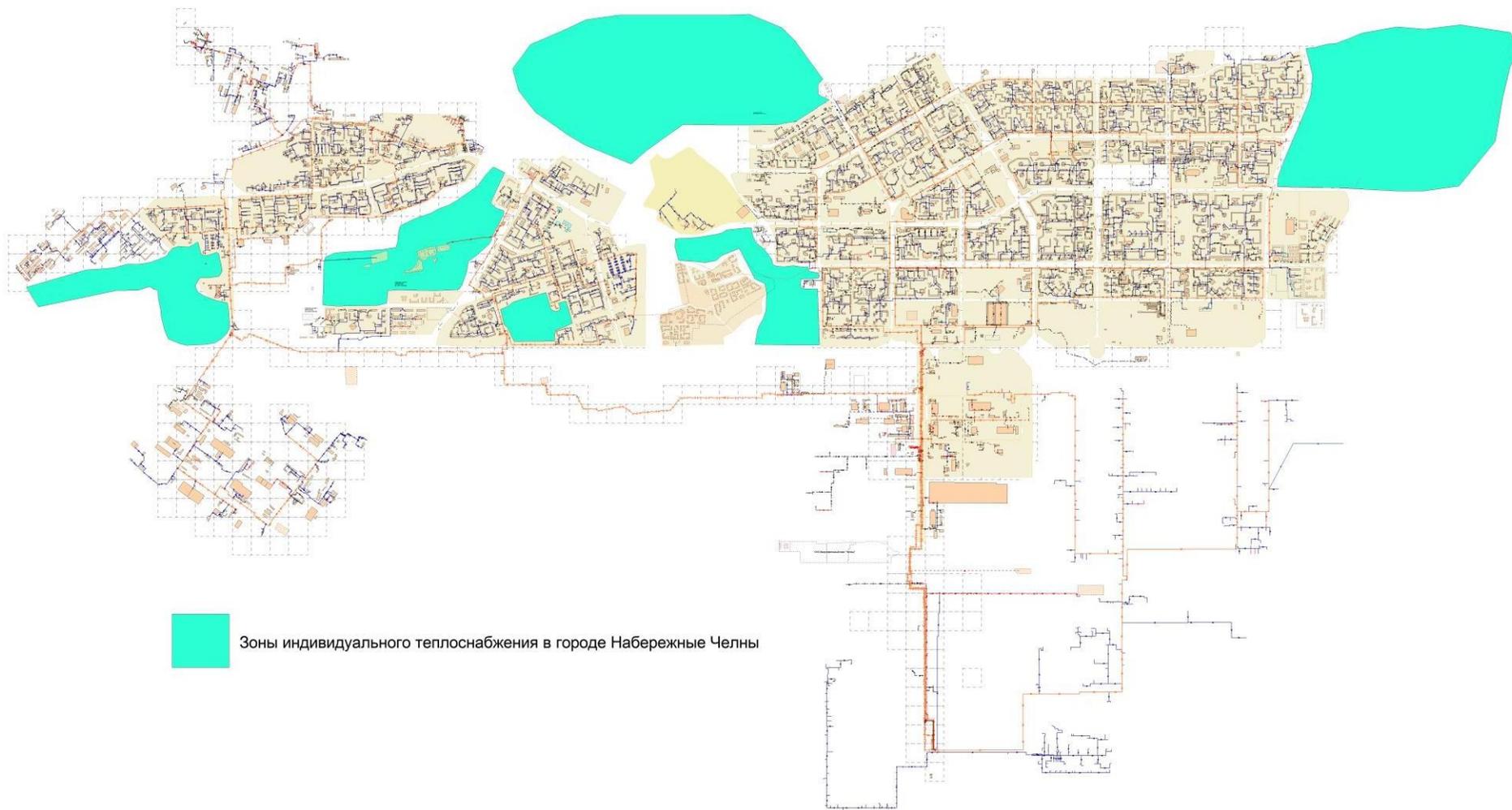
№ п/п	Форма управления, наименование	Адрес	Кол-во квартир	Жилая площадь, м ²
Комсомольский район				
1	Замелекесье		416	23382
2	Элеваторная гора		44	1730,6
3	ГЭС		23	1128,8
4	Тарловка		56	1456,5
5	Орловка		13	642,4
Центральный район				
1	Новый город		291	62510,39
2	Чаллы Яр		660	47005,59
3	22 мкр		40	3069,8
Автозаводский район				
1	61 мкр		158	11163,58
2	67а мкр		208	18606,79
Итого			1909	170696,45

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

№ п/п	Наименование района	Кол-во домов	Кол-во жителей
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		1945	4104,5

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны представлена на Рис. 1.6.

Рис. 1.6. Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Набережные Челны



1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменения в функциональной структуре теплоснабжения города Набережные Челны за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

2 Источники тепловой энергии.

В настоящее время в городе существуют 3 источника централизованного теплоснабжения:

1. Набережночелнинская ТЭЦ – обеспечивает теплом СЦТ-1 и СЦТ-2 (Новый город, поселок ЗЯБ, ГЭС и Сидоровка)
2. Котельный цех БСИ – обеспечивает СЦТ-1 (Промышленная зона БСИ, ГЭС и Сидоровка)
3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» - обеспечивает теплом район ОАО «Завод ячеистого бетона»

Рис. 2.1. Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны



2.1 Источник комбинированной выработки - 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, на 2020 год.

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч		Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, °С	
					УТМ всего, Гкал/час	в том числе			
						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, на 2020 год.

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

Табл. 2.3 Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2020 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	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	2	1971	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	3	1971	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	4	1972	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	5	1972	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-100	6	1972	100	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	7	1975	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	8	1976	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	9	1977	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	10	1980	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	11	1980	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	12	1981	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	13	1981	180	70	150	газ	мазут
ПТВМ-180	14	1981	180	70	150	газ	мазут
ИТОГО	14 шт		2040				

Табл. 2.4 Технические характеристики редуционно-охладительной установки (далее - РОУ) источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, на 2020 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
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	1994

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

В Табл. 2.5 представлены сведения по установленной и располагаемой тепловой мощности НЧТЭЦ (ретроспективный период).

Табл. 2.5 Установленная и располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, (ретроспективный период)

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2016	1180	1180	4092	2052
2017	1180	1180	4092	2052
2018	1180	1180	4092	2052
2019	1180	1180	4092	2052
2020	1180	1180	4092	2052

2.1.2 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности.

Ограничения установленной тепловой мощности на источнике НЧТЭЦ отсутствует.

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

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				
2016	2052	2040	4092	0	4092	1,12	4091
2017	2052	2040	4092	0	4092	1,08	4091
2018	2052	2040	4092	0	4092	1,15	4091
2019	2052	2040	4092	0	4092	1,08	4091
2020	2052	2040	4092	0	4092	0,94	4091

2.1.3 Эксплуатационные показатели основного оборудования источника комбинированной выработки.

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

2.1.4 Информация по конкурентному отбору мощности источника комбинированной выработки.

Все теплофикационные агрегаты Набережночелнинской ТЭЦ отобраны по результатам конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2021год.

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, в 2020 году

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Нарботка на конец 2020 года (на 01.01.2021г.), час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84Б	1973	300 000	248 249	2031	294 745	2	2027
2	ТГМ-84Б	1974	300 000	248 215	2031	295 144	2	2027
3	ТГМ-84Б	1974	300 000	260 404	2028	-	1	2024
4	ТГМ-84Б	1974	300 000	247 933	2031	-	1	2024
5	ТГМ-84Б	1975	300 000	252 032	2030	-	1	2023
6	ТГМ-84Б	1976	300 000	248 008	2031	-	1	2024
7	ТГМ-84Б	1977	300 000	242 644	2032	-	1	2028
8	ТГМ-84Б	1977	300 000	218 612	2037	-	1	2023
9	ТГМ-84Б	1978	300 000	208 580	2039	252 984	2	2027
10	ТГМ-84Б	1979	300 000	172 669	2047	-	1	2024
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	151 905	2052	-	1	2024
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	156 721	2051	-	1	2024
13	ТГМЕ-464	1988	300 000	138 624	2055	-	1	2025
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	66 279	2071	-	0	2023

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, в 2020 году.

Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2021г., час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков на 01.01.2021г.	Количество пусков на 01.01.2021г.	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	1973	220 000	291 768	2005	255	275	337 647	3	2029
2	ПТ-60-130/13	1973	220 000	289 651	2005	214	240	309 872	2	2026
3	Т-100-130-2	1974	220 000	268 683	2007	245	269	294 448	1	2026
4	Т-100-130-2	1974	220 000	248 148	2011	229	259	296 479	2	2025
5	Т-100-130-3	1975	220 000	265 407	2010	255	279	308 000	2	2029
6	Т-100-130-3	1975	220 000	270 040	2008	260	288	292 358	1	2026
7	Т-100-130-3	1976	220 000	272 142	2008	261	287	302 462	1	2027
8	Т-100-130-3	1977	220 000	240 265	2013	269	286	269 936	-	2027
9	Р-50-130/13	1978	220 000	217 383	2014	182	202	220 000	-	2022
10	Т-175/210-130	1984	220 000	156 261	2028	137	165	220 000	-	2031
11	Т-185/220-130	1987	220 000	151 158	2030	144	184	220 000	-	2034

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, в 2020 году

Ст. №	Тип котла	2020						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1971	25 лет	39 357	1996	4 года	4	2021
2	ПТВМ-100	1971	25 лет	41 099	1996	4 года	4	2021
3	ПТВМ-100	1971	25 лет	35 646	1996	4 года	4	2021
4	ПТВМ-100	1972	25 лет	32 705	1997	4 года	4	2021
5	ПТВМ-100	1972	25 лет	35 131	1997	4 года	4	2021
6	ПТВМ-100	1972	25 лет	23 145	1997	4 года	4	2021
7	ПТВМ-180	1975	25 лет	15 446	2000	4 года	3	2022
8	ПТВМ-180	1976	25 лет	16 633	2001	4 года	3	2022
9	ПТВМ-180	1977	25 лет	16 261	2002	4 года	3	2022
10	ПТВМ-180	1980	25 лет	7 530	2005	на консервации	1	-
11	ПТВМ-180	1980	25 лет	12 789	2005	4 года	3	2021
12	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 484	2006	4 года	3	2021
13	ПТВМ-180	1981	25 лет	17 934	2006	4 года	3	2022
14	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 382	2006	4 года	3	2022

Табл. 2.10 Помесячные объёмы мощности для каждой генерирующей единицы мощности, отобранные по результатам КОМ на 2021год по Набережночелнинской ТЭЦ.

Набережночелнинская ТЭЦ	янв	фев	мар	апр	май	июн	июл	авг	сен	окт	ноя	дек
ЕГО: 68651401 - ТГ-1	60.000	60.000	60.000	50.100	46.400	64.600	67.000	69.000	37.400	41.400	60.000	60.000
ЕГО: 68651402 - ТГ-2	60.000	60.000	60.000	56.800	49.600	45.600	43.100	45.400	51.200	57.000	60.000	60.000
ЕГО: 68651403 - ТГ-3	105.000	105.000	105.000	102.000	78.600	92.800	85.100	72.200	79.700	92.800	105.000	105.000
ЕГО: 68651404 - ТГ-4	105.000	105.000	105.000	102.000	78.700	92.800	85.100	72.600	79.700	92.800	105.000	105.000
ЕГО: 68651405 - ТГ-5	110.000	110.000	110.000	106.100	79.000	73.500	70.500	102.700	101.800	108.400	110.000	110.000
ЕГО: 68651406 - ТГ-6	110.000	110.000	110.000	106.100	94.100	73.500	70.500	74.600	96.900	94.700	110.000	110.000
ЕГО: 68651407 - ТГ-7	110.000	110.000	110.000	106.900	79.000	73.500	71.600	74.600	80.600	108.400	110.000	110.000
ЕГО: 68651408 - ТГ-8	110.000	110.000	110.000	106.900	79.200	73.500	71.600	74.600	80.600	108.400	110.000	110.000
ЕГО: 68651409 - ТГ-9	50.000	50.000	50.000	27.000	17.000	0.000	0.000	0.000	17.000	26.000	50.000	50.000
ЕГО: 68651410 - ТГ-10	175.000	175.000	175.000	153.700	134.300	123.900	120.400	123.700	134.200	154.100	175.000	175.000
ЕГО: 68651411 - ТГ-11	185.000	185.000	185.000	181.700	169.100	126.200	122.500	126.000	136.100	181.700	185.000	185.000
Итого:	1180	1180	1180	1099.3	905	839.9	807.4	835.4	895.2	1065.7	1180	1180

2.1.5 Описание схемы выдачи тепловой мощности, структура ТФУ, суммарная установленная мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов.

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 1979-89гг.

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

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

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

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

Потребителями пара 13 кгс/см^2 являются:

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

Пар с теплофикационных отборов турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст.№№1,2 направляется в коллектор пара $1,2 \text{ кгс/см}^2$. Для резервирования теплофикационных отборов предусмотрены три РОУ- $13/1,2 \text{ кгс/см}^2$ 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 ЛИТ, 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 ЛИТ, РИЗ, ЗРД.

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 ЛИТ, РИЗ, ЗРД, которые соединены с подающими трубопроводами пиковой котельной №2.

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

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

1.5. В теплофикационной схеме НЧ ТЭЦ задействовано следующее оборудование:

- шестнадцать подогревателей сетевой воды горизонтальных (ПСГ) турбоагрегатов ст.№№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11;
- три пиковых бойлера (ПБ) ст.№10 (два пароводяных+один водоводяной);
- четыре пиковых бойлера (ПБ) ст.№11(три пароводяных+один водоводяной);
- шесть пиковых бойлеров (ПБ) ст.№ 12 (четыре пароводяных+два водоводяных);
- четырнадцать водогрейных котлов (шесть ПТВМ-100, восемь ПТВМ-180).

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

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

1.7. Для восполнения потерь в тепловых сетях и открытого водоразбора для горячего водоснабжения города 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-180ст.№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 2006г. 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 с открытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения.

В 2006-2008 году выполнены работы по объединению двух существующих систем теплоснабжения города в единую систему, обеспечиваемую тепловой энергией весь город Набережные Челны – выполнена переключка $2 \times \text{Ø}1000$ мм между камерой переключения магистральных Набережночелнинских тепловых сетей и подземной насосной станции (ПНС) жилого района «ЗЯБ» протяженностью 6,3 км. При этом объединении из работы выведен ряд малоэффективных котельных Юго-Западной части города. Начиная с 2009 года в городе Набережные Челны введен единый тариф на услуги теплоснабжения. Дефицит тепловой энергии в Юго-Западной части города покрывается котельным цехом БСИ Набережночелнинской ТЭЦ.

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

Табл. 2.11 Состав и состояние оборудования теплофикационных установок источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в 2020 году.

№ 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

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
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, за 2020 год

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ПСГ-2300-3-8-П	87,5(100)	3500
ПСГ-2300-2-8-И	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

Примечание: на турбоагрегатах типа Т-105/120-130 и Т-110/120-130 теплообменники ПСГ-2300-2-8-И и ПСГ-2300-3-8-П; 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, за 2020 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

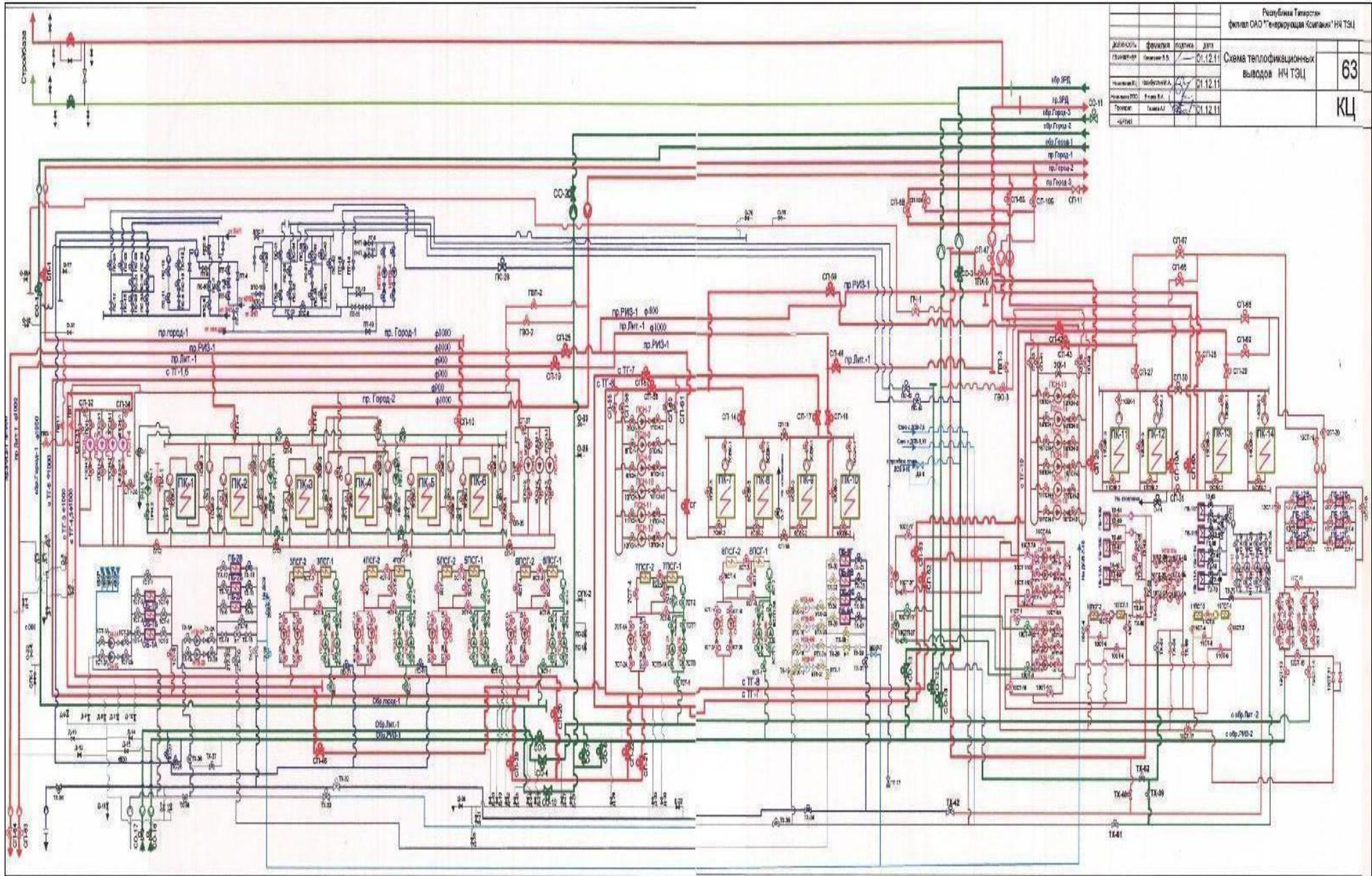
Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м3/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
Сетевой насос	СЭ-2500-60	2500	60	500	1
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	СЭ-2500-60	2500	60	500	1

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

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м3/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
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	СЭ-2500-60	500	60	500	1

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



2.1.6 Регулирование отпуска тепловой энергии от источника комбинированной выработки.

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 количественно-качественным методом.

Технический проект системы теплоснабжения Северо – Восточной части города Набережные Челны выполнен ЦНИИЭП инженерного оборудования г. Москва в 1974г. Согласно проекту тепловая энергия должна транспортироваться тремя тепловыми магистралями 2 \varnothing 1000мм по температурному графику 150/70 °С.

Система теплоснабжения открытая. Между магистральными трубопроводами в черте города выполнены перемычки для резервирования. Для обеспечения оптимальных гидравлических режимов построены насосные станции на обратных трубопроводах. На отопительный сезон 2020 – 2021 гг. Исполнительным Комитетом утвержден температурный график работы системы теплоснабжения 150/70 °С с верхней срезкой 114°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.

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

Необходимо отметить, что развитие города в конце 80 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 справки “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 выше перечисленное привело к тому, что с 1997 года температурный режим работы тепловых сетей для обеспечения безопасности потребителей был установлен 150 – 70°Сс верхней срезкой 105°С (точка излома при t_{нар} = - 12°С). В таком режиме тепловые сети эксплуатировались до начала внедрения систем погодного регулирования (автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов – АИТП) с 2004 года, и полученные результаты позволяли сделать вывод, что использование данной технологии позволяет решить многие проблемы, возникающие как в системах отопления жилых домов, так и системах теплоснабжения. По мере внедрения АИТП температурный режим отпуска тепловой энергии планомерно повышался.

По состоянию на 01.01.2021 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 99,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения будет закончен в 2022 году.

Для филиалов АО «Татэнерго» НчТЭЦ и котельной БСИ, тепловых сетей ООО «ТСЗВ» разработан и утвержден единый график отпуска тепловой энергии.

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

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, т/час	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, т/час.
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления - 33°С	114	64	н/д	н/д
-32	114	63	н/д	н/д
-31	114	62	н/д	н/д
-30	114	62	н/д	н/д
-29	113	61	н/д	н/д
-28	113	61	н/д	н/д
-27	113	60	н/д	н/д
-26	112	59	н/д	н/д
-25	112	59	н/д	н/д
-24	111	58	н/д	н/д
-23	110	58	н/д	н/д
-22	110	57	н/д	н/д
-21	109	57	н/д	н/д
-20	108	56	н/д	н/д
-19	107	55	н/д	н/д
-18	106	55	н/д	н/д
-17	105	54	н/д	н/д
-16	104	54	н/д	н/д
-15	103	53	н/д	н/д
-14	102	53	н/д	н/д

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, т/час	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, т/час.
-13	101	52	н/д	н/д
-12	99	51	н/д	н/д
-11	98	51	н/д	н/д
-10	97	50	н/д	н/д
-9	95	50	н/д	н/д
-8	94	49	н/д	н/д
-7	92	48	н/д	н/д
-6	91	48	н/д	н/д
-5	89	47	н/д	н/д
-4	87	47	н/д	н/д
-3	85	46	н/д	н/д
-2	83	46	н/д	н/д
-1	82	45	н/д	н/д
0	80	44	н/д	н/д
1	78	44	н/д	н/д
2	75	43	н/д	н/д
3	75	44	н/д	н/д
4	75	45	н/д	н/д
5	75	46	н/д	н/д
6	75	46	н/д	н/д
7	75	47	н/д	н/д
8	75	48	н/д	н/д

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

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

Набережночелнинская ТЭЦ имеет 6 отдельных тепловодов (ПАО «КамАЗ» - ЛИТ-1, РИЗ-1, ООО «ТСЗВ) – ЗРД, и тепловоды №100, №200, №300 – обеспечивающие теплоснабжение города), и учет расходов теплоносителя по подающим и обратным тепловодам осуществляется отдельно.

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.

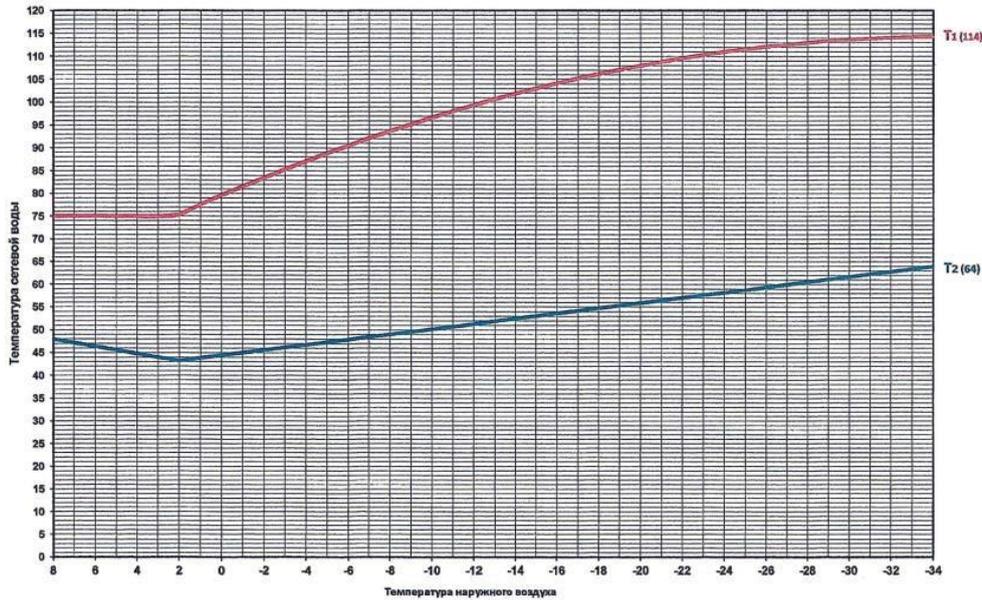
Согласовано:

Руководитель Исполнительного комитета
МО город Набережные Челны
Р.А. Абдуллин
2018 г.

утверждаю:

Главный инженер филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС
А.В.Гришанин
2018 г.

Температурный график работы
НЧТЭЦ - г. Набережные Челны



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

1. tn - температура наружного воздуха, °С
2. T1 - температура воды в подающем трубопроводе, °С
3. T2 - температура воды в обратном трубопроводе, °С
4. Температурный график корректируется при существенных изменениях в системе теплоснабжения.

Согласовано:
Гл. инженер филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧ ТЭЦ

Зам. гл. инженера филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС
Разработал:
и.о. начальника СНИИ филиала АО "ТАТЭНЕРГО" - НЧТС

М.А.Токмачев

Д.А.Волков

А.В.Метлев

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.

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

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	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
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления - - 33°С	110	70	110	70
-32	110	69	110	69
-31	110	69	110	69
-30	110	68	110	68
-29	109	67	109	67
-28	109	67	109	67
-27	108	66	108	66
-26	108	65	108	65
-25	107	65	107	65

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	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
-24	107	64	107	64
-23	106	64	106	64
-22	105	63	105	63
-21	105	62	105	62
-20	104	62	104	62
-19	103	61	103	61
-18	102	60	102	60
-17	101	60	101	60
-16	100	59	100	59
-15	99	58	99	58
-14	98	58	98	58
-13	96	57	96	57
-12	95	56	95	56
-11	94	56	94	56
-10	92	55	92	55
-9	91	54	91	54
-8	90	53	90	53
-7	88	52	88	52
-6	86	52	86	52
-5	85	51	85	51
-4	83	50	83	50
-3	81	49	81	49
-2	79	48	79	48
-1	77	48	77	48
0	75	47	75	47
1	73	46	73	46
2	70	45	70	45
3	70	43	70	43
4	70	45	70	45
5	70	46	70	46
6	70	48	70	48
7	70	49	70	49
8	70	51	70	51

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 на вводе те же параметры, что и для систем отопления.

2.1.7 Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки.

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, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2016	12,23	32,59
2017	12,05	31,20
2018	12,87	33,08
2019	12,30	34,62
2020	11,42	29,96

2.1.8 Способы учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенной в тепловые сети от источника комбинированной выработки.

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.

2.1.9 Статистика отказов и восстановлений оборудования источника комбинированной выработки тепловой энергии.

За период 2010-2021 гг. отказов и восстановлений оборудования, приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не происходило.

Табл. 2.17 Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2020 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	-	1

Табл. 2.18 Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии от источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0

2.1.10 Характеристика водоподготовительных установок, схема водоподготовки и подпиточных устройств.

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 Дуб600 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 /КамАЗ/;
- на гребенку химобессоленной воды и далее после ионоловушек на главный корпус в баки чистого конденсата. На первой очереди на всас насосов чистого конденсата с БЧК №1, 2 и далее на деаэраторы низкого давления (ДНД) №1, 2 и в конденсаторы турбин по ряду «А». На второй очереди – обессоленная вода поступает непосредственно в баки БЧК №3,4 и далее насосами чистого конденсата подается на ДНД №3.

Деаэрированная вода с деаэраторов низкого давления подается в линию основного конденсата после ПНД-2 турбоагрегатов ст.№№1, 2 или в коллектор основного конденсата деаэраторов высокого давления (ДВД) в ДВД ст.№1-13. Греющей средой ДНД является пар из общестанционного коллектора 1,2 ата. Пар в общестанционный коллектор 1,2 ата поступает из Т-отборов турбин ПТ-60-130/13, от РОУ-140/1,2 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 хоз.питьевой воды (ПХПВ) типа ПСВ-315-3-23 и далее направляется на ХВО.

Подготовка подпиточной воды для тепловых сетей производится на установке ПТС.

Установка ПТС химцеха состоит из двух самостоятельных очередей.

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

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

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

Вода проходит четыре последовательных процесса:

1) Дозирование «Акварезалта -1040-2-5» в хозпитьевую воду (ХПВ);
2) Подкисление, производится концентрированной серной кислотой, в зависимости от сезонного качества ХПВ.

3) Декарбонизацию на декарбонизаторах пленочного типа.

Декарбонизаторы предназначены для удаления углекислоты.

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

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

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

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

После умягчения подпиточная вода 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.

2.1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

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

2.1.12 Проектный и установленный топливный режим источника комбинированной выработки.

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

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

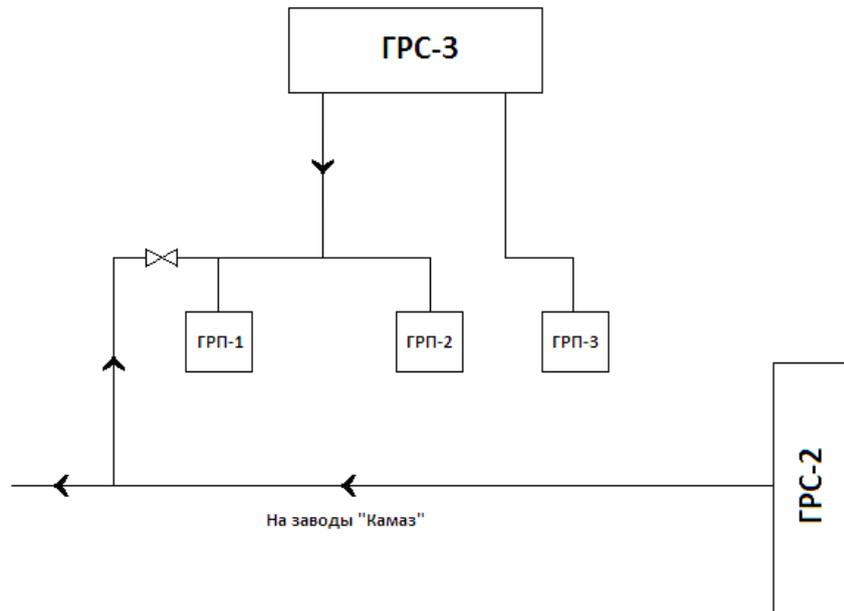
Газоснабжение Набережночелнинской ТЭЦ осуществляется по трем газопроводам Ø720мм высокого давления до 1.2 МПа – 2 газопровода от ГРС-3 до ГРП – 2, 3, один от ГРС-2 до ГРП -1. Пропускная способность ГРП-1 - 290 т.м³/час, ГРП-2 - 340 т.м³/час, ГРП-3 - 290 т.м³/час.

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.



Принципиальная схема газоснабжения НчТЭЦ

Система резервного топлива

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

По проекту I-ой очереди строительства на мазутохозяйстве размещены: два спаренных мазутослива длиной по 316 м каждый, 12 металлических мазутных баков наземного типа полезной емкостью по 10 тыс. 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÷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÷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÷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 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.

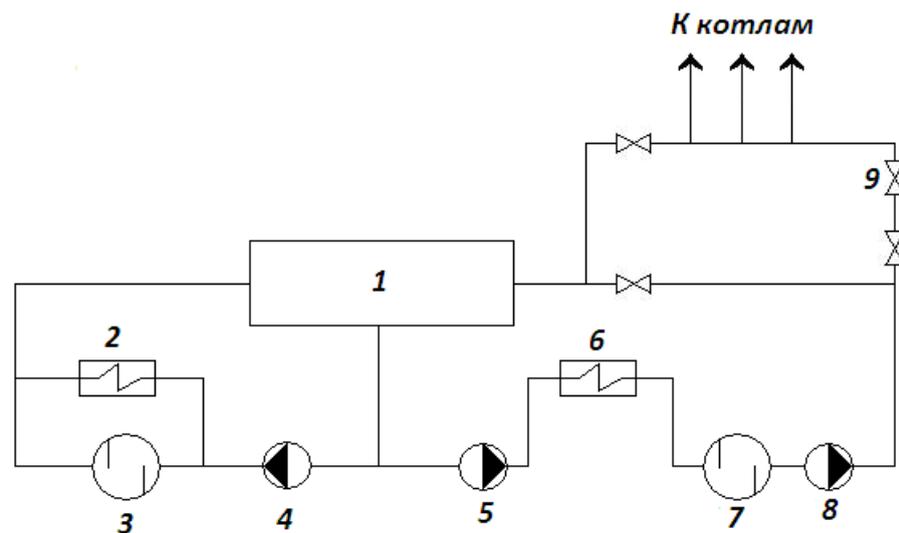


Рис. Принципиальная схема подачи мазута к котлам

Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки приведены в Табл. 2.19

Табл. 2.19 Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»

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
2016	8 184	1 034 452	1 034 452	0
2017	8 163	1 175 294	1 175 294	0
2018	8 158	1 245 295	1 245 295	0
2019	8 175	1 286 935	1 286 935	0
2020	8 170	1 084 425	1 084 425	0

Сведения о характеристике и расходе жидкого топлива, сжигаемого на Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.20

Табл. 2.20 Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на источнике тепловой энергии, функционирующем в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Q _{нр} , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W _р , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2016	8 655	8,71	201 181,504	168 907,475	65 653,273
2017	8 784	7,35	0,000	9 392,964	56 260,309
2018	8 621	8,74	0,000	5 971,938	50 288,371
2019	8 740	7,59	0,000	5 017,677	45 270,694
2020	9 041	4,69	45 949,559	38214,551	53 005,702

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.

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

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

2.1.15 Эксплуатационные показатели функционирования источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

Эксплуатационные показатели функционирования Набережночелнинской ТЭЦ приведены в Табл. 2.21.

Табл. 2.21 Эксплуатационные показатели источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	3 378,270	3 225,469	3 419,476	3 578,264	3 105,248
Расход электрической энергии на собственные нужды, в том числе	млн кВт-ч	308,962	291,646	296,238	296,050	267,224
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	69,617	70,014	72,797	68,599	61,659
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	3 069,308	2 933,823	3 123,238	3 282,214	2 838,024
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	3 928,451	3 905,571	4 178,467	3 954,711	3 652,183
из производственных отборов;	тыс. Гкал	944,277	965,882	942,532	825,385	869,473
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	3 373,882	3 311,046	3 645,168	3 568,738	3 222,859
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
из конденсаторов	тыс. Гкал	25,232	8,871	6,940	3,025	0,067
из ПВК	тыс. Гкал	51,031	34,643	19,001	10,459	12,340
из РОУ	тыс. Гкал	0,000	3,364	0,000	0,000	0,328
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1 464	1 449	1 428	1 521	1 449
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	-	-	-	-	-

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
с паром	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	4 945	4 673	4 883	5 444	4 499
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	230 962	201 578	173 452	169 512	177 871
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 495	1 480	1 456	1 551	1 479
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;	г/кВт-ч	297,3	296,9	294,4	302,6	298,1
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному выпуску тепловой энергии от ТЭЦ;	%	97,4	97,8	98,3	98,6	98,5
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	446	445	447	452	447
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	276	275	263	265	259
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	492	494	495	495	497
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу;	млн кВт-ч	1 935,415	1 905,238	2 054,990	1 986,255	1 828,255
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	1 442,855	1 320,231	1 364,486	1 592,009	1 276,993
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	-	-	-	-	-
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	297,3	296,9	294,4	302,6	298,1
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	227,709	229,108	230,220	227,600	230,544
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	390,860	394,815	390,894	395,818	394,379

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	133,7	130,9	129,1	130,6	129,1
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1 437,574	1 382,444	1 458,976	1 509,804	1 317,438

2.2 Котельный цех БСИ.

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

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

В котельном цехе установлено 7 паровых и 6 водогрейных котлов.

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

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

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

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

Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Нагрузка по пару покрывается:

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

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

Установленная тепловая мощность котельного цеха БСИ – 590,0 Гкал/час;

Располагаемая тепловая мощность котельного цеха БСИ – 590,0 Гкал/час.

Табл. 2.22 Состав и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» в 2020 году

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	УРУТ по котла м, 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	-	-	161,6	-
2		ДКВР-20/13	1	1972	11,4		-	91,58 %		12.09.2022
3		ДКВР-10/13	1	2011	11,4		-	91,91 %		-
4		ДКВР-20/13	1	1973	5,7		-	91,07 %		25.01.2022
5		ГМ-50-14	1	1979	30,1		-	-		-
6		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	92,65 %		11.02.2024
7		ГМ-50-14	1	1978	30,1		-	92,47 %		27.02.2024
8		ПТВМ-100	1	1976	100		-	95,49 %		17.04.2024
9		ПТВМ-100	1	1976	100		-	96,11 %		22.04.2024
10.		ПТВМ-100	1	1980	100		-	95,42 %		17.01.2023
11.		ПТВМ-100	1	1981	100		-	95,11 %		28.03.2023
12.		ПТВМ-30	1	1984	30		-	-		-
13.		ПТВМ-30	1	1984	30		-	-		-
ВСЕГО:			13		590,2			161,6		

Табл. 2.23 Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» в 2020 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	0	590	0,0012	249
ИТОГО		590	0	590	0,0012	249

Табл. 2.24 Выработка, отпуск тепловой энергии расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2020 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	194792	10,078	182970	природный газ, мазут	29564
ИТОГО		194792	10,078	182970		29564

2.2.1 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. 2.25 и Табл. 2.26.

Табл. 2.25 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки истечения продленного заводского ресурса на 01.01.2021 г. паровых котлов КЦ БСИ.

Ст. №	Тип	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации (ч), на 01.01.2021 г.	Наработка с начала эксплуатации (лет), на 01.01.2021 г.	Наработка за 2020 год, ч	Кол-во пусков	Кол-во продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач. срока службы (ресурса)
1.	ДКВР-20/13	1972	50389	5	0	0	-	1985	-
2	ДКВР-20/13	1972	57052	6	2503	6	2	1987	12.09.2022
3	ДКВР-10/13	2011	20348	2	1717	124	-	-	15.09.2025
4	ДКВР-20/13	1973	91201	10	1861	40	5	1986	25.01.2022
5	ГМ-50-14	1979	77973	8	0	0	-	2005	-
6	ГМ-50-14	1978	77408	8	1583	15	4	2009	11.02.2024
7	ГМ-50-14	1978	82809	9	330	15	4	1997	27.02.2024

Табл. 2.26 Описание сроков ввода в эксплуатацию оборудования, год последнего технического освидетельствования оборудования и сроки истечения продленного заводского ресурса на 01.01.2021 г. водогрейных котлов КЦ БСИ

Ст. №	Тип	Год ввода	Наработка с начала эксплуатации (ч), на 01.01.2021 г.	Наработка с начала эксплуатации (лет), на 01.01.2021 г.	Наработка за 2020 год, ч	Кол-во пусков	Кол-во продлений	Год проведения последнего кап.ремонта	Ожидаемый год достижения норм./назнач. срока службы (ресурса)
8	ПТВМ-100	1976	92949	10	859	7	4	2012	17.04.2024
9	ПТВМ-100	1976	101658	11	828	18	4	2012	22.04.2024
10.	ПТВМ-100	1980	68208	7	359	11	5	2010	17.01.2023
11.	ПТВМ-100	1981	74598	8	346	12	5	2011	28.03.2023
12.	ПТВМ-30	1984	30768	3	0	0	-	-	-
13.	ПТВМ-30	1984	28536	3	0	0	-	-	-

Табл. 2.27 Состав и характеристики насосного оборудования котельной

Название	Марка	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Максимальная потребляемая мощность, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Кол-во, 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

Название	Марка	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Максимальная потребляемая мощность, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Кол-во, шт.
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

Название	Марка	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Максимальная потребляемая мощность, кВт	Частота оборотов, об/мин	Напряжение, В	Кол-во, шт.
Дымососы котлов ГМ	Д-15,5	95000	415	160	980	220	3

Табл. 2.28 Параметры сетевых подогревателей котельной

Наименование	Тип подогревателя	Поверхность нагрева, м ²	Давление 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	21,69
ПСВ -315-14-23			0,8/1,5	1130	45,2	

2.2.2 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной КЦ БСИ.

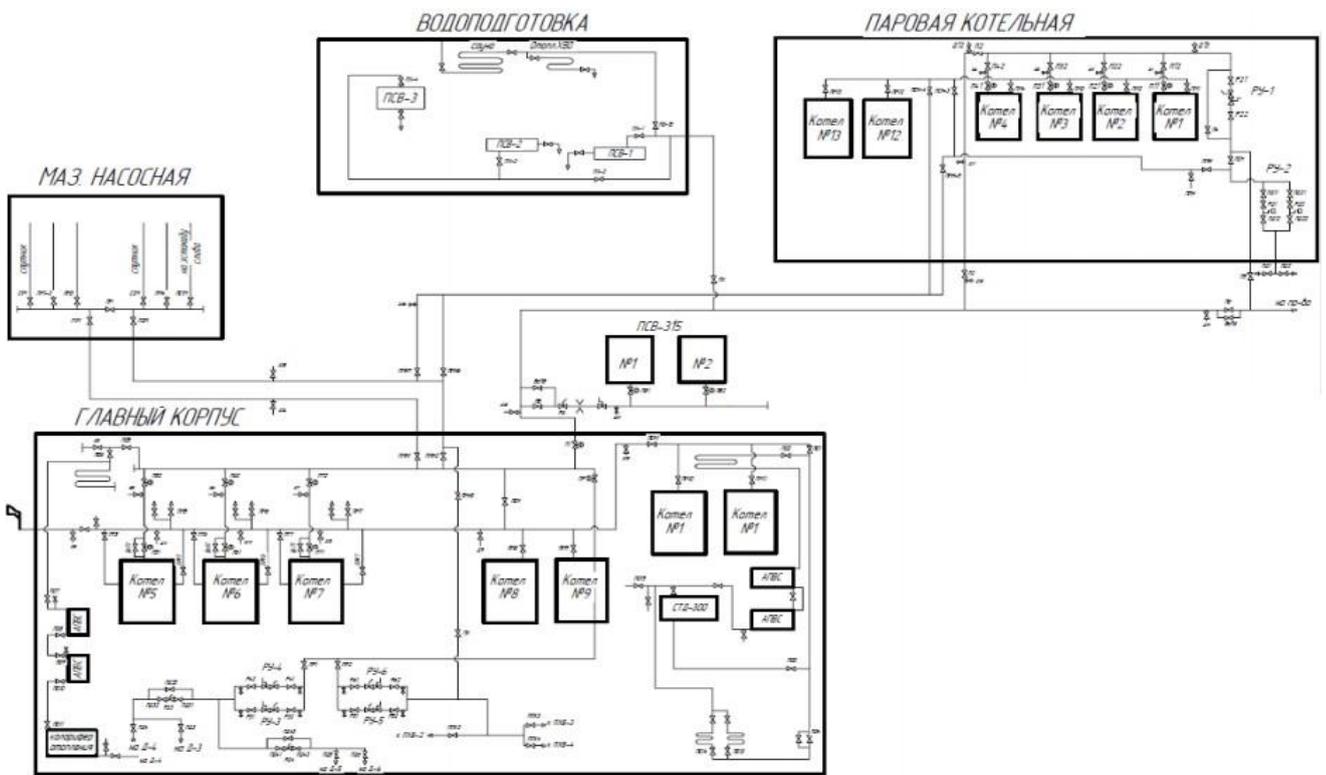
Так как Котельный цех БСИ работает на единую тепловую сеть с Набережночелнинской ТЭЦ, режим отпуска тепловой энергии в горячей воде от котельной осуществляется в соответствии с утвержденным графиком регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ (см. страницу 52). Отпуск тепловой энергии в 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.

2.2.3 Схема выдачи тепловой мощности котельной.

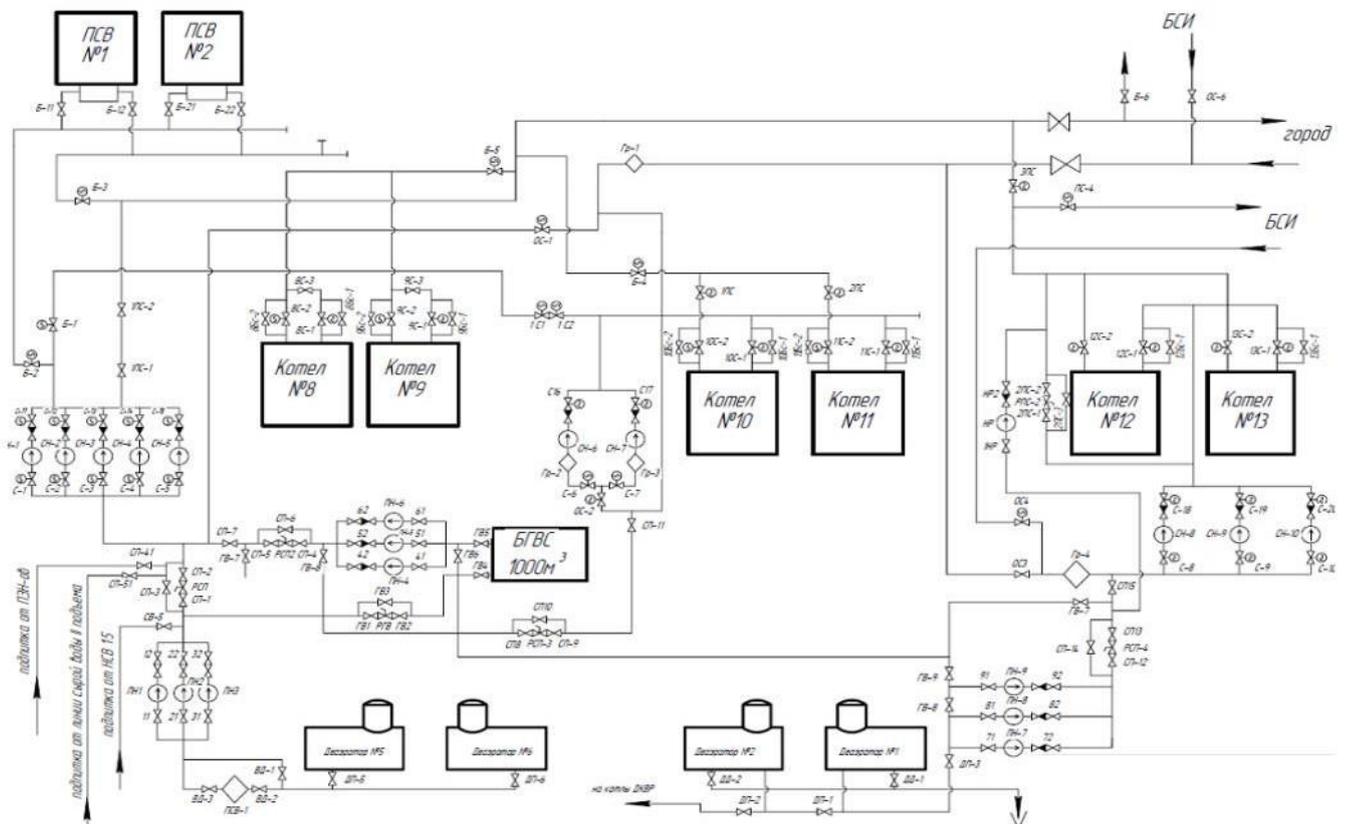
На Рис. 2.3 и Рис. 2.4 представленных ниже, приведены технологическая схема основных паропроводов и схема сетевых трубопроводов Котельного цеха БСИ.

Рис. 2.3 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.

Рис. 2.4 Технологическая схема сетевых трубопроводов КЦ БСИ.



2.2.4 Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ.

В Табл. 2.29 представлены данные по среднегодовой загрузке оборудования Котельного цеха БСИ.

Табл. 2.29 Среднегодовая загрузка оборудования котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2020 год.

N кот.	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2020 год	
			Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1.	(Котельный цех БСИ) Фабричный проезд, д.8	590	194792	330,2
	ИТОГО:	590	194792	

2.2.5 Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные 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. 2.30 Перечень приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника КЦ БСИ.

№п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	Карат- 011	±4%	Учет тепловой энергии пара	2.06.21
2	1	ИРГА-РВ	±2%		20.10.21
3	1	СДВ-И	±0.5%		21.10.21
4	1	ТСП-Н	±(0.05+0.001t), °С		24.07.22
5	1	Карат	±4%	Учет отпуска в водяную теплосеть.	13.05.23
6	2	US - 800	±1%		19.07.20
7	2	КРТ	±0.5%		19.07.22
8	2	КПТПР	±(0.05+0.001t), °С		29.08.22

2.2.6 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/см¹ 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 «го- лодной» регенерацией и затем на буферные фильтры, далее вода с фильтров поступает в де- карбо- низаторы № 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 деаэраторы, 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.

2.2.7 Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.

Отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети за период 2009 – 2020 г.г. не зафиксировано.

Табл. 2.31. Динамика теплоснабжения котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» (изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям)

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед
2016	0	0	0
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0	0	0
2020	0	0	0

2.2.8 Сведения о предписаниях, выданных контрольно - надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной.

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.

2.2.9 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. 2.32 Установленный топливный режим котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2020 год

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за А-тый год		Расход условного топлива, т.у.т. за А-тый год	
			природный газ, ккал/м3	мазут, ккал/кг	природный газ	мазут
1.	КЦ БСИ					
	Всего природный газ	газ/мазут	8158	9540,03	29556	8
	Итого	газ/мазут	8158	9540,03	29556	8

2.2.10 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источникам тепловой энергии Котельный цех БСИ города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

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

2.2.11 Эксплуатационные показатели функционирования котельной КЦ БСИ.

Эксплуатационные показатели функционирования Котельного цеха БСИ приведены в Табл. 2.33

Табл. 2.33 Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	31	32	33	34	35
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	153,4	153,6	153,6	154,2	151,8
Собственные нужды	%	14,3	15,9	15,5	14,9	6,9
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	178,3	182	181,1	187,6	161,6
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	21,8	23	22,8	25,9	19,7
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м3/Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	2,42	2,35	2,15	1,59	3,76

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
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	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

2.3 Котельная ООО «Камгэс ЗЯБ».

Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» предназначена для выработки сетевой воды и пара на нужды производственных потребителей, основной потребитель – «Завод ячеистого бетона», а также обеспечивает тепловой энергией в виде горячей воды ближайших потребителей жилищно-коммунального хозяйства.

Установленная тепловая мощность котельной – 46,6 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность – 40,0 Гкал/час. В котельной установлено 6 паровых котлов.

Основным топливом для котельной служит природный газ, резервным – дизельное топливо.

Состав и технические характеристики основного оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» приведены в Табл. 2.34

Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику котельная ООО «Камгэс ЗЯБ» приведены в Табл. 2.35.

Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной приведены в Табл. 2.36

Табл. 2.34 Состав и технические характеристики основного оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»

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									
(ООО «Камгэс ЗЯБ») Набережночелнинский проспект, 39	ДКВР 10/13	1	1997 г.	6.6	46.6	151.4	94.33	162.68	НО и ВО: 17.03.21г; ГИ: 17.03.21г.
	ДКВР 10/13	1	1998 г.	6.6		162.34	94.33		НО и ВО:25.07.2020 г ГИ: 25.07.19г.
	ДКВР 10/21	1	1965 г.	6.6		161.23	88.69		В настоящее время проходит эксперти-зу промышленной безопасности
	ДКВР 10/21	1	1964 г.	6.6		-	-		На консервации
	ДКВР 20/13	1	2009 г.	13.3		156.06	93.14		НО и ВО: 22.09.2021 г; ГИ: 22.09.2021 г
	ДКВР 10/13	1	1999 г.	6.6		160.12	91.13		НО и ВО: 01.06.19г; ГИ: 01.06.19г.

Табл. 2.35 Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику котельная ООО «Камгэс ЗЯБ», Гкал/ч.

Год	Наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная.	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая.	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто.
2015	Котельная ООО «Камгэс ЗЯБ»	46.6	6.6	40	3.273	36.727
2016		46.6	6.6	40	3.273	36.727
2017		46.6	6.6	40	3.273	36.727
2018		46.6	6.6	40	3.273	36.727
2019		46.6	6.6	40	3.273	36.727
2020		46.6	6.6	40	3.273	36.727

Табл. 2.36 Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива котельной.

Год	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на хоз. нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть от котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
2016	Котельная ООО «Камгэс ЗЯБ»	58973.7	2015	56958.7	Природный газ	9703.01
2017		49473.4	2306	47167.4	Природный газ	8112.77
2018		48900.8	3138	45762.8	Природный газ	8113.59
2019		52963.606	2800	50163.606	Природный газ	8810.94
2020		50148.83	2922	47227.05	Природный газ	8320.66

2.3.1 Срок ввода в эксплуатацию и срок службы котлоагрегатов котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Данные по срокам ввода в эксплуатацию, времени наработки и годам достижения паркового ресурса основного оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» приведены в Табл. 2.37

Табл. 2.37 Срок ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых котлов котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Ст. №	Тип котла	2020						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2020 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
2	ДКВР 10/13	1995 г.	100000	27188	2015	28800	2	2023
3	ДКВР 10/13	1993 г.	100000	28635	2013	36000	3	2025
4	ДКВР 10/21	1960 г.	100000	72904	1980	Экспертиза пром. безопасности.		
5	ДКВР 10/21	1961 г.	100000	62313	1981	На консервации		
6	ДКВР 20/13	1995 г.	100000	49377				
7	ДКВР 10/13	1998 г.	100000	54573				

2.3.2 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Способ регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» является качественным за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

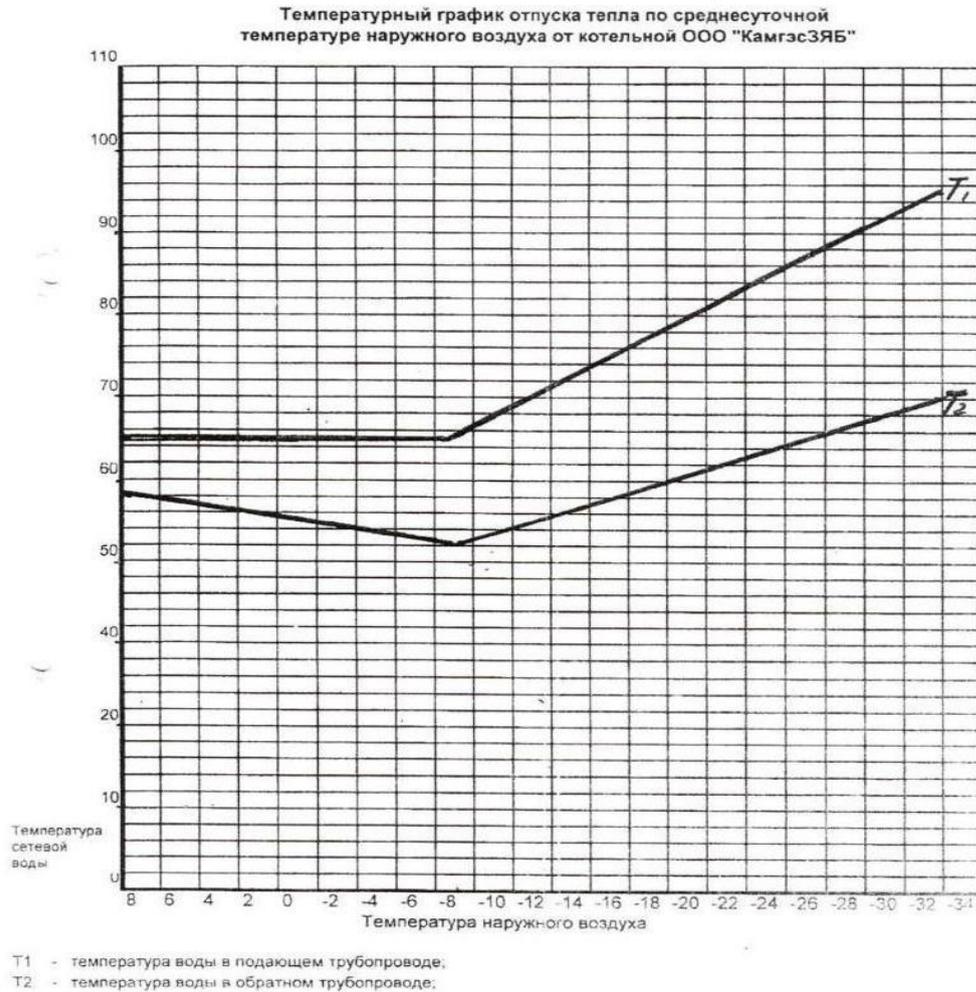
Табл. 2.38 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника ООО «Камгэс ЗЯБ».

Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, т/час	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, т/час.
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления - - 33°С	95	70	н/д	н/д
-32	93.8	69.1	н/д	н/д
-31	92.6	68.2	н/д	н/д
-30	91.4	67.4	н/д	н/д
-29	90.2	66.6	н/д	н/д
-28	89	65.8	н/д	н/д
-27	87.8	65	н/д	н/д
-26	86.6	64.2	н/д	н/д
-25	85.4	63.4	н/д	н/д
-24	84.2	62.6	н/д	н/д
-23	83	61.8	н/д	н/д
-22	81.8	61	н/д	н/д
-21	80.6	60.2	н/д	н/д
-20	79.4	59.4	н/д	н/д
-19	78.2	58.6	н/д	н/д
-18	77	57.8	н/д	н/д
-17	75.8	57	н/д	н/д
-16	74.6	56.2	н/д	н/д
-15	73.4	55.4	н/д	н/д
-14	72.2	54.6	н/д	н/д
-13	71	53.8	н/д	н/д
-12	69	53	н/д	н/д
-11	68.5	52.2	н/д	н/д
-10	67.3	51.4	н/д	н/д
-9	66	50.5	н/д	н/д
-8	65	50	н/д	н/д
-7	65	50.7	н/д	н/д
-6	65	51	н/д	н/д
-5	65	51.3	н/д	н/д
-4	65	51.7	н/д	н/д
-3	65	52	н/д	н/д
-2	65	52.3	н/д	н/д
-1	65	52.7	н/д	н/д
0	65	53	н/д	н/д
1	65	53.3	н/д	н/д
2	65	53.7	н/д	н/д
3	65	54	н/д	н/д
4	65	54.3	н/д	н/д
5	65	54.7	н/д	н/д
6	65	55	н/д	н/д
7	65	55.3	н/д	н/д
8	65	55.6	н/д	н/д

Рис. 2.5 Утверждаемые параметры регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источника.

Заместитель руководителя
исполнительного комитета
А.З.а. Зайнуллин А. З.
" " " 2012г.

Главный инженер
ООО "КамгэсЗЯБ"
Е.Л. Мамыкин Е. Л.
" 15 " " 2012г.

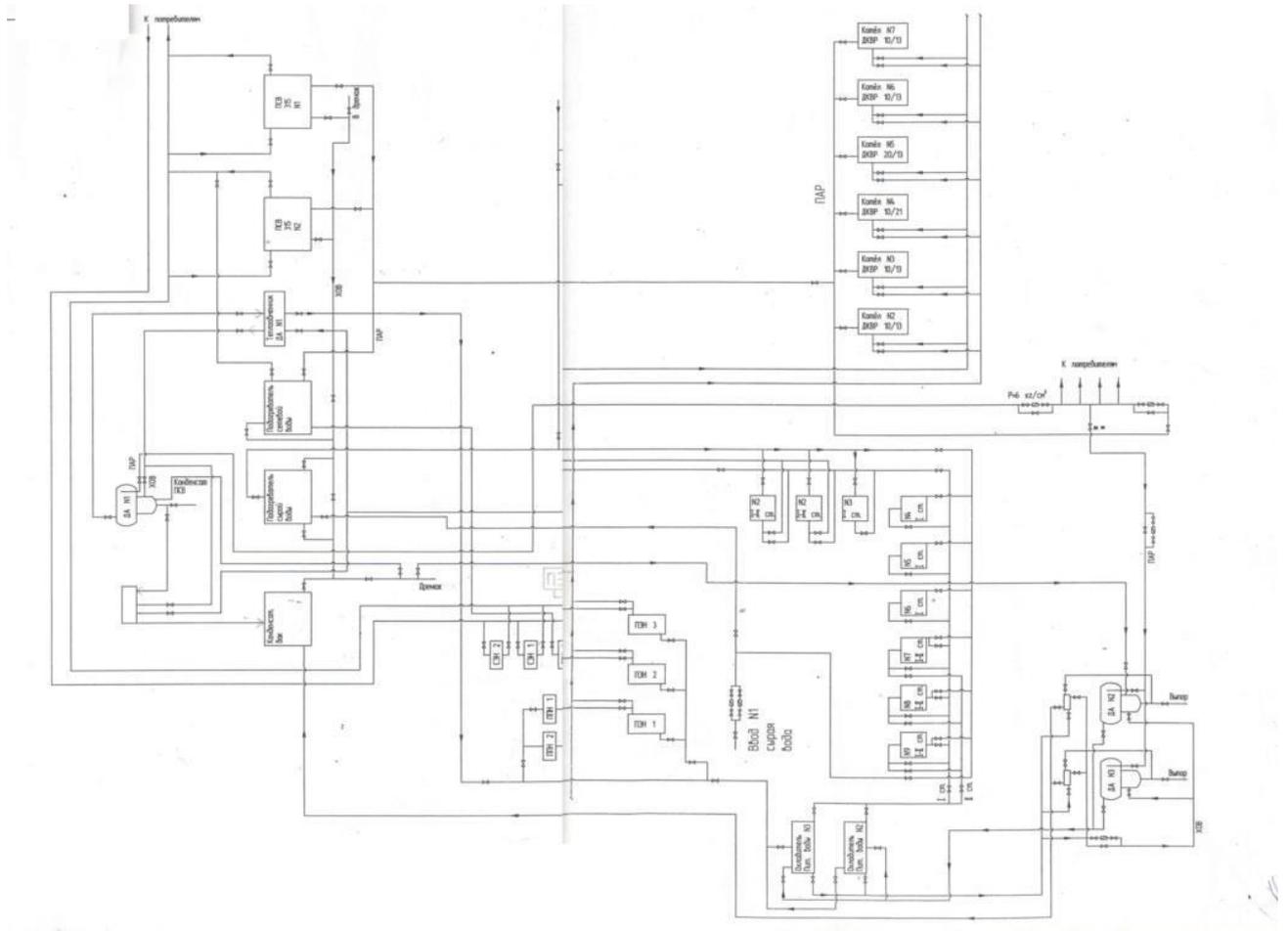


2.3.3 Схема выдачи тепловой мощности котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

На Рис. 2.6 Технологическая схема основных сетевых трубопроводов котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» Рис. 2.6 представленном ниже, приведена технологическая схема основных сетевых трубопроводов котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Нагрузка по сетевой воде для нужд потребителей покрывается сетевыми подогревателями ПСВ-315. Циркуляция теплоносителя в сетевом контуре осуществляется сетевыми насосами (насосы: 1Д1250-63УХЛ4 - 3 шт., КМ 100-65-20 – 1 шт.).

Рис. 2.6 Технологическая схема основных сетевых трубопроводов котельной ООО «Камгэс ЗЯБ»



2.3.4 Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

В Табл. 2.39 представлены данные по среднегодовой загрузке оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Табл. 2.39 Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Год	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
2016	Котельная ООО «Камгэс ЗЯБ»	46.6	58973.7	1474.343
2017		46.6	49473.4	1236.835
2018		46.6	48900.8	1222.52
2019		46.6	52963.61	1324.09
2020		46.6	50148.83	1253.721

2.3.5 Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в водяные тепловые сети.

Отпуск тепловой энергии, производимой Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» осуществляется узлом коммерческого учета.

Табл. 2.40 Перечень приборов учета тепловой энергии(мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника ООО «Камгэс ЗЯБ».

№п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	ТСРВ-022	±5%	Учет отпуска в водяную теплосеть.	2.06.21
2	2	УРСВ- 520	±2%		20.10.21
3	2	ТСП-Н	±(0.05+0.001t), °С		24.07.22

2.3.6 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Источником водоснабжения является технический водовод ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и артезианская скважина.

Анализ качества исходной воды:

жесткость общая	5,3 мг-экв/л
щелочность	3,1 мг-экв/л
содержание железа	0,3
солеосодержание	300 мг/л
показатель pH	7,8

Схема обработки воды для питания паровых котлов - двухступенчатое натрий- катионирование, затем деаэрация. Производительность установки водоподготовки – 90 м³/ч.

Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка – 40 м³/ч. Основное оборудование ВПУ:

- Фильтры 1-2,0-0,6 диаметром 2000 мм – 2 шт. - 2 ступень;
- Фильтры 1-1,4-0,6 диаметром 1400 мм – 5 шт. - 1 ступень;
- Фильтры 1-1,4-0,6 диаметром 1400 мм – 2 шт. - 2 ступень;
- Деаэратор атмосферного типа ДА 50/50 – 2 шт.;
- Солевое хозяйство.

2.3.7 Статистика отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети.

Отказов и восстановлений отпуска тепловой энергии, теплоносителя котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» в тепловые сети за период 2009 – 2020г.г. не зафиксировано.

2.3.8 Сведения о предписаниях, выданных контрольно - надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

В настоящее время предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» не было.

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

2.3.9 Проектный и установленный топливный режим котельной ООО «Камгэс ЗЯБ», сведения о резервном топливе.

Основным топливом для котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» служит природный газ, резервным – дизельное топливо.

Природный газ поставляется ООО «Газпром трансгаз Казань», лимиты на поставку газа не установлены, величина ограничения зависит от пропускной способности ГРП - 1.

Природный газ на котельную ООО «КамгэсЗяб» подается по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 0.6МПа от ГРС-2 до ГРП-1. Пропускная способность ГРП-1 котельной ООО «КамгэсЗЯБ» составляет -7000 м³/час.

Табл. 2.41 Установленный топливный режим котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Год	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/м ³	Расход условного топлива, т.у.т.
2015	Котельная ООО «Камгэс ЗЯБ»	Газ	7980	10595.8
2016		Газ	8277	9703.0
2017		Газ	8044	8112.8
2018		Газ	8139	8113.6
2019		Газ	8139	8810.9
2020		Газ	8139	8320.7

2.3.10 Описание изменений технических характеристик основного оборудования источника тепловой энергии котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» города Набережные Челны, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» города Набережные Челны, за период предшествующий актуализации схемы теплоснабжения отсутствуют.

2.3.11 Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» приведены в Табл. 2.42

Табл. 2.42 Эксплуатационные показатели функционирования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ».

Наименование показателя	Ед. изм.	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	31.3	32.3	33.3	34.3	35.3
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т /Гкал	154.86	154.86	154.86	154.86	154.86
Собственные нужды	%	3.5	4.9	6.5	5.3	5.2
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т /Гкал	162.68	162.68	162.68	162.68	162.68
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	5	5	5	5	5
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	1.53	1.53	1.53	1.53	1.53
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	54.7	54.7	55.9	55.9	55.9
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)	%	1000	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	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		Нефть	Дизельное топливо	Дизельное топливо	Дизельное топливо	Дизельное топливо
Расход резервного топлива	т.у.т	242	0	0	0	0

3 Тепловые сети, сооружения на них.

3.1 Структура тепловых сетей г. Набережные Челны.

Структуру тепловых сетей формируют 3 теплосетевые организации и сети локальных источников теплоснабжения:

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

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 2010 года в городе ведутся работы по переходу на закрытую схему горячего водоснабжения. Окончание работ 2022г .

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

Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» составляет 718152 м.

Тепловые сети ООО «ТСЗВ» расположены на территории Промзоны СЦТ-2. Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе ООО «ТСЗВ» составляет 142 814,42 п.м.

Протяженность тепловых сетей подключенных к источнику ООО «КамгэсЗЯБ» составляет 2394,4 п.м.

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

- ПНС-1 – в резерве;
- ПНС-3 - на обратном трубопроводе тепловой сети (25 комплекс);
- ПНС-4 – в резерве (40 комплекс);
- ПНС-5 - на подающем и обратном тепловодах №100, 200;
- ПНС-6 – между ТЭЦ и камерой переключений на подающем и обратном тепловом №300;
- ПНС-7 – на обратном трубопроводе тепловой сети тепломагистрали №310;
- РТП-ЗЯБ – на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС-Сидоровка на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС-9 – на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС Нижнего бьефа – на обратном трубопроводе Промышленной площадки;
- ПНС – БСИ – на подающем трубопроводе тепловой сети.

Геодезическая отметка расположения Набережночелнинской ТЭЦ равна 132м., а отметка основные потребители тепловой энергии расположены на геодезических отметках от 114м до 62.7 м., т.е. для тепловых сетей города основной задачей является возврат сетевой воды на ТЭЦ.

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

приводами.

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

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

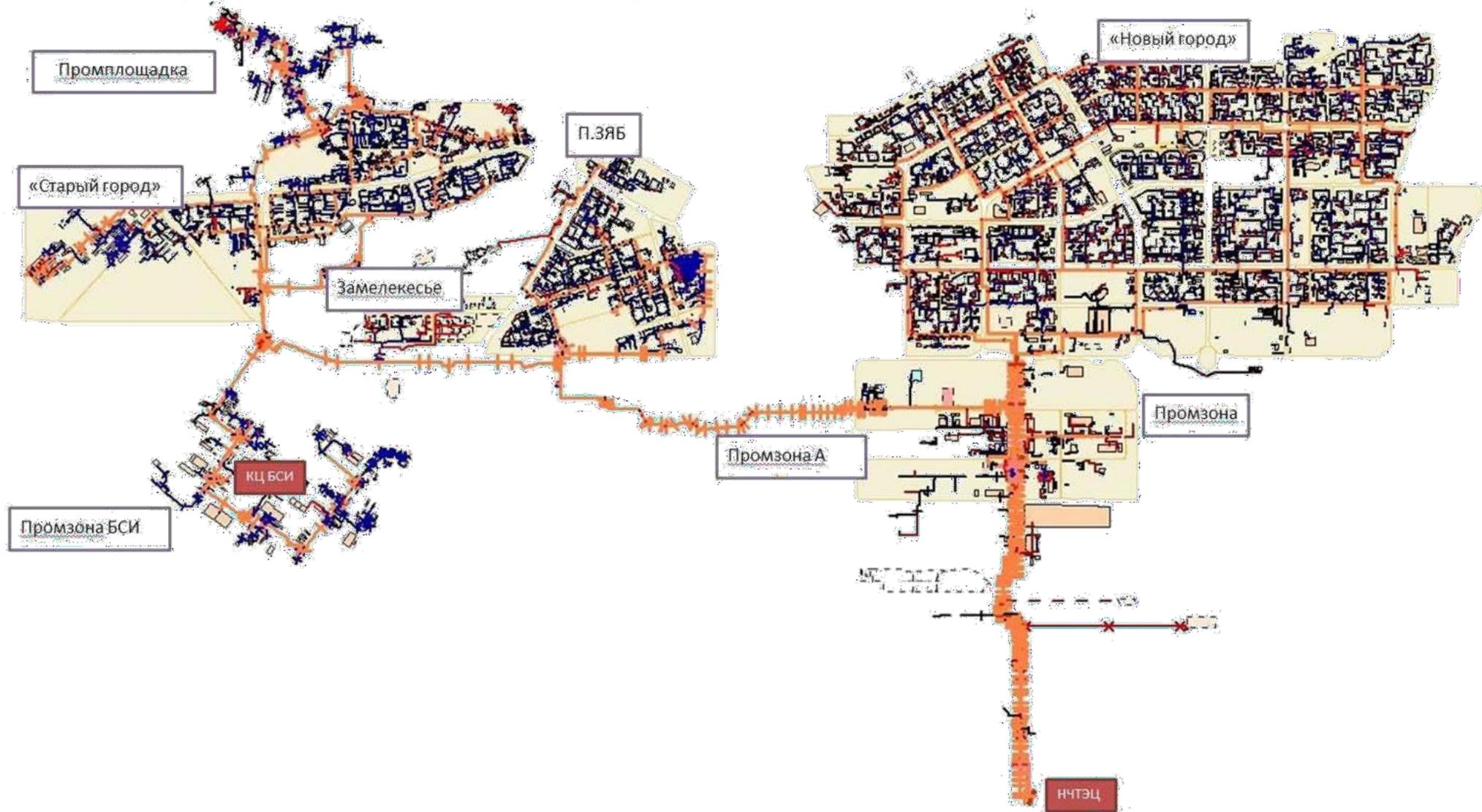
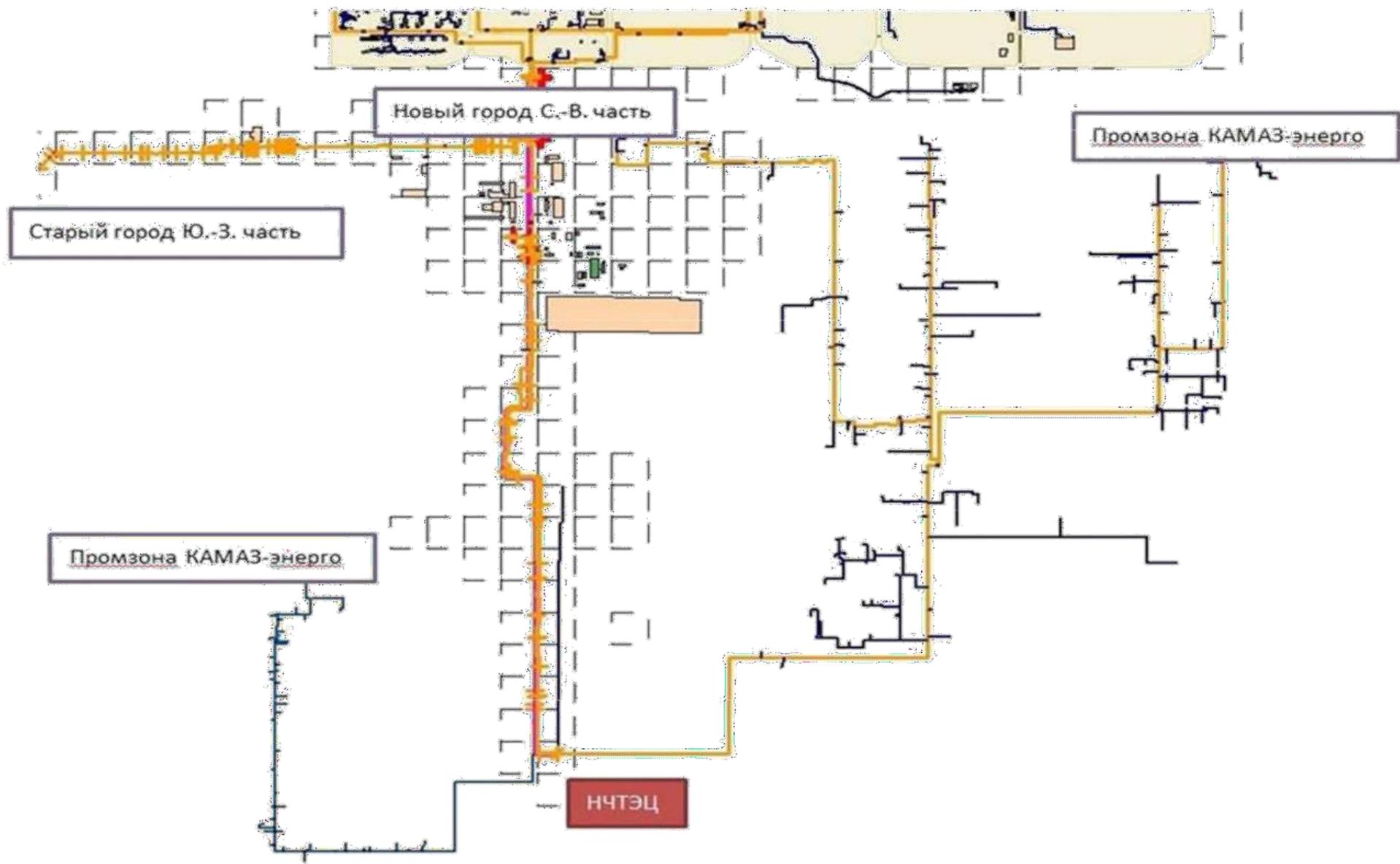


Рис. 3.2 Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (продолжение), сети ООО «КАМАЗ- Энерго» и ООО «ТСЗВ».



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

Единственное, оставшееся в работе ЦТП, находящееся на балансе филиала АО «Татэнерго» НЧТС, обеспечивает тепловой энергией объекты Нижнекамской ГЭС – суммарная тепловая нагрузка – 9.254 Гкал/ч (отопительная – 1.519 Гкал/час, вентиляционная – 6.847 Гкал/ч, систем ГВС – 0.888 Гкал/час, схема водоразбора- закрытая).

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

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

На входе коммуникационной эстакады на площадке установлены центральные тепловые пункты (ЦТП). В качестве теплоносителя для нужд отопления и вентиляции принята перегретая вода по температурному графику 114/65 °С. Для технологических нужд - пар давлением 13 атм, температурой 250°С и деминерализованная (хим. обессоленная) вода температурой 30°С.

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

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

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

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

- магистраль ТЭЦ-РИЗ - 2Ду 1200 мм;
- магистраль ТЭЦ-ЛЗ - 2Ду 1000 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 ООО «КАМАЗ-Энерго» установлены следующие насосные станции: ПНС-2, ПНС КИСМ, ПНС ВСО ЗД, ПНС ЛЗ, ПНС НТЦ.

3.2. Общая характеристика тепловых сетей и способы их прокладки в г. Набережные Челны.

3.2.1. Общая характеристика магистральных и распределительных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» за 2020 год»

В Табл. 3.1 - 3.4 приведены данные по характеристикам магистральных и распределительных тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» и данные по способам прокладки тепловых сетей.

Табл. 3.1. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
300	47693	15500
350	8501	3205
400	40085	17076
450	1221	586
500	19061	10083
600	26790	16878
700	24425	17586
800	21446	17586
900	6508	5987
1 000	70675	72088
1 200	11298	13783
Всего	277703	190359

Табл. 3.2 Способы прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 год

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м2
Надземная	88232	77371
Канальная	175906	103673
непроходной канал	135870	79782
проходной канал	40036	23892
дюкер	0	0
Безканальная	13564	9315
Всего	277 703	190 359

Табл. 3.3 Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 год

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	244	8
32	1540	59
40	2925	132
50	9240	527
65	17267	1312
80	52395	4663
100	84752	9153
125	30328	4034
150	103908	16521
200	91065	19943
250	46786	12773
Всего	440449	69124

Табл. 3.4 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 год

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	177 791	63 970
С 1991 по 1998	56 952	14 571
С 1999 по 2003	73148,74	31088,51
С 2004	410 261	149 853
Всего	718 152	259 483,2180

3.2.2 Общая характеристика тепловых сетей ООО «КАМАЗ –ЭНЕРГО» за 2020 год.

Табл. 3.5 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» (в части переданных сетей от ООО «КАМАЗ-Энерго») за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однетрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
300	22364,18	7268,36
350	134	46,9
400	8350,06	3557,13
500	6712	3557,36
600	9918,8	6248,84
700	10836,22	7802,08

800	4666	3826,12
1000	7022,34	7162,79
1200	17618	21493,96
Всего	87621,6	60963,53

Табл. 3.6 Характеристики прокладки тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» (в части переданных сетей от ООО «КАМАЗ-Энерго») за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	126912,34	67346,56
Канальная	0	0
Бесканальная	0	0
Всего	126912,34	67346,56

Табл. 3.7 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» (в части переданных сетей от ООО «КАМАЗ-Энерго») за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	126227,34	67346,56
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	685	60,965
Всего	126912,34	67407,53

3.2.3 Общая характеристика магистральных тепловых сетей ООО «ТСЗВ» за 2020г.

Табл. 3.8 Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
400	3844,34	1637,69
600	4599,20	2897,5
700	2619,78	1886,24
1000	101,66	103,69
Всего	11164,98	6525,12

Табл. 3.9. Характеристики прокладки тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	11164,98	6525,12
Канальная	0	0
Бесканальная	0	0
Всего	11164,98	6525,12

Табл. 3.10. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	14593.68	6988.41
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	1308.4	523.79
Всего	15902,08	7512,2

3.2.4 Общая характеристика магистральных сетей ООО «Камгэс – ЗЯБ» за 2020г.

Табл. 3.11 Общая характеристика тепловых сетей ООО «Камгэс - ЗЯБ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
20	4.2	0.084
32	6	0.192
57	1	0.057
76	16.6	1.2616
89	62	5.518
108	33	3.564
125	40.5	5.0625
250	110	27.5
273	1075	293.475
325	1046	339.95
	2394.3	676.6641

Табл. 3.12 Характеристики прокладки тепловых сетей ООО «Камгэс - ЗЯБ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	2343.7	671.7815
Канальная	50.6	4.8826
Бесканальная		
Всего	2394.3	676.6641

Табл. 3.13. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки ООО «Камгэс-ЗЯБ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	2377.8	673.1

С 1991 по 1998	16.5	3.564
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	0	0
Всего	2394.3	676.6641

3.3 Количество и средняя тепловая мощность центральных тепловых пунктов.

На балансе филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» находилось 51 ЦТП, к началу 2014 года 50 шт. выведены из эксплуатации, в работе 1 шт., которое обеспечивает тепловой энергией объекты Нижнекамской ГЭС – суммарная тепловая нагрузка – 9.254 Гкал/ч (отопительная –1.519Гкал/час, вентиляционная – 6.847 Гкал/ч, систем ГВС – 0.888 Гкал/час, схема водоразбора -закрытая).

Табл. 3.14. Центральные тепловые пункты (далее - ЦТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 год

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2016	1 в работе/ всего 51	9,254
2017	1 в работе/ всего 51	9,254
2018	1 в работе/ всего 51	9,254
2019	1 в работе/ всего 51	9,254
2020	1 в работе/ всего 49	9,254
Всего	1 в работе/ всего 49	9,254

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

Центральных тепловых пунктов на балансе ООО «ТСЗВ» нет.

ООО «Камгэс-ЗЯБ» на балансе так же центральных тепловых пунктов не имеет.

3.3.1 Количество и средняя тепловая мощность ИТП, доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям с открытой схемой водоразбора на нужды ГВС.

На начало 2020 года только потребители тепловой энергии ООО «Камгэс – ЗЯБ» присоединены к тепловым сетям без установки на вводах автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (АИТП), и связано это с применением на котельной графика отпуска тепловой энергии соответствующего проектному режиму систем отопления потребителей

Все остальные потребители (за исключением промышленных предприятий), присоединены к тепловым сетям через АИТП с погодозависимым регулированием потребления тепловой энергии, установка АИТП закончена в 2016году. На 1.01.2020 года только 138 жилых многоквартирных дома (10,7% от общего количества) не переведены на закрытую схему водоразбора на нужды горячего водоснабжения, сроки окончания работ по 100% переводу потребителей конец 2020 года.

Табл. 3.15. Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП) теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 год

Год актуализации (разработки)	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки ЕТО)	Динамика изменения доли присоединенных к тепловым сетям потребителей через ИТП
2020	2846	0.793	100%	64 потребителя фактически присоединено в 2020 году

Табл. 3.16. 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 2020 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 2016 года
2020	14	0,1	н/д

3.4 Типы и оборудование насосных станций.

3.4.1 Характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2020 год.

В таблице 3.17 приведены характеристики оборудования насосных станций филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» на 2020год.

Табл. 3.17. Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" в 2020 году

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м3/ч	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-1	ПКЗ	СЭ2500-60	2	резерв	резерв	резерв	параллельная	не рабочее
		Д1250-65	1	резерв	резерв	резерв	параллельная	не рабочее
		Д2500-60	2	резерв	резерв	резерв	параллельная	рабочее
ПНС-3	22/15А	Д1250-65	1	1850	1,8	5,1	параллельная	рабочее
		Д1250-63а	3		1,8	5,1	параллельная	рабочее
ПНС-4	40/15А	Д1250-65	3	резерв	резерв	резерв	параллельная	рабочее
ПНС-5	ПКЗ, Трубный проезд, 10	СЭ2500-60	8	5500/7500	3,2	6,9	параллельная	рабочее
ПНС-6	ПКЗ, Трубный проезд, 12	СЭ2500-60	3	4600	3,2	6,9	параллельная	рабочее
		Д2500-62	3		3,2	6,9	параллельная	рабочее
ПНС-7	ул. Ахметшина. За 56 к-с	СЭ1250-70	4	3400	1,2	4,4	параллельная	рабочее
РТП-10	19 к-с	Д320-50	1	820	4,0	5,7	параллельная	рабочее
		СЭ1250-70	2		4,0	5,7	параллельная	рабочее
РТП-1	2 к-с	СЭ1250-70	1	останов	останов	останов	параллельная	рабочее
		Д1250-63	1	останов	останов	останов	параллельная	рабочее
		Д320-50	1	останов	останов	останов	параллельная	рабочее
ПНС Нижний Бьеф	Промпл., Авторемонтная	К290-30	2	консервация	консервация	консервация	параллельная	на консервации
ПНС Сидорвока	Казанский пр., 3/2	СЭ2500-60	3	2507/514	2.0-3.5	6.0-9.0	параллельная	рабочее
ПНС БСИ	Казанский пр., 3/2	grundfos TP 150-280/4-x-f-0	3	456/93	5.5-5.5	7.2-7.8	параллельная	рабочее
ПНС-9	Казанский пр., 209	СЭ2500-60	5	4410/434	2.8-3.9	6.0-9.1	параллельная	рабочее
РТП-ЗЯБ	ЗЯБ, 17А-III микрорайон	1Д500-63Б	3	379/77.5	4-4,2	5,5-7,1	параллельная	рабочее

3.5 Изменения, произошедшие в ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Табл. 3.18 Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго" за 2020 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, %
2016	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2017	5669,5			8466,95	2,3	3,5
2018	13761,83	671,468	627,87	620,695	6	0,5
2019	535,137	1549,872	3358,606	1989,192	2,36	2,15
2020	0	4883	1194,12	1300,2	0,46	2,38

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 тела в паре.

3.6 Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.

На тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» расположено 2376 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).

3.7 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов.

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.

3.8 Описание основных схем присоединения потребителей тепловой энергии к тепловым сетям.

Потребители тепловой энергии г. Набережные Челны на нужды систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения присоединены к тепловым сетям по зависимой схеме с закрытой и частично открытой (10.7% от общего количества) 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.

3.9 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

3.9.1 Сведения об оснащённости 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 актуализации 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. 3.19 приведены сведения о наличии приборов коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных из тепловой сети потребителям.

Табл. 3.19 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт.	%	> 0,2 Гкал/час	%	< 0,2 Гкал/час	%
«НЧТС»	2984		667	22,35%	2317	77,65%
Оснащенные приборами учета	2836	95,04%	662	99,25%	2174	93,83%
Не оснащенные приборами учета	148	4,96%	5	0,75%	143	6,17%

3.9.2 ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».

По данным предоставленным ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» следует, что 19,74% потребителей тепловой энергии не оснащены приборами учета тепловой энергии. В настоящее время с потребителями ведется работа по их оснащению.

Табл. 3.20 Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ».

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт	%	> 0,2 Гкал/час	%	< 0,2 Гкал/час	%
ООО "КАМАЗ-Энерго" и ООО «ТСЗВ»	228		129	56,58%	99	43,42%
Оснащенные приборами учета	183	80,26%	125	96,90%	58	58,59%
Не оснащенные приборами учета	45	19,74%	4	3,10%	41	41,41%

3.10 Описание уровня автоматизации насосных станций и тепловых пунктов.

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 два этапа из трех. 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 ОАО «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 были подключены два ключевых технологических объекта юго-западной части города: ПНС-ЗЯБ и 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.

На третьем этапе запланировано проведение следующих работ:

- 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; автоматизация пяти ЦТП северо-восточной части города. Будут реализованы системы автоматизации ПНС-ЗЯБ, ПНС-Сидоровка.

Диспетчер стал «зрячим» - он видит работу оборудования и трубопроводов в режиме реального времени сети теплоснабжения г. Набережные Челны. «АСУ- Теплоснабжение» уже сей- час 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.

3.11 Описание устройств 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.

3.12 Описание результатов испытаний тепловых сетей.

3.12.1 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:

➤ 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 ПТЭТЭ (дата проведения май-август 2020 г.);

➤ 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» (дата проведения апрель 2020г.);

➤ испытания на тепловые потери проводятся один раз в пять лет в соответствии с п.6.2.32 ПТЭТЭ и СО 34.04.255.97 «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных сетях» (дата проведения сентябрь 2018г.);

➤ испытания на гидравлические потери проводятся один раз в пять лет в соответствии с ПТЭТЭ и РД 34.20.519-97 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери» методом снятия показаний с манометров по контрольным точкам и сверки с пьезометрами (дата проведения февраль 2016г).

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.

Проведенные испытания на тепловые потери дают следующий результат:

- соотношение фактических и нормативных потерь для:
- надземной прокладки:
- подающий трубопровод – 1.28;
- обратный трубопровод – 1.30;
- подземной прокладки – 1.14.

По результатам проведения испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя выявлена недостаточная компенсирующая способность компенсаторов.

3.12.2. Испытания, проводимые на тепловых сетях ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «ТСЗВ».

На тепловых сетях ООО «КамАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» ежегодно проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность избыточным давлением перед и до отопительного сезона. Максимальное зарегистрированное давление: Восточный вывод ТЭЦ-РИЗ – 13 кг/см²; Восточный вывод ТЭЦ-ЛЗ – 12 кг/см²; Западный вывод ТЭЦ - Стройбаза – 10 кг/см².

3.13 Предписания, выданные контрольно - надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей.

По состоянию на 01.01.2021 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций г.Набережные Челны не выдавались.

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

По состоянию на 1.01.2021г. выявлен ряд участков тепловых сетей имеющих статус бесхозяйных, а именно:

Табл. 3.21 Участки бесхозных сетей АО «Татэнерго» «НЧТС».

№	Адрес	Характеристики тепловой сети		Год ввода в эксплуатацию	Примечание.
		Ø	Протяженность		
1	От внешней границы ж/д 11/14 (ТК – 146а) до разветвления на дом в сторону ТК-159	2 d 219 2d 108	5 80	1976	
2	Ж/д 32/07	2d 133 2d 159 2d 219	147.5 12 138	1995 2002 1995	
3	Ж/д 62/09	2d 108 2d 89 2d 57	94 135 15	1996 1996 1996	
4	Ж/д 62/12	2d 219 2d 108 2d 89	33 75 51	1996 1990 1990	
5	Ж/д 58/23-4	2d 159	10	1992	
6	Ж/д 13/04	2d 159	109	1992	

7	Ж/д 23/07а	2d 159 2d 133	12 5	2004 2004	
8	Ж/д 12/07Б	2d 108	74	2014	
9	Ж/д 12/07Г	2d 133 2d 89	12 46	2015 2015	
10	Ж/д 10/54/1ГЭС	2d 89	107	Нет данных	
11	Ж/д 10/53/1ГЭС	2d 89	109	Нет данных	
12	Ж/д 52/21-23	2d 159 2d 108	1 20	1990 1990	

Данные участки тепловых сетей подключены к сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

В соответствии с ФЗ РФ №190 «О теплоснабжении», Статья 15, п.6: «В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования». Все вышеперечисленные бесхозяйные сети соединяются с сетями филиала ОАО «Татэнерго» «НЧТС», соответственно необходимо рассмотреть возможность перевода данных сетей на баланс филиала ОАО «Татэнерго» «НЧТС».

3.15 Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.

3.15.1 Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети и фактическая разница температур сетевой воды в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

В Табл. 3.22 приведены данные по нормативным температурам теплоносителя в тепловых сетях и фактическим температурам теплоносителя после ТФУ.

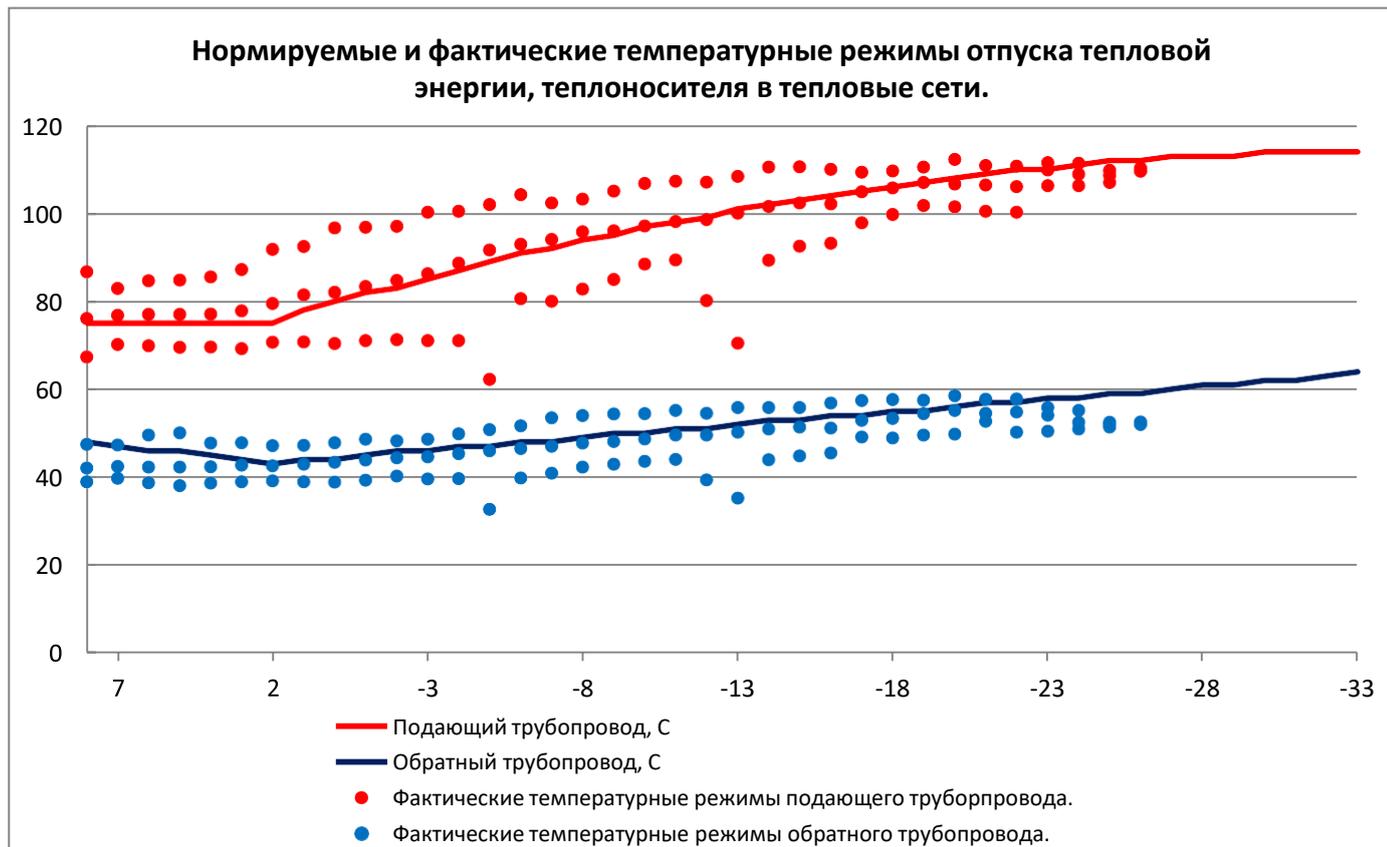
Табл. 3.22 Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и фактические температуры теплоносителя после ТФУ.

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплотрассе, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплотрассе, °С	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплотрассе, °С	Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплотрассе, °С
8	75	48	76,08	42,10
7	75	47	76,82	42,42
6	75	46	77,06	42,28
5	75	46	77,06	42,30
4	75	45	77,10	42,37
3	75	44	77,83	42,74
2	75	43	79,52	42,56
1	78	44	81,49	42,95

Температура наружного воздуха, °С	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе, °С	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем теплопроводе, °С	Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном теплопроводе, °С
0	80	44	82,06	43,39
-1	82	45	83,35	43,90
-2	83	46	84,74	44,42
-3	85	46	86,26	44,64
-4	87	47	88,67	45,36
-5	89	47	91,68	46,00
-6	91	48	93,01	46,49
-7	92	48	94,06	47,04
-8	94	49	95,83	47,75
-9	95	50	96,04	48,14
-10	97	50	97,13	48,74
-11	98	51	98,14	49,61
-12	99	51	98,59	49,58
-13	101	52	100,07	50,25
-14	102	53	101,54	50,96
-15	103	53	102,41	51,40
-16	104	54	102,15	51,21
-17	105	54	104,89	52,94
-18	106	55	105,77	53,35
-19	107	55	107,02	54,44
-20	108	56	106,69	55,17
-21	109	57	106,47	54,57
-22	110	57	106,08	54,81
-23	110	58	109,88	54,10
-24	111	58	108,94	52,49
-25	112	59	108,67	52,05
-26	112	59	109,93	52,29
-27	113	60	0,00	0,00
-28	113	61	0,00	0,00
-29	113	61	0,00	0,00
-30	114	62	0,00	0,00
-31	114	62	0,00	0,00
-32	114	63	0,00	0,00

На Рис. 3.4. данные Табл. 3.22 представлены в графическом виде.

Рис. 3.4 Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки.



3.15.2 Графики регулирования отпуска тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети и фактическая разница температур сетевой воды в тепловых сетях ООО «Камгэс – ЗЯБ».

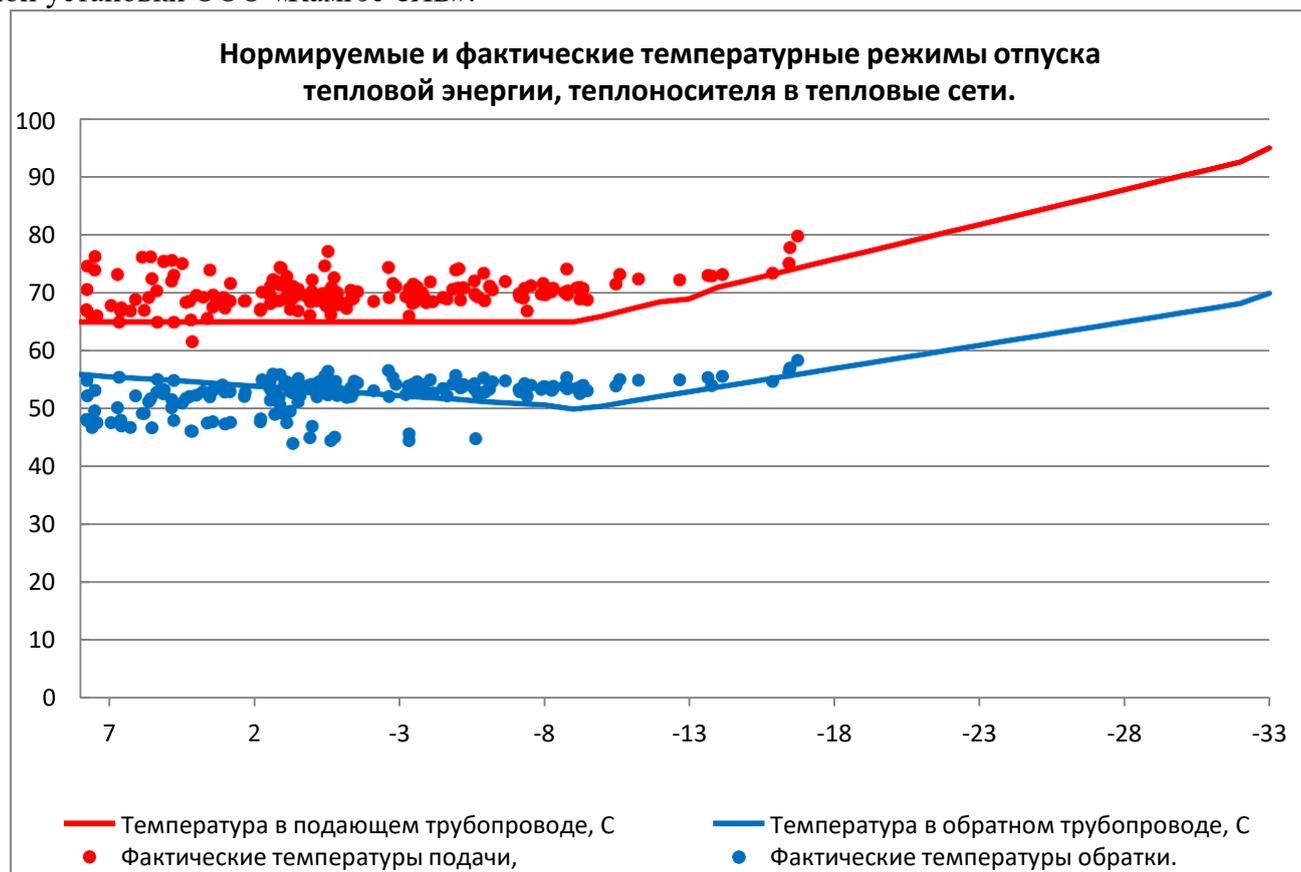
В Табл. 3.23 приведены данные по нормативным температурам теплоносителя в тепловых сетях и фактическим температурам теплоносителя после ТФУ ООО «Камгэс – ЗЯБ».

Табл. 3.23 Нормативные температуры теплоносителя в тепловых сетях и фактические температуры теплоносителя после ТФУ.

Температур анаружного воздуха	Нормативная температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопрово- де, °С	Нормативная температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном трубопроводе, °С	Фактическая температура теплоносителя на выходе из ТФУ в подающем трубопрово- де, °С	Фактическая температура теплоносителя на входе в ТФУ в обратном трубопроводе, °С
8	65	56	66.3	47.6
7	65	55.6	66.5	47.9
6	65	55.3	67.0	48.4
5	65	55	67.9	48.9
4	65	54.7	68.4	49.5
3	65	54.3	68.8	50.6
2	65	54	69.4	52.9
1	65	53.7	69.5	53.0

0	65	53.3	69.7	53.2
-1	65	53	69.9	53.1
-2	65	52.7	70.4	53.5
-3	65	52.3	70.7	53.7
-4	65	52	71.0	54.0
-5	65	51.7	71.2	54.2
-6	65	51.3	71.5	54.3
-7	65	51	71.7	54.4
-8	65	50.7	71.9	54.5
-9	65	50	72.1	54.5
-10	66	50.5	71.3	54.5
-11	67.3	51.4	72.3	55.1
-12	68.5	52.2	70.8	54.4
-13	69	53	72.1	54.4
-14	71	53.8	75.1	56.4
-15	72.2	54.6	69.9	53.5
-16	73.4	55.4	71.98	54.2
-17	74.6	56.2		
-18	75.8	57		
-19	77	57.8		
-20	78.2	58.6		
-21	79.4	59.4		
-22	80.6	60.2		
-23	81.8	61		
-24	83	61.8		
-25	84.2	62.6		
-26	85.4	63.4		
-27	86.6	64.2		
-28	87.8	65		
-29	89	65.8		
-30	90.2	66.6		
-31	91.4	67.4		
-32	92.6	68.2		

Рис. 3.5 Нормативные и фактические температуры теплоносителя после теплофикационной установки ООО «Камгэс-ЗЯБ».



3.16 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии, 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. 3.24 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ - сети НЧТС.

Табл. 3.24 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", тыс. Гкал

Год актуализации и (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактически потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2016	Норматив рассчитан суммарно		650,57	494,08	14,92%
2017	Норматив рассчитан суммарно		633,03	511,06	15,65%
2018			не утверждались	501,87	14,56%
2019			не утверждались	429,31	13,01%
2020			не утверждались	403.085	12,74%

Табл. 3.25 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
2016	норматив не устанавливался	7,34	норматив не устанавливался
2017	норматив не устанавливался	7,71	норматив не устанавливался
2018	норматив не устанавливался	7,32	норматив не устанавливался
2019	норматив не устанавливался	6,88	норматив не устанавливался
2020	норматив не устанавливался	6,93	норматив не устанавливался

Табл. 3.26 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
2016	1,13	5,68	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	146
2017	0,93	5,77	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	211
2018	0,8	5,12	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	191
2019	0,74	5,13	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	161
2020	0,59	5,03	прекращение теплоснабжения в отопительный период отсутствовало	139

Табл. 3.27 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) 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
2016	0,064	Не более 6 часов	0,051	Недоотпуск отсутствовал
2017	0,038	Не более 6 часов	0,069	Недоотпуск отсутствовал
2018	0,046	Не более 6 часов	0,081	Недоотпуск отсутствовал
2019	0,069	Не более 6 часов	0,059	Недоотпуск отсутствовал
2020	0,044	Не более 6 часов	0,027	Недоотпуск отсутствовал

Табл. 3.28 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)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) 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
2016	0,133	Не более 6 часов	0,157	Недоотпуск отсутствовал
2017	0,132	Не более 6 часов	0,23	Недоотпуск отсутствовал
2018	0,183	Не более 6 часов	0,207	Недоотпуск отсутствовал
2019	0,128	Не более 6 часов	0,168	Недоотпуск отсутствовал
2020	0,137	Не более 6 часов	0,165	Недоотпуск отсутствовал

В Табл. 3.29 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ООО «КАМАЗ- Энерго».

Табл. 3.29 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «КАМАЗ- Энерго», тыс. Гкал.

Год актуализации (разработки)	Магистральные т/сети	Распределительные т/с	Всего	Фактические потерит.э	Всего в % от отпуска т.э.
2017	рассчитан суммарно		106.326	72.262	11.6
2018			Не утверждались	13.791	1.8
2019			Не утверждались	0	0
2020			Не утверждались	0	0

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

В Табл. 3.30 представлена динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» - сети ООО «ТСЗВ».

Табл. 3.30 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ сети ООО «ТСЗВ», тыс. Гкал.

Год актуализации	Магистральные т/с	Распределительные т/с	Всего	Фактически потери т.э	Всего в % от факта
2019	Не утверждались			8.378	68.365
2020	Не утверждались			20.948	64.218

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

В соответствии с предоставленной информацией ООО «КАМАЗ – Энерго» и ООО «ТСЗВ» за период с 2015 – по 2019 года аварий на сетях ни в отопительный период, ни при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность не было.

В Табл. 3.31 приведены данные по динамике изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия котельной ООО «Камгэс-ЗЯБ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Камгэс – ЗЯБ».

Табл. 3.31 Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии зоны действия котельной ООО «Камгэс-ЗЯБ».

Год актуализации	Магистральные т/с	Распределительные т/с	Всего	Фактические потери т.э	Всего в % от отпуска т.э.
2016			2299	2299	25.7%
2017			2299	2299	25.7%
2018			2299	2299	25.4%
2019			2299	2299	24.7%
2020			2299	2299	25.1%

Необходимо отметить, что по тепловым сетям зоны действия котельной ООО «Камгэс-ЗЯБ» нормативы потерь тепловой энергии и теплоносителя в соответствии с «Порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя», утвержденный Приказом Минэнерго РФ № 325, не разрабатывались. В качестве нормативной величины потерь в Табл. 3.30 приведены значения тепловых потерь, установленные Комитетом по тарифам РТ, а в качестве фактических значений приняты отчетные данные предприятия.

В соответствии с предоставленной информацией ООО «Камгэс – ЗЯБ» за период с 2015 – по 2019 года аварий на сетях котельной ООО «Камгэс – ЗЯБ» ни в отопительный период ни при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность не было.

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, микрорайон «Замелекесье», Суровка, 32 и 62 комплексы, КамПИ (10комплекс), 33 комплекс, БСИ, Энергорайон.

В Центральный район входят 1-8, 11-19, 31, 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, 70А, 71, районы малоэтажной жилой застройки, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к северо-востоку от автодороги № 2, Тогаевский карьер.

На территории г. Набережные Челны действуют 3 источника тепловой энергии - Набережночелнинская ТЭЦ, Котельный цех БСИ, котельная ООО «Камгэс-ЗЯБ».

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
3.	Котельная ООО «Камгэс- ЗЯБ», Набережночелнинский пр-к, д.39

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, за исключением незначительного количества потребителей котельной ООО «Камгэс – ЗЯБ». При этом Котельный цех БСИ используется для обеспечения тепловой энергии в виде пара промышленных потребителей БСИ, а в сетевой воде используется только в качестве пикового источника в отопительный период для юго-западной части города.

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

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

Зона действия Набережночелнинской ТЭЦ представлена на Рис. 4.1

4.2 Котельный цех БСИ.

Котельный цех БСИ – структурное подразделение Набережночелнинской ТЭЦ, обеспечивает тепловой энергией в виде пара промышленных потребителей БСИ и в пиковых режимах, при

температурах наружного воздуха ниже - 21°C, сетевой водой потребителей юго-западной части города поселок ГЭС, поселок Сидоровка и Энергорайон.

1. Промзона БСИ (тепловая нагрузка в виде пара и горячей воды);
2. Поселок ГЭС;
3. Поселок Сидоровка;
4. Энергорайон.

Зона действия Котельного цеха БСИ представлена на Рис. 4.2

4.3 Котельная ООО «Камгэс – ЗЯБ».

Зонами действия источника тепловой энергии Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» является часть территории юго-западной части города Набережные Челны, а именно часть объектов Комсомольского района:

- промышленные потребители, а именно: собственное потребление «Завода Ячеистого Бетона»;
- бюджетные организации,
- население и жилищные организации.

Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» снабжает тепловой энергией потребителей в летний и зимний период. При этом, котельная ООО «КамгэсЗЯБ» обеспечивает тепловой энергией собственные нужды в объеме 16,4 Гкал/ч и сторонних потребителей (жилой и общественный фонд) – 6,502 Гкал/ч.

Зона действия котельной ООО «Камгэс – ЗЯБ» представлена на Рис. 4.3

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

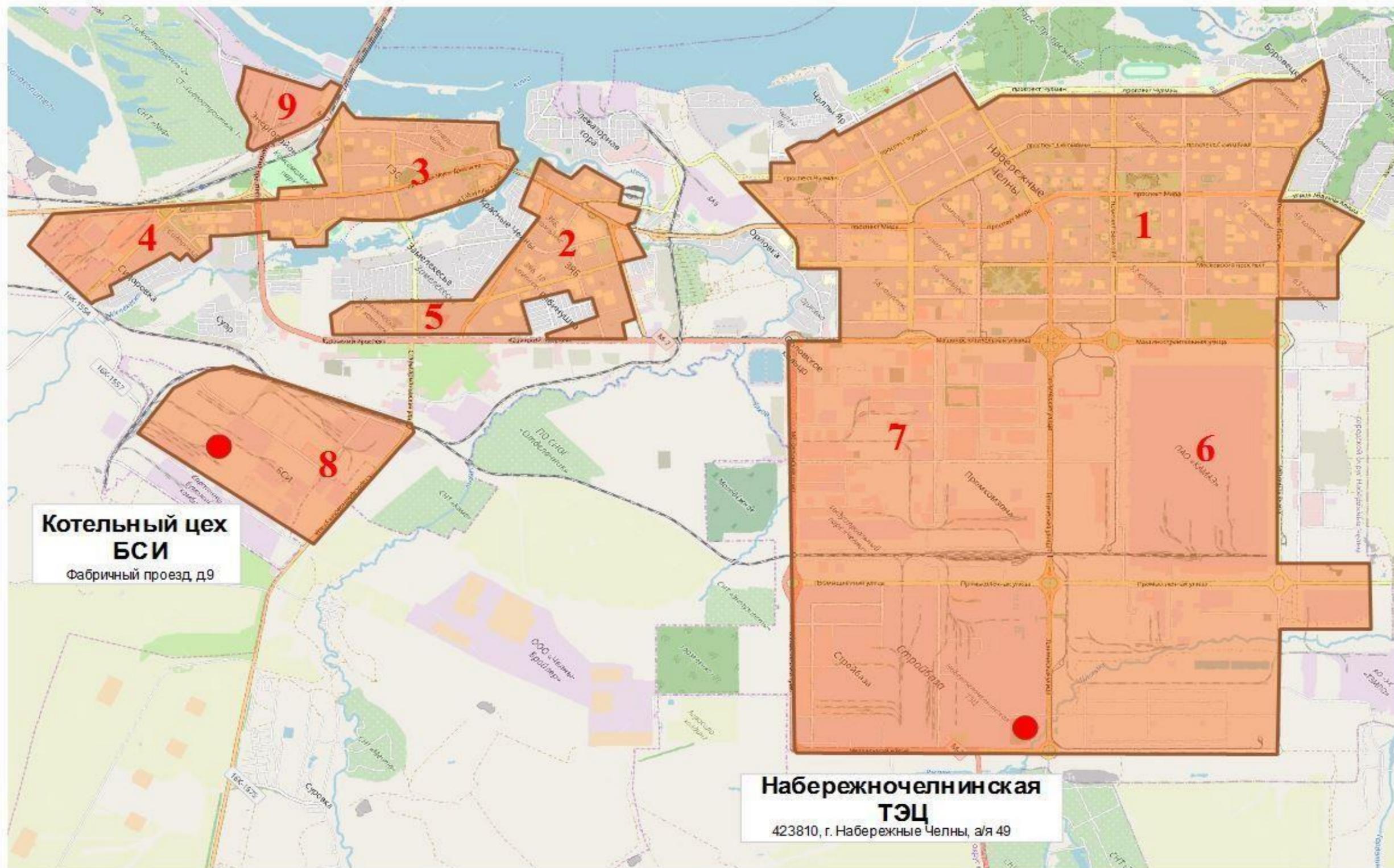


Рис. 4.2 Зона действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ.

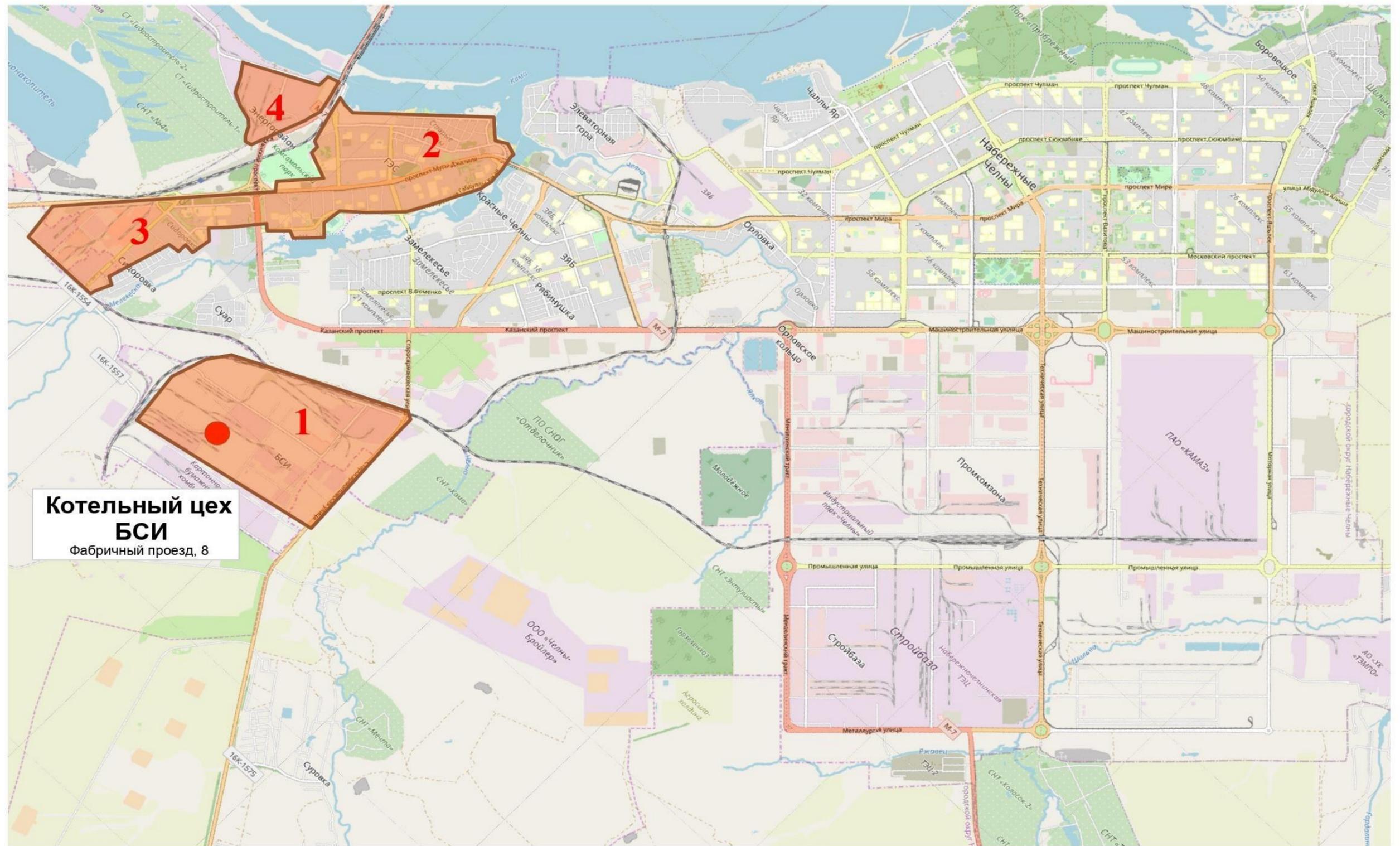
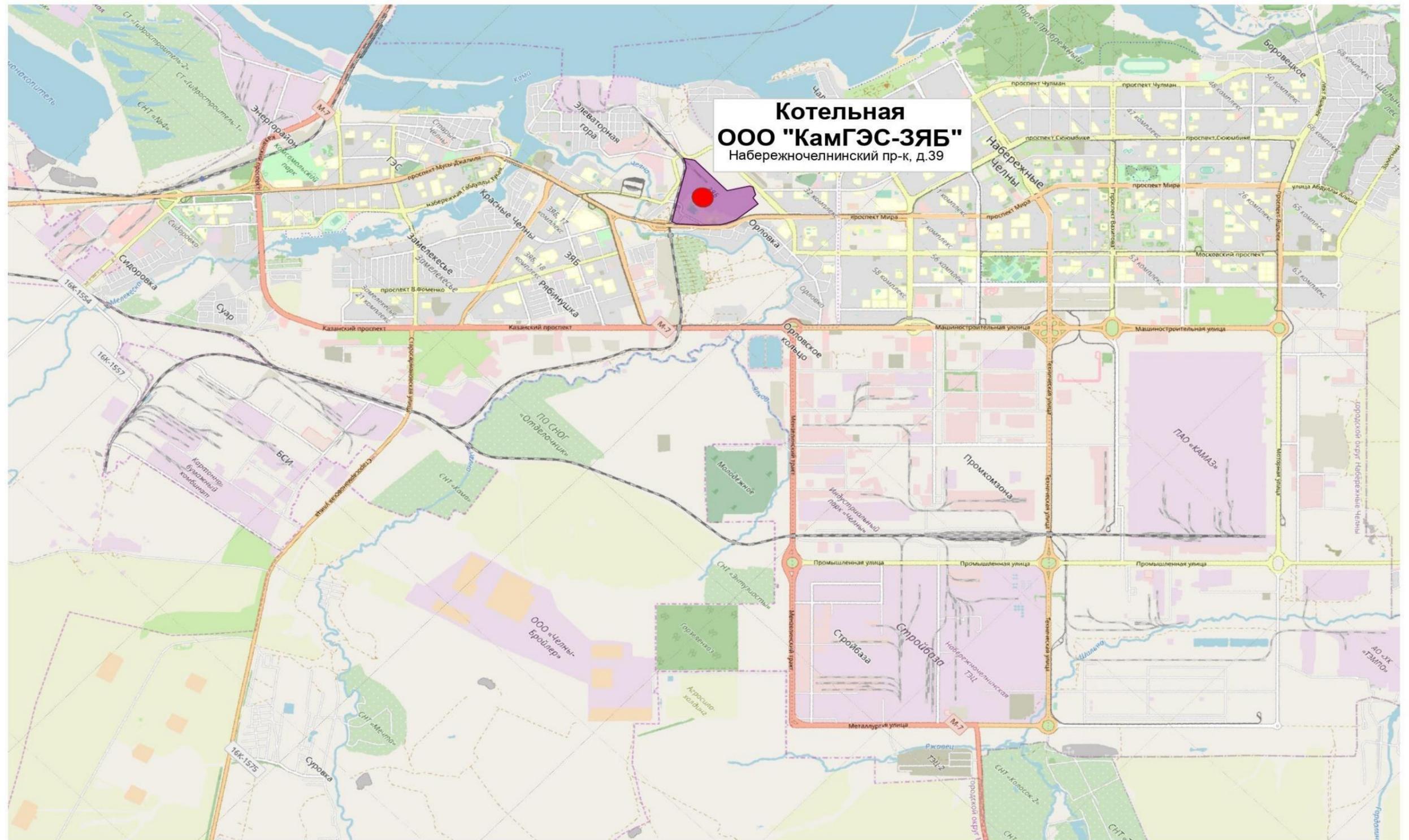


Рис. 4.3 Зона действия источника тепловой энергии котельная ООО «Камгэс – ЗЯБ»..



5 Оценка тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей и расчетной тепловой нагрузки систем теплоснабжения.

В рамках работы по «Актуализации схемы теплоснабжения г. Набережные Челны на 2017 год на период до 2032 года» был выполнен анализ фактического максимального теплоснабжения абонентов, т.е. приведение фактических тепловых нагрузок потребителей к расчетной температуре наружного воздуха согласно СП 131.13330.2018 «Строительная климатология», для наиболее крупного источника теплоснабжения г. Набережные Челны – Набережночелнинской ТЭЦ. Анализ проводился по массиву показаний приборов коммерческого учета за период 2017 года, но несколько по другой методике, чем предлагаемая в П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

При выполнении анализа фактического потребления тепловой энергии абонентов было выявлено отклонение фактических расчетных (приведенных к -32°C) нагрузок потребителей от проектных (договорных) нагрузок, как по системам отопления, так и по максимальным и средним нагрузкам систем горячего водоснабжения.

Для проверки соответствия ранее выполненного анализа фактического потребления тепловой энергии абонентов, выполнено выборочное определение расчетной тепловой нагрузки ряда потребителей по методике П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» и сравнение результатов.

В Табл. 5.1. приведены данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 40/11 Нового города (тип прибора ТСРВ- 022, зав. номер 603985).

Табл. 5.1 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по жилому дому 40/11 Нового города

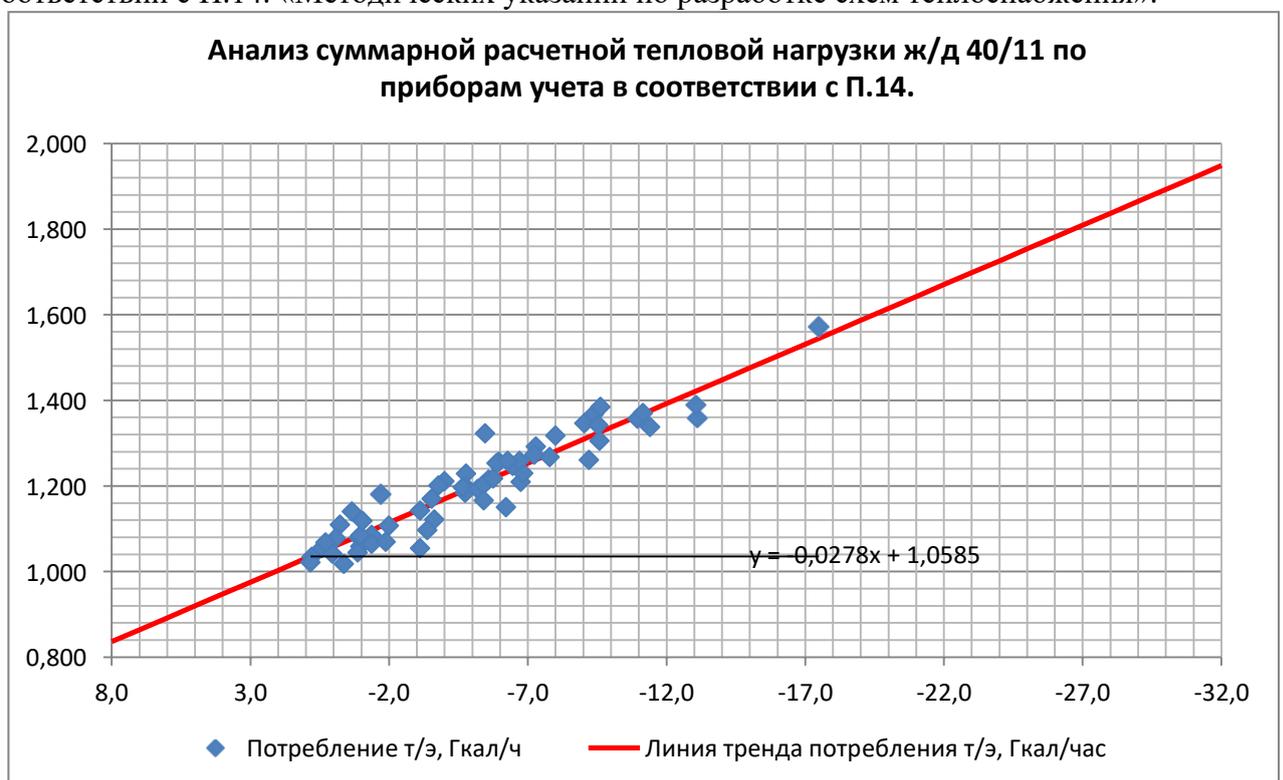
Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTС1,Г к ал
23.11.2019	657,200	96,92	5,51	657,000	46,48	2,86	0,200	50,44	24,00	33.211
24.11.2019	606,100	97,44	5,51	605,900	44,43	2,86	0,200	53,01	24,00	32.192
25.11.2019	630,800	95,14	5,51	630,700	45,60	2,96	0,100	49,54	24,00	31.308
26.11.2019	600,800	94,88	5,51	600,400	44,72	2,96	0,400	50,16	24,00	30.192
27.11.2019	684,900	94,65	5,40	684,500	46,85	2,96	0,400	47,80	24,00	32.798
28.11.2019	618,700	93,49	5,51	618,000	44,77	2,96	0,700	48,72	24,00	30.191
29.11.2019	617,400	91,57	5,51	616,800	44,32	2,96	0,600	47,25	24,00	29.213
30.11.2019	594,400	91,79	5,51	593,700	43,39	2,86	0,700	48,40	24,00	28.809
01.12.2019	594,100	91,17	5,51	593,500	42,35	2,96	0,600	48,82	24,00	29.042
02.12.2019	598,100	94,31	5,51	597,800	44,14	2,96	0,300	50,17	24,00	30.058
03.12.2019	651,000	95,39	5,51	650,500	45,87	2,96	0,500	49,52	24,00	32.292
04.12.2019	619,800	95,38	5,51	619,500	44,48	2,96	0,300	50,90	24,00	31.602

<u>Дата</u>	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1,Гк ал
05.12.2019	609,800	92,78	5,51	609,200	44,50	2,96	0,600	48,28	24,00	29.493
06.12.2019	589,300	84,84	5,51	587,900	41,42	2,96	1,400	43,42	24,00	25.611
07.12.2019	605,200	83,66	5,51	603,800	40,96	2,96	1,400	42,70	24,00	25.862
08.12.2019	612,200	85,34	5,51	610,800	40,72	2,96	1,400	44,62	24,00	27.339
09.12.2019	561,300	84,11	5,51	560,100	40,50	2,96	1,200	43,61	24,00	24.503
10.12.2019	613,000	81,89	5,51	610,800	41,17	2,86	2,200	40,72	24,00	24.981
11.12.2019	595,200	84,00	5,51	593,300	41,56	2,96	1,900	42,44	24,00	25.282
12.12.2019	538,100	94,19	5,51	537,700	42,31	2,96	0,400	51,88	24,00	27.964
13.12.2019	571,500	97,45	5,51	571,100	44,63	2,96	0,400	52,82	24,00	30.24
14.12.2019	606,000	98,06	5,51	605,600	45,22	2,96	0,400	52,84	24,00	32.082
15.12.2019	577,600	96,03	5,51	577,000	43,27	2,96	0,600	52,76	24,00	30.524
16.12.2019	596,100	91,55	5,51	594,900	43,19	2,96	1,200	48,36	24,00	28.872
17.12.2019	616,800	84,84	5,51	615,100	42,23	2,96	1,700	42,61	24,00	26.307
18.12.2019	574,500	84,31	5,51	572,900	40,73	2,96	1,600	43,58	24,00	25.052
19.12.2019	554,400	84,72	5,51	552,900	40,72	2,96	1,500	44,00	24,00	24.415
20.12.2019	569,800	85,99	5,51	568,200	41,03	2,96	1,600	44,96	24,00	25.64
21.12.2019	529,700	95,67	5,51	529,200	41,74	2,96	0,500	53,93	24,00	28.614
22.12.2019	535,600	97,13	5,61	535,000	40,94	2,96	0,600	56,19	24,00	30.14
23.12.2019	581,400	93,55	5,51	580,400	44,24	2,96	1,000	49,31	24,00	28.711
24.12.2019	593,300	90,41	5,51	592,000	42,60	2,96	1,300	47,81	24,00	28.404
25.12.2019	618,000	92,32	5,51	616,900	43,19	2,96	1,100	49,13	24,00	30.407
26.12.2019	621,800	99,28	5,51	621,200	45,81	2,96	0,600	53,47	24,00	33.319
27.12.2019	635,100	96,38	5,51	634,200	45,17	2,96	0,900	51,21	24,00	32.586
28.12.2019	630,500	97,02	5,51	629,700	44,98	2,96	0,800	52,04	24,00	32.87
29.12.2019	571,400	100,8	5,51	570,900	43,99	2,96	0,500	56,84	24,00	32.545
30.12.2019	684,900	103,4	5,40	684,500	48,47	2,86	0,400	54,92	24,00	37.719
31.12.2019	623,800	93,46	5,51	622,500	42,67	2,96	1,300	50,79	24,00	31.73
01.01.2020	491,800	93,19	5,61	490,600	41,35	2,96	1,200	51,84	24,00	25.533
02.01.2020	577,700	93,51	5,51	576,400	43,38	2,96	1,300	50,13	24,00	29.001
03.01.2020	678,000	88,21	5,30	676,100	44,17	2,96	1,900	44,04	24,00	29.894
04.01.2020	592,200	88,38	5,51	590,500	40,64	2,96	1,700	47,74	24,00	28.301
05.01.2020	555,600	88,69	5,61	553,900	40,45	2,96	1,700	48,24	24,00	26.824
06.01.2020	531,000	91,45	5,61	529,800	40,85	2,96	1,200	50,60	24,00	26.902
07.01.2020	508,400	95,24	5,61	507,400	41,05	2,96	1,000	54,19	24,00	27.593
08.01.2020	569,200	97,10	5,51	568,200	42,75	3,06	1,000	54,35	24,00	30.988
09.01.2020	565,100	94,47	5,51	563,800	43,01	2,96	1,300	51,46	24,00	29.128
10.01.2020	657,100	86,83	5,51	655,100	43,11	3,06	2,000	43,72	24,00	28.757
11.01.2020	557,700	90,80	5,51	556,200	41,73	3,06	1,500	49,07	24,00	27.398
12.01.2020	601,300	91,01	5,51	599,700	42,05	3,06	1,600	48,96	24,00	29.471
13.01.2020	612,600	88,44	5,51	610,600	42,67	3,06	2,000	45,77	24,00	28.067
14.01.2020	589,200	85,72	5,51	587,200	41,61	3,06	2,000	44,11	24,00	26.008
15.01.2020	607,100	85,27	5,40	604,600	41,57	3,06	2,500	43,70	24,00	26.552
16.01.2020	561,900	87,57	5,51	560,100	41,45	3,06	1,800	46,12	24,00	25.936
17.01.2020	519,300	87,35	5,61	517,700	39,63	3,06	1,600	47,72	24,00	24.807

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1,Гк ал
18.01.2020	533,000	87,07	5,61	531,300	39,68	3,06	1,700	47,39	24,00	25.279
19.01.2020	652,800	80,61	5,40	650,500	39,86	3,16	2,300	40,75	24,00	26.615
20.01.2020	632,100	82,01	5,51	629,800	41,10	3,06	2,300	40,91	24,00	25.874
21.01.2020	661,900	79,74	5,40	659,500	41,40	3,16	2,400	38,34	24,00	25.392
22.01.2020	655,300	81,33	5,40	653,000	41,61	3,06	2,300	39,72	24,00	26.041

На основании данных Табл. 5.1 построен график суммарной тепловой нагрузки ж/д 40/11, выведено уравнение линии тренда и построен график до расчетной температуры наружного воздуха -32°C.

Рис. 5.1 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки жилого дома 40/11 по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».



В соответствии с выполненным анализом суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя при расчетной температуре наружного воздуха составляет 1.9481 Гкал/час.

Суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя по ранее выполненной методике составляет 1.9474 Гкал/час (отопительная нагрузка – 1.58857Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0.35953 Гкал/час.) - расхождение в результатах составляет 0.04%.

При этом проектная (договорная) нагрузка данного жилого дома составляет по системам отопления - 2.371 Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0.6408 Гкал/час.

В Табл. 5.2 приведены данные приборов учета тепловой энергии за период с 23.11.2019г. по 22.0.1.2020г. по Гимназии № 29 Нового города (тип прибора ТСПВ- 024М, зав. номер 103516).

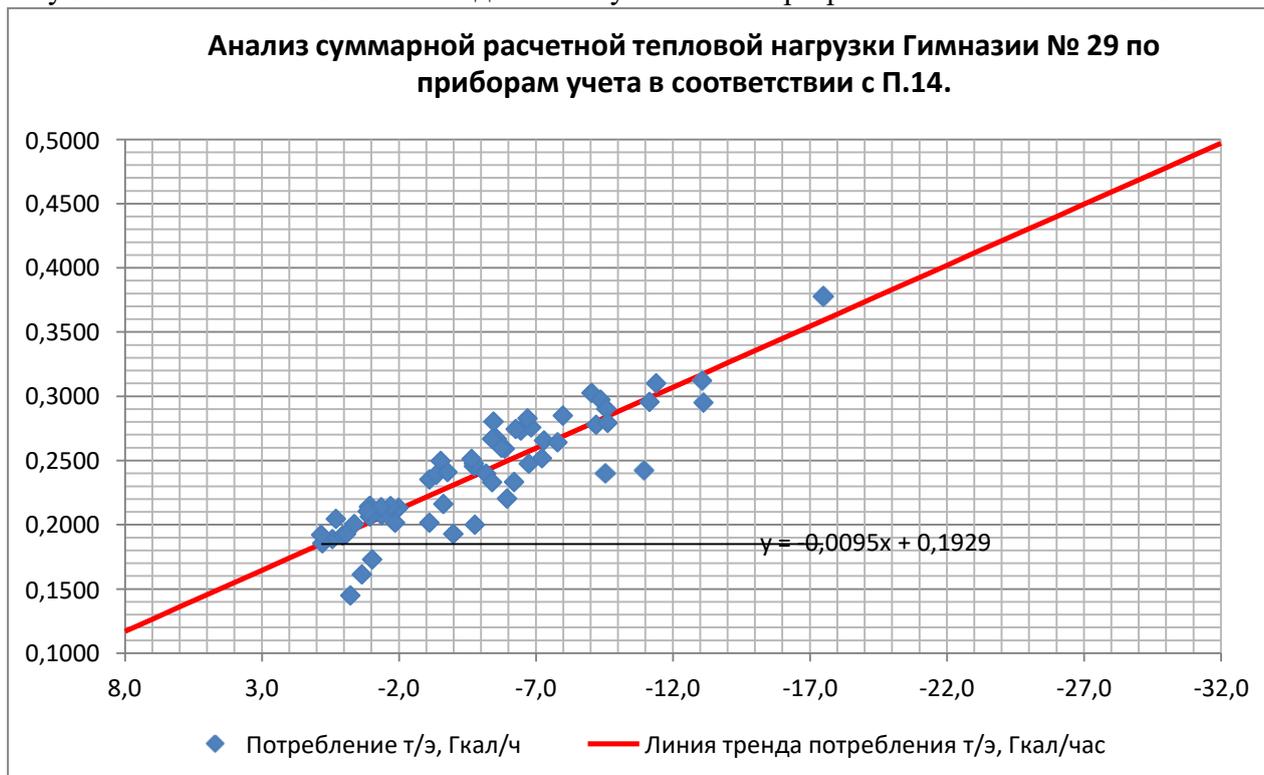
Табл. 5.2 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.01.2020г. по Гимназии № 29 Нового города

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1,Гк ал
23.11.2019	168,846	93,84	0,00	170,974	53,57	0,00	-2,128	40,27	24,00	6.702
24.11.2019	127,768	95,73	0,00	127,680	50,72	0,00	0,088	45,01	24,00	5.759
25.11.2019	166,656	94,22	0,00	165,283	52,17	0,00	1,373	42,05	24,00	6.961
26.11.2019	159,138	93,27	0,00	157,892	51,32	0,00	1,246	41,95	24,00	6.589
27.11.2019	179,828	93,18	0,00	178,373	52,65	0,00	1,455	40,53	24,00	7.133
28.11.2019	169,616	92,83	0,00	168,199	52,44	0,00	1,417	40,39	24,00	6.785
29.11.2019	156,843	89,96	0,00	155,480	49,44	0,00	1,363	40,52	24,00	6.236
30.11.2019	139,858	90,45	0,00	138,764	48,58	0,00	1,094	41,87	24,00	5.78
01.12.2019	103,925	89,55	0,00	103,255	45,09	0,00	0,670	44,46	24,00	4.623
02.12.2019	144,590	91,75	0,00	143,581	48,67	0,00	1,009	43,08	24,00	6.217
03.12.2019	181,363	94,30	0,00	179,859	53,98	0,00	1,504	40,32	24,00	7.259
04.12.2019	164,116	94,01	0,00	162,932	52,24	0,00	1,184	41,77	24,00	6.835
05.12.2019	165,053	92,59	0,00	163,708	52,24	0,00	1,345	40,35	24,00	6.619
06.12.2019	123,295	84,83	0,00	122,303	44,70	0,00	0,992	40,13	24,00	4.907
07.12.2019	126,328	81,10	0,00	125,251	43,27	0,00	1,077	37,83	24,00	4.624
08.12.2019	94,276	83,14	0,00	93,777	41,92	0,00	0,499	41,22	24,00	3.866
09.12.2019	117,480	82,45	0,00	116,478	42,53	0,00	1,002	39,92	24,00	4.605
10.12.2019	125,749	80,06	0,00	124,650	42,62	0,00	1,099	37,44	24,00	4.595
11.12.2019	131,006	82,00	0,00	129,789	43,84	0,00	1,217	38,16	24,00	4.836
12.12.2019	132,193	89,11	0,00	131,102	46,39	0,00	1,091	42,72	24,00	5.593
13.12.2019	151,006	95,50	0,00	149,812	50,89	0,00	1,194	44,61	24,00	6.662
14.12.2019	178,641	96,98	0,00	177,069	55,15	0,00	1,572	41,83	24,00	7.441
15.12.2019	139,381	94,71	0,00	138,192	51,28	0,00	1,189	43,43	24,00	6.038
16.12.2019	155,677	91,75	0,00	154,308	50,22	0,00	1,369	41,53	24,00	6.401
17.12.2019	161,065	84,15	0,00	159,362	47,85	0,00	1,703	36,30	24,00	5.736
18.12.2019	134,301	83,52	0,00	132,992	45,23	0,00	1,309	38,29	24,00	5.049
19.12.2019	124,533	83,37	0,00	123,306	43,66	0,00	1,227	39,71	24,00	4.813
20.12.2019	124,040	83,30	0,00	122,831	43,40	0,00	1,209	39,90	24,00	4.837
21.12.2019	132,172	91,95	0,00	131,051	47,93	0,00	1,121	44,02	24,00	5.755
22.12.2019	110,441	95,92	0,00	109,688	47,95	0,00	0,753	47,97	24,00	5.286
23.12.2019	137,977	92,75	0,00	136,814	48,68	0,00	1,163	44,07	24,00	6.027
24.12.2019	146,094	89,56	0,00	144,779	48,37	0,00	1,315	41,19	24,00	5.942
25.12.2019	161,059	90,11	0,00	159,549	50,06	0,00	1,510	40,05	24,00	6.335
26.12.2019	176,313	97,67	0,00	174,818	55,01	0,00	1,495	42,66	24,00	7.496
27.12.2019	168,636	96,47	0,00	167,214	54,24	0,00	1,422	42,23	24,00	7.092
28.12.2019	177,670	95,00	0,00	176,084	54,69	0,00	1,586	40,31	24,00	7.096
29.12.2019	119,389	98,10	0,00	118,667	49,46	0,00	0,722	48,64	24,00	5.815
30.12.2019	217,002	102,78	0,00	215,247	60,68	0,00	1,755	42,10	24,00	9.059
31.12.2019	166,009	94,58	0,00	164,572	54,09	0,00	1,437	40,49	24,00	6.726
01.01.2020	118,027	90,53	0,00	117,201	46,64	0,00	0,826	43,89	24,00	5.129
02.01.2020	139,071	92,80	0,00	138,078	49,12	0,00	0,993	43,68	24,00	5.936

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1,Гк ал
03.01.2020	189,238	87,93	0,00	187,320	52,66	0,00	1,918	35,27	24,00	6.559
04.01.2020	129,117	86,87	0,00	128,064	46,67	0,00	1,053	40,20	24,00	5.146
05.01.2020	97,343	86,11	0,00	96,679	43,11	0,00	0,664	43,00	24,00	4.151
06.01.2020	124,161	88,55	0,00	123,208	46,03	0,00	0,953	42,52	24,00	5.186
07.01.2020	122,431	93,68	0,00	121,585	47,79	0,00	0,846	45,89	24,00	5.597
08.01.2020	145,505	95,14	0,00	144,407	50,84	0,00	1,098	44,30	24,00	6.374
09.01.2020	146,734	94,88	0,00	145,529	50,58	0,00	1,205	44,30	24,00	6.404
10.01.2020	158,007	86,03	0,00	156,578	48,16	0,00	1,429	37,87	24,00	5.892
11.01.2020	140,776	88,49	0,00	139,599	47,84	0,00	1,177	40,65	24,00	5.644
12.01.2020	109,145	89,49	0,00	108,429	45,45	0,00	0,716	44,04	24,00	4.797
13.01.2020	155,813	87,53	0,00	154,388	48,75	0,00	1,425	38,78	24,00	5.993
14.01.2020	129,308	84,47	0,00	128,168	44,67	0,00	1,140	39,80	24,00	5.073
15.01.2020	132,634	83,97	0,00	131,432	44,87	0,00	1,202	39,10	24,00	5.112
16.01.2020	128,876	86,10	0,00	127,699	45,28	0,00	1,177	40,82	24,00	5.153
17.01.2020	102,642	85,55	0,00	101,903	41,65	0,00	0,739	43,90	24,00	4.453
18.01.2020	104,866	86,08	0,00	104,104	42,64	0,00	0,762	43,44	24,00	4.529
19.01.2020	86,671	79,89	0,00	86,062	39,55	0,00	0,609	40,34	24,00	3.477
20.01.2020	142,856	80,63	0,00	141,486	44,28	0,00	1,370	36,35	24,00	5.135
21.01.2020	147,087	78,39	0,00	145,543	43,66	0,00	1,544	34,73	24,00	4.949
22.01.2020	142,515	79,83	0,00	141,023	44,25	0,00	1,492	35,58	24,00	4.98

На основании данных Табл. 5.2 построен график суммарной тепловой нагрузки Гимназии № 29, выведено уравнение линии тренда и построен график до расчетной температуры наружного воздуха -32°C .

Рис. 5.2 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки Гимназии № 29 по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».



В соответствии с выполненным анализом суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя при расчетной температуре наружного воздуха составляет 0.4969 Гкал/час.

Суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя по ранее выполненной методике составляет 0.4785 Гкал/час (отопительная нагрузка – 0.4166 Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0.0619 Гкал/час.) - расхождение в результатах составляет 3.7%.

При этом проектная (договорная) нагрузка Гимназии № 29 составляет по системам отопления – 0.6218 Гкал/час, средняя нагрузка системы ГВС – 0.1547 Гкал/час.

В Табл. 5.3 приведены данные приборов учета тепловой энергии за период с 23.11.2019г. по 22.0.1.2020г. по жилому дому 10/70 п. ГЭС(тип прибора ТСРВ- 024, зав. номер 903240).

Табл. 5.3 Данные приборов учета тепловой энергии за период 23.11.2019г. по 22.0.1.2020г. по жилому дому 10/70 п. ГЭС

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTС1,Гк ал
23.11.2019	681,781	95,00	4,36	683,174	42,91	5,05	-1,393	52,09	24,00	35.479
24.11.2019	658,075	95,68	5,34	659,453	42,17	5,09	-1,378	53,51	24,00	35.218
25.11.2019	678,337	93,39	4,72	679,781	42,86	5,07	-1,444	50,53	24,00	34.27
26.11.2019	637,987	92,79	4,48	639,236	41,76	5,06	-1,249	51,03	24,00	32.449
27.11.2019	725,106	92,66	4,44	726,617	43,58	5,07	-1,511	49,08	24,00	35.589
28.11.2019	669,908	91,96	4,67	671,073	42,23	5,07	-1,165	49,73	24,00	33.275
29.11.2019	681,511	89,48	4,87	682,274	42,12	5,06	-0,763	47,36	24,00	32.215
30.11.2019	655,367	89,99	6,50	656,653	40,94	5,06	-1,286	49,05	24,00	32.163
01.12.2019	646,670	89,44	5,67	648,031	40,26	5,10	-1,361	49,18	24,00	31.793
02.12.2019	655,686	91,26	3,08	657,177	41,83	5,07	-1,491	49,43	24,00	32.451

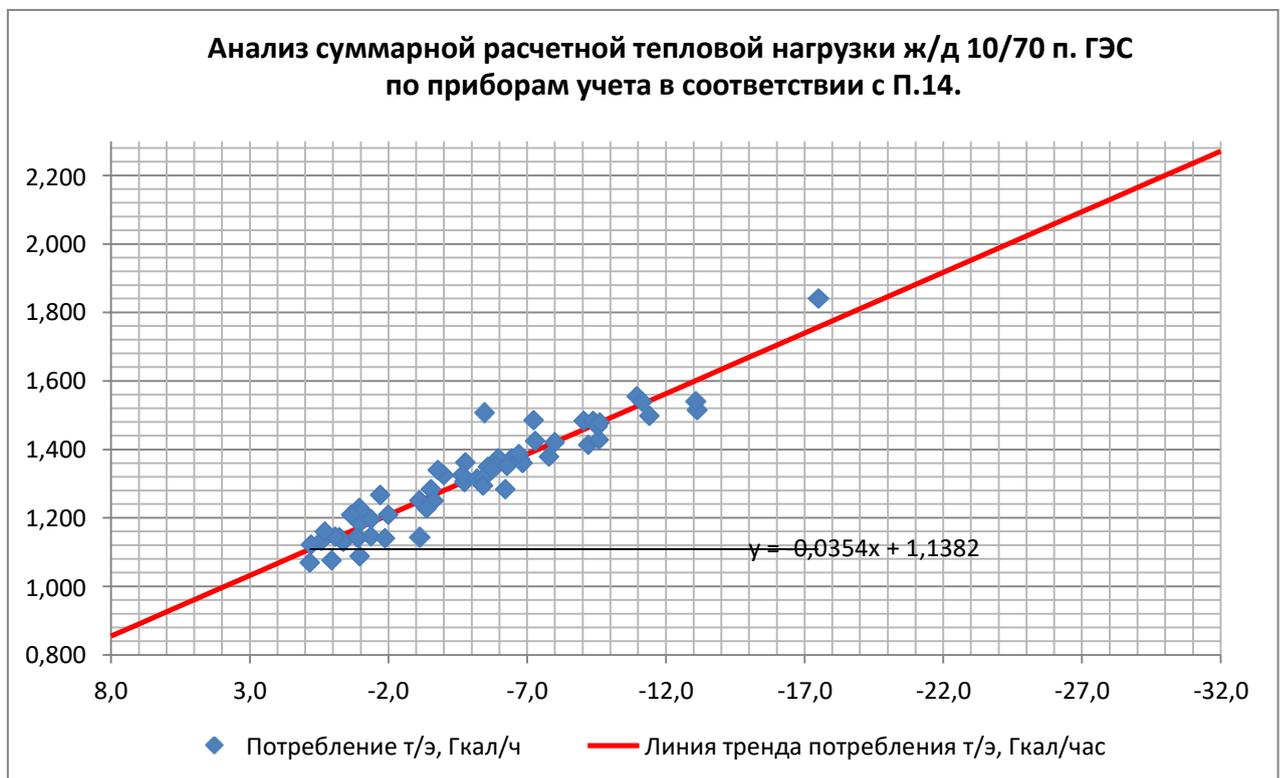
<u>Дата</u>	M1,тн	T1,°C	P1, КГс	M2,тн	T2,°C	P2, КГс	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1,Гк ал
03.12.2019	722,596	93,38	5,31	724,033	44,05	5,08	-1,437	49,33	24,00	35.585
04.12.2019	681,899	93,19	5,86	682,683	43,18	5,09	-0,784	50,01	24,00	34.097
05.12.2019	661,903	91,61	3,97	663,231	42,17	5,07	-1,328	49,44	24,00	32.648
06.12.2019	618,541	84,51	0,12	620,042	39,28	5,07	-1,501	45,23	24,00	27.832
07.12.2019	649,156	81,03	0,51	650,703	38,57	5,08	-1,547	42,46	24,00	27.483
08.12.2019	642,661	83,44	0,54	644,137	38,13	5,08	-1,476	45,31	24,00	29.03
09.12.2019	581,422	82,42	0,86	582,886	38,12	5,08	-1,464	44,30	24,00	25.67
10.12.2019	618,813	80,24	0,44	619,782	38,33	5,07	-0,969	41,91	24,00	25.832
11.12.2019	648,182	81,77	1,63	649,531	39,32	5,09	-1,349	42,45	24,00	27.439
12.12.2019	626,395	90,14	4,83	627,842	40,46	5,13	-1,447	49,68	24,00	31.063
13.12.2019	649,141	95,14	6,25	650,245	42,94	5,07	-1,104	52,20	24,00	33.922
14.12.2019	677,306	96,21	6,83	678,299	43,12	5,07	-0,993	53,09	24,00	35.963
15.12.2019	677,428	94,14	5,69	678,454	41,46	5,08	-1,026	52,68	24,00	35.643
16.12.2019	638,040	90,93	4,02	639,075	41,41	5,05	-1,035	49,52	24,00	31.574
17.12.2019	691,462	83,37	1,78	692,529	40,63	5,05	-1,067	42,74	24,00	29.48
18.12.2019	627,846	83,21	1,56	629,050	39,38	5,07	-1,204	43,83	24,00	27.438
19.12.2019	612,506	83,10	1,63	613,701	38,71	5,05	-1,195	44,39	24,00	27.12
20.12.2019	621,208	83,36	0,48	622,430	39,21	5,08	-1,222	44,15	24,00	27.362
21.12.2019	613,110	92,02	5,02	614,296	40,53	5,12	-1,186	51,49	24,00	31.554
22.12.2019	592,235	95,95	6,21	593,343	40,30	5,10	-1,108	55,65	24,00	32.972

23.12.2019	622,094	92,34	2,82	623,153	41,18	5,10	-1,059	51,16	24,00	31.784
24.12.2019	649,375	88,84	2,54	650,396	40,59	5,09	-1,021	48,25	24,00	31.304
25.12.2019	699,817	89,71	4,97	700,604	42,51	5,10	-0,787	47,20	24,00	33.082
26.12.2019	699,294	96,99	6,96	757,698	47,73	5,53	-58,404	49,26	24,00	36.971
27.12.2019	720,637	95,35	5,57	721,299	44,66	5,13	-0,662	50,69	24,00	36.398
28.12.2019	735,183	94,95	5,11	735,815	44,48	5,10	-0,632	50,47	24,00	36.939
29.12.2019	674,561	98,22	6,39	675,334	43,05	5,10	-0,773	55,17	24,00	37.314
30.12.2019	824,472	102,05	6,95	824,207	48,57	5,11	0,265	53,48	24,00	44.184
31.12.2019	700,975	93,40	0,95	701,646	41,71	5,06	-0,671	51,69	24,00	36.196
01.01.2020	578,648	90,29	2,64	579,537	40,47	5,14	-0,889	49,82	24,00	28.715
02.01.2020	649,948	92,57	3,89	650,811	41,93	5,08	-0,863	50,64	24,00	32.923
03.01.2020	741,314	87,04	0,68	742,097	42,38	5,07	-0,783	44,66	24,00	32.99
04.01.2020	662,240	86,23	0,31	663,168	40,15	5,10	-0,928	46,08	24,00	30.417
05.01.2020	626,143	86,31	1,88	627,075	39,28	5,09	-0,932	47,03	24,00	29.292
06.01.2020	602,666	88,14	3,29	603,646	38,32	5,11	-0,980	49,82	24,00	30.009
07.01.2020	584,576	93,41	5,55	585,480	40,66	5,11	-0,904	52,75	24,00	30.811
08.01.2020	645,071	94,49	5,05	645,641	41,60	5,10	-0,570	52,89	24,00	34.184
09.01.2020	622,746	93,71	2,46	623,188	41,51	5,10	-0,442	52,20	24,00	32.385
10.01.2020	718,243	85,23	0,70	718,589	41,50	5,11	-0,346	43,73	24,00	31.362
11.01.2020	628,554	88,12	2,41	629,032	40,05	5,17	-0,478	48,07	24,00	30.038
12.01.2020	656,498	89,42	2,32	656,983	39,77	5,15	-0,485	49,65	24,00	32.695

Дата	M1,тн	T1,°C	P1, КГС	M2,тн	T2,°C	P2, КГС	M1-M2	T1-T2	N,ч	WTC1,Гк ал
13.01.2020	672,467	86,77	0,81	672,837	40,86	5,11	-0,370	45,91	24,00	30.818
14.01.2020	643,155	83,94	1,11	643,650	39,66	5,12	-0,495	44,28	24,00	28.439
15.01.2020	654,722	83,78	0,54	655,341	39,36	5,12	-0,619	44,42	24,00	29.019
16.01.2020	645,643	85,85	0,41	646,243	39,71	5,15	-0,600	46,14	24,00	29.502
17.01.2020	571,414	85,49	2,23	572,162	38,29	5,13	-0,748	47,20	24,00	26.916
18.01.2020	574,926	85,20	2,61	575,457	37,85	5,13	-0,531	47,35	24,00	27.19
19.01.2020	645,224	80,37	0,72	645,899	37,81	5,10	-0,675	42,56	24,00	27.426
20.01.2020	667,339	80,40	0,89	667,881	39,19	5,12	-0,542	41,21	24,00	27.408
21.01.2020	663,356	78,35	1,35	663,934	38,88	5,10	-0,578	39,47	24,00	26.123
22.01.2020	687,226	79,31	0,77	687,839	39,19	5,12	-0,613	40,12	24,00	27.51

На основании данных Табл. 5.3. построен график суммарной тепловой нагрузки жилого дома 10/70 п. ГЭС, выведено уравнение линии тренда и построен график до расчетной температуры наружного воздуха -32°C.

Рис. 5.3 Анализ суммарной расчетной тепловой нагрузки жилого дома 10/70 п.ГЭС по приборному учету в соответствии с П.14. «Методических указаний по разработке схем тепло-снабжения».



В соответствии с выполненным анализом суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя при расчетной температуре наружного воздуха составляет 2.271 Гкал/час.

Суммарная расчетная тепловая нагрузка данного потребителя по ранее выполненной методике составляет 2.284 Гкал/час (отопительная нагрузка – 1.1.9644 Гкал/час, вентиляция – 0.0642Гкал/ч, средняя нагрузка системы ГВС – 0.2518 Гкал/час.) - расхождение в результатах составляет -0.4%.

При этом проектная (договорная) нагрузка данного жилого дома составляет по системам отопления – 3.274 Гкал/час, вентиляции – 0.214 Гкал/ч, средняя нагрузка системы ГВС – 0.6295 Гкал/час.

С связи с тем, что выборочная проверка расчетной тепловой нагрузки потребителей, выполненная ранее, имеет минимальные отклонения от предложенной методики П.14 «Методических указаний по разработке схем теплоснабжения», сопоставимые с погрешностью приборов учета тепловой энергии $\pm 4\%$, в качестве расчетных тепловых нагрузок в зонах теплоснабжения принята используемые ранее нагрузки.

5.1 Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия Набережночелнинской ТЭЦ.

В Табл. 5.4 - Табл. 5.6 представлены присоединенные фактические нагрузки в элементах территориального деления.

Табл. 5.4 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха, по объектам северо-восточной части города, Гкал/ч.

Индекс J	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети						
1	Комплекс 1 (К+М)	7,533	1,213	5,390	2,246	10,992
1	Комплекс 2 (К+М)	8,714	0,900	6,553	2,730	12,345
1	Комплекс 3 (К+М)	8,795	1,377	6,690	2,787	12,960
1	Комплекс 4 (К+М)	6,734	0,340	5,004	2,085	9,159
1	Комплекс 5 (К+М)	3,792	1,110	3,590	1,496	6,398
1	Комплекс 6 (К+М)	5,469	0,076	3,699	1,541	7,085
1	Комплекс 7 (К+М)	11,911	2,779	8,381	3,492	18,182
1	Комплекс 8 (К+М)	1,872	0,883	2,910	1,213	3,968
1	Комплекс 9 (К+М)	7,674	4,265	6,887	2,870	14,809
1	Комплекс 10 (КамПИ) (К+М)	2,993	6,287	2,525	1,052	10,332
1	Комплекс 11 (К+М)	9,633	1,540	7,230	3,012	14,186
1	Комплекс 12 (К+М)	9,201	1,429	9,260	3,858	14,489
1	Комплекс 13 (К+М)	6,538	0,616	7,408	3,087	10,241
1	Комплекс 14 (К+М)	7,362	1,543	6,725	2,802	11,707
1	Комплекс 15 (К+М)	1,295	1,547	0,479	0,200	3,041
1	Комплекс 16 (К+М)	6,674	0,039	5,198	2,166	8,879
1	Комплекс 17 (К+М)	10,111	0,494	7,573	3,155	13,761
1	Комплекс 18 (К+М)	7,611	0,087	6,447	2,686	10,385
1	Комплекс 19 (К+М)	4,001	1,537	2,227	0,928	6,466
1	Комплекс 20 (К+М)	7,647	1,126	5,421	2,259	11,032
1	Комплекс 21 (К+М)	4,013	0,143	3,908	1,628	5,784
1	Комплекс 22 (К+М)	2,757	0,769	1,966	0,819	4,345
1	Комплекс 23 (К+М)	8,236	0,123	5,226	2,178	10,537

1	Комплекс 24 (К+М)	3,590	0,132	2,801	1,167	4,889
1	Комплекс 25 (К+М)	9,423	0,864	7,360	3,067	13,353
1	Комплекс 25а (К+М)	0,647	0,750	1,030	0,429	1,826
1	Комплекс 26 (К+М)	10,700	1,058	9,540	3,975	15,733
1	Комплекс 27 (К+М)	13,989	0,530	10,480	4,367	18,886
1	Комплекс 28 (К+М)	8,773	0,161	7,100	2,958	11,892
1	Комплекс 29 (К+М)	7,934	0,079	7,062	2,943	10,955
1	Комплекс 30 (К+М)	10,455	2,439	7,880	3,283	16,177
1	Комплекс 31 (К+М)	7,415	0,735	8,621	3,592	11,743
1	Комплекс 32 (К+М)	12,287	0,918	10,904	4,543	17,749
1	Комплекс 33 (К+М)	1,843	0,022	2,186	0,911	2,776
1	Комплекс 35 (К+М)	3,270	0,029	2,820	1,175	4,474
1	Комплекс 36 (К+М)	10,269	0,694	9,692	4,038	15,002
1	Комплекс 37 (К+М)	6,790	0,468	6,500	2,708	9,967
1	Комплекс 38 (К+М)	6,668	0,455	7,151	2,980	10,102
1	Комплекс 39 (К+М)	7,210	0,515	7,636	3,182	10,906
1	Комплекс 40 (К+М)	12,428	0,562	10,205	4,252	17,242
1	Комплекс 41 (К+М)	8,619	0,392	8,259	3,441	12,453
1	Комплекс 42 (К+М)	7,717	1,722	7,224	3,010	12,449
1	Комплекс 43 (К+М)	10,054	0,229	8,165	3,402	13,685
1	Комплекс 44 (К+М)	6,642	0,344	6,770	2,821	9,806
1	Комплекс 45 (К+М)	12,348	0,503	11,924	4,968	17,820
1	Комплекс 46 (К+М)	9,522	0,435	8,815	3,673	13,629
1	Комплекс 47 (К+М)	12,600	0,388	11,155	4,648	17,636
1	Комплекс 48 (К+М)	11,241	0,270	10,451	4,355	15,866
1	Комплекс 49 (К+М)	12,826	0,096	10,902	4,543	17,465
1	Комплекс 50 (К+М)	12,702	0,284	11,552	4,813	17,799
1	Комплекс 51 (К+М)	8,723	0,161	8,217	3,424	12,307
1	Комплекс 52 (К+М)	14,397	1,379	14,569	6,070	21,846
1	Комплекс 52а (К+М)	0,944	0,351	0,748	0,312	1,607
1	Комплекс 53 (К+М)	9,120	0,908	8,270	3,446	13,474
1	Комплекс 54 (К+М)	9,117	0,629	10,108	4,212	13,957
1	Комплекс 55 (Гренада) (М)	1,574	0,525	1,447	0,603	2,703
1	Комплекс 56 (К+М)	10,173	0,754	9,488	3,953	14,880
1	Комплекс 56а (К+М)	1,234	0,410	0,991	0,413	2,057
1	Комплекс 58 (К+М)	9,306	0,843	12,710	5,296	15,444
1	Комплекс 59 (К+М)	7,449	0,331	11,861	4,942	12,722
1	Комплекс 60 (К+М)	3,840	0,238	3,103	1,293	5,371
1	Комплекс 61 (К+М)	1,443	0,644	1,175	0,490	2,577
1	Комплекс 62 (К+М)	9,734	0,726	9,701	4,042	14,502
1	Комплекс 63 (К+М)	3,461	0,039	4,281	1,784	5,284
1	Комплекс 64 (К+М)	2,841	0,000	2,549	1,062	3,903
1	Комплекс 65 (К+М)	6,119	0,643	6,602	2,751	9,513
1	пос. Орловка (К+М)	0,447	0,095	0,062	0,026	0,568

1	"Римские термы" (М)	0,012	0,000	0,011	0,005	0,017
1	ТЦ "Леруа Мерлен"(М)	0,112	0,856	0,000	0,000	0,968
1	ТЦ "МЕГАСТРОЙ"(М)	0,068	0,892	0,096	0,040	1,000
1	ГАУ "ИТ-парк" (М)	0,682	0,345	0,239	0,239	1,267
	Итого (К+М):					729,327
	Промышленность					
	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вентиляция	ГВС сред	Технология	Всего
1	"Ремдизель"(L)	1,102	10,466	0,069	0,000	11,637
1	"Энерговентиляция"(L)	0,051	0,000	0,001	0,000	0,051
1	"Алтиком"(L)	0,246	0,470	0,012	0,000	0,728
1	"Астейс"(L)	0,264	0,714	0,000	0,000	0,978
1	"ВИС и МОС"(L)	0,124	0,000	0,008	0,000	0,132
1	"ВЭМ КМУ"(L)	0,059	0,000	0,003	0,000	0,061
1	"КОРА"(L)	0,302	0,123	0,000	0,000	0,425
1	"КамаЦентр"(L)	0,050	0,000	0,000	0,000	0,050
1	"Омет+"(L)	0,025	0,000	0,011	0,000	0,035
1	"СПЕЦПРОМСЕРВИС"(L)	0,103	0,000	0,009	0,000	0,111
1	"ЮФаС"(L)	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035
1	"Челныводоканал"(L)	0,111	0,155	0,066	0,000	0,333
1	АТС-4000 (L)	0,228	0,276	0,011	0,000	0,514
1	Ав.цетр.КамАЗ(L)	0,552	0,221	0,078	0,000	0,852
1	База ОМТО"ЧВК"(L)	0,100	0,000	0,003	0,000	0,104
1	ЗАО ИнГА(L)	0,025	0,072	0,023	0,000	0,120
1	ЗРТО(L)	0,343	0,397	0,005	0,000	0,745
1	ИП Бадгутдинов(L)	0,057	0,000	0,003	0,000	0,060
1	ИП Зиятдинов (L)	0,095	0,000	0,000	0,000	0,095
1	ИП Колитенков(L)	0,135	0,559	0,032	0,000	0,726
1	ИП Саттаров (L)	0,035	0,000	0,001	0,000	0,036
1	ИП Тазов(L)	0,037	0,000	0,001	0,000	0,038
1	ИП Гайнутдинов(L)	0,058	0,000	0,000	0,000	0,058
1	ККТ(L)	0,177	0,000	0,010	0,000	0,187
1	Камаз.общ.пит (L)	0,527	0,558	0,018	0,000	1,103
1	МУП Горсвет(L)	0,184	0,000	0,004	0,000	0,188
1	НЧТК (L)	0,244	0,000	0,007	0,000	0,251
1	ООО "РТД" "Камгент"(L)	0,078	0,107	0,009	0,000	0,194
1	ООО"Сплав"(L)	0,172	0,000	0,024	0,000	0,195
1	ПАД Мех.корпус(L)	0,043	0,000	0,000	0,000	0,043
1	ПЖДТ-Сервис (L)	0,428	0,572	0,000	0,000	1,000
1	"Кама-Общепит"(L)	0,051	0,496	0,000	0,000	0,547
1	РИАТ (L)	0,544	0,118	0,028	0,000	0,689
1	Ремдизель(L)	0,489	0,773	0,000	0,000	1,262
1	СЗЕи ТБ(L)	0,463	3,643	0,104	0,000	4,210
1	ТПС-50 (УМИСТ) (L)	0,047	0,000	0,001	0,000	0,047
1	Торг.база	0,196	0,589	0,049	0,000	0,833

	"Татпотребсоюз"(L)					
1	УЖДВТ(L)	0,022	0,000	0,000	0,000	0,022
1	Фабрик.загот. (L)	0,201	1,241	0,198	0,000	1,641
1	Челнылифт (L)	0,188	0,000	0,009	0,000	0,198
1	ООО "Химпродукт" (L)	0,000	0,000	0,000	0,290	0,290
	КАМАЗ-ЭНЕРГО					
1	ПАО "КАМАЗ" (пар) (L)	0,000	0,000	0,000	15,478	15,478
1	ПАО "КАМАЗ" (L) (деминерализованная вода)	0,000	0,000	0,000	1,667	1,667
1	ПАО "КАМАЗ" (L) (отопление и вентиляция)	99,108	119,419	0,000	0,000	218,526
1	ООО "КАМАЗ-Энерго"(L)	1,130	1,134	0,000	0,000	2,263
1	ООО "ЧВК"(L)	10,766	1,116	0,000	0,000	11,882
1	АО "ТФК "КАМАЗ"(L)	0,774	0,496	0,000	0,000	1,270
1	ООО "РАСКАМ"(L)	0,096	0,000	0,000	0,000	0,096
1	ООО "Техпромаш"(L)	0,109	0,000	0,000	0,000	0,109
1	ООО "ЗМД"(L)	0,090	0,000	0,000	0,000	0,090
1	НП "КАМАЗ - АС" (L)	0,553	1,138	0,000	0,000	1,691
1	ООО "КАМАЗжилбыт" (L)	0,100	0,000	0,000	0,000	0,100
1	ФГУП "Охрана" Росгвардии (L)	0,365	0,000	0,000	0,000	0,365
1	ООО "КАМЭР" (L)	0,318	0,578	0,000	0,000	0,896
1	ИП Сорокина Г.Р. (L)	0,040	0,000	0,000	0,000	0,040
1	ООО "Автомастер" (L)	0,351	0,000	0,000	0,000	0,351
1	ООО "Декор" (L)	0,043	0,000	0,000	0,000	0,043
1	АО "КИП "Мастер"(L)	8,313	2,596	0,000	0,000	10,909
1	ИП Бадриев М.С. (L)	0,030	0,012	0,000	0,000	0,042
1	ООО "АвтоЗапчасть КА-МАЗ" (L)	2,150	4,788	0,000	0,000	6,938
1	ПК "Электро" (L)	0,019	0,000	0,000	0,000	0,019
1	ООО "УКиПТО" (L)	0,121	0,000	0,000	0,000	0,121
1	ООО "КНОРР" (L)	0,294	1,418	0,000	0,000	1,712
1	Управление МВД России по городу Н.Челны (L)	0,121	0,000	0,000	0,000	0,121
1	ООО "Группа Бринэкс" (L)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
1	ООО "Федерал-Могул Набережные Челны" (L)	0,941	0,142	0,000	0,000	1,082
1	ООО "ПЖДТ-Сервис"(L)	0,017	0,000	0,000	0,000	0,017
1	ООО "ЦФ КАМА" (L)	0,499	2,456	0,000	0,000	2,955
1	ООО "Бетонный завод"(L)	0,077	0,000	0,000	0,000	0,077
1	ООО "ТПК "Алтиком"(L)	0,138	0,044	0,000	0,000	0,182
1	ИП Ситдииков Р.Ш. (L)	0,017	0,000	0,000	0,000	0,017
1	МУП "Электротранспорт"	0,314	0,000	0,000	0,000	0,314

	(L)					
1	ООО "ПСЛ" (L)	0,266	0,032	0,000	0,000	0,299
1	ООО ПК "Вега-М"(L)	0,088	0,000	0,000	0,000	0,088
1	ООО "Колвент" (L)	0,081	0,000	0,000	0,000	0,081
1	ООО ПКФ ТД "КЗТ" (L)	0,310	0,000	0,000	0,000	0,310
1	ИП Захарова В.М. (L)	0,047	0,000	0,000	0,000	0,047
1	ООО "УК "Маяк-Центр-НЧ" (L)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
1	ЗАО "Форд Мотор Компани" (L)	0,000	0,000	0,000	0,018	0,018
1	ООО "КАМАТЕК"(L)	0,004	0,574	0,000	0,000	0,578
1	ООО "ЭКО-СИЛА-НЧ" (L)	0,012	0,000	0,000	0,000	0,012
	ТСЗВ					
1	ООО "УК "ТРИО ГРУПП" (L)	0,170	0,000	0,000	0,000	0,170
1	ООО "Детали машин" (L)	0,072	0,000	0,000	0,000	0,072
1	ООО "Группа компаний "Союз-Регион"(L)	0,180	0,000	0,000	0,000	0,180
1	ООО "УК "Индустриальный парк ЛУКАЗ" (L)	0,634	0,000	0,000	0,000	0,634
1	АО "ЧЕЛНЫ-МОНТАЖ- АВТОМАТИКА" (L)	0,092	0,000	0,000	0,000	0,092
1	ИП Журавлева О.Е. (L)	0,120	0,000	0,000	0,000	0,120
1	ИП Галимов И.М. (L)	0,032	0,000	0,000	0,000	0,032
1	ООО "Автоцветлит" (L)	0,113	0,041	0,000	0,000	0,153
1	ИП Пинягин М.В. (L)	0,003	0,000	0,000	0,000	0,003
1	ОАО "ТАТЭЛЕКТРОМОН- ТАЖ" ЗЭМИ (L)	0,426	0,000	0,000	0,000	0,426
1	ООО "ФИТИНГ-П" (L)	0,067	0,000	0,000	0,000	0,067
1	ООО "Гранд"(L)	0,163	0,000	0,000	0,000	0,163
1	ИП Нуржанов М.К. (L)	0,030	0,000	0,000	0,000	0,030
1	ООО ТД "Кама-Трейд Та- тарстан" (L)	0,044	0,013	0,000	0,000	0,057
1	ИП Бушуева Н.В. (L)	0,111	0,000	0,000	0,000	0,111
1	ООО "Литдеталь-99" (L)	0,108	0,000	0,000	0,000	0,108
1	ООО "САПФИР" (L)	0,020	0,000	0,000	0,000	0,020
1	АО "Камснаб" (L)	2,100	0,000	0,000	0,000	2,100
1	ООО "Автомагистраль- Инвест" (L)	0,042	0,000	0,000	0,000	0,042
1	ФЛ Гунько Е.Н. (L)	0,004	0,000	0,000	0,000	0,004
1	ИП Шайхразиев С.С. (L)	0,064	0,012	0,000	0,000	0,076
1	ООО "СпецТех-Сервис" (L)	0,007	0,000	0,000	0,000	0,007
1	ФЛ Чижов Э.Л. (L)	0,021	0,000	0,000	0,000	0,021
1	ИП Санин П.В. (L)	0,025	0,011	0,000	0,000	0,036
1	ООО ПКФ "КамаФлекс"(L)	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035

1	ООО "РегионСтальСтрой" (L)	0,044	0,000	0,000	0,000	0,044
1	ООО "СельМашЗапчасть"(L)	0,146	0,000	0,000	0,000	0,146
1	ООО "Челныпромагрегат" (L)	0,069	0,000	0,000	0,000	0,069
1	ООО "Камский моторный завод" (L)	0,346	0,056	0,000	0,000	0,402
1	ООО "Камский завод металлоконструкций" (L)	0,367	0,000	0,000	0,000	0,367
1	МАУ "СПШ "Строитель" (L)	1,263	0,055	0,152	0,000	1,470
1	ООО "РА Мицар" (L)	0,098	0,000	0,000	0,000	0,098
	Итого (L):					319,072
	ВСЕГО:					1048,399

Табл. 5.5 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам юго-западной части города, Гкал/ч.

Индекс J	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети» + Котельный цех БСИ						
1+2	Комплекс 1 (К+М)	4,949	0,042	4,272	2,004	6,994
1+2	Комплекс 2 (К+М)	4,592	0,139	2,685	1,342	6,074
1+2	Комплекс 3 (К+М)	10,505	0,000	8,608	4,292	14,797
1+2	Комплекс 4 (К+М)	8,086	0,719	6,414	3,207	12,012
1+2	Комплекс 5 (К+М)	4,275	0,389	3,403	1,701	6,365
1+2	Комплекс 6 (К+М)	4,138	0,460	4,550	2,275	6,873
1+2	Комплекс 7 (К+М)	4,225	0,242	3,786	1,893	6,360
1+2	Коттеджи 27 микрорайона (К+М)	0,307	0,000	0,027	0,014	0,321
1+2	Комплекс 8 (К+М)	7,307	0,303	4,949	2,474	10,084
1+2	Комплекс 9 (К+М)	7,597	0,120	4,491	2,244	9,962
1+2	Частный сектор 9 комплекса (К+М)	0,164	0,000	0,005	0,002	0,166
1+2	Комплекс 10 (К+М)	16,106	0,419	13,214	6,612	23,138
1+2	Центральная (К+М)	1,080	0,160	0,239	0,114	1,353
1+2	Сидоровка (К+М)	19,764	0,544	14,525	7,215	27,523
1+2	п.Замелекесье 22 микр. (К+М)	1,476	0,029	1,665	0,752	2,257
1+2	п.Замелекесье 21 микр. (К+М)	9,546	0,672	10,320	4,695	14,913
1+2	п.Замелекесье 20 микр. (К+М)	3,085	0,058	3,182	1,343	4,487
1+2	Комплекс 14 (К+М)	5,956	0,044	6,351	2,953	8,953
1+2	Комплекс 15 (К+М)	8,358	0,024	7,458	3,383	11,765
1+2	Комплекс 16 (К+М)	2,126	0,000	1,986	0,903	3,029
1+2	Комплекс 17 (К+М)	12,378	1,621	10,750	4,890	18,889
1+2	Комплекс 17а (К+М)	11,941	0,662	12,057	5,452	18,056
1+2	Комплекс 18 (К+М)	17,018	0,044	13,999	6,367	23,429
1+2	Комплекс 19 (К+М)	8,685	0,378	9,076	4,130	13,192
1+2	Квартал 6-11 (К+М)	1,172	0,000	0,982	0,446	1,618
1+2	Квартал 26 (К+М)	0,754	0,000	0,588	0,245	0,999

1+2	Квартал 27 (К+М)	0,873	0,509	0,715	0,328	1,710
1+2	Квартал 28 (К+М)	6,086	0,179	1,059	0,481	6,746
	Итого (К+М):					262,064
Промышленность						
(L)Индекс J	Наименование объекта (РЭТД)	Отопление	Вентиля- ция	ГВС сред	Техноло- гия	Всего
1+2	ЗАО "Расстал" (L)	0,326	3,409	0,000	0,000	3,735
1+2	ЗАО"Татпроф"(L)	0,410	1,412	0,000	0,000	1,821
1+2	ИП Заляев (L)	0,129	0,000	0,000	0,000	0,129
1+2	ИП Зарипов (L)	0,211	0,000	0,000	0,000	0,211
1+2	НЧ Машиностроительный завод (L)	0,134	0,000	0,000	0,000	0,134
1+2	ОАО"Волгомост"(L)	0,064	0,000	0,000	0,000	0,064
1+2	ОАО"Камснаб"(L)	0,152	0,000	0,013	0,000	0,166
1+2	ОАОКамдорстрой(L)	2,122	0,431	0,000	0,000	2,553
1+2	ООО ПФТехнострой-сервис(L)	0,103	0,000	0,000	0,000	0,103
1+2	ООО "Профтермо"(L)	0,116	0,000	0,000	0,000	0,116
1+2	ООО"АкБарс Метал"(L)	0,896	1,380	0,000	0,000	2,276
1+2	ООО"Анвал"(L)	0,147	0,000	0,000	0,000	0,147
1+2	ООО"Апшерон"(L)	0,156	0,000	0,000	0,000	0,156
1+2	ООО"Гефест"(L)	0,704	0,598	0,000	0,000	1,302
1+2	ООО"ДиЕВ"(L)	0,671	0,546	0,000	0,000	1,217
1+2	ООО"Дизайн-Д"(L)	0,153	0,000	0,000	0,000	0,153
1+2	ООО"Диметр" (L)	0,415	0,124	0,000	0,000	0,540
1+2	ООО"Домкориндустрия"(L)	2,321	1,802	0,000	6,000	10,122
1+2	ООО"КамГЭСавто"(L)	0,356	0,000	0,000	3,000	0,356
1+2	ООО"Компас"(L)	0,065	0,000	0,000	0,000	0,065
1+2	ООО"Крановый завод"(L)	0,207	0,000	0,000	0,000	0,207
1+2	ООО"Никоил"(L)	0,234	0,000	0,000	0,000	0,234
1+2	ООО"Олеокам"(L)	0,022	0,000	0,003	0,000	0,026
1+2	ООО"Отделстрой-К"(L)	0,004	0,000	0,000	0,000	0,004
1+2	ООО"СТ-КАМ"(L)	0,105	0,095	0,000	0,000	0,200
1+2	ООО"Сатурн-электро"(L)	0,424	0,000	0,000	0,000	0,424
1+2	ООО"Сельстроевиц"(L)	0,087	0,000	0,000	0,000	0,087
1+2	ОООРосло(L)	0,233	0,000	0,000	0,000	0,233
1+2	ОООРостар(L)	0,332	0,483	0,034	0,000	0,848
1+2	ОООТДК-Актив(L)	0,214	0,000	0,079	0,000	1,117
1+2	ЧП Сергеева(L)	0,043	0,000	0,000	0,000	0,043
1+2	ЧП Гаралев(L)	0,039	0,000	0,000	0,000	0,039
1+2	ФЛ Домничев С.В. (L)	0,049	0,000	0,000	0,000	0,049
1+2	ФГУ"Камводпуть"Узел связи	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035
1+2	Трест №7(L)	0,128	0,000	0,037	0,000	0,165
1+2	ТД"Агат"(L)	0,181	0,046	0,000	0,000	0,227
1+2	РГУ Безопасность дорожного движения(L)	0,178	0,000	0,078	0,000	0,256

1+2	ПК Нижнекамскгэсстрой(L)	0,147	0,000	0,000	0,000	0,147
1+2	ОООПЭС(L)	0,669	0,000	0,040	0,000	0,708
1+2	ООО"Челнинский арматурный завод(L)	0,385	0,883	0,100	0,000	1,368
1+2	ООО"Тон"(L)	0,029	0,000	0,000	0,000	0,029
1+2	ООО"Слакон"(L)	0,005	0,000	0,000	0,000	0,005
1+2	ООО"Прокатный завод"(L)	0,318	0,000	0,000	0,000	0,318
1+2	ООО"Пламя"(L)	0,035	0,000	0,000	0,000	0,035
1+2	ООО"Металлист Плюс"(L)	0,191	0,000	0,000	0,000	0,191
1+2	ООО"Майголь"(L)	0,163	0,000	0,000	0,000	0,163
1+2	ООО"Камгэсфундаментстрой"(L)	0,057	0,000	0,000	0,000	0,057
1+2	ООО"Железнодорожник"(L)	0,125	0,000	0,000	0,000	0,125
1+2	ООО"Волго-СГЭМ"(L)	0,246	0,000	0,000	0,000	0,246
1+2	ООО"Автотехсервис"(L)	0,388	0,631	0,000	0,000	1,019
1+2	ООО"АРЗ"(L)	0,259	0,000	0,000	0,000	0,259
1+2	ООО ТЭК "Камснаб-авто"(L)	0,068	0,000	0,000	0,000	0,068
1+2	ООО ПКФИнстромет(L)	0,154	0,000	0,000	0,000	0,154
1+2	ООО НПО"Полимер"(L)	0,527	0,000	0,040	0,000	0,567
1+2	ООО Дизельсервис(L)	0,140	0,000	0,000	0,000	0,140
1+2	ООО "УПТК СГМ"(L)	0,291	0,000	0,000	0,000	0,291
1+2	ОАО"Нижнекамская ГЭС"(L)	1,216	3,376	0,312	0,000	4,903
1+2	ОАО"Камснаб"(L)	0,054	0,000	0,000	0,000	0,054
1+2	ОАО НЧТК СТС(L)	0,157	0,033	0,055	0,000	0,245
1+2	ОАО КамГЭС РБЗ(L)	0,285	0,000	0,000	0,000	0,285
1+2	НкРГСис"Камводпуть"(L)	0,493	0,000	0,099	0,000	0,592
1+2	НГДУТатритекнефть(L)	0,173	0,000	0,000	0,000	0,173
1+2	ИП Сабилов(L)	0,024	0,000	0,000	0,000	0,024
1+2	ИП Акмоллов(L)	0,054	0,000	0,000	0,000	0,054
1+2	ГСК"Металлург"(L)	0,004	0,000	0,000	0,000	0,004
1+2	ООО «Иниш» (L)	0,000	0,000	0,000	0,858	0,858
	Итого (L):					42,101
	ВСЕГО:					304,165

5.2 Расчетная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии зоны действия котельной ООО «Камгэс – ЗЯБ».

В Табл. 5.6 представлены присоединенные фактические нагрузки в элементах территориального деления зоны действия ООО «Камгэс – ЗЯБ».

Табл. 5.6 Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам ООО «Камгэс – ЗЯБ», Гкал/ч.

Индекс J	Наименование узла	Отопление	Вентиляция	ГВС сред	ГВС макс	Всего, со сред. ГВС
3	ЗАО "Энерготехника"	0.591	0.153	0.105	0.252	0.85
3	Казначейство	0.3	0.12	0.05	0.12	0.47
3	ООО "Марафон"	0.16	0	0	0	0.16
3	жилой дом	0.283	0	0.039	0.07	0.32
3	жилой дом с админ. помещениями	0.283	0	0.039	0.07	0.32
3	жилой дом с админ. помещениями	0.283	0	0.039	0.07	0.32
3	Дет.стом.полик№1	0.14	0.38	0.192	0.46	0.71
3	ДЮСШ "Витязь"	0.53	0.834	0.238	0.572	1.60
3	Строительный колледж	0.42	0.049	0	0	0.47
3	ЦСА Перекресток	0.125	0	0.058	0.14	0.18
3	ИП Башмаков	0.06	0	0	0	0.06
3	ООО Реал	0.07	0	0	0	0.07
3	ООО Камэнерготехпром	0.093	0.06	0.033	0.08	0.19
	Итого:	3.39	1.60	0.79	1.83	5.777

В Табл. 5.7 представлены данные по расчетным тепловым нагрузкам потребителей тепловой энергии за ретроспективный период.

Табл. 5.7 Расчетные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в горячей воде за ретроспективный период

	2016	2017	2018	2019	2020
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/час	2715,55	2728,14	2770,34	2743,72	2740,19
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (Гкал/ч), в т.ч.	1844,19	1852,87	1881,45	1863,38	1861,00
отопление и вентиляция, Гкал/час	1275,06	1277,68	1295,89	1266,27	1260,68
горячее водоснабжение, Гкал/час	569,13	575,19	585,55	597,11	600,32
Население (Гкал/час), в т.ч.	984,20	1004,28	1013,12	1035,29	1038,73
отопление и вентиляция, Гкал/час	527,57	537,90	539,59	549,72	550,40
горячее водоснабжение, Гкал/час	456,63	466,38	473,53	485,57	488,34
Пром потребители (Гкал/час), в т.ч.	859,99	848,58	868,33	828,09	822,27
отопление и вентиляция, Гкал/час	747,492	739,777	756,306	716,552	710,284
горячее водоснабжение, Гкал/час	112,503	108,807	112,025	111,539	111,983

5.3 Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки.

Средневзвешенная расчетная плотность тепловой нагрузки потребителей составляет – 0.162 Гкал/ч/Га.

6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

6.1 Описание величины потребления тепловой энергии от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Балансы установленных и располагаемых мощностей, подключенных нагрузок и имеющихся резервов представлены в таблицах ниже.

Для определения достигнутого максимума тепловой нагрузки на коллекторах, приведенного к расчетной температуре н.в. (-32 °С), был построен график тепловой нагрузки НЧ ТЭЦ в зависимости от температуры наружного воздуха. Исходными данными для построения графика были значения достигнутых максимумов тепловой нагрузки на коллекторах НЧ ТЭЦ и значения температуры наружного воздуха при котором был достигнут максимум. С помощью полученного графика по линии тренда было определено значение максимальной тепловой нагрузки на коллекторах, приведенного к расчетной температуре наружного воздуха -32 °С, которое составило 1203 Гкал/час.

Рис. 6.1 Достигнутый максимум подключенной нагрузки внешних потребителей к Набережночелнинской ТЭЦ

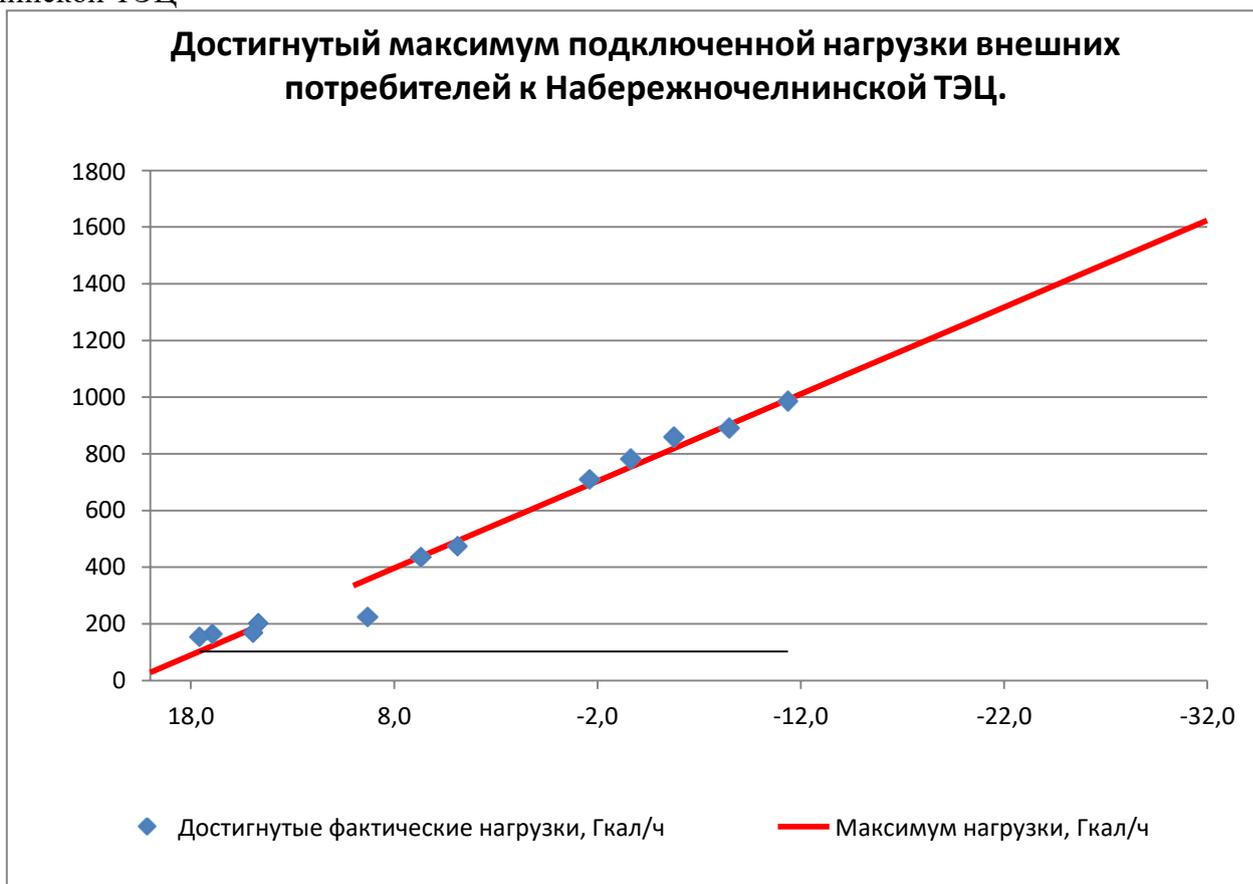


Табл. 6.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, системы теплоснабжения НЧТЭЦ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная тепловая мощность, в том числе	4092	4092	4092	4092	4092
отборы паровых турбин, в том числе	2052	2052	2052	2052	2052
производственных показателей (с учетом противодействия)	294	294	294	294	294
теплофикационных показателей (с учетом противодействия)	1758	1758	1758	1758	1758
РОУ	-	-	-	-	-
ПВК	2040	2040	2040	2040	2040
Располагаемая тепловая мощность станции	4092	4092	4092	4092	4092
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,12	1,08	1,15	1,08	0,94
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	47,37	43,41	45,22	48,34	56,4
Потери в тепловых сетях в горячей воде, в том числе	476,77	471,4	453,85	439,73	414,14
Потери в паропроводах	2,01	2,01	2,01	2,01	2,01

Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	2681,65	2692,7	2735,3	2708,83	2705,2
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	628,409	625,033	639,2	575,5	561,8
отопление и вентиляция	612,963	609,67	623,488	561,354	547,991
горячее водоснабжение	15,446	15,363	15,712	14,146	13,809
Население:	1431,652	1460,37	1473,63	1506,43	1511,44
отопление и вентиляция	758,158	772,489	775,212	790,24	791,182
горячее водоснабжение	673,494	687,881	698,418	716,187	720,259
Прочие пртребители	1249,998	1232,33	1261,67	1202,4	1193,76
отопление и вентиляция	1102,496	1091,116	1115,496	1056,861	1047,617
горячее водоснабжение	147,502	141,214	146,175	145,54	146,141
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде	1818,16	1825,65	1854,53	1836,58	1834,13
Население:	970,66	990,131	999,121	1021,36	1024,76
отопление и вентиляция	514,031	523,747	525,594	535,783	536,422
горячее водоснабжение	456,629	466,383	473,527	485,575	488,336
Прочие пртребители	847,499	835,52	855,412	815,228	809,368
отопление и вентиляция	747,492	739,777	756,306	716,552	710,284
горячее водоснабжение	100,007	95,7431	99,1063	98,676	99,0834
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	28,948	28,948	27,908	18,541	20,505
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре (на коллекторах станции)	23,8	23,8	22,9	15,2	16,9
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	883,08	881,4	854,47	892	913,3
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	1746,57	1748,45	1735,24	1764,25	1784,38
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	2345,43	2343,55	2356,76	2327,75	2307,62

Табл. 6.3. Баланс тепловой мощности котельной в системе теплоснабжения котельной БСИ, в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго", Гкал/ч

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная тепловая мощность, в том числе	590	590	590	590	590
Располагаемая тепловая мощность станции	590	590	590	590	590
Затраты тепла на собственные нужды	3,209	3,209	3,209	3,209	3,209
Потери в тепловых сетях	1,543	1,543	1,543	1,543	1,543
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	33,898	35,439	35,043	34,892	34,992
отопление и вентиляция	33,798	35,104	34,695	34,543	34,607
горячее водоснабжение	0,1	0,335	0,348	0,349	0,385
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	26,034	27,217	26,913	26,797	26,874
отопление и вентиляция	13,538	14,153	13,995	13,934	13,974
горячее водоснабжение	12,496	13,064	12,918	12,863	12,899
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	14,000	14,000	13,500	12,700	12,700
Резерв/дефицит тепловой мощности по договорной нагрузке	535,419	533,878	534,774	535,725	535,625

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020
Резерв/дефицит тепловой мощности по фактической нагрузке	543,283	542,100	542,904	543,820	543,743
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	490	490	490	490	490
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах источника тепловой энергии при аварийном выводе самого мощного котла	40,581	42,122	41,726	41,575	41,675

Табл. 6.4. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе ООО «Камгэс -ЗЯБ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Установленная тепловая мощность	46,6	46,6	46,6	46,6	46.6
Располагаемая тепловая мощность	40	40	40	40	40
Затраты тепла на собственные и хоз.нужды	3,273	3,273	3,273	3,273	3.273
Потери в тепловых сетях	0,98	0,98	0,98	0,98	0.98
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	6,939	6,334	6,334	6,334	6.334
отопление и вентиляция	5,035	4,985	4,985	4.985	4.985
горячее водоснабжение	1,904	1,349	1,349	1,371	1.371
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	5,987	5,778	5,778	5,702	5.777
отопление и вентиляция	5,035	4,985	4,985	4.985	4.99
горячее водоснабжение	0,952	0,793	0,793	0,793	0.79
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	16,400	16,400	16,400	16,400	16.4
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	16,400	16,400	16,400	16,400	16.4
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	12,408	13,013	13,013	12,845	12.845
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	13,360	13,569	13,569	13,645	13.645

6.2 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя. Резервы и дефициты пропускной способности тепловых сетей при передаче тепловой энергии от источника к потребителю.

Существующие гидравлические режимы были смоделированы в электронной модели системы теплоснабжения.

Согласно данным, представленным выше, в зоне деятельности АО «Татэнерго» тепловые нагрузки потребителей города переведены на Набережночелнинскую ТЭЦ. Также следует отметить, что филиал АО «Татэнерго» - котельный цех БСИ работает в пиковом режиме по отношению филиалу АО «Татэнерго» - Набережночелнинской ТЭЦ и «включается в работу» при проведении

ремонтных работ и испытаниях тепловых сетей, а так же обеспечивает тепловой энергией в виде пара потребителей промплощадки БСИ.

Результаты существующих гидравлических режимов работы тепломагистралей на расчетную температуру представлены ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1196.681, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	700.959, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	102.816, Гкал/ч
Расход тепла на открытые системы ГВС	0.809, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	256.976, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.092, Гкал/ч
Расход тепла на обобщенных потребителей	18.907, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	57.98243, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	31.26874, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.387, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	8.017, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2.466, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	20009.102, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	19646.381, т/ч
Суммарный расход на подпитку	362.721, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13600.225, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1739.800, т/ч
Суммарный расход воды на систему ГВС (открытая схема)	8.096, т/ч
Расход воды на обобщенные потребители	436.306, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	4078.804, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	153.667, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	153.238, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	47.720, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	153.595, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	133.595, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	55.101, °С

Пьезометрические графики до наиболее удаленных потребителей различных районов г. Набережные Челны представлены ниже.

Рис. 6.2 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до ТД «Восток»



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	НО-3	УП	НО-18	НО-35	ПНС-ЗЯБ РК-1	ТД"Восток"
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	94.4	88	85.52	83.4	95	84
Полный напор в обр. тр-де, м	152	169.1	180.4	191.6	141	149.7	165.4	172.3	189.6	142.1	146
Располагаемый напор, м	133.595	108.519	88.89	69.467	112.833	97.588	65.502	51.543	16.29	43.941	36.22
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	47.3	20	89.7	39.2	1	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.804	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.425	0.391	0.358	0.358	0.404	0.171	0.75	0.328	0.002	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.58	0.535	0.49	0.491	0.389	0.165	0.724	0.317	0.002	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.716	1.89	1.889	1.889	1.888	2.159	2.157	2.136	2.135	1.166	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.649	-2.209	-2.21	-2.21	-2.211	-2.117	-2.119	-2.099	-2.1	-1.155	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	13.273	5.313	5.308	5.303	5.299	6.836	6.827	6.693	6.684	1.797	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.796	7.253	7.259	7.265	7.271	6.577	6.585	6.461	6.47	1.765	
Расход в под. тр-де, т/ч	20009.1	5186.07	5183.69	5181.34	5179.26	5927.31	5923.66	5865.11	5861.02	2065.87	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19646.38	-6059.84	-6062.22	-6064.57	-6067.08	-5814.01	-5817.66	-5762.5	-5766.59	-2046.88	

Рис. 6.3. Путь построения пьезометрического графика от НЧТЭЦ до конечного потребителя ТД «Восток».

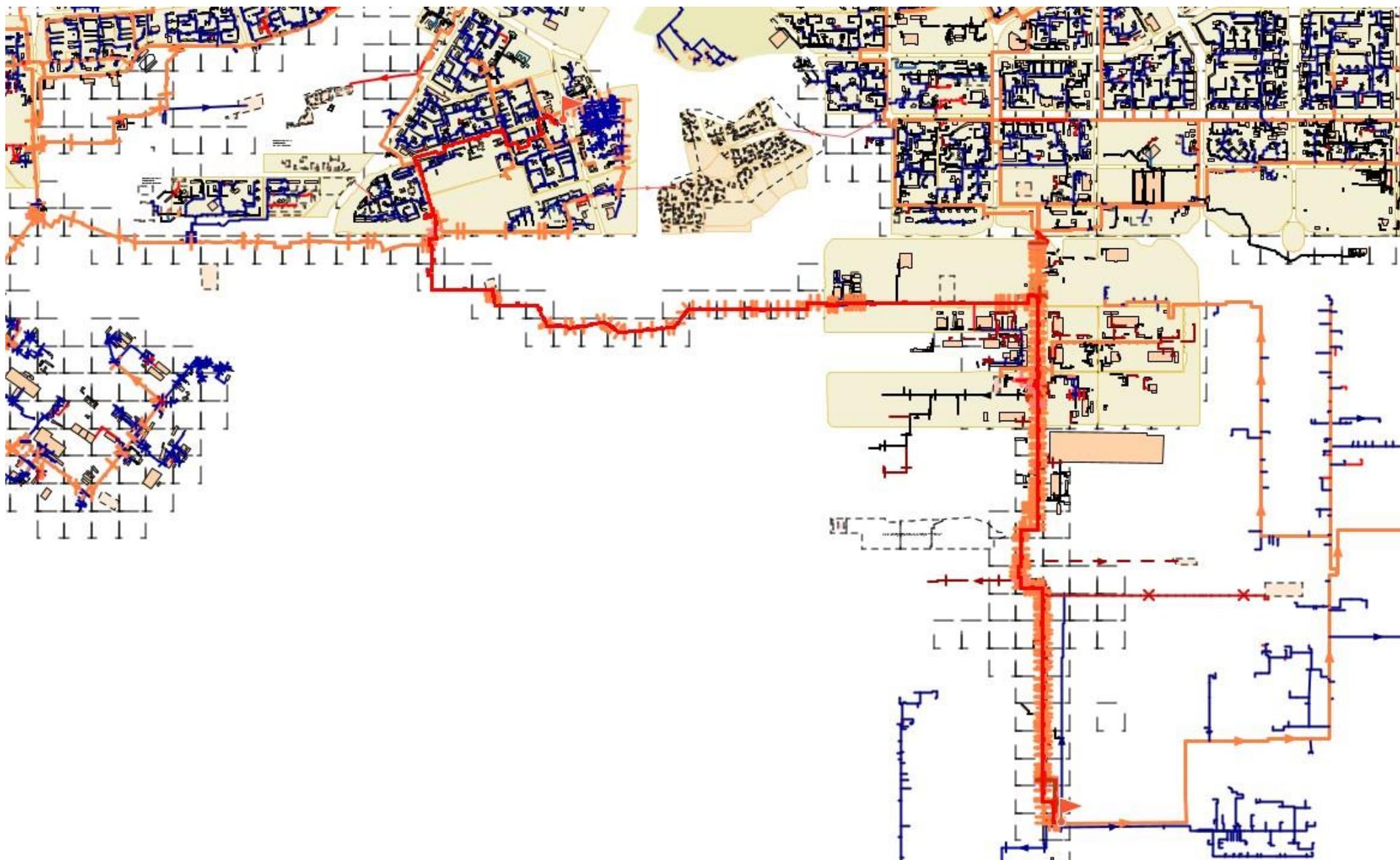


Рис. 6.4 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «РММ»

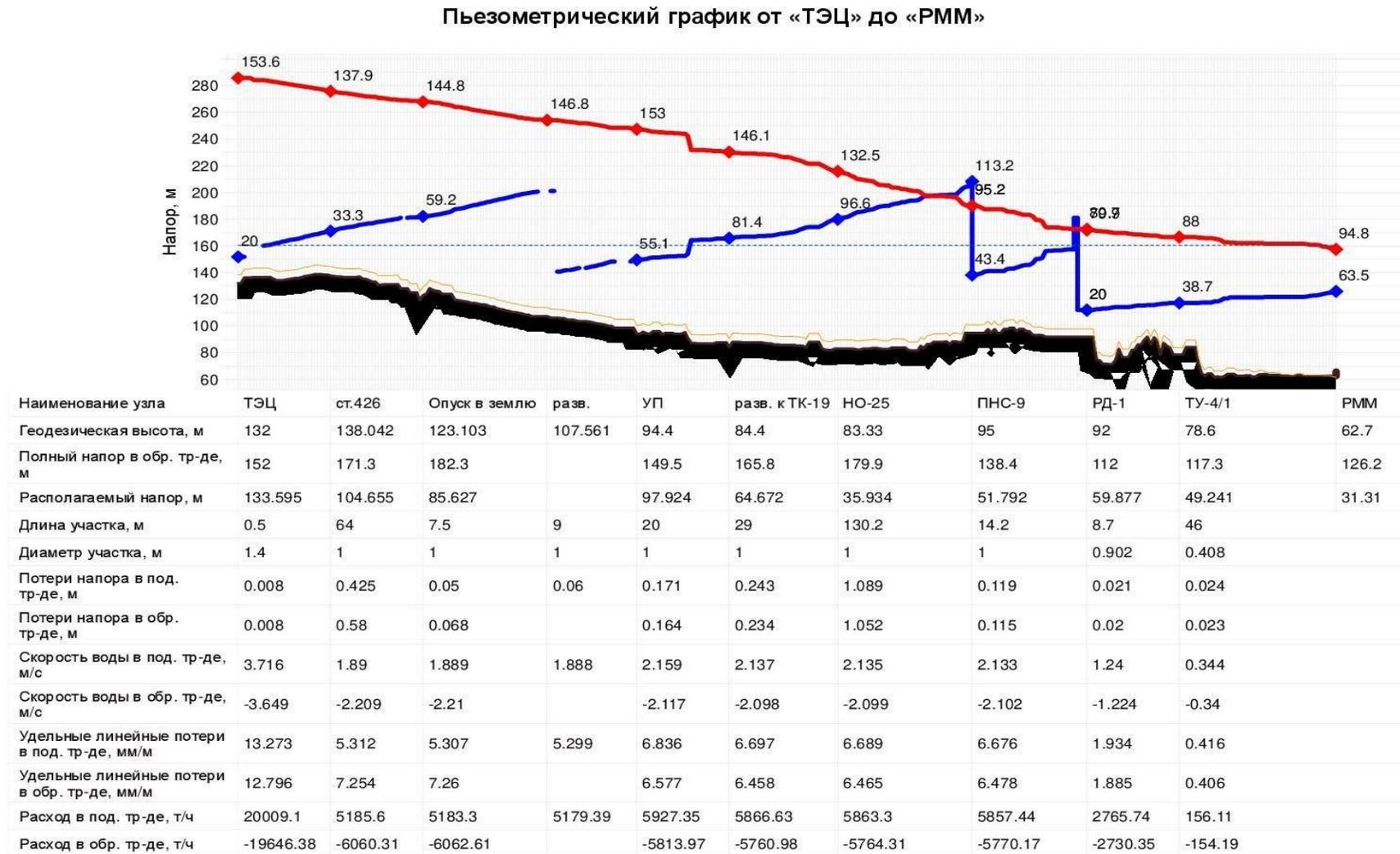


Рис. 6.5. Путь построения пьезометрического графика от «ТЭЦ» до конечного потребителя «РММ».

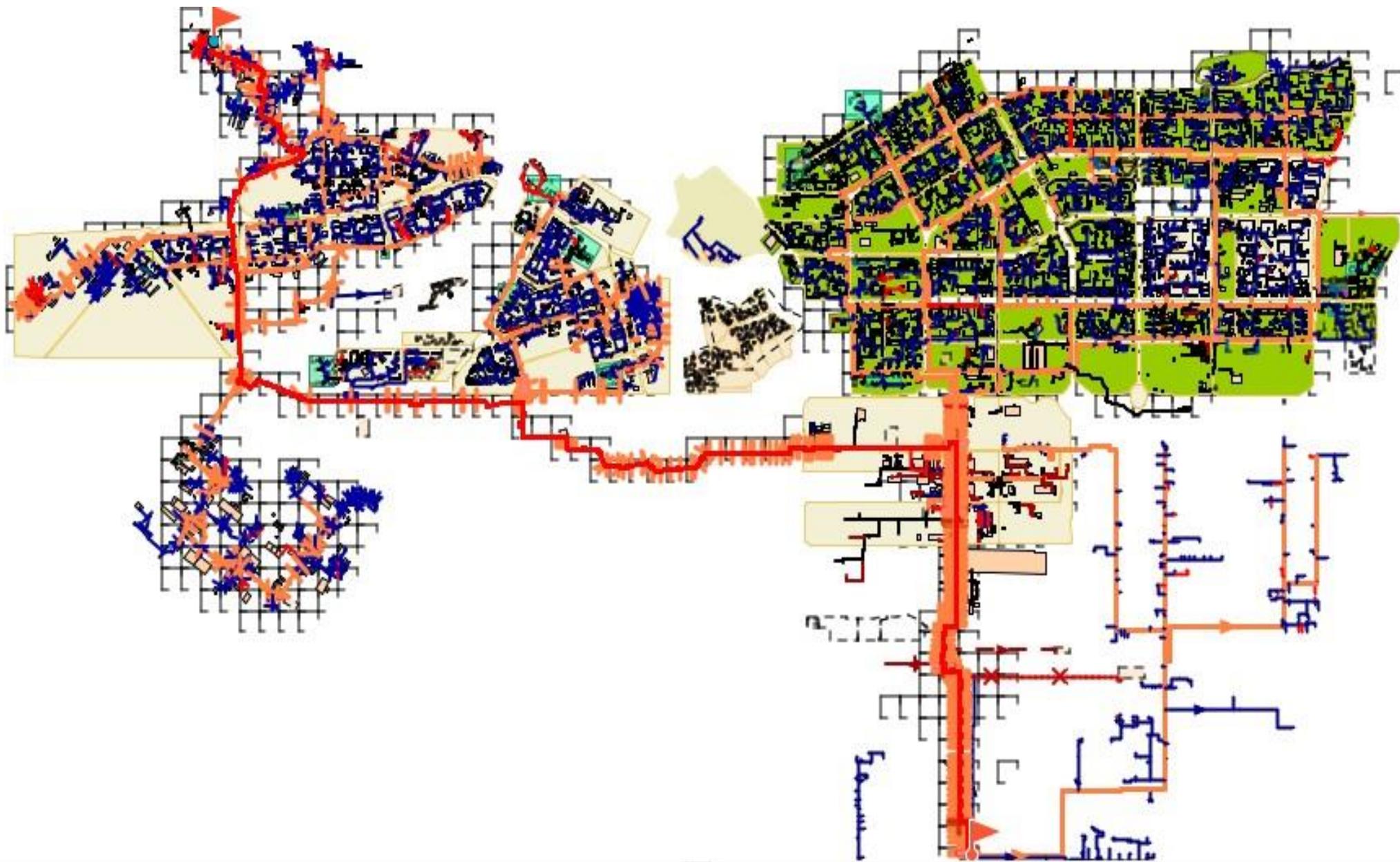
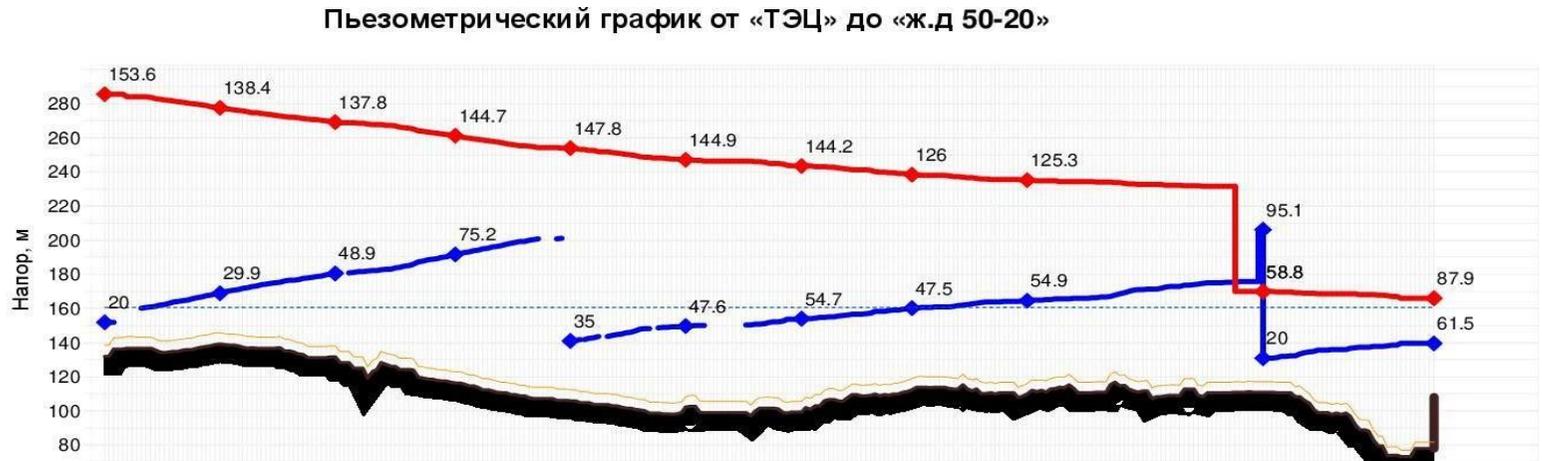


Рис. 6.6 Пьезометрический график от «ТЭЦ» до «ж.д. 50-20»



Наименование узла	ТЭЦ	ст.409	угол ст.495	ст.575	ст.652	ст.730	НО-463	НО-446	НО-429	ПНС-3	ж.д 50-20
Геодезическая высота, м	132	139.148	131.544	116.42	106.018	102.232	99.35	112.63	109.87	111.1	78.2
Полный напор в обр. тр-де, м	152	169.1	180.4	191.6	141	149.8	154	160.2	164.7	131.1	139.7
Располагаемый напор, м	133.595	108.519	88.89	69.467	112.833	97.285	89.557	78.45	70.401	38.805	26.36
Длина участка, м	0.5	64	59	54	54	28	43.9	100.3	123.8	1.5	
Диаметр участка, м	1.4	1	1	1	1	1	1	1	1	0.704	
Потери напора в под. тр-де, м	0.008	0.425	0.391	0.358	0.358	0.095	0.108	0.23	0.106	0.005	
Потери напора в обр. тр-де, м	0.008	0.58	0.535	0.49	0.491	0.092	0.134	0.286	0.192	0.016	
Скорость воды в под. тр-де, м/с	3.716	1.89	1.889	1.889	1.888	1.353	1.195	1.183	0.774	0.92	
Скорость воды в обр. тр-де, м/с	-3.649	-2.209	-2.21	-2.21	-2.211	-1.333	-1.329	-1.32	-1.044	-1.656	
Удельные линейные потери в под. тр-де, мм/м	13.273	5.313	5.308	5.303	5.299	2.723	1.967	1.831	0.683	2.562	
Удельные линейные потери в обр. тр-де, мм/м	12.796	7.253	7.259	7.265	7.271	2.643	2.434	2.278	1.241	8.293	
Расход в под. тр-де, т/ч	20009.1	5186.07	5183.69	5181.34	5179.26	3712.48	3272.11	3242.61	2124.86	1231.16	
Расход в обр. тр-де, т/ч	-19646.38	-6059.84	-6062.22	-6064.57	-6067.08	-3656.99	-3639.48	-3616.88	-2865.38	-2215.19	

Рис. 6.6. Путь построения пьезометрического графика от «ТЭЦ» до конечного потребителя «ж.д. 50-20»



6.3 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

Дефицит тепловой мощности нетто на всех централизованных источниках тепловой энергии города Набережные Челны не зафиксирован. Резерв тепловой мощности представлен п.6.1. Главы 1 по каждому источнику отдельно.

7 Балансы теплоносителя.

7.1 Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго».

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. Данные качества речной воды, поступающей на установки водоподготовки.

		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Ср.за 2020г.
жесткость общая	МГ-Э/ДМ ³	4,4	4,6	4,9	5,0	3,6	2,7	2,9	3,0	3,3	3,4	3,9	4,7	3,86
щелочность общая	МГ-Э/ДМ ³	1,50	1,60	1,96	1,90	1,50	1,18	1,20	1,24	1,30	1,46	1,70	1,90	1,5
щелочность по ф/ф	МГ-Э/ДМ ³	0,26	0,20	0,20	0,20	0,20	0,13	0,12	0,10	0,10	0,10	0,14	0,20	0,16
Индекс карбонатный	(МГ-Э/ДМ ³) ₂	5,10	5,80	6,90	7,80	4,50	2,95	2,80	2,93	3,31	3,69	4,70	5,30	4,65
рН		8,80	8,80	8,77	8,79	8,76	8,74	8,67	8,63	8,53	8,48	8,55	8,80	8,69
кремнекислота	МГ/ДМ ³	6,00	5,60	4,30	6,30	5,30	4,01	3,70	4,62	5,32	3,20	3,70	3,40	4,62
кислород	МГ/ДМ ³	0,02	0,011	0,011	0,02	0,034	0,019	0,01	0,012	0,012	0,012	0,012	0,007	0,015
Железо	МГ/ДМ ³	0,12	0,1	0,1	0,11	0,11	0,12	0,14	0,1	0,15	0,17	0,15	0,12	0,1
Перманганатная окисляемость	МГ О2/ДМ ³	3,08	2,36	4,6	3,1	2,7	2,81	3,2	3,2	3,26	2,8	2,8	3,3	3,10
Взвешенные вещества	МГ/ДМ ³	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9	0,4	0,93
Нефтепродукты	МГ/ДМ ³	0,0160	0,0130	0,0218	0,0329	0,0206	0,0218	0,0090	0,0123	0,0091	0,0135	0,0124	0,0260	0,02
углекислота	МГ/ДМ ³	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс	отс
солесодержание	МГ/ДМ ³	324,0	323,0	323,0	316,0	283,0	185,0	192,0	204,0	215,0	213,0	236,0	295,0	259,08
хлориды	МГ/ДМ ³	59,0	58,0	59,0	59,0	59,0	40,0	41,0	34,0	29,0	34,0	35,0	51,0	46,50
сульфаты	МГ/ДМ ³	117,0	118,0	94,0	94,0	38,0	31,0	41,0	42,0	36,0	43,0	55,0	91,0	66,67
Ингибитор Акварезалт1040	МГ/ДМ ³	4,16	4,35	4,1	4,1	2,3	2,35	2,3	2,25	2,3	2,5	3,8	4,8	3,28

Табл. 7.2 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м³.

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	4 292,13	3 541,27	3 335,60	3 090,69	2 481,62
нормативные утечки теплоносителя					
сверхнормативные утечки теплоносителяС					
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	2969,9902	2246,8597	1906,4025	1368,5906	1179,7057

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. 7.3 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 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Наименование показателей		2016	2017	2018	2019	2020
Производительность ВПУ	т/ч	4925	4925	4925	4925	4925
Срок службы	лет	43	44	45	46	47
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	10	10	10	10	10
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	50000	50000	50000	50000	50000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	4925	4925	4925	4925	4925
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	488,63	404,26	380,78	352,81	282,52
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	2969,9902	2246,86	1906,4	1368,59	1179,71
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2476,5	2476,5	2476,5	2476,5	2476,5
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	4436,37	4520,74	4544,22	4572,19	4642,48
Доля резерва	%	90,08	91,79	92,27	92,84	94,26

Котельный цех БСИ имеет в составе собственные установки ВПУ, в том числе, и для подпитки тепловых сетей, но на данный момент подпитка тепловых сетей от ВПУ Котельного цеха БСИ осуществляется только при проведении испытаний тепловых сетей на прочность и плотность. В остальное время подпитка тепловых сетей осуществляется только от ВПУ Набережночелнинской ТЭЦ.

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

Табл. 7.4 Годовой расход теплоносителя источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Татэнерго» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м³.

Наименование показателей	2016	2017	2018	2019	2020
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	115,15	71,41	62,45	65,46	127,19

Табл. 7.5 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 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Параметр	2016	2017	2018	2019	2020
Производительность ВПУ, т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы, лет	45	45	45	45	45
Количество баков- аккумуляторов теплоносителя, ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков - аккумуляторов, м ³	1	1	1	1	1
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения, т/ч	200	200	200	200	200
Всего подпитка тепловой сети, в том числе, т/ч:	13,11	8,15	7,13	7,47	14,48
нормативные утечки теплоносителя, т/ч					
сверхнормативные утечки теплоносителя, т/ч					
Отпуск теплоносителя из тепловой сети на цели ГВС, т/ч	0	0	0	0	0
Объем аварийной подпитки (химически необработанной и не деаэрированной воды), т/ч	0	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	186,89	191,85	192,87	192,53	192,53
Доля резерва, %	93,45	95,93	96,44	96,27	96,27

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 Описание балансов теплоносителя в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Камгэс – ЗЯБ».

Источником водоснабжения является технический водовод ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина и артезианская скважина.

Анализ качества исходной воды:

жесткость общая	5,3 мг-экв/л
щелочность	3,1 мг-экв/л
содержание железа	0,3
солеосодержание	300 мг/л
показатель pH	7,8.

Табл. 7.6 Баланс производительности водоподготовительных установок (далее — ВПУ) в системе теплоснабжения на базе источника тепловой энергии котельной ООО «Камгэс – ЗЯБ» в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Камгэс – ЗЯБ» за 2019 год актуализации схемы теплоснабжения

Параметр	Единицы измерения	2016	2017	2018	2019	2020
Производительность ВПУ	т/ч	90	90	90	90	90
Срок службы	лет	21	22	23	24	25
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м ³	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2.52	2.52	2.52	2.52	2.52
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	2,45	2,16	1,97	2,09	2,01
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	н.д	0.36	н.д	н.д	н.д
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1.98	1.98	1.98	1.98	1.98
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	4.35	4.35	4.35	4.35	4.35
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	87,55	87,84	88,03	87,91	87,99
Доля резерва	%	97,2	97,6	97,81	97,68	97,77

7.3 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Изменений в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в составе оборудования ВПУ на источниках не зафиксирован.

8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

8.1 Виды и количество используемого основного 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
2016	8 184	1 034 452	1 034 452	0
2017	8 163	1 175 294	1 175 294	0
2018	8 158	1 245 295	1 245 295	0
2019	8 175	1 286 935	1 286 935	0
2020	8 170	1 084 425	1 084 425	0

Табл. 8.2 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе НчТЭЦ за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
2020							
Газ	-	1 084 425	1 084 425	1 084 425	1 265 650	-	8 170
Нефтетопливо, в том числе	45 271	45 950	38 215	38 215	51 788	53 006	9 486,334
- мазут	45 270,694	45 949,559	38 214,551	38 214,551	51 788	53 005,702	9 486,334
Итого	-	-	-	-	1 317 438	-	-

8.1.2 Котельный цех БСИ.

Подача природного газа на Котельный цех БСИ (Тепловая станция БСИ) производится по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 1.2 МПа от ГРС -2 до ГРП - 2. Пропускная способность ГРП -2 котельного цеха БСИ составляет – 160 тыс. м³/час.

Сведения о потреблении природного газа приведены в Табл. 8.3

Табл. 8.3 Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.

N котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за А-тый год		Расход условного топлива, т.у.т. за А-тый год	
			природный газ, ккал/м ³	мазут, ккал/кг	природный газ	мазут
1.	КЦ БСИ					
	Всего природный газ	газ/мазут	8158	9540,03	29556	8
	Итого	газ/мазут	8158	9540,03	29556	8

Табл. 8.4 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе КЦ БСИ за 2020год актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м ³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м ³	Всего, в т. условного топлива		
2020						
Газ	-	25 362	25362	29556	-	8 158
Нефтепродукты, в том числе	3 409,237	-	5,870	8	3 403,367	9 540,034
- мазут	3 409,237	-	5,870	8	3403,367	9540,034

Табл. 8.5 Топливный баланс в зоне деятельности АО Татэнерго» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м3	Приход топлива за год (ТЭЦ +БСИ), т. натурального топлива, тыс. м3	Израсходовано топлива за календарный год, тут			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/нм3) на ТЭЦ	Низшая теплота сгорания, ккал/кг, (ккал/нм3) на котельных (БСИ)
			На котельных на отпуске тепловой энергии (БСИ)	На ТЭЦ				
				На отпуске тепловой энергии	На отпуске электрической энергии			
2020								
Газ природный	-	1 109 787	29 556	463 283	802 367	-	8 170	8 158
Нефтепродукты, в том числе	-	0	0	8 154	43 634	-	9 486	-
- мазут	-	0	0	8 154	43 634	-	9 486	-
Итого		1 109 787	29 556	479 591	889 635			
2019								
Газ природный	-	1 297 813	12 703	515 646	987 378	-	8 175	8 174
- мазут	-	0	0	1 005	5 775	-	9 458	-
Итого		1 297 813	12 703	516 651	993 153			
2018								
Газ природный	-	1 259 940	17 034	537 665	913 563	-	8 158	8 142
- мазут	-	0	0	1 764	5 984	-	9 447	-
Итого		1 259 940	17 034	539 429	919 547			
2017								
Газ природный	-	1 191 303	18 667	508 821,00	861 785,00	-	8 163	8 162
- мазут	-	0	0	2 496,00	9 342,00	-	9 480	-
Итого		1 191 303	18 667	511 317,00 0	871 127,000			
2016								
Газ природный	-	1 050 937	19 262	434 667	774 820	-	8 184	8 179
- мазут	-	0	0	90 365	137 722	-	9 480,6	-
Итого		1 050 937	19 262	525 032	912 542			

8.1.3 Котельная ООО «Камгэс-ЗЯБ».

Природный газ на котельную ООО «Камгэс-ЗЯБ» подается по газопроводу Ø 325мм высокого давления до 0.6МПа от ГРС-2 до ГРП-1. Пропускная способность ГРП-1 котельной ООО «КамгэсЗЯБ» составляет -7000 м³/час.

Табл. 8.6 Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения в зоне деятельности ООО «Камгэс- ЗЯБ».

Баланс топлива загод	Остаток топ-лива на нача-ло года, т. натуральног о топлива, тыс.м ³	Приход топ-лива за год, т. натуральног отоплива, тыс.м ³	Израсходовано топлива за год		Остаток топ-лива, т. нату-рального топлива, тыс.м ³	Низшая теплота сгорания , ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т. натуральног отоплива, тыс.м ³	Всего, в т. условног отоплива		
2020						
природный газ	-	7156	7156	8321	-	8 139
дизельное топливо	60	-	0	0	60	10 300
Итого				8321	-	-
2019						
природный газ	-	7578	7578	8814	-	8 142
дизельное топливо	60	-	0	0	60	10 300
Итого	-	-	-	8814	-	-
2018						
природный газ	-	6978	6978	8136	-	8 162
дизельное топливо	-	60	0	0	60	10 300
Итого	-	-	-	8136	-	-
2017						
природный газ	-	7059	7059	8248	-	8 179
нефть	-	-	0	0	-	-
Итого	-	-	-	8248	-	-
2016						
природный газ	-	8206	8206	9587	-	8 178
нефть	-	169	169	221	-	9158
Итого	-	-	-	9587	-	-

8.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими 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 в 2019 году составило 7,59%.

За отчетный 2020 г. расход топлива составил 1317 тыс. т у.т., в том числе мазута – 51,7 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 ± 5 ⁰ С;
давление	45 ± 1,0 кгс/см ² ;
температура мазута в расходных резервуарах	60 ⁰ С – 80 ⁰ С; условная вязкость (ВУ) 2,5 ⁰ С.

Нормативный неснижаемый запас топлива в мазуте составляет 6903 т. Нормативный эксплуатационный запас топлива в мазуте составляет 26500 т.

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 2020 году 8 тыс.т.у.т.

8.2.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

До 2017 года в качестве резервного топлива использовалась нефть, с 2017 года – дизельное топливо.

Топливное хозяйство котельной с 2017 года состоит из:

- двух насосов марки А1 ЗВ 4/25 и трубопроводов для закачки топлива;
- 2-х емкостей хранения объемом по 50 м³ каждая;
- объём хранения дизельного топлива – 60 тонн.

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. 8.1.

Рис. 8.1 Паспорт качества поставляемого газа

Публичное акционерное общество «Газпром»
Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
 Адрес: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Аделя Кутуя, д. 41, тел./факс: (843)288-20-29

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА

№ 420/40-1008 от 24 сентября 2019 г.

1. Паспорт распространяется на объемы газа, подаваемого в общем потоке по газопроводу в «Нижнекамскому промышленному потребителю Российской Федерации» с 10 часов 1-го месяца до 10 часов 1-го дня последующего месяца через газораспределительные станции (ГРС).
2. Паспорт распространяется на газы горючие природные по Общероссийскому классификатору продукции ОКПД 2 06.20.10.110.
3. Паспорт оформлен на основании результатов измерений физико-химических показателей газа в декабре месяце в соответствии с методами испытаний по ГОСТ 5542, условиям договора поставки (транспортировки), технических соглашений.
4. Место отбора проб газа: ГРС-3 г. Набережные Челны.
5. Значения показателей по п.п. 1-4, 8 таблицы 1 определены в лаборатории ЭПУ «Челныгаз» (Адрес: 423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Державина, д. 60, тел.: (8552)71-73-33, факс: (8552)71-75-59).

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542-2014	Средне-месячный показатель	
1.	Компонентный состав, молярная доля:					
1.1	метан	%	ГОСТ 31371.7-2008 (метод В)	не норм.	96,41	
1.2	этан				1,94	
1.3	пропан				0,57	
1.4	изо-бутан				0,097	
1.5	норм-бутан				0,088	
1.6	нор-пентан				0,0014	
1.7	изо-пентан				0,0163	
1.8	норм-пентан				0,0115	
1.9	гексан + высшие углеводороды				<0,001	
1.10	гелий				0,0117	
1.11	водород				0,0013	
1.12	кислород				не более 0,050	<0,005
1.13	азот				не норм.	0,696
1.14	диоксида углерода				не более 2,5	0,155
2.	Нижшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80 не менее 7600	34,12 8150	
3.	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50 9840-13020	49,78 11889	
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	не норм.	0,6955	
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014 п.9	не более 0,02		
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014 п.12	не более 0,036	не опред.	
7.	Массовая концентрация механических примесей	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001		
8.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	не норм.	-7,0	

Паспорт оформлен на основании среднеарифметических значений результатов физ. измерений температуры газа (образцы № 11-95Г, 11-97Г, 11-99Г, 11-101Г).

Начальник ОФХИ-ЦХАЛ, руководитель ИЛ



А.Ф. Гилазова

Паспорт качества газа не может быть воспроизведен ни в полном объеме без копии сертификата соответствия

8.4 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 актуализации схемы теплоснабжения.

Новые источники тепловой энергии в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не вводились в эксплуатацию.

Изменения в топливных балансах источников тепловой энергии по каждой системы теплоснабжения, в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, коснулись только объемов потребления основного и резервного видов топлива.

8.5 Описание использования местных видов топлива.

Местные виды топлива не используются.

8.6 Виды топлива, их доля и значение нижней теплоты сгорания топлива.

Виды используемого топлива, нижшая теплота сгорания представлены в Табл. 8.1 для ТЭЦ Табл. 8.3 и Табл. 8.6 для котельных.

9 Надежность теплоснабжения.

9.1 Надежность функционирования системы.

Надежность систем централизованного теплоснабжения определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – источников тепловой энергии, тепловых сетей, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно-монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективностью систем, изношенностью оборудования, недостаточными надежностью теплоснабжения и уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном систем теплоснабжения являются тепловые сети, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением теплопроводов и оборудования из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура тепловых сетей в крупных системах не соответствует их масштабам.

Вместе с тем сфера теплоснабжения в нашей стране имеет высокую социальную и экономическую значимость, поскольку играет ключевую роль в жизнеобеспечении населения и потребляет около 40% первичных топливных ресурсов, более 60% которых составляет природный газ.

В последние годы Правительством страны принимаются меры по устранению негативных тенденций и улучшению положения в тепловом хозяйстве страны.

27 июля 2010 г. вступил в силу Федеральный закон № 190-ФЗ «О теплоснабжении», который первым принципом государственной политики в сфере теплоснабжения определяет «обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с техническими регламентами» (Статья 3).

Закон обязывает развитие систем теплоснабжения населенных пунктов осуществлять на основании разработки схем теплоснабжения. Обязательным критерием принятия решений при этом должно быть обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий и требований к надежности теплоснабжения каждого из потребителей «путем резервирования и достижения бесперебойной работы источников тепла, тепловых сетей и системы в целом» (статья 23).

Разработанные в свете реализации этого закона документы регламентируют надежность теплоснабжения оценивать вероятностными показателями и обеспечивать их удовлетворение нормативным требованиям.

Таким образом, при разработке схем теплоснабжения решаются два типа задач, связанных с расчетами надежности:

1. Расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей по характеристикам надежности элементов при заданной схеме и параметрах системы (задачи анализа надежности).
2. Выбор (корректировка) схемы и параметров системы в рассматриваемой перспективе ее развития с учетом нормативных требований к надежности теплоснабжения потребителей (задачи синтеза (построения) надежной системы).

Существенную методическую сложность в решение этих задач вносят тепловые сети – нелинейные пространственные сетевые структуры с произвольной топологией, которые в расчетах надежности должны рассматриваться как системы с произвольными монотонными структурами, пропускные способности связей которых различны в различных режимах.

Методика и программно-реализуемый алгоритм предназначены для расчета показателей надежности в тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения при разработке схем теплоснабжения с целью выбора решений, обеспечивающих нормативные требования к надежности тепло-

снабжения потребителей на основе резервирования тепловых сетей.

Методическая и нормативная базы, используемые при разработке схем теплоснабжения, создавались в течение длительного времени трудами отечественных ученых, научно-исследовательских институтов, проектных, наладочных и эксплуатационных организаций. Эти исследования были обобщены и развиты в справочнике «Надежность систем энергетики и их оборудования» под ред. акад. Ю.Н. Руденко. В 4-ом томе этого справочника «Надежность систем теплоснабжения» обоснован методический подход к оценке надежности теплоснабжения и построению систем с требуемым уровнем надежности на основе резервирования. Представленные в справочнике результаты статистической обработки накопленной к тому времени статистики отказов оборудования систем теплоснабжения, а также разработанная система показателей надежности и их нормативных значений, легли в основу регламентов для оценки надежности теплоснабжения, и в частности в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

Расчет показателей надежности теплоснабжения г. Набережные Челны выполнен с использованием программно-расчетного комплекса Zulu Thermo, в соответствии «Методика и алгоритмы расчета надежности при разработке схем теплоснабжения городов» ОАО «Газпром промгаз».

9.2 Основные расчетные зависимости.

Интенсивности отказов i -того участка тепловых сетей должны определяться в соответствии с формулой :

$$\lambda_i = \lambda_{\text{нач}} \left(0,1\tau_i^{\text{эксп}} \right)^{\alpha_i - 1}, \text{ 1/км/год (1/км/ч)}$$

где,

i - номер участка тепловой сети;

λ_i - интенсивность отказов i -того участка тепловой сети, 1/км/год;

$\lambda_{\text{нач}}$ - интенсивность отказов теплопровода, соответствующая начальному периоду эксплуатации, 1/км/год;

$\tau_i^{\text{эксп}}$ - продолжительность эксплуатации участка, лет;

α_i - коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации i -того участка теплопровода.

Значение начальной интенсивности отказов теплопровода $\lambda_{\text{нач}}$ должно приниматься равным $5,7 \times 10^{-6}$ 1/км/ч (0,05 1/км/год). Начальная интенсивность отказов должна соответствовать периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки.

Коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации i -того участка теплопровода α_i , должен определяться по формуле:

$$\alpha_i = \begin{cases} 0,8 - \text{при} \cdot 0 < \tau_i^{\text{эксп}} \leq 3 \\ 1,0 - \text{при} \cdot 3 < \tau_i^{\text{эксп}} \leq 17 \\ 0,5 \exp(\tau_i^{\text{эксп}} / 20) - \text{при} \cdot \tau_i^{\text{эксп}} > 17 \end{cases}$$

Интенсивность отказов запорно-регулирующей арматуры (далее - ЗРА) должна приниматься $\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \times 10^{-7}$ 1/час на единицу ЗРА.

Параметр потока отказов участка тепловой сети должен определяться по формуле :

$$\omega_i = \lambda_i L_i, 1/\text{год}$$

где,

L_i - протяженность i -того участка тепловой сети, км.

П18.2.6. Значение параметра потока отказов ЗРА следует принимать равным

$$\omega_{\text{зра}} = \lambda_i = 2,28 \times 10^{-7}, 1/\text{ч.}$$

Среднее время до восстановления i -того участка теплопровода, содержащего ЗРА должно вычисляться по формуле 18.4:

$$z_i^B = a \times [1 + (b + cL_{\text{сз}})d_i^{1,2}], \text{ ч}$$

где,

$L_{\text{сз}}$ - расстояние между секционирующими задвижками, км;

d_i - диаметр i -того участка тепловой сети, м.

Значения коэффициентов a, b, c

Табл. 9.1 Значения коэффициентов

Коэффициент	a	b	c
Значение	2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

Табл. 9.2. Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
до 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
		ближайшей СЗ не более 1500 м	ближайшей СЗ не более 1000 м	расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Интенсивность восстановления i -того участка теплопровода, содержащего ЗРА должна вычисляться по формуле:

$$\mu_i = 1/z^B, 1/\text{ч}.$$

Стационарная вероятность рабочего состояния тепловой сети, состоящей из N участков, должна вычисляться по формуле:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i} \right)^{-1}.$$

Вероятность состояния тепловой сети, соответствующая отказу f -того участка, должна вычисляться по формуле

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \times p_0.$$

Температура воздуха в отапливаемом здании j -того потребителя в конце периода восстановления f -того участка тепловой сети, должна вычисляться по формуле

$$t_{j,f}^B = t^{H.B} + \frac{t^{B.P} - t^{H.P} - \bar{q}_{j,f} (t^{B.P} - t^p)}{\exp\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)} + \bar{q}_{j,f} (t^{B.P} - t^{H.P}), \text{ } ^\circ\text{C}$$

где,

$t_j^{B.P}$ - расчетная температура внутри отапливаемого здания, $^\circ\text{C}$;

$t^{H.P}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления, °С;

$t^{H.B}$ - текущая фактическая температура наружного воздуха, °С;

z_f^B - время восстановления f-го участка тепловой сети, ч;

β_j - коэффициент тепловой аккумуляции здания j-го отапливаемого здания, ч;

$\bar{q}_{j,f}$ - относительный часовой расход теплоты для отопления j-го потребителя при отказе f-го участка тепловой сети при температуре наружного воздуха $t^{H.B}$.

Относительный часовой расход тепловой энергии для отопления j-го потребителя при отказе f-го участка тепловой сети при температуре наружного воздуха $t^{H.B}$ должен определяться по формуле

$$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_{j,f}^P},$$

где,

$q_{j,f}$ - часовой расход тепловой энергии для отопления j-го потребителя при отказе f-го участка тепловой сети при температуре наружного воздуха $t^{H.B}$, Гкал/ч;

$q_{j,f}^P$ - расчетная часовая нагрузка j-го потребителя при $t^{H.P}$, Гкал/ч.

Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя должен определяться по формуле П18.10:

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f,$$

где,

F_j - множество участков тепловой сети, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j-го потребителя;

Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя или вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры внутри отапливаемого помещения j-го потребителя не ниже минимально допустимого значения должна определяться по формуле

$$P_j = \exp\left(-\left[p_0 \sum_f (\omega_f \tau_{j,f}^{PAB})\right]\right),$$

где,

$\tau_{j,f}^{PAB}$ - повторяемость температуры наружного воздуха $t^{H.B}$ ниже $t_{j,f}^{PAB}$, ч;

$t_{j,f}^{PAB}$ - температура наружного воздуха при которой время восстановления f-го участка z_f^B равно временному резерву j-го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения j-го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,\min}^B$.

С помощью установления значений величин $t_{j,f}^{PAB}$ и $\tau_{j,f}^{PAB}$ выделяется доля отопительного периода, в течение которого выход в аварию f-го участка тепловой сети влияет на величину P_j (вероятности безотказного теплоснабжения j-го потребителя).

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j-тый потребитель при аварии на f-том участке тепловой сети не получает тепловую энергию) $t_{j,f}^{\text{рав}}$ следует определять по формуле:

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t_j^{e.p} - t_{j,\min}^e \times \exp\left(\frac{z_f^e}{\beta_j}\right)}{1 - \exp\left(\frac{z_f^e}{\beta_j}\right)}.$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$ (j-тый потребитель при аварии на f-том участке тепловой сети получает тепловую энергию) $t_{j,f}^{\text{рав}}$ должна определяться по формуле П18.13

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t_j^{e.p} - \bar{q}_{j,f} \times (t_j^{e.p} - t^{\text{H.P}}) - (t_{j,\min}^e - \bar{q}_{j,f} \times (t_j^{e.p} - t^{\text{H.P}})) \times \exp\left(\frac{z_f^e}{\beta_j}\right)}{1 - \exp\left(\frac{z_f^e}{\beta_j}\right)},$$

. Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов β_j , ч, должны основываться на данных теплоснабжающих организаций.

Численные значения расчетной температуры воздуха внутри отапливаемых помещений жилых, общественных и производственных зданий $t_j^{e.p}$, °С, должны соответствовать требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10.

. Численные значения расчетной температуры воздуха внутри отапливаемых помещений жилых и общественных $t_{j,\min}^e$, °С, должны основываться на данных теплоснабжающих организаций.

Повторяемость температуры наружного воздуха $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ со значениями ниже $t_{j,f}^{\text{рав}}$ должна определяться следующим образом:

если $t_{j,f}^{\text{рав}}$ оказывается равной или выше +8 °С (начало отопительного периода), это означает, что отказ f-того участка тепловой сети нарушает пониженный уровень теплоснабжения j-того потребителя при любой температуре наружного воздуха и в формуле величина $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должна приниматься равной продолжительности отопительного периода;

если $t_{j,f}^{\text{рав}}$ оказывается равной $t^{\text{H.P}}$, отказ f-того участка тепловой сети влияет на теплоснабжение j-того потребителя только при температурах ниже расчетных и $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ в формуле должна приниматься равной $t^{\text{мин}}$ - повторяемости температуры наружного воздуха ниже $t^{\text{H.P}}$;

если $t_{j,f}^{\text{рав}} < t^{\text{мин}}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f-того участка тепловой сети не влияет на теплоснабжение j-того потребителя и в формуле $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должна приниматься равной нулю;

если $t^{\min} < t_{j,f}^{\text{рав}}$, то $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должна определяться по формуле $\tau_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t^{\text{н.п}} - t_{j,f}^{\text{рав}}}{t^{\text{н.п}} - t^{\min}} \times \tau^{\min}$;

$t^{\text{н.п}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < +8^{\circ}\text{C}$, то $0 < \tau_{j,f}^{\text{рав}} < \tau^{\text{от}}$, значение $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ должно определяться по повторяемости температур наружного воздуха, используемого в графике продолжительности тепловой нагрузки, или по формуле.

$$t_{j,f}^{\text{рав}} = \tau^{\text{хол}} + (\tau^{\text{от}} - \tau^{\text{хол}}) \times \left(\frac{t_{j,f}^{\text{рав}} - t^{\text{н.п}}}{8 - t^{\text{н.п}}} \right)^{\frac{t^{\text{н.сп}} - t^{\text{н.п}}}{8 - t^{\text{н.п}}}},$$

где,

$\tau^{\text{хол}}$ - повторяемости температуры наружного воздуха ниже расчетной температуры наружного воздуха, ч;

$\tau^{\text{от}}$ - продолжительность отопительного периода, ч;

$t^{\text{н.сп}}$ - средняя за отопительный период температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$;

Средний суммарный недоотпуск тепловой энергии j-тому потребителю в течение отопительного периода должен определяться по формуле П18.15

$$\bar{Q}_j = \left(\mathcal{G}_j^{\text{п}} - \sum_{f=0} P_f \mathcal{G}_{i,j} \right) \times (\tau_1^{\text{п}} - \tau_2^{\text{п}}) \times \frac{t_j^{\text{в.п}} - t^{\text{н.сп}}}{t_j^{\text{в.п}} - t^{\text{н.п}}} \tau^{\text{от}}, \text{ Гкал}$$

где,

$\mathcal{G}_j^{\text{п}}$ - расчетный при $t^{\text{н.п}}$ часовой расход теплоносителя у j-того потребителя, т/ч;

$\mathcal{G}_{i,j}$ - часовой расход теплоносителя у j-того потребителя при отказе f-того участка тепловой сети, т/ч;

$\tau_1^{\text{п}}$ - расчетная температура теплоносителя при температуре наружного воздуха равной $t^{\text{н.п}}$ в подающем теплопроводе тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$;

$\tau_2^{\text{п}}$ - расчетная температура теплоносителя при температуре наружного воздуха равной $t^{\text{н.п}}$ в обратном теплопроводе тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$.

9.3 Описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Нормативные показатели повреждаемости системы теплоснабжения для НЧТС и ООО «ТСЗВ» не устанавливались.

Табл. 9.3 Показатели повреждаемости системы теплоснабжения НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
-------------------------	------	------	------	------	------

Повреждения в магистральных тепловых сетях, ед., в том числе:	81	76	85	91	52
в отопительный период, ед	45	27	31	49	32
в период испытаний на плотность и прочность, ед	36	49	54	42	20
продолжительность отопительного сезона, дней	223	215	226	231	230
протяженность магистральных тепловых сетей, км	250,5	275,4	276,9	303,6	277,7
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, ед, в том числе:	203	255	258	210	218
в отопительный период, ед.	93	93	121	91	99
в период испытаний на плотность и прочность, ед.	110	162	137	119	119
продолжительность отопительного сезона, дней	223	215	226	231	230
протяженность распределительных тепловых сетей, км	387,9	371,6	380,8	404,2	440,4

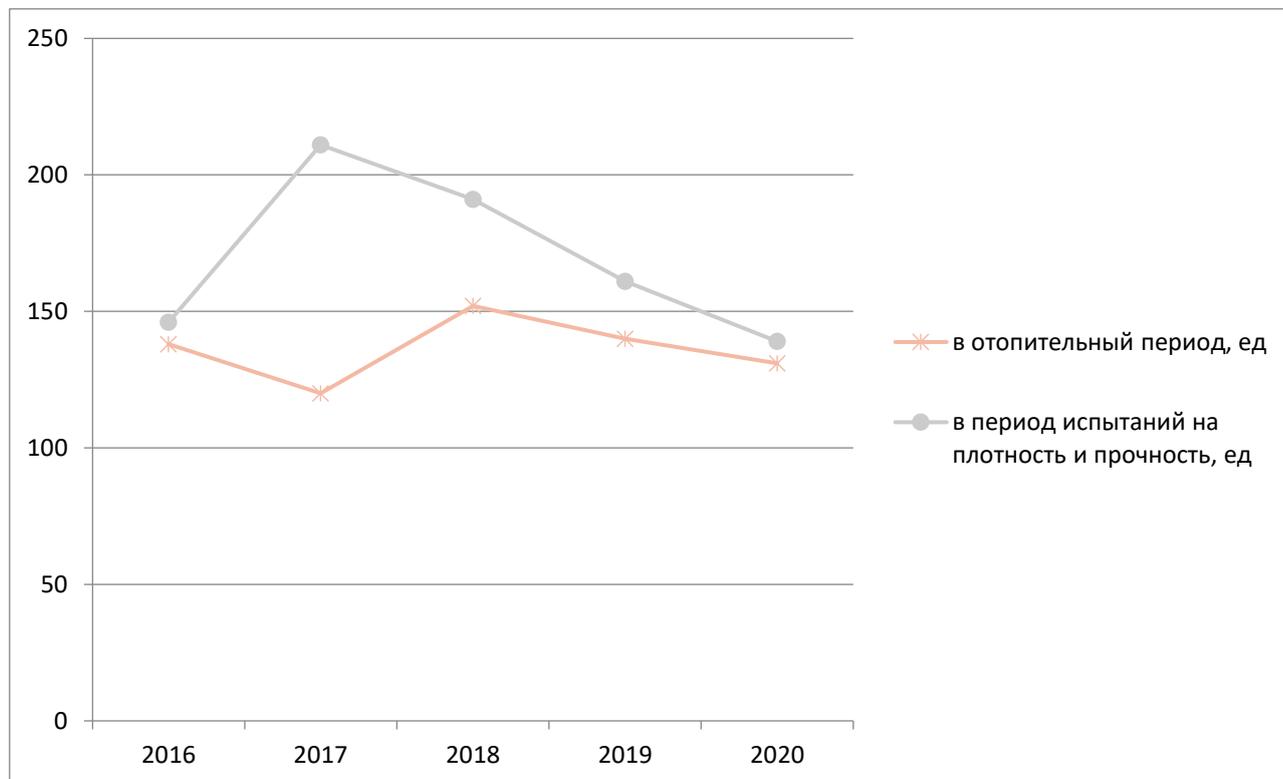
Табл. 9.4. Показатели восстановления в системе теплоснабжения НЧТС в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО "Татэнерго"

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	не более 6 часов				
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	не более 6 часов				

9.4 Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Согласно данным, предоставленным Филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» составлена база по отказам на тепловых сетях в период с 2016 по 2020 годы. По статистике повреждений база подразделяется по отказам в отопительный и межотопительный период и отказам в период проведения гидравлических испытаний.

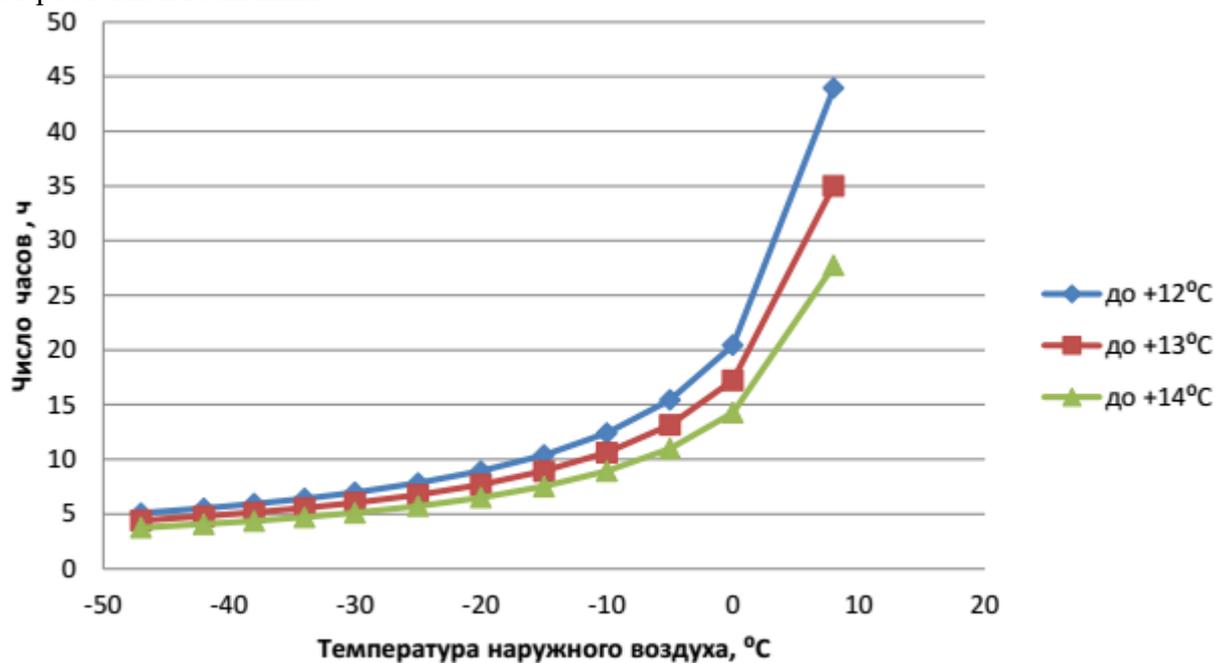
Рис. 9.1. Количество повреждений зафиксированных в период 2014 -2019г. на тепловых сетях НЧТС в г. Набережные Челны.



На основе существующей статистики по отказам на магистральных сетях северо-восточного района время устранения одного повреждения наиболее длительного восстановления с 2014 года составляет не более 6 часов.

Результаты расчета представлены на Рис. 9.2.

Рис. 9.2. Фактическое среднее время снижения внутренней температуры отопляемых помещений от расчетной величины



По тепловым сетям ООО «ТСЗВ» в 2020 году порывов в период эксплуатации не зафиксировано.

Анализ результатов расчета показателей надежности теплоснабжения в существующем состоянии схемы теплоснабжения г. Набережные Челны выполнен в Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения.

Ниже на рисунках представлены графические материалы по результатам анализа показателей надежности теплоснабжения в существующем состоянии схемы теплоснабжения г. Набережные Челны.

Рис. 9.3 Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности северо-восточной части города.



Рис. 9.4. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ГЭС) города

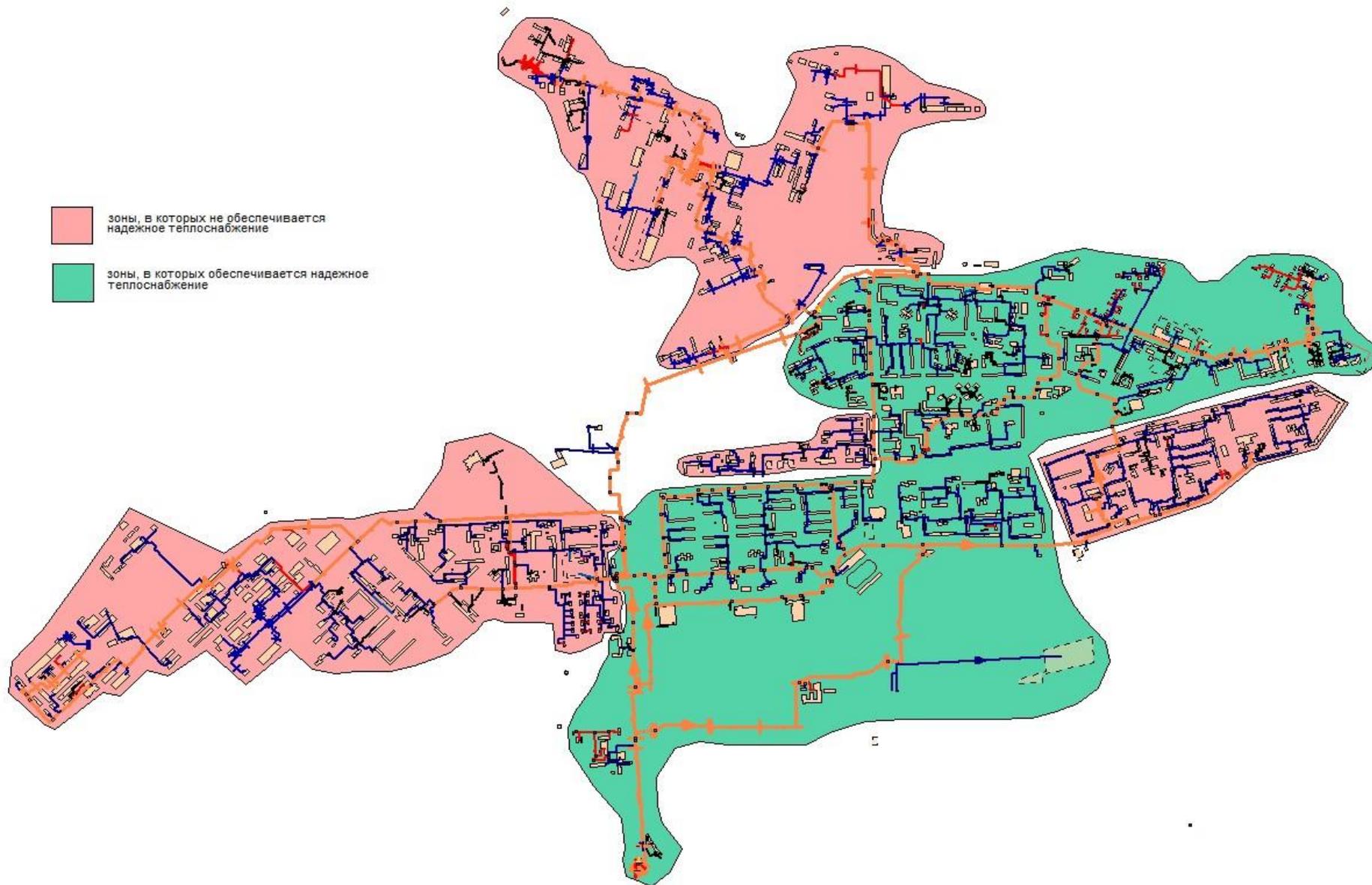
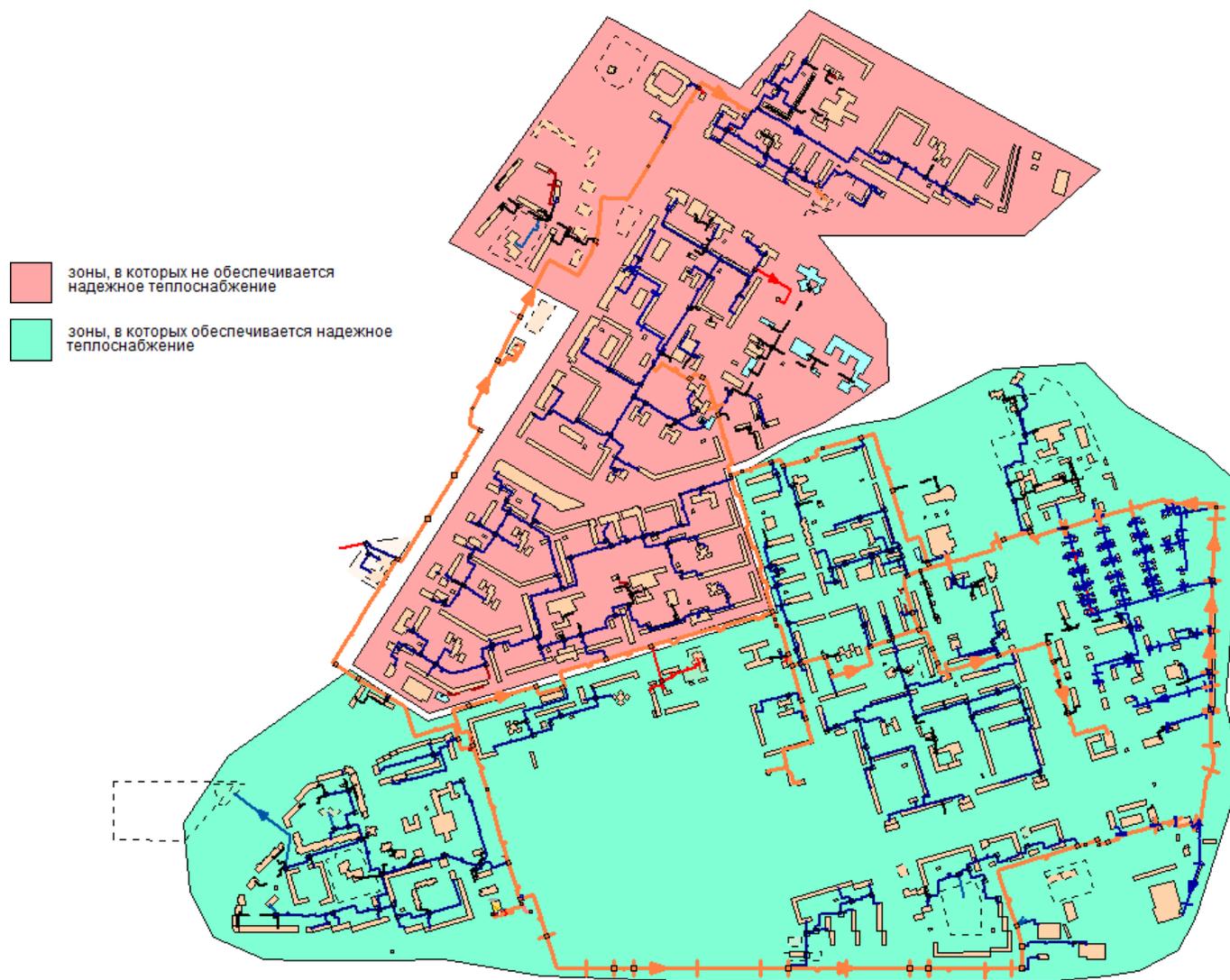


Рис. 9.5. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ЗЯБ) города.



9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении

Расследование причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и их анализ 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 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике".

9.6 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 актуализации схемы теплоснабжения

Согласно представленной статистике по порывам на тепловых сетях по НЧТС, ООО «ТСЗВ» показатели надежности теплоснабжения не изменились в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и тепловых организаций

10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»

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 Техно-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	3 810,38	3 858,76	4 010,76	3 950,34	4 128,10
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	702,13	680,45	707,69	796,56	787,30
в паре, тыс. Гкал	135,29	134,89	136,04	133,40	141,40
в горячей воде, тыс. Гкал	566,84	545,56	571,65	663,17	645,90
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	3 108,25	3 178,32	3 303,07	3 153,78	3 340,80
в паре, тыс. Гкал					
в горячей воде, тыс. Гкал	3 108,25	3 178,32	3 303,07	3 153,78	3 340,80
- в т.ч. в горячей воде в сети НЧТС, тыс.Гкал	3 092,65	3 143,17	3 273,40	3 124,48	3 319,01
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	487 532,45	505 342,01	518 799,27	517 169,01	527 357,24
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	206 215,89	189 379,22	199 004,58	197 341,68	198 876,60
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	1 938 159,33	1 937 204,95	2 060 604,93	2 159 151,28	2 251 443,71
Прибыль, тыс. руб.	20 333,67	19 888,61	34 028,86	23 937,71	30 123,23
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов			-82 323,42	-117 281,79	-2 805,71
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	2 652 241,34	2 651 814,79	2 730 114,21	2 780 317,89	3 004 995,07

Табл. 10.2 Техно-экономические показатели Котельного цеха БСИ за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе:	206,409	206,409	103,64	74,602	59,64
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	52,124	52,124	41,554	38,406	40,4
в паре, тыс. Гкал	52,124	52,124	41,554	38,406	40,4
в горячей воде, тыс. Гкал					
С коллекторов источника в тепловые сети, тыс. Гкал	154,285	154,285	62,086	36,196	19,24
в паре, тыс. Гкал					
в горячей воде, тыс. Гкал	154,285	154,285	62,086	36,196	19,24
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	48 389,17	50 156,83	51 492,51	59 646,65	60 821,69
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	13 526,49	13 914,53	14 827,79	13 490,35	18 274,23
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	150 525,00	154 904,74	81 962,14	67 316,00	60 086,07
Прибыль, тыс. руб.					17,79
Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов			16 103,34	18 126,38	19 809,31
Корректировка в связи с избытком средств / недополучением дохода					-6 201,70
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	212 440,66	218 976,10	164 385,77	158 579,39	152 807,39

Табл. 10.3 Техно-экономические показатели котельной ООО «Камгэс-ЗЯБ» за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения (с НДС) (производство)

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе	58,97	49,5	48,9	52,96	50,15
С коллекторов источника непосредственно потребителям, тыс. Гкал	2,01	2,33	3,14	2,8	2,92
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	2,01	2,33	3,14	2,8	2,92
С коллекторов источника в тепловые сети	56,96	47,17	45,763	50,164	47,23
в паре, тыс. Гкал	-	-	-	-	-
в горячей воде, тыс. Гкал	56,959	47,167	45,763	50,164	47,23
Операционные (подконтрольные) расходы, тыс. руб.	-	-	-	12801,53	11 427,1
Неподконтрольные расходы, тыс. руб.	-	-	-	4872,57	5 116,85
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, тыс. руб.	43 464,9	38 151,4	37 904,4	43 001,9	43 001,9
Прибыль, тыс. руб.	0	0	0	0	0
ИТОГО необходимая валовая выручка, тыс. руб.	67 854,05	53 883	55 477	60 676	59 545

Табл. 10.4 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения НчТС за 2020 год

N	Наименование показателя	Един. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	Примечание
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	3 246,94	3 297,45	3 334,71	3 160,68	3 338,25	Отображен объем отпуска тепловой энергии от НЧТЦ и КЦ НЧТЭЦ в целях потсавки тепловой энергии потребителям "от сети" (на город)
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	3 092,65	3 143,17	3 273,40	3 124,48	3 319,01	Отображен объем отпуска тепловой энергии от НЧТЦ в целях потсавки тепловой энергии потребителям "от сети" (на город)
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Затраты на отпуск (приобретение) тепловой энергии	тыс.руб.	2 295 079,47	2 303 051,58	2 304 359,69	2 256 425,53	2 443 854,97	
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	9,81	9,43	10,03	9,47	8,26	
5	Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	тыс. Гкал	3 246,94	3 297,45	3 334,71	3 160,68	3 338,25	
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	577,28	577,28	553,31	513,08	511,06	Отображен объем потерь тепловой энергии филиала АО "Татэнерго" - Набережночелнинские тепловые сети (в соответствии с принятыми тарифно-балансовыми решениями - долгосрочный параметр регулирования)
	то же в %	%	17,8%	17,5%	16,6%	16,2%	15,3%	
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	2 669,66	2 720,17	2 781,41	2 647,60	2 827,19	Отображен полезный отпуск тепловой потребителям "от сети" (на город)

N	Наименование показателя	Един. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	Примечание
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	595 188,06	627 053,16	643 567,32	581 152,76	608 135,53	Отображены затраты филиала АО "Татэнерго" - набережночелнинские тепловые сети (с учетом затрат на сбыт тепловой энергии)
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	352 110,26	442 644,89	542 463,40	450 417,57	464 257,16	Отображены затраты филиала АО "Татэнерго" - набережночелнинские тепловые сети (с учетом затрат на сбыт тепловой энергии)
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	129 319,93	137 046,99	110 079,44	110 364,31	109 736,72	Отображены затраты филиала АО "Татэнерго" - набережночелнинские тепловые сети (с учетом затрат на сбыт тепловой энергии)
11	Прибыль	тыс. руб.	12 619,64	12 909,47	13 867,36	122 126,18	309 500,47	Отображены затраты филиала АО "Татэнерго" - набережночелнинские тепловые сети (с учетом затрат на сбыт тепловой энергии)
12	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.			29 753,52	3 480,65	-55 689,67	
	Корректировка в связи с избытком средств / недополучением дохода				-5 191,35			
13	ИТОГО необходимая валовая выручка на поставку АО "Татэнерго" тепловой энергии потребителям г. Набережные Челны в зоне действия ЕТО-1 (на "город")	тыс. руб.	3 384 317,36	3 522 706,10	3 638 899,38	3 523 967,01	3 879 795,18	

Табл. 10.5 Техничко-экономические показатели передачи тепловой энергии и теплоносителя в системе теплоснабжения от тепловых сетей ООО "ТСЗВ" (ООО "КамАЗ-Энерго") за 2020 год

N	Наименование показателя	Един. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	Примечание
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	15,59	15,59	29,67	29,30	21,79	Отображен объем отпуска тепловой энергии от НЧТЭЦ в целях поставки тепловой энергии потребителям "от сети" ООО "Тепловые сети западного вывода" (ранее - ООО "КамАЗ-Энерго")
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	15,59	15,59	29,67	29,30	21,79	
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Затраты на отпуск (приобретение) тепловой энергии	тыс.руб.	11 041,62	10 655,26	20 052,26	20 422,63	15 726,55	
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал						
5	Отпуск тепловой энергии в тепловые сети	тыс. Гкал	15,59	15,59	29,67	29,30	21,79	

6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	2,15	2,15	2,15	12,89	12,89	Отображен объем потерь тепловой энергии ООО "ТСЗВ" (ранее - ООО "КамАЗ-Энерго") в соответствии с принятыми тарифно-балансовыми решениями
	то же в %	%	13,8%	13,8%	7,2%	44,0%	59,2%	
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	13,44	13,44	27,52	16,41	8,90	
8	Затраты на содержание тепловых сетей ООО "ТСЗВ " (ранее - ООО "КамАЗ-Энерго")	тыс. руб.	10 487,72	10 570,20	10 740,89	11 292,05	12 184,06	
12	ИТОГО необходимая валовая выручка на поставку АО "Татэнерго" тепловой энергии потребителям г. Набережные Челны в зоне действия ЕТО-1 (потребители от сетей ООО "ТСЗВ")	тыс. руб.	21 529,34	21 225,46	30 793,15	31 714,68	27 910,61	

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 актуализации 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.

11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

11.1 Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации

Тарифы на производство, передачу и поставку тепловой энергии потребителям города Набережные Челны установлены Протоколами заседаний Правления Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам.

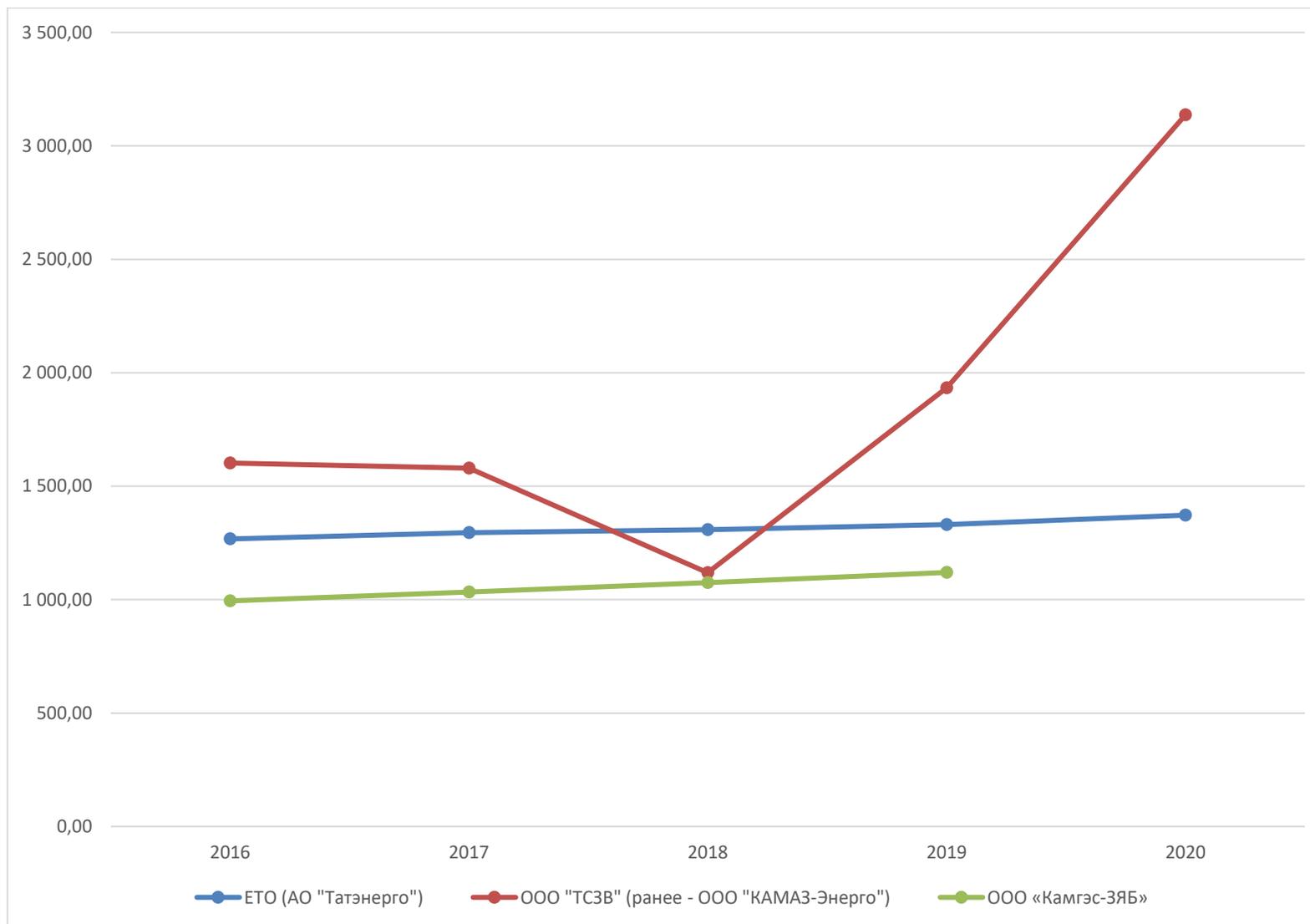
Табл. 11.1 Средние тарифы на отпущенную тепловую энергию в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения (без НДС), руб/Гкал

N	Наименование ЕТО	2016	2017	2018	2019	2020
1	ЕТО (АО "Татэнерго")	1 267,69	1 295,03	1 308,29	1 331,00	1 372,31
2	ООО "ТСЗВ" (ранее - ООО "КАМАЗ-Энерго")	1 601,77	1 579,16	1 118,80	1 933,09	3 136,29
3	ООО «Камгэс-ЗЯБ»	994,384	1034,15	1075,42	1119,89	

Табл. 11.2 Количество отпущенной тепловой энергии в зонах деятельности единой теплоснабжающей организации за 2020 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

N	Наименование ЕТО	2016	2017	2018	2019	2020
1	ЕТО (АО "Татэнерго")	2 669,66	2 720,17	2 781,41	2 647,60	2 827,19
2	ООО "ТСЗВ" (ранее - ООО "КАМАЗ-Энерго")	13,44	13,44	27,52	16,41	8,90
3	ООО «Камгэс-ЗЯБ»	45,84	43,46	47,86	47,64	

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



				кото рых более 0,1 Гкал/ч и не превы шает 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 0,1 Гкал/ч и не превы шает 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 0,1 Гкал/ч и не превы шает 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 0,1 Гкал/ч и не превы шает 1,5 Гкал/ч , в том числе :	кото рых более 1,5 Гкал/ч , в том числе :
1		Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)		17 853,40	17 853,40	3 779,54	3 779,54	4 167,76	4 167,76	4 167,76	4 167,76
2	Набережные Челны	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, в том числе:	Подземная, канальная прокладка, 50-250 мм	4 834 542,60	2 913 136,80	2 569 962,12	2 491 802,46	2 725 586,40	3 501 147,60	2 725 586,40	3 501 147,60
			Подземная, канальная прокладка, 251-400 мм	6 380 767,40	5 763 273,40	1 348 816,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

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. 11.5 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, с НДС

N	Наименование ЕТО	Ед.изм.	2016		2017		2018		2019		2020											
			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 7,0-13,0 кг/с м2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/с м2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/с м2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/с м2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/с м2	Горячая вода	Пар 7,0-13,0 кг/с м2	Горячая вода	Пар 2,5-7,0 кг/с м2						
1	Потребители, получающие тепловую энергию с коллекторов станций	руб./Гкал/ч в мес.	17 447,16		11 826,99		18 134,83		12 313,14		18 810,44		12 871,73		20 009,21		13 692,03		20 689,53		14 157,56	
2	Потребители, получающие тепловую энергию от тепловой сети	руб./Гкал/ч в мес.	56 027,11	0,00	50 406,95	0,00	58 164,07	0,00	52 342,38	0,00	60 270,18	0,00	54 331,47	0,00	64 111,13	0,00	57 793,95	0,00	66 290,91	0,00	59 758,94	0,00

12 Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения города.

Теплоэнергетический комплекс является одним из основных загрязнителей воздушного бассейна оксидом углерода, окислами азота и диоксидом серы. В городе Набережные Челны теплоснабжение и горячее водоснабжение потребителей осуществляется от двух источников тепловой энергии, принадлежащих Филиалу АО «Татэнерго». Одним из источников является НабережноЧелнинская ТЭЦ, другим – котельный цех БСИ.

Филиал АО «Татэнерго» соблюдает требование действующего природоохранного законодательства, выполняет в полном объеме природоохранные мероприятия и своевременно оформляет обосновывающую, разрешительную, организационно-распорядительную, договорную, плановую и отчетную документацию по охране окружающей среды.

На 01.01.2018 г. установленная мощность Набережночелнинской ТЭЦ составляет:

- по электроэнергии – 1180 МВт,

- по теплу – 4682 Гкал/ч. (в том числе НчТЭЦ -4092 Гкал/ч, КЦБСИ - 590 Гкал/ч)

На существующее положение в процессе деятельности предприятия от 111 источников загрязнения атмосферного воздуха, из них - 81 организованных и 30 неорганизованных, выделяется 46 вредных веществ и образующих 12 групп веществ вредного суммарного воздействия.

Валовые выбросы загрязняющих веществ составляют – 34497,34331 т/год.

Расчеты концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия, выполненные на существующее положение и на перспективу, показали, что при самых неблагоприятных метеоусловиях максимальные расчетные концентрации в расчетных точках зон отдыха (садовых участков), жилой зоны и санитарно-защитной зоны по всем веществам не превышают ПДК.

Филиалом АО «Татэнерго» разработан план мероприятий по кратковременному регулированию выбросов в атмосферу на предприятии Набережночелнинской ТЭЦ в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ). Также разработан план-график контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ для всех источников предприятия исходя из категоричности источников выбросов в разрезе загрязняющих веществ, предусматривающий контроль непосредственно на источниках.

На основании проведенных расчетов концентраций и рассеивания выбросов загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы для филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) по всем веществам в целом по предприятию и для каждого источника в отдельности на существующее положение и на перспективу до 2025 года.

Площадка №1 Набережночелнинской ТЭЦ расположена в промышленной зоне КамАЗа по ул. Тэцовский проезд, 76 и граничит:

- с северо-запада и юго-востока с промпредприятиями;
- с северо-востока – пустырями;
- с юго-востока – землями общего пользования;

С северо-запада от территории Набережночелнинской ТЭЦ, на расстоянии 4390 м, находятся жилые кварталы "Нового города". С юга, на расстоянии 3728 м, находится н.п.

Шильнебаш. С юго-востока, на расстоянии 550 м, расположено садовое общество СНТ «Колосок-2».

В соответствии с Правилами установления санитарно - защитной зоны (СЗЗ) и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных зон, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 03.03.2018 №222 и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 в отношении источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в г.Набережные Челны установлены СЗЗ.

Санитарно-защитная зона является обязательным элементом любого объекта, который является источником воздействия на среду обитания и здоровье человека. Санитарно-защитная зона утверждается в установленном порядке в соответствии с законодательством Российской Федерации при наличии санитарно-эпидемиологического заключения в соответствии санитарным нормам и правилам.

Ширина санитарно-защитной зоны устанавливается с учетом санитарной классификации, результатов расчетов ожидаемого загрязнения атмосферного воздуха и уровней физических воздействий, а для действующих предприятий - и натуральных исследований.

Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ расположен в промышленной зоне КамАЗа на расстоянии 4390 м. от жилого массива «Новый город» г. Набережные Челны.

Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 раздел 7.1.10., класс II. п.1.(тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе) составляет - 500 метров от границы промплощадки. Ориентировочная санитарно-защитная зона проходит по территории промышленной зоны КамАЗа.

Ближайшая жилая зона находится на расстоянии 3728 м. к югу от границы площадки (н.п. Шильнебаш). С юго-востока на расстоянии 550 м расположено садовое общество СНТ «Колосок-2».

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников предприятия показали, что при самых неблагоприятных метеорологических условиях с учетом эффекта суммации максимальные приземные концентрации на границе ориентировочной СЗЗ не превышают ПДК.

Котельный цех БСИ Набережночелнинской ТЭЦ расположен в промзоне БСИ г. Набережные Челны по проезду Фабричный, 8.

Промплощадка котельного цеха БСИ граничит с севера с домостроительным комбинатом ООО «ДОМКОР ИНДУСТРИЯ», с востока с ООО «Керамзито-бетонным заводом», с юга с ЗАО «Растворобетонный завод», с запада с производственно-коммерческой компанией ООО «Алиса».

Ближайшая жилая зона от границы промплощадки находится с северо-запада на расстоянии 1400 м пос. Суар (Набережные Челны).

Санитарно-защитная зона согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 раздел 7.1.10., класс III. п.1. (ТЭЦ и районные котельные тепловой мощностью 200 Гкал, работающие на газовом и газо-мазутном топливе (последний как резервный)) составляет - 300 метров от границы промплощадки.

Проведенные расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ от источников котельного цеха БСИ показали, что при самых неблагоприятных метеорологических условиях с учетом эффекта суммации максимальные приземные концентрации на границе ориентировочной СЗЗ не превышают ПДК.

Санитарно-защитная зона, согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1. 1200-03 (раздел 7.1.10., класс II. п.1. (тепловые электростанции эквивалентной электрической мощностью 600 мВт и выше, работающие на газовом и газомазутном топливе)), составляет 500 метров от границы промплощадки.

На предприятии в отношении каждого источника тепловой энергии имеется обосновывающая, разрешительная, организационно-распорядительная, плановая, договорная и отчетная документация.

Обосновывающая документация включает в себя материалы инвентаризации, нормативы предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, материалы оценки воздействия на окружающую среду объектов капитального строительства и другую аналогичную документацию.

Разрешительная документация в области охраны окружающей среды и экологической безопасности оформлена в соответствии с действующими нормативными правовыми актами и включает в себя: разрешения на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, сертификаты соответствия на топливо, сырье, оборудование и т.п. или другие аналогичные документы.

Организационно-распорядительная документация оформлена для установления ответственности, прав и обязанностей, принятия и реализации мероприятий, изменений во внутренней нормативной документации должностными лицами в пределах их компетенции.

Плановая документация оформлена в форме отдельных документов, определяющих, содержание программ производственного экологического контроля, планов по охране окружающей среды, планов уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

1.1. Филиал АО «Татэнерго», в соответствии с требованиями статьи 22, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха" и Инструкцией по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, утв. Госкомприроды СССР, 1991 г., проводит инвентаризацию источников выбросов. Проведение инвентаризации источников выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу является первым этапом работ по нормированию выбросов. Работа по проведению инвентаризации источников выбросов проводится Филиалом АО «Татэнерго» самостоятельно либо с привлечением специализированных сторонних организаций.

Инвентаризация выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу систематизирует следующие сведения:

- о наличии источников выделения и источников выбросов;
- о распределении источников выбросов загрязняющих веществ по территории;
- о качественной и количественной характеристике выбросов;
- о параметрах выбросов газовоздушной смеси из источников выбросов (аэродинамические характеристики);
- о параметрах источников выбросов (диаметре устья, высоте);
- об оснащении источников выбросов газоочистными установками (далее - ГОУ).

В соответствии с требованиями к порядку и периодичности проведения инвентаризации выбросов, установленных Инструкцией по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (утв. Госкомприроды СССР, 1991), в Филиале АО «Татэнерго» инвентаризация проводится один раз в пять лет. При реконструкции, изменения технологии производства проводится уточнение данных ранее проведенной инвентаризации.

В соответствии со ст. 22, 23 Федерального закона от 10.01.2002 N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и ст. 12, 30 Федерального закона от 04.05.1999 N 96-ФЗ «Об охране

атмосферного воздуха» для Набережночелнинской ТЭЦ и котельной установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу на срок 5 лет, при условии, что на предприятии не происходит существенных изменений производственного (технологического) процесса, появление или ликвидация источников выброса вредных веществ в атмосферный воздух, применение новых технологий, нового сырья или вида топлива и т.д.

Проект ПДВ Набережночелнинской ТЭЦ и котельной соответствует требованиям к содержанию нормативов ПДВ и рекомендации по их оформлению, установленных в Рекомендациях по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятия (утв. Госкомгидрометом СССР 28.08.1987) и содержит:

- заключение Роспотребнадзора;
- справку Росгидромета о фоновых концентрациях и климатических характеристиках (в предусмотренных случаях);
- план-график контроля за соблюдением нормативов выбросов, на основании которого предприятие организует работы по осуществлению производственного контроля в области охраны атмосферного воздуха;
- мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (в случае установления таких мероприятий), согласованных в установленном порядке;
- мероприятий по снижению негативного воздействия выбросов предприятия на атмосферный воздух и оценка их достаточности (план уменьшения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (в случае установленных для предприятия временно согласованных выбросов)).

Учитывая, что нормативы ПДВ, указанные в проекте ПДВ Набережночелнинской ТЭЦ и котельной, утверждены, в отношении источников тепловой энергии выдано Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.

На предприятии ведутся Журналы первичного учета по охране атмосферного воздуха: по форме ПОД-1 (учет стационарных источников выбросов и их характеристик), ПОД-2 (учет выполнения мероприятий по охране атмосферного воздуха), ПОД-3 (учет работы газоочистных и пылеулавливающих установок).

Журнал по форме ПОД-1 является первичным документом учета источников загрязнения (выделения, выбросов) и их характеристик по цеху (участку) объекта. Форма предназначена для источников, которые контролируются инструментальным путем. Записи в журнале по форме ПОД-1 ведут на основании и по мере проведения замеров параметров источников загрязнения и данных обработки результатов лабораторного анализа отобранных проб. Данные журнала ПОД-1 используются для заполнения формы N 2-ТП (воздух);

Журнал по форме ПОД-2 применяется на предприятии для учета выполнения предприятием мероприятий по сокращению количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, если такие мероприятия предусмотрены проектом нормативов предельно допустимых выбросов. Если проектом нормативов предельно допустимых выбросов мероприятия по сокращению объемов выбросов не предусмотрены, форма ПОД-2 не заполняется. Журнал используется при составлении годового отчета по форме 2-ТП (воздух);

Журнал по форме ПОД-3 применяется на предприятии во всех производственных подразделениях объекта, имеющих газоочистные и пылеулавливающие установки, предназначенные для охраны атмосферного воздуха от загрязнения, и используется для учета отработанного времени по каждой имеющейся такой установке. Журнал заполняется ежедневно ответственным представителем подразделения, эксплуатирующего

газопылеулавливающую установку, и подписывается руководителем соответствующего производственного подразделения. На каждую газопылеулавливающую установку в журнале отводится отдельный лист. Данные журнала ПОД-3 используются при заполнении формы № 2-ТП (воздух).

Все юридические лица и индивидуальные предприниматели, имеющие стационарные источники выбросов объемом выбросов более 10 тонн в год или объемом выбросов от 5 до 10 тонн в год (включительно) при наличии в составе выбросов загрязняющих атмосферу веществ 1 и (или) 2 класса опасности, обязаны представлять в надзорные органы статотчетность по форме 2-ТП (воздух), содержащую информацию о всех источниках выбросов в атмосферу, в том числе организованных и неорганизованных. Филиал АО «Татэнерго» ежегодно, в сроки установленные законодателем, предоставляет данную форма в надзорные органы по всем источникам выбросов в атмосферу.

1.2. В соответствии с Федеральным законом «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 года № 89-ФЗ, все юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие деятельности в области обращения с отходами, обязаны вести учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов.

Основными документами в области обращения с отходами производства и потребления являются паспорта отходов и проект нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР).

Паспорта отходов и ПНООЛР разрабатываются на основании инвентаризации отходов, которую проводит Филиал АО «Татэнерго» в процессе своей деятельности. Инвентаризация отходов определяет нормативы, содержащие сведения о видах отходов, их характеристиках, источниках образования, способах размещения, использования и обезвреживания. Результаты инвентаризации отходов оформляются в виде акта инвентаризации отходов.

Филиал АО «Татэнерго» при осуществлении своей деятельности в области обращения с отходами, ведет учет образовавшихся, использованных, обезвреженных, переданных другим лицам или полученных от других лиц, а также размещенных отходов. Инвентаризация позволяет установить классификацию отходов, разработать ПНООЛР и составить отчетность по форме 2-ТП (отходы).

Паспорта на отходы по классам опасности удостоверяют принадлежность отходов к отходам соответствующего вида и класса опасности, в соответствии с Федеральным классификационным каталогом отходов. Кроме того, паспорта содержат сведения о составе отходов.

Нормативы образования отходов, установленные в ПНООЛР, контролируют количество производимых отходов на предприятии, их виды, обоснование количества предельного накопления и возможности размещения на полигонах.

ПНООЛР содержит общую характеристику деятельности предприятий, сведения об отходах и классах опасности (из паспортов отходов), описание каждого вида отходов по химическому составу и физическим характеристикам, расчеты ежегодных объемов отходов, сведения о площадках для размещения отходов и лимиты на размещение.

Информацию об образовании отходов производства и потребления на предприятии, их видах и составе, а также об использовании, обработке, транспортировке и размещении ежегодно предоставляется Филиалом АО «Татэнерго» в надзорные органы в срок, установленный законодательством РФ, по форме 2-ТП (отходы).

В целях соблюдения требования законодательства в области размещения, использования и обезвреживания отходов производства Филиалом АО «Татэнерго» заключены договоры на передачу, транспортирование, обезвреживание отходов.

1.2. В Филиале АО «Татэнерго» соблюдаются требования по охране водных ресурсов. Ведется первичный учет объема сброса сточных вод и/или дренажных вод. Заключен договор на водоснабжение и водоотведение, а также договор на вывоз сточных вод от неканализованных объектов.

По форме 2-ТП (водхоз) Филиал АО «Татэнерго» представляет информацию о сбросах в водоемы и использование воды для нужд предприятия, включая полный перечень загрязняющих веществ и их объемы.

По данной форме отчитываются все юридические лица и индивидуальные предприниматели города Набережные Челны:

- осуществляющие сброс (отведение) сточных вод;
- осуществляющие забор (изъятие) из водных объектов 50 м³ воды в сутки и более (кроме сельскохозяйственных объектов);
- получающие воду из систем водоснабжения объемом 300 м³ и более в сутки для любых видов использования воды, кроме производства сельскохозяйственной продукции;
- получающие воду из систем водоснабжения (от поставщиков-респондентов), осуществляющие забор (изъятие) воды из водных объектов объемом 150 м³ и более в сутки для производства сельскохозяйственной продукции;
- имеющие системы оборотного водоснабжения общей мощностью 5000 м³ и более в сутки независимо от объема забираемой воды

2. Общие документы в области экологии:

1. Программа и отчет производственного экологического контроля (ПЭК), представляющие из себя систему мер, реализованную на предприятии и направленную на соблюдение требований действующего законодательства РФ в сфере экологии и природопользования. Для осуществления ПЭК на предприятии, по каждому объекту разработана специальная Программа производственного экологического контроля, учитывающая специфику применяемых технологий и производственного процесса, а также оказываемого воздействия на окружающую среду.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.02.2018 г. № 74 АО «Татэнерго» ежегодно, до 25 марта, сдает отчет ПЭК в территориальный орган Росприроднадзора.

2. План мероприятий по охране окружающей среды.

План мероприятий по охране окружающей среды представляет собой список действий, направленных на снижение негативного воздействия, оказываемого объектом в процессе своей производственной деятельности. План включает в себя наименование и описание планируемых работ, сроки выполнения, сметные стоимости и источники финансирования, а также список ответственных лиц.

3. Статотчетность по форме 4-ОС.

Предприятия, которые самостоятельно или через сторонние организации осуществляют природоохранные мероприятия, которые платят за НВОС более 100 рублей в год сдают статистическую отчетность по форме 4-ОС. Такая форма сдается до 25 января ежегодно.

4. Декларация о плате за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС), которую вносят юридические лица и предприниматели, которые ведут деятельность, оказывающую на нее негативное воздействие. Каждое предприятие должно материально

компенсировать вред, наносимый окружающей среде. Для этого предприятия уплачивают соответствующий взнос.

Дополнительно предприятие составляет декларацию по негативному воздействию и представляет ее Росприроднадзор ежегодно до 10 марта года следующего за отчетным.

Филиалом АО «Татэнерго» разработаны и получены соответствующие санитарно-эпидемиологические заключения по проектам санитарной защитной зоны (проект СЗЗ) для объектов топливно-энергетического комплекса города Набережные Челны. Данные проекты СЗЗ разрабатываются в целях создания специальной территории с особым режимом использования, которая устанавливается вокруг объектов и производств, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека.

По данным Управления Роспотребнадзора по Республике Татарстан, в структуре общего количества проб воздуха, не соответствующих гигиеническим требованиям, в 2020г. наибольший объём приходится на сажу (27%), диоксид азота (25%), углерода оксид (16%), взвешенные веществ (15,0%), аммиак (3%), сероводород (3%), фенол (2%).

В 2020г. доля проб атмосферного воздуха городских поселений с превышением гигиенических нормативов в среднем по республике уменьшилась по сравнению с 2018г. и составила 0,7%.

Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса города представлен в Табл.12.1.

Табл.12.1. Описание текущего состояния воздействия на атмосферный воздух топливно-энергетического комплекса

Год	2016	2017	2018	2019	2020-2025
Валовый выброс источников тепловой энергии, т/год	н/д	н/д	34 497,34	34 497,34	34 497,34
Максимально разовый выброс источников тепловой энергии, г/сек	н/д	н/д	5 629,45	5 629,45	5 629,45

Источник тепловой энергии и адрес его местонахождения: Котельный цех БСИ, расположенный по адресу: г.Набережные Челны, Фабричный проезд,8; Эксплуатирующая организация: Филиал АО «Татэнерго»										
Основное топливо	Резервное/аварийное топливо	Годовой расход топлива на источник тепловой энергии, тыс. м3					Состав оборудования	Установленная мощность котлов, Гкал/ч	Параметры ИЗА	
		2016	2017	2018	2019	2020			Высота, м	Диаметр, м
газ	-	16485	16009	14645	10878	25362	ДКВР-20/13	11,4	120	4,8
газ	-						ДКВР-20/13	11,4	60	2,1
газ	-						ДКВР-10/13	11,4	45	2,1
газ	-						ДКВР-20/13	5,7		
газ	-						ГМ-50-14	30,1		
газ	-						ГМ-50-14	30,1		
газ	-						ГМ-50-14	30,1		
газ	-						ПТВМ-100	100		
газ	-						ПТВМ-100	100		
газ	-						ПТВМ-100	100		
газ	-						ПТВМ-100	100		
газ	-						ПТВМ-30	30		
газ	-						ПТВМ-30	30		

газ	мазут					ДКВР -20/13	11,4		
газ	мазут					ДКВР -20/13	11,4		
газ	мазут					ДКВР -10/13	11,4		
газ	мазут					ДКВР -20/13	5,7		
газ	мазут					ГМ-50-14	30,1		
газ	мазут					ГМ-50-14	30,1		
газ	мазут					ГМ-50-14	30,1		

**Источник тепловой энергии и адрес его местонахождения: Набережночелнинская ТЭЦ, расположенная по адресу:
г.Набережные Челны, Тецовский проезд, 76;
Эксплуатирующая организация: Филиал АО «Татэнерго»**

Основное топливо	Резервное/аварийное топливо	Годовой расход топлива на источник тепловой энергии, тыс. м3					Состав оборудования	Установленная мощность котлов, Гкал/ч	Параметры ИЗА	
		2016	2017	2018	2019	2020			Высота, м	Диаметр, м
газ	мазут	1034452	1175294	1245295	1286935	1084425	ДКВР-20/13	11,4	250	9,6
									250	9,6
									265	9,6

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).

Перевод систем ГВС на закрытую схему выявил серьезную проблему, а именно: содержание растворенного кислорода и CO_2 в хоз-питьевой воде, подогреваемой в теплообменном оборудовании индивидуальных тепловых пунктах (ИТП) жилых домов на нужды горячего водоснабжения, многократно превышает нормативы их содержания установленные для тепловых сетей, что приводит к усиленной коррозии всех металлических элементов систем горячего водоснабжения (внутридомовые трубопроводы системы ГВС, полотенцесушители, счетчики индивидуального учета, и т.д.). Применение полипропиленовых трубопроводов только частично решает данную проблему, и то на короткое время, так как полипропилен так же подвергается структурным изменениям под действием кислорода (становится хрупким в течении практически 3-4лет). Коррозионная активность возрастает с увеличением температуры воды выше 50°C , а СанПиН требует наличие в самой удаленной точке водоразбора не ниже 60°C .

Решением, на наш взгляд, является отмена требований СанПиНа и возврат к температуре воды на нужды горячего водоснабжения равной 50°C .

Еще одной проблемой являются большие тепловые потери при транспортировке тепловой энергии потребителям с очень малой тепловой нагрузкой (0.006 Гкал/ч и менее), а именно, коттеджные застройки микрорайонов 26, 28 и «Замелекесье», что связано с большой протяженностью тепловых сетей надземной прокладки и малых диаметров, сложностью их обслуживания (частная территория) и т.д. Решением проблемы может явиться переход существующих и перспективных коттеджных застроек на индивидуальное теплоснабжение.

13.2 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

В данный момент в ООО «Камгэс – ЗЯБ» сложилось тяжелое финансовое положение, при этом, ООО «Камгэс – ЗЯБ» является ЕТО №2 г. Набережные Челны. Ведутся работы по проектированию сетей для переключения потребителей ООО «Камгэс – ЗЯБ» на Набережночелнинскую ТЭЦ, сроки реализация проекта - 2021год. Данной Актуализацией Схемы теплоснабжения предусматривается перевод всех потребителей тепловой энергии на источник комбинированной выработки – Набережночелнинскую ТЭЦ.

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.