



**Актуализация схемы теплоснабжения
г. Набережные Челны на 2020 год на период до 2034 года**

Обосновывающие материалы

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

1802Р-ОМ.05.001-А2020

Том 2.

Разработчик:

ООО «Инженерный центр Энерготехаудит»

Генеральный директор:

Поленов А.Л.

г. Набережные Челны
2019

Состав проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1802-УЧ.001-A2020	Утверждаемая часть. Актуализация схемы теплоснабжения г. Набережные Челны на 2019 год на период до 2034 года .	
2	1802Р-ОМ.01.001-A2020	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	1802Р-ОМ.01.002-A2020	Глава 1 Приложение 1.Характеристика тепловых сетей	
4	1802Р-ОМ.02.001-A2020	Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	
5	1802Р-ОМ.03.001-A2020	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
6	1802Р-ОМ.03.002-A2020	Глава 3 Приложение 3.1. Инструкция пользователя	
7	1802Р-ОМ.03.003-A2020	Глава 3 Приложение 3.2. Руководство оператора	
8	1802Р-ОМ.03.004-A2020	Глава 3 Приложение 3.3. Альбом тепловых камер и павильонов	
9	1802Р-ОМ.04.001-A2020	Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	
10	1802Р-ОМ.05.001-A2020	Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	
11	1802Р-ОМ.06.001-A2020	Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
12	1802Р-ОМ.07.001-A2020	Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
13	1802Р-ОМ.08.001-A2020	Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	
14	1802Р-ОМ.09.001-A2020	Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	
15	1802Р-ОМ.10.001-A2020	Глава 10. Перспективные топливные балансы	
16	1802Р-ОМ.11.001-A2020	Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	
17	1802Р-ОМ.12.001-A2020	Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
18	1802Р-ОМ.13.001-A2020	Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
19	1802Р-ОМ.14.001-A2020	Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	
20	1802Р-ОМ.15.001-	Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих	

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
	A2020	организаций	
21	1802Р-ОМ.16.001-A2020	Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	
22	1802Р-ОМ.17.001-A2020	Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	
23	1802Р-ОМ.18.001-A2020	Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	

Оглавление

1	Функциональная структура теплоснабжения.....	18
1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	21
1.2	Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	28
1.3	Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения	28
2	Источники тепловой энергии.....	30
2.1	Структура и технические характеристики основного оборудования	30
2.1.1	Набережночелнинская ТЭЦ	31
2.1.2	Котельный цех БСИ	38
2.1.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	42
2.2	Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	44
2.2.1	Набережночелнинская ТЭЦ	44
2.2.2	Котельный цех БСИ	45
2.2.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	46
2.3	Эксплуатационные показатели основного оборудования источников, в том числе, год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования источника комбинированной выработки, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	47
2.3.1	Набережночелнинская ТЭЦ	47
2.3.2	Котельный цех БСИ	53
2.3.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	56
2.4	Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационной установки источника комбинированной выработки НчТЭЦ и суммарная установленная тепловая мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов ТФУ.....	59
2.5	Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	64
2.5.1	Набережночелнинская ТЭЦ и Котельный цех БСИ	64
2.5.2	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	66
2.6	Среднегодовая загрузка оборудования	67
2.6.1	Набережночелнинская ТЭЦ	67

2.6.2	Котельный цех БСИ	68
2.6.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	68
2.7	Способы учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источников	68
2.7.1	Набережночелнинская ТЭЦ	68
2.7.2	Котельный цех БСИ	72
2.7.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	72
2.8	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	72
2.8.1	Набережночелнинская ТЭЦ	72
2.8.2	Котельный цех БСИ	73
2.8.3	Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	73
2.9	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	74
2.10	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	74
3	Тепловые сети, сооружения на них	75
3.1	Структура тепловых сетей	75
3.2	Параметры тепловых сетей	78
3.3	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	84
3.4	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	84
3.5	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	88
3.6	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	94
3.7	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	97
3.8	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	103
3.9	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет.....	107
3.10	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	108
3.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков	

тепловой сети и результаты их исполнения	113
3.12 Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	113
3.13 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	115
3.13.1 Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»	115
3.13.2 ООО «КАМАЗ-Энерго».....	116
3.14 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	118
3.15 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	120
4 Зоны действия источников тепловой энергии.....	139
4.1 Набережночелнинская ТЭЦ	139
4.2 Котельный цех БСИ	141
4.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	142
5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	144
5.1 Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	144
5.2 Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями города Набережные Челны	155
5.3 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	156
5.4 Фактически достигнутые максимумы тепловой нагрузки	156
6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	159
6.1 Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии	159
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	162
6.3 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в	

зоны действия с дефицитом тепловой мощности	165
7 Балансы теплоносителя	166
7.1 Водоподготовительная установка Набережночелнинской ТЭЦ	168
7.2 Водоподготовительная установка котельной БСИ	170
7.3 Водоподготовительная установка котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	172
7.4 Балансы теплоносителя	173
8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	175
8.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	175
8.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями	177
8.2.1 Набережночелнинская ТЭЦ	177
8.2.2 Котельный цех БСИ	178
8.2.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	179
8.3 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки	180
8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха	181
8.5 Суммарное потребление топлива централизованными источниками теплоснабжения г. Набережные Челны	181
9 Надежность теплоснабжения	183
9.1 Надежность функционирования системы	183
9.2 Основные расчетные зависимости.	185
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.	190
9.4 Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	192
10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	197
10.1 Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями»	197
11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	215
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	215

11.2	Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	216
11.3	Плата за подключение к системе теплоснабжения.....	216
11.4	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	219
12	Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения	220
12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	220
12.2	Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)...	221
12.3	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	222
12.4	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	222
12.5	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	222

Перечень таблиц

Табл. 1.1. Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район).....	28
Табл. 1.2. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии	29
Табл. 1.3. Информация по жилым районам, неподключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)	29
Табл. 2.1. Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ.....	31
Табл. 2.2. Характеристики и расход жидкого топлива сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ.....	31
Табл. 2.3. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	33
Табл. 2.4. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	34
Табл. 2.5. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы	35
Табл. 2.6. Состав и технические характеристики котлового оборудования котельной НчТЭЦ в 2018 году	36
Табл. 2.7. Технические характеристики редукционно-охладительной установки НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	38
Табл. 2.8. Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.....	38
Табл. 2.9. Характеристики и расход жидкого топлива сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ.....	38
Табл. 2.10. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Котельного цеха БСИ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	40
Табл. 2.11. Технические характеристики водогрейных котлоагрегатов Котельного цеха БСИ на 2018 год разработки (актуализации) схемы	40
Табл. 2.12. Состав и технические характеристики котлового оборудования котельной Котельного цеха БСИ в 2018 году.....	41
Табл. 2.13. Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	42
Табл. 2.14. Расход жидкого топлива сжигаемого на источнике Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	42
Табл. 2.15. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения	43

Табл. 2.16. Состав и технические характеристики котлового оборудования Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году актуализации схемы теплоснабжения	43
Табл. 2.17. Установленная и располагаемая тепловая мощность НчТЭЦ (ретроспективный период)	44
Табл. 2.18. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику НчТЭЦ.....	44
Табл. 2.19. Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по котельной НчТЭЦ в 2018 году	45
Табл. 2.20. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику Котельный цех БСИ.....	45
Табл. 2.21. Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по Котельному цеху БСИ в 2018 году	45
Табл. 2.22. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	46
Табл. 2.23. Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году	46
Табл. 2.24. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году	48
Табл. 2.25. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году	49
Табл. 2.26. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году	50
Табл. 2.27. Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки НчТЭЦ.....	50
Табл. 2.28. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника Котельный цех БСИ в 2018 году	54
Табл. 2.29. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника Котельный цех БСИ в 2018 году	54
Табл. 2.30. Динамика изменения эксплуатационных показателей источника Котельный цех БСИ	55
Табл. 2.31. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году.....	57
Табл. 2.32. Динамика изменения эксплуатационных показателей источника Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	58
Табл. 2.33. Параметры теплоносителя с Котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	67

Табл. 2.34. Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (по годам ретроспективного периода)	67
Табл. 2.35. Среднегодовая загрузка оборудования котельной НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	68
Табл. 2.36. Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИза 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	68
Табл. 2.37. Среднегодовая загрузка оборудования Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год.....	68
Табл. 2.38. Перечень приборов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника комбинированной выработки НчТЭЦ.....	70
Табл. 2.39. Количество аварийных отключений оборудования НчТЭЦ	73
Табл. 3.1. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	79
Табл. 3.2. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.	80
Табл. 3.3. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	80
Табл. 3.4. Характеристики прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	80
Табл. 3.5. Характеристики прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	81
Табл. 3.6. Характеристики прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	81
Табл. 3.7. Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	81
Табл. 3.8. Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	81
Табл. 3.9. Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	82
Табл. 3.10. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	82
Табл. 3.11. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	82
Табл. 3.12. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы	

теплоснабжения.....	82
Табл. 3.13. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС а 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	83
Табл. 3.14. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» а 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	83
Табл. 3.15. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» а 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	83
Табл. 3.16. Центральные тепловые пункты теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	85
Табл. 3.17. Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в 2018 году актуализации схемы теплоснабжения	86
Табл. 3.18. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на НчТЭЦ	98
Табл. 3.19. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на КЦ БСИ	100
Табл. 3.20. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на ООО «КамгэсЗЯБ».....	101
Табл. 3.21. Динамика изменения количества отказов на тепловых сетях теплоснабжающей организации НЧТС.....	103
Табл. 3.22. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	104
Табл. 3.23. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	104
Табл. 3.24. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	104
Табл. 3.25. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	104
Табл. 3.26. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	105
Табл. 3.27. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	105
Табл. 3.28. Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	106
Табл. 3.29. Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей зоны действия ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	106
Табл. 3.30. Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей зоны действия ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	107

Табл. 3.31. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал	111
Табл. 3.32. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия ООО "КАМАЗ-Энерго" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал	111
Табл. 3.33. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия ООО "ТСЗВ" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал.	112
Табл. 3.34. Динамика изменения нормативных и фактических потерь теплоносителя тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн	112
Табл. 3.35. Динамика изменения нормативных и фактических потерь теплоносителя тепловых сетей зоны действия ООО "КАМАЗ-Энерго" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн	112
Табл. 3.36. Динамика изменения нормативных и фактических потерь теплоносителя тепловых сетей зоны действия ООО "ТСЗВ" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн.	112
Табл. 3.37. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения) теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	115
Табл. 3.38. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	115
Табл. 3.39. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго»	116
Табл. 3.40. Перечень бесхозяйных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».....	120
Табл. 3.41. Перечень бесхозяйных тепловых сетей.....	122
Табл. 5.1. Присоединенные договорные тепловые нагрузки в элементах территориального деления	144
Табл. 5.2. Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха, по объектам северо-восточной части города, Гкал/ч.....	147
Табл. 5.3. Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам юго-западной части города, Гкал/ч.	149
Табл. 5.4. Присоединенные договорные и фактические тепловые нагрузки в элементах территориального деления на 01.01.2019 г.	150
Табл. 5.5. Присоединенные фактические тепловые нагрузки по состоянию на 01.01.2019г. по зонам действия ЕТО.....	154
Табл. 5.6. Потребление тепловой энергии абонентами систем теплоснабжения за 2018 год.	154

Табл. 5.7. Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями от НчТЭЦ в 2016-2018 гг.	155
Табл. 5.8. Отпуск пара промышленным потребителям КЦ БСИ	155
Табл. 5.9. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999 года постройки, Гкал/м ² в месяц.....	156
Табл. 5.10. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999 года постройки, Гкал/м ² в месяц	156
Табл. 5.11. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки НчТЭЦ	157
Табл. 5.12. Фактические режимы работы тепловой сети от КЦ БСИ.....	157
Табл. 5.13. Фактические режимы работы тепловой сети от котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	157
Табл. 6.1. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	159
Табл. 6.2. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	160
Табл. 6.3. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч.....	160
Табл. 7.1. Данные качества речной воды, поступающей на установки водоподготовки	167
Табл. 7.2. Годовой расход теплоносителя НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м ³	169
Табл. 7.3. Годовой расход теплоносителя КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м ³	171
Табл. 7.4. Годовой расход теплоносителя ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м ³	172
Табл. 7.5. Баланс производительности ВПУ в системе теплоснабжения на базе НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	173
Табл. 7.6. Баланс производительности ВПУ в системе теплоснабжения на базе КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	173
Табл. 7.7. Баланс производительности ВПУ в системе теплоснабжения на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	173
Табл. 8.1. Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	175
Табл. 8.2. Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	176
Табл. 8.3. Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за	

2018 год актуализации схемы теплоснабжения	176
Табл. 8.4. Топливный баланс систем теплоснабжения г. Набережные Челны за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	181
Табл. 9.1. Значения коэффициентов a , b , c в формуле (5).....	185
Табл. 9.2. Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения	186
Табл. 9.3. Показатели повреждаемости системы теплоснабжения НЧТС за 2014-2018 годы актуализации схемы теплоснабжения.....	190
Табл. 9.4. Показатели восстановления в системе теплоснабжения НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	190
Табл. 9.5. Фактические показатели частоты повреждаемости систем теплоснабжения ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	191
Табл. 9.6. Фактические показатели частоты повреждаемости систем теплоснабжения ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.....	191
Табл. 9.7. Фактические показатели восстановления в системе теплоснабжения ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	191
Табл. 9.8. Фактические показатели восстановления в системе теплоснабжения ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения	191
Табл. 10.1. Основные производственные и финансово-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ	198
Табл. 10.2. Основные производственные и финансово-экономические показатели НЧТС	202
Табл. 10.3. Основные производственные и финансово-экономические показатели ООО «КамгэсЗЯБ».....	206
Табл. 10.4. Основные производственные и финансово-экономические показатели ООО «КАМАЗ-Энерго»	210
Табл. 11.1. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям в г. Набережные Челны.....	215

Перечень рисунков

Рис. 1.1 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2019 г.	20
Рис. 1.2. Зоны действия централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны	23
Рис. 1.3. Кадастровая сетка г. Набережные Челны.....	25
Рис. 1.4 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны	25
Рис. 1.5 Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла	27
Рис. 2.1. Источники централизованного теплоснабжения г. Набережные Челны	30
Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ....	63
Рис. 2.3. Температурный график отпуска тепловой энергии с источников АО «Татэнерго»	65
Рис. 2.4. Температурный график отпуска тепловой энергии с Котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	66
Рис. 3.1. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	75
Рис. 3.2. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	76
Рис. 3.3. Температурный график работы НчТЭЦ	89
Рис. 3.4. Приложение 1 из дополнительных пояснений о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C	91
Рис. 3.5. Приложение 2 из дополнительных пояснений о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C	92
Рис. 3.6. Приложение 3 из дополнительных пояснений о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C	93
Рис. 3.7. Температурный график работы НчТЭЦ и систем отопления и вентиляции потребителей при непосредственном подключении к тепловым сетям	95
Рис. 3.8. Температурный график работы НчТЭЦ и температурные графики работы систем отопления потребителей 105/70°C и 95/70°C при работе от элеватора.....	95
Рис. 3.9. Температурный график работы НчТЭЦ и температурные графики работы систем отопления потребителей 90/65°C и 90/60°C при работе от АИТП	96
Рис. 3.10. Температурный график работы НчТЭЦ и температурные графики работы систем отопления потребителей 105/70°C и 95/70°C при работе от АИТП	96
Рис. 3.11. Динамика изменения количества отказов на тепловых сетях теплоснабжающей организации НЧТС.....	103
Рис. 3.12. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей «НЧТС»	116
Рис. 3.13. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго»	117
Рис. 4.1. Зоны действия источника тепловой энергии Нч ТЭЦ в летний период.....	140

Рис. 4.2. Зоны действия источника тепловой энергии Нч ТЭЦ в зимний период.....	140
Рис. 4.3. Зоны действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ	142
Рис. 4.4. Зоны действия источника тепловой энергии Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	143
Рис. 5.1. Динамика отпуска тепловой энергии от НЧТЭЦ в зависимости от температуры наружного воздуха	158
Рис. 7.1. Схема ВПУ котельной БСИ.....	170
Рис. 7.2. Производительность ВПУ котельной БСИ	170
Рис. 8.1. Протокол контроля качества природного газа.....	180
Рис. 9.1. Количество повреждений зафиксированных в период 2014 -2018г. на тепловых сетях г. Набережные Челны.....	192
Рис. 9.2. Фактическое среднее значение вероятности отказа тепловых сетей в целом по г. Набережные Челны.....	193
Рис. 9.3. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности северо-восточной части города	194
Рис. 9.4. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ГЭС) города	195
Рис. 9.5. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ЗЯБ) города.....	196
Рис. 11.1. Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны.....	216

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 водохранилища от населенного пункта Сидоровка до Боровецкого леса. Грузовой порт ПАО «КАМАЗ» и Элеватор также находятся в селитебной зоне города. Площадь жилых территорий составляет 3380 га.

Промышленная зона состоит из 5 производственных районов:

- Автозаводской (комплекс предприятий ПАО «КАМАЗ»), расположен в 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 Набережно-челнинской ТЭЦ (включая котельный цех БСИ), котельной ООО «КамгэсЗЯБ». От ТЭЦ обеспечивается более 95% суммарной нагрузки потребителей города.

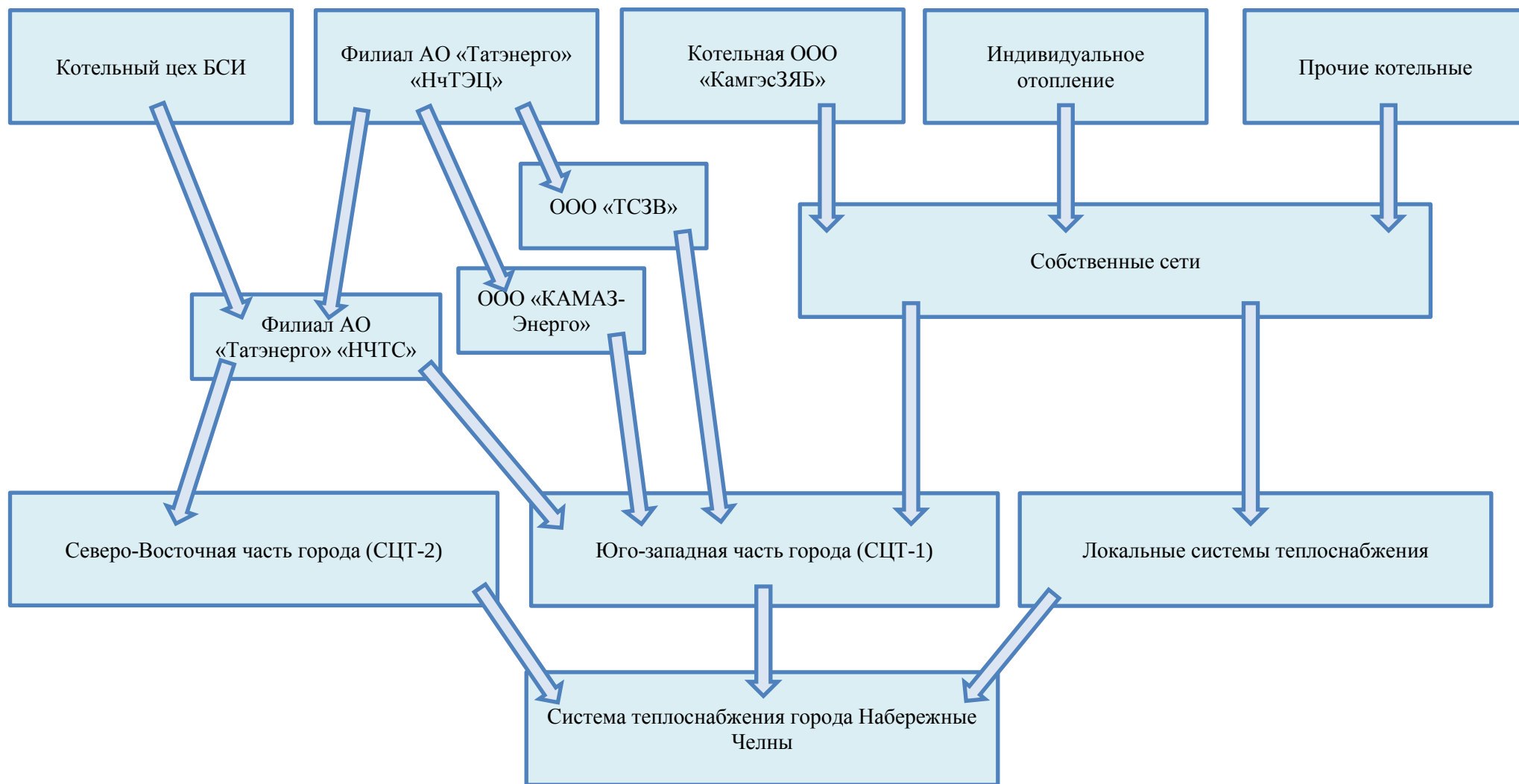
Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами, осуществляющими производство тепловой энергии и передачу ее до потребителя. Функциональная структура системы теплоснабжения представлена на Рис. 1.1.

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».

Рис. 1.1 Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 01.01.2019 г.



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»).

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 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.

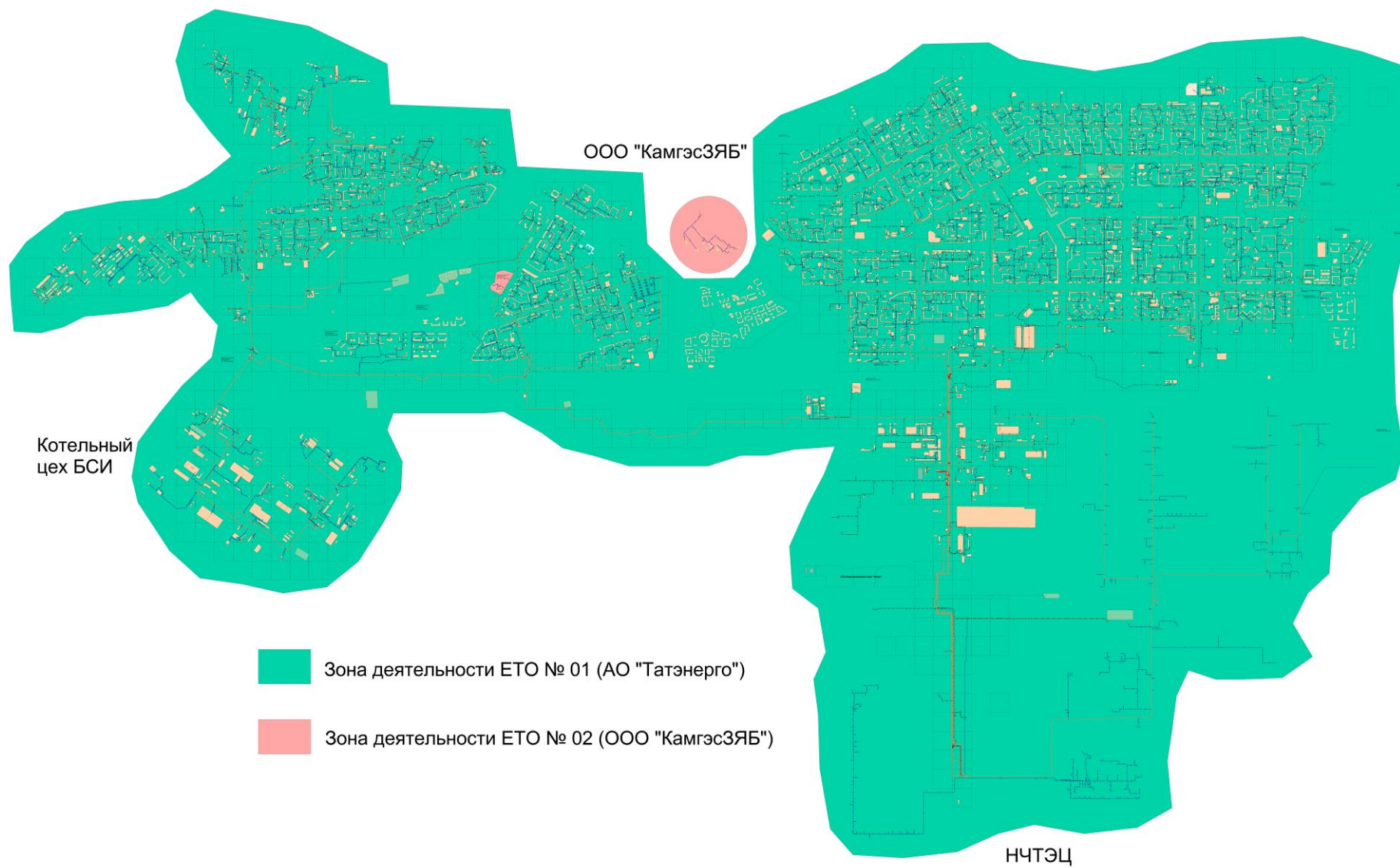
В связи с тем, что самым крупным производителем тепловой энергии является Набережночелнинская ТЭЦ, а 70 % передачи тепловой энергии г. Набережные Челны обеспечивает филиал АО «Татэнерго» «НЧТС», базовыми для анализа существующего положения являются исходные данные, полученные от вышеуказанных организаций.

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», ООО «КАМАЗ-Энерго» 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) – см. Рис. 1.2, Рис. 1.3.

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.

Рис. 1.3. Кадастровая сетка г. Набережные Челны

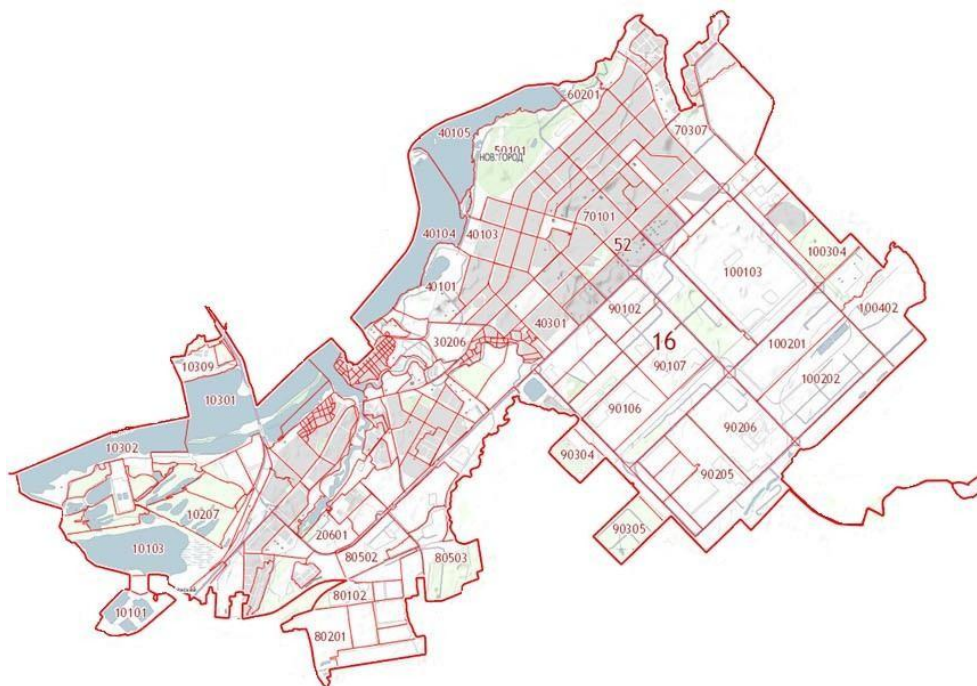
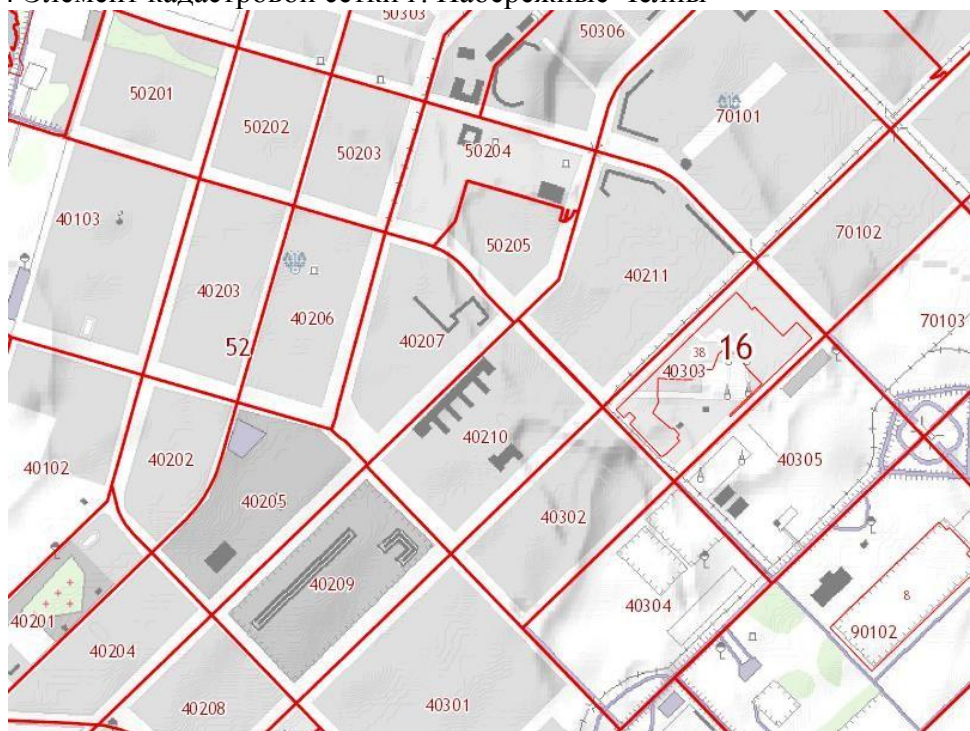


Рис. 1.4 Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны



Существующая эксплуатационная структура тепловых сетей г. Набережные Челны отвечает требованиям п.15 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (4): «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 подразделениях организации;

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

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

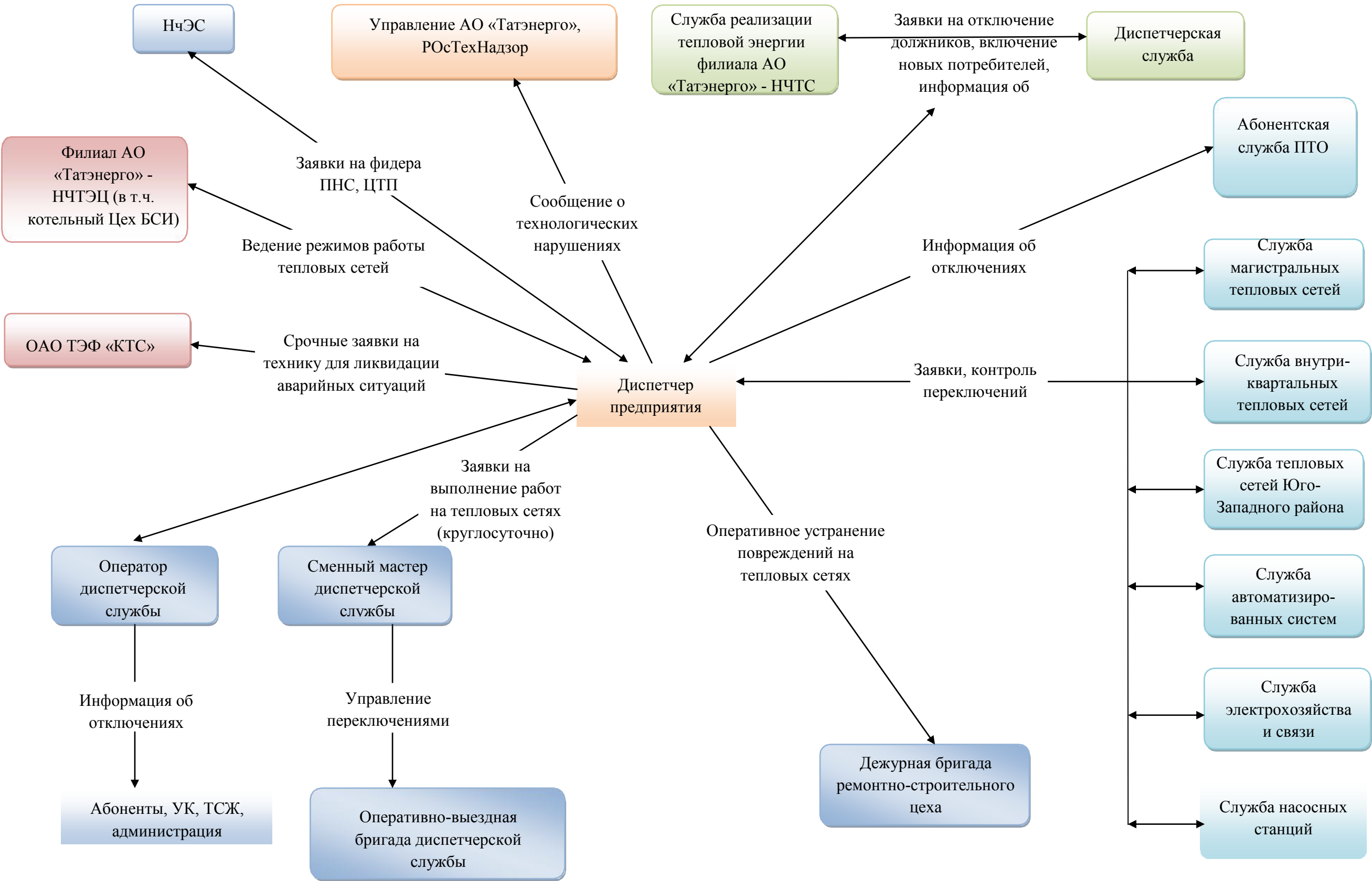
- ведению требуемого режима работы;
- производству переключений, пусков и остановов;
- локализации аварий и восстановлению режима работы;
- подготовке к производству ремонтных работ.

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. 1.4.

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».

ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» оказывают услуги АО «Татэнерго» по передаче тепловой энергии потребителям, с которыми у АО «Татэнерго» заключены договоры теплоснабжения.

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).

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	

№ п/п	Наименование поселка	Кол-во домов	Кол-во жителей	Примечание (улицы, на которых имеются потребители, подключенные к СЦТ)
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

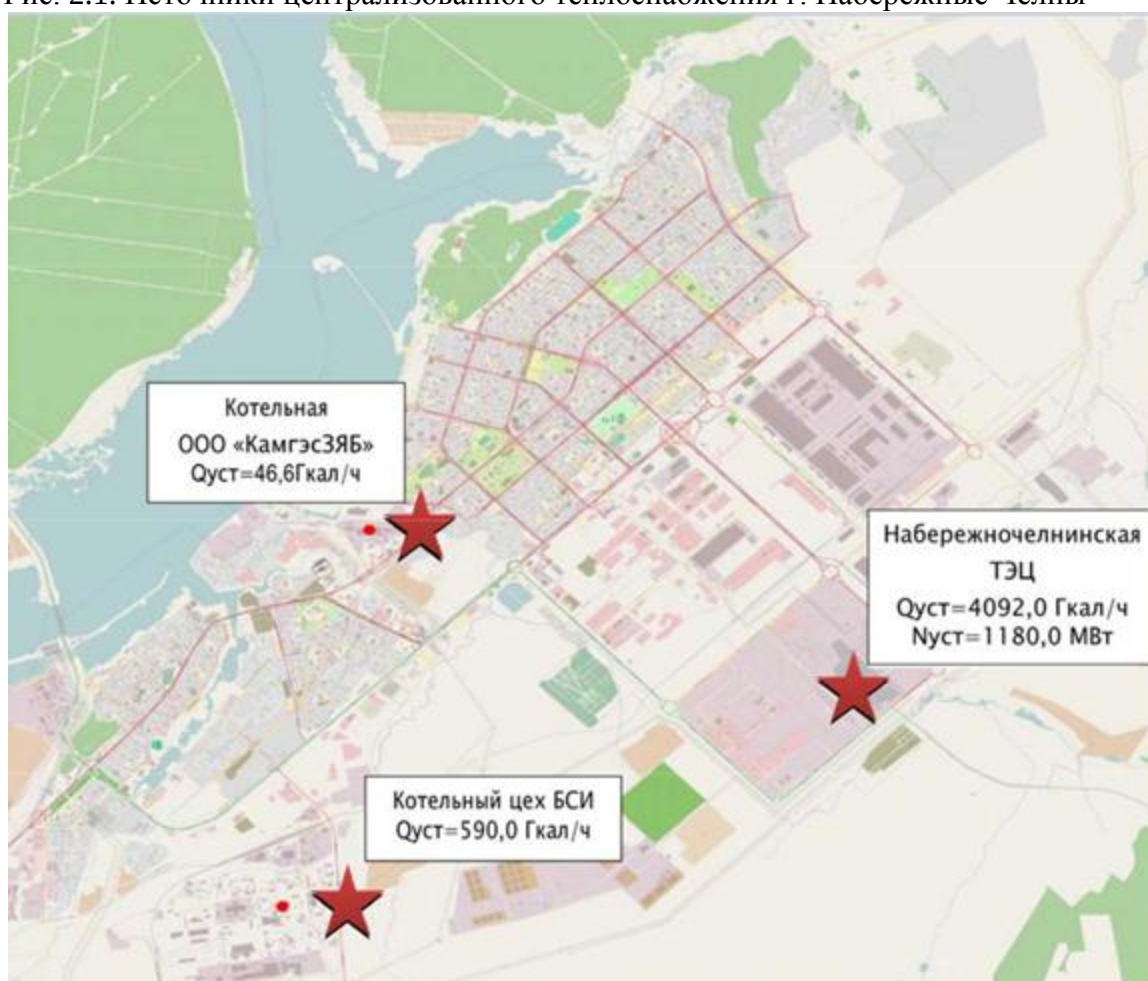
№ п/п	Наименование района	Кол-во домов	Кол-во жителей
Итого		1945	4104,5

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 Структура и технические характеристики основного оборудования

В данном разделе представлена информация по структуре основного оборудования централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны.

2.1.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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

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

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

Табл. 2.1. Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{\text{нр}}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
2014	8115	1278060	1278060	0
2015	8178	1109563	1109563	0
2016	8184	1034452	1034452	0
2017	8163	1175294	1175294	0
2018	8158	1257563	1257563	0

Табл. 2.2. Характеристики и расход жидкого топлива сжигаемого на источнике комбинированной выработки НчТЭЦ

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{\text{нр}}$, ккал/кг	Влажность, средняя за год, $W_{\text{р}}$, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2014	8588	7,35	0	13067	44352,667
2015	8272	7,35	1225	16759	28629,295
2016	8655	7,35	201182	168408	61043,893
2017	8784	7,35	0	8741	52746,795
2018	8621	7,35	0	5655	46328,917

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

Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.3.

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.4.

Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ представлены в Табл. 2.5.

Технические характеристики редукционно-охладительной установки НчТЭЦ представлены в Табл. 2.7.

Состав и технические характеристики котлового оборудования котельной НчТЭЦ в 2018 году представлены в Табл. 2.6.

Табл. 2.3. Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

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	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ПТ-60-130/13	1	ЛМЗ	1973	60	139	55	84	130	555
ПТ-60-130/13	2	ЛМЗ	1973	60	139	55	84	130	555
Т-100-130-2	3	УТМЗ	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-2	4	УТМЗ	1974	105	168	168	0	130	555
Т-100-130-3	5	УТМЗ	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	6	УТМЗ	1975	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	7	УТМЗ	1976	110	175	175	0	130	555
Т-100-130-3	8	УТМЗ	1977	110	175	175	0	130	555
Р-50-130/13	9	ЛМЗ	1978	50	188	0	188	130	555
Т-175-130	10	УТМЗ	1984	175	270	270	0	130	555
Т-185-130	11	УТМЗ	1987	185	280	280	0	130	555
Итого:				1180	2052	1696	356	-	-

Табл. 2.4. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ТГМ-84 «Б»	1	1973	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	2	1974	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	3	1974	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	4	1975	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	5	1975	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	6	1976	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	7	1977	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	8	1977	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	9	1978	420	140	560	Газ	Мазут
ТГМ-84 «Б»	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. 2.5. Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВМ-100	1	1971	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	2	1971	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	3	1971	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	4	1972	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	5	1972	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	6	1972	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	7	1975	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	8	1976	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	9	1977	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	10	1980	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	11	1980	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	12	1981	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	13	1981	180	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-180	14	1981	180	104	150	Газ	Мазут
ИТОГО	14 шт.	-	2040	-	-	-	-

Табл. 2.6. Состав и технические характеристики котлового оборудования котельной НчТЭЦ в 2018 году

Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ								
(НчТЭЦ) 423810, г. Набережные Челны, а/я 49	ТГМ-84 «Б»	1	1973	251,2	5743,6	92,73	129,1	06.03.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1974	251,2		93,72		30.12.2016
	ТГМ-84 «Б»	1	1974	251,2		92,52		30.03.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1975	251,2		93,63		09.03.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1975	251,2		93,69		20.03.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1976	251,2		92,77		27.02.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1977	251,2		93,46		30.12.2016
	ТГМ-84 «Б»	1	1977	251,2		93,02		27.01.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1978	251,2		93,63		27.03.2017
	ТГМ-84 «Б»	1	1980	251,2		93,75		23.03.2017
	ТГМЕ-464	1	1984	297,9		94,5		27.03.2017
	ТГМЕ-464	1	1986	297,9		94,4		11.12.2018
	ТГМЕ-464	1	1988	297,9		94,58		22.03.2018
	ТГМЕ-464	1	1993	297,9		93,93		-
	ПТВМ-100	1	1971	100		94,59		05.06.2017
	ПТВМ-100	1	1971	100		94,03		20.05.2017
	ПТВМ-100	1	1971	100		94,84		22.05.2017
	ПТВМ-100	1	1972	100		94,77		05.07.2017
	ПТВМ-100	1	1972	100		94,41		30.05.2017
	ПТВМ-100	1	1972	100		94,11		23.06.2017
	ПТВМ-180	1	1975	180		95,11		16.04.2018
	ПТВМ-180	1	1976	180		95,11		06.09.2018
	ПТВМ-180	1	1977	180		95,11		19.10.2018
	ПТВМ-180	1	1980	180		0		

Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
	ПТВМ-180	1	1980	180		94,59		27.06.2017
	ПТВМ-180	1	1981	180		94,6		12.07.2017
	ПТВМ-180	1	1981	180		94,68		23.05.2018
	ПТВМ-180	1	1981	180		95,11		19.10.2018

Табл. 2.7. Технические характеристики редуционно-охладительной установки НчТЭЦ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	17.10.1994
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№2	150	24.12.1976
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№3	30	08.07.1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№4	30	08.07.1977
РОУ 13/1,2-2,5ата ст.№5	57	08.07.1977
БРОУ 140/13 ст. №1	250	17.10.1994
БРОУ 140/13 ст. №2	250	17.10.1994
БРОУ 140/13 ст. №3	150	24.12.1976
БРОУ 140/13 ст. №4	150	23.08.1999
БРОУ 140/13 ст. №5	250	22.02.1993
БРОУ 140/13 ст. №6	250	22.02.1993
БРОУ 140/13 ст. №7	250	22.02.1993
РОУ 140/1,2-2,5ата ст.№1	150	17.10.1994

2.1.2 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.

Установленная тепловая мощность котельного цеха БСИ – 590,0 Гкал/час. В котельном цехе установлено 7 паровых и 6 водогрейных котлов. Основным топливом для станции служит природный газ, резервным – мазут.

Табл. 2.8. Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ

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
2014	8135	43016	43016	0
2015	8178	32547	32547	0
2016	8179	16485	16485	0
2017	8162	16485	16485	0
2018	8142	14645	14645	0

Табл. 2.9. Характеристики и расход жидкого топлива сжигаемого на источнике Котельный цех БСИ

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{нр}$, ккал/кг	Влажность, средняя за год, W_p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2014	8588	7,35	0	0	3409,237

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, Q _{нр} , ккал/кг	Влажность, средняя за год, W _p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2015	8272	7,35	0	0	3409,237
2016	8655	7,35	0	0	3409,237
2017	8784	7,35	0	0	3409,237
2018	8621	7,35	0	0	3409,237

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Котельного цеха БСИ представлены в Табл. 2.10.

Технические характеристики водогрейных котлоагрегатов Котельного цеха БСИ представлены в Табл. 2.11.

Состав и технические характеристики котлового оборудования котельной Котельного цеха БСИ в 2018 году представлены в Табл. 2.12.

Табл. 2.10. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Котельного цеха БСИ на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ДКВР-20/13	1	1972	20	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР-20/13	2	1972	20	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР-10/13	3	2011	10	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР-20/13	4	1973	20	1,3	191	Газ	Мазут
ГМ-50-14	5	1979	50	1,4	250	Газ	Мазут
ГМ-50-14	6	1978	50	1,4	250	Газ	Мазут
ГМ-50-14	7	1978	50	1,4	250	Газ	Мазут
ИТОГО	7 шт.	-	220	-	-	-	-

Табл. 2.11. Технические характеристики водогрейных котлоагрегатов Котельного цеха БСИ на 2018 год разработки (актуализации) схемы

Марка котла	Ст. №	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	1976	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	2	1976	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	3	1980	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-100	4	1981	100	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-30	5	1984	30	104	150	Газ	Мазут
ПТВМ-30	6	1984	30	104	150	Газ	Мазут
ИТОГО	6 шт.	-	460	-	-	-	-

Табл. 2.12. Состав и технические характеристики котлового оборудования котельной Котельного цеха БСИ в 2018 году

Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	КПД котлов, %	УРУТ по котельной, кг у.т./Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо - природный газ								
(Котельный цех БСИ) Фабричный проезд, д.8	ДКВР-20/13	1	1972	2,3	590	-	181,1	-
	ДКВР-20/13	1	1972	2,3		-		14.12.2018
	ДКВР-10/13	1	2011	2,3		92,25		-
	ДКВР-20/13	1	1973	2,3		90,29		20.02.2018
	ГМ-50-14	1	1979	40,3		-		-
	ГМ-50-14	1	1978	40,3		91,7		13.09.2016
	ГМ-50-14	1	1978	40,3		91,55		13.09.2016
	ПТВМ-100	1	1976	100		95,68		22.09.2016
	ПТВМ-100	1	1976	100		95,87		19.09.2016
	ПТВМ-100	1	1980	100		95,07		09.02.2019
	ПТВМ-100	1	1981	100		95,18		16.11.2015
	ПТВМ-30	1	1984	30		-		-
	ПТВМ-30	1	1984	30		-		-

2.1.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» предназначена для выработки сетевой воды и пара на нужды производственных потребителей, основной – «Завод ячеистого бетона» и 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 - нефть.

Табл. 2.13. Характеристики и расход природного газа сжигаемого на источнике Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{\text{пр}}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
2014	7980	9294,574	9294,574	0
2015	8277	8206,000	8206,000	0
2016	8044	7059,847	7059,847	0
2017	8139	6978,142	6978,142	0
2018	8139	7577,905	7577,905	0

Табл. 2.14. Расход жидкого топлива сжигаемого на источнике Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Год	Нефть
	Расход, т
2014	213,209
2015	169,054
2016	0
2017	0
2018	0

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.).

Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлены в Табл. 2.15. **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

Состав и технические характеристики котлового оборудования Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году актуализации схемы теплоснабжения представлены в Табл. 2.16.

Табл. 2.15. Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» на 2018 год разработки (актуализации) схемы теплоснабжения

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное
ДКВР 10/13	2	1997	10	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР 10/13	3	1998	10	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР 10/21	4	1965	10	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР 10/21	5	1964	10	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР 10/13	6	2009	20	1,3	191	Газ	Мазут
ДКВР 10/13	7	1999	10	1,3	191	Газ	Мазут
ИТОГО	6 шт.	-	70	-	-	-	-

Табл. 2.16. Состав и технические характеристики котлового оборудования Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году актуализации схемы теплоснабжения

Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год ввода в эксплуатацию	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 "КамгэсЗЯБ") ул. Гидростроителей, д. 15, а/я 125	ДКВР 10/13	1	1997 г.	6,66	46,6	151,4	94,33	162,68	НО и ВО: 13.07.20г; ГИ: 22.02.21г.
	ДКВР 10/13	1	1998 г.	6,66		162,34	94,33		НО и ВО: 11.05.2023 г; ГИ: 10.05.2026 г.
	ДКВР 10/21	1	1965 г.	6,66		161,23	88,69		НО и ВО: 14.02.17г.; ГИ: 14.02.17г.
	ДКВР 10/21	1	1964 г.	6,66		-	-		НО и ВО: 05.10.09г.; ГИ: 05.10.09г.
	ДКВР 10/13	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.	6,66		160,12	91,13		НО и ВО: 01.06.19г; ГИ: 01.06.19г.

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

2.2.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В Табл. 2.17 представлены сведения по установленной и располагаемой тепловой мощности НчТЭЦ (ретроспективный период).

Табл. 2.17. Установленная и располагаемая тепловая мощность НчТЭЦ (ретроспективный период)

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2014	1180	1028,0288	4092	2052
2015	1180	1028,0288	4092	2052
2016	1180	1028,45	4092	2052
2017	1180	1028,029	4092	2052
2018	1180	1028,029	4092	2052

В Табл. 2.18 представлены сведения по установленной, располагаемой тепловой мощности, ограничениям тепловой мощности, потреблению тепловой мощности на собственные нужды, тепловой мощности нетто по источнику НчТЭЦ.

Табл. 2.18. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику НчТЭЦ

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды в горячей воде, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2014	2052	2040	4092	0	4092	1,145	4090,855
2015	2052	2040	4092	0	4092	1,073	4090,927
2016	2052	2040	4092	0	4092	1,120	4090,880
2017	2052	2040	4092	0	4092	1,077	4090,923
2018	2052	2040	4092	0	4092	1,145	4090,855

Ограничения установленной тепловой мощности на источнике НчТЭЦ отсутствует.

В Табл. 2.19 представлены сведения выработки, отпуска тепла и расхода условного топлива по котельной НчТЭЦ в 2018 году.

Табл. 2.19. Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по котельной НчТЭЦ в 2018 году

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
НчТЭЦ	4594640,13	426200	4168440,13	природный газ, мазут	1456106

2.2.2 Котельный цех БСИ

В Табл. 2.20 представлены сведения по установленной, располагаемой тепловой мощности, ограничениям тепловой мощности, потреблению тепловой мощности на собственные нужды, тепловой мощности нетто по источнику Котельный цех БСИ.

Табл. 2.20. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику Котельный цех БСИ

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды в горячей воде, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
	турбоагрегатов	прочее	всего				
2014	-	590	590	0	590	3,209	586,791
2015	-	590	590	0	590	3,209	586,791
2016	-	590	590	0	590	3,209	586,791
2017	-	590	590	0	590	3,209	586,791
2018	-	590	590	0	590	3,209	586,791

В Табл. 2.21 представлены сведения выработки, отпуска тепла и расхода условного топлива по Котельному цеху БСИ в 2018 году.

Табл. 2.21. Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по Котельному цеху БСИ в 2018 году

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
КЦ БСИ	94070,9	801	93269,9	природный газ, мазут	16900

2.2.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

В Табл. 2.22 представлены сведения по установленной, располагаемой тепловой мощности, ограничениям тепловой мощности, потреблению тепловой мощности на собственные нужды, тепловой мощности нетто по источнику Котельный цех БСИ.

Табл. 2.22. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто по источнику Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

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				
2014	-	46,6	46,6	6,6	40	3,273	36,727
2015	-	46,6	46,6	6,6	40	3,273	36,727
2016	-	46,6	46,6	6,6	40	3,273	36,727
2017	-	46,6	46,6	6,6	40	3,273	36,727
2018	-	46,6	46,6	6,6	40	3,273	36,727

Ограничения тепловой мощности, в размере 6,6 Гкал/ч, обусловлены состоянием теплогенерирующего оборудования котельной.

В Табл. 2.23 представлены сведения выработки, отпуска тепла и расхода условного топлива по Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году.

Табл. 2.23. Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году

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
ООО «КамгэсЗЯБ»	52963,606	2800	50163,606	природный газ	8744902

2.3 Эксплуатационные показатели основного оборудования источников, в том числе, год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования источника комбинированной выработки, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

2.3.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В Табл. 2.24 представлены сведения по энергетическим котлам источника комбинированной выработки НчТЭЦ за 2018 год.

В Табл. 2.25 представлены сведения по паровым турбинам источника комбинированной выработки НчТЭЦ за 2018 год.

В Табл. 2.26 представлены сведения по водогрейным котлам источника комбинированной выработки НчТЭЦ за 2018 год.

Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки НчТЭЦ представлены в Табл. 2.27.

Табл. 2.24. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2018 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84 «Б»	1973	300 000	244 423	2024	-	1	2024
2	ТГМ-84 «Б»	1974	300 000	242 612	2024	-	1	2024
3	ТГМ-84 «Б»	1974	300 000	251 459	2024	-	1	2024
4	ТГМ-84 «Б»	1975	300 000	240 232	2024	-	1	2024
5	ТГМ-84 «Б»	1975	300 000	242 108	2023	-	1	2023
6	ТГМ-84 «Б»	1976	300 000	239 057	2024	-	1	2024
7	ТГМ-84 «Б»	1977	300 000	233 022	2020	-	1	2020
8	ТГМ-84 «Б»	1977	300 000	207 515	2023	-	1	2023
9	ТГМ-84 «Б»	1978	300 000	198 340	2019	-	1	2019
10	ТГМ-84 «Б»	1980	300 000	162 489	2024	-	1	2024
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	147 347	2024	-	1	2024
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	149 209	2024	-	1	2024
13	ТГМЕ-464	1988	300000	129 098	2025	-	1	2025
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	61 423	2023	-	0	2023

Табл. 2.25. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2018 года час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60-130/13	26.05.1973	220 000	288 037	2005	600	240	337647	3	2029
2	ПТ-60-130/13	26.05.1973	220 000	284 797	2005	600	204	309872	2	2026
3	T-100-130-2	27.05.1974	220 000	258 330	2007	600	234	245000	1	2026
4	T-100-130-2	27.05.1974	220 000	243 519	2011	600	226	266000	1	2025
5	T-100-130-3	28.05.1975	220 000	256 731	2010	600	244	274883	1	2023
6	T-100-130-3	28.05.1975	220 000	260 641	2008	600	254	295000	1	2026
7	T-100-130-3	29.05.1976	220 000	262 277	2008	600	246	273973	1	2027
8	T-100-130-3	30.05.1977	220 000	230 247	2013	600	255	220000	-	2027
9	P-50-130/13	31.05.1978	220 000	205 844	2014	600	176	220000	-	2022
10	T-175/210-130	06.06.1984	220 000	153 469	2028	600	147	220000	-	2031
11	T-185/220-130	09.06.1987	220 000	141 152	2030	600	163	220000	-	2034

Табл. 2.26. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет.	Наработка на конец 2018 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1971	25 лет	39 269	1996	4	4	2021
2	ПТВМ-100	1971	25 лет	41 083	1996	4	4	2021
3	ПТВМ-100	1971	25 лет	35 645	1996	4	4	2021
4	ПТВМ-100	1972	25 лет	32 704	1997	4	4	2021
5	ПТВМ-100	1972	25 лет	35 081	1997	4	4	2021
6	ПТВМ-100	1972	25 лет	23 144	1997	4	4	2021
7	ПТВМ-180	1975	25 лет	15 445	2000	4	3	2022
8	ПТВМ-180	1976	25 лет	16 632	2001	4	3	2022
9	ПТВМ-180	1977	25 лет	16 260	2002	4	3	2022
10	ПТВМ-180	1980	25 лет	7 530	2005	на консервации	1	-
11	ПТВМ-180	1980	25 лет	12 781	2005	4	3	2021
12	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 483	2006	4	3	2021
13	ПТВМ-180	1981	25 лет	17 923	2006	4	3	2022
14	ПТВМ-180	1981	25 лет	18 368	2006	4	3	2022

Табл. 2.27. Эксплуатационные показатели источника комбинированной выработки НчТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Выработка электроэнергии	млн.кВт-ч	3 645 552	3 159 842	3 378 270	3 225 469	3 419 476
Расход электроэнергии на собственные нужды, в том числе	млн.кВт-ч	312 243	279 818	308 962	291 646	296 238
расход электроэнергии на ТФУ	млн.кВт-ч	69 585	68 010	69 617	70 014	72 797

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	млн.кВт-ч	3 333 309	2 880 024	3 069 308	2 933 823	3 123 238
Отпуск тепла с коллекторов ТЭЦ, в том числе:	тыс. Гкал	3 988,934	3 674,694	3 928,451	3 905,571	4 178,467
из производственных отборов;	тыс. Гкал	667,550	708,429	944,277	965,882	942,532
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	3 490,269	3 163,763	3 373,882	3 311,046	3 645,168
из отборов противодавления	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
из конденсаторов	тыс. Гкал	148,068	107,884	25,232	8,871	6,940
из ПВК	тыс. Гкал	65,461	51,894	51,031	34,643	19,001
из РОУ	тыс. Гкал	0,201	0,460	0,000	3,364	0,000
СН и ХН в паре и горячей воде (и остальные неучтенные в этой таблице)	тыс. Гкал	382,615	357,736	465,971	418,235	435,174
Фактическое значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч	1 482	1 440	1 464	1 449	1 428
Расход тепла на выработку электроэнергии	тыс. Гкал	5 401	4 549	4 945	4 673	4 883
Расход тепла на собственные нужды	тыс. Гкал	19 225	17 574	230 962	201 578	173 452
Удельный расход тепла нетто на производство электроэнергии группой турбоагрегатов;	ккал/кВт-ч	1 510	1 469	1 495	1 480	1 456
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии;	г/кВт-ч	294,0	291,7	297,3	296,9	294,4
Отношение отпуска тепла с отработавшим паром к полному отпуску тепла от ТЭЦ;	%	97,2	97,3	97,4	97,8	98,3
Удельная теплофикационная выработка, в том числе:	кВт-ч/Гкал	465	456	446	445	447
с паром производственных отборов;	кВт-ч/Гкал	277	273	276	275	263
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал	496	494	492	494	495

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
с паром на ВП	кВт-ч/Гкал	579	571	587	582	581
Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу;	млн.кВт-ч	2 001 178	1 816 516	1 935 415	1 905 238	2 054 990
Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	млн.кВт-ч	1 644 374	1 343 326	1 442 855	1 320 231	1 364 486
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, в том числе	г/кВт-ч	294,0	291,7	297,3	296,9	294,4
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	227,992	220,833	227,709	229,108	230,220
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	382,876	387,708	390,860	394,815	390,894
Удельный расход условного топлива на отпуск тепла	кг/Гкал	130,1	130,3	133,7	130,9	129,1
Полный расход топлива на ТЭЦ	тыс. тут	1 499,156	1 318,869	1 437,574	1 382,444	1 458,976

2.3.2 Котельный цех БСИ

В Табл. 2.28 представлены сведения по энергетическим котлам источника Котельный цех БСИ за 2018 год.

В Табл. 2.29 представлены сведения по водогрейным котлам источника Котельный цех БСИ за 2018 год.

В соответствии с планами АО «Татэнерго» при достижении паркового ресурса теплогенерирующего оборудования КЦ БСИ на источнике тепловой энергии запланированы следующие мероприятия:

- экспертиза промышленной безопасности;
- комплекс плановых мероприятий, поддерживающих котельные установки в работоспособном состоянии, выполняются согласно графику планово-предупредительного ремонта, позволяющее обеспечить планомерную работу котельного цеха, своевременный вывод оборудования в ремонт и ввод его в эксплуатацию после ремонта.

Табл. 2.28. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника Котельный цех БСИ в 2018 году

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2018 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ДКВР 20/13	1972	20	50389	На консервации	-	-	-
2	ДКВР 20/13	1972	20	53981	На консервации	-	-	-
3	ДКВР 10/13	2011	24	16236	15.09.2011	-	-	15.09.2025
4	ДКВР 20/13	1973	20	87313	20.02.2018	4 года	5	25.01.2022
5	ГМ 50/14	1979	20	77973	На консервации	-	-	-
6	ГМ 50/14	1978	20	74011	09.07.2016	4 года	4	06.05.2020
7	ГМ 50/14	1978	20	81755	02.07.2016	4 года	4	11.05.2020

Табл. 2.29. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника Котельный цех БСИ в 2018 году

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет.	Наработка на конец 2018 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТВМ-100	1976	20	92085	07.12.2016	4 года	4	17.06.2020
2	ПТВМ-100	1976	20	100764	10.08.2016	4 года	4	15.06.2020
3	ПТВМ-100	1980	20	67825	12.01.2015	4 года	4	09.02.2019
4	ПТВМ-100	1981	20	74228	02.11.2015	4 года	4	30.07.2019
5	ПТВМ-30М	1984	20	30768	На консервации	-	-	-
6	ПТВМ-30М	1984	20	28536	На консервации	-	-	-

В Табл. 2.30 представлены сведения по динамике изменения эксплуатационных показателей источника Котельный цех БСИ.

Табл. 2.30. Динамика изменения эксплуатационных показателей источника Котельный цех БСИ

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	29	30	31	32	33
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	154,1	152,8	153,4	153,6	153,6
Собственные нужды	%	3,4	5,6	14,3	15,9	15,5
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	158,3	160,4	178,3	182,0	181,1
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	17,1	18,5	21,8	23,0	22,8
Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м ³ /Гкал	-	-	-	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	6,27	4,81	2,42	2,35	2,15
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)	%	-	-	-	-	-
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	-	-	-	-	-
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	-	-	-	-	-
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		мазут	мазут	мазут	мазут	мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-

2.3.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

В Табл. 2.28 представлены сведения по энергетическим котлам источника Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год.

Табл. 2.31. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2018 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
2	ДКВР 10/13	1995 г.	100000	26741	НО и ВО: 13.07.16г.; ГИ: 22.02.17г.	28800	2	НО и ВО: 13.07.20г; ГИ: 22.02.21г.
3	ДКВР 10/13	1993 г.	100000	25221	НО и ВО: 03.11.2017 г; ГИ: 22.02.21г.	36000	3	НО и ВО:11.05.2023 г; ГИ: 10.05 2026 г.
4	ДКВР 10/21	1960 г.	100000	72904	НО и ВО: 14.02.17г.; ГИ: 14.02.17г	-	5	В настоящее время проходит экспертизу промышленной безопасности
5	ДКВР 10/21	1961 г.	100000	62313	НО и ВО: 05.10.09г.; ГИ: 05.10.09г.	-	3	На консервации
6	ДКВР 10/13	1995 г.	100000	44938	НО и ВО: 22.09.2017 г.; ГИ 01.11.13г.	-	0	НО и ВО: 22.09.2021 г; ГИ: 22.09.2021 г.
7	ДКВР 10/13	1998 г.	100000	52187	НО и ВО: 15.03.16г.; ГИ: 12.03.12г.	-	0	НО и ВО: 01.06.19г; ГИ: 01.06.19г.

В Табл. 2.32 представлены сведения по динамике изменения эксплуатационных показателей источника Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 2.32. Динамика изменения эксплуатационных показателей источника Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	30,3	31,3	32,3	33,3	34,3
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	162,68	162,68	162,68	162,68	162,68
Собственные нужды	%	2,7	3,5	4,9	6,5	5,3
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	162,68	162,68	162,68	162,68	162,68
Удельный расход электроэнергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
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	54,7	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)	%	100	1000	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100

Наименование показателя	Ед. изм.	2014 год	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год
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		Печное топливо	Печное топливо	Дизельное топливо	Дизельное топливо	Дизельное топливо
Расход резервного топлива	т.у.т	305	242	0	0	0

2.4 Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационной установки источника комбинированной выработки НчТЭЦ и суммарная установленная тепловая мощность ТФУ, характеристики сетевых насосов ТФУ

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.

Тепловая схема обеспечивает возможность пуска блоков на скользящих параметрах с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков-заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

Тепловая схема ТЭЦ предусматривает наличие редукционно-охладительных установок (РОУ) для резервирования подачи пара на производство и собственные нужды с производительностью и параметрами пара равными отбору самой крупной турбины ТЭЦ. Схема обеспечивает поддержание этих РОУ в состоянии горячего резерва.

Главные паропроводы объединены в систему не блочного типа с одной секционированной распределительной магистралью.

Тепловая часть станции с энергетическими котлами ст.№№ 1-14 и турбоагрегатами ст. №№ 1-11 имеет поперечные связи по пару 140 кгс/см^2 и питательной воде. Поперечные связи по пару разделены на 7 секций, 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 (находится в резерве) направляется в коллектор пара $10-16 \text{ кгс/см}^2$. Для резервирования производственных отборов предусмотрены семь БРОУ- $140/13 \text{ кгс/см}^2$.

Потребителями пара $10-16 \text{ кгс/см}^2$ на $7-13 \text{ кгс/см}^2$ являются:

- ПАО «КАМАЗ»;
- ООО «Химпродукт»;
- пиковые бойлера используемые:
 - ст.№ 10, 11 для нагрева воды на рециркуляцию ДСВ;
 - ПБ №12 для догрева горячей воды после турбин на Новый город;
- деаэраторы высокого давления ст.№№ 1-13;
- мазутное хозяйство;
- калориферы энергетических котлов для подогрева воздуха перед РВП;
- паровые подушки баков-аккумуляторов;
- склад реагентов ХЦ.

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 $1,2 \text{ кгс/см}^2$ являются:

- подогреватели хим. очищенной воды ПХОВ ст.№№ 1-8;
- подогреватели сырой воды перед химическим цехом на обессоливающую установку;
- деаэраторы низкого давления ст.№№ 1-3.

В теплофикационной схеме задействовано следующее оборудование:

- в три основных бойлера турбоагрегата ст.№ 1 (находятся в резерве);

- шестнадцать подогревателей сетевой воды турбоагрегатов ст.№№ 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11.
- три пиковых бойлера ст.№ 2 (находятся в резерве);
- четыре пиковых бойлера ст.№ 9 (находятся в резерве);
- три пиковых бойлера ст.№ ПБ-10;
- четыре пиковых бойлера ст.№ ПБ-11;
- шесть пиковых бойлеров ст.№ ПБ-12;
- четырнадцать водогрейных котлов.

Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию, а также на горячее водоснабжение покрываются подогревателями сетевой воды турбоагрегатов ст.№№3,4,5,6,7,8,10,11, по отопительному графику работы тепловых сетей.

Пиковые нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения покрываются бойлерной группой ст.№10; 11; 12 и пиковыми водогрейными котлами.

Пиковые бойлерные ст.№10; 11 используются для работы в схеме рециркуляции ДСВ и догрева сетевой воды после ПСГ турбин.

Пиковые бойлерные ст.№12 используются для догрева сетевой воды после ПСГ турбин ст. №10 и 11, помимо пиковых водогрейных котлов.

Для деаэрации химобессоленной воды, конденсата с производства, конденсата калориферов котлов, дренажных баков установлены три деаэратора низкого давления (ДНД) ст.№№1, 2, 3.

Деаэрированная вода из деаэраторов низкого давления перекачивающими насосами подается в деаэраторы высокого давления.

Для деаэрации питательной воды турбоагрегатов, после ДНД установлены тринадцать деаэраторов высокого давления (ДВД).

Вода из ДВД насосами питательной воды подается на подогреватели высокого давления турбоагрегатов и в напорный коллектор питательной воды энергетических котлов.

Теплоснабжение заводов ПАО «КАМАЗ» осуществляется по двум отдельным тепловодам: ЛИТ-1, РИЗ-1.

Теплоснабжение города осуществляется по трем тепловодам №№100, 200, 300 и перемычке №410. Обратные трубопроводы заводов и города расположены на эстакаде по ряду «А». Все обратные трубопроводы 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-1, РИЗ- 1, ЗРД.

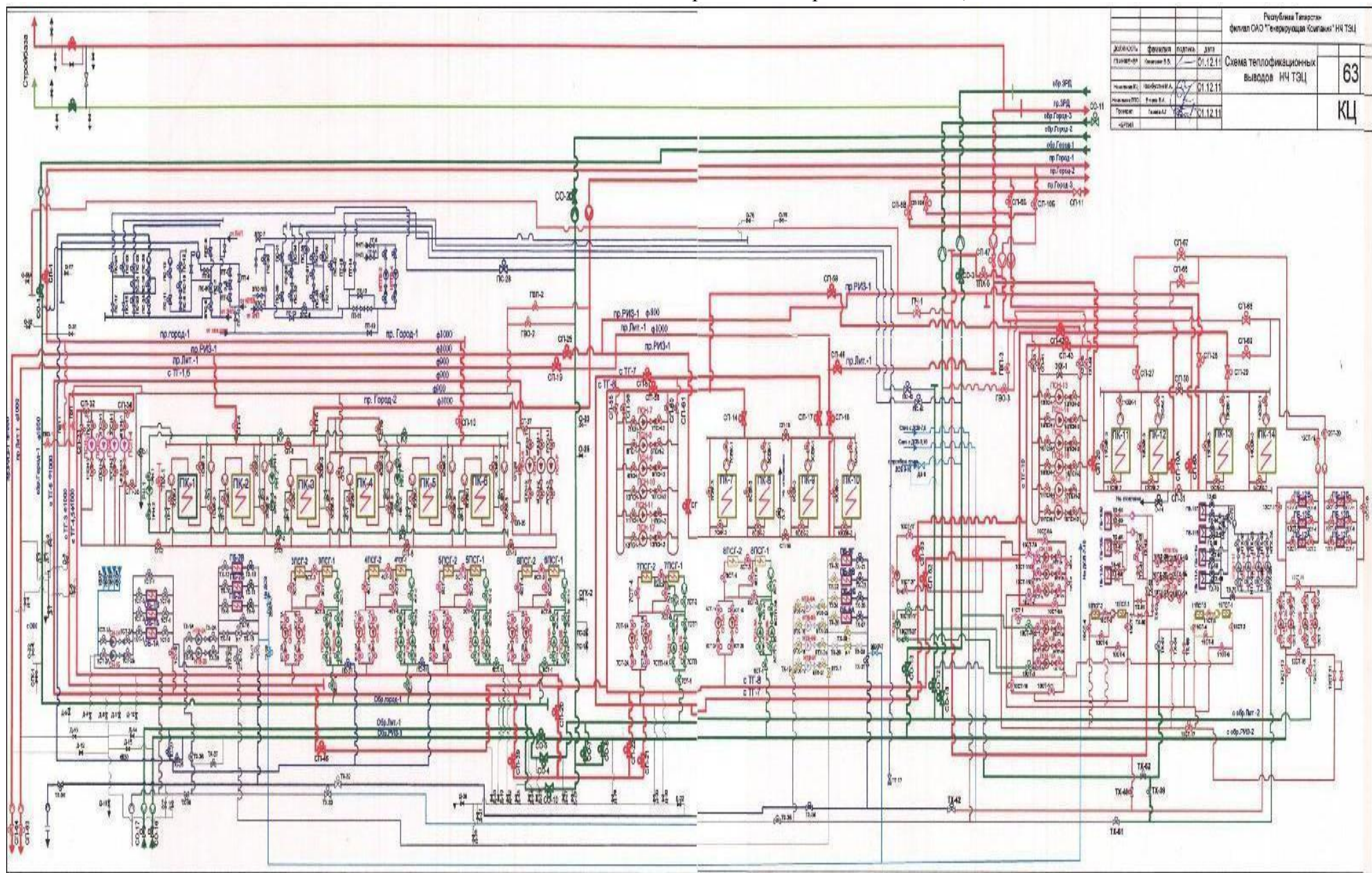
Обратная сетевая вода из города насосами первого подъема подается в ПСГ ТГ-3,4,5,6, а затем насосами второго подъема подается по трем напорным трубопроводам в пиковую котельную №1.

В пиковой котельной №1 сетевая вода насосами третьего подъема подается в водогрейные котлы ПТВМ-100 ст.№1-6 и далее в два подающие трубопровода Новый 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 подающих трубопровода Новый город-3. Кроме этого, в пиковой котельной №3 смонтированы два подающих трубопровода для резервного теплоснабжения заводов ЛИТ-1, РИЗ-1, ЗРД, которые соединены с подающими трубопроводами пиковой котельной №2.

Схема выдачи тепловой мощности станции позволяет подавать сетевую воду помимо водогрейных котлов и насосов третьего подъема.

Рис. 2.2. Схема выдачи тепловой мощности с источника комбинированной выработки НчТЭЦ



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

2.5.1 Набережночелнинская ТЭЦ и Котельный цех БСИ

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 системах централизованного теплоснабжения для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий г. Набережные Челны в качестве теплоносителя, как правило, принимают сетевую воду.

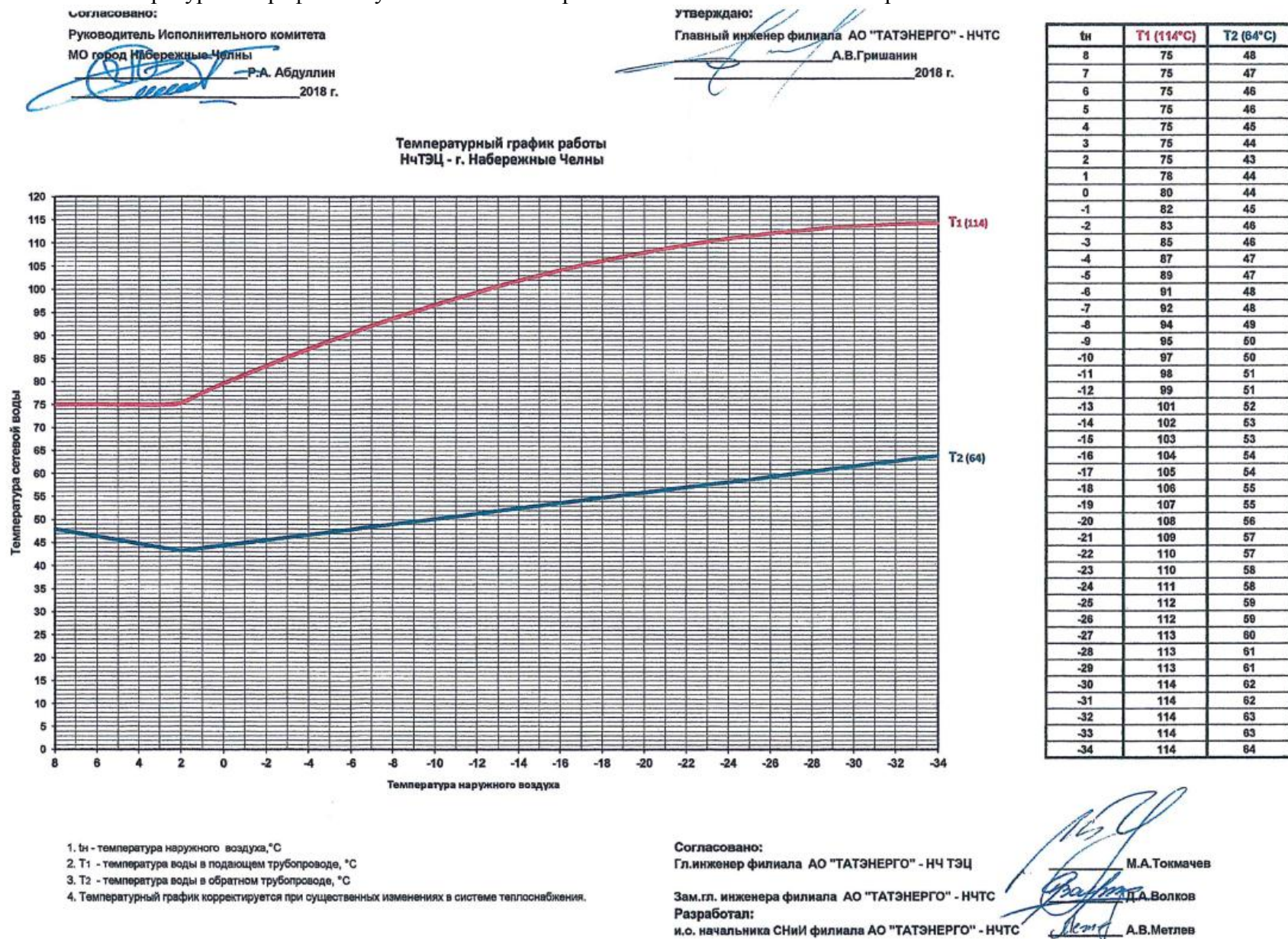
Системы теплоснабжения г. Набережные Челны запроектированы с качественном регулированием отпуска тепловой энергии по температурному графику 150-70°C, выбранного во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 70-х годах прошлого века и действовал до окончания отопительного периода 2015/2016, но со срезкой на 109°C. 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.

По состоянию на 01.01.2019 год оснащенность жилых домов и общественных зданий узлами регулирования тепловой энергии составляет 89,3%, а переход на закрытую схему горячего водоснабжения – 87%.

На источниках теплоты для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла – центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Разработан единый график регулирования для филиалов АО «Татэнерго» НчТЭЦ и котельной БСИ, тепловых сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» и для потребителей.

Температурный график отпуска тепловой энергии с источников АО «Татэнерго» в отопительный период 2018/2019 гг. представлен на рисунке ниже.

Рис. 2.3. Температурный график отпуска тепловой энергии с источников АО «Татэнерго»



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 $0,5^{\circ}\text{C}$ на каждый 1 м/с скорости ветра более 6 м/с .

В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°C . Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплоснабжения на горячее водоснабжение и находится в пределах $42\text{-}58^{\circ}\text{C}$.

2.5.2 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Способ регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети является качественно-количественный за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Рис. 2.4. Температурный график отпуска тепловой энергии с Котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

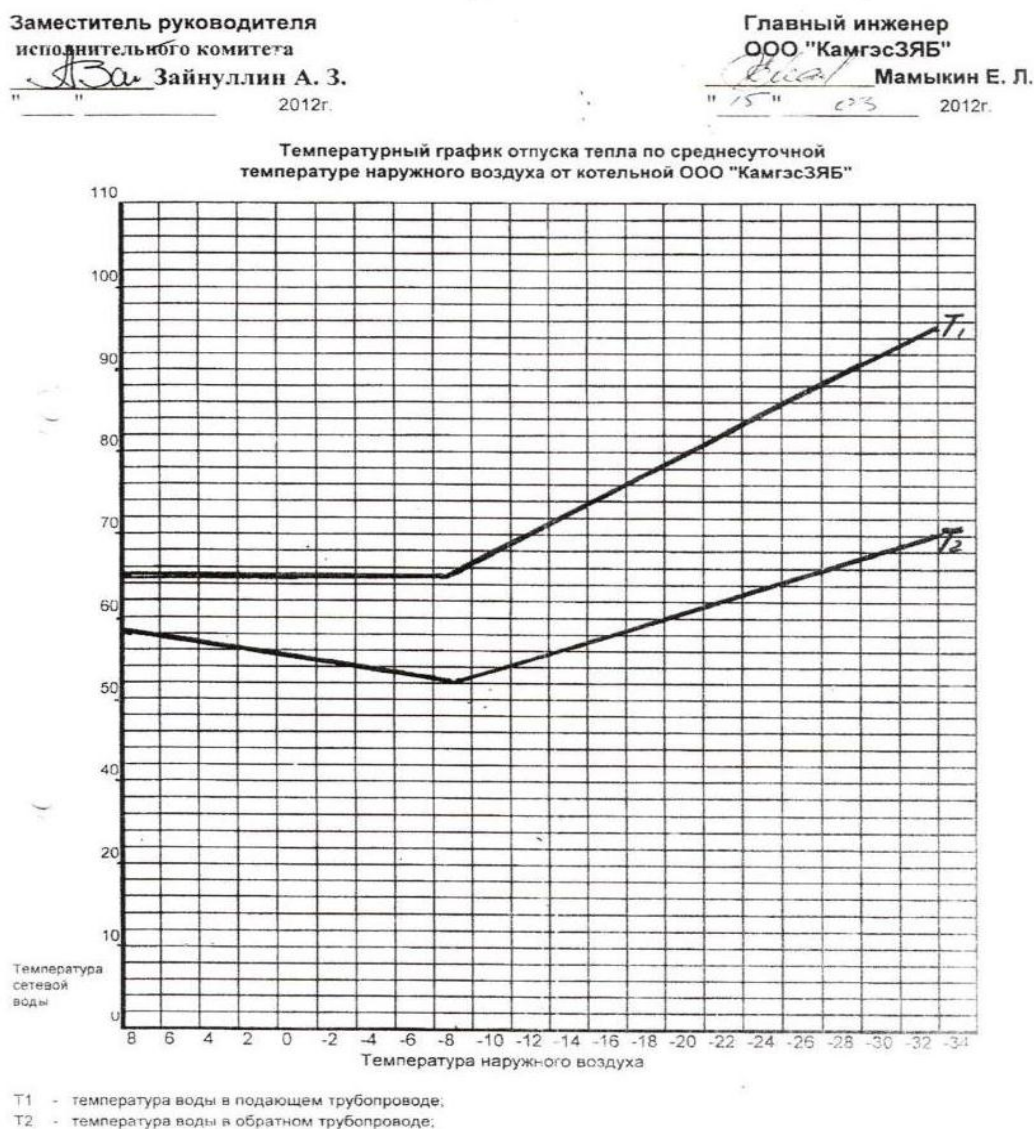


Табл. 2.33. Параметры теплоносителя с Котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Температура наружного воздуха Т _{нв} , °С	Температура воды в подающем трубопровод е системы отопления Т ₁ , °С	Температура воды в обратном трубопровод е системы отопления Т ₂ , °С	Температура наружного воздуха Т _{нв} , °С	Температура воды в подающем трубопровод е системы отопления Т ₁ , °С	Температура воды в обратном трубопровод е системы отопления Т ₂ , °С
8	65	56	-14	71	53,8
7	65	55,6	-15	72,2	54,6
6	65	55,3	-16	73,4	55,4
5	65	55	-17	74,6	56,2
4	65	54,7	-18	75,8	57
3	65	54,3	-19	77	57,8
2	65	54	-20	78,2	58,6
1	65	53,7	-21	79,4	59,4
0	65	53,3	-22	80,6	60,2
-1	65	53	-23	81,8	61
-2	65	52,7	-24	83	61,8
-3	65	52,3	-25	84,2	62,6
-4	65	52	-26	85,4	63,4
-5	65	51,7	-27	86,6	64,2
-6	65	51,3	-28	87,8	65
-7	65	51	-29	89	65,8
-8	65	50,7	-30	90,2	66,6
-9	65	50	-31	91,4	67,4
-10	66	50,5	-32	92,6	68,2
-11	67,3	51,4	-33	93,8	69,1
-12	68,5	52,2	-34	95	70
-13	69	53			

2.6 Среднегодовая загрузка оборудования

2.6.1 Набережночелнинская ТЭЦ

В Табл. 2.34 представлены сведения по среднегодовой загрузке оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (значения коэффициентов использования установленной тепловой и электрической мощности по годам ретроспективного периода).

Табл. 2.34. Среднегодовая загрузка оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ (по годам ретроспективного периода)

Годы (ретроспективный период)	КИУМ тепловой мощности, %	КИУМ электрической мощности, %
2014	33,4	35,264
2015	22,1	30,569
2016	10,9	32,593
2017	10,9	31,204
2018	11,7	33,081

В Табл. 2.35 представлены сведения по среднегодовой загрузке оборудования источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2018 году.

Табл. 2.35. Среднегодовая загрузка оборудования котельной НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2018 год	
		Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
НчТЭЦ	4092	4594640,13	1123

2.6.2 Котельный цех БСИ

В Табл. 2.36 представлены сведения по среднегодовой загрузке оборудования источника Котельного цеха БСИ в 2018 году.

Табл. 2.36. Среднегодовая загрузка оборудования Котельного цеха БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2018 год	
		Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
КЦ БСИ	590	94070,9	159

2.6.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

В Табл. 2.36 представлены сведения по среднегодовой загрузке оборудования источника Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2018 году.

Табл. 2.37. Среднегодовая загрузка оборудования Котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год

Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2018 год	
		Выработка тепла, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
ООО «КамгэсЗЯБ»	46,6	52963,606	1137

2.7 Способы учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источников

2.7.1 Набережночелнинская ТЭЦ

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

Учет тепла, отпускаемого потребителям от Набережночелнинской ТЭЦ, ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии (АСКУТЭ).

В состав комплекса программно-технических средств АСКУТЭ входят:

1. Измерительные системы учета тепловой энергии, 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 ЦЦУ 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.

Перечень приборов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника комбинированной выработки НчТЭЦ представлен в

Табл. 2.38. Перечень приборов учета тепловой энергии (мощности), теплоносителя, отпущенные в тепловые сети от источника комбинированной выработки НчТЭЦ

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №1	07.17г.
2	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
3	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
4	2	СДВ	0,5		07.17г.
5	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №2	07.17г.
6	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
7	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
8	2	СДВ	0,5		07.17г.
9	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №3	07.17г.
10	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
11	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
12	2	СДВ	0,5		07.17г.
13	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Цех топливоподачи №1	07.17г.
14	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
15	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
16	2	СДВ	0,5		07.17г.
17	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Цех топливоподачи №2	07.17г.
18	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
19	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
20	2	СДВ	0,5		07.17г.
21	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	БОС	07.17г.
22	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
23	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
24	2	СДВ	0,5		07.17г.
25	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Здание ОРУ	07.17г.
26	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
27	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
28	2	СДВ	0,5		07.17г.
29	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ЛОК	07.17г.
30	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
31	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
32	2	СДВ	0,5		07.17г.
33	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Бассейн	07.17г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
34	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
35	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
36	2	СДВ	0,5		07.17г.
37	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Грязелечебница	07.17г.
38	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
39	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
40	2	СДВ	0,5		07.17г.
41	1	«ВЗЛЕТ ТР СВ»	5%	Проходная	07.17г.
42	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
43	2	Взлет ТПС ТС 100П			07.17г.
44	2	СДВ	0,5		07.17г.
45	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ОВК	07.17г.
46	2	«Взлет ЭРСВ 420Л»	ПГ 2%		07.17г.
47	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
48	2	СДВ	0,5		07.17г.
49	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Электрический цех	07.17г.
50	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
51	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
52	2	СДВ	0,5		07.17г.
53	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ЦТО (ремонтно-механическая мастерская)	07.17г.
54	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
55	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
56	2	СДВ	0,5		07.17г.
57	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пожарная часть №45	07.17г.
58	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
59	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
60	2	СДВ	0,5		07.17г.
61	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	АБК	07.17г.
62	2	"Взлет ЭРСВ 031"	ПГ 2%		07.17г.
63	2	Взлет ТПС ТС 100П	1		07.17г.
64	2	МТИ	1		07.17г.
65	1	«ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Главный корпус	07.17г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
				(ввод 1)	
66	2	"Взлет ЭРСВ 520"	2%		07.17г.
67	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
68	2	МТИ	1		07.17г.
69	1	СПТ 961 М	5%	Главный корпус (ввод 2)	07.17г.
70	2	US 800	2%		07.17г.
71	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
72	2	МТИ	1		07.17г.
73	1	СПТ 961 М	5%	Главный корпус (ввод 3)	07.17г.
74	2	US 800	2%		07.17г.
75	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t)$, °С		07.17г.
76	2	МТИ	1		07.17г.

2.7.2 Котельный цех БСИ

Отпуск тепловой энергии, производимой котельным цехом БСИ, подлежит коммерческому учету с 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.

2.7.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Отпуск тепловой энергии, производимой Котельной ООО «КамгэсЗЯБ», подлежит коммерческому учету, осуществляемый с помощью следующих установленных приборов тепловой энергии:

- тепловычислитель ТСРВ-022;
- расходомер УРСВ-520;
- комплект преобразователей сопротивления ТСП.

2.8 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

2.8.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Статистика аварийных отключений оборудования источника НчТЭЦ за 2016-2018гг. приведена в Табл. 2.39.

Табл. 2.39. Количество аварийных отключений оборудования НчТЭЦ

Год	2016	2017	2018
Котлоагрегаты			
Количество технологических нарушений	3	2	1
В том числе по вине персонала	0	0	0
Турбоагрегаты			
Количество технологических нарушений	3	3	1
В том числе по вине персонала	0	0	0
Турбогенераторы			
Количество технологических нарушений	0	1	4
В том числе по вине персонала	0	0	0
Трансформаторы (электротехническое оборудование)			
Количество технологических нарушений	1	0	0
В том числе по вине персонала	0	0	0
Главные паропроводы			
Количество технологических нарушений	0	0	0
В том числе по вине персонала	0	0	0
Прочее оборудование			
Количество технологических нарушений	4	5	4
ВСЕГО технологических нарушений:	11	11	10
В том числе в период отопительного сезона	10	4	5
Ущерб/затраты на ремонт (тыс. руб.)	925,969	854,748	0

Технологические нарушения, произошедшие на электростанции за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного электрического режима.

2.8.2 Котельный цех БСИ

Отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии за рассматриваемый период (2016-2018гг.) зафиксировано не было.

2.8.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии за рассматриваемый период (2016-2018гг.) зафиксировано не было.

2.9 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписаний надзорных органов в части запрещения дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии в г. Набережные Челны за последние три года не выдавалось.

2.10 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), 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 в городе Набережные Челны отсутствуют.

3 Тепловые сети, сооружения на них

3.1 Структура тепловых сетей

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

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

Схема теплоснабжения г. Набережные Челны делится на два района: северо-восточный и юго-западный. В юго-западном районе теплоснабжение потребителей осуществляется от котельного цеха БСИ филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ и от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ по закрытой схеме. В северо-восточной части города потребители подключены по открытой схеме от филиала АО «Татэнерго» НЧТЭЦ.

Тепловые сети в г. Набережные Челны проложены в двухтрубном исполнении, потребители подключены по зависимой схеме с открытым/закрытым водоразбором на нужды горячего водоснабжения.

Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» составляет 657 761,95 п.м.

Тепловые сети ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» расположены на территории Промзоны СЦТ-2.

Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе ООО «КАМАЗ-Энерго» составляет 126 912,34 п.м.

Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе ООО «ТСЗВ» составляет 15 902,08 п.м.

Рис. 3.1. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Рис. 3.2. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

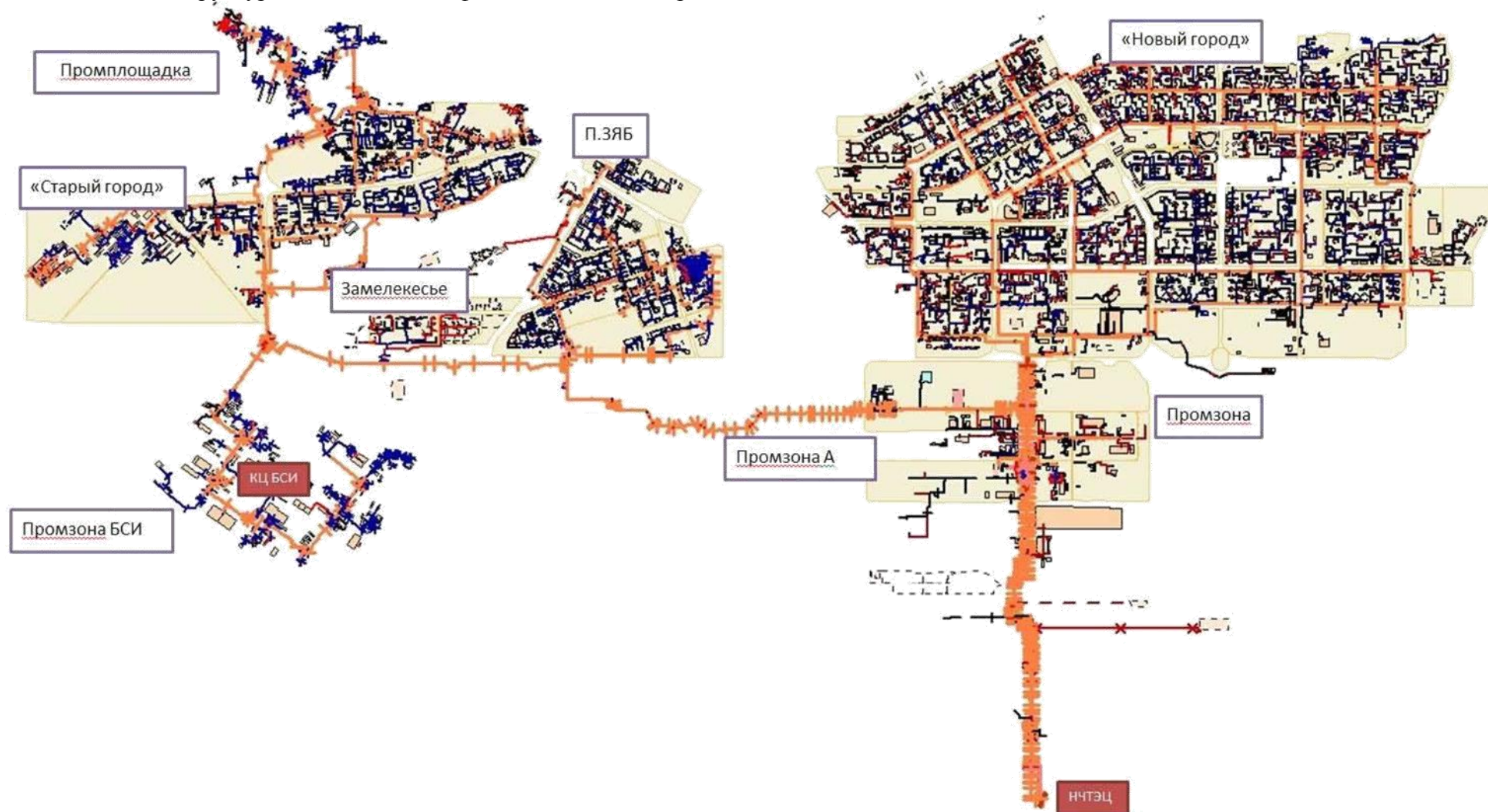
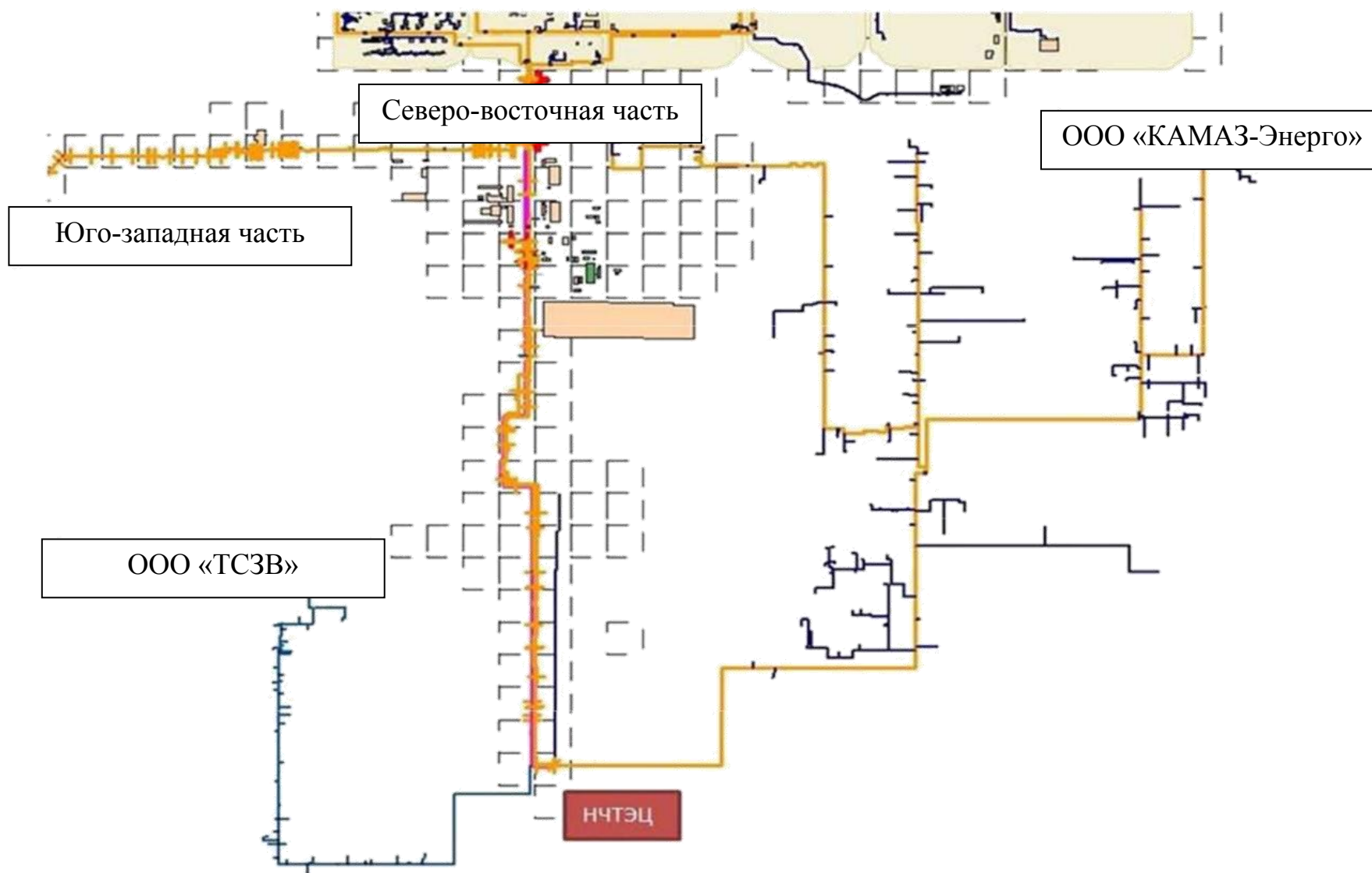


Рис. 3.2. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (продолжение)



3.2 Параметры тепловых сетей

Отпуск тепловой энергии от Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ осуществляется по отопительному графику центрального качественно-количественного регулирования 114/64°C. Температурный график работы тепловой сети от Набережночелнинской ТЭЦ и Котельного цеха БСИ на осенне-зимний период 2017-2018гг. как для северо-восточной части города, так и для юго-западной части одинаков.

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 тепловых №100, 200;
- ПНС-6 – между ТЭЦ и камерой переключений на подающем и обратном тепловых №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.

Для обеспечения устойчивого теплоснабжения в квартальных сетях введена в работу насосная станция в РТП-10, где установлены насосы на подающем трубопроводе, оборудованные регулирующими приводами. Гидравлический режим тепловой сети рассчитан для зданий до девятиэтажной застройки включительно.

Здания высотной застройки снабжаются от центральных тепловых пунктов (ЦТП) или индивидуальных тепловых пунктов ИТП. В Новом городе сооружено 40 ЦТП, каждое из которых обеспечивает одно или группу зданий высотной застройки. Построен районный тепловой пункт для 1, 2, 3 микрорайонов, что позволяет исключить недостаток тепла и горячей воды в часы максимального водоразбора для зданий высотной застройки 1,2,3 жилых комплексов города. Выполнен монтаж частотно-регулируемых приводов насосов, что позволяет значительно сократить затраты на электропитание и обслуживание насосов.

По типу прокладки трубопроводов в г. Набережные Челны преобладает подземная прокладка трубопроводов в канале. Это можно проследить по диаграмме ниже. Тип компенсирующих устройств – П-образные компенсаторы, сальниковые и сильфонные компенсаторы. На рисунке ниже представлено распределение протяженности тепловых сетей по диаметрам по г. Набережные Челны.

Характеристика тепловых сетей города Набережные Челны представлена в Приложении 1 к Главе 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

В состав сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» входят сети отопления, деминерализованной воды и пара промплощадки ПАО «КАМАЗ».

Тепловые сети ООО «КАМАЗ-Энерго» расположены на 5-ти промышленных площадках: ЛЗ, КИСМ, ООКН, Автопроизводства ВСО ЗД и Стройбазы. 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 115/65 °С. Для технологических нужд - пар давлением 13 атм, температурой 250°С и деминерализованная (хим. обессоленная) вода температурой 30°С.

Схема и система тепловых сетей 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.

Табл. 3.1. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
300	48394,98	14518,49
350	8482,96	2969,04
400	39291,74	15716,70
450	1220,8	549,36
500	18434,14	9217,07

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчисле́нии, м	Материальная характеристика, м ²
600	33468,36	20081,02
700	19082,16	13357,51
800	21949,98	17559,98
900	6955,03	6259,53
1000	68333,61	68333,61
1200	11297,61	13557,13
Всего	276911,4	182119,4

Табл. 3.2. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчисле́нии, м	Материальная характеристика, м ²
1200	17618	21493,96
1000	7022,34	7162,79
800	4666	3826,12
700	10836,22	7802,08
600	9918,8	6248,84
500	6712	3557,36
400	8350,06	3557,13
350	134	46,9
300	22364,18	7268,36
Всего	87621,6	60963,53

Табл. 3.3. Общая характеристика магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения.

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

Табл. 3.4. Характеристики прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчисле́нии, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	116708,918	79424,5486
Канальная	511511,632	147704,6455
Бесканальная	29541,4	11209,8547
Всего	657761,95	238339,05

Табл. 3.5. Характеристики прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	87621,6	60963,53
Канальная	0	0
Бесканальная	0	0
Всего	87621,6	60963,53

Табл. 3.6. Характеристики прокладки магистральных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 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. 3.7. Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	719.2	17.98
32	1678.6	53.72
40	2446.28	97.85
50	7928.08	396.40
70	12545.54	878.19
80	42016.22	3361.30
100	68641.24	6864.12
125	26845.24	3355.66
150	91156.64	13673.50
200	83949.68	16789.94
250	42923.86	10730.97
Всего	380850,58	56219,61

Табл. 3.8. Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
32	508	19,3
40	416	18,72
50	2707,88	154,35
80	3303,7	294,03
100	7953,3	858,96
125	1707,6	227,11
150	7480,4	1189,38
200	8726,6	1911,13
250	6487,26	1771,02

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Всего	39290,74	6444

Табл. 3.9. Общая характеристика распределительных тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
50	878,82	50,09
100	884,32	95,51
150	128,0	20,35
250	1996,34	545,0
300	849,62	276,13
Всего	4737,10	987,08

Табл. 3.10. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	154364,73	63908,51
С 1991 по 1998	50865,31	11164,54
С 1999 по 2003	62109,87	19106,73
С 2004	390422,04	144159,28
Всего	657761,95	238339,05

Табл. 3.11. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 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

Табл. 3.12. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по годам прокладки теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
До 1990	14799,68	7235,61
С 1991 по 1998	0	0
С 1999 по 2003	0	0
С 2004	1102,40	276,59
Всего	15902,08	7512,2

Табл. 3.13. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации НЧТС а 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых сетей, м ²	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м ²	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м ²	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м ²	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2014	0	1718,12	0	5024,33	0	1,11
2015	0	4771,05	8353,64	362,3	1,34	0,82
2016	0	1232,4	5433,04	8681,46	0,85	1,55
2017	0	11847,76	2603,9	3505,24	0,4	2,37
2018	0	2500,46	4131,5	0	0,63	0,38

Табл. 3.14. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации ООО «КАМАЗ-Энерго» а 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых сетей, м ²	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м ²	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м ²	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м ²	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2014	0	0	0	0	0	0
2015	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	0	0
2017	0	0	60,965	0	0,09	0
2018	0	0	0	0	0	0

Табл. 3.15. Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации ООО «ТСЗВ» а 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Строительство магистральных тепловых сетей, м ²	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м ²	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м ²	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м ²	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
2018	0	0	0	20,736	0	0,276

3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т. п. В соответствии, установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Секционные задвижки, а также запорная арматура как правило расположены на выходах из котельных, в тепловых камерах, тепловых пунктах, павильонах.

Секционирующая арматура и запорная арматура, устанавливаемая на ответвлениях от основного ствола магистральных тепловых сетей к потребителям тепловой энергии (ЦТП, квартала). Тип применяемой арматуры – клиновая, шаровая и дисковая.

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

В структуру тепловых сетей города, кроме трубопроводов и запорной арматуры входят тепловые пункты (ТП и ЦТП), тепловые камеры, павильоны.

Тепловой пункт или сокращенно ТП это комплекс оборудования, расположенный в отдельном помещении обеспечивающий отопление и горячее водоснабжение здания или группы зданий. Основное отличие ТП от котельной заключается в том, что в котельной происходит, нагрев теплоносителя за счет сгорания топлива, а тепловой пункт работает с нагретым теплоносителем, поступающим из централизованной системы. Нагрев теплоносителя для ТП производят теплогенерирующие предприятия - промышленные котельные и ТЭЦ. ЦТП это тепловой пункт обслуживающий группу зданий, например, микрорайон, поселок городского типа, промышленное предприятие и т.д. Необходимость в ЦТП определяется индивидуально для каждого района на основании технических и экономических расчетов, как правило, возводят один центральный тепловой пункт для группы объектов с расходом теплоты 12-35 МВт. Тепловые пункты как правило расположены в подвальных помещениях зданий непосредственных потребителей тепловой энергии. ЦТП, как правило размещены в отдельно стоящем здании капитального строительства из кирпича или железобетонных блоков, а также могут быть размещены в подвальных помещениях крупных многоквартирных домов.

Тепловые камеры, являются заглубленным устройством, которое предназначена для размещения в ней 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.

На балансе филиала АО «Татэнерго»-НЧТС находятся 51 ЦТП, 50 шт. выведены из эксплуатации, в работе 1 шт.

Табл. 3.16. Центральные тепловые пункты теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2014	1 в работе/ всего 51	3,565 / не подключена
2015	1 в работе/ всего 51	3,565 / не подключена
2016	1 в работе/ всего 51	3,565 / не подключена
2017	1 в работе/ всего 51	3,565 / не подключена
2018	1 в работе/ всего 51	3,565 / не подключена
Всего	1 в работе/ всего 51	3,565 / не подключена

Табл. 3.17. Характеристика оборудования насосных станций теплосетевой организации НЧТС в 2018 году актуализации схемы теплоснабжения

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м ³ /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-1	Промкомзона, Трубный проезд, 23А ст3	СЭ2500-60	2	2500	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	Консервация
		Д2500-60	1	2500	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	Консервация
		Д2500-60	3	2500	3,2-5,2	5,2-8,5	На обратном трубопроводе	в резерве
ПНС-3	Новый город ул. Татарстан22/15Б	Д1250-65	1	1250	1,8-2,4	4,8-5,6	На обратном трубопроводе	в работе
		Д1250-63а	3	1100	1,8-2,4	4,8-5,6	На обратном трубопроводе	1 - в работе 2 – в резерве
ПНС-4	Новый город пр-кт Раиса Беляева . 40/13Б	Д1250-63	1	1250	3,8-4,0	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	в резерве
		Д1250-63а	2	1100	3,8-4,0	Режимной картой не задается	На обратном трубопроводе	в резерве
ПНС-5	Промкомзона, Трубный проезд, 23Б ст1	СЭ2500-60	4	2500	3,2-5,2	5,2-8,5	На обратном трубопроводе	2 - в работе 2 – в резерве
		СЭ2500-60	4	2500	3,2-5,2	5,2-8,5	На обратном трубопроводе	2 - в работе 2 – в резерве
ПНС-6	Промкомзона, Трубный проезд, 23Б ст2	СЭ2500-60	3	2500	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На подающем трубопроводе	в резерве
		Д2500-62	3	2500	3,2-4,5	5,2-8,0	На обратном трубопроводе	1 - в работе 2 – в резерве
		СЭ2500-60	3	2500	Режимной картой не	Режимной картой не	На подающем трубопроводе	в резерве

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м ³ /час	Давление на входе, ати	Давление на выходе, ати	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
					задается	задается		
ПНС-7	Новый город, ул.Ахметшина, 16	СЭ1250-70	4	1250	1,2-4,0	4,6-7,6	На обратном трубопроводе	2 - в работе 2 – в резерве
РТП-10	Новый город, ул.Команды КАМАЗ-Мастер, 7а	СЭ1250-70	2	1250	4,0-5,4	5,5-6,1	На подающем трубопроводе	1 - в работе 1 – в резерве
		Д320-50	1	320	4,0-5,4	5,5-6,1	На подающем трубопроводе	в резерве
РТП-1	Новый город, Московский проспект, 151а	СЭ1250-70	1	1250	Режимной картой не задается	Режимной картой не задается	На подающем трубопроводе	в резерве
		Д1250-63	1	1250				
		Д320-50	1	320				
ПНС-9	Казанский проспект, д.209	СЭ-2500-60-8	5	2500	2,4 – 4,0	6,8 – 8,6	На обратном трубопроводе	Удовл.
ПНС-Сидоровка	Казанский проспект, д.3/2	СЭ-2500-60-8	3	2500	2,0 – 2,8	4,6 – 6,2	На обратном трубопроводе	Удовл.
РТП-ЗЯБ	Ул.40 лет Татарстана, д.36	1Д 500-63Б – 3	3	400	3,4 – 4,0	5,0 – 5,4	На обратном трубопроводе	Удовл.
ПНС Нижнего бьефа	Ул.Авторемонтная, д.3	К-290-30	2	290	В резерве. Рабочих параметров нет.	В резерве. Рабочих параметров нет	На обратном трубопроводе	Удовл.

3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

В системах централизованного теплоснабжения для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий г. Набережные Челны в качестве теплоносителя, как правило, принимают сетевую воду.

На предприятии ПАО «КАМАЗ» в качестве теплоносителя для технологических процессов применяется пар давлением 7-13 кгс/см² и деминерализованная (химически обессоленная) вода.

Максимальная расчетная температура сетевой воды на выходе из источника теплоты по г. Набережные Челны составляет 150 °С, в тепловых сетях - 114 °С. В закрытых сетях Юго-Западной части города минимальная температура сетевой воды на выходе из источника теплоты и в тепловых сетях обеспечивает подогрев воды, поступающей на горячее водоснабжение до нормируемого уровня.

Температура сетевой воды, возвращаемой на Набережночелнинскую ТЭЦ с комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии, составляет ≈58°С.

При расчете графиков температур сетевой воды в системах централизованного теплоснабжения начало и конец отопительного периода при среднесуточной температуре наружного воздуха принимается +8°С, усредненная расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий 18°С. Усредненная расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых производственных зданий 16 °С.

Центральное качественное регулирование по нагрузке отопления, по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения применяется путем изменения на источнике теплоты температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

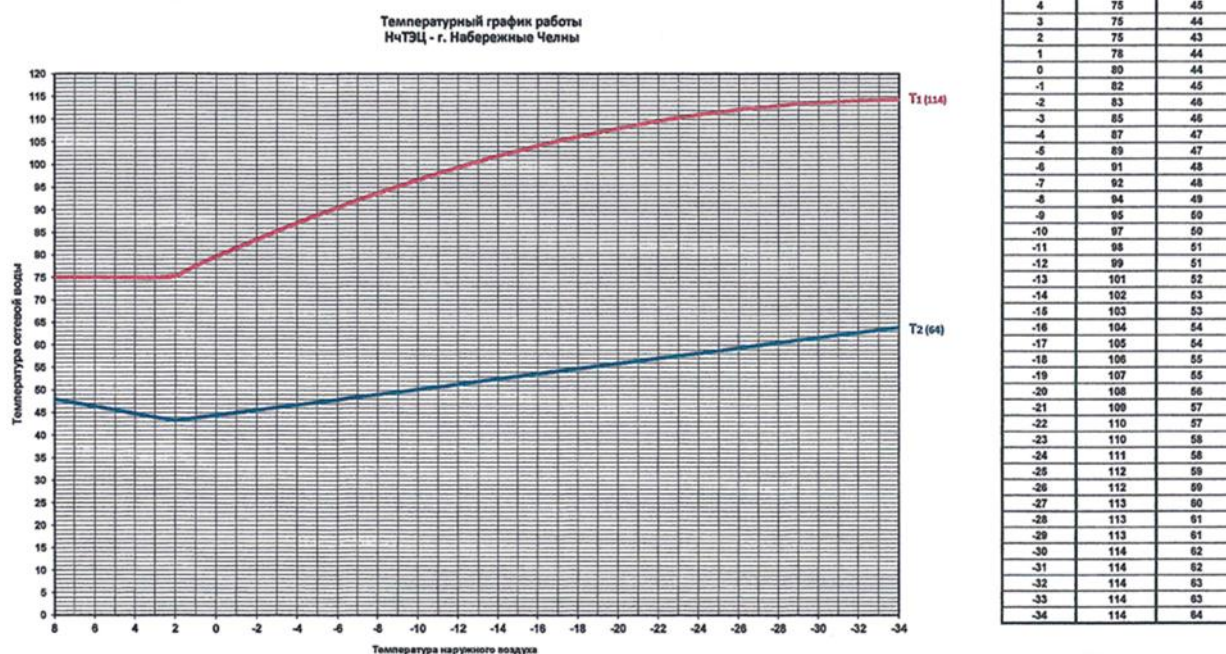
При наличии у потребителя в системах отопления и вентиляции индивидуальных устройств регулирования температуры воздуха внутри помещений количеством протекающей через приемники сетевой воды применяется групповое количественное регулирование на тепловых пунктах

С целью уменьшения колебаний гидравлических и тепловых режимов в конкретных квартальных системах в пределах, обеспечивающих качество и устойчивость теплоснабжения.

На источниках теплоты для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла – центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Разработан единый график регулирования для филиалов АО «Татэнерго» НчТЭЦ и котельной БСИ, тепловых сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» и для потребителей.

В ЦТП поддерживаются требуемые расходы, располагаемый напор и температура теплоносителя в обратном трубопроводе, поступающего в распределительные (внутриквартальные) сети.

Рис. 3.3. Температурный график работы НчТЭЦ



От АО «Татэнерго» получены дополнительные пояснения о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C:

«Принятый температурный график 114/64°C соответствует стратегии жилищно-коммунального хозяйства на период до 2020 года, утвержденной распоряжением № 80Р от 26.02.2016 г. В главе 3 по разделу «Теплоснабжение» указанной стратегии сказано: важнейшими целями в сфере теплоснабжения являются: модернизация тепловых сетей с переходом на независимые схемы теплоснабжения со снижением температуры теплоносителя до 100°C, а также оптимизацией гидравлических режимов.

Утвержденный схемой теплоснабжения температурный график 114/64°C является оптимальным по следующим причинам:

1. Для источника тепла НчТЭЦ – переход на температурный график 114/64°C с проектного 150/70°C позволяет снизить расход топлива на отпуск электроэнергии на 11,8 г/кВтч и тепла на 6,1 кг/Гкал. Суточная экономия составит 177 тун (приложение №1)

2. Для НЧТС – переход на пониженный температурный график позволяет снизить потери тепловой энергии при транспортировке на 3939 Гкал в год (приложение №2). Уменьшение температурного перепада в тепловой сети снижает аварийность в тепловых сетях.

Дополнительно сообщаем, что при прокладке тепловых сетей применяются трубы с допустимой температурой использования тепловой изоляции менее 150°C. Так, например, тепловод № 410 2dy 1000 мм длиной 7,5 км, согласно сертификату можно использовать при температуре до 135°C (приложение №3)»

Приложения:

1. Расчет влияния увеличения температуры сетевой воды на удельный расход топлива на отпуск электро- и тепловой энергии – 1 лист в 1 экз.;
2. Таблица определения объемов потерь тепловой энергии – 1 лист в экз.
3. Сертификат №1881 от 27 апреля 2006 г. о качестве теплоизолированных фасонных изделий в стальной оболочке – лист в 1 экз.

Рис. 3.4. Приложение 1 из дополнительных пояснений о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C

Расчет влияния увеличения температуры сетевой воды на удельный расход топлива на отпуск электро- и тепловой энергии.			
Расчет выполнен в соответствии с "МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО СОСТАВЛЕНИЮ ОТЧЕТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ О ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ РД 34.08.552-95"			
Исходные данные НЧ ТЭЦ (факт 20.12.2016г) т пр. 105 град.		Расчет ТЭП НЧ ТЭЦ при сценарных условиях (догрев прямой до 150 °С, на ПВК, снижение расхода сетевой воды)	
Э _{выр} (выработка электроэнергии)	18636,684 тыс. кВтч	Э _{выр}	17916,68 тыс. кВтч
Э _{отп} (отпуск электроэнергии с шим)	17067,36 тыс. кВтч	Э _{отп}	16408 тыс. кВтч
Э _{чп} (выработка з/з по теплофикационному циклу)	12494,64 тыс. кВтч	Э _{чп}	12495 тыс. кВтч
Э _{отп}	413,555 тыс. кВтч	Э _{отп}	526,078 тыс. кВтч
Э _{отп}	4,340 %	Э _{отп}	4,340 %
Э _{отп}	28172 Гкал	Э _{отп}	28172 Гкал
Q _{отп} (отпуск тепла)		Q _{отп}	
Q _{отп} (отпуск тепла отработавшим паром)	25316 Гкал	Q _{отп}	25316 Гкал
Q _{отп} (тепловая нагрузка отбора турбин)	27507 Гкал	Q _{отп}	27389 Гкал
Q _{отп} (отпуск тепла с горячей водой)	25127 Гкал	Q _{отп}	25127 Гкал
НПД _{отп}	93,6 %	НПД _{отп}	93,6 %
q _{отп} (удельный расход тепла на выработку з/з)	1336 ккал/кВтч	q _{отп}	1454 ккал/кВтч
НПД _{отп}	98,02 %	НПД _{отп}	98,02 %
Рост q _{отп} за счет увеличения давления в отборе (по НТД)	0 ккал/кВтч	Рост q _{отп}	118 ккал/кВтч
Q _{отп} (отпуск тепла ПВК)	2558 Гкал	Q _{отп}	8166 Гкал
b _{отп}	155,0 кг/Гкал	b _{отп}	155,0 кг/Гкал
Q _{отп} (отпуск тепла насосами)	361 Гкал	Q _{отп}	361 Гкал
Q _{отп} (потери с отпуском тепла)	810 Гкал	Q _{отп}	810 Гкал
Э _{отп} (удельный расход з/з на собств. нужды ТЦ)	1,23 %	Э _{отп}	1,43 %
Q _{отп} (расход тепла на собств. нужды ТЦ)	212 Гкал	Q _{отп}	212 Гкал
q _{отп} (удельный расход тепла на собств. нужды ТЦ)	1,21 %	q _{отп}	1,21 %
Н _{отп}	1 *	Н _{отп}	1 *
Q _{отп} (тепловая нагрузка отработавших паров)	0 Гкал	Q _{отп}	0 Гкал
Q _{отп} (тепловая нагрузка производственного отбора)	4335 Гкал	Q _{отп}	4217 Гкал
Q _{отп} (тепловая нагрузка теплофикационного отбора)	23172 Гкал	Q _{отп}	23172 Гкал
I _{отп}	607,37 ккал/кг	I _{отп}	607,37 ккал/кг
I _{отп}	707,43 ккал/кг	I _{отп}	707,43 ккал/кг
I _{отп}	644,04 ккал/кг	I _{отп}	644,04 ккал/кг
I _{отп}	606,45 ккал/кг	I _{отп}	606,45 ккал/кг
I _{отп}	833,57 ккал/кг	I _{отп}	833,57 ккал/кг
Снижение выработки электроэнергии, ΔЗ _{выр} , тыс. кВтч		-720	
Снижение отпуска электроэнергии, ΔЗ _{отп} , тыс. кВтч		-659	
Увеличение q _{отп} за счет повышения температуры прямой сетевой воды на 9 °С (по НТД), Δq _{отп} , ккал/кВтч		118	
Снижение расхода сетевой воды за сутки при повышении температуры прямой сетевой воды, ΔQ _{отп} , тн		178608	
Снижение расхода з/з на сетевые насосы при повышении температуры прямой сетевой воды, Δз _{отп} , кВтч		112523	
Фактические ТЭП НЧ ТЭЦ за 20.12.2016г. (расчетные данные)		Расчет ТЭП НЧ ТЭЦ при сценарных условиях (догрев прямой до 150 °С, на ПВК, снижение расхода сетевой воды)	
Э _{отп}	11443 тыс. кВтч	Э _{отп}	11443 тыс. кВтч
Э _{отп}	5625 тыс. кВтч	Э _{отп}	4965 тыс. кВтч
Э _{отп}		Э _{отп}	
Э _{отп}	4830,73 туп	Э _{отп}	4837 туп
Э _{отп}	2665 туп	Э _{отп}	2795 туп
Э _{отп}	2166 туп	Э _{отп}	2043 туп
b _{отп} (уд. Рас. топлива на отпуск з/з)	283,04 кг/кВтч	b _{отп} (уд. Рас. топлива на отпуск з/з)	294,817 кг/кВтч
b _{отп}	232,902 кг/кВтч	b _{отп}	244,237 кг/кВтч
b _{отп}	385,031 кг/кВтч	b _{отп}	411,373 кг/кВтч
Q _{отп}	24899 Гкал	Q _{отп}	26051 Гкал
НПД _{отп}	89,556 %	НПД _{отп}	89,738 %
q _{отп}	1364,155 ккал/кВтч	q _{отп}	1487,098 ккал/кВтч
Н _{отп}	1,36035 *	Н _{отп}	1,39535 *
Н _{отп}	1,7344 *	Н _{отп}	1,7033 *
Н _{отп}	0,6405 *	Н _{отп}	0,7037 *
ΔQ _{отп}	18440,215 Гкал	ΔQ _{отп}	18469,892 Гкал
ΔQ _{отп}	0,000 Гкал	ΔQ _{отп}	0,000 Гкал
ΔQ _{отп}	1821,766 Гкал	ΔQ _{отп}	1779,763 Гкал
ΔQ _{отп}	16618,449 Гкал	ΔQ _{отп}	16690,130 Гкал
ζ _{отп}	0,0056644 *	ζ _{отп}	0,0056644 *
ζ _{отп}	0,5433836 *	ζ _{отп}	0,5433836 *
ζ _{отп}	0,2207531 *	ζ _{отп}	0,2207531 *
a _{отп}	3,21 %	a _{отп}	4,12 %
b _{отп}	123,468 кг/Гкал	b _{отп}	121,193 кг/Гкал
b _{отп} (удельный расход топлива)	128,9 кг/Гкал	b _{отп} (удельный расход)	134,9 кг/Гкал

И.о. начальника ПТО  Коваленко В.В.

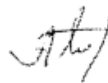
Рис. 3.5. Приложение 2 из дополнительных пояснений о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C

Таблица определения объемов потерь тепловой энергии.

Количество тепловой энергии, израсходованной на компенсацию потерь рассчитано по методике, утвержденной Министерством энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008г №325, исходя из условного диаметра, протяженности, типа прокладки и года постройки тепловых сетей.

Участки	Нормативные потери, Гкал		Разница	
	Температурный график 114/64	Температурный график 135/	Гкал	%
СВ и ЮЗ от НЧТЭЛ	525576,623	528993,703	3417,08	0,65
БСИ	11478,724	11651,218	172,494	1,50
Бесхозные сети	18600,781	18950,164	349,383	1,88
Всего:	555656,128	559595,085	3938,957	0,71

Начальник ОУТЭиАП



А.В. Яценко

Исп. Миназов А.Р.
(8552) 33-71-94

Рис. 3.6. Приложение 3 из дополнительных пояснений о переводе регулирования отпуска тепла на температурный график 114/64°C вместо проектного 150/70°C

Москва +7 27599
ул. Ижорская, 6
Тел.: (095) 486 6767
486 6745
Факс: (095) 486 2715
E mail: info@mosflowline.ru
www.mosflowline.ru

Сертификат N 1881 от 27 апр. 2006 г.
о качестве теплоизолированных фасонных изделий в
стальной оболочке
к счет-фактуре 2732

Приложение 3
Ф - СМК - 8.2.4-03 - 05
МОСФЛОУЛАЙН
mosflowline.ru

Заказчик: Татэнерго, ОАО
Рабочая среда: горячая вода

Проект: _____
Рабочее давление 16 атм.

Рабочая температура 135 град.

Теплоизолированные фасонные изделия (изоляция из пенополиуретана) в стальной оболочке изготовлены в соответствии с
ТУ 4936 - 004 - 33680607 - 98

Введения о стальных элементах фасонных изделий:

Замер участка	Наименование фасонного изделия	Кол-во	Наименование элементов, из которых изготовлены фасонные изделия	Наружные диам., толщина стенок	ГОСТ, ГОСТ на сталь, марка стали	Номер сертификата	Дата производства
57.03D1-02	Изоляция отвода (90 град) д.1020х14 мм в стл. оболочке д.1175 мм (отводы МосФлоулайн)	2	Неизолиров. отвод (90 град) д.1020х14 мм (отводы МосФлоулайн)	1020х14 мм	20295-85, 17Г1С	345	
57.03D1-02	Изоляция отвода (90 град) д.1020х14 мм в стл. оболочке д.1175 мм (отводы МосФлоулайн)	1	Неизолиров. отвод (90 град) д.1020х14 мм (отводы МосФлоулайн)	1020х14 мм	20295-85, 17Г1С	353	22.04.2006, 25.04.2006,
57.03D1-02	Изоляция отвода (90 град) д.1020х14 мм в стл. оболочке д.1175 мм (отводы МосФлоулайн)	1	Неизолиров. отвод (90 град) д.1020х14 мм (отводы МосФлоулайн)	1020х14 мм	20295-85, 17Г1С	366	

При изготовлении фасонного изделия применялась ручная или полуавтоматическая сварка с последующим 100% ультразвуковым контролем. Сварка и контроль произведены в соответствии с требованиями "Правил устройства и безопасной эксплуатации объектов котлонадзора".
Качественные показатели теплоизолированных фасонных изделий по данному сертификату соответствуют требованиям
ТУ 4936 - 004 - 33680607 - 98

Входной контроль, проводимый ЗАО "Мосфлоулайн", не освобождает заказчика от ответственности за обеспечение качества стальных труб и элементов, оставляемых Заказчиком под изоляцию.



Начальник отдела
качества



При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 64°C, температура сетевой воды в подающем трубопроводе не поднимается и может быть снижена на величину завышения сетевой воды в обратном трубопроводе.

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

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

3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Регулирование режима работы систем теплопотребления абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Для тепловых сетей энергоисточников температурный график 114-64°C для отпуска тепла был утвержден схемой теплоснабжения в 2017 году (утверждена приказом Минэнерго РФ от 11.08.2017г. №747). Для обеспечения необходимой температуры потребляемой горячей воды в теплое время отопительного сезона и в межотопительный сезон в интервале температур наружного воздуха от +3°C и выше температура в подающем трубопроводе принята 81°C в дневное время и 70°C в ночное.

Результаты анализа режимы работы системы теплоснабжения за 2018 год свидетельствуют, что фактические режимы отпуска тепла в рассматриваемый период незначительно отличались от утвержденных температурных режимов.

Рис. 3.7. Температурный график работы НчТЭЦ и систем отопления и вентиляции потребителей при непосредственном подключении к тепловым сетям

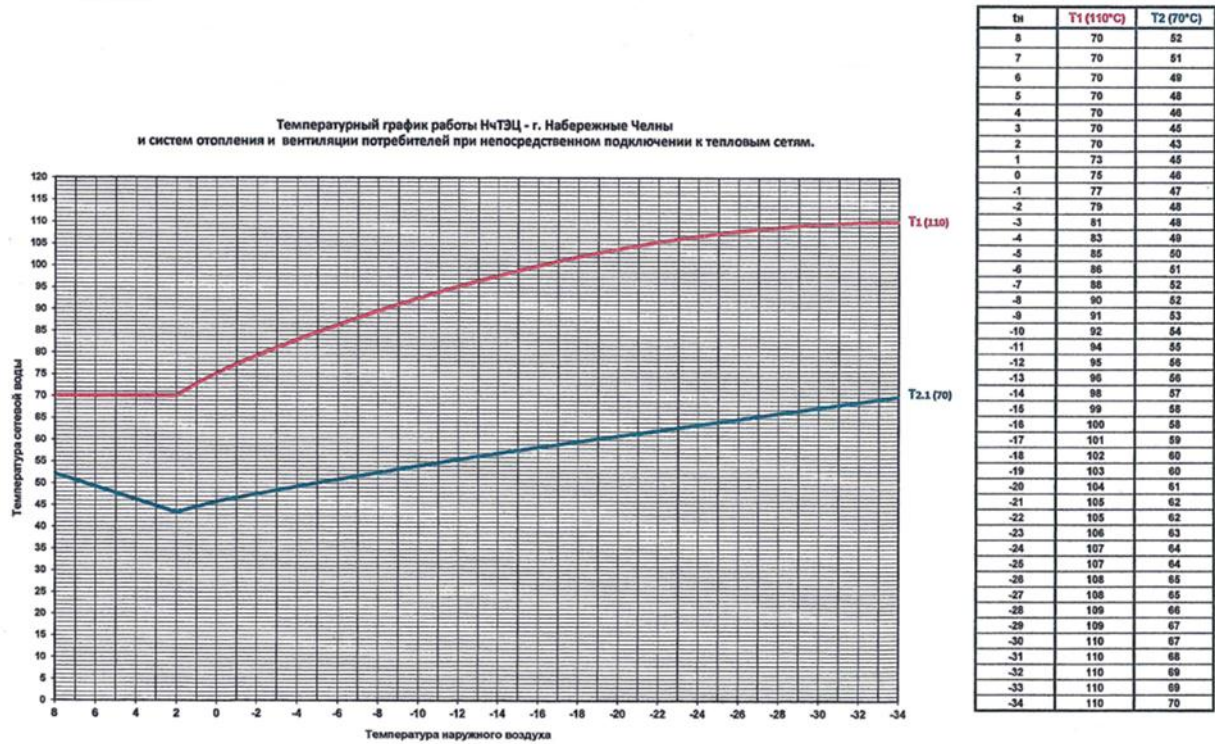


Рис. 3.8. Температурный график работы НчТЭЦ и температурные графики работы систем отопления потребителей 105/70°C и 95/70°C при работе от элеватора

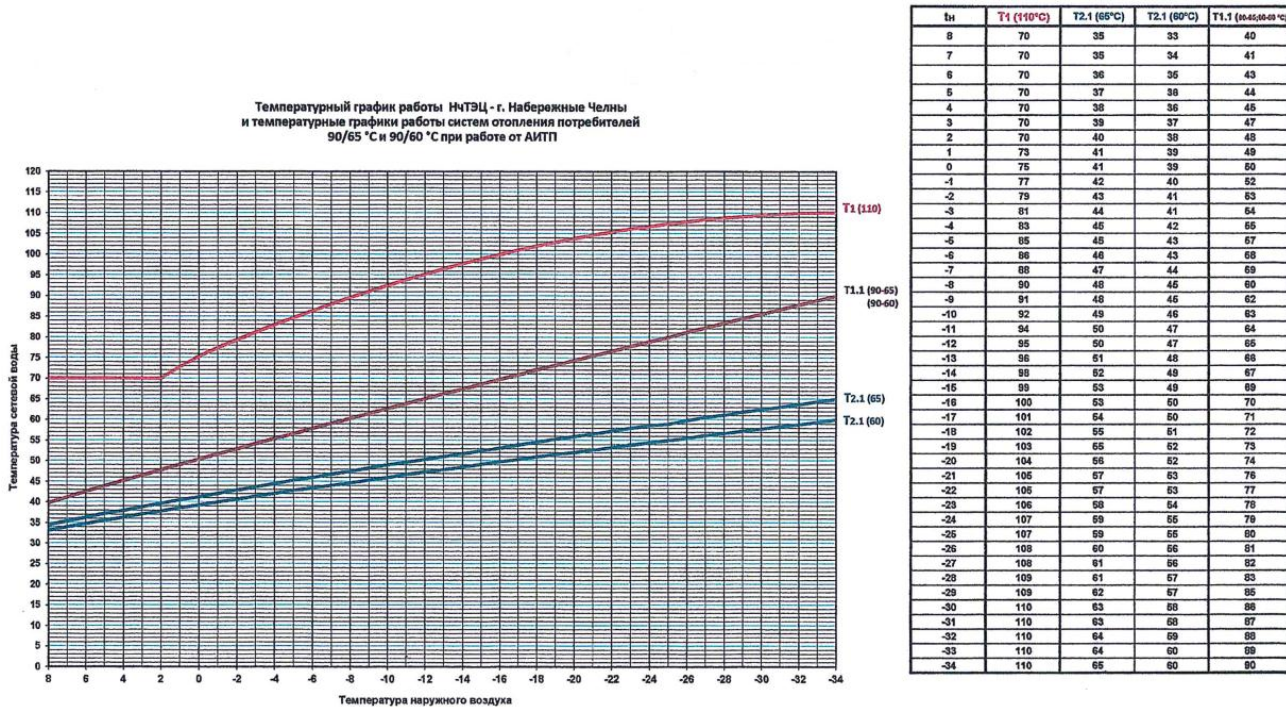
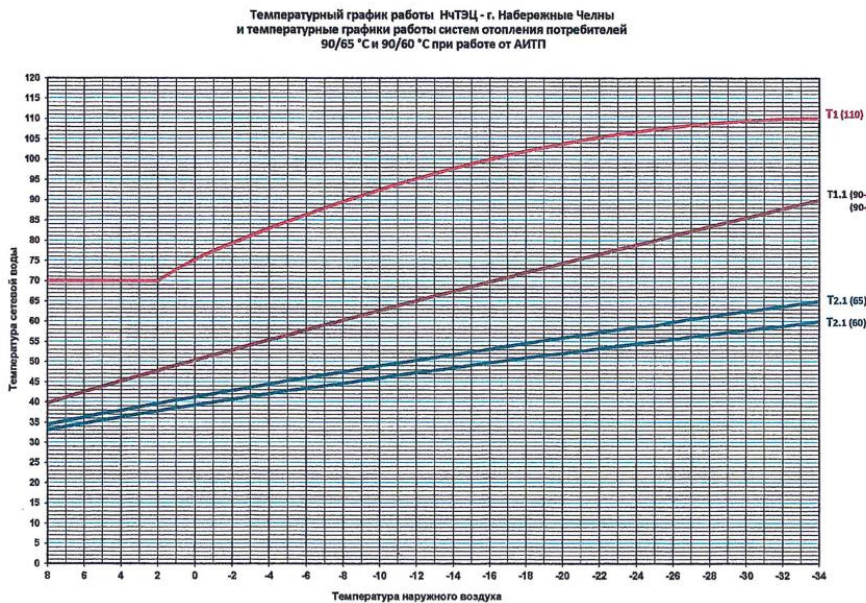
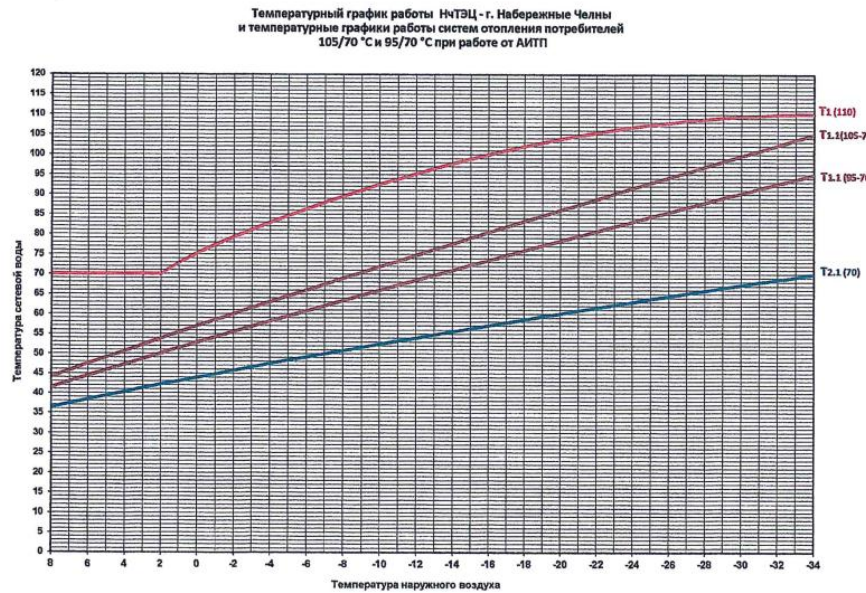


Рис. 3.9. Температурный график работы НчТЭЦ и температурные графики работы систем отопления потребителей 90/65°C и 90/60°C при работе от АИТП



tн	T1 (110°C)	T2.1 (65°C)	T2.1 (60°C)	T1.1 (90-65-60-60 °C)
8	70	35	33	40
7	70	35	34	41
6	70	36	35	43
5	70	37	36	44
4	70	38	36	45
3	70	39	37	47
2	70	40	38	48
1	73	41	39	49
0	75	41	39	50
-1	77	42	40	52
-2	79	43	41	53
-3	81	44	41	54
-4	83	45	42	55
-5	85	45	43	57
-6	86	46	43	58
-7	88	47	44	59
-8	90	48	45	60
-9	91	48	45	62
-10	92	49	46	63
-11	94	50	47	64
-12	95	50	47	65
-13	96	51	48	66
-14	98	52	49	67
-15	99	53	49	68
-16	100	53	50	70
-17	101	54	50	71
-18	102	55	51	72
-19	103	55	52	73
-20	104	56	52	74
-21	105	57	53	76
-22	106	57	53	77
-23	106	58	54	78
-24	107	59	55	79
-25	107	59	55	80
-26	108	60	56	81
-27	108	61	56	82
-28	109	61	57	83
-29	109	62	57	85
-30	110	63	58	86
-31	110	63	58	87
-32	110	64	59	88
-33	110	64	60	89
-34	110	65	60	90

Рис. 3.10. Температурный график работы НчТЭЦ и температурные графики работы систем отопления потребителей 105/70°C и 95/70°C при работе от АИТП



tн	T1 (110°C)	T2.1 (70°C)	T1.1 (105-70°C)	T1.1 (95-70°C)
8	70	36	44	42
7	70	37	46	43
6	70	38	46	45
5	70	39	46	46
4	70	40	47	47
3	70	41	47	49
2	70	42	48	50
1	73	43	49	52
0	75	44	49	53
-1	77	45	50	54
-2	79	46	50	55
-3	81	47	51	57
-4	83	48	51	58
-5	85	48	52	60
-6	86	49	52	61
-7	88	50	53	62
-8	90	51	53	63
-9	91	52	54	65
-10	92	53	54	66
-11	94	53	55	67
-12	95	54	55	69
-13	96	55	56	70
-14	98	56	56	71
-15	99	56	57	72
-16	100	57	57	74
-17	101	58	58	75
-18	102	59	58	76
-19	103	59	59	77
-20	104	60	59	78
-21	105	61	60	80
-22	105	62	60	81
-23	106	62	61	82
-24	107	63	62	83
-25	107	64	63	84
-26	108	65	64	86
-27	108	65	65	87
-28	109	66	65	88
-29	109	67	66	89
-30	110	67	67	90
-31	110	68	68	92
-32	110	69	69	93
-33	110	69	70	94
-34	110	70	70	95

3.7 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Выполнить регулировку гидравлического режима работы тепловых сетей традиционными методами (установкой расчетных ограничителей, соплами элеваторных узлов) при совмещенной тепловой нагрузке (отопление - горячее водоснабжение) практически невозможно, в ночное время происходит перегрев зданий, в часы максимального водоразбора - недогрев.

Кроме этого, при центральном регулировании по совмещенной тепловой нагрузке, по условиям горячего водоснабжения, температурный график работы тепловых сетей имеет нижнее ограничение температуры воды

В подающем трубопроводе на уровне 70°C с точкой излома при температуре наружного воздуха $+2^{\circ}\text{C}$. При этом, в переходные периоды - начало и окончание отопительного сезона, при отсутствии систем местного автоматического регулирования, происходит перегрев зданий. А верхнее ограничение температуры в подающем трубопроводе приводит к расхолаживанию северо-восточной части города в условиях низких температур и значительному увеличению расходов сетевой воды.

Для нормализации гидравлических режимов тепловых сетей северо-восточной части города функционирует районный тепловой пункт РТП-10 с повысительными насосами.

Существующие гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики приведены в Главе 3 Обосновывающих материалов.

Табл. 3.1. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки НчТЭЦ

Отопительный период	2014/2015		2015/2016		2016/2017		2017/2018	
Месяц	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C
Октябрь	966,00	-7,39	641,75	-0,59	654,37	-0,07	675,36	-4,08
Ноябрь	964,40	-10,70	856,48	-9,36	1003,59	-16,37	696,42	-2,00
Декабрь	1093,30	-18,90	1124,30	-17,48	1240,39	-22,11	1029,78	-17,53
Январь	1184	-25,58	1279,70	-19,95	1184,18	-29,53	1096,50	-12,37
Февраль	985,40	-18,96	842,49	-6,49	1188,10	-20,51	1119,47	-22,12
Март	721,70	-9,81	838,34	-9,89	824,31	-9,83	1135,72	-24,10
Апрель	626,00	-1,29	584,33	2,95	705,56	-4,51	698,64	0,13
Максимум за отопительный период	1184,000	-25,58	1279,70	-19,95	1240,39	-22,11	1135,72	-24,1

Табл. 3.2. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки КЦ БСИ

Отопительный период	2014/2015		2015/2016		2016/2017		2017/2018	
Месяц	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C
Октябрь	61,30	-6,03	52,34	-0,57	45,08	2,03	43,8	2,69
Ноябрь	77,80	-13,18	102,94	1	23,93	-4,09	16,89	-1,70
Декабрь	89,70	-19,59	24,54	-16,92	79,70	-24,68	24,21	-12,26
Январь	97,50	-29,60	28,67	-13,49	90,40	-25,73	25,56	-12,97
Февраль	81,10	-18,60	22,50	-5,59	26,08	-13,94	24,89	-24,38
Март	69,60	-13,80	18,15	-3,58	18,71	-4,4	26,46	-24,16
Апрель	44,20	-1,29	17,25	-0,64	18,21	-5,9	14,70	3,27
Максимум за отопительный период	97,50	-29,60	102,94	1	90,40	-25,73	43,8	2,69

Табл. 3.18. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на НчТЭЦ

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО	1097	1119	1136	699	419	199	169	156	324	719	1017	1081
внешних потребителей всего, в том числе:	247	252	269	124	17	17	16	19	17	129	164	240
в паре производственных показателей всего, в том числе:	247	252	269	124	17	17	16	19	17	129	164	240
в паре производственных отборов (противодавления) турбин	247	252	269	124	17	17	16	19	17	129	164	240

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в «остром паре»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде, в том числе:	850	867	867	575	402	182	153	137	307	590	853	841
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	850	825	775	575	402	182	153	137	307	590	853	676
от встроенных пучков конденсаторов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковых бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковой водогрейной котельной	-	42	92	-	-	-	-	-	-	-	-	165
потребителей собственных нужд всего, в том числе:	40	40	43	25	15	11	11	15	11	25	39	39
в паре производственных показателей всего, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре производственных отборов (противодавления)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в редуцированном паре	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в «остром паре»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре теплофикационных показателей на деаэрацию), в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от встроенных пучков конденсаторов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковых бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковой водогрейной котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Табл. 3.19. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на КЦ БСИ

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО	25,56	24,89	26,46	14,7	7,18	н/д	6,75	6,76	7,17	43,62	20,66	23,44
внешних потребителей всего, в том числе:	8,98	6,56	9,02	8,29	7,18	н/д	6,75	6,76	7,17	6,24	8,14	10,15
в паре производственных показателей всего, в том числе:	8,98	6,56	9,02	8,29	7,18	н/д	6,75	6,76	7,17	6,24	8,14	10,15
в паре производственных отборов (противодавления) турбин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в «остром паре»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде, в том числе:	16,58	18,33	17,44	6,41	0	0	0	0	0	37,38	12,52	13,29
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от встроенных пучков конденсаторов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковых бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковой водогрейной котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
потребителей собственных нужд всего, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре производственных показателей всего, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре производственных отборов (противодавления)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в редуцированном паре	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в «остром паре»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре теплофикационных показателей на деаэрацию), в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от встроенных пучков конденсаторов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковых бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
от пиковой водогрейной котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Табл. 3.20. Данные обеспеченности достигнутого максимума тепловой нагрузки на ООО «КамгэсЗЯБ»

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО	6,45	6,45	6,45	6,45	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	6,45	6,45	6,45
внешних потребителей всего, в том числе:	6,45	6,45	6,45	6,45	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	6,45	6,45	6,45
в паре производственных показателей всего, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре производственных отборов (противодавления) турбин	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в «остром паре»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в горячей воде, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от встроенных пучков конденсаторов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковых бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковой водогрейной котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
потребителей собственных нужд всего, в том числе:	13,52	13,52	13,52	13,52	8,62	8,62	8,62	8,62	8,62	13,52	13,52	13,52
в паре производственных показателей всего, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в паре производственных отборов (противодавления)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в редуцированном паре	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в «остром паре»	7,12	7,12	7,12	7,12	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	7,12	7,12	7,12
в горячей воде, в том числе:	6,4	6,4	6,4	6,4	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	6,4	6,4	6,4
в паре теплофикационных показателей с горячей водой от основных бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Значение показателя (тыс. Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
в паре теплофикационных показателей на деаэрацию), в том числе:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от встроенных пучков конденсаторов	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковых бойлеров	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
от пиковой водогрейной котельной	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

3.8 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

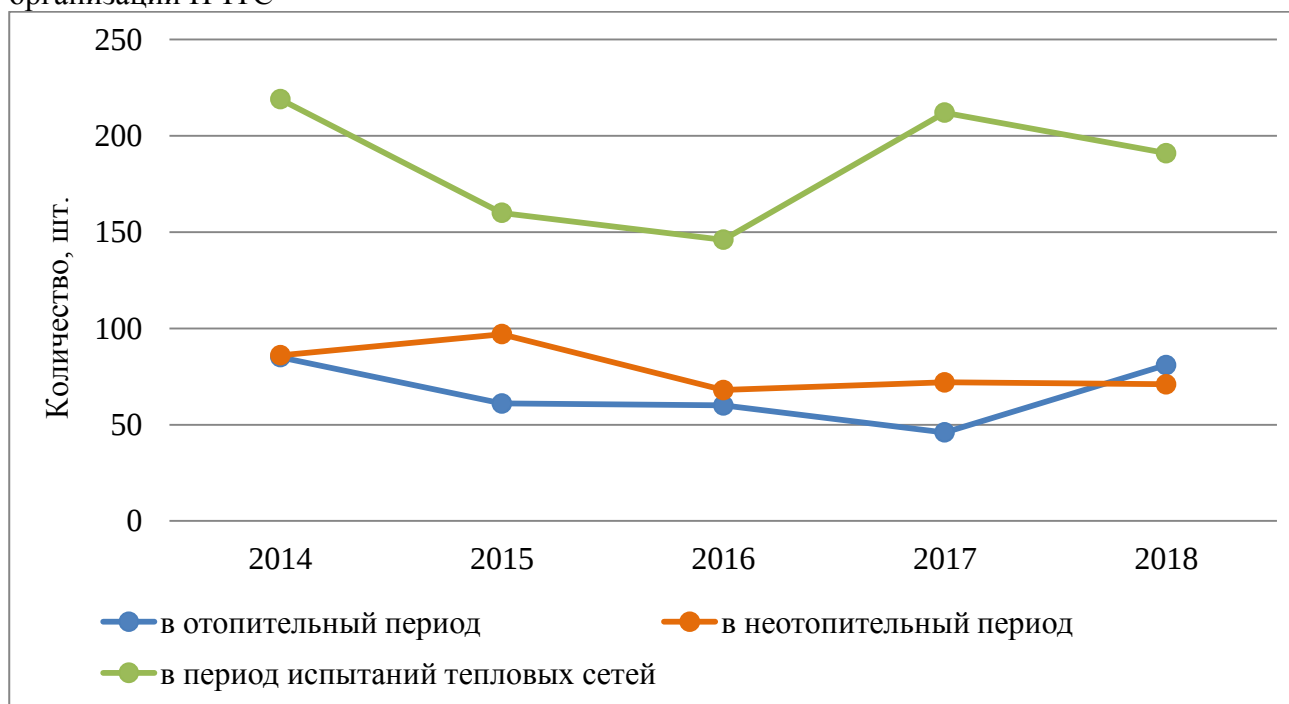
Нормативные показатели функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации НЧТС, ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» не разрабатывались.

Динамика изменения количества отказов на тепловых сетях теплоснабжающей организации НЧТС представлена в Табл. 3.21.

Табл. 3.21. Динамика изменения количества отказов на тепловых сетях теплоснабжающей организации НЧТС

Период	2014	2015	2016	2017	2018
в отопительный период	85	61	70	46	81
в неотопительный период	86	97	68	72	71
в период испытаний тепловых сетей	219	160	146	212	191
Сумма	390	318	284	330	343

Рис. 3.11. Динамика изменения количества отказов на тепловых сетях теплоснабжающей организации НЧТС



Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации НЧТС представлена в Табл. 3.22.

Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «КАМАЗ-Энерго» представлена в Табл. 3.23.

Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «ТСЗВ» представлена в Табл. 3.24.

Табл. 3.22. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м ² /год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м ² /год
2014	20,3	5,52	0,00038	0,00099
2015	22,2	5,81	0,00027	0,00072
2016	22,6	5,68	0,00026	0,00063
2017	23,7	5,77	0,00020	0,00090
2018	22,6	5,12	0,00034	0,00080

Табл. 3.23. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м ² /год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м ² /год
2014	21,865	14,36	0	0,0016
2015	23,042	11,41	0	0,0014
2016	21,958	12,85	0	0,0013
2017	23,297	13,18	0	0,0012
2018	23,952	13,48	0	0,0012

Табл. 3.24. Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей теплоснабжающей организации ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м ² /год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м ² /год
2018	37,353	0	0	0,0008

Табл. 3.25. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, шт.	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, шт.	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2014	СМТС- 18 СТС -26 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СМТС- 44 СТС -63 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2015	СМТС- 6 СТС -19 (повреждения не делились на магистраль и	Не более 6 часов	СМТС- 24 СТС -61 (повреждения не делились на	Недоотпуск отсутствовал

Год актуализации и (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, шт.	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, шт.	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
	внутрикварт)		магистраль и внутрикварт)	
2016	СМТС- 18 СТС -23 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СМТС- 29 СТС - 46(повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2017	СМТС- 10 СТС -16 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СМТС- 35 СТС -62 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2018	32	Не более 6 часов	54	Недоотпуск отсутствовал

СМТС – служба магистральных тепловых сетей обслуживает магистральные тепловые сети Северо-Восточной части города.

СТС - служба тепловых сетей обслуживает магистральные и внутри квартальные тепловые сети Юго-Западной части города(деления по количеству повреждений на магистральных и внутриквартальных сетях не производилось даны общие повреждения по службе)

Табл. 3.26. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2014	0	0	0,988	0
2015	0	0	0,858	0
2016	0	0	0,806	0
2017	0	0	0,663	0
2018	0	0	0,598	0

Табл. 3.27. Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей зоны действия ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2018	0	0	0,448	0

Табл. 3.28. Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2014	СВТС- 41 СТС -26 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СВТС- 112 СТС - 63 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2015	СВТС- 36 СТС -19 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СВТС- 75 СТС -61 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2016	СВТС- 19 СТС -23 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СВТС- 71 СТС -46 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2017	СВТС- 20 СТС -16 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Не более 6 часов	СВТС- 115 СТС -62 (повреждения не делились на магистраль и внутрикварт)	Недоотпуск отсутствовал
2018	49	Не более 6 часов	139	Недоотпуск отсутствовал

СВТС – служба внутриквартальных тепловых сетей обслуживает внутриквартальные тепловые сети Северо-Восточной части города.

СТС- служба тепловых сетей обслуживает магистральные и внутри квартальные тепловые сети Юго-Западной части города(деления по количеству повреждений на магистральных и внутриквартальных сетях не производилось даны общие повреждения по службе)

Табл. 3.29. Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей зоны действия ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2014	0	0	0,704	0
2015	0	0	0,771	0
2016	0	0	0,603	0
2017	0	0	0,704	0
2018	0	0	0,603	0

Табл. 3.30. Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей зоны действия ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2018	0	0	0,211	0

Как видно из представленных данных основное количество отказов тепловой сети приходится на неотапливаемый период, что связано в первую очередь с проведением ремонтов и последующих испытаний.

На тепловых сетях ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» в течение отчетного периода отказов не наблюдалось.

3.9 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет

На основе существующей статистики по отказам на магистральных сетях северо-восточного района время устранения одного повреждения наиболее длительного восстановления составляет не более 6 часов. Данный показатель восстановления тепловых сетей малоинформативен по причине неполной статистики (по некоторым повреждениям в собранной базе отсутствуют данные о времени восстановления).

При последующих актуализациях схемы теплоснабжения и утверждения дифференциации видов нарушения, а также форм учета статистической информации в соответствии с проектом приказа Министерства регионального развития РФ «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» (Приложение 3,4,5) данный показатель обретет достоверность и возможность применения в качестве прогнозирования при модернизации и обновления тепловых сетей в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030г., утвержденной распоряжением правительства РФ от 13.11.2009г №1715-р.

На настоящий момент рекомендуются следующие мероприятия:

В связи с неполнотой статистических данных, с целью получения достоверного значения следует произвести сбор и формирование базы данных по повреждениям в соответствии с утвержденными формами (журнал учета технологических нарушений).

Теплоснабжающим организациям для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей и снижения времени восстановления поврежденного участка тепловой сети рекомендуется руководствоваться МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации

по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ».

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

Система диагностики тепловых сетей предназначена для формирования пакета данных о состоянии тепломагистралей. В условиях ограниченного финансирования целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики. За основу описания процедур диагностики состояния тепловых сетей принят РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом».

Начинать диагностику состояния тепловой сети необходимо с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Анализ проектной и эксплуатационной документации можно проводить в соответствии с РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» или в соответствии с РД 12-411-01 «Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов». Результаты анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации рекомендуется оформлять по форме 1 РД 102-008-2002.

Исходные данные для анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации:

- Наименование и принадлежность организации, эксплуатирующей трубопровод;
- Полное наименование, назначение и шифр трубопровода, год ввода в эксплуатацию;
- Общая длина трубопровода, план-схема и профиль трассы трубопровода с привязками к надземным сооружениям, водным преградам, переходам через дороги, пересечениям, врезкам и т.п.;
- Проектное давление;
- Рабочее давление;
- Сведения о коррозионной агрессивности транспортируемого продукта и окружающего грунта (опасность питтингообразования по ИСО 11463, биокоррозии по РД 39-3-973-83, расчетные данные о скорости локальной коррозии по номинальным показателям);
- Сведения о количестве, причинах отказов (аварий) и выполненных ремонтов трубопровода с привязками по участкам трассы;
- Даты проведения предыдущих диагностических обследований, основные выводы по их результатам, организация-исполнитель;
- Дополнительная информация.

Далее производится осмотр трассы трубопровода. Рекомендуется его выполнять в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. Результаты осмотра рекомендуется оформлять по форме 2 РД 102-008-2002.

Затем приступают к подготовительным работам, которые выполняют до начала проведения диагностических работ. К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ. Во время работ по обследованию ведется Полевой журнал обследования по форме 3 РД 102-008-2002.

По результатам полевого этапа магнитометрического обследования составляется.

После окончания полевого этапа обследования в стационарных условиях осуществляют камеральную обработку данных. Её осуществляют с целью уточнения координат участков тепловой сети, а также оценки опасности дефектов и общего напряженного состояния тепловой сети для ранжирования её участков по классам технического состояния. По результатам обработки данных составляют «Ведомость выявленных аномалий».

По результатам анализа всей собранной информации оформляется «Заключение о техническом состоянии объекта диагностики». В процессе формирования заключения полученную информацию систематизируют с отражением основных результатов в виде таблиц, графиков и совмещенной ситуационной план-схемы трассы тепловой сети.

При помощи различных методов диагностики технического состояния тепловой сети можно ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных (текущих) ремонтов.

Существующее разнообразие видов диагностирования тепловых сетей методами неразрушающего контроля позволяет получить полную и точную картину технического состояния. Например:

- метод акустической эмиссии – проверен в мировой практике и позволяет точно определять местоположение дефектов тепловой сети, находящейся под изменяемым давлением;
- метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора;
- площадная тепловая аэрофотосъемка. Этот метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку целесообразно проводить в такое время, когда система отопления работает, но снега на земле нет, т.е. весной или осенью;
- метод НПК «Вектор»;

- метод «Wavemaker» – данная современная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних;
- поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб).

На предприятии должен быть организован ремонт тепловых сетей – капитальный и текущий. На все виды ремонта тепловых сетей должны быть составлены перспективные и годовые графики. Графики капитального и текущего ремонтов разрабатываются на основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов. Порядок проведения текущих и капитальных ремонтов тепловых сетей регламентируется следующими документами:

1. Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения (утверждена приказом Госстроя России от 13.12.2000. № 285 и согласована с Госгортехнадзором России и Госэнергонадзором Минэнерго России);

2. Положение о системе планово-предупредительных ремонтов основного оборудования коммунальных теплоэнергетических предприятий (утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 06.04.1982 № 214);

3. Инструкция по капитальному ремонту тепловых сетей (Утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 22.04.1985 № 220);

4. РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей» (утверждена РАО ЕЭС России 09.12.1999);

5. СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утверждены РАО ЕЭС России 25.12.2003).

При планировании капитальных и текущих ремонтов тепловой сети следует иметь в виду, что нормативный срок эксплуатации трубопроводов тепловых сетей составляет 25 лет.

3.11 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии утверждаются Минпромторгом Республики Татарстан.

Нормируемые месячные часовые потери определяются исходя из ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей.

Ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и

надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей.

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;
- среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;
- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Табл. 3.31. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети,
2016	-	-	650569,8	494077,1	12,6
2017	-	-	633033,5	511059,0	13,1
2018	Нормативы потерь не утверждались			501871,0	12,0

Норматив на магистральные и распределительные сети отдельно не устанавливался.

Табл. 3.32. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия ООО "КАМАЗ-Энерго" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети,
2016	Нормативы потерь не утверждались			108,398	16,215
2017	-	-	106,326	72,262	15,855
2018	Нормативы потерь не утверждались			13,791	63,23

Табл. 3.33. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей зоны действия ООО "ТСЗВ" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. Гкал

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети,
2018	Нормативы потерь не утверждались			8,378	68

Табл. 3.34. Динамика изменения нормативных и фактических потерь теплоносителя тепловых сетей зоны действия НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети,
2016	-	-	2684656,6	684 710	18,36%
2017	-	-	2675821	705 733	23,22%
2018	Норматив не утверждался			769 251	27,91%

Табл. 3.35. Динамика изменения нормативных и фактических потерь теплоносителя тепловых сетей зоны действия ООО "КАМАЗ-Энерго" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети,
2016	Нормативы потерь не утверждались			309,440	24,6
2017	-	-	257,108	131,607	17,087
2018	Нормативы потерь не утверждались			8,687	63,86

Табл. 3.36. Динамика изменения нормативных и фактических потерь теплоносителя тепловых сетей зоны действия ООО "ТСЗВ" за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. тонн

Год актуализации (разработки)	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего	Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети,
2018	Нормативы потерь не утверждались			4,398	56,83

3.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

По состоянию на 01.01.2019 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей теплоснабжающих организаций г. Набережные Челны не выдавались.

3.12 Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Потребители тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в г. Набережные Челны подключены по зависимой или не зависимой схемам теплоснабжения.

1. Зависимые системы теплоснабжения – системы, в которых теплоноситель по трубопроводу попадает прямо в систему отопления потребителя, без промежуточных теплообменников, тепловых пунктов и гидравлической изоляции. Несомненно, такая схема присоединения конструктивно простая, понятная, несложная в обслуживании, не требует дополнительного оборудования – циркуляционного насоса, автоматических приборов контроля и регулирования, теплообменников и т.д. Кроме того, она очень экономична.

Основной недостаток зависимой системы теплоснабжения – невозможность отрегулировать теплоснабжение в начале и конце отопительного сезона, когда возникает избыток тепла. Это влияет не только на комфорт потребителя, но и на тепловые потери. Для повышения энергосбережения разработаны и активно внедряются методики перехода зависимой системы теплоснабжения к независимой, которые позволяют экономить тепло на 10-40% в год.

На практике применяется два способа присоединения по зависимой системе теплоснабжения:

1) Зависимое (непосредственное) присоединение системы отопления без смешения. По данной схеме присоединяют системы водяного отопления зданий, в которых температура поверхности отопительных приборов не ограничена и соответствует санитарно-гигиеническим требованиям. При этой схеме используют наиболее простое и дешевое оборудование теплового пункта. Кроме того, благодаря максимальному использованию температурного перепада сетевой воды в отопительных приборах снижается расход воды на тепловом пункте и сокращается стоимость тепловой сети за счет уменьшения диаметров теплопроводов. Однако в этой схеме давление сетевой воды передается на отопительные приборы. Данная схема приемлема, если давление в сети не превышает допустимого давления отопительных приборов по механической прочности (0,6—0,9 МПа для чугунных радиаторов и 1,0 МПа для стальных конвекторов).

2) Непосредственное присоединение с водоструйным элеватором для подмешивания охлажденной воды применяется для жилых и общественных зданий до 12 этажей. Данная схема основана на использовании элеватора, который не требует постоянного обслуживания. Сетевая вода из подающего теплопровода поступает после регулятора расхода 8 через патрубок в элеватор 9, куда через перемычку подсасывается часть охлажденной воды, возвращающейся из системы отопления в обратный теплопровод сети. Смешанная вода требуемой температуры подается элеватором в систему отопления. Для нормальной работы элеватора требуется разность давлений в подающем и обратном трубопроводах 0,08-0,15 МПа. Недостатком схемы подключения является прекращение независимой циркуляции воды от тепловой сети в системе отопления и замораживание ее при аварийном отключении от тепловой сети.

2. Независимые системы теплоснабжения – системы, в которых отопительное оборудование потребителей гидравлически изолировано от производителя тепла, и для теплоснабжения потребителей используются дополнительные теплообменники центральных/индивидуальных тепловых пунктов.

Независимая система теплоснабжения имеет неоспоримые преимущества по сравнению с зависимой:

- возможность регулировать количество тепла, доставленного к потребителю (с помощью регулирования вторичного теплоносителя);
- высокая надежность;
- энергосберегающий эффект (экономия тепла 10-40%);
- возможность улучшить эксплуатационные и технические качества теплоносителя, тем самым повышая защиту котельных установок от загрязнений.

При данной схеме давление в местной системе отопления не зависит от давления в тепловой сети, поэтому схема применяется при необходимости гидравлически изолировать местную систему отопления от тепловой сети, а также в связи с увеличением тепловой нагрузки, радиуса действия тепловых сетей, строительством зданий выше 12 этажей, для которых давления воды в сетях недостаточно. Независимая схема наиболее приемлема для заполнения отопительных приборов в верхних этажах. При этом местная система отопления оборудуется расширительным баком, создающим собственное независимое от тепловой сети гидростатическое давление.

Горячее водоснабжение юго-западной части города осуществляется по закрытой схеме, в северо-восточной части города водоразбор горячего водоснабжения осуществляется по открытой схеме. Работы по переводу схемы горячего водоснабжения выполнены на 83%.

Табл. 3.37. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с отбором теплоносителя для целей горячего водоснабжения из систем отопления (открытых систем теплоснабжения) теплосетевой организации НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Год актуализации (разработки)	Доля абонентских пунктов от общего числа абонентских пунктов	Доля тепловой нагрузки к общей тепловой нагрузке горячего водоснабжения, %
2017	30,3	22,4
2018	27,2	17

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

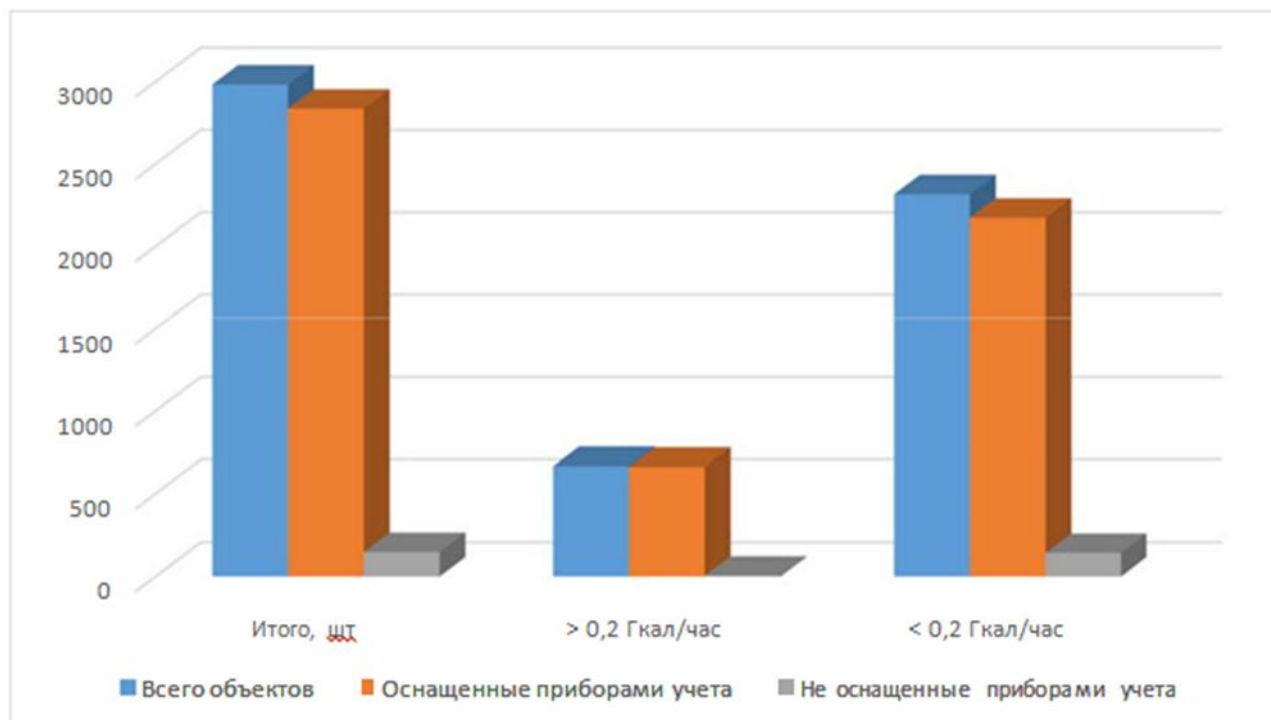
3.13.1 Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»

В таблице и на рисунке ниже приведены сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Табл. 3.38. 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%

Рис. 3.12. Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей «НЧТС»



Как видно из представленных данных – 95,04% потребителей «НЧТС» оснащены приборами учета тепловой энергии, к 2019 году «НЧТС» планирует оснастить всех своих потребителей, тепловой нагрузкой более 0,2 Гкал/ч, приборами учета тепловой энергии.

3.13.2 ООО «КАМАЗ-Энерго»

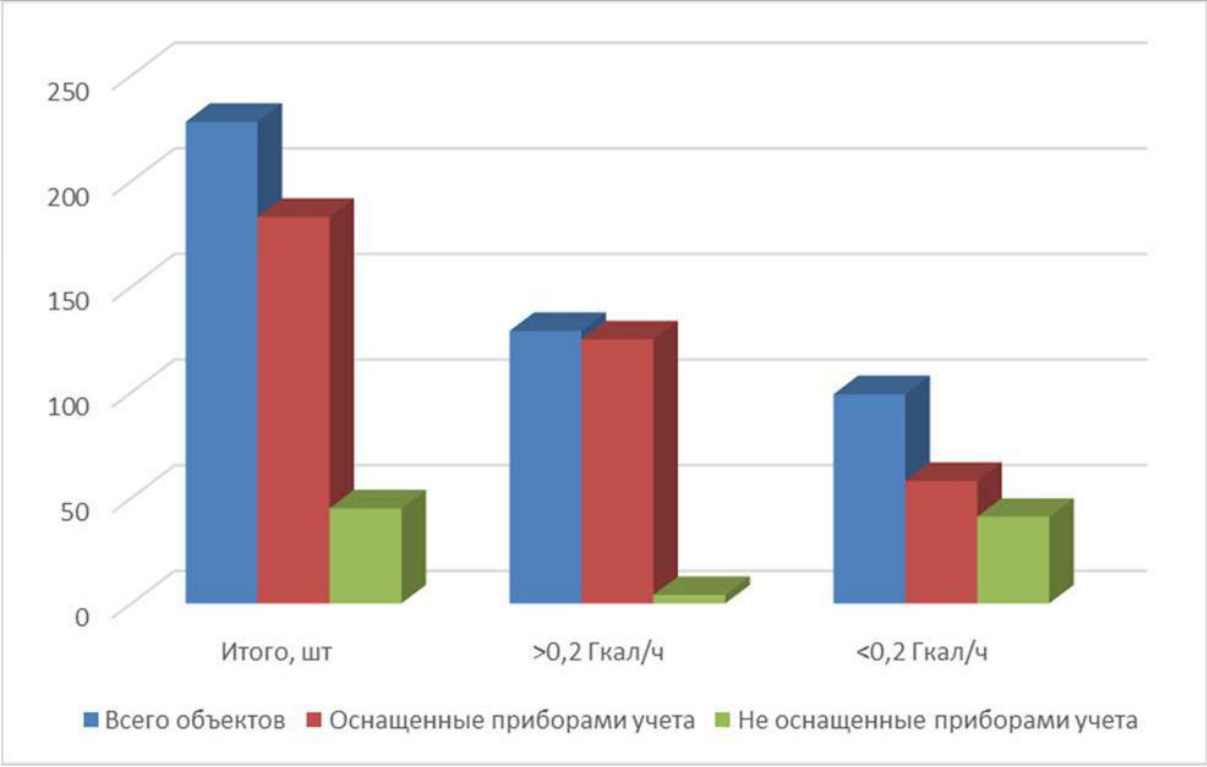
В таблице и на рисунке ниже приведены сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей

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

Табл. 3.39. Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго»

Наименование показателей	Всего объектов		Количество объектов		Количество объектов	
	Итого, шт	%	> 0,2 Гкал/час	%	< 0,2 Гкал/час	%
ООО "КАМАЗ-Энерго"	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%

Рис. 3.13. Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КАМАЗ-Энерго»



3.14 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.

Филиалом АО «Татэнерго» «НЧТС» разработана и внедрена АСУ теплоснабжения в виде информационного табло (видеостена), расположенного центральной диспетчерской ОАО «НЧТК». 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 стали передаваться 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 сейчас позволяет диспетчеру оперативно и эффективно вести режим работы тепловой сети, контролировать параметры работы насосных станций и параметры тепловой сети на мнемосхеме, отображаемой на видео-стене, управлять автоматизированными объектами. С реализацией последнего, третьего этапа, все вышеуказанные операции можно будет выполнять в целом по всему г. Набережные Челны.

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

Гидравлические режимы с очень высокой долей достоверности рассчитываются с помощью программы «Гидравлика». При этом, тепловые сети старой части города до сих пор рассчитываются в DOS-версии программы.

3.15 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Перечень выявленных бесхозных сетей представлен в Табл. 3.41. Общая длина бесхозных тепловых сетей составляет – 14939,5 м, а материальная характеристика – 2122,05 м².

Табл. 3.40. Перечень бесхозных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Приложение
к постановлению
Исполнительного комитета
от «29» 12 2017 № 3207

Перечень
бесхозных тепловых сетей, которые непосредственно присоединены
к тепловым сетям АО «Татэнерго»

№, п/п	Наименование объекта	Место нахождение	Протяжен ность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции
1	Тепловая сеть от УТ-2 до наружной кромки стены жилого дома 65-01	65 к-с	14	133	подземная бесканальная	ППУ
2	Тепловая сеть от УТ-3 до ТК-1	65 к-с	21,8	426	подземная бесканальная	ППУ
3	Тепловая сеть от ТК-1 до наружной кромки стены жилого дома 65-02	65 к-с	27,5	89	подземная бесканальная	ППУ
4	Тепловая сеть от ТК-1 до ТК-2	65 к-с	95,09	426	подземная бесканальная	ППУ
5	Тепловая сеть от ТК-2 до наружной кромки стены жилого дома 65-01	65 к-с	16,2	133	подземная бесканальная	ППУ
6	Тепловая сеть от ТК-2 до ТК-3	65 к-с	98,52	426	подземная бесканальная	ППУ
7	Тепловая сеть от ТК-3 до наружной кромки стены жилого дома 65-10	65 к-с	15,65	159	подземная бесканальная	ППУ
8	Тепловая сеть от ТК-3 до ТК-4	65 к-с	75,05	426	подземная бесканальная	ППУ
9	Тепловая сеть от ТК-4 до ТК-5	65 к-с	136,84	219	подземная бесканальная	ППУ
10	Тепловая сеть от ТК-5 до ТК-6	65 к-с	59,11	219	подземная бесканальная	ППУ
11	Тепловая сеть от ТК-6 до наружной кромки стены жилого дома 65-13А	65 к-с	12,37	108	подземная бесканальная	ППУ
12	Тепловая сеть ТК-6 - ТК-6А - ТК-7	65 к-с	70	219	подземная бесканальная	ППУ
13	Тепловая сеть от ТК-7 до наружной кромки стены жилого дома 65-19	65 к-с	26,21	133	подземная бесканальная	ППУ
14	Тепловая сеть от наружной кромки стены жилого дома 65-19 до ТК-7А и до наружной кромки стены жилого дома 65-19	65 к-с	16,66	108	подземная бесканальная	ППУ
15	Тепловая сеть от ТК-4 до ТК-14	65 к-с	49,9	273	подземная бесканальная	ППУ

16	Тепловая сеть от ТК-14 до наружной кромки стены жилого дома 65-13А	65 к-с	26,5	108	подземная бесканальная	ППУ
17	Тепловая сеть от ТК-14 до ТК-15	65 к-с	126	273	подземная бесканальная	ППУ
18	от ТК-15 до наружной кромки стены жилого дома 65-13Б	65 к-с	10,7	108	подземная бесканальная	ППУ
19	Тепловая сеть от ТК-15 до ТК-16	65 к-с	121	273	подземная бесканальная	ППУ
20	Тепловая сеть от ТК-16 до наружной кромки стены жилого дома 65-19	65 к-с	8	108	подземная бесканальная	ППУ
21	Тепловая сеть от ТК-2 до ТК-12	65 к-с	242,1	219	подземная бесканальная	ППУ
22	Тепловая сеть от ТК-16 до наружной кромки стены жилого дома 65-14	65 к-с	35	108	подземная бесканальная	ППУ
23	Тепловая сеть от ТК-16 до ТК-17	65 к-с	101	159	подземная бесканальная	ППУ

Итого: 1405,2

Руководитель Аппарата
Исполнительного комитета



Г.К. Ахметова

Табл. 3.41. Перечень бесхозяйных тепловых сетей

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
1	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/10 на ж/д 13/09 и 13/16	13 к-с	51,05	159	подвал, на низких опорах	стеклоткань	1992
			75	133			1992
			1,4	108			1992
2	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 46/10 в сторону 46/10А	46 к-с	150	108	подвал, на низких опорах	минвата	2009
3	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/09 на ж/д 13/16	13 к-с	4,8	133	подвал, на низких опорах	стеклоткань	1997
			177,9	89			1997
4	Транзитный трубопровод тепловых сетей к ж/д 37/20 Б,В	37 к-с	54	133	подвал, на низких опорах	К-флекс	1997
			42,7	108			1997
5	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 12-17 от ТК-19 до ТК-19а	12 к-с	19,75	159	подвал, на низких опорах	стекловата	1994
			1,1	108			1994
6	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/05 на ж/д 13/11	13 к-с	1,65	159	подвал, на низких опорах	к-флекс	1994
			110,3	108			1994
7	Транзитный трубопровод тепловых сетей к ж/д 31/17/1	31 к-с	30	89	подвал, на низких опорах	стекловата	1994
8	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/05/2 (11-12 подъезд)	38 к-с	58,1	89	подвал, на низких опорах	к-флекс	1990
9	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/05/1 (3-8 подъезд)	38 к-с	50,2	219	подвал, на низких опорах	к-флекс	1990
			11,7	133			1990
			105,9	108			1990
			5,6	89			1990
10	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/05/3	38 к-с	11,3	219	подвал, на		1990

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
	(17 подъезд)		3,5	159	низких опорах		1990
			2	89			1990
11	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09-1 (4-9 подъезд)	38 к-с	1,3	159	подвал, на низких опорах	к-флекс	1990
			32,6	133			1990
			78,5	108			1990
			20,2	89			1990
12	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09/2 (3-4 подъезд)	38 к-с	10,7	89	подвал, на низких опорах		1990
			45,5	108			1990
13	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/06 со стороны ТК-99	39 к-с	7,5	273	подвал, на низких опорах	минвата	1989
			0,9	219			1989
			17,3	159			1989
			1,2	108			1989
14	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/23	41 к-с	1,3	219	подвал, на низких опорах	нет	1983
			3,3	57			1983
			13,95	159			1983
15	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 12/03, 12/04, 12/05, 12/06 до ж/д 12/07	12 к-с	9,4	159	подвал, на низких опорах	минвата	1984
			221,55	133			1984
			107,45	108			1984
			91,7	89			1984
			43,9	57			1984
16	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 12/08	12 к-с	31,4	133	подвал, на низких опорах	минвата	1992
			11,65	108			1992
			1,6	89			1992
			32,9	76			1992
17	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 12/12 до ж/д 12/16	12 к-с	3	159	подвал+под зем	минвата	1992
			131,5	133			1992
			97,6	108			1992

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
			17,1	89			1992
			101,8	76			1992
			6,65	57			1992
18	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 12/19 до ж/д 12/20	12 к-с	1,9	159	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	1985
			52,8	133			1985
			47,1	108			1985
			2,6	89			1985
19	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 12/22 до ж/д 12/21	12 к-с	113,55	89	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	1985
			4,7	76			1985
20	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/01	13 к-с	5,15	159	подвал, на низких опорах	к-флекс	1995
			21,65	133			1995
			5,6	108			1995
21	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/04	13 к-с	104,9	159	подвал, на низких опорах	к-флекс	1992
			5,15	133			1992
22	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 14/01 и ж/д 14/02	14 к-с	1,5	219	подвал+под зем	минвата	1996
			90	159			1996
			17,15	133			1996
			47,3	108			1996
			8,05	89			1996
23	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 14/08	14 к-с	1,15	159	подвал, на низких опорах	минвата	1996
			95,6	108			1996
24	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 14/11	14 к-с	180,95	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	1996
25	Транзитный трубопровод тепловых сетей 31/02	31 к-с	2	159	подвал, на низких	минвата	1995
			21,5	108			1995

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
					опорах		
26	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 40/10 к зданию суда 40/10А	40 к-с	10,9	108	подвал, на низких опорах	минвата	1984
			45,3	57			1984
27	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/08	41 к-с	0,8	219	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			37,8	159			1983
			41,5	108			1983
			9	76			1983
28	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/07	41 к-с	75,55	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			8,65	89			1983
29	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/06	41 к-с	75,2	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			8,75	76			1983
30	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/09	41 к-с	73,15	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			10,25	89			1983
31	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/08А	41 к-с	23,7	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			6	57			1983
32	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/07А	41 к-с	22,5	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			1,55	57			1983
33	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/15	41 к-с	76,2	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			9,3	57			1983
34	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/14	41 к-с	15,9	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			60,4	108			1983
			0,85	89			1983
			8,7	57			1983
35	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/13	41 к-с	74,25	108	подвал, на	минвата	1983

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
			1,5	89	низких опорах		1983
			9,5	57			1983
36	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/20	41 к-с	70,75	108	подвал, на	минвата	1983
			9,5	89	низких		1983
			0,3	57	опорах		1983
37	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/19	41 к-с	73,3	108	подвал, на	минвата	1983
			10,95	89	низких опорах		1983
38	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09/3 (1 подъезд)	38 к-с	30,6	159	подвал, на	минвата	1989
			1,8	133	низких		1989
			2	89	опорах		1989
39	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/13/2 (3-4 подъезд)	38 к-с	58,5	108	подвал, на низких опорах		1989
40	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/13/1 (6-9 подъезд)	38 к-с	2,3	273	подвал, на низких опорах		1989
			108,3	219			1989
			12,1	133			1989
			1,5	108			1989
41	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/02	39 к-с	2,5	219	подвал, на	минвата	1991
			223,1	159	низких		1991
			0,3	108	опорах		1991
42	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/03	39 к-с	7,75	159	подвал, на	минвата	1991
			176,45	108	низких		1991
			5,3	89	опорах		1991
43	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/06, от ТК-7 до ж/д 39/07	39 к-с	62,475	159	подвал, на	минвата	1991
			33,625	133	низких		1991
			91,15	108	опорах		1991
44	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/13, от ТК-6	39 к-с	32,6	159	подвал, на	минвата	1991
			9,9	108	низких		1991

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
			2,1	89	опорах		1991
45	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/11	56 к-с	132	159	подвал, на	минвата	1987
			32,2	89	низких		1987
			15	57	опорах		1987
46	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/13	56 к-с	220	159	подвал, на	минвата	1987
			11	57	низких опор		1987
47	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/15	56 к-с	72,6	108	подвал, на низких опор	минвата	1987
48	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/21 от НО-183 на ТК-5	56 к-с	18	219	подвал, на низких опор	минвата	1987
49	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/17	4 к-с	3	108	подвал, на		1974
			25	76	низких опор		1974
50	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/15	4 к-с	0,3	159	подвал, на		1974
			10	89	низких опор		1974
51	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/21	4 к-с	98	89	подвал, на низких опор		1974
52	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/18	4 к-с	50	76	подвал, на низких опор		1974
53	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/22	4 к-с	28	76	подвал, на		1974
			7	57	низких опор		1974
54	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/23	4 к-с	19	89	подвал, на		1974
			22	57	низких опор		1974

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
55	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/26	4 к-с	20	76	подвал, на низких опорах		1974
56	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 6/06	6 к-с	22	108	подвал, на низких опорах		1974
			2	89			1974
57	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 6/10	6 к-с	87,5	273	подвал, на низких опорах	минвата	1974
			29,5	219			1974
			12	89			1974
			72	76			1974
58	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 7/03 от ТУ-25 на ж/д 7/02	7 к-с	1	159	подвал, на низких опорах		1976
			29	108			1976
59	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 7/02 от ТК-19	7 к-с	131	89	подвал, на низких опорах		1976
60	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 7/23	7 к-с	12,5	159	подвал, на низких опорах	минвата	1976
			2,5	219			1976
61	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/03	32 к-с	234	108	подвал, на низких опорах	минвата	1995
			82	219			1995
62	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/02	32 к-с	68	273	подвал, на низких опорах	минвата	1982
63	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/01	32 к-с	19	219	подвал, на низких опорах	минвата	1995
64	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/05	32 к-с	241	159	подвал, на низких опорах	минвата	1995

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
65	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/07, по подвалу 32/07, к зданию пенс.фонда, к зданию ЭОВД	32 к-с	24	273	подвал+подзем	минвата	1995
			238	219			1995
			136	159			1995
			470,5	89			1995
			62	76			1995
66	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/08, до ж/д 62/09	62 к-с	80	108	подвал, на низких опорах	минвата	1996
67	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/03, к ж/д 62/02	62 к-с	35	108	подвал, на низких опорах	минвата	1996
68	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/11 к 62/23	62 к-с	80	159	подвал, на низких опорах	минвата	2003
69	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/12 к ТК-1А	62 к-с	24	219	подвал, на низких опорах	минвата	1996
70	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/15	62 к-с	80	108	подвал, на низких опорах	минвата	1996
71	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 59/05, от ТК-1В	59 к-с	1	159	подвал, на низких опорах	минвата	1992
			64	108			1992
72	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 59/04/3 на ж/д 59/04/2	59 к-с	5	133	подвал, на низких опорах		1992
			45	108			1992
73	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 59/15	59 к-с	118	108	подвал, на низких опорах	минвата	1992
74	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/20	58 к-с	74	159	подвал, на низких	минвата	1992

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
					опорах		
75	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/21	58 к-с	20	219	подвал, на низких опорах	минвата	1992
			98	89			1992
76	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/18 от ТК-5 на ТК-6	58 к-с	17	219	подвал, на низких опорах		1992
77	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/18 от ТК-3 на ТК-4	58 к-с	14	219	подвал, на низких опорах		1992
78	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/15 на ж/д 58/16	58 к-с	5	108	подвал, на низких опорах		1992
			35	76			1992
79	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11/31	11 к-с	46	159	подвал, на низких опорах	нет	1976
			4	89			1976
80	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11/32	11 к-с	19	159	подвал, на низких опорах	минвата	1976
81	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11/26	11 к-с	10	133	подвал, на низких опорах	нет	1976
			48	108			1976
82	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 18/12	18 к-с	98	108	подвал, на низких опорах	к-флекс	1986
83	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 18/07	18 к-с	118	108	подвал, на низких опорах	нет	1989
84	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 20/07	20 к-с	340	159	подвал, на низких опорах	минвата	1976
			2,5	219			1976

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
85	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 22/15	22 к-с	2	219	подвал, на низких опорах	к-флекс	1976
			2	159			1976
			92	108			1976
86	Транзитный трубопровод тепловых сетей 1/13	1 к-с	20	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1973
			17	76			1973
87	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 48/16	48 к-с	6	159	подвал, на низких опорах	минвата	1978
			2	108			1978
			42	76			1978
88	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 48/20	48 к-с	64	159	подвал, на низких опорах	минвата	1978
89	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 48/21	48 к-с	10	159	подвал, на низких опорах	минвата	1978
			40	108			1978
90	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 49/08	49 к-с	10	219	подвал, на низких опорах	минвата	1978
			90	159			1978
91	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 50/03	50 к-с	5	219	подвал, на низких опорах	минвата	1982
			156	159			1982
92	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 50/07	50 к-с	91	159	подвал, на низких опорах	минвата	1987
93	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 50/12	50 к-с	14	219	подвал, на низких опорах	минвата	1982
94	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 53/21 Б,В	53 к-с	4	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1998
			52	159			1998
			90	108			1998

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
95	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 53/22 А	53 к-с	58	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1992
			102	89			1992
96	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 53/23 А	53 к-с	92	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1992
			12	108			1992
97	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 53/27А до ж/д 53/27Б,В	53 к-с	107,3	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1997
98	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/04	54 к-с	55	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	1985
			12	89			1985
99	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/15/3 на д/с 54/11	54 к-с	39	108	подвал, на низких опорах	минвата	1985
			61	89			1985
100	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/16 на 54/08	54 к-с	10	219	подвал, на низких опорах	минвата	1985
			87	159			1985
			15	133			1985
101	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/18 на 54/15/3	54 к-с	40	108	подвал, на низких опорах	минвата	1985
102	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/20	54 к-с	12	219	подвал, на низких опорах	минвата	1985
			17	159			1985
			114	133			1985
103	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/15	54 к-с	7	273	подвал, на низких опорах		1985
			7	219			1985
104	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/13 на ж/д 54/12	54 к-с	40	133	подвал, на низких опорах		1985
			10	108			1985
105	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/04	27 к-с	84	108	подвал, на	минвата+стекло	1984

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
			4	159	низких опорах	ткань	1984
106	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/08	27 к-с	44	159	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1984
107	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/12	27 к-с	98	108	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1984
			4	159			1984
108	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/17	27 к-с	15	219	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1984
109	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/20	27 к-с	6	273	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1984
			31	219			1984
			61	159			1984
110	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/25а	27 к-с	7	159	подвал, на низких опорах	нет	1984
			1	89			1984
111	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/26а	27 к-с	12	159	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1984
			1	89			1984
			2	219			1984
112	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 52/11	52 к-с	39	108	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1992
			37	89			1992
			4	159			1992
113	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 52/41, 52/19 к ж/д 52/20	52 к-с	163	159	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1992
			4	89			1992
			1,5	108			1992
114	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 28/18	28 к-с	6	108	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1977
			65	159			1977
115	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 30/03	30 к-с	14	159	подвал, на	минвата+стекло	1977

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
			2	108	низких опорах	ткань	1977
116	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 30/08	30 к-с	7	159	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1977
			2	108			1977
			7	89			1977
117	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 3/06	3 к-с	110	89	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1973
			2	133			1973
118	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 3/09	3 к-с	100	89	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1973
119	Транзитный трубопровод тепловых сетей 26/18, поперек	26 к-с	3,5	159	подвал, на низких опорах	нет	1984
			8,5	108			1984
120	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 17А/11 на ж/д 17А/12	ЗЯБ, 17А к-с	51	89	подвал, на низких опорах	минвата+стекло ткань	1994
121	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 17А/22 до ж/д 17А/21	ЗЯБ, 17А к-с	70	108	подвал+под зем	термофлекс	1984
			12	89			1984
122	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 17А/22 до ж/д 17А/23	ЗЯБ, 17А к-с	16	89	подвал+под зем	термофлекс	1984
123	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 9/42	9 к-с	115	108	подвал, на низких опорах		2009
124	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 9/43	9 к-с	85,5	159	подвал, на низких опорах		2009

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
125	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/02А кор.1 до ж/д 13/02А кор.2	13 к-с	45	159	тепловая сеть проходит внутри гаража между корпусами		2009
126	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 8/28 на ж/д 8/29	ГЭС, 8 к-с	74	89	подвал, на низких опорах		1973
127	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 50/20 о ж/д 50/21	50 к-с	28	89	подвал, на низких опорах		2012
			2,5	108			2012
			1	133			2012
128	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 31/16 от ТУ-50а на ТК-38	31 к-с	12	219	подвал, на низких опорах		1995
129	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/08 от ТК-58 на ТК-67	39 к-с	13,5	159	подвал, на низких опорах		1991
130	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/15 от ТК-14 на ТК-24	39 к-с	14	159	подвал, на низких опорах		1991
131	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/14 на ж/д 39/13	39 к-с	50,9	108	подвал, на низких опорах		1991
			5,3	89			1991
132	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 40/01 от ТК-17 на ТК-24	40 к-с	10,8	219	подвал, на низких опорах		1984
133	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/05 на ж/д 41/08	41 к-с	21,5	219	подвал, на низких опорах	минвата	1983

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
134	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/16	41 к-с	53	89	подвал, на низких опорах		1983
			1,5	133			1983
			1,75	159			1983
135	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/21	54 к-с	151	108	подвал на настенных кронштейнах		1985
			1	159			1985
136	Транзитный трубопровод тепловых сетей 1/07	1 к-с	7	159	подвал, на низких опорах		1973
			4	108			1973
137	Транзитный трубопровод тепловых сетей 1/04	1 к-с	21	89	подвал, на низких опорах		1973
138	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 2/08	2 к-с	108	76	подвал, на низких опорах		1974
139	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 18/22А1 на ж/д 18/22А2	ЗЯБ, 18 к-с	14	133	подвал, на низких опорах		2012
			31	89			2012
140	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/18	39 к-с	0,5	133	подвал, на низких опорах		1991
			48,2	57			1991
141	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 47/03	47 к-с	37	89	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2003
142	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 47/23 (от ТК-16 до ТК-51)	47 к-с	110	159	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2003
143	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 23/11 Бл.А от ТК-113 - ТК-103	23 к-с	10	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2003

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
144	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 23/11 Бл.В от ТК-5 - 23/11 Бл.Г	23 к-с	21	108	подвал, на низких опорах	минвата	1976
145	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11-09 (от ТК-14 до 11/17)	11 к-с	15	159	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2012
146	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11-09 (от ТК-7 до 11/10)	11 к-с	15	219	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2012
147	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 37/27 от ТК-10	37 к-с	61,5	159	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2008
			98,3	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2008
148	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/10, от ТК-4А на ж/д 13/13	13 к-с	12,1	108	подвал, на низких опорах		1993
149	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 23/10А	23 к-с	12	108	подвал на низких опорах		1987
			5	159			
150	Тепловая сеть от ТК-333 до внешней границы стены жд 21/20	мкрн Замелекесье	27	89	подземный		2014
151	Тепловая сеть от ТК-332 (УТ-17) до внешней границы стены жд 21/28	мкрн Замелекесье	10,5	108	подземный		2014
152	Тепловая сеть от ТК-24 до внешней границы стены жд 21/23	бульвар Цветочный	271	219	подземный		2014
			8	108	подземный		
153	Тепловая сеть от ТК-2 до внешней границы стены жд 15/12-1	п.ЗЯБ, 15 комплекс	13	89	подземный		2016
154	Тепловая сеть от ТК-20 до внешней границы стены	12 комплекс	99	108	подземный		2014

№, п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 dy)	Диаметр, мм	Тип прокладки, существующий	Тип изоляции. Существующий	Год ввода в эксплуатацию
	жд 12/22А		21,5	108			
155	Тепловая сеть от ТК-9 (УТ-30 до внешней границы стены ж/д пр.Вахитова, 54Г	46 комплекс	18,45	108	подземный		

4 Зоны действия источников тепловой энергии

Границы районов муниципального образования города Набережные Челны определены 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.

4.1 Набережночелнинская ТЭЦ

Зоны действия НчТЭЦ охватывают большую часть территории города. В зимний период ТЭЦ снабжает теплом северо-восточную часть города (Новый город), поселок ЗЯБ и большую часть потребителей жилых районов Замелекесье, ГЭС и Сидоровка:

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
- 3, 4. пос. ГЭС, пос. Сидоровка;
5. мкр. Замелекесье;
6. ООО «КамАЗ-Энерго»;
7. ПКЗ;
8. Промышленная площадка;
9. Промышленная зона БСИ.

В летний период НчТЭЦ снабжает теплом весь город (кроме потребителей котельной ООО «КамгэсЗЯБ»):

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;

3,4. пос. ГЭС, пос. Сидоровка;

5. мкр. Замелекесье;

6. ООО «КамАЗ-Энерго»;

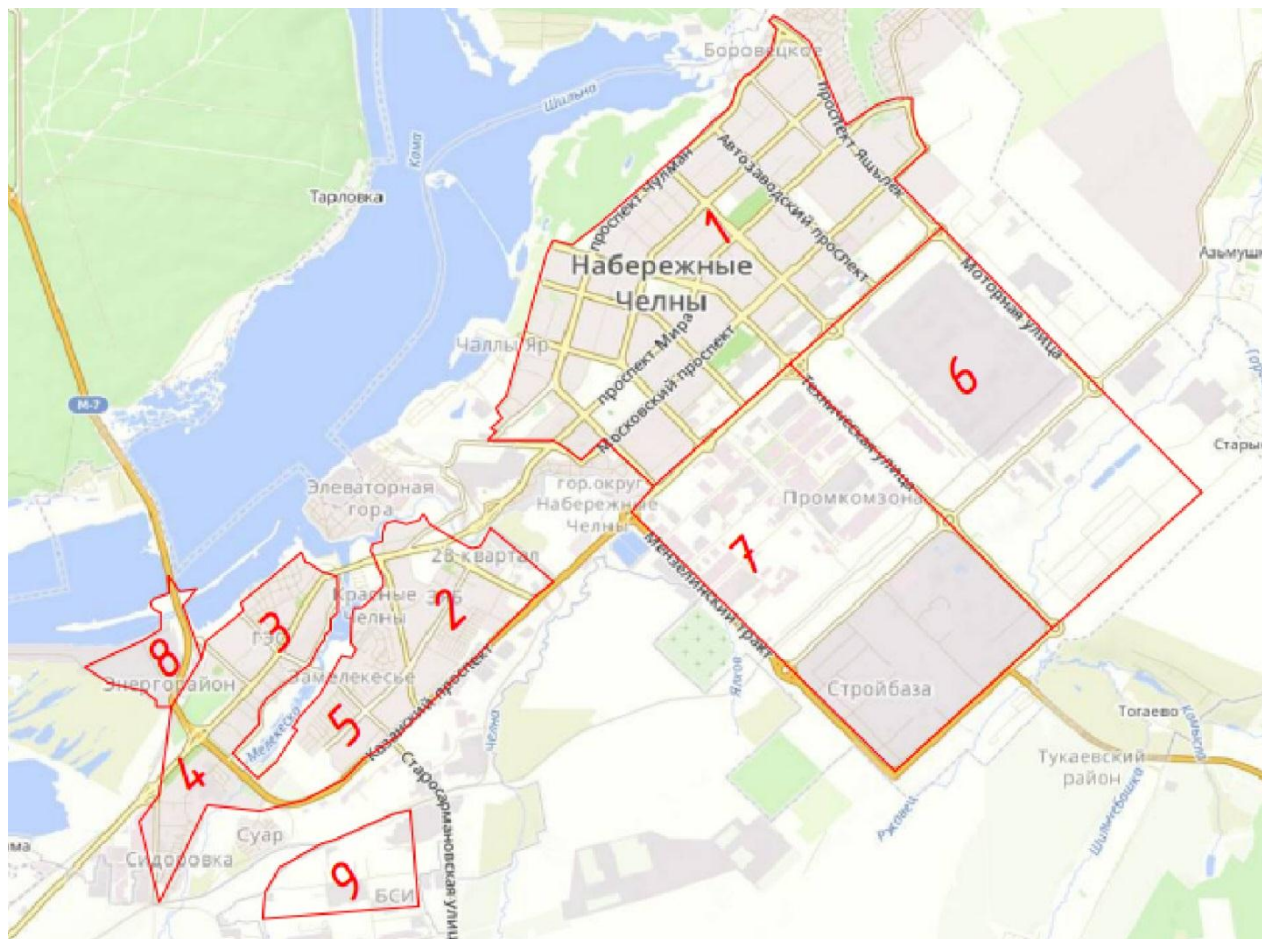
7. ПКЗ.

Теплоснабжение северо-восточной части города Набережные Челны осуществляется от источника тепловой энергии Набережночелнинская ТЭЦ по трем магистральным тепловодам: тепловод 100, тепловод 200, тепловод 300. Теплоснабжение пос. ЗЯБ осуществляется от тепловода 410 подключенного к 100, 200 и 300 тепловодам в павильоне задвижек.

Рис. 4.1. Зоны действия источника тепловой энергии Нч ТЭЦ в летний период



Рис. 4.2. Зоны действия источника тепловой энергии Нч ТЭЦ в зимний период



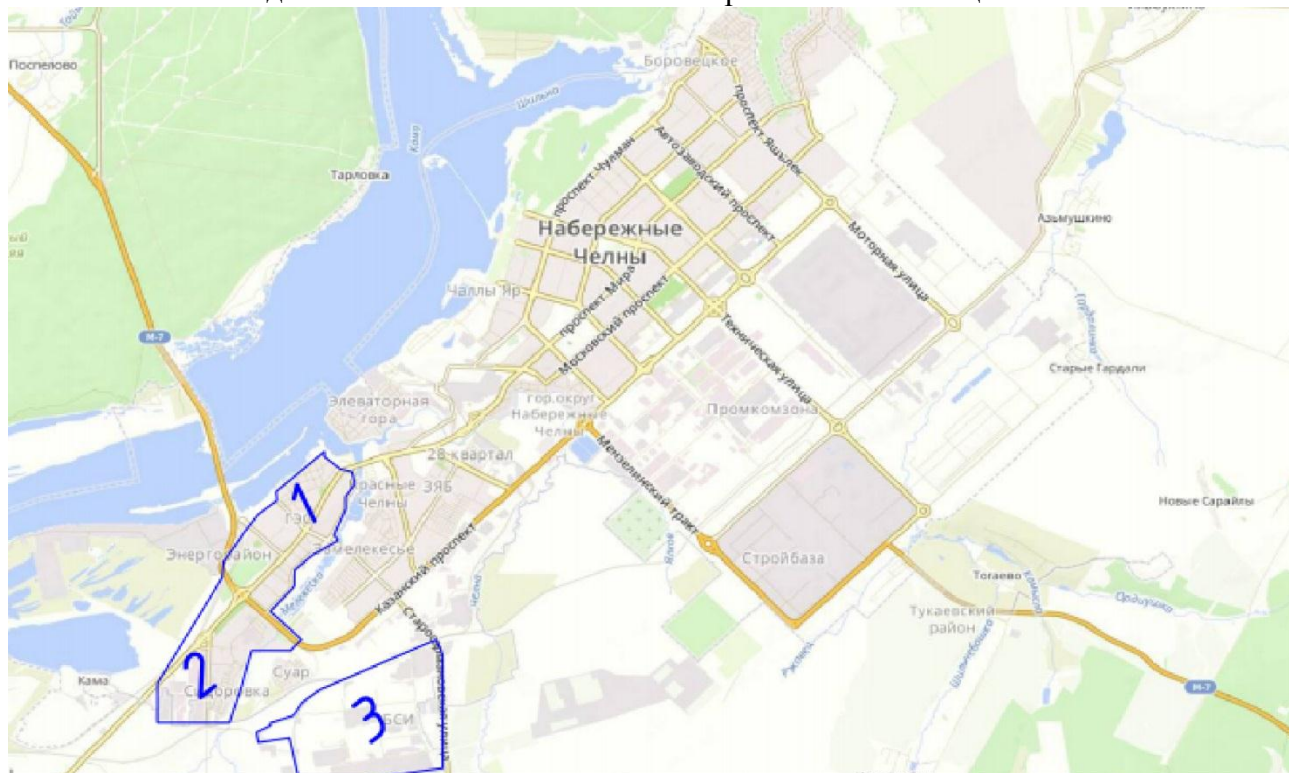
4.2 Котельный цех БСИ

Зонами действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ является территория юго-западной части города Набережные Челны:

- 1, 2. пос. ГЭС, пос. Сидоровка;
3. Промышленная зона БСИ.

Котельный цех БСИ снабжает тепловой энергией своих потребителей только в зимний период. В летний период потребители в зонах действия источника котельного цеха БСИ переходят к НчТЭЦ.

Рис. 4.3. Зоны действия источника тепловой энергии Котельного цеха БСИ



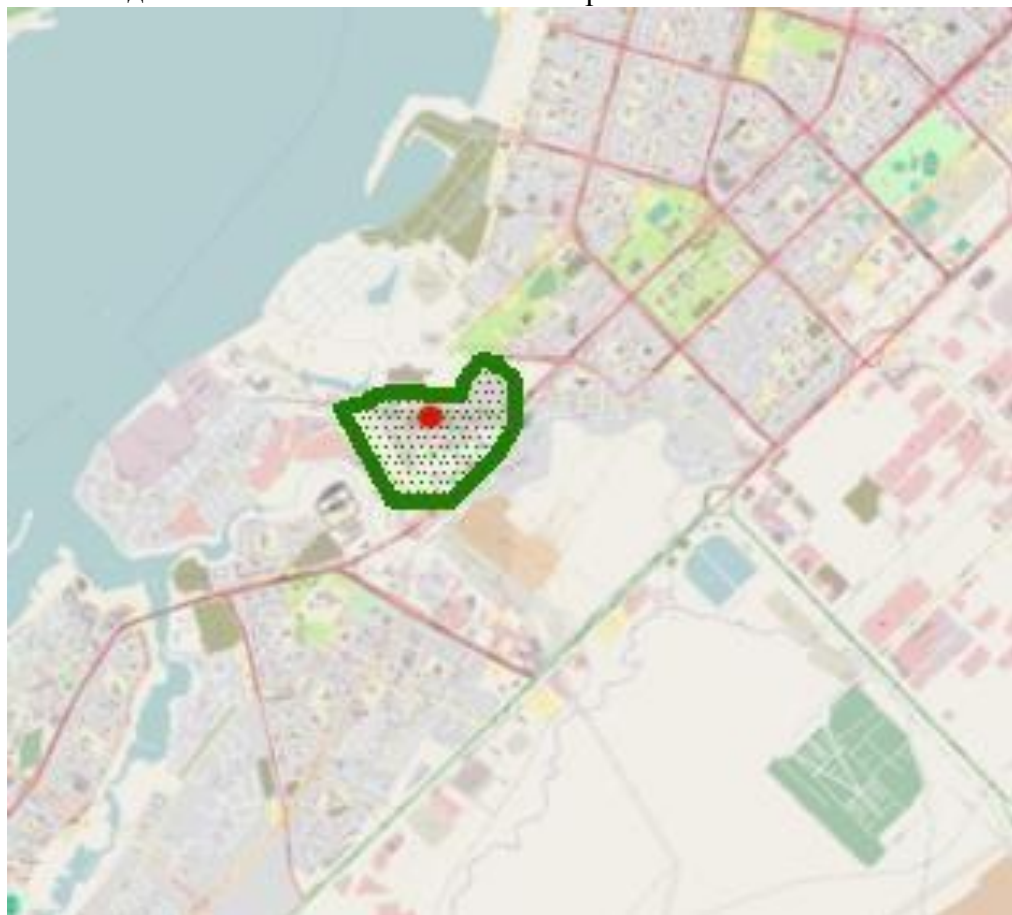
4.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

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,
- бюджетные организации,
- население и жилищные организации.

Котельная ООО «КамгэсЗЯБ» снабжает тепловой энергией потребителей в летний и зимний период.

Рис. 4.4. Зоны действия источника тепловой энергии Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»



5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

5.1 Объём потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

В Табл. 5.1 представлены присоединенные договорные нагрузки в элементах территориального деления.

Табл. 5.1. Присоединенные договорные тепловые нагрузки в элементах территориального деления

№ п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Северо-восточная часть города					
Жилой фонд (Сети Филиала АО «Татэнерго» НЧТС)					
1	Комплекс 1	12,050	2,918	7,998	22,967
2	Комплекс 2	14,143	1,993	9,516	25,651
3	Комплекс 3	13,695	2,986	9,472	26,152
4	Комплекс 4	10,588	0,771	7,122	18,481
5	Комплекс 5	5,896	2,064	5,319	13,279
6	Комплекс 6	8,548	0,164	5,331	14,043
7	Комплекс 7	18,720	6,081	12,513	37,314
8	Комплекс 8	2,971	1,919	4,344	9,234
9	Комплекс 9	12,254	9,105	10,218	31,577
10	Комплекс 10 (КамПИ)	5,603	13,391	4,347	23,340
11	Комплекс 11	14,738	4,448	11,394	30,580
12	Комплекс 12	14,147	3,637	13,877	31,661
13	Комплекс 13	10,769	1,384	11,193	23,347
14	Комплекс 14	11,187	3,486	9,910	24,583
15	Комплекс 15	2,055	3,362	0,715	6,132
16	Комплекс 16	10,449	0,085	7,759	18,293
17	Комплекс 17	15,756	1,075	11,292	28,122
18	Комплекс 18	11,918	0,245	9,366	21,529
19	Комплекс 19	5,834	3,261	3,044	12,140
20	Комплекс 20	12,019	2,447	8,260	22,726
21	Комплекс 21	4,742	0,310	4,845	9,897
22	Комплекс 22	4,488	1,815	2,786	9,089
23	Комплекс 23	13,533	0,194	9,279	23,006
24	Комплекс 24	5,768	0,521	4,238	10,528
25	Комплекс 25	14,304	0,779	10,647	25,730
26	Комплекс 25А	1,810	2,782	2,129	6,720
27	Комплекс 26	16,973	2,299	14,249	33,521
28	Комплекс 27	21,754	1,042	15,783	38,579
29	Комплекс 28	13,321	0,689	10,535	24,545

№ п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
30	Комплекс 29	12,143	0,172	10,891	23,206
31	Комплекс 30	16,631	5,116	11,769	33,517
32	Комплекс 31	11,346	1,524	12,607	25,477
33	Комплекс 32	17,407	1,653	14,247	33,307
34	Комплекс 32 (Крылатый)	2,011	0,153	2,035	4,199
35	Комплекс 33	2,918	0,000	3,263	6,180
36	Комплекс 35	4,915	0,000	4,057	8,972
37	Комплекс 36	15,309	1,505	14,123	30,938
38	Комплекс 37	11,175	1,018	10,033	22,225
39	Комплекс 38	10,434	1,000	10,466	21,900
40	Комплекс 39	10,909	1,111	11,114	23,134
41	Комплекс 40	17,906	1,221	13,993	33,121
42	Комплекс 41	14,917	0,299	13,461	28,678
43	Комплекс 42	13,080	2,538	10,910	26,528
44	Комплекс 43	15,832	0,497	12,143	28,472
45	Комплекс 44	10,535	0,287	10,124	20,947
46	Комплекс 45	19,637	1,271	16,880	37,789
47	Комплекс 46	14,627	0,372	12,879	27,878
48	Комплекс 47	19,615	0,308	16,407	36,330
49	Комплекс 48	17,715	0,949	15,663	34,328
50	Комплекс 49	20,070	0,245	16,379	36,693
51	Комплекс 50	19,963	1,353	17,541	38,856
52	Комплекс 51	13,647	0,370	12,264	26,281
53	Комплекс 52	19,936	2,997	19,249	42,181
54	Комплекс 52А	3,945	3,120	2,014	9,079
55	Комплекс 53	14,516	1,903	12,257	28,677
56	Комплекс 54	14,114	0,693	15,091	29,897
57	Комплекс 55	4,961	1,640	2,985	9,586
58	Комплекс 56	15,807	1,911	14,308	32,026
59	Комплекс 56 А	2,457	1,022	1,491	4,970
60	Комплекс 58	15,301	1,982	19,219	36,501
61	Комплекс 59	12,011	0,719	17,441	30,171
62	Комплекс 60	5,812	0,518	4,631	10,960
63	Комплекс 61	2,450	1,644	1,760	5,854
64	Комплекс 62	14,854	0,867	14,190	29,912
65	Комплекс 63	3,798	0,000	4,054	7,137
66	Комплекс 64	5,103	0,000	3,010	8,113
67	Комплекс 65	10,272	0,190	10,425	20,887
68	пос. Орловка	1,091	0,358	0,609	2,059
69	67 мкрн	9,394	0,521	4,238	14,153
70	67А мкрн	0,802	0,058	0,209	1,069
	Итого:	769,203	117,780	653,464	1554,955
Промышленность					
1	Промкомзона (ПКЗ)	21,608	70,508	4,090	96,206
2	Сети ПАО «КАМАЗ»	213,986	0,000	340,605	556,276

№ п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
3	Сети ООО «ТСЗВ»	10,964	0,304	0,471	11,740
4	От коллекторов НЧ ТЭЦ	18,355	0,769	0,047	19,171
5	ПАО «КАМАЗ» (пар)	-	-	-	27,788
6	ООО «Химпродукт» (пар)	-	-	-	0,120
	Итого:	264,914	71,581	345,213	711,300
Юго- западная часть города					
Жилой фонд (Сети Филиала АО «Татэнерго» НЧТС)					
1	1-й комплекс	6,968	0,257	5,811	13,035
2	2-й комплекс	6,464	0,303	3,430	10,198
3	3-й комплекс	15,797	0,030	12,641	28,468
4	4-й комплекс	12,517	1,776	9,295	23,587
5	5-й комплекс	5,767	0,597	4,501	10,865
6	6-й комплекс	5,584	0,000	4,941	10,525
7	7-й комплекс	6,486	0,160	5,345	11,991
8	7-й комплекс обводная линия	2,105	1,614	2,733	6,452
9	коттеджи 27 микр-на	0,559	0,853	0,372	1,784
10	8-й комплекс	11,089	0,356	7,070	18,515
11	9-й комплекс	11,621	0,382	6,894	18,897
12	Част.сектор 9-й к.	0,206	0,000	0,086	0,292
13	10-й комплекс	25,254	0,681	19,605	45,540
14	Ул. Центральная	1,516	0,052	0,231	1,798
15	п.Сидоровка	30,687	1,436	21,170	53,294
	п.Замелекесье 22 микр.	1,380	0,000	1,432	2,812
16	п.Замелекесье 21 микр.	15,494	1,460	15,337	32,292
17	п.Замелекесье 20 микр.	3,744	0,103	3,336	7,183
18	14 комплекс	6,520	0,032	7,299	13,852
19	15 комплекс	13,047	0,030	11,125	24,202
20	16 комплекс	3,295	0,000	2,964	6,259
21	17 комплекс	16,539	0,393	12,476	29,409
22	17а комплекс	19,705	1,450	17,466	38,621
23	18комплекс	26,965	0,096	21,010	48,071
24	19комплекс	13,832	0,834	13,573	28,238
25	6-11квартал	1,834	0,000	1,466	3,300
26	26квартал	1,135	0,000	1,432	2,567
27	27квартал	0,559	0,853	0,372	1,784
28	28квартал	8,652	1,133	1,910	11,695
	Итого:	274,184	14,883	213,890	505,523
Жилой фонд (Сети ООО «КамгэсЗЯБ»)					
	Итого:	5,131	-	0,571	5,702
Промышленность					
1	Промзона БСИ	17,506	20,858	0,401	34,892
2	Промплощадка	2,704	4,331	1,199	8,235
3	ООО «КамгэсЗЯБ»	-	-	6,4	6,4

№ п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
4	Паропровод БСИ	-	-	-	12,667
5	ООО «КамгэсЗЯБ» (пар)	-	-	-	10,000
	Итого:	20,210	25,189	8,000	72,194

При анализе договорных нагрузок базового периода и максимально достигнутых нагрузок в период минимальных температур было выявлено, что фактические тепловые нагрузки существенно ниже договорных.

В Табл. 5.2 и Табл. 5.3 представлены присоединенные договорные нагрузки в элементах территориального деления.

Табл. 5.2. Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха, по объектам северо-восточной части города, Гкал/ч.

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети						
1	Комплекс 1	7,465	0,791	3,218	1,341	9,597
2	Комплекс 2	8,599	0,587	3,912	1,630	10,816
3	Комплекс 3	8,680	0,898	3,994	1,664	11,242
4	Комплекс 4	6,655	0,335	3,019	1,258	8,248
5	Комплекс 5	3,751	0,724	2,143	0,893	5,368
6	Комплекс 6	5,867	0,066	2,449	1,021	6,954
7	Комплекс 7	11,736	1,813	5,005	2,086	15,635
8	Комплекс 8	1,872	0,576	1,737	0,724	3,172
9	Комплекс 9	6,124	2,672	3,656	1,523	10,319
10	Комплекс 10 (КамПИ)	3,080	4,065	1,614	0,672	7,817
11	Комплекс 11	9,519	1,004	4,316	1,798	12,321
12	Комплекс 12	8,485	0,914	5,189	2,162	11,561
13	Комплекс 13	6,384	0,422	4,440	1,850	8,656
14	Комплекс 14	7,122	0,988	3,952	1,647	9,757
15	Комплекс 15	0,949	0,369	0,130	0,054	1,372
16	Комплекс 16	6,583	0,026	3,104	1,293	7,902
17	Комплекс 17	9,965	0,322	4,521	1,884	12,171
18	Комплекс 18	7,509	0,057	3,849	1,604	9,170
19	Комплекс 19	4,655	0,646	2,583	1,077	6,378
20	Комплекс 20	7,194	0,592	3,375	1,406	9,192
21	Комплекс 21	3,497	0,443	2,266	0,944	4,884
22	Комплекс 22	2,751	0,644	1,188	0,495	3,890
23	Комплекс 23	8,289	0,151	3,131	1,305	9,745
24	Комплекс 24	3,187	0,000	1,479	0,616	3,803
25	Комплекс 25	9,861	0,601	4,703	1,960	12,422
26	Комплекс 25а	0,647	0,489	0,615	0,256	1,392
27	Комплекс 26	10,568	0,690	5,696	2,373	13,631
28	Комплекс 27	12,884	0,298	5,748	2,395	15,577
29	Комплекс 28	9,021	0,451	4,467	1,861	11,333
30	Комплекс 29	7,793	0,052	4,216	1,757	9,602
31	Комплекс 30	10,310	1,578	4,691	1,954	13,842

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
32	Комплекс 31	6,944	0,470	5,023	2,093	9,507
33	Комплекс 32	11,925	1,654	6,616	2,758	16,337
34	Комплекс 32 (Крылатый)	0,668	0,000	0,800	0,366	1,034
35	Комплекс 33	1,461	0,015	1,006	0,419	1,895
36	Комплекс 35	2,761	0,000	1,459	0,608	3,369
37	Комплекс 36	9,545	0,082	5,384	2,244	11,871
38	Комплекс 37	6,281	0,095	3,610	1,504	7,880
39	Комплекс 38	6,804	0,281	4,674	1,947	9,032
40	Комплекс 39	7,108	0,336	4,559	1,899	9,343
41	Комплекс 40	11,200	1,554	6,213	2,590	15,344
42	Комплекс 41	8,469	0,255	4,930	2,054	10,778
43	Комплекс 42	8,225	1,123	4,741	1,975	11,323
44	Комплекс 43	9,916	0,149	4,874	2,031	12,096
45	Комплекс 44	6,546	0,224	4,042	1,684	8,454
46	Комплекс 45	11,961	0,328	6,969	2,904	15,193
47	Комплекс 46	7,236	0,072	4,683	1,951	9,259
48	Комплекс 47	12,410	0,251	6,655	2,773	15,434
49	Комплекс 48	11,219	0,203	6,310	2,629	14,051
50	Комплекс 49	12,640	0,063	6,509	2,712	15,415
51	Комплекс 50	12,523	0,185	6,894	2,872	15,580
52	Комплекс 51	8,637	1,195	4,777	1,991	11,823
53	Комплекс 52	13,646	1,893	7,571	3,156	18,695
54	Комплекс 52а	2,408	0,728	1,354	0,564	3,700
55	Комплекс 53	9,160	0,817	4,874	2,031	12,008
56	Комплекс 54	8,938	1,240	4,958	2,067	12,245
57	Комплекс 55 (Гренада)	1,360	0,202	0,275	0,115	1,677
58	Комплекс 56	10,031	0,492	5,664	2,360	12,883
59	Комплекс 56а	1,221	0,267	0,561	0,234	1,722
60	Комплекс 58	8,828	0,550	7,402	3,084	12,462
61	Комплекс 59	7,338	0,216	7,081	2,950	10,504
62	Комплекс 60	3,661	0,155	1,853	0,772	4,588
63	Комплекс 61	1,283	0,060	0,641	0,267	1,610
64	Комплекс 62	9,565	0,450	5,794	2,414	12,429
65	Комплекс 63	2,957	0,169	3,123	1,301	4,427
66	Комплекс 64	2,505	0,000	2,414	1,006	3,511
67	Комплекс 65	5,913	0,820	3,280	1,367	8,100
68	пос. Орловка	0,447	0,062	0,037	0,015	0,524
69	67 мкрн	3,794	0,526	2,105	0,877	5,197
70	67А мкрн	0,287	0,040	0,159	0,066	0,393
	Итого:	478,823	40,486	264,281	110,153	629,462

Табл. 5.3. Значения фактических тепловых нагрузок, приведенных к расчетной температуре наружного воздуха по объектам юго-западной части города, Гкал/ч.

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети						
1	Комплекс 1	3,697	0,000	1,919	0,800	4,497
2	Комплекс 2	7,713	1,001	4,320	1,800	10,514
3	Комплекс 3	10,557	0,000	5,054	2,106	12,663
4	Комплекс 4	7,693	0,153	3,571	1,488	9,334
5	Комплекс 5	3,747	0,179	1,800	0,750	4,676
6	Комплекс 6	3,578	0,000	1,976	0,824	4,402
7	Комплекс 7	4,190	0,048	2,138	0,891	5,129
8	7-й комплекс обводная линия	1,368	0,484	1,093	0,456	2,308
9	Коттеджи 27 микрорайона	0,317	0,000	0,022	0,009	0,326
10	Комплекс 8	7,455	0,197	2,954	1,231	8,883
11	Комплекс 9	7,439	0,015	2,666	1,111	8,565
12	Частный сектор 9 комплекса	0,203	0,000	0,005	0,002	0,205
13	Комплекс 10	16,400	0,273	7,889	3,287	19,960
14	Центральная	1,264	0,268	0,223	0,093	1,625
15	Сидоровка	18,851	0,293	8,225	3,427	22,571
16	п.Замелекесье 22 микр.	1,118	0,000	1,191	0,496	1,614
17	п.Замелекесье 21 микр.	11,496	2,608	8,300	3,459	17,563
18	п.Замелекесье 20 микр.	4,452	0,489	2,075	0,525	5,466
19	Комплекс 14	5,846	0,000	3,680	1,533	7,379
20	Комплекс 15	8,365	0,009	4,348	1,812	10,186
21	Комплекс 16	2,172	0,000	1,186	0,494	2,666
22	Комплекс 17	13,055	1,811	7,243	3,019	17,885
23	Комплекс 17а	10,818	1,118	6,079	2,533	14,469
24	Комплекс 18	17,345	0,029	8,358	3,482	20,856
25	Комплекс 19	8,248	0,029	5,051	2,105	10,382
26	Квартал 6-11	1,192	0,000	0,586	0,244	1,436
27	Квартал 26	2,248	0,252	1,431	0,597	3,096
28	Квартал 27	0,532	0,332	0,196	0,081	0,945
29	Квартал 28	6,263	0,117	0,632	0,263	6,643
	Итого:	187,622	9,705	94,211	38,918	236,244
ООО «КамгэсЗЯБ»						
1	ЗАО «Сетевая компания «Энерготехника»	0,462	0,153	0,105	0,044	0,720
2	ООО Камэнерготехпром	0,093	0,060	0,080	0,033	0,186
3	ООО «Фирма Марафон»	0,110	0,000	0,000	0,000	0,100
6	ООО «Реал»	0,070	0,000	0,000	0,000	0,070
7	ФЛ Степанова С.Ф.	0,040	0,000	0,000	0,000	0,040
8	ФЛ Русинова А.Н.	0,010	0,000	0,000	0,000	0,010
9	ФЛ Вазагетдинов Р. Н.	0,010	0,000	0,000	0,000	0,010
10	ФЛ Сахаров И. В.	0,010	0,000	0,000	0,000	0,010

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
11	ФЛ Давлатов И. Б	0,020	0,000	0,000	0,000	0,020
12	ФЛ Рахимьянов Р. В	0,010	0,000	0,000	0,000	0,010
13	ФЛ Янчурина А. М.	0,020	0,000	0,000	0,000	0,020
14	ИП Перевезенцева	0,030	0,000	0,000	0,000	0,030
15	ООО "СК"Еврострой"	0,010	0,000	0,000	0,000	0,010
16	МУП г. Набережные Челны "Дирекция содержания городской инфраструктуры"	0,070	0,000	0,000	0,000	0,070
17	Министерство Юстиции РТ	0,070	0,000	0,000	0,000	0,070
18	ГАПОУ "Набережночелнинский медицинский колледж"	0,100	0,000	0,040	0,017	0,117
19	Детская стоматологическая поликлиника №1	0,188	0,380	0,192	0,080	0,648
20	Набережночелнинский строительный колледж	0,420	0,049	0,000	0,000	0,469
21	Отделение по г.Набережные Челны управления федерального казначейства по РТ	0,300	0,120	0,060	0,025	0,445
22	Детско-юношеская спортивная школа «Витязь»	0,530	0,834	0,456	0,190	1,554
23	ГАУСО ЦСА Перекресток	0,112	0,000	0,058	0,024	0,136
24	ООО Производственно-коммерческая фирма «Жилкомсервис»	0,850	0,000	0,380	0,158	1,008
	Итого:	3,535	1,596	1,371	0,571	5,702

За базовый уровень тепловых нагрузок, принятые за расчетные значения принимается уровень фактических тепловых нагрузок за 2018 года, указанные в Табл. 5.5.

В Табл. 5.4 приведены значения договорных и фактических тепловых нагрузок в элементах территориального деления

Табл. 5.4. Присоединенные договорные и фактические тепловые нагрузки в элементах территориального деления на 01.01.2019 г.

№ п/п	Наименование объекта	Договорная тепловая нагрузка	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетной тем-ре наружного воздуха - 32°C
Северо-восточная часть города			
Жилой фонд (Сети Филиала АО «Татэнерго» НЧТС)			
1	Комплекс 1	22,967	9,597
2	Комплекс 2	25,651	10,816
3	Комплекс 3	26,152	11,242
4	Комплекс 4	18,481	8,248

№ п/п	Наименование объекта	Договорная тепловая нагрузка	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетной тем-ре наружного воздуха - 32°C
5	Комплекс 5	13,279	5,368
6	Комплекс 6	14,043	6,954
7	Комплекс 7	37,314	15,635
8	Комплекс 8	9,234	3,172
9	Комплекс 9	31,577	10,319
10	Комплекс 10 (КамПИ)	23,340	7,817
11	Комплекс 11	30,580	12,321
12	Комплекс 12	31,661	11,561
13	Комплекс 13	23,347	8,656
14	Комплекс 14	24,583	9,757
15	Комплекс 15	6,132	1,372
16	Комплекс 16	18,293	7,902
17	Комплекс 17	28,122	12,171
18	Комплекс 18	21,529	9,170
19	Комплекс 19	12,140	6,378
20	Комплекс 20	22,726	9,192
21	Комплекс 21	9,897	4,884
22	Комплекс 22	9,089	3,890
23	Комплекс 23	23,006	9,745
24	Комплекс 24	10,528	3,803
25	Комплекс 25	25,730	12,422
26	Комплекс 25А	6,720	1,392
27	Комплекс 26	33,521	13,631
28	Комплекс 27	38,579	15,577
29	Комплекс 28	24,545	11,333
30	Комплекс 29	23,206	9,602
31	Комплекс 30	33,517	13,842
32	Комплекс 31	25,477	9,507
33	Комплекс 32	33,307	16,337
34	Комплекс 32 (Крылатый)	4,199	1,034
35	Комплекс 33	6,180	1,895
36	Комплекс 35	8,972	3,369
37	Комплекс 36	30,938	11,871
38	Комплекс 37	22,225	7,880
39	Комплекс 38	21,900	9,032
40	Комплекс 39	23,134	9,343
41	Комплекс 40	33,121	15,344
42	Комплекс 41	28,678	10,778
43	Комплекс 42	26,528	11,323
44	Комплекс 43	28,472	12,096
45	Комплекс 44	20,947	8,454
46	Комплекс 45	37,789	15,193
47	Комплекс 46	27,878	9,259
48	Комплекс 47	36,330	15,434
49	Комплекс 48	34,328	14,051

№ п/п	Наименование объекта	Договорная тепловая нагрузка	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетной тем-ре наружного воздуха - 32°C
50	Комплекс 49	36,693	15,415
51	Комплекс 50	38,856	15,580
52	Комплекс 51	26,281	11,823
53	Комплекс 52	42,181	18,695
54	Комплекс 52А	9,079	3,700
55	Комплекс 53	28,677	12,008
56	Комплекс 54	29,897	12,245
57	Комплекс 55	9,586	1,677
58	Комплекс 56	32,026	12,883
59	Комплекс 56 А	4,970	1,722
60	Комплекс 58	36,501	12,462
61	Комплекс 59	30,171	10,504
62	Комплекс 60	10,960	4,588
63	Комплекс 61	5,854	1,610
64	Комплекс 62	29,912	12,429
65	Комплекс 63	7,137	4,427
66	Комплекс 64	8,113	3,511
67	Комплекс 65	20,887	8,100
68	пос. Орловка	2,059	0,524
69	67 мкрн	14,153	5,197
70	67А мкрн	1,069	0,393
	Итого:	1539,732	629,462
Промышленность			
1	Промкомзона (ПКЗ)	96,206	14,857
2	Сети ПАО «КАМАЗ»	554,591	286,479
3	Сети ООО «ТСЗВ»	11,740	6,045
4	От коллекторов НЧ ТЭЦ	19,171	19,171
5	ПАО «КАМАЗ» (пар)	27,788	18,878
6	ООО «Химпродукт» (пар)	0,12	0,088
	Итого:	709,616	345,518
Юго- западная часть города			
Жилой фонд (Сети Филиала АО «Татэнерго» НЧТС)			
1	1-й комплекс	13,035	4,496
2	2-й комплекс	10,198	10,514
3	3-й комплекс	28,468	12,663
4	4-й комплекс	23,587	9,334
5	5-й комплекс	10,865	4,677
6	6-й комплекс	10,525	4,401
7	7-й комплекс	11,991	5,129
8	7-й комплекс обводная линия	6,452	2,308
9	коттеджи 27 микр-на	1,784	0,326
10	8-й комплекс	18,515	8,884
11	9-й комплекс	18,897	8,565
12	Част.сектор 9-й к.	0,292	0,205
13	10-й комплекс	45,540	19,960

№ п/п	Наименование объекта	Договорная тепловая нагрузка	Фактическая тепловая нагрузка, приведенная к расчетной тем-ре наружного воздуха - 32°C
14	Ул. Центральная	1,798	1,625
15	п.Сидоровка	53,294	22,571
	п.Замелекесье 22 микр.	2,309	1,614
16	п.Замелекесье 21 микр.	32,292	17,562
17	п.Замелекесье 20 микр.	7,183	6,281
18	14 комплекс	13,852	7,380
19	15 комплекс	24,202	10,186
20	16 комплекс	6,259	2,666
21	17 комплекс	29,409	17,884
22	17а комплекс	38,621	14,469
23	18комплекс	48,071	20,856
24	19комплекс	28,238	10,382
25	6-11квартал	3,300	1,436
26	26квартал	2,567	3,095
27	27квартал	1,784	0,945
28	28квартал	11,695	6,643
	Итого:	505,526	237,057
Жилой фонд (Сети ООО «КамгэсЗЯБ»)			
	Итого:	6,502	5,702
Промышленность			
1	Промзона БСИ	34,892	16,239
2	Промплощадка	17,878	7,949
3	ООО «КамгэсЗЯБ»	6,4	6,4
4	Паропровод БСИ	12,667	12,667
5	ООО «КамгэсЗЯБ» (пар)	10,00	10,0
	Итого:	81,838	53,255

Табл. 5.5. Присоединенные фактические тепловые нагрузки по состоянию на 01.01.2019г. по зонам действия ЕТО

№ п/п	Наименование ЕТО	Тепловая нагрузка, Гкал/ч						
		население			прочие			Всего суммарная нагрузка
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарная нагрузка	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарная нагрузка	
1	АО «Татэнерго»	716,636	149,071	865,707	380,514	1,859	382,373	1248,080
2	ООО «КамгэсЗЯБ»	5,131	0,571	5,702	10,0	6,4	16,4	22,102
	ИТОГО:	721,767	149,642	871,409	390,514	8,259	398,773	1270,182

Табл. 5.6. Потребление тепловой энергии абонентами систем теплоснабжения за 2018 год.

№ п/п	Наименование ЕТО	Потребление тепловой энергии, тыс.Гкал						
		население			прочие			Всего суммарное потребление
		Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Суммарное потребление	
1	АО «Татэнерго»	2413,149	1034,206	3447,355	805,109	9,246	814,355	4261,710
2	ООО «КамгэсЗЯБ»	6,525	2,796	9,321	24,505	14,039	38,544	47,865
	ИТОГО:	2419,674	1037,002	3456,676	829,614	23,285	852,899	4309,575

5.2 Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями города Набережные Челны

Потребление тепловой энергии промышленными потребителями происходит с коллекторов ТЭЦ и КЦ БСИ.

В Табл. 5.7 приведены нагрузки и объем потребления тепловой энергии от НчТЭЦ.

Табл. 5.7. Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями от НчТЭЦ в 2016-2018 гг.

Потребитель, точка поставки	2016 год		2017 год		2018 год	
	Всего, Гкал	Гкал	Всего, Гкал	Гкал	Всего, Гкал	Гкал
Восточный вывод №1, РИЗ-1 – ПАО "КАМАЗ"	537095	320974	541345	317428	633425	366170
Восточный вывод №1, Литейный завод №1 - ПАО "КАМАЗ"		176799		185600		224492
Западный вывод №3, ЗРД – ООО "КАМАЗ-Энерго" и ООО «ТСЗВ»		30052		28599		32278
Восточный вывод №1, ПАО "КАМАЗ" - дем. вода		9270		9718		10485
Восточный вывод №1, ПАО "КАМАЗ" - пар	131723	129404	151820	149547	140697	138361
ООО "Химпродукт" - пар		2319		2273		2336

Табл. 5.8. Отпуск пара промышленным потребителям КЦ БСИ

Наименование	2016 год	2017 год	2018 год
Отпуск в сеть промышленным потребителям (пар), Гкал	44 806,70	38 406,20	38134,90

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

Нормативы потребления тепловой энергии на цели отопления утверждены Приказом Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 21 августа 2012 года N 132/0 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению многоквартирных и жилых домов с централизованными системами теплоснабжения для муниципальных районов (городов) Республики Татарстан».

Норматив потребления тепловой энергии на цели горячего водоснабжения утвержден Приказом Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан от 26 октября 2017 г. N 189/о «Об утверждении нормативов расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан».

Нормативы потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение жилых домов с централизованными системами теплоснабжения и горячего водоснабжения представлены в следующих таблицах.

Табл. 5.9. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения до 1999 года постройки, Гкал/м² в месяц

Город	Этажность						
	1-4	5-9	10-11	12	14	15	16 и более
г. Набережные Челны	0,02668	0,2315	0,02223	0,02199	0,02260	-	0,02351

Табл. 5.10. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений в многоквартирных и жилых домах с централизованными системами теплоснабжения после 1999 года постройки, Гкал/м² в месяц

Город	Этажность							
	1	2	3	4-5	6-7	8-9	10-11	12 и более
г. Набережные Челны	0,01882	0,01584	0,01559	0,01346	0,01255	0,01194	0,01133	0,01103

Согласно этому документу расчет нормативного количества теплоты на отопление жилых помещений производится в случае, когда отопление жилых помещений осуществляется без приборов учета (теплосчетчиков).

5.4 Фактически достигнутые максимумы тепловой нагрузки

Для оценки фактической нагрузки, подключенной к источникам теплоснабжения были проведены расчеты на основании максимумов достигнутой нагрузки.

Табл. 5.11. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки НчТЭЦ

Отопительный период	2016/2017		2017/2018		2018/2019	
Месяц	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C
Октябрь	654,37	-0,07	675,36	-4,08	719,45	-0,81
Ноябрь	1003,59	-16,37	696,42	-2,00	1016,90	-13,09
Декабрь	1240,39	-22,11	1029,78	-17,53	1080,88	-13,26
Январь	1184,18	-29,53	1096,50	-12,37	1157,14	-16,64
Февраль	1188,10	-20,51	1119,47	-22,12		
Март	824,31	-9,83	1135,72	-24,10		
Апрель	705,56	-4,51	698,64	0,13		
Максимум за отопительный период	1240,39	-22,11	1135,72	-24,10	1157,14	-16,64

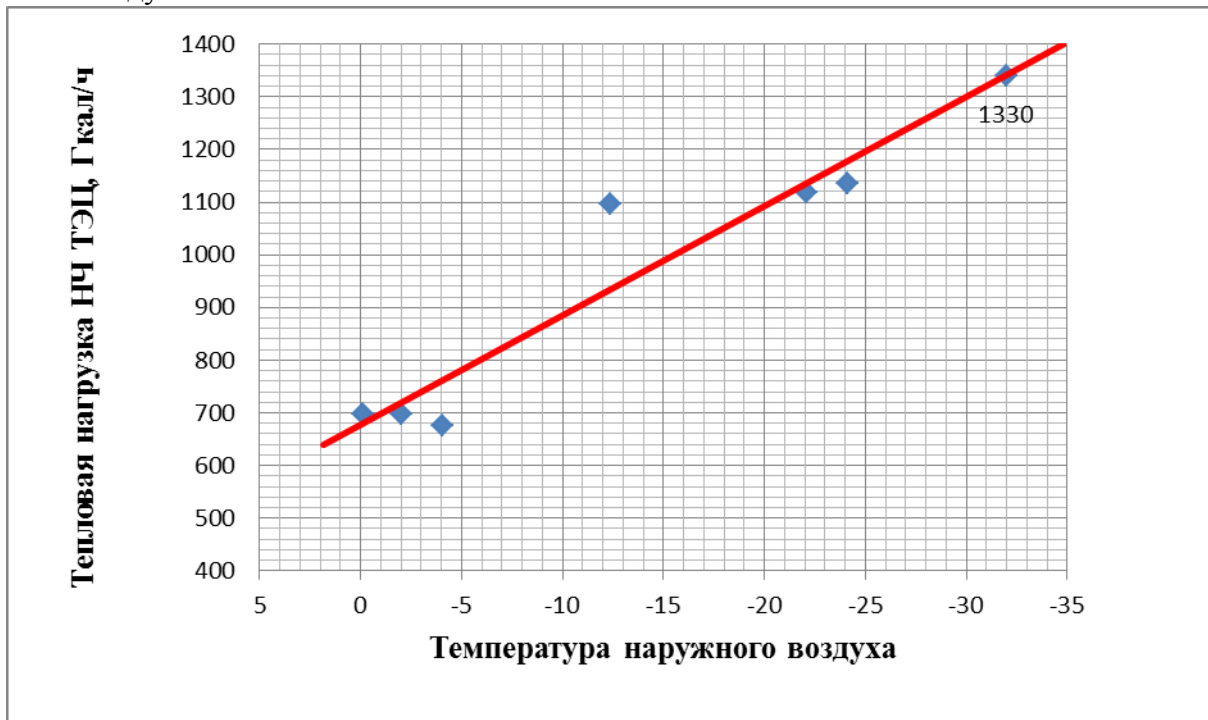
Табл. 5.12. Фактические режимы работы тепловой сети от КЦ БСИ

Отопительный период	2016/2017		2017/2018		2018/2019	
Месяц	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C
Октябрь	45,08	2,03	43,8	2,69	43,62	11,69
Ноябрь	23,93	-4,09	16,89	-1,70	20,66	-10,66
Декабрь	79,70	-24,68	24,21	-12,26	23,44	-17,73
Январь	90,40	-25,73	25,56	-12,97	25,49	-16,07
Февраль	26,08	-13,94	24,89	-24,38	91,35	-22,71
Март	18,71	-4,4	26,46	-24,16	20,36	-2,87
Апрель	18,21	-5,9	14,70	3,27		
Максимум за отопительный период	90,40	-25,73	43,8	2,69	91,35	-22,71

Табл. 5.13. Фактические режимы работы тепловой сети от котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Отопительный период	2016/2017		2017/2018		2018/2019	
Месяц	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C
Октябрь	16,4	67,8	17,62	68,4	13,86	66,88
Ноябрь	24,88	71,0	23,16	68,2	19,08	67,4
Декабрь	27,63	76,99	25,07	69,47	22,18	69,05
Январь	26,73	71,11	25,85	70,49	21,73	71,6
Февраль	26,47	73,33	26,31	71,49	21,45	70,09
Март	21,88	69,17	25,57	69,87		
Апрель	23,09	70,14	20,3	67,42		
Максимум за отопительный период	27,63	76,99	26,31	71,49	22,18	69,05

Рис. 5.1. Динамика отпуска тепловой энергии от НЧТЭЦ в зависимости от температуры наружного воздуха



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

6.1 Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

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

Табл. 6.1. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
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 противодавления)	358	358	358	358	358
теплофикационных показателей (с учетом противодавления)	1694	1694	1694	1694	1694
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	16,802	15,978	26,293	23,011	19,800
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	11,829	11,742	9,263	9,725	4,628
Потери в тепловых сетях в горячей воде:	6,51	7,76	7,69	7,05	6,48
Потери в паропроводах	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйнужды ТЭЦ	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	2312,86	2344,674	2681,65	2692,70	2083,31
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции, в том числе по выводам тепловой мощности ТЭЦ	2312,86	2344,674	2681,65	2692,70	2083,31
отопление и вентиляция	1606,23	1622,76	1844,48	1846,93	1222,25
горячее водоснабжение	706,63	721,914	837,17	845,77	861,06
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	28,948	28,948	14,013	28,948	27,908
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	28,948	28,948	14,013	28,948	27,908
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1779,14	1747,326	1410,35	1399,3	2008,69
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1779,14	1747,326	1410,35	1399,3	2008,69

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	-	-	-	-	-
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	-	-	-	-	-
Зона действия источника тепловой мощности, га	8890	8891	8895	8898	8898
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,26	0,26	0,30	0,30	0,23

Табл. 6.2. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная тепловая мощность, в том числе:	590,2	590,2	590,2	590,2	590,2
Располагаемая тепловая мощность станции	590,2	590,2	590,2	590,2	590,2
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хознужды	0,799	0,735	0,775	0,719	0,801
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде					
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	329	334,7	33,9	35,4	35,0
отопление	178,1	177,5	13,0	14,3	14,0
вентиляция	43,33	43,5	20,8	20,8	20,7
горячее водоснабжение	104,19	110,1	0,1	0,3	0,3
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	261,2	255,5	556,3	554,8	555,2
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	553,2	561,8	575,9	576,3	577,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	475,7	475,5	475,9	476,11	475,2
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	490,2	490,2	490,2	490,2	490,2
Зона действия источника тепловой мощности, га	783	783	783	783	783
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,420	0,427	0,043	0,045	0,045

Табл. 6.3. Тепловой баланс системы теплоснабжения на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, Гкал/ч

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Установленная тепловая мощность, в том числе:	46	46	46	46	46

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Располагаемая тепловая мощность станции	40	40	40	40	40
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде	2,299	2,299	2,299	2,299	2,299
Расчетная нагрузка на хознужды	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	5,92	5,92	6,31	6,45	6,45
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции), в том числе:	5,92	5,92	6,31	6,45	6,45
отопление	3,38	3,38	3,77	3,91	3,91
вентиляция	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
горячее водоснабжение	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	-	-	-	-	-
Зона действия источника тепловой мощности, га	66	66	66	66	66
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098

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 в Книге 1 ОМ к актуализированной схеме теплоснабжения порядка 98% тепловой нагрузки города приходится на Набережночелнинскую ТЭЦ. Также следует отметить, что филиал АО «Татэнерго» - котельный цех БСИ работает в пиковом режиме по отношению к филиалу АО «Татэнерго» - Набережночелнинской ТЭЦ и «включается в работу» при достижении температуры наружного воздуха ниже -25°C .

На единую тепловую сеть в работе находятся 2 источника – НЧТЭЦ и Котельный цех БСИ (пиковая котельная), с температурой теплоносителя в подающем трубопроводе 114°C .

Существующие гидравлические режимы работы тепломагистралей на расчетную температуру представлены ниже.

Источник ID=13249 Тепловая станция БСИ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	28.922, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	11.986, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	11.579, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.085, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.012, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	2.90939, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	1.92794, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.483, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	446.254, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	446.254, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	228.867, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	208.485, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	3.393, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	22.781, м
Давление в обратном трубопроводе	2.781, м
Располагаемый напор	20.000, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, $^{\circ}\text{C}$
Температура в обратном трубопроводе	49.190, $^{\circ}\text{C}$

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1064.283, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	726.313, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	62.778, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	161.851, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.013, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	56.72034, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	29.85898, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	35.159, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплопотребления	6.398, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	18265.349, т/ч

Суммарный расход в обратном трубопроводе	17906.435, т/ч
Суммарный расход на подпитку	358.914, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13716.336, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1131.635, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	3269.938, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	152.172, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	152.337, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	54.406, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	112.296, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	92.296, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	56.749, °C

Суммарно по источникам:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	1093.205, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	738.299, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	74.357, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	161.936, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.025, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	59.62973, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	31.78692, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	35.104, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	6.393, Гкал/ч
Суммарный расход на подпитку	358.914, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	13945.203, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1340.120, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	3273.331, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	152.172, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	152.337, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	54.406, т/ч

Источник ID=40912 Котельная ООО "КамгэсЗЯБ":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	6.159, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	3.388, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	1.648, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.730, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.16379, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.06930, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.081, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.039, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.039, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	78.764, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	77.986, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.778, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	43.752, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	20.759, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	13.992, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.262, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.262, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.254, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	42.800, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	22.800, м
Температура в подающем трубопроводе	150.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	72.469, °C

Источник ID=41941 ТЭЦ-Камаз-Энерго:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	299.892, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	164.314, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	127.495, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	0.298, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	4.317, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	2.654, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.815, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	6683.505, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	6591.521, т/ч
Суммарный расход на подпитку	91.984, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	3736.213, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	2897.605, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	8.579, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	39.866, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	39.866, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	12.253, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	47.699, м
Давление в обратном трубопроводе	20.000, м
Располагаемый напор	27.699, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	70.024, °C

6.3 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

В настоящее в городе Набережные Челны отсутствуют источники тепловой энергии с дефицитом тепловой мощности, поэтому перераспределение нагрузок не целесообразно, так как потребует вложений в строительство новых трубопроводов.

Кроме того, существующие поперечные связи позволяют использовать любой из централизованных источников для покрытия нагрузок города.

7 Балансы теплоносителя

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.

Исходную воду для подпитки тепловой сети необходимо привести 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.

Для приведения воды к требуемому качеству в системах теплоснабжения используются следующие методы:

- фильтрация воды с целью механического удаления взвешенных частиц;

- термическая деаэрация воды в деаэраторах атмосферного или вакуумного типов с целью снижения кислорода и углекислого газа в воде до нормативного уровня;

- умягчения воды катионированием;

- умягчение воды (связывание содержащихся в воде катионов жесткости – кальция и магния – в малорастворимые соединения, выделяемые затем осаждением);

- стабилизационная обработка воды (повышение pH путем дозирования щелочи);

- ингибирование воды путем введения в нее различных композиционных растворов;

- обеззараживание воды (хлорирование, озонирование и др.).

Наряду с традиционным ионообменным методом широкое применение находят комплексный водно-химический режим и коррекционный способ водоподготовки.

В качестве основного химического метода для подготовки подпиточной воды используются такие, как Na-катионирование, подкисление, H-катионирование с голодной регенерацией и буферными фильтрами, H-Na-катионирование, известкование, содоизвесткование и т.п. Наиболее целесообразно применение комбинированных схем водоподготовительных установок, представляющих ряд различных способов обработки воды, объединенных в общую технологическую схему. В зависимости от общей жесткости, общей щелочности воды, содержания в воде хлоридов, сульфатов необходимо применять комбинированные схемы водоподготовительных установок согласно методическим указаниям по водоподготовке и водно-химическому режиму тепловых станций, котельных и тепловых сетей.

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

Наименование анализа	Единицы измерения	Средние за 2017г	Средние за 2018г
Жесткость общая	мг-э/дм ³	4,63	4,25
Щелочность общая	мг-э/дм ³	1,97	1,83
Щелочность Ф/Ф	мг-э/дм ³	0	0
Водородный показатель pH	ед.рН	7,23	7,29
Кремниевая кислота в пересчете на (SiO ₂)	мг/дм ³	6,93	7,39
Аммонийный азот в пересчете на (NH ₃ ⁺)	мг/дм ³	0,48	0,43
Железо (суммарно Fe)	мг/дм ³	0,27	0,31
Нитриты (NO ₂ ⁻)	мг/дм ³	0,09	0,11
Нитраты (NO ₃ ⁻)	мг/дм ³	3,24	3,36
Натрий (Na)	мг/дм ³	22,5	22,1
Окисляемость перганманатная (Оп)	мгО/дм ³	4,87	4,43
Взвешенные вещества	мг/дм ³	4,0	4,2
Нефтепродукты (суммарно)	мг/дм ³	0,0065	0,0055
Свободная углекислота (CO ₂)	мг/дм ³	13,1	12,8
Хлориды (Cl ⁻)	мг/дм ³	53,1	47,4
Сульфаты (SO ₄ ²⁻)	мг/дм ³	74	54
Алюминий(Al)	мг/дм ³	0,46	0,56
Сухой остаток	мг/дм ³	376	356
Прокаленный остаток	мг/дм ³	110	82

7.1 Водоподготовительная установка Набережночелнинской ТЭЦ

Вода для системы технического водоснабжения, поступающая на НчТЭЦ из водохранилища р. Кама, служит исходной водой получения добавочной воды барабанных котлов. Для приведения ее к нормативным показателям используется обессоливающая установка.

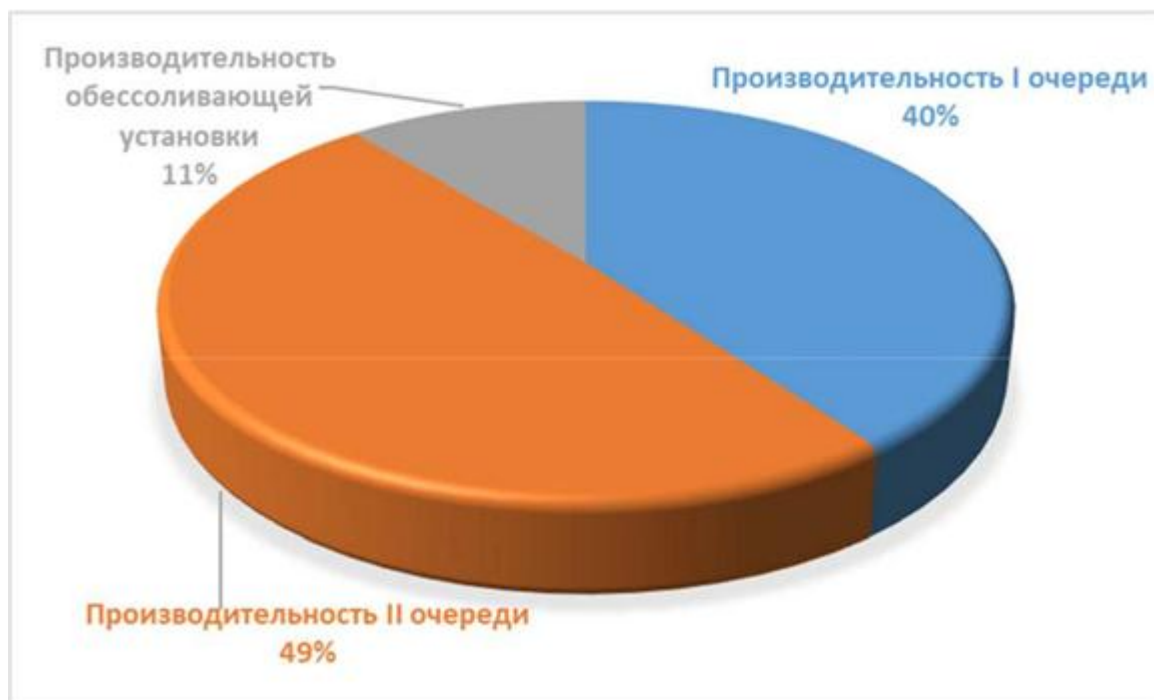


Рис. 7.1. Производительность ВПУ НчТЭЦ

Обессоливающая установка работает по схеме: «Известкование и коагуляция в осветлителях, двухступенчатое обессоливание». Перед известкованием и коагуляцией добавочная вода проходит электромагнитную обработку через АМО (аппарат магнитной обработки).

Кроме восполнения потерь конденсата в цикле станции, от обессоливающей установки подается деминерализованная вода на технологические нужды заводов ПАО «КАМАЗ».

Обессоливающая установка предназначена для восполнения потерь конденсата при производстве тепло-и электроэнергии в пароводяном цикле энергетических котлов ТЭЦ типа ТГМ–84Б (420 тн/час, 140 ата, 560°С) и ТГМЕ-464 (500 тн/час, 140 ата, 560°С).

Конденсат от потребителей не возвращается по причинам, обусловленным технологическими процессами и непригодностью схемы сбора и возврата конденсата от тепловых потребителей из-за низких расходов пара и большей протяженностью конденсатопровода.

Для подпитки тепловой сети исходной водой является вода питьевого качества, которая подогревается во встроенных пучках турбогенераторов №5, 6, 7, 8 и далее проходит дополнительную обработку в установке ПТС. Установка ПТС состоит из двух самостоятельных очередей. Работает по схеме: обработка ингибитором Акварезалт марки 1040-3-3 низкотемпературный в летний период и Акварезалт марки 1040-2-5 высокотемпературный в зимний период, частичное подкисление концентрированной серной кислотой (в зимний период), с

последующей декарбонизацией и подщелачиванием раствором едкого натра. После декарбонизатора вода за счет гидростатического напора подается в баки-аккумуляторы. Вода из баков-аккумуляторов по двум коллекторам подается во всасывающий коллектор подпиточных насосов.

Производительность I очереди установки ПТС – 2200 т/час. (4-х блока производительностью по 550 т/час).

Производительность II очереди установки подпитки теплосети 2725 т/час (5 блоков производительностью по 545 т/час и 1 блок №9-резервный).

Табл. 7.2. Годовой расход теплоносителя НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м³

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	6998,0	5431,0	4355,2	3604,6	3398,8
нормативные утечки теплоносителя в сетях	-	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	-	-	-	-	-

7.2 Водоподготовительная установка котельной БСИ

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки тепловой сети, паровых и водогрейных котлов является камская вода, очищенная на Белоусовском водозаборе до состояния хозяйственной воды.

От магистральных водоводов по двум трубопроводам под давлением 0,5-1,0 кгс/см² подается на всасывающий коллектор насосов исходной воды. После насосов исходная вода под давлением 4-6 кгс/см² подается на подогреватели, где подогревается до температуры 25-30°С.

Подготовка химочищенной воды осуществляется на трех водоподготовительных установках (цепочках).

Рис. 7.1. Схема ВПУ котельной БСИ

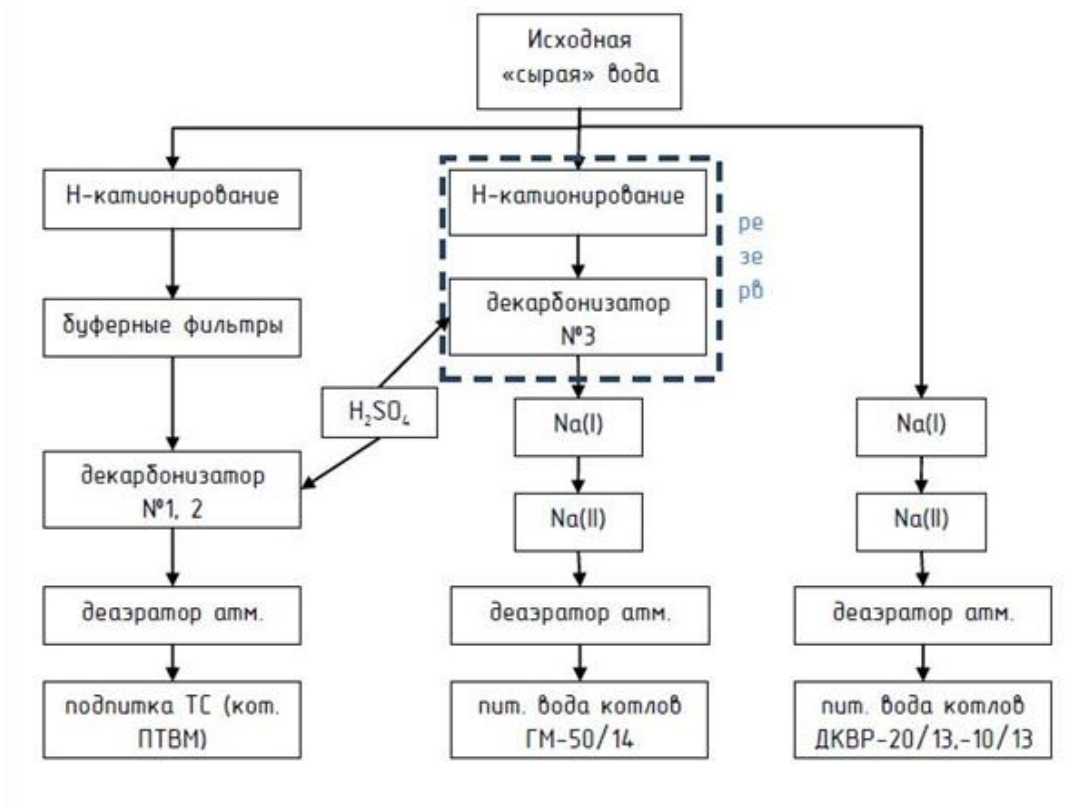
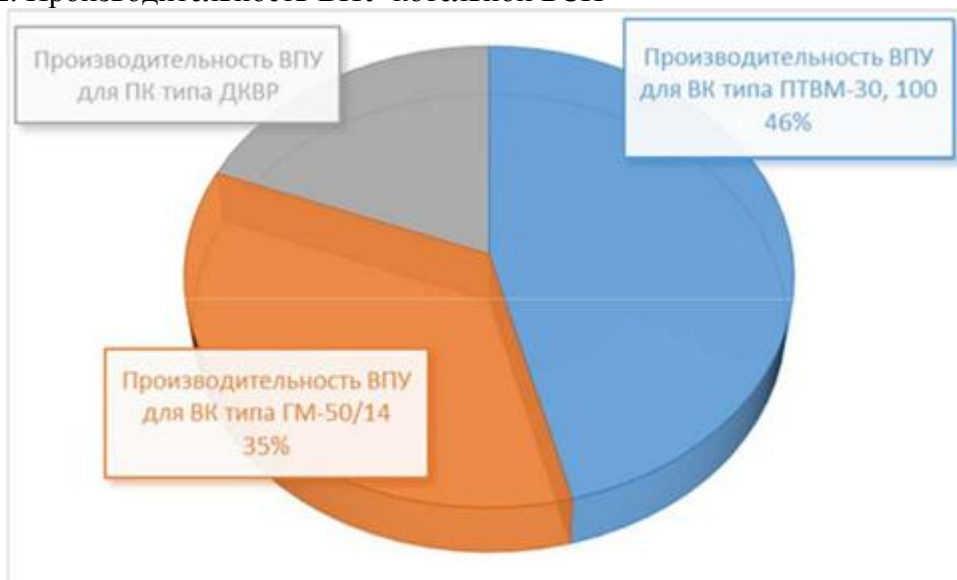


Рис. 7.2. Производительность ВПУ котельной БСИ



Водоподготовка для паровых котлов ГМ-50/14. Схема подготовки питательной воды для паровых котлов типа ГМ-50/14: водород-катионирование с «голодной регенерацией» - декарбонизация - двухступенчатое натрий-катионирование - деаэрация, однако, эта схема находится в резерве 9 лет и заменена на схему: двухступенчатое натрий-катионирование - деаэрация. Н-катионитные фильтры с «голодной» регенерацией находятся в резерве с 2003 г.

Водоподготовка для паровых котлов ДКВР-20/13, ДКВР -10/13 Подогретая вода проходит двухступенчатое натрий-катионирование и подается в атмосферные деаэраторы, затем насосами питательной воды в паровые котлы ДКВР-20/13, ДКВР 10/13.

Табл. 7.3. Годовой расход теплоносителя КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м3

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	50	50	22,6	14,04	12,3
нормативные утечки теплоносителя в сетях	-	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	-	-	-	-	-

7.3 Водоподготовительная установка котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

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
солесодержание	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 75/50 – 2шт;
- Деаэратор атмосферного типа ДА 50/50 – 1шт;
- Солевое хозяйство.

Табл. 7.4. Годовой расход теплоносителя ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м³

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	0,14	0,13	0,14	0,12	0,12
нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
сверхнормативный расход воды	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	16,49	15,2	14,9	15,3	15,9

7.4 Балансы теплоносителя

В таблицах ниже представлены сведения о работе ВПУ централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны.

Табл. 7.5. Баланс производительности ВПУ в системе теплоснабжения на базе НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Параметр	Единицы измерения	2014	2015	2016	2017	2018
Производительность ВПУ	т/ч	4925	4925	4925	4925	4925
Срок службы	лет	41	42	43	44	45
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	10	10	10	10	10
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	50	50	50	50	50
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	4925	4925	4925	4925	4925
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	3483,8	3483,8	4421,2	4508,9	4532,5
Доля резерва	%	70,7	70,7	89,8	91,6	92,0

Табл. 7.6. Баланс производительности ВПУ в системе теплоснабжения на базе КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Параметр	Единицы измерения	2014	2015	2016	2017	2018
Производительность ВПУ	т/ч	200	200	200	200	200
Срок службы	лет	32	33	34	35	36
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	79	50	22,6	14,04	12,3
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	50	50	22,6	14,04	12,3
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	112	112	27,4	35,96	37,7
Доля резерва	%	57,1	57,1	54,8	71,92	75,4

Табл. 7.7. Баланс производительности ВПУ в системе теплоснабжения на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Параметр	Ед. изм.	2016	2017	2018
Проектная производительность ВПУ	т/ч	90	90	90
Средневзвешенный срок службы	лет	22	23	24
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	90	90	90
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0

Параметр	Ед. изм.	2016	2017	2018
Собственные нужды	т/ч	0%	0%	0%
Количество баков- аккумуляторов теплоносителя	ед	3	3	3
Емкость баков-аккумуляторов:	тыс. м ³	0,15	0,15	0,15
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	т/ч	2	2	2
Максимальная подпитка в период повреждения участка	т/ч	40	40	40
Возврат конденсата	%	80	80	80
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	50	50	50
Доля резерва	%	55,5	55,5	55,5
Годовая фактическая подпитка:	тыс. т/год	18,97	17,27	18,32

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.

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

Сведения о потреблении топлива источниками централизованного теплоснабжения муниципального образования город Набережные Челны представлены в таблицах ниже.

Табл. 8.1. Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе НчТЭЦ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, тыс.м ³	Приход топлива за год, тыс. м ³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т.у.т., тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, тыс. м ³	в т.ч. на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натур.	услов.		
2018							
природный газ	-	1257563	1257563	1257563	1448397	-	8158
мазут	52747	5655	5655	5655	7709	52747	9447
Итого	-	-	-	-	1456106	-	-
2017							
природный газ	-	1175294	1175294	1175294	1365378	-	8163
мазут	61044	8741	8741	8741	11838	61044	9480
Итого	-	-	-	-	1377216	-	-
2016							
природный газ	-	1034452	1034452	1034452	1 201 761	-	8184
мазут	28629	168408	168408	168408	228087	28629	9481
Итого	-	-	-	-	1 429 848	-	-
2015							
природный газ	-	1109563	1109563	1109563	1288437	-	8178
мазут	44353	16759	16759	16759	22595	44353	9296
Итого	-	-	-	-	1311032	-	-
2014							
природный газ	-	1278060	1278060	1278060	1455677	-	8115
мазут	55980	13067	13067	13067	16031	55980	9412
Итого	-	-	-	-	1471708	-	-

Табл. 8.2. Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе КЦ БСИ за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.у.т., тыс. м ³	Приход топлива за год, т.у.т., тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т.у.т., тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т.у. т., тыс. м ³	Всего, в тоннах усл. топлива		
2018						
природный газ	-	14 645	14 645	16900	-	8142
мазут	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	16900	-	-
2017						
природный газ	-	16007	16007	18472	-	8162
мазут	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	18472	-	-
2016						
природный газ	-	16 485	16 485	19024	-	8179
мазут	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	19024	-	-
2015						
природный газ	-	32547	32547	37559	-	8178
мазут	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	37559	-	-
2014						
природный газ	-	43016	43016	49640	-	8135
мазут	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	49640	-	-

Табл. 8.3. Топливный баланс системы теплоснабжения образованной на базе ООО «КамгэсЗЯБ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.у.т., тыс. м ³	Приход топлива за год, т.у.т., тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т.у.т., тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т.у. т., тыс. м ³	Всего, в тоннах усл. топлива		
2018						
природный газ	-	7 578	7 578	8 745	-	8142
нефть	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	8 745	-	-
2017						
природный газ	-	6978	6978	8053	-	8162
нефть	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	8053	-	-
2016						
природный газ	-	7 059	7 059	8 146	-	8179

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.у.т., тыс. м ³	Приход топлива за год, т.у.т., тыс. м ³	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т.у.т., тыс. м ³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/м ³)
			Всего, т.у. т., тыс. м ³	Всего, в тоннах усл. топлива		
нефть	-	0	0	0	-	-
Итого	-	-	-	8 146	-	-
2015						
природный газ	-	8206	8206	9601	-	8178
нефть	-	169,054	169,054	242	-	-
Итого	-	-	-	9846	-	-
2014						
природный газ	-	9303	9303	10856	-	8135
нефть	-	213,209	213,209	305	-	-
Итого	-	-	-	11161	-	-

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 8784 ккал/кг и содержанием серы 2,9%.

Содержание влаги в сжигаемом мазуте в 2017 году составило 7,35%.

За отчетный 2017г. расход топлива составил 1318,869 тыс. т у.т., в том числе мазута – 22,595 тыс. т у.т.

Максимально-часовой расход мазута по ТЭЦ составляет 680 т/ч. На мазутохозяйстве 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. Из-за неисправности конденсатной линии конденсат после мазутных подогревателей сливается в канализацию. 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.

8.2.2 Котельный цех БСИ

Резервным топливом является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-99 с низшей теплотой сгорания 9622,3 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 2017 году не осуществлялось.

8.2.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Топливное хозяйство котельной состоит из:

- приемного устройства топлива с приемной емкостью 60 м³;
- двух насосов и трубопроводов для закачки топлива;
- 2 емкостей хранения объемом по 1000 м³ каждая;
- трубопровода забора нефти от каждой емкости.
- помещения насосной для подачи и циркуляции нефти по трубопроводу от насосной «Склада ГСМ» до котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Слив жидкого котельного топлива (нефть) из автоцистерн производится в сливной лоток, откуда нефть самотеком поступает в подземную нулевую емкость. В нулевой емкости установлено два насоса (тип 12НА-22*6), перекачивающие нефть из нулевой емкости в один из двух наземных резервуаров емкостью 1000 м³ каждый.

Резервуарный парк образуется двумя резервуарами РВС-1000 (с общей эксплуатационной емкостью 1800 м³), имеет земляное обвалование. Эффективная площадь (для зеркала пролива) резервуарного парка, за вычетом площади занимаемой резервуарами, составляет порядка 1000 м².

Нефть из резервуаров (№1 или №2) по трубопроводам (переключающие задвижки трубопроводов установлены непосредственно у резервуаров, в специальных помещениях) поступает на всасывающий коллектор насосной, откуда одним из установленных насосов (тип 3В-16/25) подается в котельную.

Прокладка всех технологических трубопроводов надземная по эстакадам.

Насосная станция расположена в отдельно стоящем здании, там же находится электрощитовая, отделенная от насосной негорючей стеной. Слева от насосной находится вентиляционная, где установлен приточный вентилятор и расположен выключатель вытяжного вентилятора. Насосная станция имеет электроснабжение по второй категории надежности от двух независимых источников питания.

Для контроля параметров работы объект оборудован КИП для измерения давления и температуры нефти в котельной и насосной, резервуары для хранения оборудованы уровнемерами У-1500 (обеспечивающими контроль уровня нефти в резервуарах, а также световую и звуковую сигнализацию).

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. Протокол контроля качества природного газа


Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»
(ООО «Газпром трансгаз Казань»)

АКМОЕРНОВ ТВЕРЖДАЮ
Исполнитель ИЛ
ООО «Газпром трансгаз Казань»
И.А. Ахметзянова
20.10.2017 г.

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА
№ 02/10/5-463 от 31 октября 2017 г.

Свидетельство №247 об оценке состояния измерений в лаборатории от 25 сентября 2013 г.
Дата (период) отбора пробы: октябрь 2017 г.
Место отбора пробы: ГРП-17 в ГРС-2 г. Наб. Челны
Дата (период) проведения испытаний: октябрь 2017 г.
Место проведения испытаний: Лаборатория ЭПУ «Челныгаз»
423822, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, Элеваторная гора, ул. Лермонтова, д. 60.
Тел.: (8552)71-73-33, факс: (8552)71-75-59.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытания	Норма по ГОСТ 5542-2014	Средне-месячный показатель
1.	Компонентный состав, молярная доля:				
1.1	метан				96,74
1.2	этан				1,74
1.3	пропан				0,54
1.4	изо-бутан				0,094
1.5	норм-бутан				0,083
1.6	нео-пентан				<0,0005
1.7	изо-пентан				0,0156
1.8	норм-пентан				0,0111
1.9	гексаны + высш. углеводороды				0,0026
1.10	гелий				0,0106
1.11	водород			не более 0,050	<0,001
1.12	кислород			не норм.	0,646
1.13	азот			не более 2,5	0,117
1.14	диоксид углерода			не менее 31,80	34,08
2.	Нижняя теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	не менее 7600	8139
3.	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м³ ккал/м³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50	49,80
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м³	ГОСТ 31369-2008	9840-13020	11894
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	0,6931
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,036	<0,0010
7.	Массовая концентрация механических примесей в 1 м³	г/м³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	отсутств.
8.	Температура газа в точке отбора пробы	°C	—	не норм.	+0,5
9.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-2014	не менее 3	не опред.

Стандартные условия в п.п. 2-4: стандартные условия сгорания газа – температура 35°C, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерения объема газа – температура 20°C, давление 101,325 кПа.
П.п.1-4.8 паспорта оформлены на основании предвостановленных значений результатов 4-х определений текущего месяца (протоколы № 11-8207, 11-8407, 11-8607, 11-8807). П.п.3,6 – на основании протокола № 4-10/СС, п.7 – на основании протокола № 4-10/МП (лаборатория ЭПУ «Набережнегаз» (сектор 4 ИЛ), аттестат аккредитации испытательной лаборатории № RA.RU.513243, дата вступления в регистр 26.01.2016 г., адрес ИЛ: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Шуртыгина, д.15А, тел./факс: (843)321-32-90).
Паспорт качества газа не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения лаборатории.
Менеджер по качеству ИЛ  Р.С. Гильмурава

Резервным и аварийным топливом для источников теплоснабжения АО «Татэнерго» в г. Набережные Челны является топочный мазут марки М-100, поставку которого осуществляет ООО "Карат, со следующими показателями:

Q _{нр} , ккал/нм³	8784
Ar (зольность)	0,12
Wp (влажность)	7,35
Sp (сод.серы)	2,9
Q _{нс} , ккал/нм³	9480

8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Случаев аварийного отключения газопроводов к источникам тепловой энергии за последние 15 лет не зафиксировано.

Критического снижения давления, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

8.5 Суммарное потребление топлива централизованными источниками теплоснабжения г. Набережные Челны

В таблице ниже представлены обобщенные сведения по потреблению топлива централизованными источниками теплоснабжения в г. Набережные Челны за период с 2014 по 2018 г.

Суммарное потребление топлива источниками теплоснабжения г. Наб. Челны в отчетном 2018 году составило 1 481,751 тыс. т у.т., более 98% всего потребленного топлива израсходовано на производство тепловой и электрической энергий на Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 8.4. Топливный баланс систем теплоснабжения г. Набережные Челны за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.н. т., тыс. м3	Приход топлива за год, т.н.т., тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т.н. т., тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т.н. т., тыс. м3	Всего, в тоннах усл. топлива		
2018						
природный газ	-	1 279 786	1 279 786	1 474 042	-	8158
мазут	52747	5 655	5 655	7 709	52747	9447
нефть	-	5 655	5 655	7 709	-	-
Итого	-	-	-	1 481 751	-	-
2017						
природный газ	-	1 182 272	1 182 272	1 373 431	-	8163
мазут	61044	8 741	8 741	28 738	61044	9480
нефть	-	8 741	8 741	28 738	-	-
Итого	-	-	-	1 402 169	-	-
2016						
природный газ	-	1 057 996	1 057 996	1 228 931	-	8184
мазут	28629	168 408	168 408	228 087	28629	9481
нефть	-	168 408	168 408	228 087	-	-
Итого	-	-	-	1 457 018	-	-
2015						
природный газ	-	1150316	1150316	1335466	-	8178
мазут	44353	16759	16759	22595	44353	9296

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т.н. т., тыс. м3	Приход топлива за год, т.н.т., тыс. м3	Израсходовано топлива		Остаток топлива, т.н. т., тыс. м3	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм ³)
			Всего, т.н. т., тыс. м3	Всего, в тоннах усл. топлива		
нефть	-	16759	16759	22595	-	-
Итого	-	-	-	1358061	-	-
2014						
природный газ	-	1330379	1330379	1516053	-	8115
мазут	55980	13067	13067	16031	55980	9412
нефть	-	13067	13067	16031	-	-
Итого	-	-	-	1532084	-	-

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 теплоснабжения 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.

1. Интенсивность отказов элементов

1.1. Интенсивность отказов теплопровода с учетом времени его эксплуатации:

$$\lambda = \lambda^{\text{нач}} \cdot (0,1 \cdot \tau^{\text{экспл}})^{\alpha-1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (1)$$

где $\lambda^{\text{нач}}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$;

$\tau^{\text{экспл}}$ - продолжительность эксплуатации участка, лет;

α - коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau^{\text{экспл}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau^{\text{экспл}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} & \text{при } \tau^{\text{экспл}} > 17 \end{cases} \quad (2)$$

1.2. Интенсивность отказов (одной единицы):

$$\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}.$$

2. Параметр потока отказов элементов:

2.1. Параметр потока отказов участков:

$$\omega = \lambda \cdot L, 1/\text{ч}, \quad (3)$$

где L - длина участка, км;

2.2. Параметр потока отказов:

$$\omega_{\text{зра}} = \lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}. \quad (4)$$

3. Среднее время до восстановления элементов.

3.1. Среднее время до восстановления участков:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ч} \quad (5)$$

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

d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a , b , c для формулы (5), приведенные в таблице 9-1, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003.

Расстояния между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) и приниматься в соответствии с таблицей.

Табл. 9.1. Значения коэффициентов a , b , c в формуле (5)

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)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

3.2. Среднее время до восстановления ЗРА.

Время восстановления ЗРА принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода одного и того же диаметра требуют сопоставимых временных затрат на их восстановление. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по выражению (5).

4. Интенсивность восстановления элементов ТС

$$\mu = \frac{1}{z^B}, 1/\text{ч} \quad (6)$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1} \quad (7)$$

где N – число элементов ТС (участков и ЗРА).

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f -го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (8)$$

7. Температура воздуха в здании j -го потребителя в конце периода восстановления f -го элемента:

$$t_{j,f}^B = t^{HP} + \frac{t_j^{BP} - t^{HP} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})}{e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP}), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (9)$$

где t_j^{BP} – расчетная температура воздуха в здании j -го потребителя, $^\circ\text{C}$;

t^{HP} – расчетная для отопления температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$;

$\bar{q}_{j,f}$ – часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{HP} , Гкал/ч;

$\bar{q}_j^P$ – расчетная часовая нагрузка j -го потребителя при t^{HP} , Гкал/ч;

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_j^P}$ – относительный часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{HP}

z_f^B – время восстановления f -го элемента, ч;

β_j – коэффициент тепловой аккумуляции здания j -го потребителя, ч.

8. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j -го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f, \quad (10)$$

где: F_j – множество элементов ТС, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

9. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j -го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$P_j = e^{-[p_0 \cdot \sum_f (\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{pab})]}, \quad (11)$$

Где $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха t_n ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$ – температура наружного воздуха, при которой время восстановления f -го элемента z_f^B равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,min}^B$.

С помощью величин $t_{j,f}^{\text{пав}}$ и выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f -го элемента влияет на величину P_j .

9.1. Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{\text{пав}}$ при которой время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j -ый потребитель при аварии на f -ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{BP}} - t_{j,min}^B \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (12)$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{BP}} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{BP}} - t^{\text{HP}}) - (t_{j,min}^B - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{BP}} - t^{\text{HP}})) \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (15a)$$

Здесь $t_{j,min}^B$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j -го потребителя, $^{\circ}\text{C}$.

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000.

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10, $t_{j,min}^B$ – по СНиП 41-02-2003 (п. 4.2).

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология».

9.2. Правила определения $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$

Если $t_{j,f}^{\text{пав}}$ оказывается равной или выше $+8^{\circ}\text{C}$ (начало отопительного сезона), это означает, что отказ f -го элемента нарушает пониженный уровень теплоснабжения j -го потребителя при

любой температуре наружного воздуха и в формуле (11) величина берется равной продолжительности отопительного периода.

Если оказывается $t_{j,f}^{\text{рав}}$ равной $t^{\text{нр}}$, отказ j-го элемента влияет на теплоснабжение j-го потребителя только при температурах ниже расчетных $t_{j,f}^{\text{рав}}$ и в формуле (11) берется равной $\tau^{\text{мин}}$ - числу часов стояния температуре наружного воздуха ниже $t^{\text{нр}}$.

Если $t_{j,f}^{\text{рав}} < t^{\text{мин}}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f-го элемента не влияет на теплоснабжение j-го потребителя и в формуле (11) $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ берется равной нулю.

Если $t^{\text{мин}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < t^{\text{нр}}$, то $\tau_{j,f}^{\text{рав}} = \frac{t^{\text{нр}} - t_{j,f}^{\text{рав}}}{t^{\text{нр}} - t^{\text{мин}}} \times \tau^{\text{мин}}$.

Если $t^{\text{нр}} < t_{j,f}^{\text{рав}} < +8^{\circ}\text{C}$, то $0 < \tau_{j,f}^{\text{рав}} < \tau^{\text{от}}$ и значение $\tau_{j,f}^{\text{рав}}$ определяется по графику продолжительностей стояния температур (график Россандера):

$$\tau_{j,f}^{\text{рав}} = \tau^{\text{хол}} + (\tau^{\text{от}} - \tau^{\text{хол}}) \cdot \left(\frac{t_{j,f}^{\text{рав}} - t^{\text{нр}}}{8 - t^{\text{нр}}} \right)^{\frac{t^{\text{н ср}} - t^{\text{нр}}}{8 - t^{\text{н ср}}}}, \quad (13)$$

где: $\tau^{\text{хол}}$ - продолжительность стояния температуры наружного воздуха ниже расчетной для отопления, ч;

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

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

Таким образом, автоматически выделяются: а) элементы, отказы которых нарушают и не нарушают пониженный уровень теплоснабжение потребителя, и б) доля отопительного периода, в течение которой нарушение имеет место.

10. Средний суммарный недоотпуск теплоты j-му потребителю в течение отопительного периода:

$$Q = \left(g_j^{\text{п}} - \sum_{f=0} p_f g_{j,f} \right) \cdot (\tau_1^{\text{п}} - \tau_2^{\text{п}}) \cdot \frac{t_j^{\text{вп}} - t^{\text{н ср}}}{t_j^{\text{вп}} - t^{\text{нр}}} \cdot \tau^{\text{от}} \cdot 10^{-3}, \text{Гкал} \quad (14)$$

где $g_j^{\text{п}}$ расчетный при $t^{\text{нр}}$ часовой расход теплоносителя у j-го потребителя, т/ч;

$g_{j,f}$ - часовой расход теплоносителя у j-го потребителя при отказе f-го элемента, т/ч;

$\tau_1^{\text{п}}$ и $\tau_2^{\text{п}}$ - расчетные (при $t^{\text{нр}}$) температуры воды в подающей и обратной магистралях ТС, $^{\circ}\text{C}$.

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, ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» не устанавливались.

Табл. 9.3. Показатели повреждаемости системы теплоснабжения НЧТС за 2014-2018 годы актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Повреждения в тепловых сетях, 1/км/год в т.ч.:	0,495	0,361	0,340	0,398	0,414
отопительный период, 1/км/оп	0,085	0,062	0,068	0,046	0,077
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,358	0,261	0,230	0,324	0,290
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,637	0,519	0,447	0,509	0,521

Табл. 9.4. Показатели восстановления в системе теплоснабжения НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, ч	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов	Не более 6 часов

Показатели восстановления в системе теплоснабжения ООО «КАМАЗ-Энерго» и ООО «ТСЗВ» не устанавливались.

Недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения НЧТС за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения отсутствовал.

Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения отсутствовал

Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системе теплоснабжения ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения отсутствовал

Табл. 9.5. Фактические показатели частоты повреждаемости систем теплоснабжения ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в т.ч.:	0,988	0,858	0,806	0,663	0,598
отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,988	0,858	0,806	0,663	0,598
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в т.ч.:	0,704	0,771	0,603	0,704	0,603
отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,704	0,771	0,603	0,704	0,603
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,908	0,834	0,750	0,675	0,600

Табл. 9.6. Фактические показатели частоты повреждаемости систем теплоснабжения ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2018
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в т.ч.:	0,448
отопительный период, 1/км/оп	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,448
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в т.ч.:	0,211
отопительный период, 1/км/оп	0
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0,211
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0,377

Табл. 9.7. Фактические показатели восстановления в системе теплоснабжения ООО «КАМАЗ-Энерго» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

Наименование показателя	2014	2015	2016	2017	2018
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	Повреждений магистральных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано				
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	Повреждений распределительных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано				
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, ч	Повреждений в отопительный период не зафиксировано				

Табл. 9.8. Фактические показатели восстановления в системе теплоснабжения ООО «ТСЗВ» за 2018 год актуализации схемы теплоснабжения

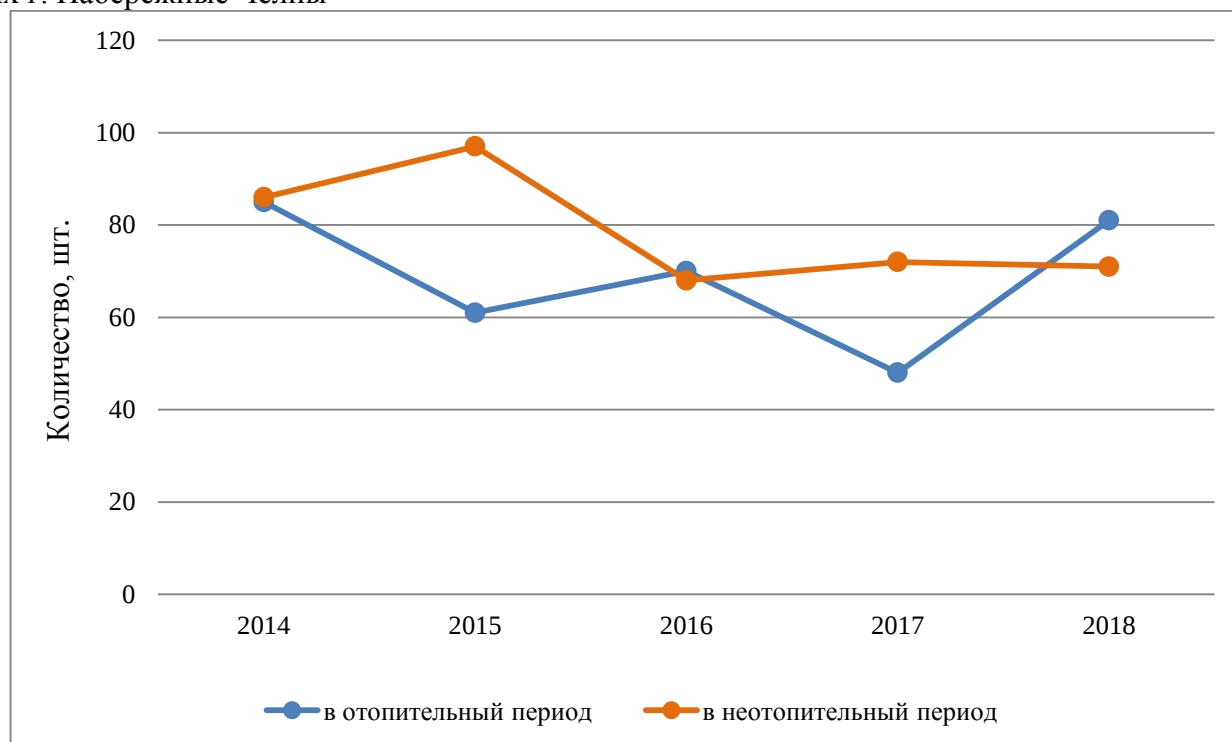
Наименование показателя	2018
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	Повреждений магистральных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано

Наименование показателя	2018
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	Повреждений распределительных тепловых сетей в отопительный период не зафиксировано
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, ч	Повреждений в отопительный период не зафиксировано

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 2014 по 2018 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 -2018г. на тепловых сетях г. Набережные Челны



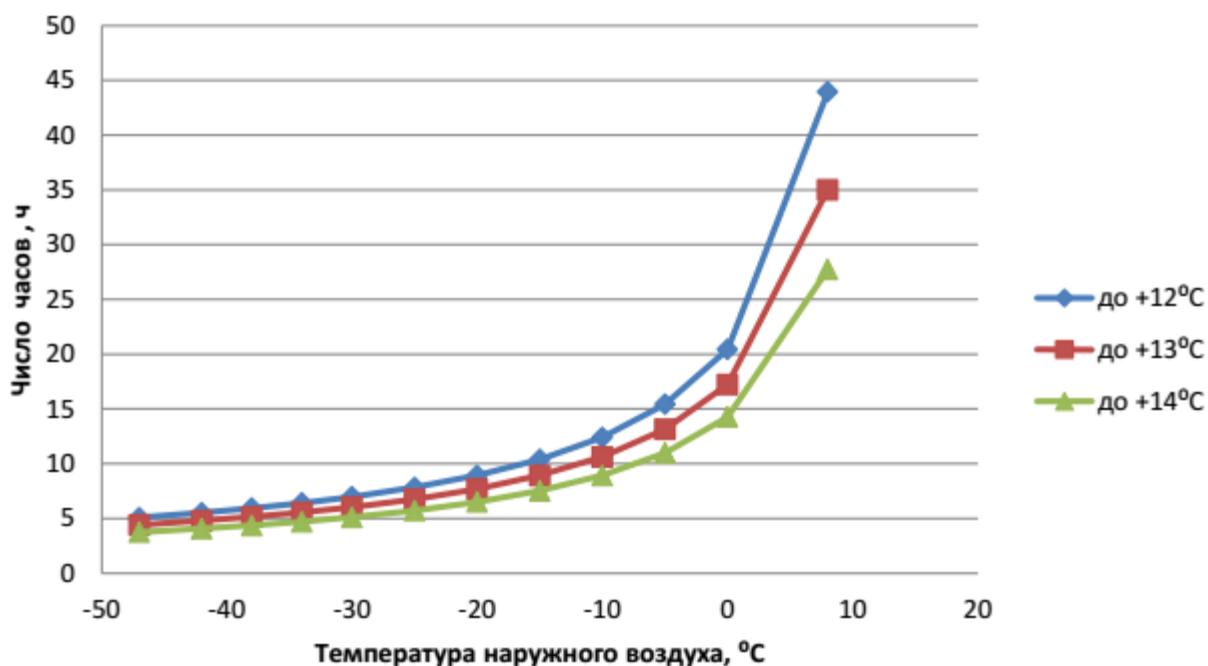
На основе существующей статистики по отказам на магистральных сетях северо-восточного района время устранения одного повреждения наиболее длительного восстановления с 2014 года составляет не более 6 часов.

Время снижения внутренней температуры отапливаемых помещений от расчетной величины $t'_в$ до достигнутого минимального предела $t_в$ (12-14°C) при полном выключении отопления определяется по формуле:

$$z_a = \beta \ln \frac{t'_в - t_н}{t_в - t_н}$$

Результаты расчета представлены на рисунке 9-3.

Рис. 9.2. Фактическое среднее значение вероятности отказа тепловых сетей в целом по г. Набережные Челны



Согласно информации ОАО «КамАЗ-Энерго» и ООО «Данные обеспеченности достигнутого» по повреждениям и отказам на тепловых сетях за последние 7 лет не было зафиксировано ни одного случая сбоя в работе.

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

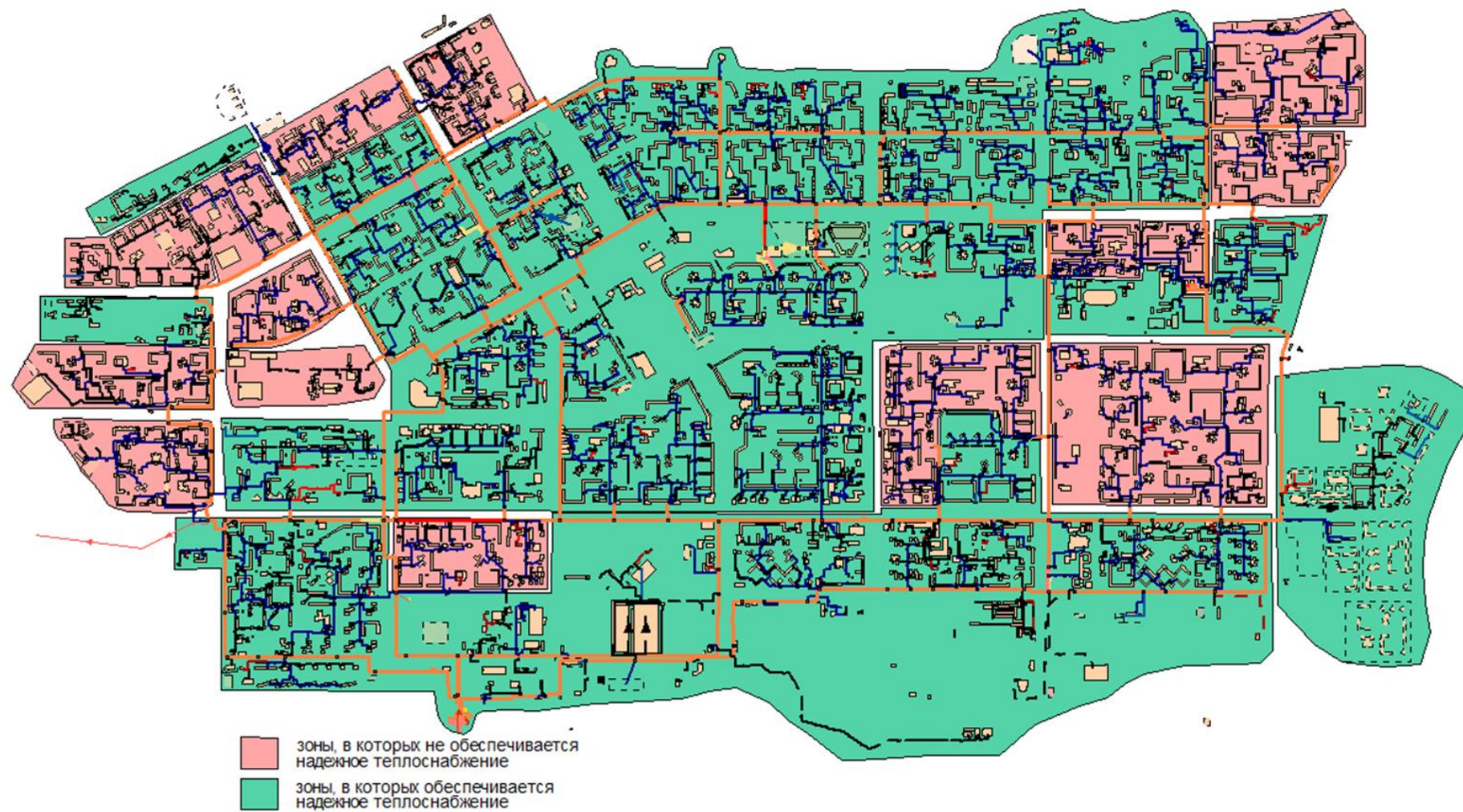


Рис. 9.4. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ГЭС) города

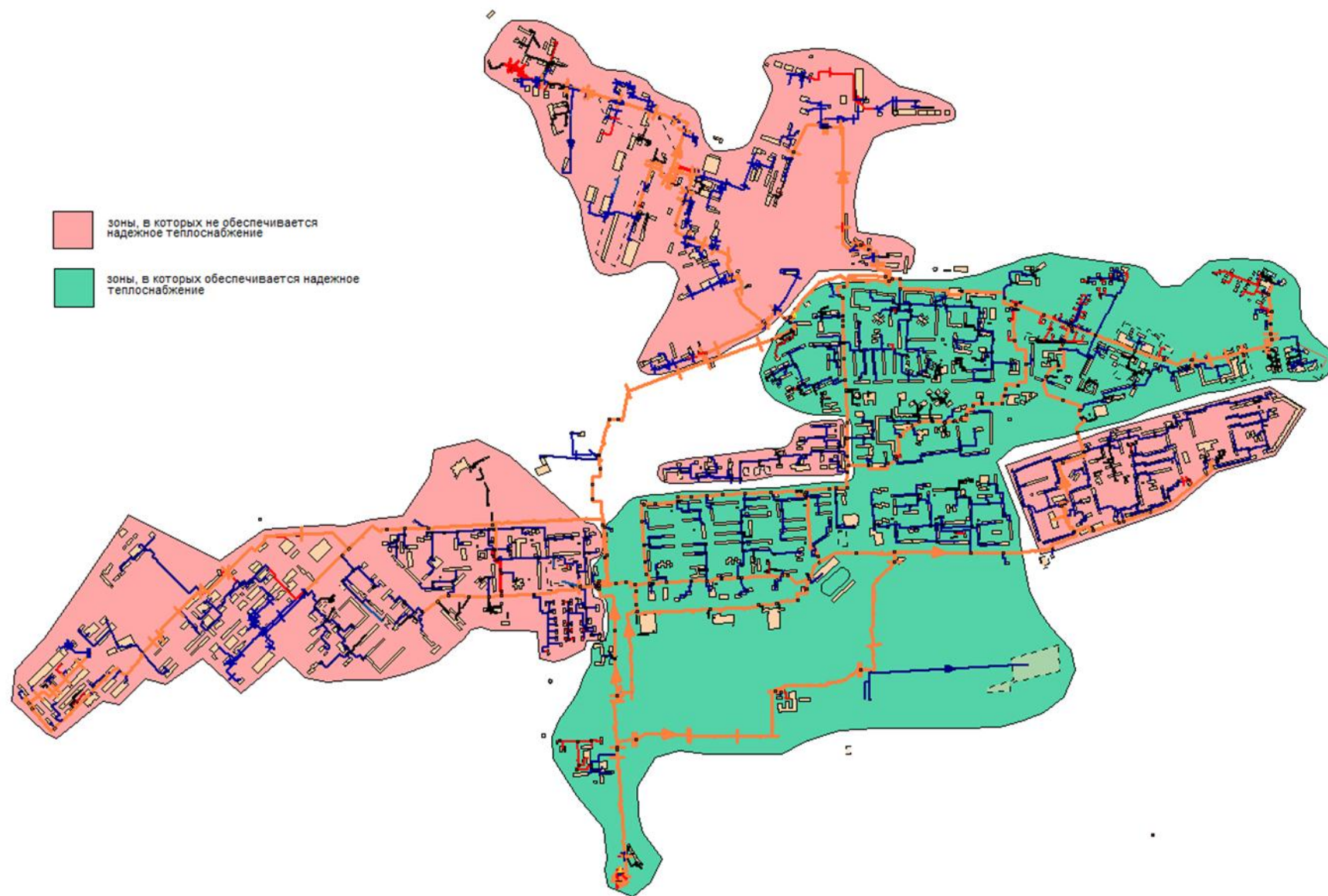
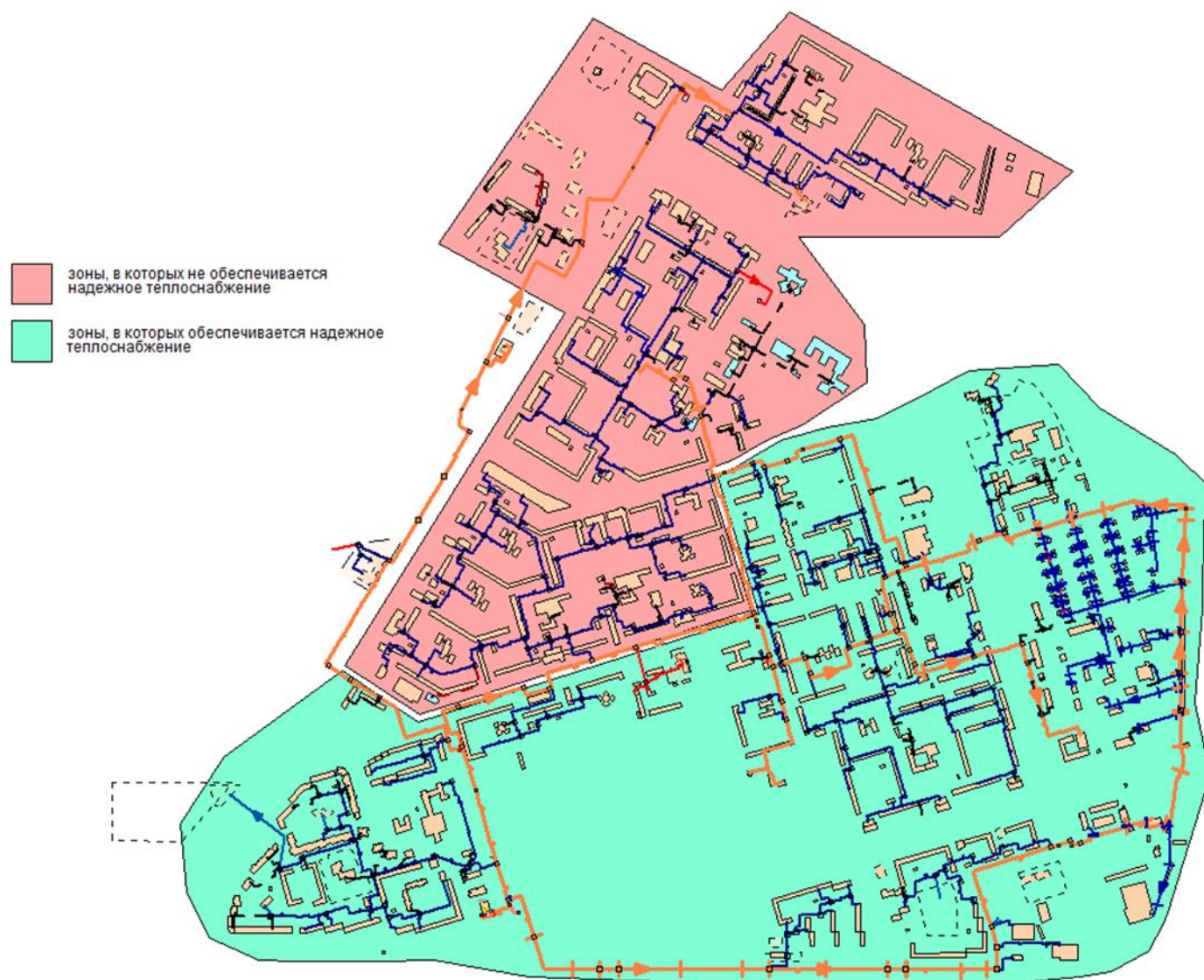


Рис. 9.5. Карта-схема тепловых сетей и зон ненормативной надежности юго-западной части (п. ЗЯБ) города



10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых 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. Основные производственные и финансово-экономические показатели Набережночелнинской ТЭЦ

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс руб	7 199 435,88	2 836 008,37	3 002 489,99	2 939 331,93	7 199 435,88
1.1	Реализация тепловой энергии (мощности), теплоносителя	тыс руб	7 199 435,88	2 836 008,37	3 002 489,99	2 939 331,93	
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	7308258,11	2535290,16	2652889,73	2756754,54	
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.2	Расходы на топливо	тыс руб	5318860,86	1895324,87	1971738,39	2036264,20	
2.2.1	мазут	х	28171,14	38495,11	903768,10	1048518,00	
2.2.1.1	Объем	тонны	3,24	4,46	202436,90	231169,29	
2.2.1.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб	8694,36	8636,97	3,98	4,05	
2.2.1.3	Стоимость доставки	тыс руб	0,00	0,00	98648,13	113205,89	
2.2.1.4	Способ приобретения	х	прочее	Иное	прочее	прочее	
2.2.2	газ природный по регулируемой цене	х	5290441,54	1532312,61	801413,15	980853,59	
2.2.2.1	Объем	тыс м3	1268,64	360,35	186201,45	221304,37	
2.2.2.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб	3675,60	3797,07	3,89	4,00	
2.2.2.3	Стоимость доставки	тыс руб	627422,03	164052,54	77492,60	94544,08	
2.2.2.4	Способ приобретения	х	прочее	Единственн ый поставщик	прочее	прочее	
2.2.3	газ природный по нерегулируемой цене	х	0,00	324517,15	266557,14	6892,61	
2.2.3.1	Объем	тыс м3	0,00	77,32	66724,09	1843,12	
2.2.3.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб	0,00	3788,33	3,99	3,74	
2.2.3.3	Стоимость доставки	тыс руб	0,00	31603,74	0,00	0,00	
2.2.3.4	Способ приобретения	х	прочее	Иное	прочее	прочее	
2.2.4	уголь каменный	х	248,18				
2.2.4.1	Объем	тонны	0,12				
2.2.4.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб	2145,84				
2.2.4.3	Стоимость доставки	тыс руб	0,00				

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
2.2.4.4	Способ приобретения	х	прочее				
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	197200,45	11118,05	6921,62	7964,93	
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	3,03	2,35	2,89	2,96	
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	65133,888	4740,510	2396,313	2690,156	
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	17523,63	13452,69	12965,95	14509,09	
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	20565,52	10043,74	13992,62	11761,98	
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	622105,46	198493,84	249033,93	280151,57	
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	136282,26	56642,16	71706,54	80222,46	
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	262348,32	86623,90	93835,23	78283,94	
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	14577,31	11440,79	7620,56	6960,53	
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	417372,76	134952,34	164765,27	160505,49	
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт	тыс руб	301421,52	117197,78	60309,64	80130,35	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
	основных производственных средств, в том числе:						
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	есть	отсутствует	есть	
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-108822,22	300718,20	349600,25	182577,39	
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	0,00	219419,06	201025,69	322860,23	
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	0,00	219419,06	201025,69	322860,23	
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	http://www.atgencom.ru/shareholder/regulatory-filings/reports/accounting-reporting/	https://eias.strf.ru/disclosure/get_file?p_guid=931b2566-22e9-47ea-8c93-a19e8494d5b1	http://www.atgencom.ru/upload/iblock/65e/otchet-rsbu-tatenergo-za-2016g.-saz.pdf	http://www.atgencom.ru/upload/iblock/b54/balans-na-31.12.2017-audit-zaklyucheniye-2017.pdf	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	7 793,00	4 682,00	4 682,00	4 682,00	
8.1	Набережночелнинская ТЭЦ	Гкал/ч	4 092,00	4 092,00	4 092,00	4 092,00	
8.2	Котельный цех БСИ НЧТЭЦ	Гкал/ч	590,00	590,00	590,00	590,00	
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	251,77	16,54	2 728,14	2 728,14	
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	10326,38	3901,66	4025,89	3896,14	
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000	
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	10326,383	3901,664	3512,940	3466,199	
12.1	Определенном по приборам учета	тыс Гкал	10326,383	3901,664	3477,827	3376,234	
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	0,000	0,000	35,113	89,966	
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,00	
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	866,60	351,00	407,00	410,00	
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	256,40	0,00	0,00	0,00	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/Гкал	141,91	132,12	134,84	132,23	
17.1	Набережночелнинская ТЭЦ	кг усл. топл/Гкал	130,13	130,30	133,65	130,92	
17.2	Котельный цех БСИ НЧТЭЦ	кг усл. топл/Гкал	160,36	160,36	178,32	181,98	
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	0,01	0,00	0,00	0,00	
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	1,11	1,49	1,38	1,46	

Табл. 10.2. Основные производственные и финансово-экономические показатели НЧТС

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс руб	3 793 050,57	4201236,41	1 127 169,66	4 113 969,44	
1.1	передача тепловой энергии	тыс руб	3 609 585,08	1365228,04	1 127 169,66	4113969,44	
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	3820854,62	1264526,95	1050849,04	3864612,96	
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	104743,39	0,00	0,00	0,00	
2.2	Расходы на топливо	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	283215,81	67821,86	72372,25	79059,10	
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	3,09	3,51	3,76	4,20	
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	91566,206	19299,493	19250,051	18832,395	
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	32773,79	27820,17	26736,26	30194,51	
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	709999,22	245386,94	271310,14	291735,26	
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	160972,23	71324,46	79900,85	86587,65	
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	1435,67	3793,87	21586,82	26855,32	
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	1076577,56	306346,40	289556,21	296956,56	
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	239369,89	112356,04	132635,25	136521,67	
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том	тыс руб	538557,78	167260,84	145603,67	150419,52	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
	числе:						
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	есть	есть	есть	
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	673209,26	262416,37	11147,60	2766283,37	
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-27804,05	100701,09	76320,61	249356,48	
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	0,00	303218,00	98383,00	2174441,00	
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	0,00	303218,00	98383,00	2174441,00	
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	http://www.tatgencom.ru/shareholder/regulatory-filings/reports/accounting-reporting/	https://eias.strf.ru/disclosure/get_file?p_guid=931b2566-22e9-47ea-8c93-a19e8494d5b1	http://www.tatgencom.ru/upload/iblock/65e/otchet-rsbu-tatenergo-za-2016g.-saz.pdf	http://www.tatgencom.ru/upload/iblock/b54/balans-na-31.12.2017-audit-zaklyucheniye-2017.pdf	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	6 535,13	2 741,74	2 728,14	2 728,14	
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	10326,38	3901,66	4025,89	3998,00	
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	3432,485	0,000	0,000	709,281	
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	11467,932	3319,755	3512,940	3466,199	
12.1	Определенном по приборам учета	тыс Гкал	11467,932	3276,714	3477,827	3376,234	
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	0,000	43,041	35,113	89,966	
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	2244,39	623,60	650,57	622,34	
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	2290,9358	581,9086	494,0771	511,0590	
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	1193,00	499,66	507,00	499,00	
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	373,00	0,00	0,00	0,00	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	0,00	0,00	0,01	0,01	
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	

Табл. 10.3. Основные производственные и финансово-экономические показатели ООО «КамгэсЗЯБ»

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс руб	8478,54	8929,15	9204,38	9 681,16	
1.1	Реализация тепловой энергии (мощности), теплоносителя	тыс руб	8478,54	8929,15	9204,38	9 681,16	
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	68605,66	64066,29	53883,23	55 477,43	
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	45386,60	0,00	0,00	0,00	
2.2	Расходы на топливо	тыс руб	0,00	41391,81	35387,81	35548,87	
2.2.1	газ природный по регулируемой цене	х					
2.2.1.1	Объем	тыс м3		8206,15	7059,85	6978,14	
2.2.1.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб		4,79	5,01	5,09	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
2.2.1.3	Стоимость доставки	тыс руб		0,00	0,00	0,78	
2.2.1.4	Способ приобретения	х		Единственн ый поставщик	прямые договора без торгов	прямые договора без торгов	
2.2.2	печное топливо	х					
2.2.2.1	Объем	тонны		169,05			
2.2.2.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб		11,80			
2.2.2.3	Стоимость доставки	тыс руб		0,00			
2.2.2.4	Способ приобретения	х		Конкурс			
2.2.3	дизельное топливо	х					
2.2.3.1	Объем	тонны		2,06			
2.2.3.2	Стоимость за единицу объема	тыс руб		31,34			
2.2.3.3	Стоимость доставки	тыс руб		0,00			
2.2.3.4	Способ приобретения	х		Конкурс			
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	2722,38	2 073,04	2763,63	2 355,52	
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	2,65	2,57	3,17	3,53	
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	1025,842	879,320	870,690	5135,043	
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	732,62	821,16	866,95	743,58	
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	565,43	385,78	58,02	306,75	
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	3948,31	4141,72	3523,55	3918,73	
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	1188,40	1102,37	999,96	1176,22	
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	1802,42	1357,17	2012,54	
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	0,00	551,89	375,58	543,65	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	1239,08	1391,37	2741,28	2693,09	
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	0,00	0,00	319,44	0,00	
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	3649,21	2781,16	2177,56	1390,10	
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	70,10	0,00	0,00	0,00	
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	2829,47	2880,48	1062,58	1509,96	
2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	56,15	0,00	31,59	30,65	
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	6292,89	4696,31	1954,45	2217,97	
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	отсутствует	отсутствует	отсутствует	
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	51,27	47,28	295,25	1030,75	
2.15.1	водотведение	тыс руб	19,70		62,70		
2.15.2	прочие	тыс руб	31,57		232,55		
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-2409,08	-1994,66	-44678,85	-45766,57	
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	-3188,44	
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий,	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
	предусмотренных инвестиционной программой						
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	http://kt.tatarstan.ru	http://kt.tatarstan.ru	http://kt.tatarstan.ru	http://kt.tatarstan.ru	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	46,60	46,60	46,60	46,60	
9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	5,92	5,92	6,47	6,41	
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	66,96	58,9737	8,953	48,9008	
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	0,00	9,333	0,00	0,00	
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	9,447	9,333	22,981	9,047	
12.1	Определенном по приборам учета	тыс Гкал	9,447	9,333	8,953	9,047	
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	0,00	0,000	14,028	0,00	

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,01	
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	0,00	2,222	2,299	2,299	
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	30,00	13,50	10,00	7,00	
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	0,00	3,00	3,00	2,00	
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/Гкал	0,00	162,68	162,68	172,30	
18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	0,00	0,01	9,30	9,30	
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	0,00	1,53	1,53	1,53	

Табл. 10.4. Основные производственные и финансово-экономические показатели ООО «КАМАЗ-Энерго»

№ п/п	Информация, подлежащая раскрытию	Единица измерения	2014	2015	2016	2017	2018
1	Выручка от регулируемой деятельности, в том числе по видам деятельности:	тыс руб	707140,54	262416,00	10 539,00	10 415,73	
1.1	тепловая энергия	тыс руб	707140,54	262416,00	10 539,00	10415,73	

2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс руб	908930,60	360075,18	28926,00	29566,32	
2.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс руб	608517,90	81631,00	13910,00	13916,10	
2.2	Расходы на топливо	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс руб	11072,80	11506,13	56,00	37,76	
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб	2,21	2,31	2,15	2,15	
2.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс кВт.ч	5015,598	4980,518	26,071	17,580	
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс руб	1316,30	0,00	0,00	0,00	
2.5	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс руб	41533,00	35383,00	4608,00	4759,72	
2.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс руб	12543,00	10685,70	1392,00	1462,66	
2.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс руб	14204,50	9500,60	909,00	947,90	
2.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс руб	4289,80	2869,18	275,00	291,29	
2.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс руб	149921,50	149593,00	1743,00	1251,09	
2.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс руб	9445,10	0,00	512,00	512,00	
2.12	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	0,00	31575,66	3464,00	5720,54	
2.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	8278,60	0,00	239,00	74,85	
2.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	9344,90	0,00	1124,00	2905,41	
2.13	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним:	тыс руб	18605,10	13582,48	693,00	667,26	

2.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс руб	17623,50	12335,28	1364,00	0,00	
2.14.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	есть	отсутствует	отсутствует	отсутствует	
2.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ	тыс руб	19858,10	1413,15	0,00	0,00	
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс руб	-201790,06	-97659,18	-18387,00	-19150,59	
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
5	Сведения об изменении стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
5.1	За счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
6	Стоимость переоценки основных фондов	тыс руб	0,00	0,00	0,00	0,00	
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	www.kamaz-energo.ru	www.kamaz-energo.ru	www.kamaz-energo.ru	www.kamaz-energo.ru	
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии:	Гкал/ч	748,60	748,60	43,80	43,80	

9	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	667,36	668,61	12,49	12,28	
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс Гкал	751,475	106,767	19,536	20,016	
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс Гкал	617,615	498,063	12,521	10,610	
12.1	Определенном по приборам учета	тыс Гкал	314,479	367,738	12,456	10,546	
12.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс Гкал	303,136	130,325	0,065	0,064	
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Ккал/ч.мес	0,00	0,00	0,00	0,00	
14	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс Гкал	133,8605	106,7667	19,5361	20,0155	
15	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел	114,00	112,00	13,00	13,00	
16	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел	32,00	22,00	2,00	2,00	
17	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг усл. топл/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	

18	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	тыс кВт.ч/Гкал	0,01	0,01	0,00	0,00	
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м3/Гкал	0,44	0,52	0,00	0,00	

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

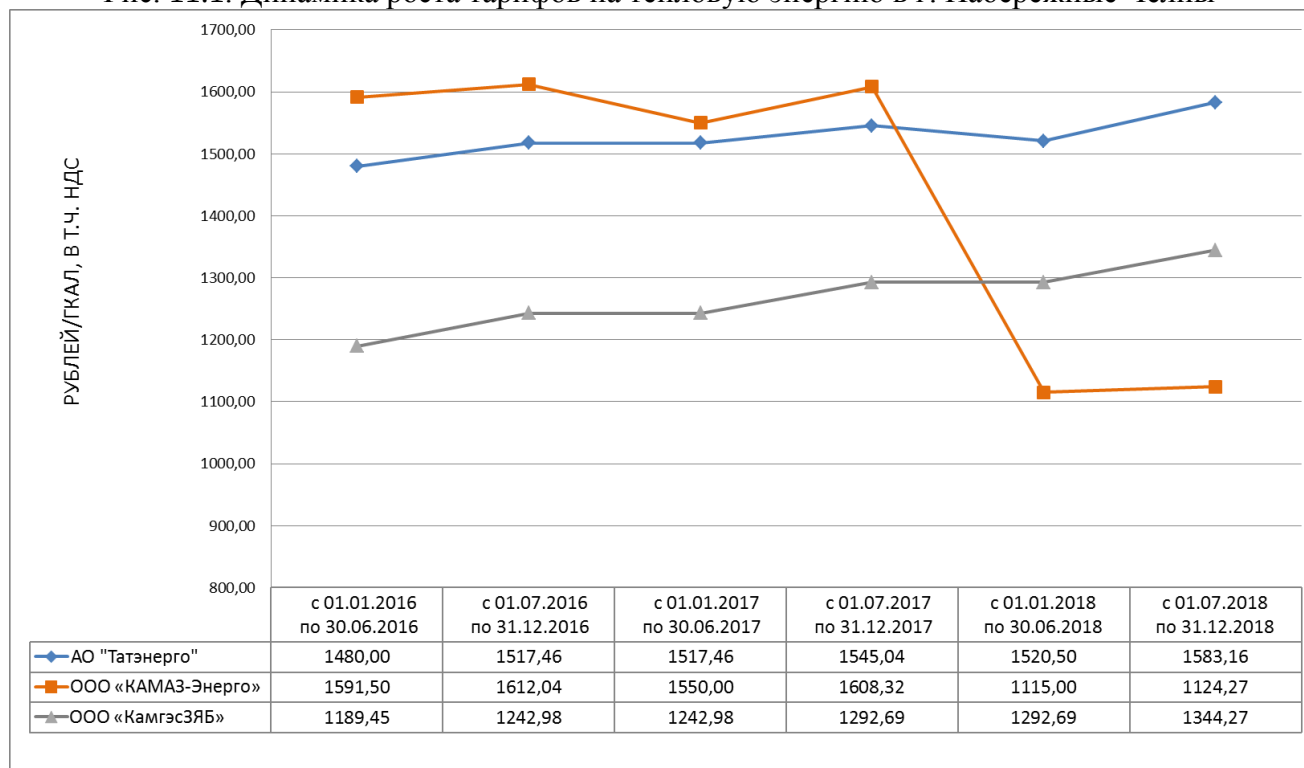
Тарифы на производство, передачу и поставку тепловой энергии потребителям города Набережные Челны установлены Протоколом заседания Правления Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 15.12.2017г. № 5-83/тэ.

Табл. 11.1. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям в г. Набережные Челны

№ п/п	Наименование регулируемой организации, муниципального образования, вид тарифа	Год	Вода
1	АО «Татэнерго»		
1.2.	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям АО «Татэнерго»		
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
1.2.1.	Одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1254,25
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1285,98
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1285,98
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1309,36
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	288,56
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1341,66
	Население (тарифы указаны с учетом НДС)		
1.2.2.	Одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1480,00
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1517,46
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1517,46
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1545,04
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1520,50
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1583,16
1.2.	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям ООО «КАМАЗ-Энерго»		
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
1.2.1.	Одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1 591,50
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1 612,04
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1 550,00
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 608,32
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 115,00
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 124,27
1.3.	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям ООО «КамгэсЗЯБ»		
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
1.3.1.	Одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2016 по 30.06.2016	1 008,01
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1053,37
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1053,37
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 095,50

№ п/п	Наименование регулируемой организации, муниципального образования, вид тарифа	Год	Вода
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 095,50
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 139,21

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



11.2 Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифов на осуществление регулируемых видов деятельности совпадает со структурой затрат на осуществления этой деятельности, раскрытых в разделе 10.

11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Размер установленной платы за подключение к централизованным сетям теплоснабжения утверждается для филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети».

Табл. 11.2. Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, тыс. рублей/Гкал/час

№ п/п	Наименование	Примечание	
1.	Плата за подключение (технологическое присоединение), тыс. руб./Гкал/час (без учета НДС)		
1.1.	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час	Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам № 6-179/тп от	
	Расходы на проведение мероприятий по	15,13	х

№ п/п	Наименование			Примечание
	подключению объектов заявителей			18.11.2016
	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:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	4 097,07	х	
	251 - 400 мм	5 407,43	х	
1.2.	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Открытого акционерного общества «Генерирующая компания» Набережночелнинские тепловые в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения			
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	15,13	х	
	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:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	2 468,76	х	
	251 - 400 мм	4 884,13	х	
1.3.	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Акционерного общества «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час			Постановление Государственного Комитета Республики Татарстан по тарифам № 6- 181/тп от 01.12.2017
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	х	3,20	
	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:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	х	2 177,93	
	251 - 400 мм	х	1 143,07	
1.4.	Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения филиала Акционерного общества «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если			Постановление Государственного комитета Республики

№ п/п	Наименование			Примечание
	подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения			Татарстан по тарифам № 6-49/тп от 01.06.2018
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	х	3,20	
	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:			
	канальная прокладка			
	50 - 250 мм	х	2111,697	
	251 - 400 мм	х		

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.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий, в городе Набережные Челны в настоящее время не установлена.

12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Основным недостатком систем централизованного теплоснабжения крупных городов является применение центрального регулирования теплового потребления по совмещенной нагрузке - отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Подача теплоты потребителям производится по усредненному параметру для каждого вида тепловой нагрузки, измеряемому в одной или нескольких контрольных точках, и в качестве основного метода центрального регулирования принят качественный метод, заключающийся в регулировании отпуска тепла за счет изменения температуры теплоносителя на входе в местные отопительные системы при сохранении постоянного количества (расхода) теплоносителя. При этом температура в подающем трубопроводе тепловой сети не должна снижаться ниже уровня, определяемого условиями горячего водоснабжения, температура в местах водоразбора должна быть не менее 60 °С при открытой и 50 °С при закрытой схеме теплоснабжения.

Для обеспечения качественного и экономичного теплоснабжения абонентов при центральном регулировании по совмещенной нагрузке необходимо, чтобы независимо от центрального регулирования, осуществляемого обычно на источнике теплоснабжения, производилось дополнительно групповое и/или местное количественное регулирование всех видов тепловой нагрузки на ЦТП и ИТП, дополняемое индивидуальным регулированием.

12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

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%.

Основными недостатками открытой схемы водоразбора в г. Набережные Челны являются:

- значительные затраты на подготовку химически-очищенной воды на НчТЭЦ и, соответственно, значительная стоимость данного ресурса для потребителей;
- к отсутствию стабильных гидравлических режимов работы тепловой сети, при проектной зависимой схеме присоединения потребителей, приводит к нарушениям работы систем отопления зданий, особенно, при использовании водоструйных элеваторных смесительных узлов;
- повышенный коррозионный износ обратных трубопроводов тепловых сетей из-за проникновения кислорода через смесители водоразборных устройств;
- значительные отложения солей жесткости и коррозия на внутренних поверхностях систем отопления зданий.

Из-за неудовлетворительного технического состояния внутренних систем теплопотребления объектов города, администрация города ограничила проектный температурный график 150/70 верхней срезкой 114°C. Повышение температурного графика будет возможно после установки у всех потребителей автоматизированных тепловых пунктов (ИТП).

Перевод городской системы теплоснабжения на закрытую схему позволит решить вопрос качества горячей воды. По состоянию на 01.01.2019 год работы по переводу выполнены на 87%. В перспективе, завершение работ по установке ИТП у всех потребителей и закрытие схемы теплоснабжения г. Набережные Челны, позволит повысить качество теплоснабжения и приведет к увеличению надежности системы теплоснабжения в целом.

Еще одной проблемой является недополучение тепловой энергии коттеджными застройками микрорайонов 26, 28 и «Замелекесье», в связи с большими тепловыми потерями в сетях. Это обусловлено большой протяженностью тепловых сетей и маленькими тепловыми нагрузками. Решением проблемы может явиться переход существующих и перспективных коттеджных застроек на индивидуальное теплоснабжение.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В планах развития города предусмотрен ввод жилья и социальных объектов, предполагается увеличение тепловой нагрузки, что приведет к дефициту тепловой энергии.

Для предупреждения кризиса развития, с которым уже начинает сталкиваться город, необходимо провести реконструкцию магистральных сетей теплоснабжения, строительство новых тепловых сетей, перекладку ряда участков тепловых сетей на большие диаметры, реконструкцию ПНС с увеличением мощности перекачивающих насосов.

12.4 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.

12.5 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.