



Муниципальное образование город Набережные Челны

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ –
Г. НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ
НА ПЕРИОД ДО 2033 ГОДА**

(Актуализация на 2019г.)

Том 2. Обосновывающие материалы

**Книга 1. Существующее положение в сфере производства,
передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения**

**Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью
Инжиниринговая компания «ВИД-Энерго»**

Генеральный директор

Д. В. Агеев

Москва, 2018 г.

Оглавление

1	Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	13
1.1	Книга 1. Глава 1. Функциональная структура теплоснабжения ...	13
1.1.1	Книга 1. Глава 1. Раздел 1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	17
1.1.2	Книга 1. Глава 1. Раздел 2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	25
1.1.3	Книга 1. Глава 1. Раздел 3. Описание зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	26
1.2	Книга 1. Глава 2. Источники тепловой энергии	29
1.2.1	Книга 1. Глава 2. Раздел 1. Набережночелнинская ТЭЦ.....	30
1.2.2	Книга 1. Глава 2. Раздел 2. Котельный цех БСИ.....	65
1.2.3	Книга 1. Глава 2. Раздел 3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	70
1.3	Книга 1. Глава 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	75
1.3.1	Книга 1. Глава 3. Раздел 1. Структура тепловых сетей	75
1.3.2	Книга 1. Глава 3. Раздел 2. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	82
1.3.3	Книга 1. Глава 3. Раздел 3. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	84
1.3.4	Книга 1. Глава 3. Раздел 4. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	86
1.3.5	Книга 1. Глава 3. Раздел 5. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	86
1.3.6	Книга 1. Глава 3. Раздел 6. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	89
1.3.7	Книга 1. Глава 3. Раздел 7. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя.....	90

1.3.8 Книга 1. Глава 3. Раздел 8. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	92
1.3.9 Книга 1. Глава 3. Раздел 9. Типы присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	92
1.3.10 Книга 1. Глава 3. Раздел 10. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	97
1.3.11 Книга 1. Глава 3. Раздел 11. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	99
1.4 Книга 1. Глава 4. Зоны действия источников тепловой энергии	124
1.4.1 Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ	124
1.4.2 Котельный цех БСИ.....	127
1.4.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	128
1.5 Книга 1. Глава 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	129
1.5.1 Книга 1. Глава 5. Раздел 1. Объем потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	129
1.5.2 Книга 1. Глава 5. Раздел 2. Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями города Набережные Челны	132
1.5.3 Книга 1. Глава 5. Раздел 3. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	132
1.5.4 Книга 1. Глава 5. Раздел 4. Фактически достигнутые максимумы тепловой нагрузки	134
1.6 Книга 1. Глава 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	141
1.6.1 Книга 1. Глава 6. Раздел 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	141
1.6.2 Книга 1. Глава 6. Раздел 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	142
1.6.3 Книга 1. Глава 6. Раздел 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	144
1.7 Книга 1. Глава 7. Балансы теплоносителя.....	145
1.7.1 Книга 1. Глава 7. Раздел 1. Водоподготовительная установка Набережночелнинской ТЭЦ.....	147
1.7.2 Книга 1. Глава 7. Раздел 2. Водоподготовительная установка котельной БСИ.....	148
1.7.3 Книга 1. Глава 7. Раздел 3. Водоподготовительная установка котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	150
1.7.4 Книга 1. Глава 7. Раздел 4. Балансы теплоносителя	150
1.8 Книга 1. Глава 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	152
1.8.1 Книга 1. Глава 8. Раздел 1. Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	152
1.8.2 Книга 1. Глава 8. Раздел 2. Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями.....	153
1.8.3 Книга 1. Глава 8. Раздел 3. Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки	156
1.8.4 Книга 1. Глава 8. Раздел 4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....	158
1.8.5 Книга 1. Глава 8. Раздел 5. Суммарное потребление топлива централизованными источниками теплоснабжения г. Набережные Челны	158
1.9 Книга 1. Глава 9. Надежность теплоснабжения.....	160
1.9.1 Книга 1. Глава 9. Раздел 1. Показатели, определяемые 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 160

1.9.2 Книга 1. Глава 9. Раздел 2. Анализ аварийных отключений потребителей..... 165

1.9.3 Книга 1. Глава 9. Раздел 3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений 166

1.9.4 Книга 1. Глава 9. Раздел 4. Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения 166

1.10 Книга 1. Глава 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций..... 167

1.10.1Книга 1. Глава 10. Раздел 1. Описание результатов хозяйственной деятельности каждой теплоснабжающей организации в соответствии с требованиями, установленными Правительством Российской Федерации в «Стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями» 167

1.11 Книга 1. Глава 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения..... 180

1.11.1Книга 1. Глава 11. Раздел 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 180

1.11.2Книга 1. Глава 11. Раздел 2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения..... 183

1.11.3Книга 1. Глава 11. Раздел 3. Плата за подключение к системе теплоснабжения..... 183

1.11.4Книга 1. Глава 11. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей..... 184

1.12 Книга 1. Глава 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения 186

1.12.1Книга 1. Глава 12. Раздел 1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 186

1.12.2 Книга 1. Глава 12. Раздел 2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)..... 186

1.12.3 Книга 1. Глава 12. Раздел 3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения..... 186

1.12.4 Книга 1. Глава 12. Раздел 4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения..... 186

1.12.5 Книга 1. Глава 12. Раздел 5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения 187

Перечень рисунков

Рис. 1.1. Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 1.01.2018г.	16
Рис. 1.2. Кадстровая сетка г. Набережные Челны	21
Рис. 1.3. Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны.....	22
Рис. 1.4. Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла.....	24
Рис. 1.5. Схема расположения источников тепловой энергии	29
Рис. 1.6. Схема выдачи тепловой мощности Набережночелнинской ТЭЦ	40
Рис. 1.7. Динамика аварийных отключений генерирующего оборудования НчТЭЦ	63
Рис. 1.8. Схема выдачи тепловой мощности КЦ БСИ	68
Рис. 1.9. Динамика среднегодовой загрузки котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2015-2017гг.	73
Рис. 1.10. Тип прокладки тепловых сетей «НЧТС».....	77
Рис. 1.11. Распределение протяженности т/с по диаметрам в г. Набережные Челны.....	77
Рис. 1.12. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	80
Рис. 1.13. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (продолжение).....	81
Рис. 1.14. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей «НЧТС»	82
Рис. 1.15. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КамАЗ-энерго»	83
Рис. 1.16. Температурный график тепловой сети филиала АО «Татэнерго»	85
Рис. 1.17. Количество отказов на сетях НЧТС	89
Рис. 1.18. Схема теплового пункта.....	95
Рис. 1.19. Закрытая схема подключения потребителей на ИТП	96
Рис. 1.20. Схема присоединения ЦТП к тепловым сетям с открытым водоразбором	96
Рис. 1.21. Зоны действия источника тепловой энергии НчТЭЦ в летний период.....	126
Рис. 1.22. Зоны действия источника тепловой энергии НчТЭЦ в зимний период.....	127
Рис. 1.23. Зоны действия источника тепловой энергии котельного цеха БСИ	128

Рис. 1.24. Динамика отпуска тепловой энергии от НЧТЭЦ (Город) в зависимости от температуры наружного воздуха	137
Рис. 1.25. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ на (РИЗ-1) в зависимости от температуры наружного воздуха	137
Рис. 1.26. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ на (ЛИТЕЙНЫЙ-1) в зависимости от температуры наружного воздуха.....	138
Рис. 1.27. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ на (Сетевая вода ЗРД) в зависимости от температуры наружного воздуха	138
Рис. 1.28. Динамика отпуска тепловой энергии в паре от ТЭЦ на ЗАВОДЫ ООО "КАМАЗ-Энерго" в зависимости от температуры наружного воздуха.....	139
Рис. 1.29. Динамика отпуска тепловой энергии в горячей воде от ООО «КамгэсЗЯБ» в зависимости от температуры наружного воздуха	139
Рис. 1.30. Динамика отпуска тепловой энергии в горячей воде от котельной БСИ в зависимости от температуры наружного воздуха.....	140
Рис. 1.27. Производительность ВПУ НчТЭЦ.....	147
Рис. 1.28. Схема ВПУ котельной БСИ.....	149
Рис. 1.29. Производительность ВПУ котельной БСИ.....	149
Рис. 1.34. Протокол контроля качества природного газа	157
Рис. 1.35. Количество отказов на сетях НЧТС.....	166
Рис. 1.36. Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны.....	182

Перечень таблиц

Табл. 1.1. Информация по жилым районам, не подключенным к системе централизованного теплоснабжения (Комсомольский район).....	26
Табл. 1.2. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии Комсомольский район).....	26
Табл. 1.3. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии (Центральный район)	26
Табл. 1.4. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии (Автозаводской район).....	27
Табл. 1.5. Информация по жилым районам, неподключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)	28
Табл. 1.6. Структура основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ. Энергетические котлы	32
Табл. 1.7. Структура основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ. Водогрейные котлы.....	34
Табл. 1.8. Структура основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ. Турбоагрегаты	35
Табл. 1.9. Установленная мощность теплофикационного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ.....	41
Табл. 1.10. Характеристика оборудования ВПУ НчТЭЦ.....	42
Табл. 1.11. Объем потребления и параметры тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды НчТЭЦ и КЦ БСИ	45
Табл. 1.12. Мощность нетто централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны	46
Табл. 1.13. Сведения о вводе в эксплуатацию и продлении ресурса турбоагрегатов НчТЭЦ	48
Табл. 1.14. Сведения о вводе в эксплуатацию и продлении ресурса энергетических котлов НчТЭЦ.....	49
Табл. 1.15. Среднегодовая загрузка энергетических котлов НчТЭЦ	50
Табл. 1.16. Среднегодовая загрузка турбогенераторов НчТЭЦ.....	51
Табл. 1.17. Перечень приборов учета тепловой энергии НчТЭЦ	53
Табл. 1.18. Перечень приборов учета воды НчТЭЦ.....	57
Табл. 1.19. Перечень приборов учета электрической энергии НчТЭЦ.....	58
Табл. 1.20. Перечень приборов учета природного газа НчТЭЦ.....	60
Табл. 1.21. Показатели деятельности НчТЭЦ в 2015-2017гг.	64

Табл. 1.22. Перечень основного оборудования котельного цеха БСИ.....	66
Табл. 1.23. Сведения о наработке теплогенерирующего оборудования КЦ БСИ	67
Табл. 1.24. Среднегодовая загрузка оборудования КЦ БСИ.....	69
Табл. 1.25. Техничко-экономические показатели деятельности КЦ БСИ..	70
Табл. 1.26. Состав теплогенерирующего оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	70
Табл. 1.27. Потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2015-2017 гг.....	71
Табл. 1.28. Срок ввода основного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ» и его освидетельствование	71
Табл. 1.29. Техничко-экономические показатели деятельности котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	74
Табл. 1.30. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	82
Табл. 1.31. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КамАЗ-энерго»	83
Табл. 1.32. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки НчТЭЦ.....	88
Табл. 1.33. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки КЦ БСИ	88
Табл. 1.34. Статистика отказов на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»	89
Табл. 1.35. Потери теплоносителя в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинские тепловые сети.....	91
Табл. 1.36. Перечень бесхозяйных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»	100
Табл. 1.37. Структура договорных нагрузок потребителей города Набережные Челны от источников централизованного теплоснабжения, Гкал/час	129
Табл. 1.38. Нагрузки в элементах территориального делания	129
Табл. 1.40. Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями от НчТЭЦ в 2015-2017 гг.....	132
Табл. 1.41. Отпуск пара промышленным потребителям КЦ БСИ	132
Табл. 1.42. 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.....	133
Табл. 1.43. 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	133

Табл. 1.44. Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан, Гкал/м ³	133
Табл. 1.45. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки НчТЭЦ.....	135
Табл. 1.46. Фактические режимы работы тепловой сети от КЦ БСИ	135
Табл. 1.47. Фактические режимы работы тепловой сети от котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	136
Табл. 1.48. Баланс установленной мощности и подключенной нагрузки НчТЭЦ.....	141
Табл. 1.49. Баланс установленной мощности и подключенной нагрузки КЦ БСИ.....	141
Табл. 1.49. Баланс установленной мощности и подключенной нагрузки котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	142
Табл. 1.51. Данные качества речной воды, поступающей на установки водоподготовки.....	146
Табл. 1.52. Данные о работе ВПУ НчТЭЦ в 2015-2017 гг.....	151
Табл. 1.53. Данные о работе ВПУ котельной БСИ в 2015-2017 гг.	151
Табл. 1.54. Потребление топлива НчТЭЦ	152
Табл. 1.54. Потребление топлива котельной БСИ.....	152
Табл. 1.56. Потребление топлива котельной ООО «КамгэсЗЯБ».....	152
Табл. 1.57. Потребление топлива источниками теплоснабжения г. Н-Челны	158
Табл. 1.58. Допускаемое снижение подачи тепловой энергии.....	164
Табл. 1.59. Расчет показателей готовности систем теплоснабжения города Набережные Челны	165
Табл. 1.60. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности Набережночелнинской ТЭЦ.....	167
Табл. 1.61. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности Котельного цеха БСИ.....	168
Табл. 1.62. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности филиала АО «Татэнерго» при передаче тепловой энергии по тепловым сетям.....	169
Табл. 1.63. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности филиала АО «Татэнерго» при реализации тепловой энергии	170
Табл. 1.64. Основные показатели деятельности ООО «КамгэсЗЯБ»	172
Табл. 1.65. Калькуляция расходов ООО "КАМАЗ-Энерго" на осуществление производственной деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, тыс. руб.	176

Табл. 1.66. Тарифы на тепловую энергию, производимую в режиме комбинированной выработки, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям в г. Набережные Челны 180

Табл. 1.67. Плата за подключение к системе теплоснабжения в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, тыс. рублей/Гкал/час .. 183

1 Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

В данной книге представлены сведения о существующем положении (по состоянию на 01.01.2018 г.) в сфере производства, транспортировки и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения в городе Набережные Челны.

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

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

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

1.1 Книга 1. Глава 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 КамАЗ), расположен в юго-восточной части города;
- Юго-западный район (район пищевых производств);
- База строительной индустрии (БСИ), расположена в юго-западной части города;
- промышленный район ГЭС, расположен в северо-западной части города на берегу Нижнекамского водохранилища;
- район Завода ячеистых бетонов (ЗЯБ), расположен в центральной части города, разделяя город на два крупных жилых района.

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

Рекреационная зона включает в себя:

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

В г. Набережные Челны тепловая энергия отпускается потребителям в виде сетевой воды на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно-бытовых зданий, а также в виде пара технологических параметров и горячей воды для некоторых крупных промышленных предприятий.

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

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

В городе Набережные Челны исторически сложились две системы централизованного теплоснабжения:

- Юго-Западная часть города обеспечивается теплом от котельной ОАО «Набережночелнинское ПТС» поселка БСИ с закрытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения и от локальной котельной завода ячеистых бетонов (п. ЗЯБ);
- Северо - Восточная часть города обеспечивается теплом от Набережночелнинской ТЭЦ с открытой схемой водоразбора на нужды горячего водоснабжения.

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»).

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

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

- котельная ООО «КамгэсЗЯБ»;
- прочие котельные;
- индивидуальное отопление.

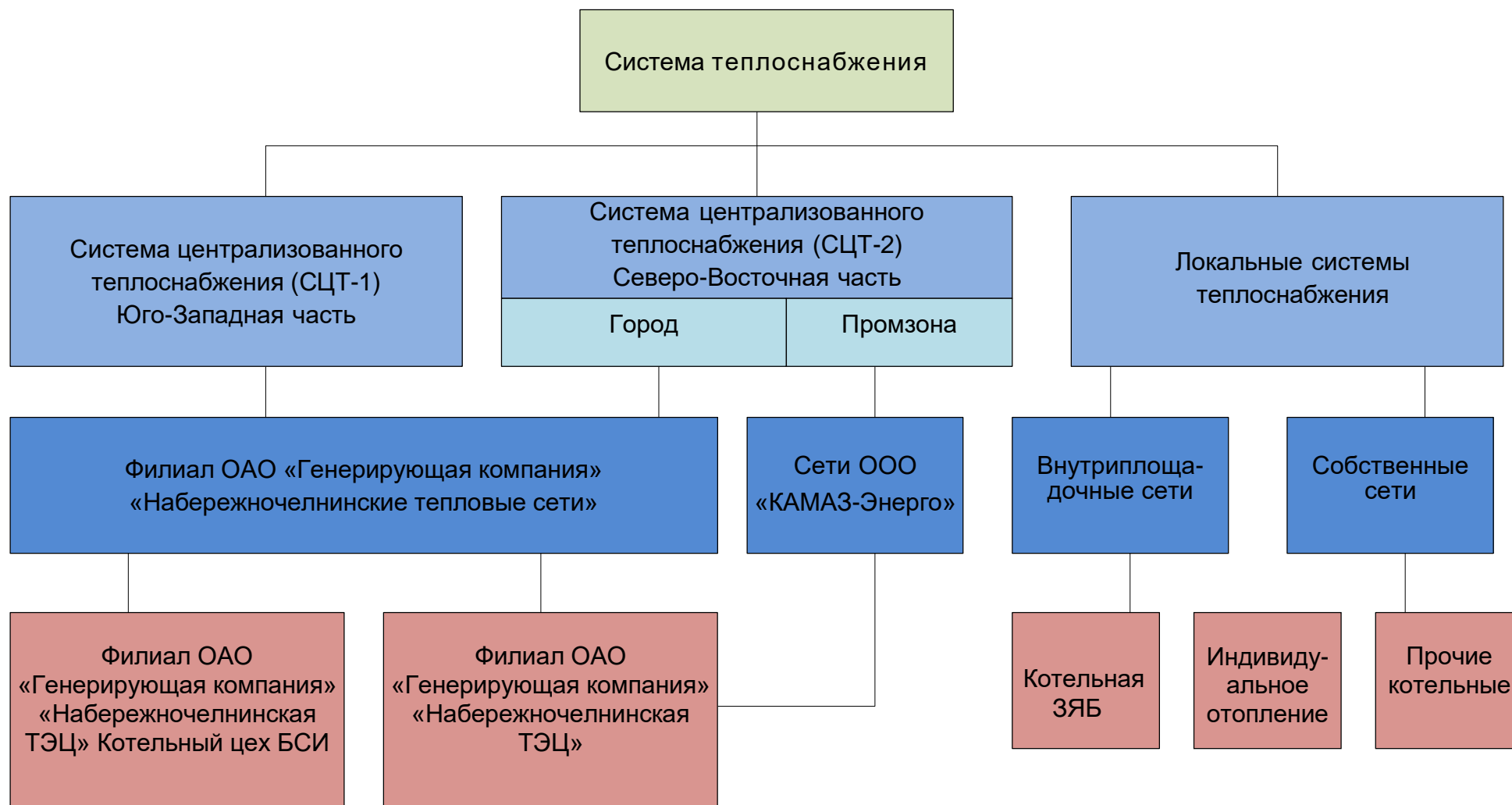


Рис. 1.1. Функциональная структура теплоснабжения г. Набережные Челны по состоянию на 1.01.2018г.

1.1.1 Книга 1. Глава 1. Раздел 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 ОАО «Генерирующая компания» «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.

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

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 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 выведена из работы. Для обеспечения тепловой энергией высотных зданий построены 40 центральных тепловых пунктов (ЦТП), 39 из которых выведены из работы в связи с установкой в жилых домах, автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП). В настоящее время в работе остается 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.

Объем отпуска тепловой энергии от теплоисточников для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (отпуск в сеть филиала АО «Татэнерго» «НЧТС») определяется на границах ответственности с теплоисточниками по приборам учета за вычетом объема тепловой энергии для обеспечения собственных нужд источников, теплоснабжения хозяйственными нуждами филиала АО «Татэнерго» «НЧТС», ООО «КАМАЗ-Энерго» и потребителей, подключенных от коллекторов теплоисточников.

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:

- Объединенная система централизованного теплоснабжения № 1 (далее 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».
- Объединенная система централизованного теплоснабжения № 2 (далее СЦТ-2), территориально занимает северо-восточную часть города (Новый город) и включает в себя 1 теплоисточник – Набережночелнинская ТЭЦ, работающий на сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» и ООО «КАМАЗ-Энерго».

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.

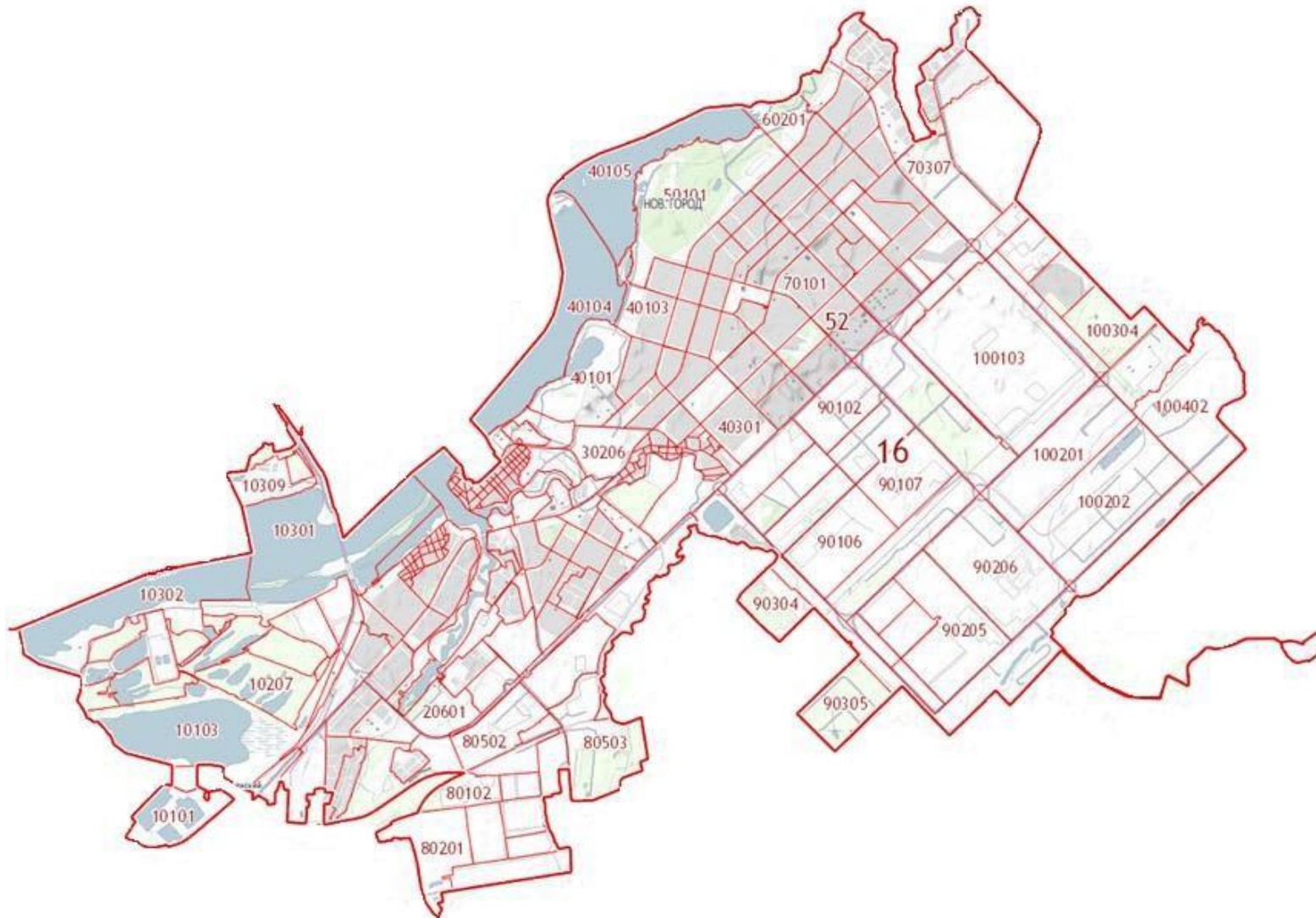


Рис. 1.2. Кадстровая сетка г. Набережные Челны

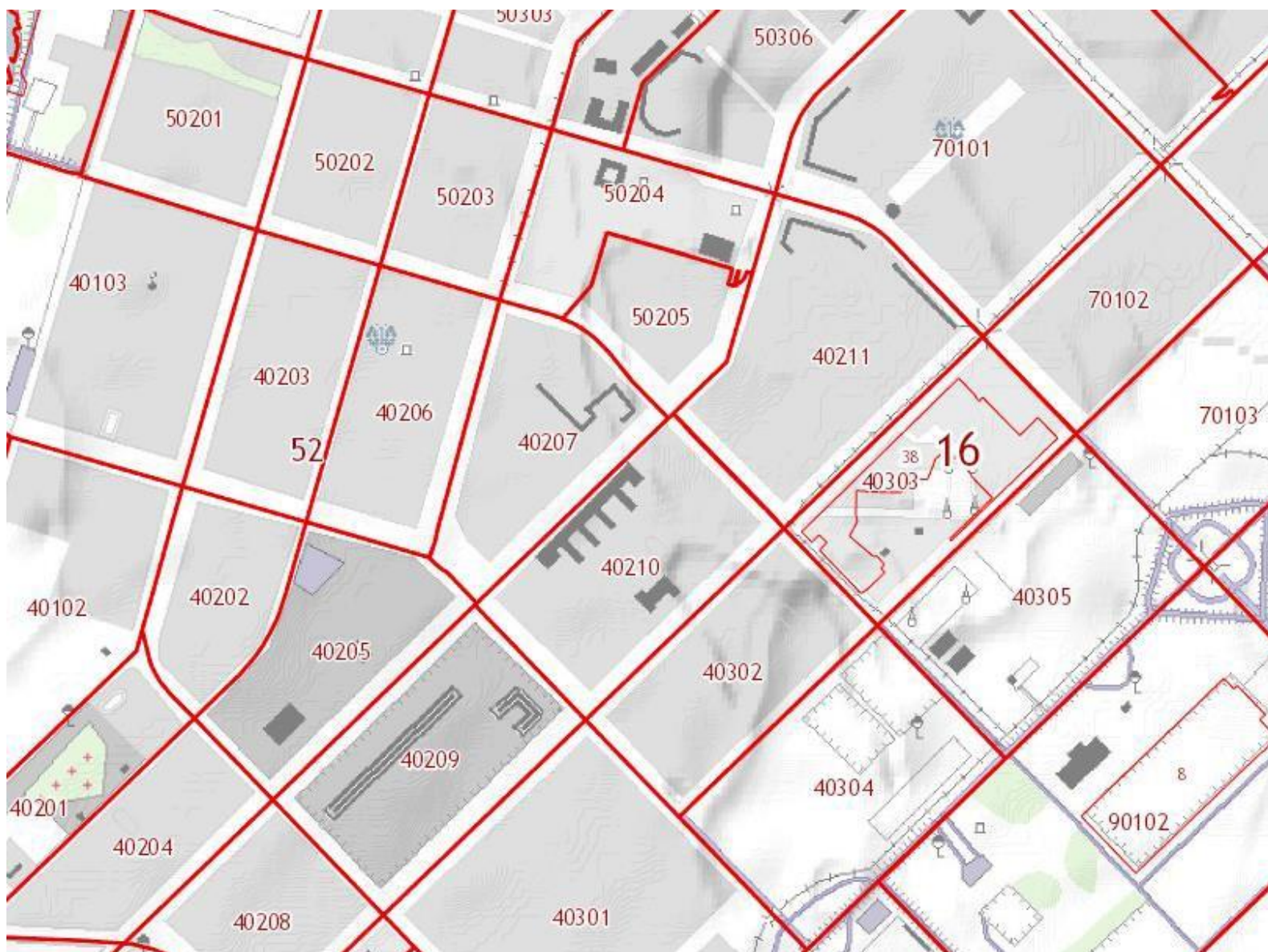


Рис. 1.3. Элемент кадастровой сетки г. Набережные Челны

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.

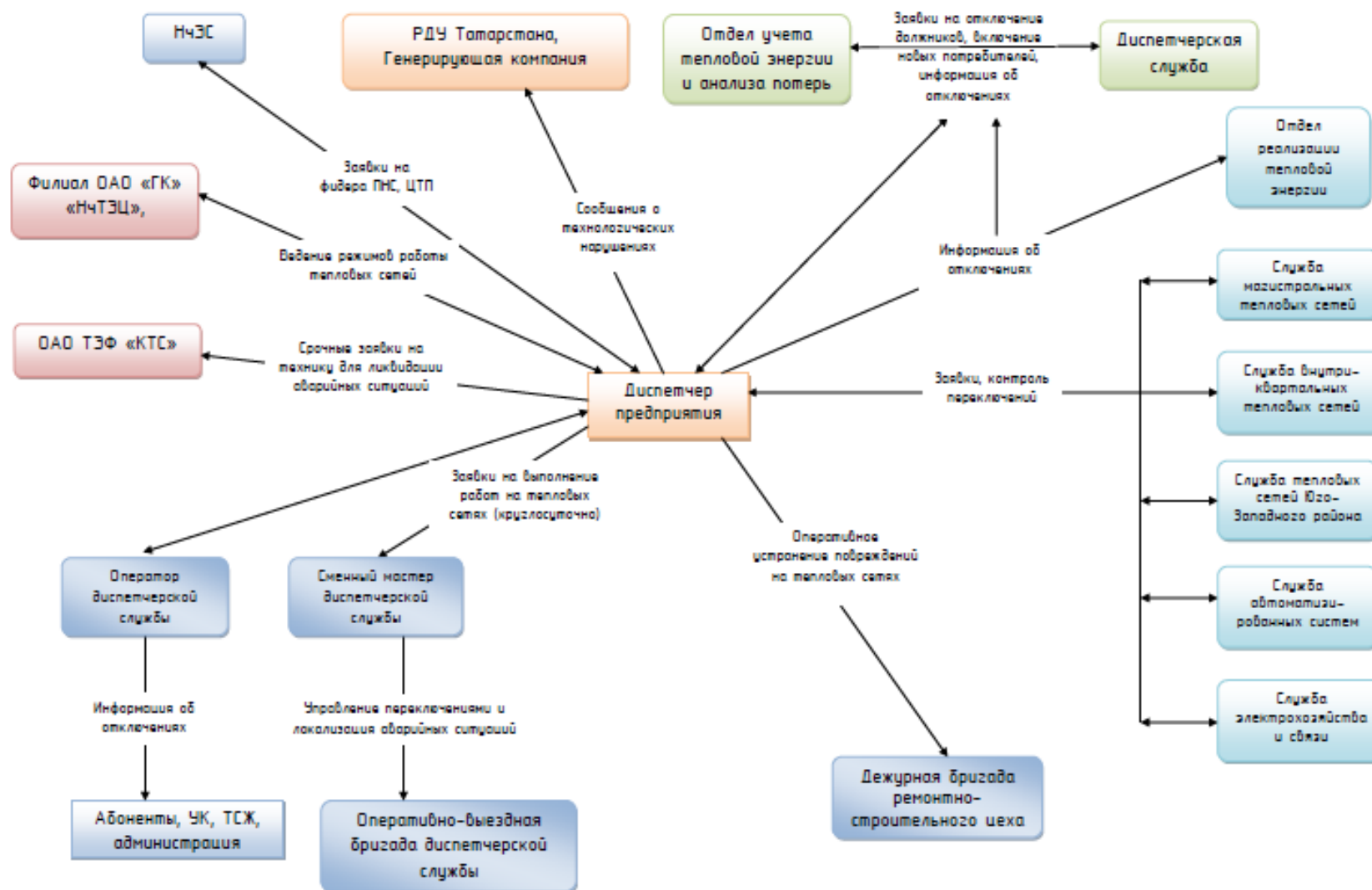


Рис. 1.4. Схема диспетчерского и технологического управления транспортом тепла

1.1.2 Книга 1. Глава 1. Раздел 2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

По состоянию на 01.01.2018 г. в системах централизованного теплоснабжения северо-восточной (СЦТ-1) и юго-западной (СЦТ-2) частях города:

Филиал АО «Татэнерго» «Набережночелнинская ТЭЦ» и локальные котельные осуществляют производство тепловой энергии;

Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС» осуществляет транспорт тепловой энергии потребителям в СЦТ-1 и СЦТ-2;

ООО «КАМАЗ-Энерго» осуществляет транспорт тепловой энергии потребителям в СЦТ-2.

Филиал АО «Татэнерго» «НЧТЭЦ» по договору теплоснабжения осуществляет отпуск произведенной тепловой энергии на ТЭЦ в тепловые сети филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».

ООО «КАМАЗ-Энерго» заключает с потребителями договор на услуги по передаче тепловой энергии.

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

Величина отпуска тепловой энергии в горячей воде от теплоисточников для передачи ее потребителям по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТЭЦ» (отпуск в сеть филиала АО «Татэнерго» «НЧТЭЦ») определяется на границах ответственности с теплоисточниками по их приборам учета, а также расчетным методом от котельных (без приборов учета) за вычетом потерь в сетях теплоисточников, собственных и хозяйственных нужд Набережночелнинской ТЭЦ и 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. Функциональная структура теплоснабжения представлена на Рис. 1.1.

1.1.3 Книга 1. Глава 1. Раздел 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	669	1931	
2	Орловка	389	1300	
3	Мироновка	33	92	
4	Красные Челны	194	477	
5	Рябинушка	453	1580	
6	Старые Челны	321	1118	Кроме ул. Полевая, Верхняя Посадская, Гагарина, Суворова, Нижняя Посадская
7	Сидоровка	321	964	Кроме ул. Мелекесская
8	Суар	47	127	
9	Кумыс	23	64	
10	28 квартал	80	215	
11	Замелекесье	128	327	Кроме мкр. 26, 27
ИТОГО:		2658	8195	

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

№ п/п	Форма управления	Адрес	Кол-во квартир	Жилая площадь, м ²
1	УК ООО «Жилкомсервис»	Подстанция д.1	8	234,5
2	УК ООО «Жилкомсервис»	Чуйкова д.4	8	239,7
3	УК ООО «Жилкомсервис»	Чуйкова д.6	12	320,2
ИТОГО:			28	794,4

Табл. 1.3. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии (Центральный район)

№ п/п	Форма управления	Адрес	Кол-во квартир	Жилая площадь, м ²
1	ТСЖ «Прибрежный город-1»	Раскольниковка, 66	26	7800
		Раскольниковка, 68	5	1521,9

№ п/п	Форма управления	Адрес	Кол-во квартир	Жилая площадь, м2
2	ТСЖ «Прибрежный город-2»	Раскольниковая, 60	18	5400
		Раскольниковая, 62	7	1500
3	ТСЖ «Мастер»	Пр-т Р.Беляева, 53	20	3000
4	ТСЖ Коттеджи 4/24А	Ш.Усманова, 44А	21	987,5
ИТОГО:			97	20209,4

Табл. 1.4. Информация по применению отопления жилых помещений многоквартирных домов с использованием индивидуальных источников тепловой энергии (Автозаводской район)

№ п/п	Форма управления	Адрес	Кол-во квартир	Жилая площадь, м2
1	ТСЖ «Уютный»	66/1	7	516,1
		66/2	10	785,7
		66/3	9	693,2
		66/4	2	197,9
		66/5	2	200
		66/6	2	207,7
		66/7	2	178,4
		66/8	2	178,4
		66/9	1	73,2
		66/10	1	74
		66/11	1	72,7
		66/12	1	71,61
		66/13	1	70,2
		66/14	1	71,7
		66/15	1	96
		61/32	107	-
		61/1	14	-
		61/2	14	-
		61/3	14	-
		2	ТСЖ «Татпромтек»	Прибрежная, 17
Прибрежная, 19	6			526,8
22/2	6			501,2
3	ТСЖ «Мирный»	22/3	20	1098,7
		22/4	12	733,8
		46/10	6	-
4	ООО УО «Челныстройремонт»	46/10А	10	-
		46/10Б	11	-
		53/37	18	1763,8
ИТОГО:			287	-

Табл. 1.5. Информация по жилым районам, неподключенным к системе централизованного теплоснабжения (Автозаводской район)

п/п	Наименование поселка	Кол-во домов	Кол-во жителей
1	66 мкр.	232	-
2	67 мкр.	121	-
3	67А мкр.	144	-
4	68 мкр.	256	-
5	68А мкр.	29	-
6	64 мкр.	35	-
7	50А мкр.	115	-
8	71 мкр.	102	-
9	70А мкр.	27	-
ИТОГО:		1061	10156

1.2 Книга 1. Глава 2. Источники тепловой энергии

В настоящее время в городе существуют 3 источника централизованного теплоснабжения – см. Рисунок 4.1.

1. Северо-восточная часть города (Новый город), поселок ЗЯБ и около половины потребителей жилых районов ГЭС и Сидоровка обеспечиваются теплом от Набережночелнинской ТЭЦ;
2. Юго-западная часть города (другая половина потребителей жилых районов ГЭС, Сидоровка) и БСИ обеспечиваются теплом от котельного цеха БСИ;
3. Потребители района ОАО «Завод ячеистого бетона» обеспечиваются тепловой энергией от котельной ООО «КамгэсЗЯБ».



Рис. 1.5. Схема расположения источников тепловой энергии

1.2.1 Книга 1. Глава 2. Раздел 1. Набережночелнинская ТЭЦ

1.2.1.1 Структура основного оборудования Набережночелнинской 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 4682,0 Гкал/час (с учетом установленной тепловой мощности котельного цеха БСИ). На станции установлено 11 турбин, 14 энергетических и 14 водогрейных котлов. Основным топливом для станции служит природный газ, резервным - мазут.

В состав основного оборудования входят энергетические котлоагрегаты ст.№№1-10 типа ТГМ-84 "Б" и ст.№№10-14 типа ТГМЕ-464 (основные характеристики энергетических котлоагрегатов приведены в Табл. 1.6), пиковые водогрейные котлы ст.№№1-6 и №10 типа ПТВМ-100 и ст.№№7-9 и ст.№№11-14 (характеристики пиковых водогрейных котлов приведены в

Табл. 1.7) и турбоагрегаты:

– ст.№№1,2 типа ПТ-60-130/13;

– ст.№№3-8 типа Т-100-130-2;

– ст.№9 типа Р-50-130/13;

– ст.№10 типа Т-175-130;

- ст.№11 типа Т-185-130.

Основные характеристики турбоагрегатов приведены в Табл. 1.8.

Табл. 1.6. Структура основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ. Энергетические котлы

Стан- ц. номе- р	Дата ввода в эксплуата- цию	Тип и марка оборудова- ния	Группа оборудования	Производ- и- тельность, т/ч	Давлен- ие, кгс/см ²	Температу- ра свежего пара, горячей воды град.	Теплова- я мощнос- ть, Гкал/час	Вид топлива, основной	Вид топлива, резервный	Отпуск тепла в отч. году, (Гкал)
1	30.11.73	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	335 352
2	30.03.74	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	723 061
3	31.10.74	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	799 173
4	31.01.75	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	658 345
5	31.05.75	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	1 111 700
6	30.11.76	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	1 036 631
7	31.07.77	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	1 142 747
8	30.11.77	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	665 340
9	30.11.78	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	574 262

Станц. номер	Дата ввода в эксплуатацию	Тип и марка оборудования	Группа оборудования	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура свежего пара, горячей воды град.	Тепловая мощность, Гкал/час	Вид топлива, основной	Вид топлива, резервный	Отпуск тепла в отч. году, (Гкал)
10	31.12.80	ТГМ-84"Б"	ТЭЦ-130	420	140	560	251,2	Газ	Мазут	442 309
11	30.03.84	ТГМЕ-464	ТЭЦ-130	500	140	560	297,9	Газ	Мазут	18 342
12	30.11.1986	ТГМЕ-464	ТЭЦ-130	500	140	560	297,9	Газ	Мазут	364 888
13	31.01.88	ТГМЕ-464	ТЭЦ-130	500	140	560	297,9	Газ	Мазут	592 413
14	30.06.93	ТГМЕ-464	ТЭЦ-130	500	140	560	297,9	Газ	Мазут	589 136

Табл. 1.7. Структура основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ. Водогрейные котлы

Станц. номер	Дата ввода	Тип и марка оборудования	Тепловая мощность, Гкал/час	Вид топлива, основной	Вид топлива, резервный	Отпуск тепла в отч. году, (Гкал)
1	30.11.1971	ПТВМ-100	100	Газ	Мазут	5 261
2	30.11.1971	ПТВМ-100	100	Газ	Мазут	7 466
3	30.11.1971	ПТВМ-100	100	Газ	Мазут	0
4	30.11.1972	ПТВМ-100	100	Газ	Мазут	0
5	31.12.1972	ПТВМ-100	100	Газ	Мазут	6 757
6	31.12.1972	ПТВМ-100	100	Газ	Мазут	1 809
7	31.12.1975	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	0
8	31.12.1976	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	0
9	31.12.1977	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	0
10	31.12.1980	ПТВМ-100	180	Газ	Мазут	0
11	31.12.1980	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	5 022
12	28.02.1981	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	3 543
13	31.12.1981	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	4 786
14	31.12.1981	ПТВМ-180	180	Газ	Мазут	0

Табл. 1.8. Структура основного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ. Турбоагрегаты

Турбина	Тип (марка) турбины	Завод-изготовитель	Год ввода	Установленная электрическая мощность, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час.	Выработка электроэнергии за отчетный год, тыс кВтч
Турбина паровая ст.№1	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1973	60	139	162 338
Турбина паровая ст.№2	ПТ-60-130/13	ЛМЗ	1973	60	139	85 702
Турбина паровая ст.№3	T-100-130-2	УТМЗ	1974	105	168	379 641
Турбина паровая ст.№4	T-100-130-2	УТМЗ	1974	105	168	405 550
Турбина паровая ст.№5	T-100-130-3	УТМЗ	1975	110	175	439 651
Турбина паровая ст.№6	T-100-130-3	УТМЗ	1975	110	175	325 849
Турбина паровая ст.№7	T-100-130-3	УТМЗ	1976	110	175	414 727
Турбина паровая ст.№8	T-100-130-3	УТМЗ	1977	110	175	149 067
Турбина паровая ст.№9.	P-50-130/13	ЛМЗ	1978	50	188	158 720
Турбина паровая ст.№10.	T-175-130	УТМЗ	1984	175	270	349 446
Турбина паровая ст.№11	T-185-130	УТМЗ	1987	185	280	354 774

1.2.1.2 Технологическая схема НчТЭЦ

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 скользких параметрах с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков-заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

Тепловая схема ТЭЦ предусматривает наличие редуционно-охлаждающих 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/см² 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 кгс/см².

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

Потребителями пара 10-16 кгс/см² являются:

- ОАО «КАМАЗ»;
- ОАО «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 кгс/см². Для резервирования теплофикационных отборов предусмотрены три РОУ-13/1,2 кгс/см² ст.№№ 3, 4, 5.

Потребителями пара 1,2 кгс/см² являются:

- подогреватели 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:

- 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.

Температурные графики на город и заводы отличаются: город имеет график 150/70°С со срезкой 114/64°С, а заводы график 150/70°С со срезкой 115/65 °С.

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» разделено на три самостоятельных потребителя - ЛИТ-1, РИЗ-1, ЗРД.

Теплоснабжение города осуществляется по трем тепловодам №№100, 200, 300 и перемышке №410. Обратные трубопроводы заводов и города расположены на эстакаде по ряду «А». Все обратные трубопроводы соединены между собой перемышками.

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 Н. город - 1,2.

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

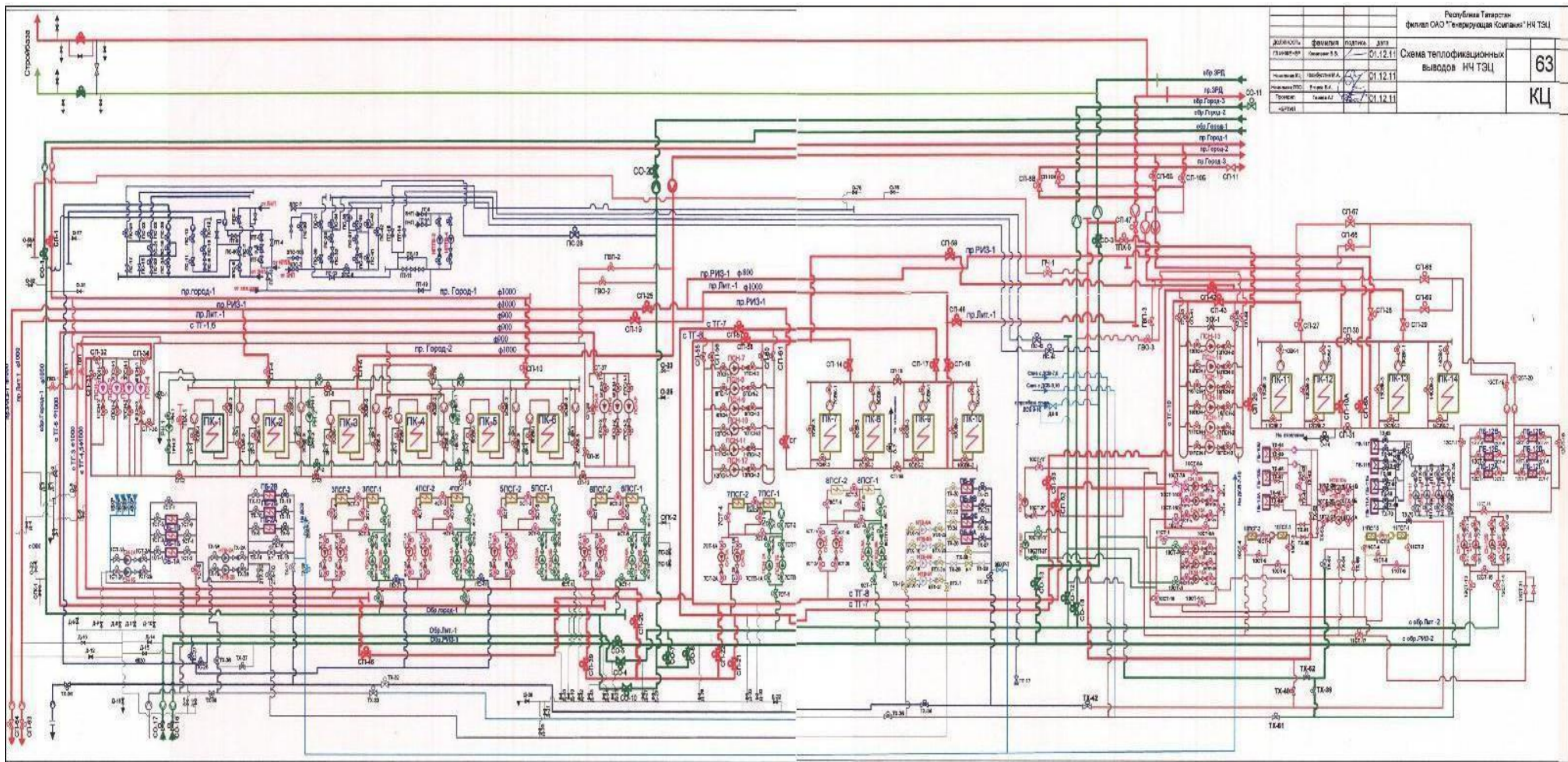


Рис. 1.6. Схема выдачи тепловой мощности Набережночелнинской ТЭЦ

1.2.1.3 Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

В Табл. 1.9 представлены сведения о теплофикационной мощности Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 1.9. Установленная мощность теплофикационного оборудования Набережночелнинской ТЭЦ

Тип и стационарный номер агрегата	Мощность агрегата	
	Электрическая, МВт	Тепловая, Гкал/ч
ПТ-60-130/13	60	139
ПТ-60-130/13	60	139
Т-100-130-2	105	168
Т-100-130-2	105	168
Т-100-130-3	110	175
Т-100-130-3	110	175
Т-100-130-3	110	175
Т-100-130-3	110	175
Р-50-130/13	50	188
Т-175-130	175	270
Т-185-130	185	280
Итого:	1180,0	2052,0

1.2.1.4 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Для Набережночелнинской ТЭЦ ограничения по выдаче тепловой мощности не связаны с состоянием оборудования и отражают график потребления тепловой энергии в зависимости от климатических показателей и графиком загрузки.

1.2.1.5 Схема и состав установки подготовки воды

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки тепловой сети, паровых и водогрейных котлов является сырая вода реки Кама.

Для питания котлов современных тепловых электростанций пригодна вода, в которой практически отсутствуют все примеси, находящиеся в обрабатываемой воде как в истинно-растворенном, так и в коллоидном и грубодисперсном состояниях. Для этой цели исходная вода (сырая) проходит

различные стадии обработки на водоподготовительных установках (ВПУ). На ВПУ вода обрабатывается двумя принципиально различными методами:

- осаждением с последующей фильтрацией на механических фильтрах-предочистка;
- при обработке воды методом ионообмена из нее удаляются вещества, находящиеся в истинно-растворенном состоянии.

Водоподготовительная установка Набережночелнинской ТЭЦ включает 3 стадии: предварительную очистку, Н-катионирование I–II ступени, анионирование I-II ступени и включает в себя следующее оборудование:

- осветлители – 4 шт.;
- механические фильтры - 9шт;
- Н-катионитовые фильтры 1, 2 ступени – 16 шт.;
- анионитовые фильтры 1,2 ступени – 17 шт.

Обессоливающая установка для приготовления добавки в питательную воду энергетических котлов работает по схеме: «Известкование и коагуляция в осветлителях, двухступенчатое обессоливание». Исходная добавочная вода проходит намагничивание через АМО (аппарат магнитной обработки). На предочистке установлены три осветлителя типа ЦНИИ-3, реконструированные по типу ВТИ-400 (один из них по типу ОРАШ) и один осветлитель марки ВТИ-400. Дополнительно к известкованию с коагуляцией по рекомендации химической службы с 2012 года организован ввод флокулянта Праестол 650. Перед первой ступенью обессоливания установлено 9 механических двухкамерных фильтров, загруженных антрацитом. После механических фильтров вода проходит через АМО (аппарат магнитной обработки).

Проектная мощность ВПУ НсТЭЦ 630 тн/ч обессоленной воды. В таблице ниже представлен состав оборудования ВПУ НчТЭЦ.

Табл. 1.10. Характеристика оборудования ВПУ НчТЭЦ.

Наименование показателя	Ед. изм.	ТЭЦ (УОО/УУ)		
		2015г.	2016г.	2017г.
Производительность ВПУ (установленная)	тонн/ч	630	630	630
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	159	205	189
Потери располагаемой производительности	%	21,62	20,47	21,14

Наименование показателя	Ед. изм.	ТЭЦ (УОО/УУ)		
		2015г.	2016г.	2017г.
Собственные нужды (факт)	тонн/ч	34,4	41,97	39,87
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	471	425	441
Доля резерва	%	75	67,5	70
Осветлители	ед.	4	4	4
Мех. фильтры	ед.	9	9	9
Н 1 ст.	ед.	10	10	10
А 1 ст.	ед.	9	9	9
Н 2 ст.	ед.	6	6	6
А 2 ст.	ед.	8	8	8

1.2.1.6 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды. Тепловая мощность нетто теплоисточника.

Для обеспечения собственных нужд ТЭЦ в тепловой схеме предусмотрены следующие основные магистрали:

- общестанционные магистрали пара соединяющие все блоки для обеспечения пусковых нужд блоков, подачи пара на уплотнения турбин при пуске;
- общестанционная магистраль для подачи пара на прочие станционные нужды (мазутное хозяйство, ХВО, паровые спутники и т.д.);
- магистрали нормального и аварийного добавки обессоленной воды в цикл блока из баков запаса конденсата;
- магистраль подачи грязного конденсата из дренажных баков в бак грязного конденсата;
- промывочные магистрали, предназначенные для проведения предупусковых и технологических водных и кислотных промывок котла.

Дополнительно тепловая энергия на ТЭЦ расходуется на отопление, вентиляцию и хозяйственно-бытовые нужды основных и вспомогательных зданий и сооружений станции.

Табл. 1.11. Объем потребления и параметры тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды НчТЭЦ и КЦ БСИ

Показатель	Ед. измерения	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
2016 год														
НчТЭЦ	Гкал	1 667,00	1 167,00	1 176,00	643,00	194,00	179,00	158,00	160,00	445,00	932,00	1 329,00	1 758,00	9 808,00
КЦ БСИ	Гкал	160,00	103,00	104,00	29,00	2,00	2,00	2,00	1,60	11,00	78,00	120,00	162,00	774,60
2017 год														
НчТЭЦ	Гкал	1 700,00	1 424,00	1 187,00	839,00	214,00	190,00	176,00	169,00	269,00	869,00	1 008,00	1 388,00	9 433,00
КЦ БСИ	Гкал	160,00	131,00	104,00	67,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	33,00	88,00	126,00	719,00

Табл. 1.12. Мощность нетто централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны

Наименование источника	Установленная мощность турбоагрегатов, Гкал/час	Установленная мощность водогрейных котлов, Гкал/час	Всего, установленная тепловая мощность, Гкал/час	Располагаемая мощность, Гкал/час	СН, Гкал/час	Тепловая мощность нетто, Гкал/час
Набережночелнинская ТЭЦ	2052	2040	4092	4092	34	4058
КЦ БСИ	-	460	460	460	0,989	459,011
Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	-	46,6	46,6	46,6	0,222	46,378

1.2.1.7 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о продлении срока эксплуатации теплофикационного оборудования НчТЭЦ представлены в Табл. 1.13.

Табл. 1.13. Сведения о вводе в эксплуатацию и продлении ресурса турбоагрегатов НчТЭЦ

Ст. №	Тип (марка) турбины	Год ввода	Наработка за 2017г, ч	Наработка с начала экпл. на конец года, час	Количество пусков в отчетном году, шт	Количество пусков с начала эксплуатации, шт	Назначенный ресурс, тыс. ч	Кол-во продлений	Год достижения назнач. ресурса
№ 1	ПТ-60-130/13	1973	3840	286 652	4	245	312312	2	2023
№ 2	ПТ-60-130/13	1973	2324	283 528	6	217	309873	2	2023
№ 3	Т-100-130-2	1974	4444	253 964	9	246	294448	2	2026
№ 4	Т-100-130-2	1974	4728	240 496	5	234	266656	1	2023
№ 5	Т-100-130-3	1975	4900	251 414	5	257	274883	1	2022
№ 6	Т-100-130-3	1975	3719	257 146	10	273	292358	2	2025
№ 7	Т-100-130-3	1976	4889	258 354	11	262	302462	2	2027
№ 8	Т-100-130-3	1977	1594	227 656	5	265	269936	1	2027
№ 9	Р-50-130/13	1978	4106	198 187	6	185	220000	-	2023
№ 10	Т-175-130	1984	2069	148 590	1	150	220000	-	2028
№ 11	Т-185-130	1987	2037	138 739	4	171	220000	-	2032

Табл. 1.14. Сведения о вводе в эксплуатацию и продлении ресурса энергетических котлов НчТЭЦ

Станц. номер	Дата ввода в эксплуатацию	Тип и марка оборудования	Наработка за отч. год, час	Наработка с начала эксплуатации, час	Кол-во пусков в отч году, шт.	Кол-во пусков с начала экспл, шт.	Год достижения паркового ресурса	Нормат. парковый ресурс, час
1	30.11.1973	ТГМ-84"Б"	2 093	242 007	7	305	2030	300000
2	30.03.1974	ТГМ-84"Б"	4 060	239 379	12	299	2031	300000
3	31.10.1974	ТГМ-84"Б"	4 466	249 140	8	309	2028	300000
4	31.01.1975	ТГМ-84"Б"	3 505	235 005	9	324	2032	300000
5	31.05.1975	ТГМ-84"Б"	6102	239 063	11	344	2031	300000
6	30.11.1976	ТГМ-84"Б"	5 560	236 388	10	301	2031	300000
7	31.07.1977	ТГМ-84"Б"	6 245	227 556	9	295	2033	300000
8	30.11.1977	ТГМ-84"Б"	3 643	203 682	4	297	2039	300000
9	30.11.1978	ТГМ-84"Б"	3 240	192 482	3	240	2041	300000
10	31.12.1980	ТГМ-84"Б"	2 595	158 999	1	224	2049	300000
11	30.03.1984	ТГМЕ-464	105	144 826	1	196	2051	300000
12	30.11.1986	ТГМЕ-464	1 808	143 776	1	147	2052	300000
13	31.01.1988	ТГМЕ-464	3 067	125 626	3	143	2056	300000
14	30.06.1993	ТГМЕ-464	3 342	59 591	3	82	2071	300000

1.2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования источников тепловой мощности

Среднегодовая загрузка оборудования НчТЭЦ представлена в Табл. 1.15 и Табл. 1.16.

Табл. 1.15. Среднегодовая загрузка энергетических котлов НчТЭЦ

Станц. номер	Тип и марка оборудования	Наработка за отч. 2017 год, час	Наработка с начала эксплуатации, час	Загрузка оборудования, %
1	ТГМ-84"Б"	2 093	242 007	15,24%
2	ТГМ-84"Б"	4 060	239 379	32,86%
3	ТГМ-84"Б"	4 466	249 140	36,32%
4	ТГМ-84"Б"	3 505	235 005	29,92%
5	ТГМ-84"Б"	6102	239 063	50,52%
6	ТГМ-84"Б"	5 560	236 388	47,11%
7	ТГМ-84"Б"	6 245	227 556	51,93%
8	ТГМ-84"Б"	3 643	203 682	30,24%
9	ТГМ-84"Б"	3 240	192 482	26,10%
10	ТГМ-84"Б"	2 595	158 999	20,10%
11	ТГМЕ-464	105	144 826	0,70%
12	ТГМЕ-464	1 808	143 776	13,98%
13	ТГМЕ-464	3 067	125 626	22,70%
14	ТГМЕ-464	3 342	59 591	22,58%

Табл. 1.16. Среднегодовая загрузка турбогенераторов НчТЭЦ

ст.№	Марка турбины	Выработка эл.эн. в отчетном 2017 году, тыс.кВт.ч	Электрическая мощность, МВт	Наработка за отчетный 2017 год, ч	Среднегодовая загрузка электрической мощности %	Отпуск тепла из отборов турбин в отчетном 2017 году, Гкал	Номинальная мощность, Гкал/час	Среднегодовая загрузка тепловой мощности %
1	ПТ-60-130/13	162 338	60	3 840	30,9%	355 998	139	29,2%
2	ПТ-60-130/13	85 702	60	2 324	16,3%	106 699	139	8,8%
3	T-100-130-2	379 641	105	4 444	41,3%	354 375	168	24,1%
4	T-100-130-2	405 550	105	4 728	44,1%	528 201	168	35,9%
5	T-100-130-3	439 651	110	4 900	45,6%	465 285	175	30,4%
6	T-100-130-3	325 849	110	3 719	33,8%	395 204	175	25,8%
7	T-100-130-3	414 727	110	4 889	43,0%	447 879	175	29,2%
8	T-100-130-3	149 067	110	1 594	15,5%	218 414	175	14,2%
9	P-50-130/13	158 720	50	4 106	36,2%	588 371	188	35,7%
10	T-175-130	349 446	175	2 069	22,8%	413 821	270	17,5%
11	T-185-130	354 774	185	2 037	21,9%	411 550	280	16,8%

1.2.1.9 Способы учета на теплоисточнике входящих энергоресурсов и отпускаемой тепловой энергии

Набережночелнинская ТЭЦ оборудована комплексом технических средств измерений, позволяющих учитывать потоки основных энергоресурсов для коммерческого и технологического учета в полном объеме - см. 00.106-ОМ.01.002-АК2 Таблицы 2-14 – 2-19.

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 ЦЩУ ТЭЦ, оснащенные системами отображения технологической информации, поступающей от «Взлет ИИС» Все средства измерения, задействованные в АСКУТЭ, внесены в Госреестр и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

Табл. 1.17. Перечень приборов учета тепловой энергии 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	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ C}$		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	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ C}$		07.17г.
8	2	СДВ	0,5		07.17г.
9	1	« ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Пиковая водогрейная котельная №3	07.17г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
10	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
11	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ С}$		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	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ С}$		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	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ С}$		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	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ С}$		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	$\pm(0.05+0.001t),0\text{ С}$		07.17г.
28	2	СДВ	0,5		07.17г.
29	1	« ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	ЛОК	07.17г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
30	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
31	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		07.17г.
32	2	СДВ	0,5		07.17г.
33	1	« ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Бассейн	07.17г.
34	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
35	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		07.17г.
40	2	СДВ	0,5		07.17г.
41	1	« ВЗЛЕТ ТРСВ»	5%	Проходная	07.17г.
42	2	"Взлет ЭРСВ 420Л"	ПГ 2%		07.17г.
43	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
51	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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 (ввод 1)	07.17г.
66	2	"Взлет ЭРСВ 520"	2%		07.17г.
67	2	Взлет ТПС ТС 100П	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		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	$\pm(0.05+0.001t),0 С$		07.17г.

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
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	$\pm(0.05+0.001t), 0\text{ C}$		07.17г.
76	2	МТИ	1		07.17г.

Табл. 1.18. Перечень приборов учета воды НчТЭЦ

№ п/п	Кол-во, шт.	Марка прибора	Класс точности	Место установки	Дата поверки
1	2	"Взлет 522"	$ПГ\pm(0,7+0,2/V)\%$	ВТП-1	25.09.2014
2	1	"Взлет 522Ц"	$ПГ\pm(0,7+0,2/V)\%$	ГРЦУ-4	31.06.2016
3	2	"Взлет-010М"	$ПГ\pm 1,5\%$	ВТП-1	24.07.2014
4	2	"Взлет-010М"	$ПГ\pm 1,5\%$	ЦНС-1	24.07.2014
5	3	"Взлет-010М"	$ПГ\pm 1,5\%$	ЦТ	16.06.14г.

Табл. 1.19. Перечень приборов учета электрической энергии НчТЭЦ

Сведения об оснащённости приборами учёта электрической энергии									
полученной со стороны (коммерческий учёт)					потребляемой (технический учёт)				
шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки	шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки
9	СЭТ-4ТМ.03 М	0,2S/0,5	Яч. В-1Р; пан. 4Р-3; пан. 4Р-4; пан. 4Р-5; пан. 4Р-6; пан. 4Р-9; пан. 5-Р7; пан. 5-Р8; яч. 138;	3кв. 2014г.	29	ЦЭ6803В	2,0	П.4;6;7;10;11;17;19;21;23;29;31;34; 35;47;53;416; ОВК-1; ОВК-2; Отдел. Зд.; ГК ось 16; Зд. ЦАСУТП; ГК ось 11; ГК ось 28; ГК ось 30; ГК ось 43; Скл. Хим. Реаг..	2кв.2005г
1	СЭТ-4ТМ.03 М	0,2S/0,5	Яч. В-2Р;	2кв. 2009г.	5	ЦЭ6807Б	2,0	Зд. ПК-1; ГК ось 39; ОВК-2	2кв.2005г
1	СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	пан. 2Р-10	2кв.2008г.	21	ПСЧ-4ТМ	0,5S/1	Яч.601-632.	1кв.2010г
1	СЭТ-4ТМ.03	0,2S/0,5	пан. 2Р-11	3кв.2007г.	23	ПСЧ-4ТМ	0,5S/1	Яч.703-736.	4кв.2009г
1	СЭТ-4ТМ.02 М	0,5S/1,0	Яч. 103	2кв. 2006г.	11	ЦЭ6803В	2,0	Яч.901-924.	3кв.2003г
2	СЭТ-4ТМ.03 М	0,2S/0,5	Яч. 518; яч. 517	3кв. 2009г.	24	ЦЭ6803В	2,0	Яч.1103; Яч.1104; Яч.1106-1115; Яч.1109-1121; Яч.1123-1127; Яч.1129-1132; Яч.1106-1115;	1кв.2004г
					14	ЦЭ6803В	2,1	Яч.1403;	1кв.2004г

Сведения об оснащённости приборами учёта электрической энергии									
полученной со стороны (коммерческий учёт)					потребляемой (технический учёт)				
шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки	шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки
					93	ЦЭ6803В	2,0	Яч.104-426	3кв.2002Г
					19	ПСЧ-4ТМ	0,5S/1	Яч.501-529	1кв.2010Г
					19	ЦЭ6803В	2,0	Яч.829-830	2кв.2003Г
					11	ЦЭ6803В	2,0	Яч.1001-1023	4кв.2003Г
					21	ЦЭ6803В	2,0	Яч.1201-1230	2кв.2002Г
					18	ЦЭ6803В	2,0	Яч.1301-1328	4кв.2004Г

Табл. 1.20. Перечень приборов учета природного газа НчТЭЦ

Сведения об оснащённости приборами учёта природного газа									
полученной со стороны (коммерческий учёт)					потребляемой (технический учёт)				
шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки	шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки
1	ДБ-16-700		ГРП-1	05.17 г.	1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-1	03.16 г.
1	ДБ-16-700		ГРП-2	06.17 г.	1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-2	06.14 г.
1	ДК-16-300		ГРП-3	08.17 г.	1	ДК- 10-500		К/А-3	03.16г.
1	ДК-16-600		ГРП-3	08.17 г.	1	Метран 100ДД	0,15	К/А-3	07.15 г.
1	Flo Boss407	0,075	ГРП-1	08.16г.	1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-4	03.15 г.
1	Flo Boss407	0,075	ГРП-2	08.16г.	1	ДК- 6-500		К/А-5	06.15г.
1	Flo Boss407	0,075	ГРП-3	08.16г.	1	Метран 100ДД	0,15	К/А-5	03.17 г.
1	Flo Boss407	0,075	ГРП-3	08.16г.	1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-6	06.14 г.
1	Fisher Rosemount	Кл.В	ГРП-1	06.14 г.	1	ДК- 6-500		К/А-7	05.16г.
1	Fisher Rosemount	Кл.В	ГРП-2	06.14 г.	1	Метран 150СД	1	К/А-7	08.16 г.
1	Fisher Rosemount	Кл.В	ГРП-3	08.14 г.	1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-8	06.17 г.
1	Fisher Rosemount	Кл.В	ГРП-3	08.14 г.	1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-9	03.15 г.
					1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-10	06.14 г.
					1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-11	03.16 г.

Сведения об оснащённости приборами учёта природного газа									
полученной со стороны (коммерческий учёт)					потребляемой (технический учёт)				
шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки	шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки
					1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-12	03.16 г.
					1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-13	04.15 г.
					1	Anubar	ПГ± 1%	К/А-14	04.15 г.
					1	ДК-6-300		П/К-1	05.16г.
					1	КЭР-АИП	0,2	П/К-1	11.15 г.
					1	ДК-6-300		П/К-2	05.15г.
					1	КЭР-АИП	0,2	П/К-2	10.15 г.
					1	ДК-6-300		П/К-3	07.07г.
					1	КЭР-АИП	0,2	П/К-3	10.15 г.
					1	ДК-6-300		П/К-4	07.07г.
					1	ДМ	1,5	П/К-4	10.17 г.
					1	ДК-6-300		П/К-5	05.14г.
					1	ДМ	1,5	П/К-5	09.17 г.
					1	ДК-6-300		П/К-6	05.14г.
					1	ДМ	1,5	П/К-6	09.17 г.
					1	ДК-6-400		П/К-7	05.14г.
					1	КЭР-АИП	0,2	П/К-7	10.15 г.
					1	ДК-6-400		П/К-8	05.14г.
					1	ДМ	1,5	П/К-8	09.16 г.
					1	ДК-6-400		П/К-9	05.14г.
					1	ДМ	1,5	П/К-9	09.16 г.
					не в работе			П/К-10	06.14г.
					1	ДК-6-400		П/К-11	06.14г.
					1	ДМ	1,5	П/К-11	09.16 г.

Сведения об оснащённости приборами учёта природного газа									
полученной со стороны (коммерческий учёт)					потребляемой (технический учёт)				
шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки	шт.	марка прибора	класс точности	место установки	дата поверки
					1	ДК-6-400		П/К-12	06.14г.
					1	КЭР-АИП	0,2	П/К-12	09.16 г.
					1	ДК-6-400		П/К-13	06.14г.
					1	КЭР-АИП	0,2	П/К-13	09.16 г.
					1	ДК-6-400		П/К-14	06.14г.
					1	ДМ	1,5	П/К-14	09.16 г.

1.2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика аварийных отключений котлов и турбин на НчТЭЦ за 2015-2017гг. приведена на рисунке ниже.

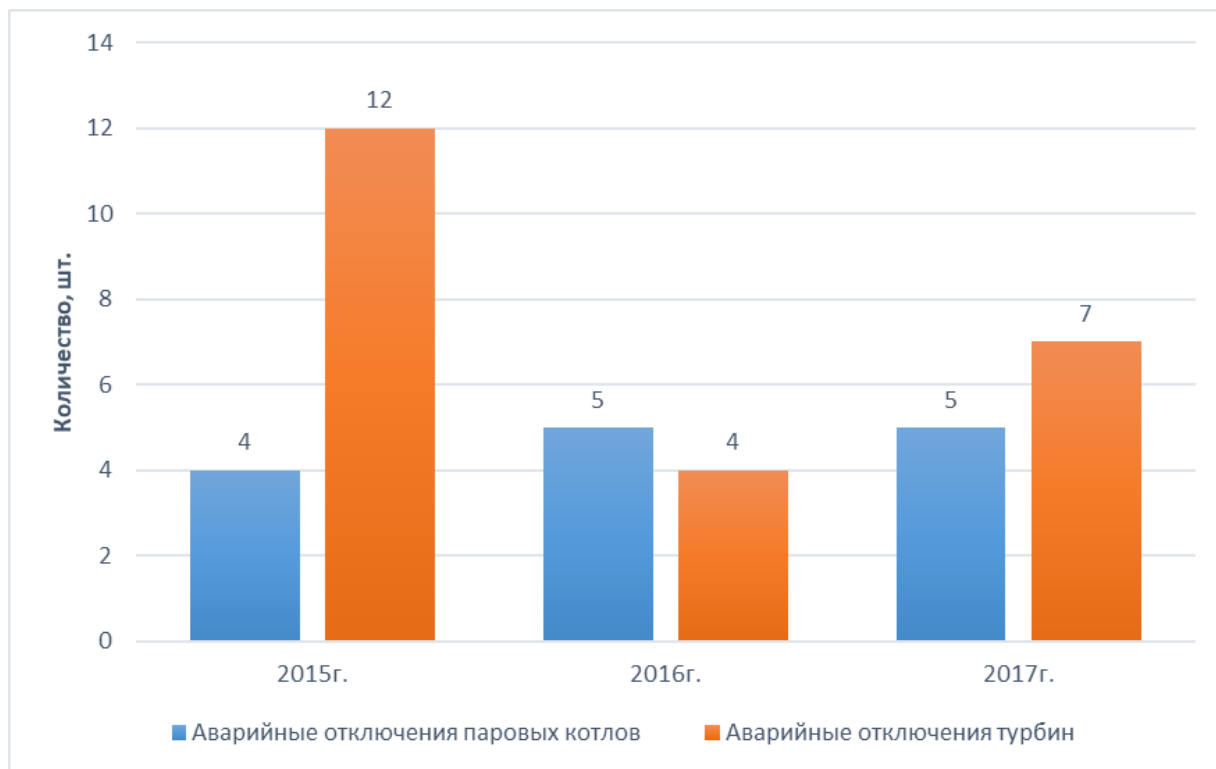


Рис. 1.7. Динамика аварийных отключений генерирующего оборудования НчТЭЦ

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.

1.2.1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

1.2.1.12 Техничко-экономические показатели работы НчТЭЦ

Основными технико-экономическими показателями теплоснабжающих и теплосетевых организаций является объем отпуска тепловой и электрической энергии.

В Табл. 1.21 представлены параметры хозяйственной деятельности филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 1.21. Показатели деятельности НчТЭЦ в 2015-2017гг.

Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017
Расходы условного топлива на ТЭЦ				
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	3 159,842	3 378,270	3 225,469
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	млн. кВт·ч	3 159,842	3 378,270	3 225,469
в теплофикационном режиме	млн. кВт·ч	1 816,516	1 935,415	1 905,238
в конденсационном режиме	млн. кВт·ч	1 343,326	1 442,855	1 320,231
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	млн. кВт·ч	279,819	308,962	291,646
на выработку электроэнергии	млн. кВт·ч	157,887	178,385	164,244
на выработку тепловой энергии	млн. кВт·ч	121,931	130,577	127,402
Покупка электроэнергии	млн. кВт·ч	303,324	330,489	310,648
Всего отпущено с шин ТЭЦ	млн. кВт·ч	2 880,024	3 069,308	2 933,823
Отпущено тепловой энергии внешним потребителям всего, из неё	тыс. Гкал	3674,695	3928,451	3905,571
из паротурбинных агрегатов (отработанным паром)	тыс. Гкал	3575,579	3827,513	3819,674
из пиковых водогрейных котлоагрегатов	тыс. Гкал	51,894	51,031	34,643
из РОУ	тыс. Гкал	0,46	0	3,364
за счет нагрева сетевой воды в насосах	тыс. Гкал	46,762	49,907	47,89
Хозяйственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	тыс. Гкал	9,399	9,808	9,433
в паре	тыс. Гкал			
в горячей воде	тыс. Гкал	9,399	9,808	9,433
Всего отпущено тепловой энергии в сеть, в т.ч. :	тыс. Гкал	3665,296	3918,643	3896,138
в паре	тыс. Гкал	130,616	131,723	151,82
в горячей воде	тыс. Гкал	3 534,680	3 786,920	3 744,318
Затрачено условного топлива	тыс. тут	1318,869	1437,574	1382,444
На выработку электроэнергии	тыс. тут	840,057	912,542	871,127
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	840,057	912,542	871,127
в теплофикационном режиме	тыс. тут	365,970	400,718	397,075
в конденсационном режиме	тыс. тут	474,087	511,824	474,052
На отпуск тепловой энергии	тыс. тут	478,812	525,032	511,317
Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. тут	1 318,869	1 437,574	1 382,444
природный газ	тыс. тут	1 296,274	1 209,487	1 370,606
мазут	тыс. тут	22,595	228,087	11,838
природный газ	млн. м ³	1 109,563	1 034,452	1 175,294
мазут	тыс. тонн	16,759	168,408	8,741
УРУТ на выработку э/э	г у.т./кВт	265,85	270,12	270,08
УРУТ на отпуск т/э	кг у.т./Гкал	130,63	133,98	131,24

1.2.2 Книга 1. Глава 2. Раздел 2. Котельный цех БСИ

1.2.2.1 Структура основного оборудования

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

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

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.

В таблице ниже представлен перечень основного оборудования котельного цеха БСИ

Табл. 1.22. Перечень основного оборудования котельного цеха БСИ

Станц. номер	Дата ввода	Тип и марка оборудования	Вид оборудования	Завод изготовитель	Производительность, т/ч	Давление, кгс/см ²	Температура пара, горячей воды град.	Вид топлива, основной	Вид топлива, резервный
1	1972	ДКВР-20/13	Паровой котел	Бийский котельный завод г.Бийск	20	1,3	191	Газ	Мазут
2	1972	ДКВР-20/13	Паровой котел	Бийский котельный завод г.Бийск	20	1,3	191	Газ	Мазут
3	2011	ДКВР-10/13	Паровой котел	Бийский котельный завод г.Бийск	10	1,3	191	Газ	Мазут
4	1973	ДКВР-20/13	Паровой котел	Бийский котельный завод г.Бийск	20	1,3	191	Газ	Мазут
5	1979	ГМ-50-14	Паровой котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	50	1,4	250	Газ	Мазут
6	1978	ГМ-50-14	Паровой котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	50	1,4	250	Газ	Мазут
7	1978	ГМ-50-14	Паровой котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	50	1,4	250	Газ	Мазут
8	1976	ПТВМ-100	Водогрейный котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	0	0	150	Газ	Мазут
9	1976	ПТВМ-100	Водогрейный котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	0	0	150	Газ	Мазут
10	1980	ПТВМ-100	Водогрейный котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	0	0	150	Газ	Мазут
11	1981	ПТВМ-100	Водогрейный котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	0	0	150	Газ	Мазут
12	1984	ПТВМ-30	Водогрейный котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	0	0	150	Газ	Мазут
13	1984	ПТВМ-30	Водогрейный котел	Белгородский завод "Энергомаш" г.Белгород	0	0	150	Газ	Мазут

1.2.2.2 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды за 2017 год – 19 706,8 Гкал.

1.2.2.3 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о продлении срока эксплуатации теплофикационного оборудования котельного цеха БСИ (КЦ БСИ) представлены в таблице 1.23.

Табл. 1.23. Сведения о наработке теплогенерирующего оборудования КЦ БСИ

Станц. номер	Дата ввода	Тип и марка оборудования	Наработка за отч. год, час	Наработка с начала эксплуатации, час	Кол-во пусков в отч. году, шт.	Кол-во пусков с начала экспл, шт.	Год достижения паркового ресурса
1	1972	ДКВР-20/13	0	50 389	0	0	2021
2	1972	ДКВР-20/13	0	53 981	0	0	2021
3	2011	ДКВР-10/13	2165	13 748	20	63	2021
4	1973	ДКВР-20/13	1040	86 432	8	29	2021
5	1979	ГМ-50-14	0	77 973	0	0	2021
6	1978	ГМ-50-14	2488	71 140	4	8	2021
7	1978	ГМ-50-14	2028	80 499	4	10	2019
8	1976	ПТВМ-100	23	92 062	1	4	2018
9	1976	ПТВМ-100	189	100 740	3	13	2018
10	1980	ПТВМ-100	25	67 801	1	5	-
11	1981	ПТВМ-100	52	74 202	1	6	2021
12	1984	ПТВМ-30	0	30 768	0	0	2021
13	1984	ПТВМ-30	0	28 536	0	0	2018

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.

1.2.2.4 Регулирование отпуска тепловой энергии от КЦ БСИ

Системы теплоснабжения г. Набережные Челны проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график КЦ БСИ 150-70 °С утвержден до настоящего времени. Согласно режимным картам работы тепловых сетей, КЦ БСИ, может работать по температурному графику со срезкой на 114 °С, при достижении которой осуществляется количественное регулирование теплоносителя.

На рисунке ниже представлена схема выдачи тепловой мощности КЦ БСИ

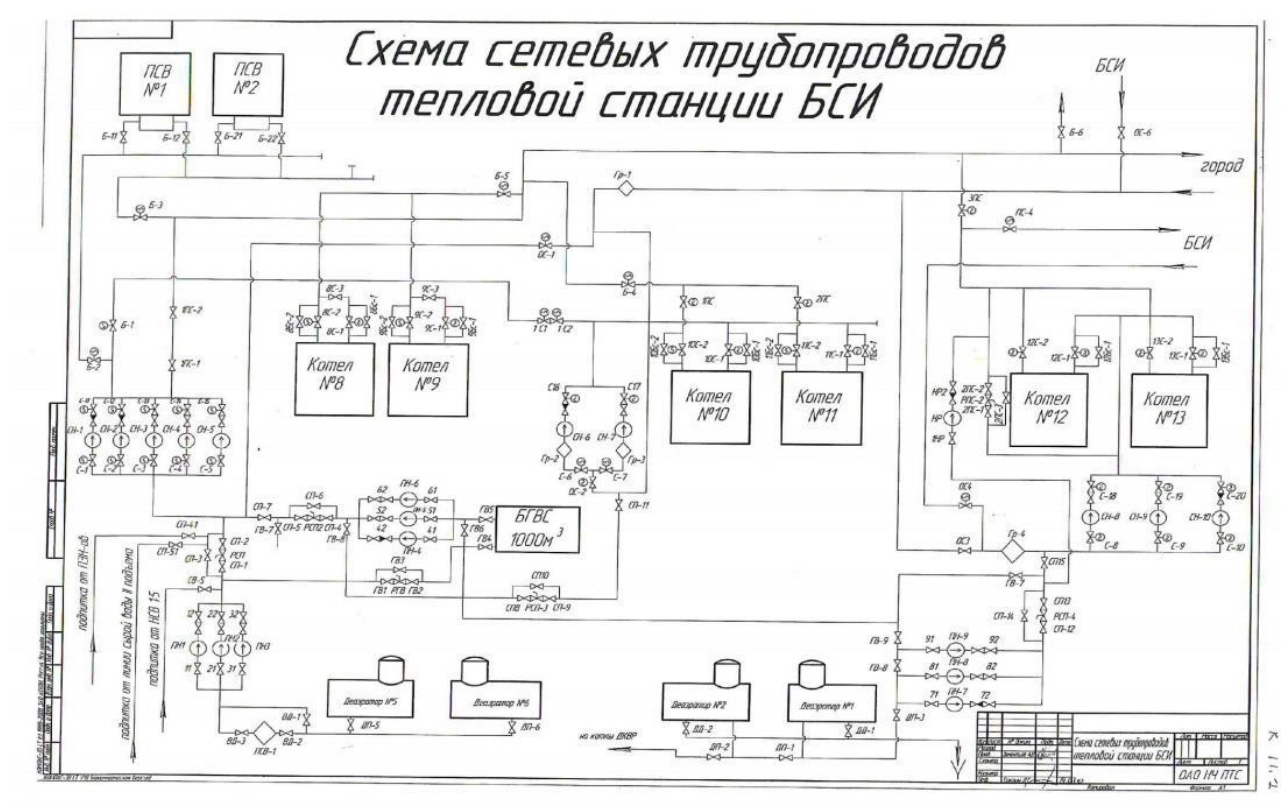


Рис. 1.8. Схема выдачи тепловой мощности КЦ БСИ

1.2.2.5 Среднегодовая загрузка оборудования КЦ БСИ

Среднегодовая загрузка оборудования за 2017 год: 4,3% от располагаемой мощности котельного цеха или 25,21 Гкал/ч.

Табл. 1.24. Среднегодовая загрузка оборудования КЦ БСИ

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

1.2.2.6 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Отпуск тепловой энергии, производимой котельным цехом БСИ, подлежит коммерческому учету и помощью установленных приборов:

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

1.2.2.7 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии на рассматриваемый период (2014-2017гг.) зафиксировано не было.

1.2.2.8 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

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

1.2.2.9 Техничко-экономические показатели работы КЦ БСИ

Основными технико-экономическими показателями теплоснабжающих и теплосетевых организаций является объем отпуска тепловой и электрической энергии.

В Табл. 1.25 представлены технико-экономические показатели деятельности КЦ БСИ.

Табл. 1.25. Техничко-экономические показатели деятельности КЦ БСИ

Показатель	Ед. измерения	2015	2016	2017
Выработка тепловой энергии, Гкал	Гкал	248 862,00	126 550,00	121 565,00
Отпуск в сеть, Гкал	Гкал	236 368,00	107 244,70	101 858,20
Отпуск в сеть (горячая вода), Гкал	Гкал	190 989,00	62 438,00	63 452,00
Отпуск в сеть промышленным потребителям (пар), Гкал	Гкал	45 379,00	44 806,70	38 406,20
Затраты топлива	тыс. т у.т.	38,022	19,262	18,667
УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ (котельной)	г у.т./Гкал	178,3	182,0	187,0

1.2.3 Книга 1. Глава 2. Раздел 3. Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

1.2.3.1 Структура основного оборудования

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. 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.)

В таблице ниже представлен состав теплогенерирующего оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Табл. 1.26. Состав теплогенерирующего оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Ст. №	Тип котлоагрегата	Фактическая производительность, т/ч	Рабочее давление, Мпа
2	ДКВР 10/13	10	1,3
3	ДКВР 10/13	10	1,3
4	ДКВР 10/21	10	1,3
5	ДКВР 10/21	10	1,3
6	ДКВР 10/13	20	1,3
7	ДКВР 10/13	10	1,3

1.2.3.2 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды за 2017 год составил 3138 Гкал, в том числе 2292 Гкал в паре и 846 Гкал в горячей воде. Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «КамгэсЗЯБ» за 2015-2017 гг. представлен в таблице 1.27.

Табл. 1.27. Потребление тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2015-2017 гг.

Наименование показателя	Единица измерения	2015	2016	2017
Собственные нужды котельной, в т.ч.:	Гкал	2021	2306	3138
в паре	Гкал	1260	1600	2292
в горячей воде	Гкал	761	706	846

1.2.3.3 Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сведения о сроках ввода в эксплуатацию основного оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» и его освидетельствованию представлены в таблице 1.28.

Табл. 1.28. Срок ввода основного оборудования котельной ООО «Камгэс ЗЯБ» и его освидетельствование

№ п/п	Наименование оборудования	Примечание
1	Паровой котел ДКВР 10/13, стац№2	Год выпуска 1995. Введен в эксплуатацию 06.02.1997 г. Расчётный срок эксплуатации до экспертного обследования 20 лет. Прошел экспертизу промышленной безопасности 14.06.2017 г. По последнему обследованию срок эксплуатации до 17.03.2021 г.
2	Экономайзер ВТИ, стац№2:	Год выпуска 1959. Прошёл 4 экспертных обследования. Проведена экспертиза промышленной безопасности 12.09.2017 г. По последнему обследованию срок эксплуатации до 15.08.2021 г.

№ п/п	Наименование оборудования	Примечание
3	Паровой котел ДКВР 10/13, стац№3:	Год выпуска 1993. Введен в эксплуатацию в 09.04.1998 г. Расчётный срок эксплуатации до экспертного обследования 20 лет. В 2013 году проведено техническое диагностирование. В настоящее время проходит экспертизу промышленной безопасности.
4	Экономайзер ВТИ, стац№3:	Год выпуска 1960. Прошёл 3 экспертных обследования. Проведена экспертиза промышленной безопасности 01.09.2015 г. По последнему обследованию срок эксплуатации до 21.08.2018 г
5	Паровой котел ДКВР 10/21, стац№4:	Год выпуска 1961. Введен в эксплуатацию 17.03.1965 г. Прошёл 4 экспертных обследования. В настоящее время проходит экспертизу промышленной безопасности
6	Экономайзер ВТИ, стац№4:	Год выпуска 1960. Прошёл 3 экспертных обследования. Проведена экспертиза промышленной безопасности 11.09.2014 года. По последнему обследованию срок эксплуатации до 21.08.2018 г.
7	Паровой котел ДКВР 10/21, стац№5:	Год выпуска 1961. Введен в эксплуатацию 18.03.1964 г. Прошёл 3 экспертных обследования. По последнему обследованию результат отрицательный. На консервации.
8	Экономайзер ВТИ, стац№5:	Год выпуска 1961. Прошёл 3 экспертных обследования. Срок экспертизы промышленной эксплуатации истек. Так как котел стац. № 5 находится в консервации, экспертиза промышленной безопасности не проводится.
9	Паровой котел ДКВР 20/13, стац№6:	Год выпуска 1995, ввод в эксплуатацию 29.10.2009 г. Расчётный срок эксплуатации до экспертного обследования 20 лет. Проведено техническое освидетельствование 11.10.2013 года. Остаточный ресурс-11 лет. Следующее техническое освидетельствование 14.10.2021 г.
10	Экономайзер ВТИ, стац№6:	Год выпуска 1986. Расчётный срок эксплуатации до экспертного обследования 16 лет. Проведена экспертиза промышленной безопасности 19.09.2017 г. По последнему обследованию срок эксплуатации до 18.09.2021 г.
11	Паровой котел ДКВР 10/13, стац№7:	Год выпуска 1998. Введен в эксплуатацию 01.06.1999 г. Расчётный срок эксплуатации до экспертного обследования 20 лет. Проведено техническое освидетельствование 15.03.2016 года. По последнему обследованию срок эксплуатации до 02.06.2019 г.
12	Экономайзер ВТИ, стац№7:	Экономайзер стац. № 7 ВТИ, год выпуска 2011. Расчётный срок эксплуатации до экспертного обследования 15 лет. Проведено техническое освидетельствование 12.03.2012 года. По последнему обследованию срок эксплуатации до 12.03.2020 г.

1.2.3.4 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Способ регулирования – качественно-количественный по температуре наружного воздуха, согласно утвержденного температурного графика работы тепловой сети 95-70 °С.

1.2.3.5 Среднегодовая загрузка оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Среднегодовая загрузка генерирующих мощностей котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2017 году составила 11,93%. На диаграмме ниже, представлена динамика среднегодовой загрузки оборудования котельной.

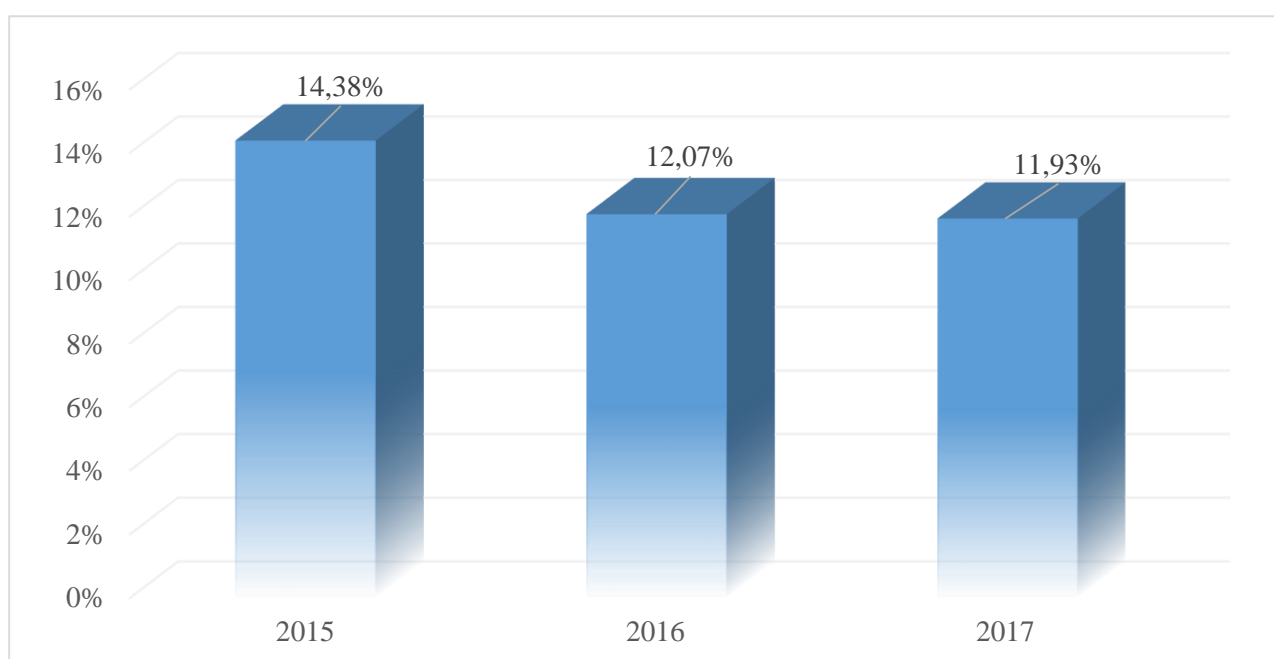


Рис. 1.9. Динамика среднегодовой загрузки котельной ООО «КамгэсЗЯБ» в 2015-2017гг.

1.2.3.6 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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.

1.2.3.7 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии на рассматриваемый период (2014-2017гг.) зафиксировано не было.

1.2.3.8 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

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

1.2.3.9 Техничко-экономические показатели работы котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Основными технико-экономическими показателями теплоснабжающих и теплосетевых организаций является объем отпуска тепловой и электрической энергии.

В Табл. 1.29 представлены технико-экономические показатели деятельности котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 1.29. Техничко-экономические показатели деятельности котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Показатель	2015	2016	2017
Выработка тепловой энергии, Гкал	58973,66	49473,35	48900,76
Выработка тепловой энергии (горячая вода), Гкал	27062,66	20993,35	23143,76
Выработка тепловой энергии (пар), Гкал	31911	28480	25757
Отпуск в сеть, Гкал	56958,66	47167,35	45762,75
Отпуск в сеть (горячая вода), Гкал	26307,66	20287,35	22297,75
Отпуск в сеть на нужды промышленных потребителей (горячая вода), Гкал	16974,61	11328,33	13250,39
Отпуск в сеть на нужды городской застройки (горячая вода), Гкал, в т. ч. по тепловыводам:	9333,05	8959,02	9047,365
Отпуск в сеть промышленным потребителям (пар), Гкал	30651	26880	23465
Потребление топлива, т у.т.	9846	8295	8164
УРУТ на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	166,96	167,67	166,95

1.3 Книга 1. Глава 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1 Книга 1. Глава 3. Раздел 1. Структура тепловых сетей

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

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

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. На данный момент выполняются мероприятия по переходу на закрытую схему.

Протяженность тепловых сетей находящихся на балансе Филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» составляет 324 945,9 п.м. Тепловые сети распределены:

- по северо-восточной части г. Набережные Челны протяженность тепловых сетей находящихся на балансе составляет 206 836,3 п.м. в 2-х трубном исчислении;

- по юго-западной части г. Набережные Челны протяженность тепловых сетей находящихся на балансе составляет 118 109,6 п.м. в 2-х трубном исполнении.

Отпуск тепловой энергии от Набережночелнинской ТЭЦ осуществляется по отопительному графику центрального качественно-количественного регулирования 150/70°C со срезкой на 114°C. Данная срезка обоснована не полной обеспеченностью потребителей узлами регулирования и наличием в их системах отопления оборудования, которое не может работать с более высокими температурами. На данный момент оснащенность узлами регулирования тепловой энергии составляет 86%. После завершения 100% оснащения потребителей узлами регулирования тепловой энергии и переходом северо-восточной части г. Набережные Челны на закрытую схему теплоснабжения появится возможность отказаться от срезки температурного графика. Ограничением на переход на проектный температурный график может стать лишь вопрос о сроке службы теплоизоляционного материала ППУ трубопроводов при повышенных температурах и теплотворные возможности

водогрейного оборудования на источниках тепловой энергии (НчТЭЦ и котельного цеха БСИ). В летний период осуществляется только количественное регулирование отпуска теплоты с поддержанием температуры сетевой воды на уровне 75 °С.

Температурный график работы тепловой сети Набережночелнинской ТЭЦ - г. Набережные Челны 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 - на обратном трубопроводе тепловой сети (40 комплекс);
- ПНС-5 - на подающем и обратном тепलोводах №100, 200;
- ПНС-6 – между ТЭЦ и камерой переключений на подающем и обратном тепलोводе №300;
- ПНС-7 – на обратном трубопроводе тепловой сети тепломагистрали №310;
- ПНС-ЗЯБ – на обратном трубопроводе тепловой сети;
- ПНС-Сидоровка 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 регулируемыми приводами. Гидравлический режим тепловой сети рассчитан для зданий до девяти этажной 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 1.11 представлено распределение протяженности тепловых сетей по диаметрам по г. Набережные Челны.

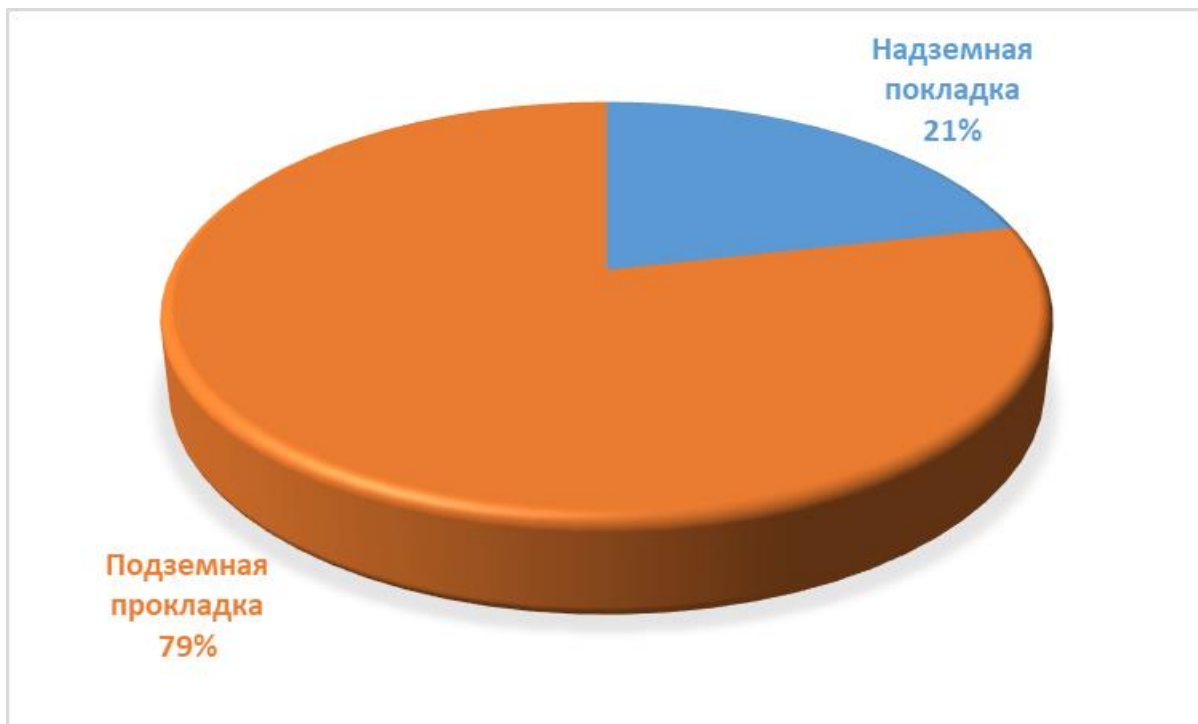


Рис. 1.10. Тип прокладки тепловых сетей «НЧТС»

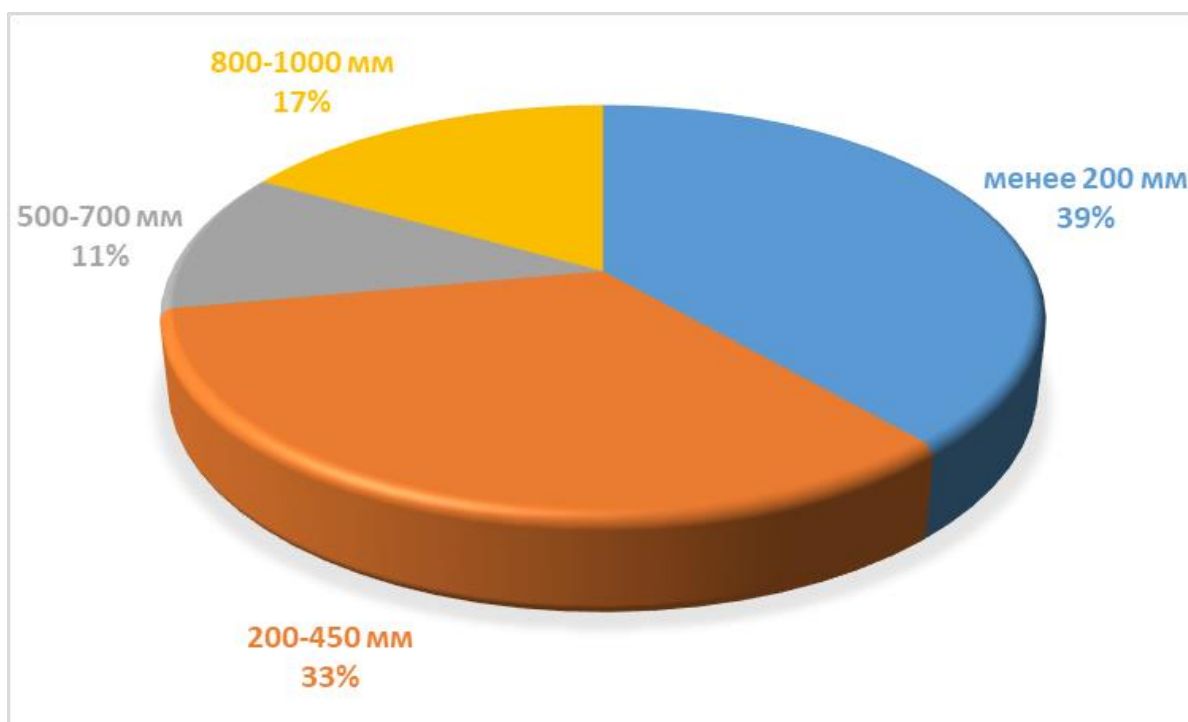


Рис. 1.11. Распределение протяженности т/с по диаметрам в г. Набережные Челны

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

На основании анализа структуры тепловых сетей по г. Набережные Челны можно сделать выводы:

- Протяженность тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» по северо-восточной части города протяженность тепловых сетей составляет 206 836,3 п.м. в 2-х трубном исчислении. По юго-западной - общая протяженность 118 109,6 п.м. в 2-х трубном исполнении.
- Тип прокладки трубопроводов преобладает подземный, в непроходных каналах с традиционной изоляцией трубопроводов минераловатными матами. Кроме того, присутствует прокладка тепловодов в проходных коллекторах, а также некоторые участки сетей бесканально.

В состав сетей ООО «КАМАЗ-Энерго» входят тепловые и паровые сети промплощадки КамАЗа.

Тепловые сети ООО «КАМАЗ-Энерго» расположены на 5-ти промышленных площадках: Автопроизводства, КИСМ, ВСО ЗД, ЛЗ, Стройбазы. 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 мм

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

Протяженности тепловых сетей находящихся на балансе ООО «КамАЗ-Энерго» составляют: сетей отопления – 61 590,66 п.м. в 2-х трубном исполнении, а также паропровод 9,356,1 п.м. и сети деминерализованной воды – 10 832 п.м. в однетрубном исчислении.

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.

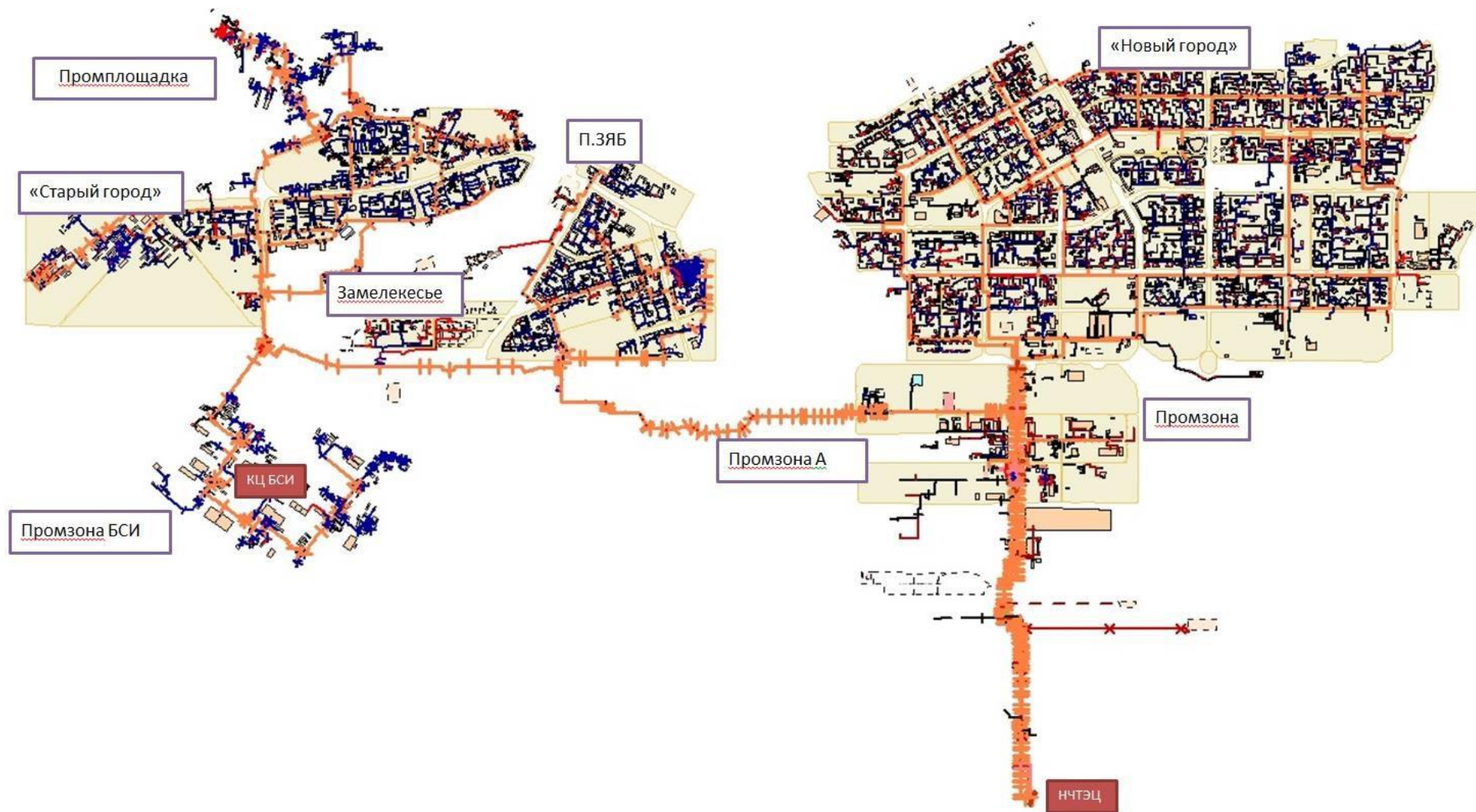


Рис. 1.12. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

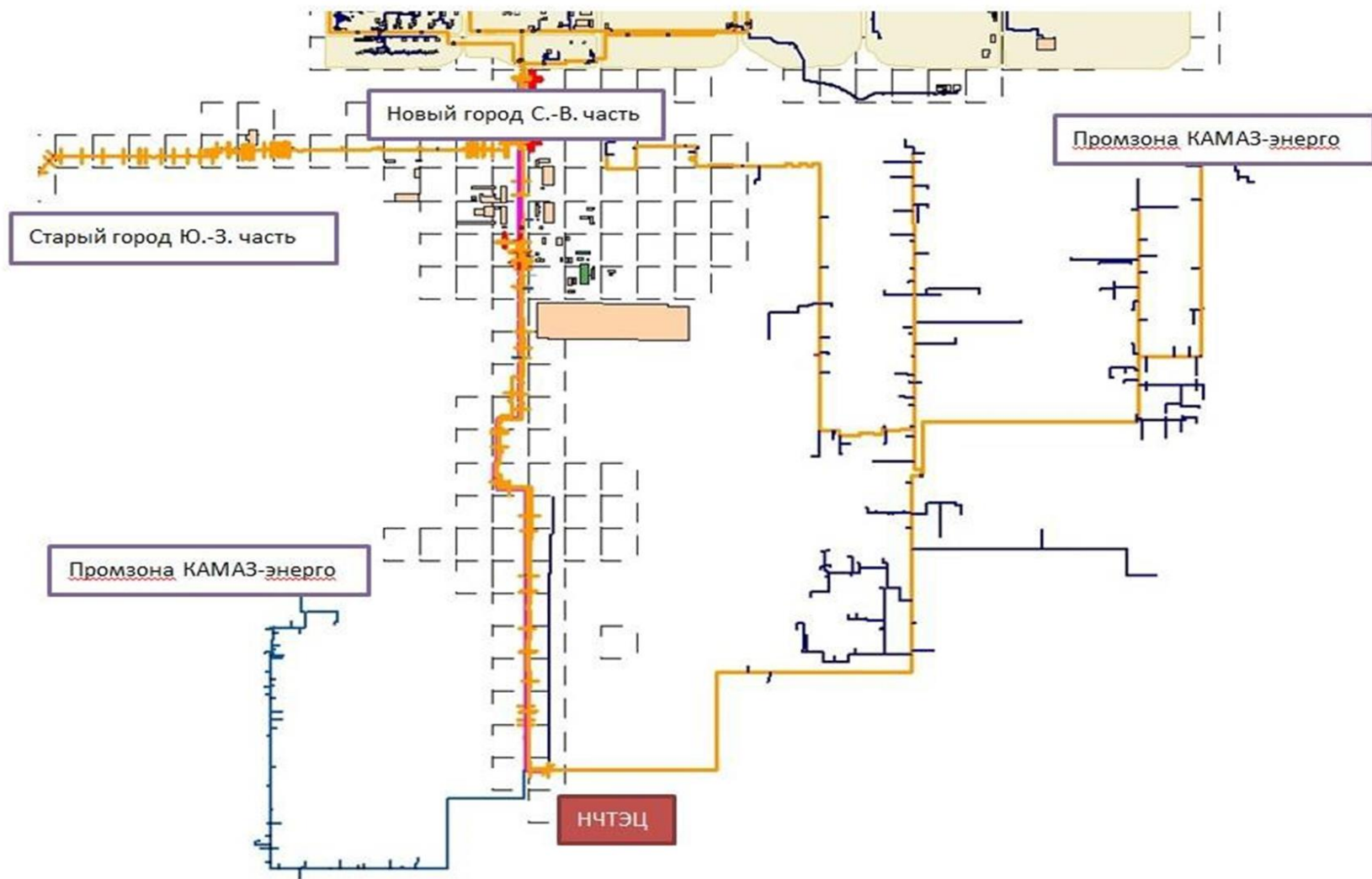


Рис. 1.13. Структура тепловых сетей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС» (продолжение)

1.3.2 Книга 1. Глава 3. Раздел 2. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.

1.3.2.1 Филиал АО «Татэнерго» «НЧТС»

В таблице и на рисунке ниже (Таблица 1.30 и Рисунок 1.14) приведены сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Табл. 1.30. Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

Наименование показателя	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%

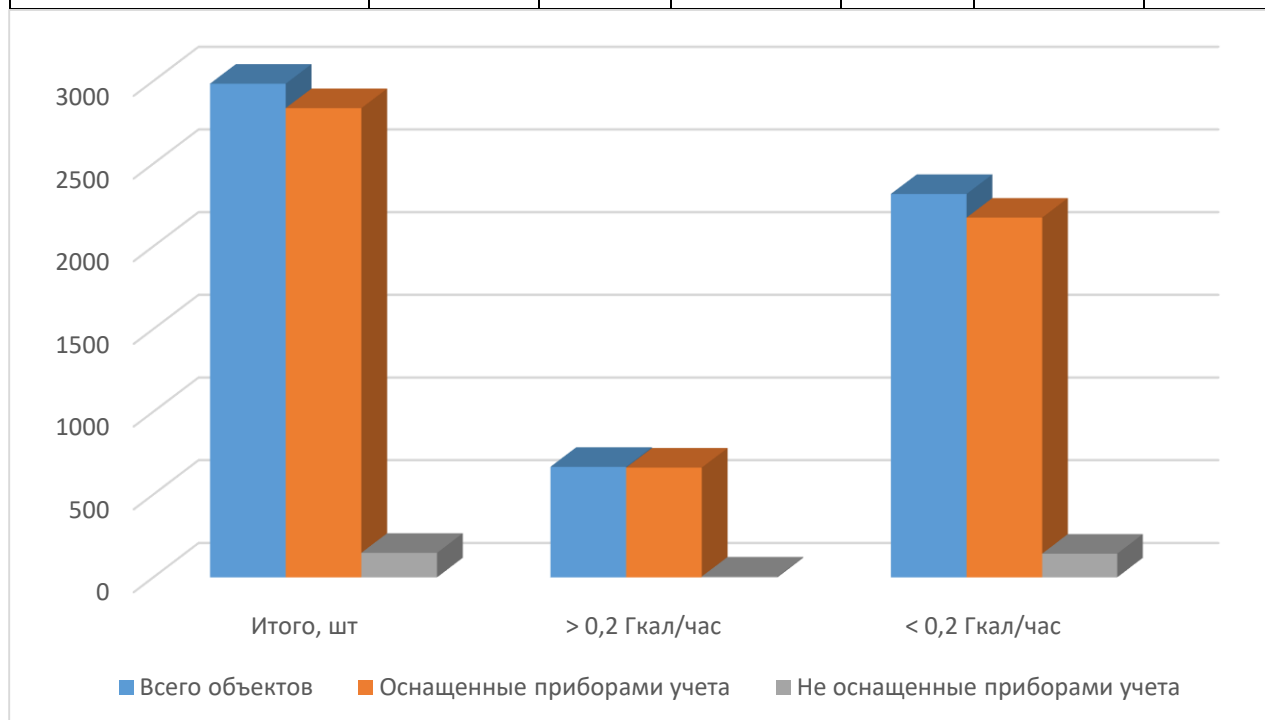


Рис. 1.14. Сведения об оснащённости приборами учета тепловой энергии потребителей «НЧТС»

Как видно из представленных данных – 95,04% потребителей «НЧТС» не 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.

1.3.2.2 ООО «КамАЗ-энерго»

В таблице и на рисунке ниже (Таблица 1.31 и Рисунок 1.15) приведены сведения об оснащенности 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. 1.31. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КамАЗ-энерго»

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

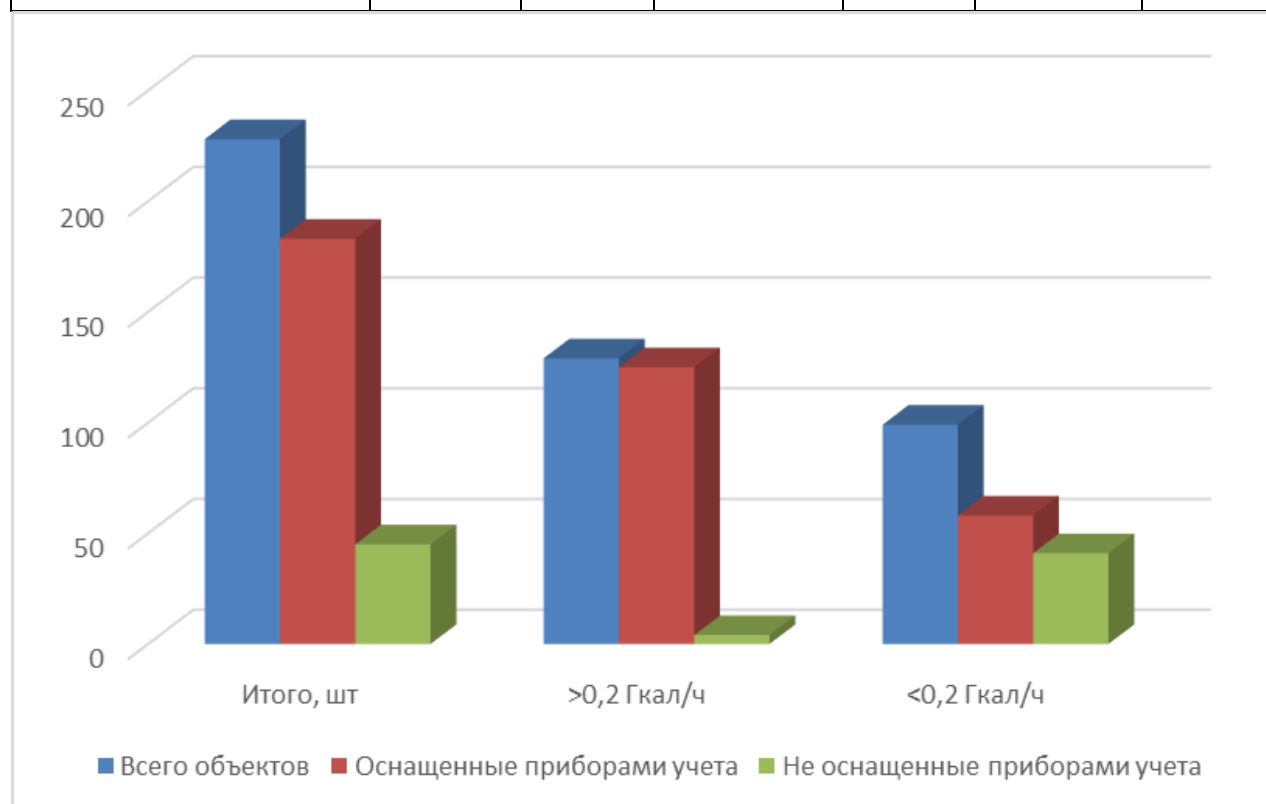


Рис. 1.15. Сведения об оснащенности приборами учета тепловой энергии потребителей ООО «КамАЗ-энерго»

1.3.3 Книга 1. Глава 3. Раздел 3. 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 ООО «КамАЗ-энерго» 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 количественным 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.

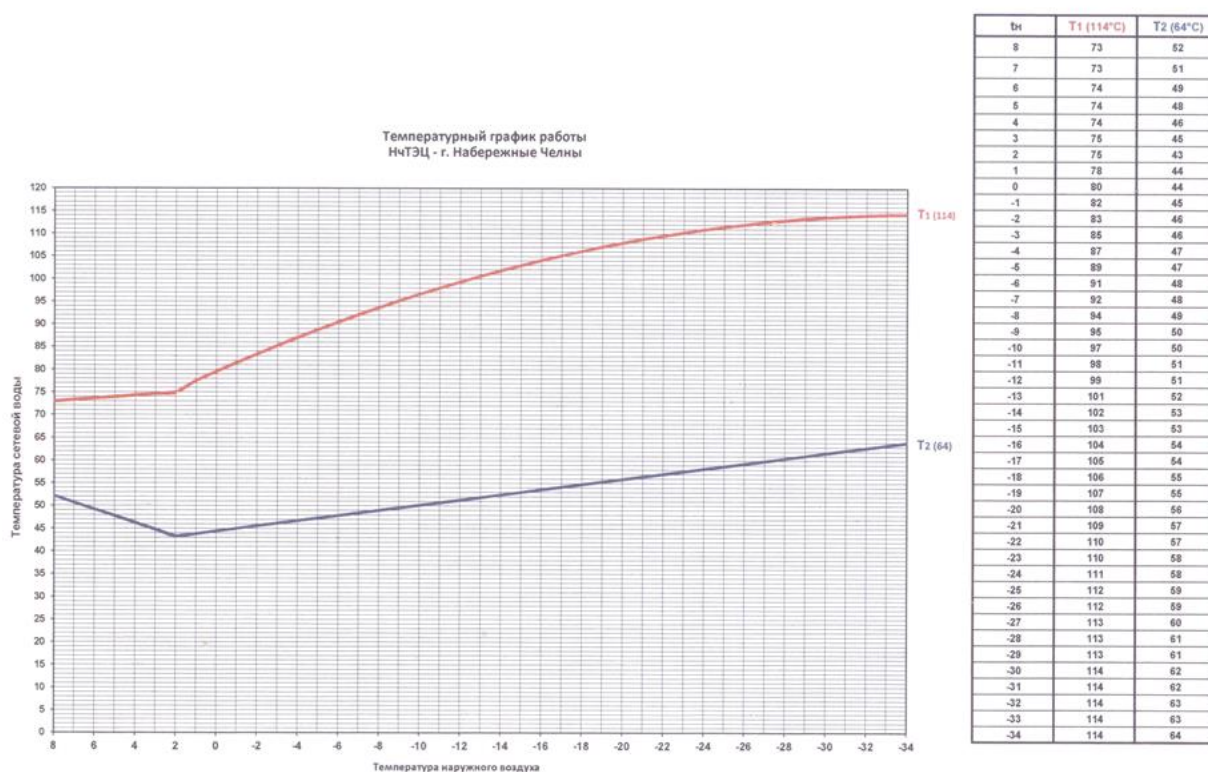


Рис. 1.16. Температурный график тепловой сети филиала АО «Татэнерго»

При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 64°С, 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°С на каждый 1 м/с скорости ветра более 6 м/с.

В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°С.

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

1.3.4 Книга 1. Глава 3. Раздел 4. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

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

Для тепловых сетей энергоисточников температурный график 150-70°C со срезкой 114°C для отпуска тепла был определен при проектировании системы теплоснабжения. 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 2017 год свидетельствуют, что фактические режимы отпуска тепла в рассматриваемый период незначительно отличались от утвержденных температурных режимов.

1.3.5 Книга 1. Глава 3. Раздел 5. 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 °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 Книге 3 Обосновывающих материалов.

Табл. 1.32. 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
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	1184,00	-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	1184,00	-25,58	1279,70	-19,95	1240,39	-22,11	1135,72	-24,1

Табл. 1.33. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки КЦ БСИ

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

1.3.6 Книга 1. Глава 3. Раздел 6. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

В Табл. 1.34 представлены сведения о статистике отказов в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети».

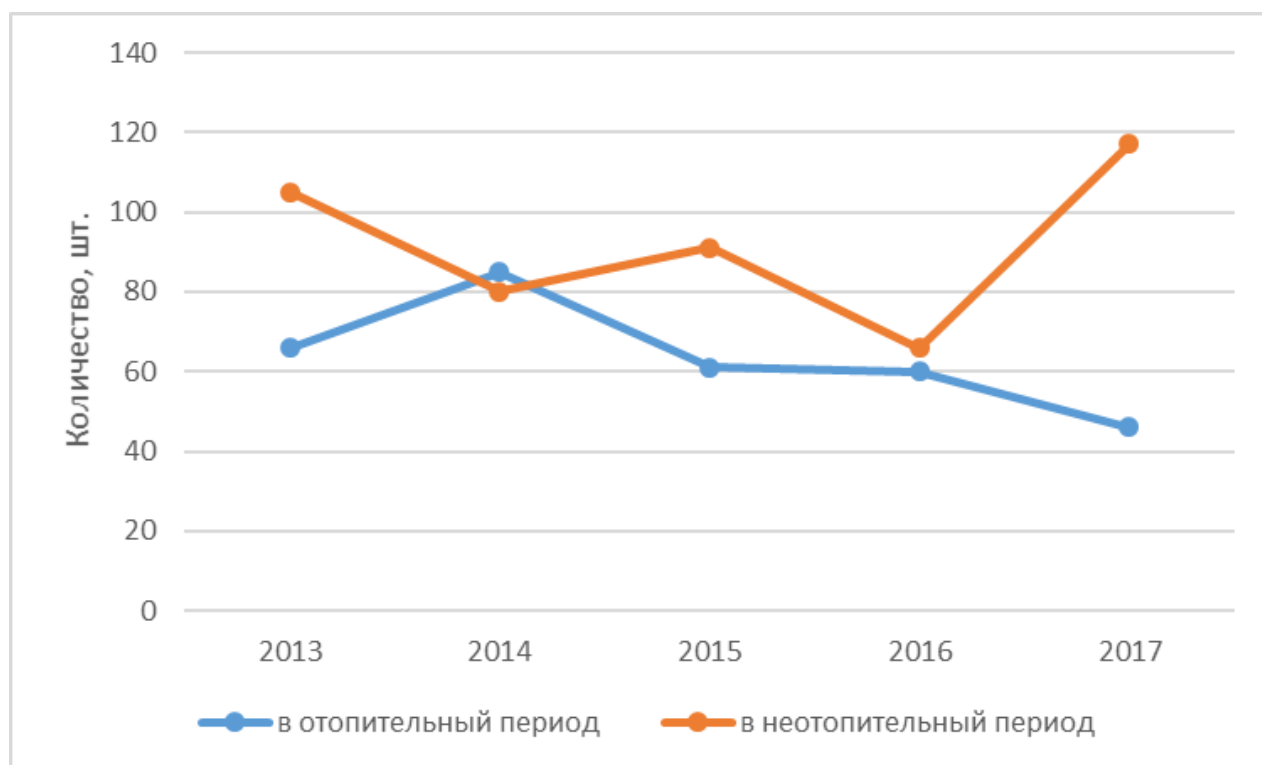


Рис. 1.17. Количество отказов на сетях НЧТС

Табл. 1.34. Статистика отказов на тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети»

№	Источник тепловой энергии	Количество отказов в отопительный период , шт.	Количество отказов в неотопительный период, шт.
2013 год			
1	НчТЭЦ	66	105
2014 год			
2	НчТЭЦ	85	80
2015 год			
3	НчТЭЦ	61	91
2016 год			
4	НчТЭЦ	60	66
2017 год			
5	НчТЭЦ	46	117

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

наблюдается уменьшение количества отказов тепловых сетей в отопительный период, что свидетельствует о грамотной работе по предупреждению отказов в неотапительном периоде.

На тепловых сетях ООО «КамАЗ-Энерго» в течении отчетного периода отказов не наблюдалось.

1.3.7 Книга 1. Глава 3. Раздел 7. 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. 1.35. Потери теплоносителя в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» - Набережночелнинские тепловые сети

Источник теплоснабжения	Тепловые потери при передаче тепловой энергии через изоляционные конструкции теплосетей, Гкал/год	
	Нормативные	Фактические
	2017	2017
НчТЭЦ	444 503,78	428 855,92
Котельная БСИ	22 244,11	22 007,62
Источник теплоснабжения	Тепловые потери при передаче тепловой энергии с потерей теплоносителя, Гкал/год	
	Нормативные	Фактические
	2017	2017
НчТЭЦ	158 292,87	57 257,14
Котельная БСИ	7 992,69	2 938,27
Источник теплоснабжения	Потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, т/год	
	Нормативные	Фактические
	2017	2017
НчТЭЦ	2 326 782,04	576 756,76
Котельная БСИ	111 675,23	58 240,35
Источник теплоснабжения	Потери теплоносителя на технологические нужды, т/год	
	Нормативные	Фактические
	2017	2017
НчТЭЦ	220 965,09	60 711,24
Котельная БСИ	16 398,72	10 024,16

Согласно представленных данных нормативные потери тепловой энергии через изоляционные конструкции тепловых сетей в 2017 году составили 444 503,78 Гкал для НчТЭЦ и 22 244,11 Гкал для котельной БСИ. При этом фактические потери тепла через изоляцию тепловых сетей составили 428 855,92 и 22 007,62 Гкал. В сумме фактические тепловые потери через изоляционные конструкции тепловых сетей НЧТС в 2017 году были ниже нормативных на 3,4%. При этом фактические потери тепловой энергии с утечкой теплоносителя были ниже нормативных на 63,8%.

Согласно приказа Минэнерго России от 12.07.2017г. №624 для ООО «Камаз-энерго» утверждены нормативные потери тепловой энергии с теплоносителем горячая вода в количестве 94 051,7 Гкал, фактические потери

тепловой энергии на тепловых сетях предприятия в 2017 году составили 56 005,19 Гкал, что на 40,5% ниже утвержденных значений.

1.3.8 Книга 1. Глава 3. Раздел 8. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей вышеперечисленных организаций отсутствуют.

1.3.9 Книга 1. Глава 3. Раздел 9. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Теплопотребляющие установки потребителей могут присоединяться двумя различными способами, благодаря чему различают зависимые и независимые системы 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 теплопотери. 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 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.

Благодаря этим достоинствам, независимые системы теплоснабжения активно применяются там, где существует большой разброс тепловых нагрузок, а тепловые сети достаточно протяженны.

Присоединение по независимой схеме с помощью теплообменного аппарата. 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 тепло-вой 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.

Тепловой пункт — основное звено в системах централизованного теплоснабжения, которое связывает тепловую сеть с потребителями и представляет собой узел присоединения потребителей тепловой энергии к тепловой сети. Основное назначение теплового пункта — подготовка теплоносителя определенной температуры и давления, регулирование их, поддержание постоянного расхода, учет потребления теплоты.

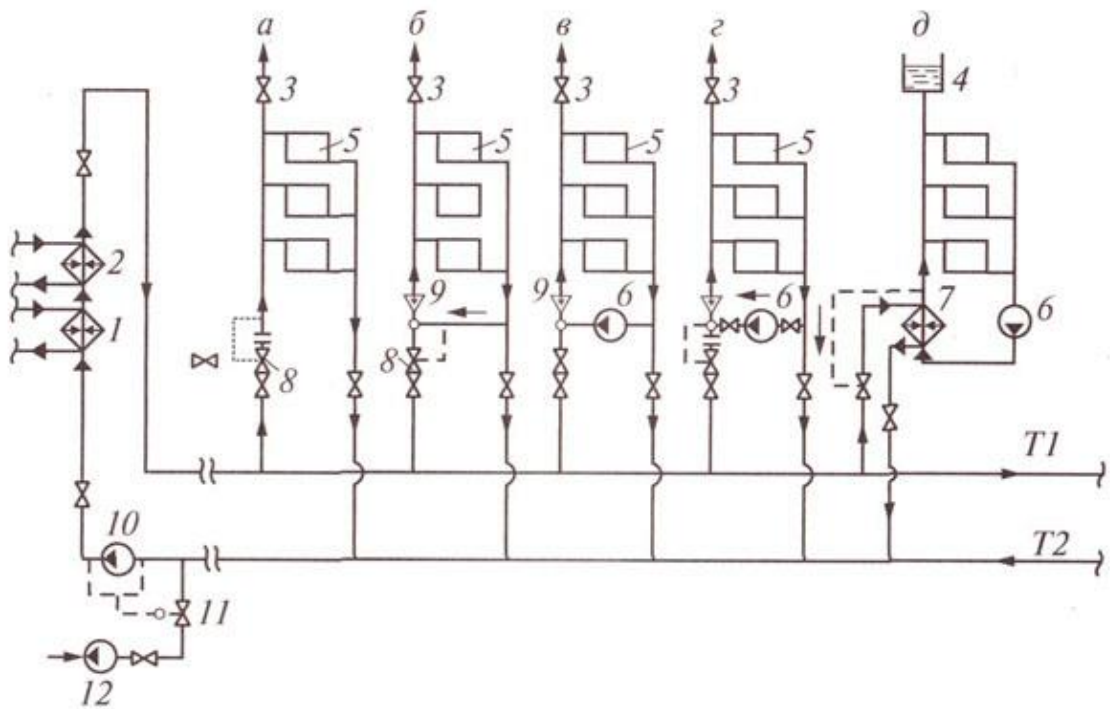


Рис. 1.18. Схема теплового пункта.

T1, T2 — подающая и обратная линии тепловой сети; 1 — теплофикационный подогреватель; 2 — пиковый котел; 3 — воздушный кран; 4 — расширительный бак; 5 — отопительный прибор; 6 — насос; 7- водоподогреватель; 8 — регулятор расхода; 9 — элеватор; 10 — сетевой насос; 11 — регулятор подпитки; 12 — подпиточный насос.

Тепловые пункты бывают:

- индивидуальные, предназначенные для присоединения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических теплоиспользующих установок одного здания или его части;

- центральные, предназначенные для присоединения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических теплоиспользующих установок двух зданий и более.

Основное оборудование тепловых пунктов — элеватор, центробежные насосы, теплообменники, смесители, аккумуляторы горячего водоснабжения, приборы контроля и учета теплоты, устройства для защиты от коррозии и образования отложений накипи в системах горячего водоснабжения.

Выбор зависимой схемы присоединения оправдан для небольших систем теплоснабжения, однако накладывает ряд ограничений на температурный график, вызванный требованиями СНиП, а также состоянием радиаторов и трубопроводов потребителей.

На настоящий момент в северо-восточной части города остается открытая система теплоснабжения, потребители, присоединенные к тепловым сетям

посредством ЦТП, подключаются по схеме с открытым водоразбором (см. рисунок 1.20). Закрытая схема подключения потребителей на ИТП представлена на рисунок 1.19. В 2010 году в г. Набережные Челны при участии ОАО «НЧТК» была принята программа переноса центров приготовления горячей воды из ЦТП в тепловые пункты потребителей. В каждом новом ИТП устанавливаются современные компактные пластинчатые теплообменники, малошумные насосы, приборы учета и регулирования. Таким образом, на момент формирования проекта актуализации схемы теплоснабжения в северо-восточной части г. Набережные Челны порядка 90% тепловой нагрузки горячего водоснабжения переведено на закрытую схему теплоснабжения. В жилых домах, оснащенных ИТП, схема присоединения потребителей к тепловым сетям выбрана закрытая (см. рисунок 1.19). В юго-западной части города потребители подключены преимущественно по закрытой схеме.

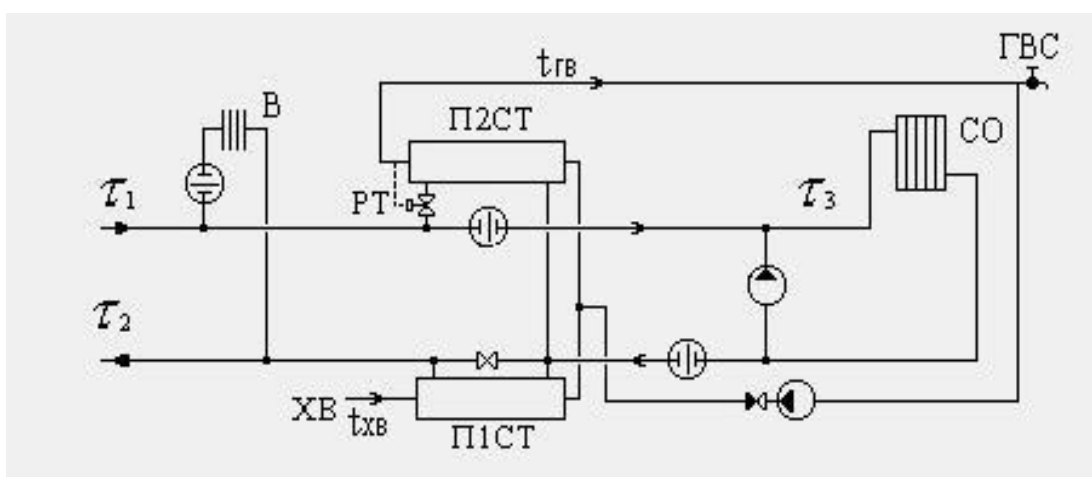


Рис. 1.19. Закрытая схема подключения потребителей на ИТП

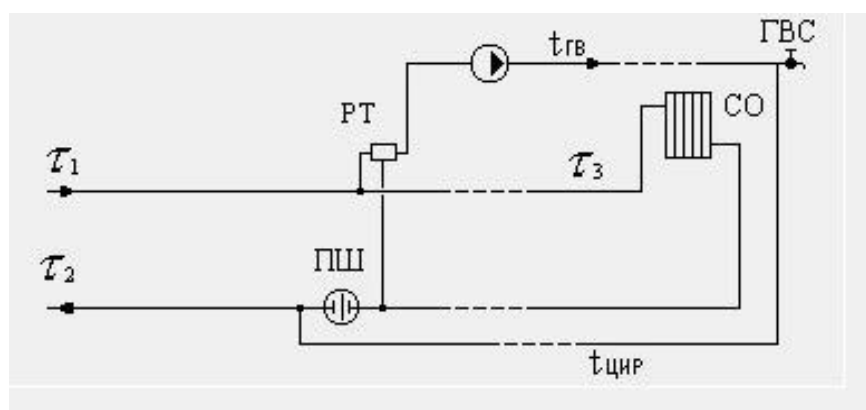


Рис. 1.20. Схема присоединения ЦТП к тепловым сетям с открытым водоразбором

1.3.10 Книга 1. Глава 3. Раздел 10. 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 в 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.

1.3.11 Книга 1. Глава 3. Раздел 11. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Перечень выявленных бесхозных сетей представлен в Табл. 1.36.

Табл. 1.36. Перечень бесхозяйных тепловых сетей, находящихся в эксплуатации филиала АО «Татэнерго» «НЧТС»

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
1	тепловая сеть от ТК-13 до ТК-14, от ТК-16 до ТК-17, от ТК-17 до ж/д 59/20, от ТК-17 до ж/д 59/21,от ТК-16 до ж/д 59/19, от ТК-14 до ж/д 59/07	59 к-с	439	219	подзем, канал	минвата	1992
			90	89			
			129,5	76			
2	тепловая сеть от ж/д 13/09 до ж/д 13/16	13 к-с	10	89	подзем, канал	минвата	2002
3	тепловая сеть от ТК-10 до ж/д 14/08А	14 к-с	91,2	89	подзем, канал	минвата	2009
4	тепловая сеть от ТК-10 до ж/д 12/30/3	12 к-с	19	76	подзем, канал	минвата	2006
5	тепловая сеть от ТК-20 до ж/д 12/30/1	12 к-с	65,5	76	подзем, канал	минвата	2004
6	тепловая сеть от ТК-11 до ж/д 12/33/1	12 к-с	82	89	подзем, канал	минвата	1994
7	тепловая сеть от ТК-17 до ТК-17А, от ТК-17А до ж/д 12/33/7	12 к-с	28,4	89	подзем, канал	минвата	2004
8	тепловая сеть от ТК-19А до ТК-20А, от ТК-20А до до ж/д 12/33/8	12 к-с	23,7	108	подзем, канал	минвата	2003
			23	57			
9	тепловая сеть от ТК-19а до ж/д 12/30/2	12 к-с	34	76	подзем, канал	нет	2006
10	тепловая сеть от ТК-6 до ж/д 37/20, от ТК-3 до ж/д 37/03, от ТК-1а до ТК-7, от ТК-7 до ж/д 37/06, от ТК-7 до ТК-8, от ТК-8 до ж/д 37/07	37 к-с	317,6	219	подзем, канал	минвата	2007
			143	133			
			311,4	108			
11	тепловая сеть от ТК-1 до ж/д 62/06/1; от ТК-19 до ж/д 62/06/2	62 к-с	60	89	подзем, канал	минвата	2008
			45	108			
12	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			
			1,4	108			
13	тепловая сеть от ТК-1 до ж/д 54/18А	54 к-с	25	89	подзем, канал	минвата	2008

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
14	тепловая сеть 27 квартала пос.ЗЯБ д.11-15	ЗЯБ, 27 квартал	107	57	подзем+надзем	стеклоткань, руберойд	1960
15	тепловая сеть от ТК-26 до ТК-27, и от ТК-27 до ж/д 1/16	ГЭС, 1 к-с	54	57	подзем, канал		1968
16	тепловая сеть от ТК-25 до ТК-26, и от ТК-26 до ж/д 1/17	ГЭС, 1 к-с	43,8	57	подзем, канал		1968
17	тепловая сеть от ТК-244 до ж/д №16 по М.Джалиля	Сидоровка	40	89	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1979
18	тепловая сеть к ж/д Подстанция,1	Сидоровка	55	89	подзем, канал	минвата	1979
			26,5	57	надзем.		
			55	57	подзем, канал		
19	тепловая сеть к ж/д 21/20, 21/18 Замелекесье	Замелекесье	10,5	108	подзем, бесканал	ППУ	2014
			22	89			
20	тепловая сеть к жилым домам частного сектора, 27 микрорайон, Замелекесье	Замелекесье	160	159	надзем.	-	-
			390	108			
			723	89			
			1671	76			
			427	57			
21	тепловая сеть от ТК-52а до МБДОУ д/с №48 "Винни пух" (ГЭС, 3/39)	ГЭС, 3 к-с	36,5	57	подзем, канал	минвата	1994
22	тепловая сеть от ТК-270 до КПК им.Л.Б. Васильева пр.М.Джалиля, 6 (учебный корпус)	Сидоровка	69,5	89	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1979
	тепловая сеть от ТК-274 до КПК им.Л.Б. Васильева пр.М.Джалиля, 6 (хоз.блок)	Сидоровка	6,3	57	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1979
	тепловая сеть от ТК-271 до КПК им.Л.Б. Васильева пр.М.Джалиля, 6 (общежитие)	Сидоровка	17,5	89	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1979
23	тепловая сеть от ТК-б/н до ГАОУ СПРО "Набережночелнинские политехнический колледж" (Беляева, 5)	56 к-с	38	89	подзем, канал	минвата	1987

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
24	тепловая сеть от ТК-7А до НЧИ КФУ XVIа мкр. (КамПИ)	КамПИ	752	273	подзем, канал	минвата	1980
			53,3	219			
			464,1	159			
			20	108			
25	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 46/10 в сторону 46/10А	46 к-с	150	108	подвал, на низких опорах	минвата	2009
26	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			
27	Транзитный трубопровод тепловых сетей к ж/д 37/20 Б,В	37 к-с	54	133	подвал, на низких опорах	К-флекс	1991
			42,7	108			
28	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			
29	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	2012
			110,3	108			
30	Транзитный трубопровод тепловых сетей к ж/д 31/17/1	31 к-с	30	89	подвал, на низких опорах	стекловата	1995
31	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
32	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			
			105,9	108			
			5,6	89			
33	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/05/3 (17 подъезд)	38 к-с	11,3	219	подвал, на низких опорах		
			3,5	159			
			2	89			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
34	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/05/1 (3-4 подъезд) калач	38 к-с	15	108	подзем, канал		
35	Транзитный трубопровод тепловых сетей между п.8 38/05/1 и п.11 38/05/2 (калач)	38 к-с	12,5	89	подзем, канал		
36	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/05/2 (12-13 подъезд) калач	38 к-с	6	89	подзем, канал		
37	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			
			78,5	108			
			20,2	89			
38	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09 блок 2 (4-5 подъезды)	38 к-с	10	89	канал,калач	минвата	1990
39	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09/2 (3-4 подъезд)	38 к-с	10,7	89	подвал, на низких опорах		
			45,5	108			
40	Тепловая сеть между п.9 38/09/1 и п.3 38/09/2 (калач)	38 к-с	6	89	подзем, канал		
41	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09/1 (4-5 подъезд) калач	38 к-с	3	108	подзем, канал		
42	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			
			17,3	159			
			1,2	108			
43	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/23	41 к-с	1,3	219	подвал, на низких опорах	нет	1983
			3,3	57			
			13,95	159			
44	тепловая сеть от ТК-83 до МАУ г.Набережные челны «Пансионат для ветеранов труда» (4/12)	ГЭС, 4 к-с	181	76	подзем, канал	нет	1972
45	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		минвата	1984
			221,55	133			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			107,45	108	подвал, на низких опорах		
			91,7	89			
			43,9	57			
46	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 12/08	12 к-с	31,4	133	подвал, на низких опорах	минвата	1992
			11,65	108			
			1,6	89			
			32,9	76			
47	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 12/12 до ж/д 12/16	12 к-с	3	159	подвал+подзем	минвата	1992
			131,5	133			
			97,6	108			
			17,1	89			
			101,8	76			
48	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			
			47,1	108			
			2,6	89			
49	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			
50	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/01	13 к-с	5,15	159	подвал, на низких опорах	к-флекс	1995
			21,65	133			
			5,6	108			
51	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 13/04	13 к-с	104,9	159	подвал, на низких опорах	к-флекс	1992
			5,15	133			
52	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 14/01 и ж/д 14/02	14 к-с	1,5	219	подвал+подзем	минвата	1996
			90	159			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			17,15	133			
			47,3	108			
			8,05	89			
53	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 14/08	14 к-с	1,15	159	подвал, на низких опорах	минвата	1996
			95,6	108			
54	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 14/11	14 к-с	180,95	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	1996
55	Транзитный трубопровод тепловых сетей 31/02	31 к-с	2	159	подвал, на низких опорах	минвата	1995
			21,5	108			
56	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			
57	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/08	41 к-с	0,8	219	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			37,8	159			
			41,5	108			
			9	76			
58	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/07	41 к-с	75,55	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			8,65	89			
59	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/06	41 к-с	75,2	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			8,75	76			
60	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/09	41 к-с	73,15	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			10,25	89			
61	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/08А	41 к-с	23,7	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			6	57			
62	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/07А	41 к-с	22,5	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983
			1,55	57			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию																																																																																																
63	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/15	41 к-с	76,2	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983																																																																																																
			9,3	57				64	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/14	41 к-с	15,9	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983	60,4	108	0,85	89	8,7	57	65	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/13	41 к-с	74,25	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983	1,5	89	9,5	57	66	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/20	41 к-с	70,75	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983	9,5	89	0,3	57	67	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/19	41 к-с	73,3	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983	10,95	89	68	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09/3 (1 подъезд)	38 к-с	30,6	159	подвал, на низких опорах	минвата	1989	1,8	133	2	89	69	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/13/2 (3-4 подъезд)	38 к-с	58,5	108	подвал, на низких опорах		1989	70	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	12,1	133	1,5	108	71	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/02	39 к-с	2,5	219	подвал, на низких опорах	минвата	1991	223,1	159	0,3	108	72	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/03
64	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/14	41 к-с	15,9	159	подвал, на низких опорах	минвата	1983																																																																																																
			60,4	108																																																																																																			
			0,85	89																																																																																																			
			8,7	57																																																																																																			
65	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/13	41 к-с	74,25	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983																																																																																																
			1,5	89																																																																																																			
			9,5	57																																																																																																			
66	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/20	41 к-с	70,75	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983																																																																																																
			9,5	89																																																																																																			
			0,3	57																																																																																																			
67	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/19	41 к-с	73,3	108	подвал, на низких опорах	минвата	1983																																																																																																
			10,95	89																																																																																																			
68	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/09/3 (1 подъезд)	38 к-с	30,6	159	подвал, на низких опорах	минвата	1989																																																																																																
			1,8	133																																																																																																			
			2	89																																																																																																			
69	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 38/13/2 (3-4 подъезд)	38 к-с	58,5	108	подвал, на низких опорах		1989																																																																																																
70	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																																																																																																			
			12,1	133																																																																																																			
			1,5	108																																																																																																			
71	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/02	39 к-с	2,5	219	подвал, на низких опорах	минвата	1991																																																																																																
			223,1	159																																																																																																			
			0,3	108																																																																																																			
72	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/03	39 к-с	7,75	159		минвата	1991																																																																																																

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			176,45	108	подвал, на низких опорах		
			5,3	89			
73	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/06, от ТК-7 до ж/д 39/07	39 к-с	62,475	159	подвал, на низких опорах	минвата	1991
			33,625	133			
			91,15	108			
74	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/13, от ТК-6	39 к-с	32,6	159	подвал, на низких опорах	минвата	1991
			9,9	108			
			2,1	89			
75	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/11	56 к-с	132	159	подвал, на низких опорах	минвата	1987
			32,2	89			
			15	57			
76	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/13	56 к-с	220	159	подвал, на низких опорах	минвата	1987
			11	57			
77	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/15	56 к-с	72,6	108	подвал, на низких опорах	минвата	1987
78	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 56/21 от НО-183 на ТК-5	56 к-с	18	219	подвал, на низких опорах	минвата	1987
79	Тепловая сеть от ТК-1Б до здания ССМП	56 к-с	109	159	подзем, канал	минвата	1998
80	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/17	4 к-с	3	108	подвал, на низких опорах		
			25	76			
81	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/15	4 к-с	0,3	159	подвал, на низких опорах		
			10	89			
82	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/21	4 к-с	98	89	подвал, на низких опорах		

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
83	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/18	4 к-с	50	76	подвал, на низких опорах		
84	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/22	4 к-с	28	76	подвал, на низких опорах		
			7	57			
85	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/23	4 к-с	19	89	подвал, на низких опорах		
			22	57			
86	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 4/26	4 к-с	20	76	подвал, на низких опорах		
87	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 6/06	6 к-с	22	108	подвал, на низких опорах		
			2	89			
88	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 6/10	6 к-с	87,5	273	подвал, на низких опорах	минвата	1974
			29,5	219			
			12	89			
			72	76			
89	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		
			29	108			
90	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 7/02 от ТК-19	7 к-с	131	89	подвал, на низких опорах		
91	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 7/23	7 к-с	12,5	159	подвал, на низких опорах	минвата	1976
			2,5	219			
92	Тепловая сеть от ТК-77 до Городской бани №3 (8/07)	8 к-с	132	159	подзем, канал	минвата	1976
93	Тепловая сеть от ТК-1/1 до пож.депо (8/01)	8 к-с	85	76	подзем, канал	минвата	1976
94	Тепловая сеть от ТК-108 до УУ УВД	8 к-с	40	219	подзем, канал	минвата	1976
95	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/03	32 к-с	234	108		минвата	1995

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			82	219	подвал, на низких опорах		
96	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/02	32 к-с	68	273	подвал, на низких опорах	минвата	1982
97	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/01	32 к-с	19	219	подвал, на низких опорах	минвата	1995
98	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 32/05	32 к-с	241	159	подвал, на низких опорах	минвата	1995
99	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			
			136	159			
			470,5	89			
			62	76			
100	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/08, до ж/д 62/09	62 к-с	80	108	подвал, на низких опорах	минвата	1996
101	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/03, к ж/д 62/02	62 к-с	35	108	подвал, на низких опорах	минвата	1996
102	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/11 к 62/23	62 к-с	80	159	подвал, на низких опорах	минвата	2003
103	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/12 к ТК-1А	62 к-с	24	219	подвал, на низких опорах	минвата	1996
104	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 62/15	62 к-с	80	108	подвал, на низких опорах	минвата	1996
105	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 59/05, от ТК-1В	59 к-с	1	159	подвал, на низких опорах	минвата	1992
			64	108			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
106	Тепловая сеть от ж/д 59/05 до ТК-1Д	59 к-с	53,7	108	подзем, канал		
107	Тепловая сеть от ТК-14 до ТК-14А, от ТК-14А до ТК-13	59 к-с	180	219	подзем, канал		1992
108	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 59/04/3 на ж/д 59/04/2	59 к-с	5	133	подвал, на низких опорах		
			45	108			
109	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 59/15	59 к-с	118	108	подвал, на низких опорах	минвата	1992
110	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/20	58 к-с	74	159	подвал, на низких опорах	минвата	1992
111	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/21	58 к-с	20	219	подвал, на низких опорах	минвата	1992
			98	89			
112	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/18 от ТК-5 на ТК-6	58 к-с	17	219	подвал, на низких опорах		
113	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/18 от ТК-3 на ТК-4	58 к-с	14	219	подвал, на низких опорах		
114	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 58/15 на ж/д 58/16	58 к-с	5	108	подвал, на низких опорах		
			35	76			
115	Тепловая сеть от ТУ-44 до ж/д 58/24	58 к-с	100	159	подзем, бесканал	ППУ	2013
			125	89			
116	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11/31	11 к-с	46	159	подвал, на низких опорах	нет	1976
			4	89			
117	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11/32	11 к-с	19	159	подвал, на низких опорах	минвата	1976
118	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 11/26	11 к-с	10	133	подвал, на низких опорах	нет	1976
			48	108			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
119	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 18/12	18 к-с	98	108	подвал, на низких опорах	к-флекс	1986
120	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 18/07	18 к-с	118	108	подвал, на низких опорах	нет	1989
121	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 20/07	20 к-с	340	159	подвал, на низких опорах	минвата	1976
			2,5	219			
122	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 22/15	22 к-с	2	219	подвал, на низких опорах	к-флекс	1976
			2	159			
			92	108			
123	Транзитный трубопровод тепловых сетей 1/13	1 к-с	20	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1973
			17	76			
124	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 48/16	48 к-с	6	159	подвал, на низких опорах	минвата	1978
			2	108			
			42	76			
125	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 48/20	48 к-с	64	159	подвал, на низких опорах	минвата	1978
126	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 48/21	48 к-с	10	159	подвал, на низких опорах	минвата	1978
			40	108			
127	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 49/08	49 к-с	10	219	подвал, на низких опорах	минвата	1978
			90	159			
128	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 50/03	50 к-с	5	219	подвал, на низких опорах	минвата	1982
			156	159			
129	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 50/07	50 к-с	91	159	подвал, на низких опорах	минвата	1987

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
130	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 50/12	50 к-с	14	219	подвал, на низких опорах	минвата	1982
131	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 53/21 Б,В	53 к-с	4	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1998
			52	159			
			90	108			
132	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 53/22 А	53 к-с	58	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1992
			102	89			
133	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 53/23 А	53 к-с	92	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1992
			12	108			
134	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
135	Тепловая сеть от ТК-8 до ж/д 53/27А	53 к-с	48	159	подзем, канал	минвата	1997
136	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/04	54 к-с	55	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	1985
			12	89			
137	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			
138	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/16 на 54/08	54 к-с	10	219	подвал, на низких опорах	минвата	1985
			87	159			
			15	133			
139	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/18 на 54/15/3	54 к-с	40	108	подвал, на низких опорах	минвата	1985
140	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/20	54 к-с	12	219	подвал, на низких опорах	минвата	1985
			17	159			
			114	133			
141	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/15	54 к-с	7	273			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			7	219	подвал, на низких опорах		
142	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/13 на ж/д 54/12	54 к-с	40	133	подвал, на низких опорах		
			10	108			
143	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/04	27 к-с	84	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1984
			4	159			
144	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/08	27 к-с	44	159	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1984
145	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/12	27 к-с	98	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1984
			4	159			
146	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/17	27 к-с	15	219	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1984
147	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/20	27 к-с	6	273	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1984
			31	219			
			61	159			
148	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/25а	27 к-с	7	159	подвал, на низких опорах	нет	1984
			1	89			
149	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 27/26а	27 к-с	12	159	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1984
			1	89			
			2	219			
150	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 52/11	52 к-с	39	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1992
			37	89			
			4	159			
151	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 52/41, 52/19 к ж/д 52/20	52 к-с	163	159		минвата+стеклоткань	1992
			4	89			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			1,5	108	подвал, на низких опорах		
152	Тепловая сеть от ТУ-19 до ж/д 52/21	52 к-с	15	159	подзем, канал		1992
153	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 28/18	28 к-с	6	108	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1977
			65	159			
154	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 30/03	30 к-с	14	159	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1977
			2	108			
155	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 30/08	30 к-с	7	159	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1977
			2	108			
			7	89			
156	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 3/06	3 к-с	110	89	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1973
			2	133			
157	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 3/09	3 к-с	100	89	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1973
158	Транзитный трубопровод тепловых сетей 26/18, поперек	26 к-с	3,5	159	подвал, на низких опорах	нет	1984
			8,5	108			
159	Тепловая сеть от ТК-25 до МАУ ДОД ДМШ№1 (Парковый,9)	ГЭС, 1 к-с	40	57	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1973
160	Тепловая сеть от ТК-87 до МАУ ДОД ДШИ (Батенчука, 17)	ГЭС, 4 к-с	25	108	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1978
161	Тепловая сеть от ТК-196 до СОШ №1	ГЭС, 10 к-с	32	108	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1977
162	Тепловая сеть от ТК-135 до СОШ №3	ГЭС, 6 к-с	39	89	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1970
163	Тепловая сеть от ТК-126 до СОШ №7	ЗЯБ, 17 к-с	115	108	подзем, канал	минвата	1978

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
	Тепловая сеть от ТК-148 до мастерской СОШ №7		65	133	надзем.		
164	Тепловая сеть от ТК-255 и ТК-262 до СОШ №9	Сидоровка	14	159	подзем+надзем	минвата	1972
			47	108			
			171	89			
165	Тепловая сеть от ТК-18 до СОШ №10	ГЭС, 1 к-с	207	108	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1966
			21	57			
166	Тепловая сет до СОШ №12	ГЭС, 10 к-с	63	159	подзем, канал	нет	1971
			42	133			
167	Тепловая сеть от ТК-154 до СОШ №20 (9/56 ГЭС)	ГЭС, 9 к-с	68	89	подзем, канал	минвата	1974
			20	76			
168	Тепловая сеть от ТК-10 до СОШ №21	ЗЯБ, 15 к-с	139	89	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1974
			11	57			
169	Тепловая сеть от ТК-6/17а и от ж/д 17А/20 до СОШ №44 (17А/18)	ЗЯБ, 17А к-с	74	108	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1986
			109	89			
			66	76			
170	Тепловая сеть от ТК-86 до Прогимназия №64 (4/16 ГЭС)	ГЭС, 4 к-с	53	76	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1993
171	Тепловая сеть от ТК-153а до МУК№72 и ДДТ№15	ГЭС, 9 к-с	331	108	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1958
172	Тепловая сеть от ТК-43 и ТК-44 до Кадетская школа милиции №81 Калкан	ЗЯБ, 16 к-с	10	89	подзем, канал	минвата	1963
			53	57			
173	Тепловая сеть от ж/д 18/12 до ДЮСШ-11	ЗЯБ, 18 к-с	44	89	подзем, канал	нет	1983
174	Тепловая сеть от ТК-182/1 до ЦДТ №16 Огниво	ГЭС, 10 к-с	10	76	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1985
175	Тепловая сеть от ТК-115/1 до д/с №15 "Кубэлэк" (18/71)	ЗЯБ, 18 к-с	31	76	подзем, канал	минвата+стеклоткань	1981

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
176	Тепловая сеть к ДООУ №89, в подвале ж/д 10/42	ГЭС, 10 к-с	49	57	подзем, канал	нет	1978
			8	25			
177	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 17А/11 на ж/д 17А/12	ЗЯБ, 17А к-с	51	89	подвал, на низких опорах	минвата+стеклоткань	1994
178	Тепловая сеть от ж/д 17А/11 до ж/д 17А/12	ЗЯБ, 17А к-с	18	76	подзем, канал		1994
179	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 17А/22 до ж/д 17А/21	ЗЯБ, 17А к-с	70	108	подвал+подзем	термофлекс	1984
			12	89			
180	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 17А/22 до ж/д 17А/23	ЗЯБ, 17А к-с	16	89	подвал+подзем	термофлекс	1984
181	Внутриплощадочные тепловы сети к КНС, п.ГЭС 5 к-к	ГЭС, 5 к-с	14	45	подзем, канал	стеклоткань	
182	Внутриплощадочные тепловы сети к КНС, п.ГЭС 10 к-к	ГЭС, 10 к-с	24	57	подзем, канал	энергофлекс	
183	Тепловая сеть от ТК-2Б до СКОШ №88 (Центр слуха) 1 вида 59/01	59 к-с	170	89	подзем, канал	минвата	1997
			12	57			
184	Тепловая сеть от ж/д 10/40/1 до МАДОУ № 13 (ГЭС, 10/47)	ГЭС, 10 к-с	48	89	подзем, канал	минвата	2010
185	Тепловая сеть от ТК-34/36 до МАДОУ № 105 (50/17)	50 к-с	62	89	подзем, канал	минвата	1980
186	Тепловая сеть от ТК-2 до ГАУЗ "Детская городская поликлиника №4" (26/14)	26 к-с	32	89	подзем, канал		1984
187	Тепловая сеть от ТК-1 до ж/д 36/8-1	36 к-с	37	133	подзем, бесканал		
188	Тепловая сеть от ТК-7 до ж/д 53/30	53 к-с	64	89	подзем, канал		
189	Тепловая сеть от ТК-13 до ж/д 36/7-1	36 к-с	11,6	108	подзем, бесканал		
191	Тепловая сеть от ТК-14 до ж/д 36/7-1	36 к-с	29	108	подзем, бесканал		
196	Тепловая сеть от ТК-18 до ж/д 36/6-1	36 к-с	18	108	подзем, бесканал		
197	Тепловая сеть от ТК-23 до 36/7-1	36 к-с	31,5	89	подзем, бесканал		

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
199	Тепловая сеть от ТК-24 - ТК-26 - ж/д 21-23	21 к-с	271	219	подзем, канал		2013
			5	108			
200	Тепловая сеть от КТС-140 до ж/д 46/10В	46 к-с	19,96	76	подзем, канал		
201	Тепловая сеть от ТК-5 до ж/д 13/08а	13 к-с	33	57	подзем, канал		
202	Тепловая сеть от ТК-23 до МБУ ДОД ДЮСШ "Челны" (Ледовый дворец)	21 к-с	122,2	159	подзем, канал		
203	Тепловая сеть от ТК-31-1 до МБУ ДОД ДЮСШ "Челны" (Ледовый дворец)	ЗЯБ	68	133	подзем, бесканал		
204	Тепловая сеть от ТК-16 до прихода Рождества Христова	25 к-с	185	89	подзем, канал		
205	Тепловая сеть от ТК-292 до ж/д 17А/24	ЗЯБ, 17А к-с	30	159	подзем, канал		
206	Тепловая сеть от ТК-2 до ТК-2а, от ТК-2а до ж/д 44/11а	44 к-с	49	108	подзем, бесканал		
207			96,5	89			
208	Тепловая сеть о ТК-61 до ж/д 42/21а	42 к-с	42,5	76	подзем, канал		
209	Тепловая сеть от ТК-147 до ж/д 59/07	59 к-с	38	89	подзем, канал		
210	Тепловая сеть от ТК-171 до ж/д 14/05-1	ЗЯБ, 14 к-с	10	108	подзем, канал		
211	Тепловая сеть от ТК-6а до ж/д 37/20Г	37 к-с	90	89	подзем, бесканал		
212	Тепловая сеть от ТК-1 до ж/д 12/34А	12 к-с	63	89	подзем, канал		
213	Тепловая сеть от ТК-2 до ж/д 44/17А	44 к-с	11,1	76	подзем, бесканал		
214	Тепловая сеть к жилому дому 8/7 от ж/д 8/31	ГЭС, 8 к-с	42	89	подзем, канал		
215	Тепловые сети ДЮСШ "Строитель" в парке Гренада	от УТ-1 до УТ-2	58	89	подзем, бесканал		
		от УТ-2 до туалета	28,4	57			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
		от УТ-2 до УТ-3	41,8	89			
		от УТ-3 до УТ-4	63,2	89			
		от УТ-4 до АБК нов.	7,5	89			
		от УТ-4 до туалета	169,6	45			
216	Тепловая сеть от ТК-25 до ТРК "Чаллы ТВ" (27/19)	27 к-с	78	108	подзем, канал		
217	Тепловая сеть от ТК-35А до УТ-1, от УТ-1 до ж/д №18 по пр.Мира (Evropatower)	9 к-с	89	133	подзем, бесканал	ППУ	2013
			30,45	108	подзем, канал	ППУ	2015
218	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 9/42	9 к-с	115	108	подвал, на низких опорах		
219	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 9/43	9 к-с	85,5	159	подвал, на низких опорах		
220	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		
221	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 8/28 на ж/д 8/29	ГЭС, 8 к-с	74	89	подвал, на низких опорах		
222	Тепловая сеть от от ж/д 8/28 до ж/д 8/29	ГЭС, 8 к-с	4	89	подзем, канал		
223	Транзитный трубопровод тепловых сетей от ж/д 50/20 о ж/д 50/21	50 к-с	28	89	подвал, на низких опорах		
			2,5	108			
			1	133			

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
224	Тепловая сеть от ТК-1а до ж/д 54/24А	54 к-с	47,5	108	подзем, канал		
225	Тепловая сеть от ТУ-36 до ж/д 14/05А,Б,В,Г	14 к-с	45,5	219	подзем, канал		
			7	159			
226	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 31/16 от ТУ-50а на ТК-38	31 к-с	12	219	подвал, на низких опорах		1995
227	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/08 от ТК-58 на ТК-67	39 к-с	13,5	159	подвал, на низких опорах		
228	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/15 от ТК-14 на ТК-24	39 к-с	14	159	подвал, на низких опорах		
229	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/14 на ж/д 39/13	39 к-с	50,9	108	подвал, на низких опорах		
			5,3	89			
230	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 40/01 от ТК-17 на ТК-24	40 к-с	10,8	219	подвал, на низких опорах		
231	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
232	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 41/16	41 к-с	53	89	подвал, на низких опорах		
			1,5	133			
			1,75	159			
233	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 54/21	54 к-с	151	108	подвал на настенных кронштейнах		
			1	159			
234	Тепловая сеть от ТК-14а до МЦ "Орион"	52 к-с	22	76	подзем, канал	ППУ	
235	тепловая сеть от ТК-9 до д/с №16 "Скворушка"	53 к-с	45	89	подзем, канал		2002
236	тепловая сеть от ТК-1 до школы-интернат "Омет" №86	53 к-с	44	89	подзем, канал		1992

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
237	Транзитный трубопровод тепловых сетей 1/07	1 к-с	7	159	подвал, на низких опорах		
			4	108			
238	Транзитный трубопровод тепловых сетей 1/04	1 к-с	21	89	подвал, на низких опорах		
239	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 2/08	2 к-с	108	76	подвал, на низких опорах		1974
240	Тепловая сеть от ж/д 3/06 до ТК-20 и от ТК-20 до 3/16	3 к-с	71	76	подзем, канал		1993
241	Тепловая сеть от ТК-254 до ТК-254/2, от ТК-254/2 до ж/д 19/02, от ТК-254/2 до ж/д 19/03	ЗЯБ, 19 к-с	86	108	подзем, канал		
			16,5	89			
242	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 18/22А1 на ж/д 18/22А2	ЗЯБ, 18 к-с	14	133	подвал, на низких опорах		
			31	89			
243	Тепловая сеть от ТК-123и ТК-122/1 до ГАУСО "Центр реабилитации инвалидов "Изгелек" (18/2Б)	ЗЯБ, 18 к-с	17	89	подзем, канал		1973
			47	57			
244	Тепловая сеть от ТК-143 до ж/д №27/34 по ул. Маршала Жукова	ЗЯБ	87,3	159	подзем, канал	ППУ	2013
245	Тепловая сеть от ТК-54 до здания Мировых судей (16/13)	ЗЯБ, 16 к-с	8	89	надзем.	ППУ	2013
246	Тепловая сеть от ТК-24 до д/с №19 "Аленка" (15/14)	ЗЯБ, 15 к-с	28	76	подзем, канал	минвата	1973
247	Тепловая сеть от ТК-2 до ж/д 15/12-1	ЗЯБ, 15 к-с	13	89	подзем, канал	ППУ	2015
248	Тепловая сеть от ТК-2/17А до ж/д 17А/9	ЗЯБ, 17А к-с	41	133	подзем, канал	минвата	1984
249	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 39/18	39 к-с	0,5	133	подвал, на низких опорах		
			48,2	57			
250	Тепловая сеть от ТК-47 до ж/д 38/09/3А (Раскольниковы, 51)	38 к-с	30,5	89	подзем, канал		2009
251	Тепловая сеть от ТК-20 - УТ-1 с ДК-1 - 12-22А	12 к-с	120,5	108	подзем, бесканал	ппу	2013

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
252	Тепловая сеть от ТК-14 до ТК-14Б, от ТК-14Б до ж/д 12/15А(Раскольникова, 63А)	12 к-с	77,23	108	подзем, канал	ппу	2012
			80,37	76	подзем, канал	ппу	2012
253	Тепловая сеть ТУ-НО-294 до 48/06В	48 к-с	20	159	подзем, канал	минвата с фольгой	2003
254	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 47/03	47 к-с	37	89	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2003
255	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
256	Тепловая сеть от ТК-7 до 47/12 (Следств. Отдел)	47 к-с	12	89	подзем, канал	минвата	1959
257	Тепловая сеть от ТК-10 - 42/14а (АБК ГАСН)	42 к-с	32,6	57	подзем, бесканал	минвата	1959
258	Тепловая сеть от ТК-1 - ТК-3 - ТК-2 - ОП №3 Центральный	42 к-с	43	159	подзем, бесканал	минвата	1997
			47	108	подзем, бесканал	минвата	1997
259	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
260	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
261	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
262	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
263	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

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
			98,3	108	подвал, на низких опорах	минвата с фольгой	2008
274	тепловая сеть от ТК-14 до ТК-14/1	36 к-с	37,9	133	подзем, бесканал	ппу	2011
275	тепловая сеть от ТК-14/1 до ТК-14/2	36 к-с	34,6	133	подзем, бесканал	ппу	2011
276	тепловая сеть от ТК-14/2 до ж/д 36/4/3	36 к-с	60,44	89	подзем, бесканал	ппу	2011
			40,18	108	подзем, бесканал	ппу	2011
278	тепловая сеть от ТК-17 ж/д 36/6-1	36 к-с	7	108	подзем, бесканал	ппу	2010
284	тепловая сеть от ТК-50 до д/с №120 "Ладушки" (49/09)	49 к-с	15	89	подзем, канал		1979
285	тепловая сеть от ТК-70 до ТПП (49/20)	49 к-с	74	89	подзем, канал		1979
286	Тепловая сеть от ТК-259 до ж/д 19/01	ЗЯБ, 19 к-с	26	89	подзем, канал		1993
287	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
288	Тепловая сеть от ТК-156а до ж/д 42/09	42 к-с	182	108	подзем, канал	ППУ	2012
289	Тепловая сеть от ТК-4А до ж/д 53/34	53 к-с	35,72	108	подзем, канал	ППУ	2018
290	Тепловая сеть от ТУ-5 до ж/д 47/35	47 к-с	40	76	подзем, канал	минвата	2007
291	Тепловая сеть от ТК-2в до ж/д 32/01Г	32 к-с	40	133	подзем, канал	ППУ	2012
292	Тепловая сеть от ТК-14 до ж/д 62/29	62 к-с	29,54	159	подзем, канал	ППУ	2008
293	Тепловая сеть от ТК-1 до ТК-2а, от ТК-2а до ж/д 32/37 А	32 к-с	51	219	подзем, канал	ППУ	2013
			18,5	108			
294		32 к-с	96,5	108		ППУ	2014

№п/п	Наименование объекта	Местонахождение	Протяженность, п.м. (2 ду)	Диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Год ввода в эксплуатацию
	Тепловая сеть от ТК-2а до УТ-2, от УТ-2 до ж/д "Крылатый" блок Б и В		91,05	89	подзем, бесканал		
295	Тепловая сеть от ж/д 48/06А до ж/д 48/06Д	48 к-с	46,8	89	подзем, канал	минвата	2006
296	Транзитный трубопровод тепловых сетей ж/д 10/4б до ж/д 10/4а	ГЭС, 10 к-с	97	89	подвал, на низких опорах	минвата	1972

1.4 Книга 1. Глава 4. Зоны действия источников тепловой энергии

Зоны действия централизованных источников тепловой энергии города Набережные Челны приведены на Рис. 1.1.

Границы районов муниципального образования города Набережные Челны определены согласно решению Городского Совета муниципального образования город Набережные Челны «О делении территории города Набережные Челны» на территориальные единицы и установлении границ районов города" №8/25 от 10 февраля 2006 г. 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, 65, 66, 67А, 68, 70А, 71, районы малоэтажной жилой застройки, промышленные и коммунальные объекты, расположенные к северо-востоку от автодороги № 2, Тогаевский карьер.

1.4.1 Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ

Основным источником тепловой энергии города Набережные Челны является Набережночелнинская ТЭЦ. Зоны действия источника тепловой энергии НчТЭЦ в летний период - см. рисунок 1.21, в зимний (отопительный) период – см. рисунок 1.22.

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

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
3. пос. ГЭС;
4. пос. Сидоровка;
5. мкр. Замелекесье;
6. ООО «КамАЗ-Энерго»;

7. ПКЗ;
8. Промышленная площадка.

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

1. Новый город;
2. пос. ЗЯБ;
3. пос. ГЭС;
4. 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. 1.21. Зоны действия источника тепловой энергии НчТЭЦ в летний период

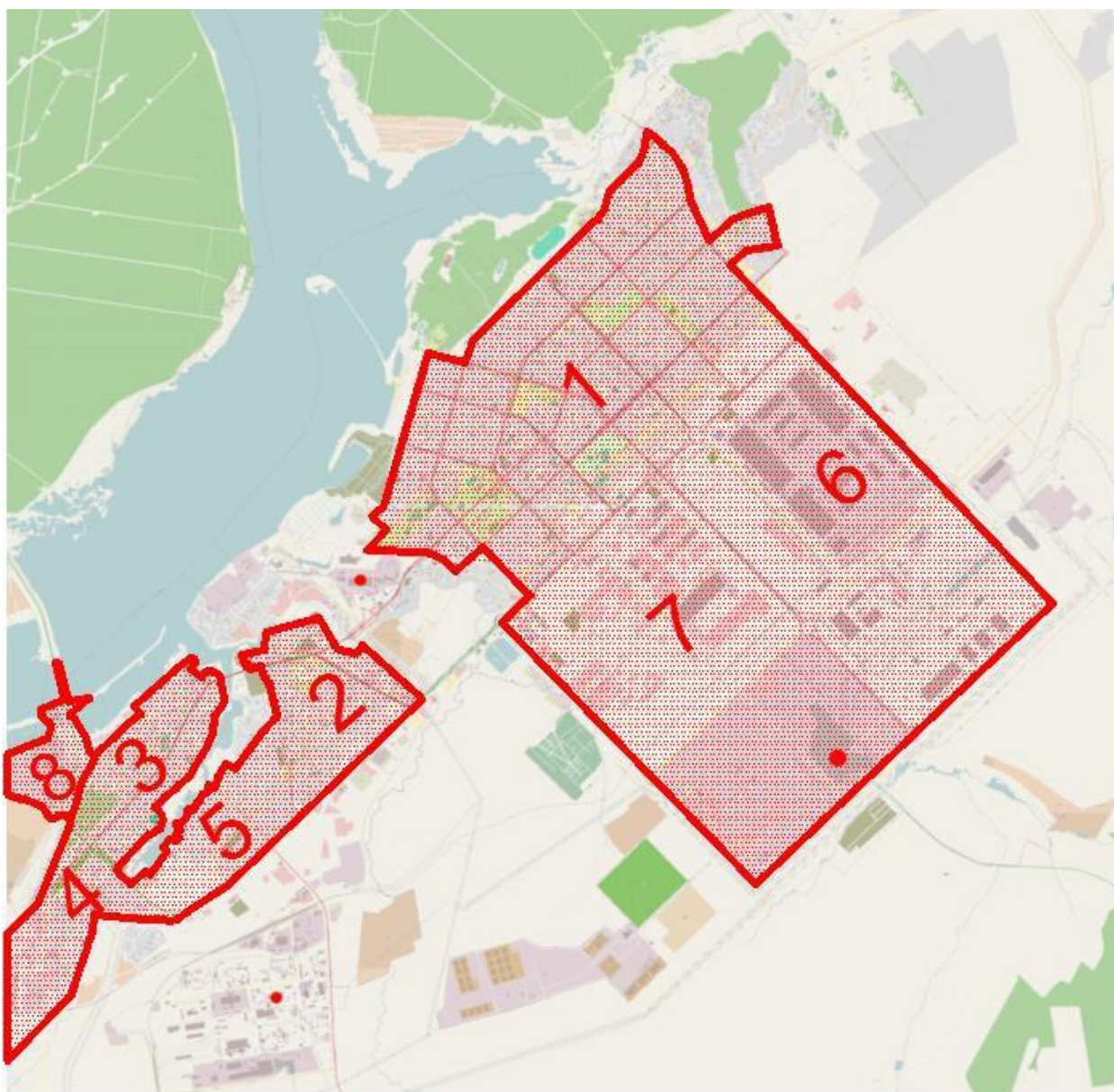


Рис. 1.22. Зоны действия источника тепловой энергии НчТЭЦ в зимний период

1.4.2 Котельный цех БСИ

Зонами действия источника тепловой энергии котельного цеха БСИ является территория юго-западной части города Набережные Челны (рис. 1.23):

1. пос. ГЭС;
2. пос. Сидоровка;
3. Промышленная зона БСИ;
4. Промышленная площадка.

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. 1.23. Зоны действия источника тепловой энергии котельного цеха БСИ

1.4.3 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Зонами действия источника тепловой энергии ООО «КамгэсЗЯБ» - (см. рисунок 1.24) 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.

1.5 Книга 1. Глава 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии представлены в таблице 1.37.

Табл. 1.37. Структура договорных нагрузок потребителей города Набережные Челны от источников централизованного теплоснабжения, Гкал/час

Группа потребителей	в том числе					Максимально-часовой отпуск тепла.
	Отопление	ГВС	Вентиляция	Технология	Потери	
Набережночелнинская ТЭЦ						
Бюджет	141,70	101,17	56,06	1,57	0,91	301,42
Население	782,77	707,50	2,28	0,00	1,16	1493,72
Промышленность и прочие	374,89	52,40	512,88	2,08	4,57	946,82
Итого по Наб.Челнинской ТЭЦ	1299,36	861,07	571,22	3,65	6,65	2741,95
Котельный цех БСИ (Набережночелнинская ТЭЦ)						
Бюджет	1,30	0,24	0,00	0,00	0,04	1,58
Промышленность и прочие	12,66	0,11	20,73	0,00	0,35	33,86
Итого по Котельный цех БСИ	13,96	0,35	20,73	0,00	0,39	35,44
Котельная ООО "КамгэсЗЯБ"						
Бюджет	1,91	0,63	1,30	0,00	0,00	3,84
Население	0,93	0,31	0,00	0,00	0,00	1,24
Промышленность и прочие	7,96	0,39	0,00	12,49	0,00	20,84
Итого	10,81	1,32	1,30	12,49	0,00	25,92

1.5.1 Книга 1. Глава 5. Раздел 1. Объём потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха представлены в виде часовых значений договорных нагрузок.

Табл. 1.38. Нагрузки в элементах территориального деления

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
Филиал АО «Татэнерго» Набережночелнинские тепловые сети по объектам северо-восточной части города						
1	Комплекс 1	7,465	0,791	3,218	1,341	9,597
2	Комплекс 2	8,599	0,587	3,912	1,63	10,816
3	Комплекс 3	8,68	0,898	3,994	1,664	11,242
4	Комплекс 4	6,624	0,302	2,998	1,249	8,176
5	Комплекс 5	3,751	0,724	2,143	0,893	5,368
6	Комплекс 6	5,867	0,066	2,449	1,021	6,953
7	Комплекс 7	11,736	1,813	5,005	2,086	15,634

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
8	Комплекс 8	1,872	0,576	1,737	0,724	3,172
9	Комплекс 9	6,124	2,672	3,656	1,523	10,32
10	Комплекс 10 (КамПИ)	3,08	4,065	1,614	0,672	7,817
11	Комплекс 11	9,519	1,004	4,316	1,798	12,322
12	Комплекс 12	8,485	0,914	5,189	2,162	11,561
13	Комплекс 13	6,384	0,422	4,44	1,85	8,656
14	Комплекс 14	7,122	0,988	3,952	1,647	9,756
15	Комплекс 15	0,949	0,369	0,13	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	12,172
18	Комплекс 18	7,509	0,057	3,849	1,604	9,169
19	Комплекс 19	4,655	0,646	2,583	1,077	6,377
20	Комплекс 20	7,194	0,592	3,375	1,406	9,192
21	Комплекс 21	3,192	0,443	1,771	0,738	4,372
22	Комплекс 22	2,666	0,501	1,155	0,481	3,649
23	Комплекс 23	8,289	0,151	3,131	1,305	9,745
24	Комплекс 24	3,187	0	1,479	0,616	3,804
25	Комплекс 25	9,861	0,601	4,703	1,96	12,422
26	Комплекс 25а	0,647	0,489	0,615	0,256	1,393
27	Комплекс 26	10,568	0,69	5,696	2,373	13,631
28	Комплекс 27	12,884	0,298	5,748	2,395	15,578
29	Комплекс 28	9,021	0,451	4,467	1,861	11,333
30	Комплекс 29	7,793	0,052	4,216	1,757	9,601
31	Комплекс 30	10,31	1,578	4,691	1,954	13,842
32	Комплекс 31	6,944	0,47	5,023	2,093	9,507
33	Комплекс 32	11,925	1,654	6,616	2,758	16,336
34	Комплекс 33	1,461	0,015	1,006	0,419	1,895
35	Комплекс 35	2,761	0	1,459	0,608	3,369
36	Комплекс 36	8,979	0,048	5,025	2,094	11,121
37	Комплекс 37	6,281	0,095	3,61	1,504	7,88
38	Комплекс 38	5,994	0,211	3,994	1,664	7,869
39	Комплекс 39	7,108	0,336	4,559	1,899	9,343
40	Комплекс 40	11,200	1,554	6,213	2,590	15,342
41	Комплекс 41	8,469	0,255	4,93	2,054	10,778
42	Комплекс 42	8,186	1,123	4,693	1,955	11,264
43	Комплекс 43	9,916	0,149	4,874	2,031	12,097
44	Комплекс 44	6,546	0,224	4,042	1,684	8,454
45	Комплекс 45	11,961	0,328	6,969	2,904	15,192
46	Комплекс 46	6,83	0,031	4,27	1,779	8,641
47	Комплекс 47	12,41	0,251	6,655	2,773	15,434
48	Комплекс 48	11,219	0,203	6,31	2,629	14,051
49	Комплекс 49	12,64	0,063	6,509	2,712	15,415
50	Комплекс 50	12,523	0,185	6,894	2,872	15,58
51	Комплекс 51	8,611	1,195	4,777	1,991	11,796
52	Комплекс 52	13,646	1,893	7,571	3,156	18,693
53	Комплекс 52а	2,209	0,379	1,25	0,521	3,109
54	Комплекс 53	9,111	0,817	4,874	2,031	11,959
55	Комплекс 54	8,938	1,240	4,958	2,067	12,243
56	Комплекс 55 (Гренада)	1,317	0,158	0,172	0,072	1,547
57	Комплекс 56	10,031	0,492	5,664	2,36	12,883
58	Комплекс 56а	1,221	0,267	0,561	0,234	1,722
59	Комплекс 58	8,048	0,55	6,78	2,825	11,423
60	Комплекс 59	7,338	0,216	7,081	2,95	10,504
61	Комплекс 60	3,661	0,155	1,853	0,772	4,588
62	Комплекс 61	1,283	0,06	0,641	0,267	1,61
63	Комплекс 62	9,565	0,45	5,794	2,414	12,429
64	Комплекс 63	1,217	0,169	0,675	0,281	1,667
65	Комплекс 65	5,913	0,820	3,280	1,367	8,100

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
66	пос. Орловка	0,447	0,062	0,037	0,015	0,525
67	65 комплекс	3,794	0,526	2,105	0,877	5,197
68	67А мкр-н	0,287	0,040	0,159	0,066	0,392
	Итого:	470,569	39,771	255,741	106,563	616,899
по объектам юго-западной части города						
1	Комплекс 1	2,975	0,413	1,651	0,688	4,076
2	Комплекс 2	7,214	1,001	4,003	1,668	9,883
3	Комплекс 3	9,244	1,282	5,129	2,138	12,663
4	Комплекс 4	7,693	0,153	3,571	1,488	9,334
5	Комплекс 5	3,747	0,179	1,8	0,75	4,677
6	Комплекс 6	3,578	0	1,976	0,824	4,401
7	Комплекс 7	4,19	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	0,022	0,009	0,326
10	Комплекс 8	7,455	0,197	2,954	1,231	8,884
11	Комплекс 9	7,439	0,015	2,666	1,111	8,565
12	Частный сектор 9 комплекса	0,203	0	0,005	0,002	0,205
13	Комплекс 10	16,4	0,273	7,889	3,287	19,96
14	Центральная	1,114	0,088	0,123	0,051	1,253
15	Сидоровка	18,119	0,293	7,385	3,077	21,489
16	Микрорайон Замелекесье	9,351	1,297	5,188	2,162	12,809
17	Комплекс 14	5,846	0	3,68	1,533	7,38
18	Комплекс 15	8,365	0,009	4,348	1,812	10,186
19	Комплекс 16	2,172	0	1,186	0,494	2,666
20	Комплекс 17	13,055	1,811	7,243	3,019	17,884
21	Комплекс 17а	9,655	0,086	5,718	2,383	12,124
22	Комплекс 18	17,345	0,029	8,358	3,482	20,856
23	Комплекс 19	8,248	0,029	5,051	2,105	10,382
24	Квартал 6-11	1,192	0	0,586	0,244	1,436
25	Квартал 26	1,816	0,252	1,007	0,420	2,487
26	Квартал 27	0,532	0,332	0,196	0,081	0,945
27	Квартал 28	6,263	0,117	0,632	0,263	6,643
	Итого:	174,897	8,388	85,597	35,670	218,951
ООО «КамгэсЗЯБ»						
30	ЗАО «Сетевая компания «Энерготехника»	0,591	0,153	0,252	0,105	0,849
31	ООО Камэнерготехпром	0,093	0,06	0,08	0,033	0,186
32	ООО «Фирма Марафон»	0,16	0	0	0	0,16
33	ООО «Дилера-Строй»	0,04	0	0	0	0,04
34	ООО «Реал»	0,07	0	0	0	0,07
35	ИП Башмаков А.А.	0,06	0	0	0	0,06
36	ИП Русинова А.Н.	0,01	0	0	0	0,01
37	Детская стоматологическая поликлиника №1	0,14	0,38	0,46	0,192	0,712
38	Набережночелнинский строительный колледж	0,42	0,049	0	0	0,469
39	Отделение по г.Набережные Челны управления федерального казначейства по РТ	0,3	0,12	0,12	0,05	0,47
40	Детско-юношеская спортивная школа «Витязь»	0,53	0,834	0,572	0,238	1,602
41	ГАУСО ЦСА Перекресток	0,125	0	0,14	0,058	0,183
42	ООО Производственно-коммерческая фирма «Жилкомсервис»	0,85	0	0,28	0,117	0,967

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	ГВС макс.	ГВС сред.	Всего, со сред. ГВС
	Итого:	3,389	1,596	1,904	0,793	5,778
	Всего:	648,855	49,756	343,242	143,026	841,628

1.5.2 Книга 1. Глава 5. Раздел 2. Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями города Набережные Челны

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

В Табл. 1.39 приведены нагрузки и объем потребления тепловой энергии от НчТЭЦ.

Табл. 1.39. Объем потребления тепловой энергии промышленными потребителями от НчТЭЦ в 2015-2017 гг.

Потребитель, точка поставки	2015 год		2016 год		2017 год	
	Всего, Гкал	Гкал	Всего, Гкал	Гкал	Всего, Гкал	Гкал
Восточный вывод №1, РИЗ-1 - ПАО "КАМАЗ"	476381	275987	537095	320974	541345	317428
Восточный вывод №1, Литейный завод №1 - ПАО "КАМАЗ"		160648		176799		185600
Западный вывод №3, ЗРД - ООО "КАМАЗ-Энерго"		31649		30052		28599
Восточный вывод №1, ПАО "КАМАЗ" - дем. вода		8097		9270		9718
Восточный вывод №1, ПАО "КАМАЗ" - пар	130616	128449	131723	129404	151820	149547
ООО "Химпродукт" - пар		2167		2319		2273

Табл. 1.40. Отпуск пара промышленным потребителям КЦ БСИ

Наименование	2015 год	2016 год	2017 год
Отпуск в сеть промышленным потребителям (пар), Гкал	45 379,00	44 806,70	38 406,20

1.5.3 Книга 1. Глава 5. Раздел 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. 1.41. 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. 1.42. 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

Табл. 1.43. Нормативы расхода тепловой энергии, используемой на подогрев холодной воды в целях предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению, в Республике Татарстан, Гкал/м³

Система горячего водоснабжения (открытая, закрытая)	с наружной сетью горячего водоснабжения	без наружной сети горячего водоснабжения
С изолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0627	0,0602
без полотенцесушителей	0,0577	0,0552
С неизолированными стояками:		
с полотенцесушителями	0,0678	0,0653
без полотенцесушителей	0,0627	0,0602

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

1.5.4 Книга 1. Глава 5. Раздел 4. Фактически достигнутые максимумы тепловой нагрузки

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

Табл. 1.44. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки НчТЭЦ

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

Табл. 1.45. Фактические режимы работы тепловой сети от КЦ БСИ

Отопительный период	2015/2016		2016/2017		2017/2018	
	Месяц	Гкал/час	t °C	Гкал/час	t °C	Гкал/час
Октябрь	52,34	-0,57	45,08	2,03	43,8	2,69
Ноябрь	102,94	1,00	23,93	-4,09	16,89	-1,70
Декабрь	24,54	-16,92	79,70	-24,68	24,21	-12,26
Январь	28,67	-13,49	90,40	-25,73	25,56	-12,97
Февраль	22,50	-5,59	26,08	-13,94	24,89	-24,38
Март	18,15	-3,58	18,71	-4,4	26,46	-24,16
Апрель	17,25	-0,64	18,21	-5,9	14,70	3,27
Максимум за отопительный период	102,94	1,000	90,40	-25,73	43,80	2,69

Табл. 1.46. Фактические режимы работы тепловой сети от котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Отопительный период	2013/2014		2014/2015		2015/2016		2016/2017	
Месяц	Гкал/час	t°С	Гкал/час	t°С	Гкал/час	t°С	Гкал/час	t°С
Октябрь	8,55	-2 °С	11,66	-10 °С	9,15	-4 °С	7,92	-1,3 °С
Ноябрь	9,93	-3,6 °С	11,48	-9 °С	10,26	-5,2 °С	10,53	-9 °С
Декабрь	12,22	-17 °С	12,85	-15 °С	10,14	-9,4 °С	13,23	-26,3 °С
Январь	14,85	-29 °С	13,44	-21 °С	12,8	-24,9 °С	12,26	-25,5 °С
Февраль	14,48	-23 °С	12,95	-17 °С	10,09	-4,8 °С	10,59	-9,7 °С
Март	10,82	-6 °С	11,88	-7 °С	10,12	-8,6 °С	7,99	-2,3 °С
Апрель	10,35	2 °С	10,06	0 °С	10,03	0 °С	7,8	3,7 °С
Максимум за отопительный период	11,6	-11,23 °С	12,05	-11,3 °С	10,37	-8,13 °С	10,05	-10,06 °С

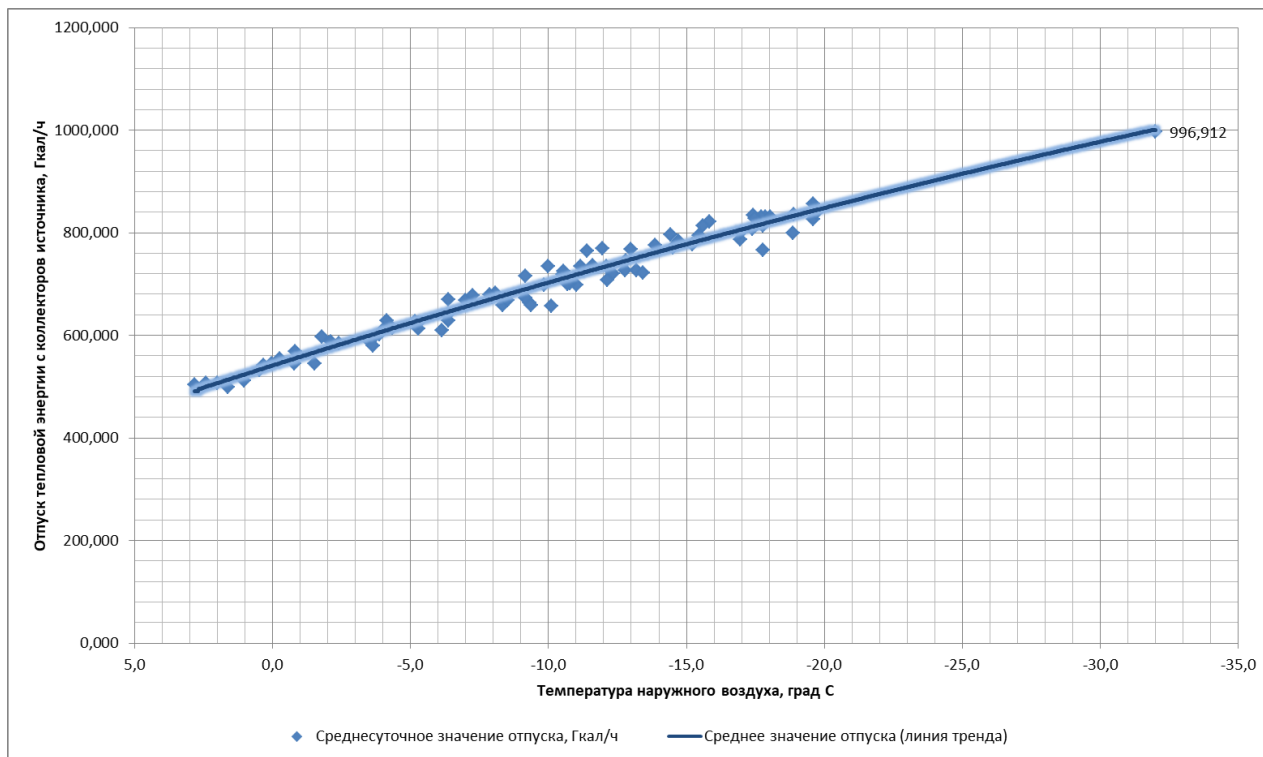


Рис. 1.24. Динамика отпуска тепловой энергии от НЧТЭЦ (Город) в зависимости от температуры наружного воздуха

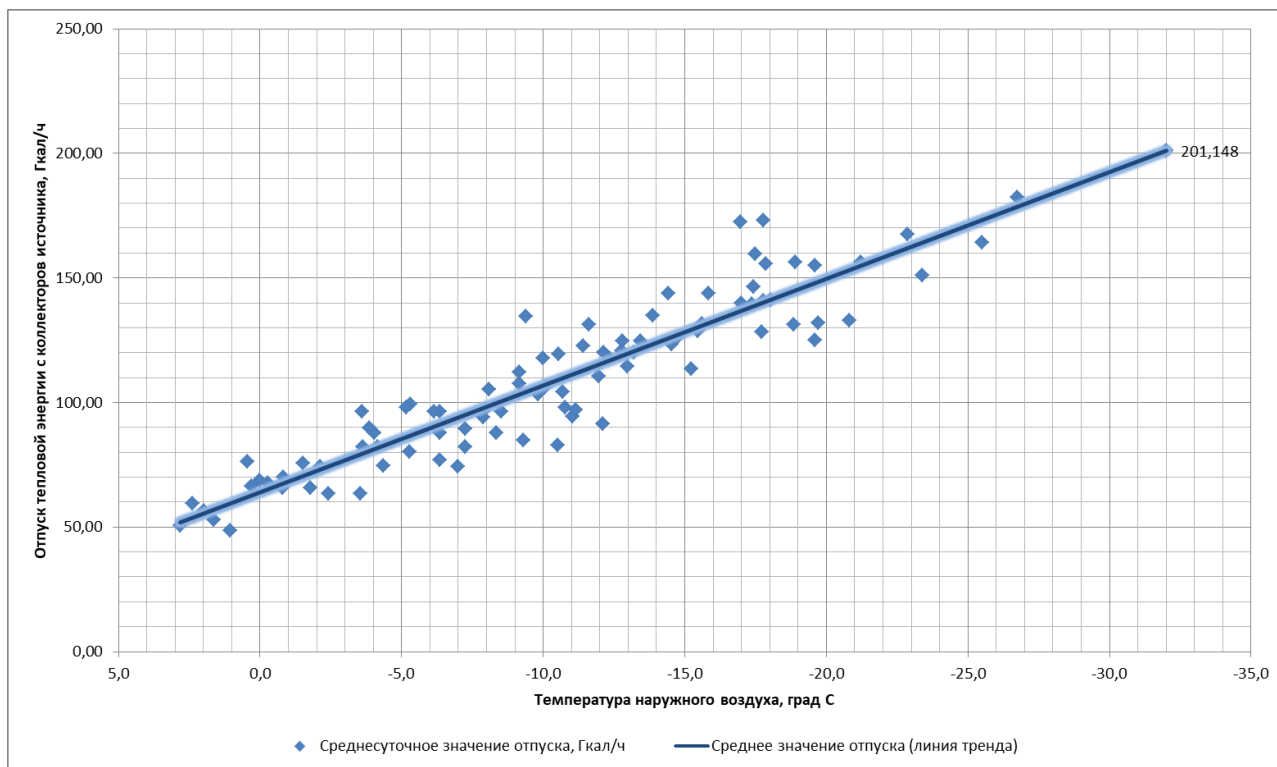


Рис. 1.25. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ на (РИЗ-1) в зависимости от температуры наружного воздуха

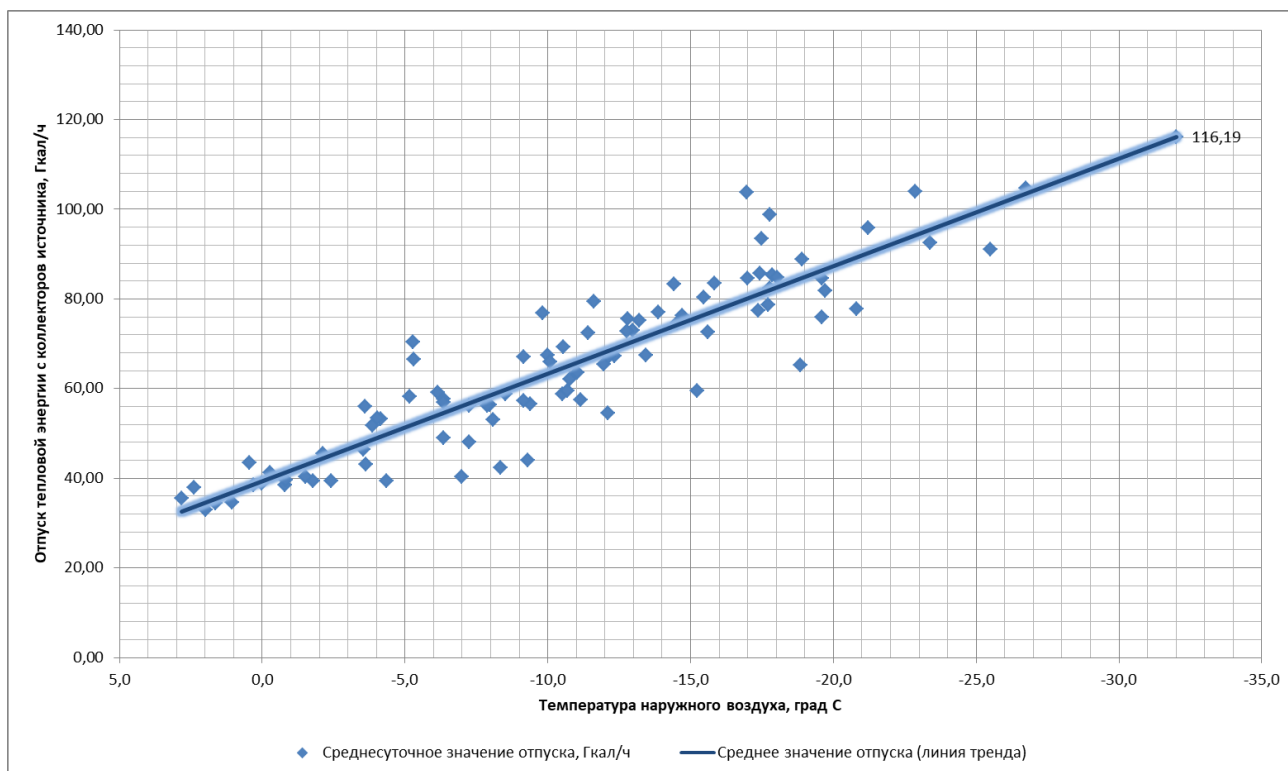


Рис. 1.26. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ на (ЛИТЕЙНЫЙ-1) в зависимости от температуры наружного воздуха

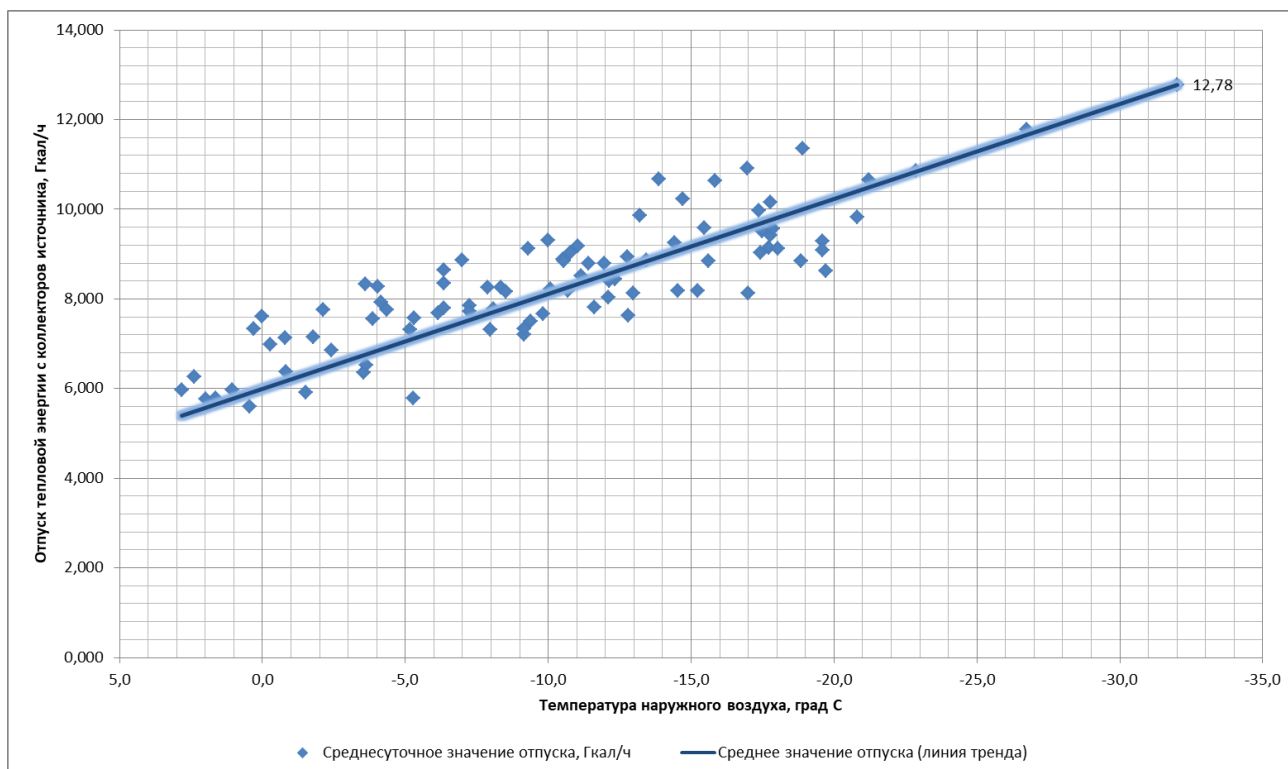


Рис. 1.27. Динамика отпуска тепловой энергии от ТЭЦ на (Сетевая вода ЗРД) в зависимости от температуры наружного воздуха

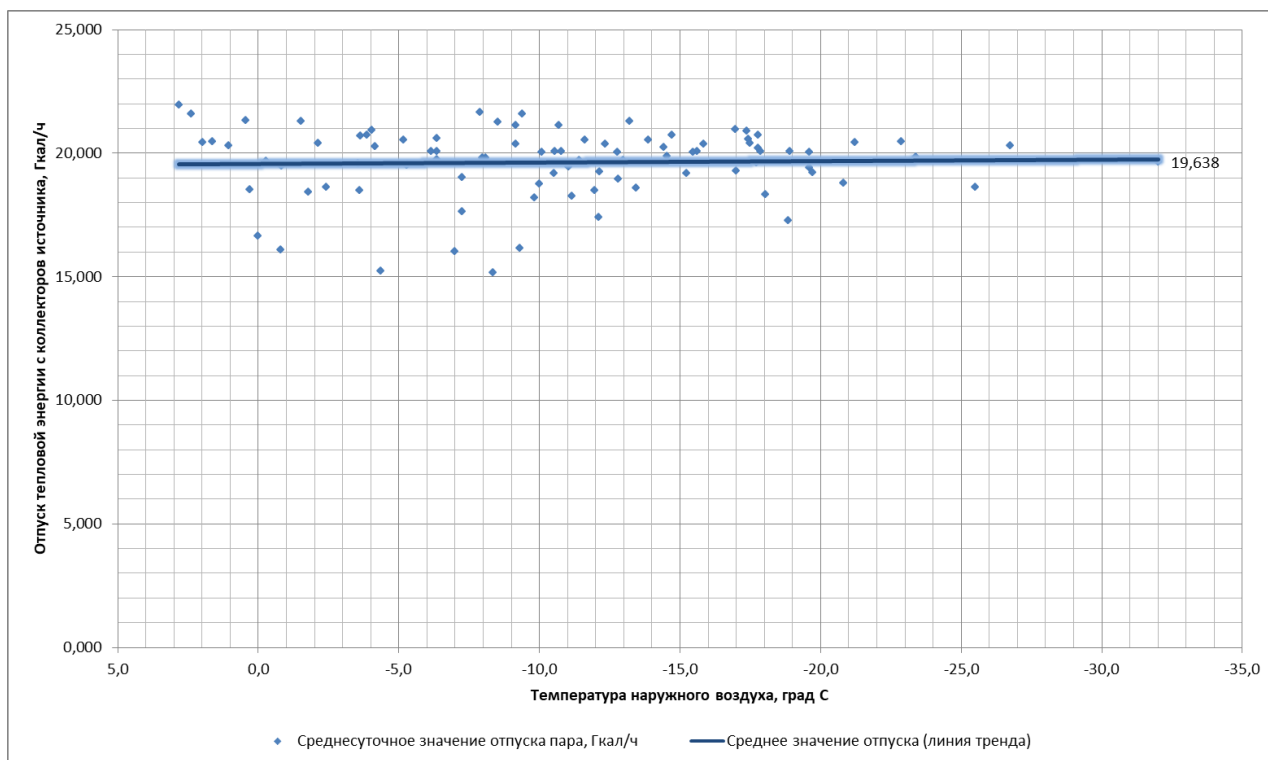


Рис. 1.28. Динамика отпуска тепловой энергии в паре от ТЭЦ на ЗАВОДЫ ООО "КАМАЗ-Энерго" в зависимости от температуры наружного воздуха

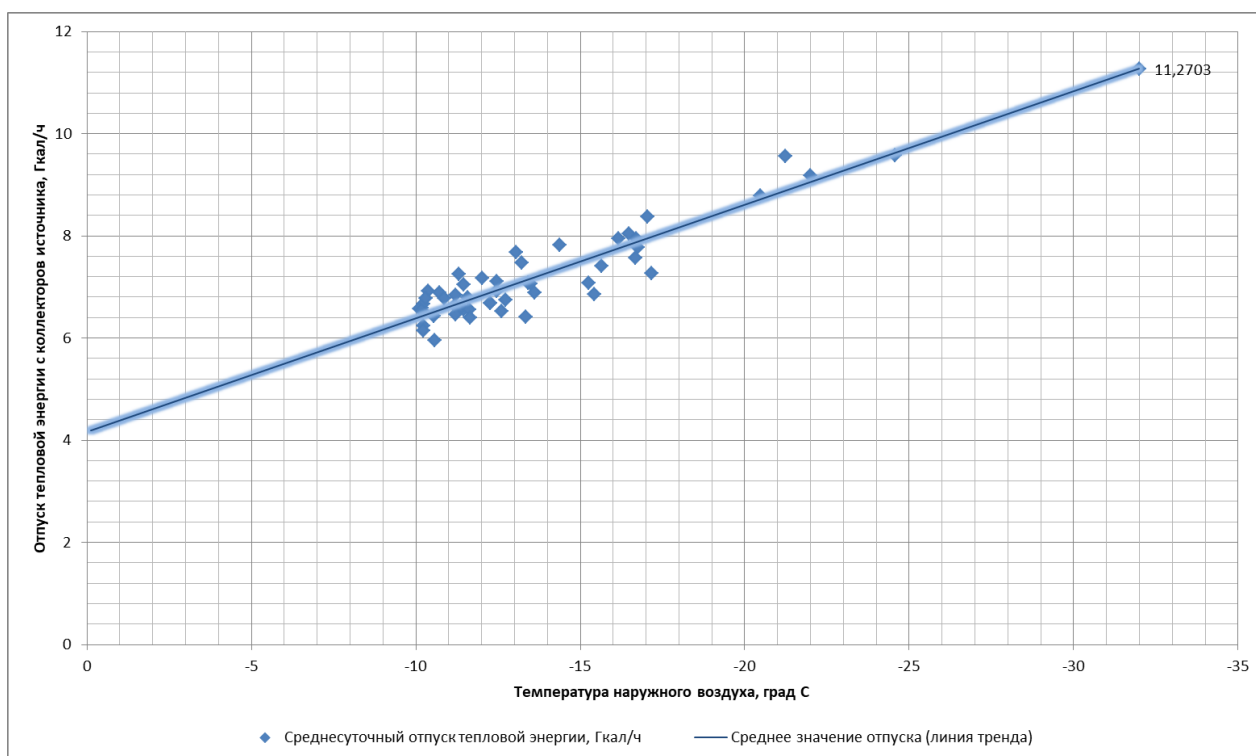


Рис. 1.29. Динамика отпуска тепловой энергии в горячей воде от ООО «КамгэсЗЯБ» в зависимости от температуры наружного воздуха

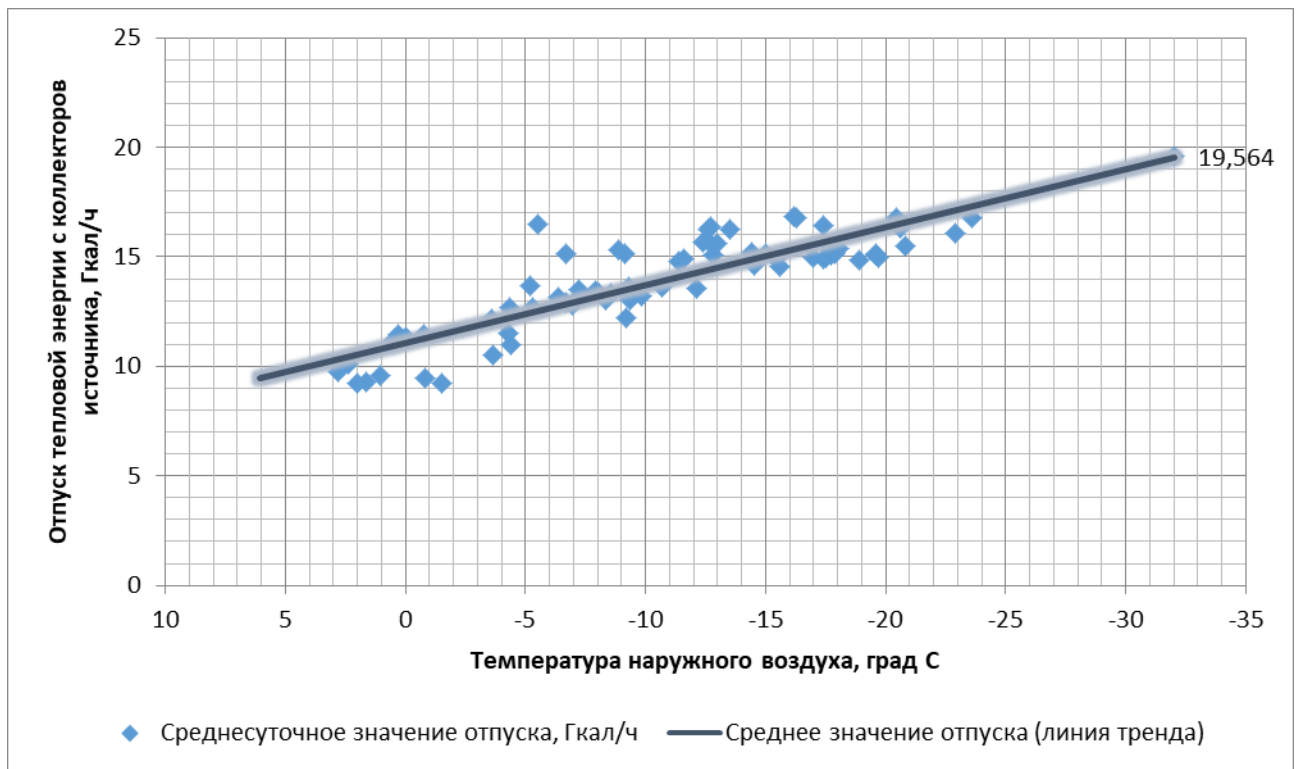


Рис. 1.30. Динамика отпуска тепловой энергии в горячей воде от котельной БСИ в зависимости от температуры наружного воздуха

1.6 Книга 1. Глава 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1 Книга 1. Глава 6. Раздел 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. 1.47. Баланс установленной мощности и подключенной нагрузки НчТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Значение
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4092
2	Собственные нужды источника	Гкал/ч	34
3	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4058
4	Подключенная нагрузка по договорам теплоснабжения, с учетом потерь в сетях	Гкал/ч	2769,858
4.1	в горячей воде	Гкал/ч	2741,95
4.2	в паре	Гкал/ч	27,908
5	Достигнутый максимум ТН на коллекторах, приведенный к расчетной температуре н. в.	Гкал/ч	1346,668
5.1	в горячей воде	Гкал/ч	1327,03
5.2	в паре	Гкал/ч	19,638
6	Резерв тепловой мощности по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	1288,142
7	Резерв тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	2711,332

Табл. 1.48. Баланс установленной мощности и подключенной нагрузки КЦ БСИ

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Значение
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	590
1.1	в горячей воде	Гкал/ч	460
1.2	в паре	Гкал/ч	130
2	Собственные нужды источника	Гкал/ч	1,187
2.1	в горячей воде	Гкал/ч	0,989
2.2	в паре	Гкал/ч	0,198
3	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	588,813
3.1	в горячей воде	Гкал/ч	459,011
3.2	в паре	Гкал/ч	129,802
4	Подключенная нагрузка по договорам теплоснабжения, с учетом потерь в сетях	Гкал/ч	59,674
4.1	в горячей воде	Гкал/ч	35,438
4.2	в паре	Гкал/ч	24,236

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Значение
5	Достигнутый максимум ТН на коллекторах, приведенный к расчетной температуре н. в.	Гкал/ч	29,677
5.1	в горячей воде	Гкал/ч	19,564
5.2	в паре	Гкал/ч	10,113
6	Резерв тепловой мощности по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	529,139
6.1	в горячей воде	Гкал/ч	423,573
6.2	в паре	Гкал/ч	105,566
7	Резерв тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	559,136
7.1	в горячей воде	Гкал/ч	439,447
7.2	в паре	Гкал/ч	119,689

Табл. 1.49. Баланс установленной мощности и подключенной нагрузки котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Значение
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	46,6
2	Собственные нужды источника	Гкал/ч	0,222
3	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	46,378
4	Подключенная нагрузка по договорам теплоснабжения, с учетом потерь в сетях	Гкал/ч	25,92
5	Достигнутый максимум ТН на коллекторах, приведенный к расчетной температуре н. в.	Гкал/ч	13,23
6	Резерв тепловой мощности по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	20,458
7	Резерв тепловой мощности по фактической нагрузке	Гкал/ч	33,148

1.6.2 Книга 1. Глава 6. Раздел 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.

Существующие гидравлические режимы работы тепломагистралей на расчетную температуру представлены ниже.

Источник ID=29966 ТЭЦ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час 992.715, Гкал/ч
 Расход тепла на систему отопления 680.468, Гкал/ч

Расход тепла на систему вентиляции	58.094, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	151.087, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.011, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	48.2240, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	27.65084, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	16.374, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	7.963, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	2.844, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	16984.472, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	16620.961, т/ч
Суммарный расход на подпитку	363.511, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	12763.212, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	1042.527, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	3033.960, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	157.063, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	152.739, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	53.708, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	130.996, м
Давление в обратном трубопроводе	15.000, м
Располагаемый напор	115.996, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °С
Температура в обратном трубопроводе	56.657, °С

Источник ID=13249 Тепловая станция БСИ:

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	73.167, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	47.345, Гкал/ч
Расход тепла на систему вентиляции	8.528, Гкал/ч
Расход тепла на закрытые системы ГВС	7.098, Гкал/ч
Расход тепла на циркуляцию	0.017, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	5.71871, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	3.89125, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.316, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.201, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.053, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	1228.640, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	1228.640, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	896.600, т/ч
Суммарный расход на систему вентиляции	153.419, т/ч
Расход воды на параллельные ступени ТО	167.850, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	78.993, м
Давление в обратном трубопроводе	58.993, м
Располагаемый напор	20.000, м
Температура в подающем трубопроводе	114.000, °С

1.6.3 Книга 1. Глава 6. Раздел 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.

1.7 Книга 1. Глава 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 первой 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 рН 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.

Описание систем водоподготовки приведено в разделе 1.2.1.5.1.

В Табл. 1.50 представлены сведения о качестве воды, поступающей на установки водоподготовки ТЭЦ из реки Кама.

Табл. 1.50. Данные качества речной воды, поступающей на установки водоподготовки

Наименование анализа	Единицы измерения	Средние за 2016г	Средние за 2017г
Жесткость общая	ммоль/дм ³	4,09	5,18
Щелочность общая	ммоль/дм ³	1,85	2,15
Щелочность Ф/Ф	ммоль/дм ³	0	0
Водородный показатель рН	ед.рН	7,54	7,82
Кремниевая кислота в пересчете на (SiO ₂)	мг/дм ³	7,94	7,36
Аммонийный азот в пересчете на (NH ₃ ⁺)	мг/дм ³	0,176	0,159
Железо (суммарно Fe)	мг/дм ³	0,19	0,201
Нитриты (NO ₂ ⁻)	мг/дм ³	0,013	0,016
Нитраты (NO ₃ ⁻)	мг/дм ³	3,52	7,67
Натрий (Na)	мг/дм ³	40,3	29,3

Окисляемость перганманатная (Оп)	мгО/дм3	6,47	5,69
Взвешенные вещества	мг/дм3	1,27	1,01
Нефтепродукты (суммарно)	мг/дм3	0,372	0,332
Свободная углекислота (CO2)	мг/дм3	0,72	0,82
Хлориды (Cl-)	мг/дм3	43,6	67,5
Сульфаты (SO42-)	мг/дм3	65,6	89
Алюминий(Al)	мг/дм3	0,343	0,267
Сухой остаток	мг/дм3	376	400
Прокаленный остаток	мг/дм3	180	207

1.7.1 Книга 1. Глава 7. Раздел 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. 1.31. 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).

1.7.2 Книга 1. Глава 7. Раздел 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 хозпитьевой 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).

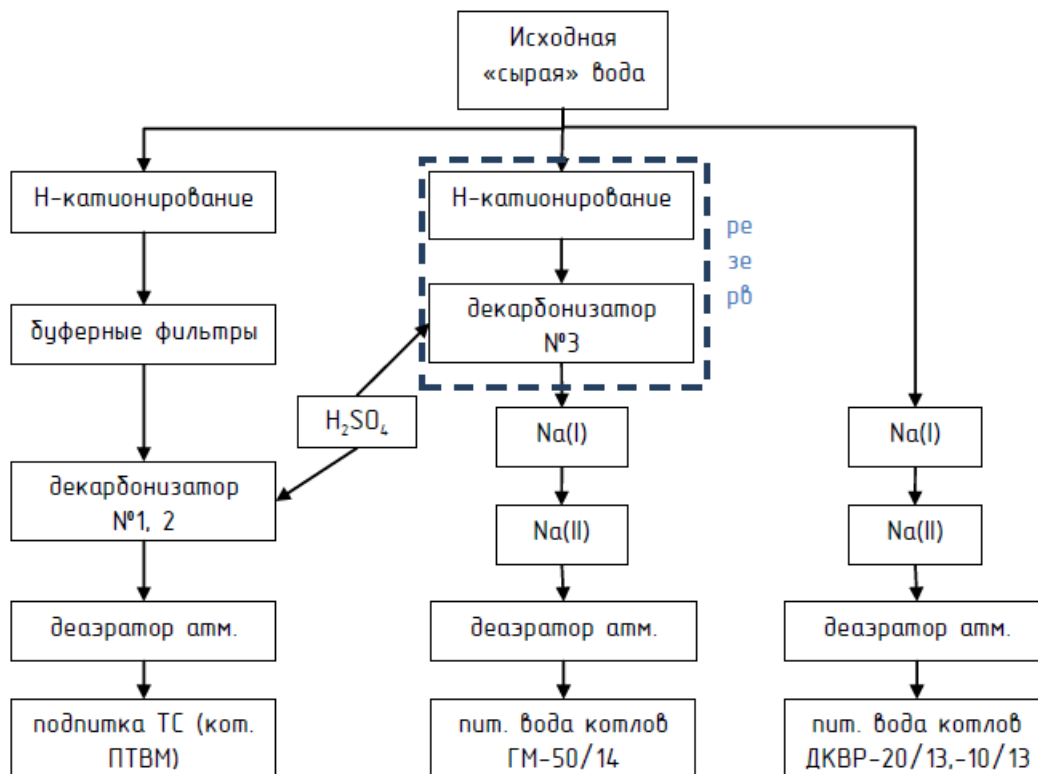


Рис. 1.32. Схема ВПУ котельной БСИ

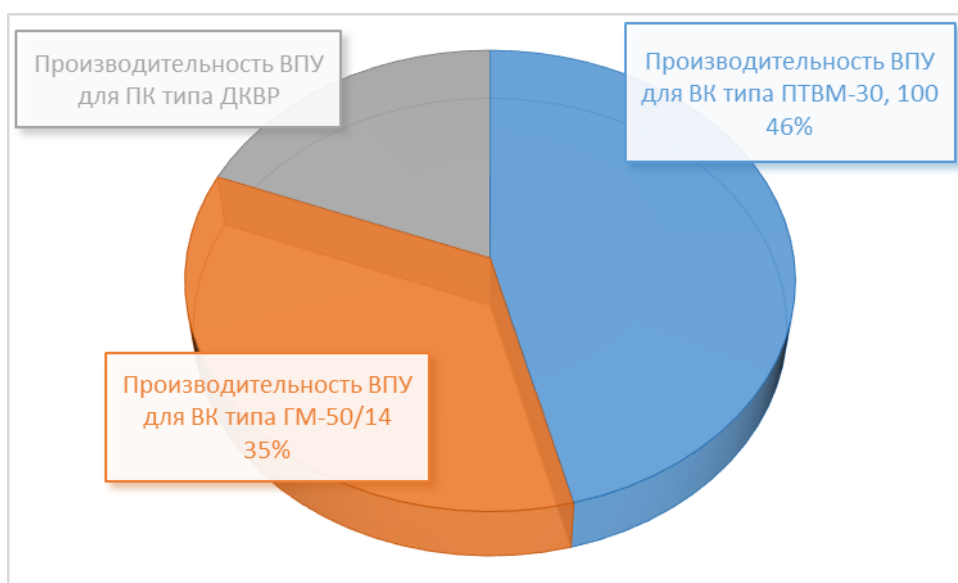


Рис. 1.33. Производительность ВПУ котельной БСИ

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.

1.7.3 Книга 1. Глава 7. Раздел 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.

1.7.4 Книга 1. Глава 7. Раздел 4. Балансы теплоносителя

В таблицах ниже представлены сведения о работе ВПУ централизованных источников теплоснабжения города Набережные Челны. Согласно представленных данных фактический расход ХОВ на подпитку тепловой сети от НчТЭЦ снизился с 5,5 млн. м³ в 2015 году, до 3,65 млн. м³ в 2017 году. Данное обстоятельство обусловлено активной реализацией

мероприятий по «закрытию» системы теплоснабжения муниципального образования город Набережные Челны.

Табл. 1.51. Данные о работе ВПУ НчТЭЦ в 2015-2017 гг.

Наименование показателя	Единицы измерения	2015г.	2016г.	2017г.
Установленная производительность ВПУ	м ³ /ч	630	630	630
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	159	205	189
Потери располагаемой производительности	%	21,62	20,47	21,14
Расход воды на собственные нужды	м ³ /ч	34,4	41,97	39,87
Фактическая подпитка тепловой сети	м ³ /ч	632	505	333
Расчетная подпитка тепловой сети	м ³ /ч	4925	4925	4925
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	1450	1100	950
Расход ХОВ на подпитку	м ³ /год	5535914	4425631	3644817
Технологический расход ХОВ (СН)	м ³ /год	22144	17701	14576
Резерв +/-Дефицит-	м ³ /ч	3475	3825	3975
Доля резерва	%	70	78	81

Табл. 1.52. Данные о работе ВПУ котельной БСИ в 2015-2017 гг.

Наименование показателя	Единицы измерения	2015г.	2016г.	2017г.
Установленная производительность ВПУ	м ³ /ч	200	200	200
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	200	200	200
Потери располагаемой производительности	%	2	2	2
Расход воды на собственные нужды	м ³ /ч	-	0,74	0,54
Количество баков-аккумуляторов ХОВ	Ед.	1	1	1
Общая емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	1	1	1
Объем воды в т.сетях	м ³			
Фактическая подпитка тепловой сети	м ³ /ч	16,2	20,0	12,4
Расчетная подпитка тепловой сети	м ³ /ч	129,4	129,4	129,4
Сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч			
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	31,5	53,9	36,0
Расход ХОВ на подпитку	м ³ /год	93376	115147	71412
Технологический расход ХОВ	м ³ /год			
Резерв +/-Дефицит-	м ³ /ч	97,9	75,5	93,4
Доля резерва	%	76	42	72

1.8 Книга 1. Глава 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Книга 1. Глава 8. Раздел 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. 1.53. Потребление топлива НчТЭЦ

№ п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2015	2016	2017
1	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т у.т.	1318,869	1437,574	1382,444
1.1	природный газ	тыс. т у.т.	1296,274	1209,487	1370,606
1.2	мазут	тыс. т у.т.	22,595	228,087	11,838
2	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
2.1	природный газ	млн. м ³	1109,563	1034,452	1175,294
2.2	мазут	тыс. тонн	16,759	168,408	8,741

Табл. 1.54. Потребление топлива котельной БСИ

№ п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2015	2016	2017
1	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	тыс. т у.т.	38,022	19,262	18,667
1.1	природный газ	тыс. т у.т.	38,022	19,262	18,667
1.2	мазут	тыс. т у.т.	0,000	0,000	0,000
2	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
2.1	природный газ	млн. м ³	32,547	16,485	16,009
2.2	мазут	тыс. тонн	0,000	0,000	0,000

Табл. 1.55. Потребление топлива котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

№ п/п	Наименование показателя	ед. изм.	2015	2016	2017
1	Затрачено условного топлива, в т.ч.:	т у.т.	9846	8295	8164
1.1	природный газ	т у.т.	9601	8295	8164
1.2	нефть	т у.т.	245	0,000	0,000
2	Затрачено натурального топлива, в т.ч.:				
2.1	природный газ	тыс. м ³	8206	7060	6978
2.2	нефть	тонн	171	0,000	0,000

1.8.2 Книга 1. Глава 8. Раздел 2. Виды резервного и аварийного топлива и возможности обеспечения ими в соответствии с нормативными требованиями

1.8.2.1 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 к

насосам II-го подъема, один из которых находится в работе, один на АВР и два в горячем резерве.

После насосов II-го подъема мазут с температурой 110 ± 5 °С и давлением $47-55$ кгс/см² поступает по главным мазутопроводам для сжигания в котлах.

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

На случай перебоев снабжения НчТЭЦ природным газом, необходимо постоянно поддерживать схему рециркуляции в рабочем состоянии, для чего установлены 2 насоса рециркуляции типа 10НД-6ХС, производительностью по 420 м³/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 °С;
давление	$45 \pm 1,0$ кгс/см ² ;
температура мазута в расходных резервуарах	60 °С – 80 °С;
условная вязкость (ВУ)	$2,5$ °С.

1.8.2.2 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.

1.8.2.3 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 ЗВ-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 несгораемой 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).

1.8.3 Книга 1. Глава 8. Раздел 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. 1.34.



Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Казань»

(ООО «Газпром трансгаз Казань»)



ПАСПОРТ КАЧЕСТВА ГАЗА

№ 02/10/5-1169 от 31 октября 2017 г.

Свидетельство №247 об оценке состояния измерений в лаборатории от 25 сентября 2015 г.

Дата (период) отбора пробы: октябрь 2017 г.

Место отбора пробы: ГРП-17 с 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	%	ГОСТ 31371.7-2008 (метан по п.11.4.2)	не норм.	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				<0,001
1.12	кислород				не более 0,050
1.13	азот				не норм.
1.14	диоксид углерода				не более 2,5
2.	Низшая теплота сгорания при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,80	34,08
3.	Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях	МДж/м ³ ккал/м ³	ГОСТ 31369-2008	41,20-54,50	8139
4.	Плотность при стандартных условиях	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	9840-13020	49,80
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-2014	не более 0,020	0,6931
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³			не более 0,036
7.	Массовая концентрация механических примесей в 1 м ³	г/м ³	ГОСТ 22387.4 -77	не более 0,001	отсутств.
8.	Температура газа в точке отбора пробы	°С	—	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 25°С, давление 101,325 кПа; стандартные условия измерений объема газа - температура 20°С, давление 101,325 кПа.

П.п.1-4.8 паспорта оформлены на основании среднеарифметических значений результатов 4-х определений текущего месяца (протоколы № 11-82/Г, 11-84/Г, 11-86/Г, 11-88/Г). П.п.5,6 – на основании протокола № 4-10/СС, п.7 - на основании протокола № 4-10/МП (лаборатория ЭПУ «Нижнекамскгаз» (сектор 4 ИЛ), аттестат аккредитации испытательной лаборатории № RA.RU.513243, дата внесения в реестр 26.01.2016 г., адрес ИЛ: 420073, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Шуртыгина, д. 15А, тел./факс: (843)221-32-90).

Паспорт качества газа не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения лаборатории.

Менеджер по качеству ИЛ

Р.С. Гильмура

Рис. 1.34. Протокол контроля качества природного газа

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/нм ³	8784
А _р (зольность)	0,12
W _р (влажность)	7,35
S _р (сод.серы)	2,9
Q _{нс} , ккал/нм ³	9480

1.8.4 Книга 1. Глава 8. Раздел 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.

1.8.5 Книга 1. Глава 8. Раздел 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 2015 по 2017 гг.

Суммарное потребление топлива источниками теплоснабжения г. Наб. Челны в отчетном 2017 году составило 1 427,942 тыс. т у.т., более 98% всего потребленного топлива израсходовано на производство тепловой и электрической энергий на Набережночелнинской ТЭЦ.

Табл. 1.56. Потребление топлива источниками теплоснабжения г. Н-Челны

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива	Ед. изм.	2015	2016	2017
1	НчТЭЦ	Природный газ	тыс. м ³	1109563	1034452	1175294
			т у.т.	1296274	1209487	1370606
		Мазут	тонн	16759	168408	8741
			т у.т.	22595	228087	11838
2	КЦ БСИ	Природный газ	тыс. м ³	32547	16485	16009
			т у.т.	38022	19262	18667
		Мазут	тонн	0,000	0,000	0,000
			т у.т.	0,000	0,000	0,000
3	Котельная ООО "КамгэсЗЯБ"	Природный газ	тыс. м ³	8206	7060	6978
			т у.т.	9601	8295	8164

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива	Ед. изм.	2015	2016	2017
		Нефть	тонн	171	8295	8164
			т у.т.	245	0	0
Итого по г. Набережные Челны	Природный газ	тыс. м³	1150316	1057997	1198281	
		т у.т.	1343897	1237044	1397437	
	Мазут	тонн	16759	168408	8741	
		т у.т.	60617	247349	30505	
	Нефть	тонн	171	8295	8164	
		т у.т.	245	0	0	
	Всего топлива	т у.т.	1404759	1484393	1427942	

1.9 Книга 1. Глава 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1 Книга 1. Глава 9. Раздел 1. Показатели, определяемые 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

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойство системы:

- Бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества.
- Не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивоспособности и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование – один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

– Вероятность безотказной работы системы [P] - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых

помещениях жилых и общественных зданий ниже +120С, в промышленных зданиях ниже +80С, более числа раз установленного нормативами.

– Коэффициент готовности системы [Кг] - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет 20С.

– Живучесть системы [Ж] - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

- Вероятность безотказной работы [Р].

Вероятность безотказной работы [Р] для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов $\omega_j P$

$$P = e^{(-\omega_j P)}$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов $\omega_j E$ и $\omega_j P$, корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы [Р] определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega}$$

где ω – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a * m * K_c * d^{0,208};$$

где a – эмпирический коэффициент. При нормативном уровне безотказности $a = 0,00003$;

m – эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

K_c – коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать $K_c=1$. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c=3 \cdot I^{2,6}$$

$$I = n/n_0$$

где I – индекс утраты ресурса;

n – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

n_0 – расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»» принимаются для:

- источника тепловой энергии – $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей – $R_{тс} = 0,90$;
- потребителя теплоты – $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ – $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Заказчик вправе устанавливать более высокие показатели вероятности безотказной работы.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ.

При проектировании тепловых сетей по критерию – вероятность безотказной работы [R] определяются:

по тепловым сетям:

– допустимость проектирования радиальных (лучевых) теплотрасс и в случае необходимости – места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

– предельно допустимая длина не резервированных участков теплопроводов до каждого потребителя или теплового пункта;

– достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи тепловой энергии потребителям при отказах;

– необходимость применения на конкретных участках по условию безотказности надземной прокладки или прокладки в проходных каналах (тоннелях),

Коэффициент готовности системы $[E_g]$ - вероятность работоспособного состояния системы, ее готовности поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру более установленного нормативом числа часов в год.

Коэффициент готовности для j -го участка рассчитывается по формуле:

$$E_g = (8760 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4) / 8760;$$

где z_1 - число часов ожидания нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности);

z_2 - число часов ожидания неготовности источника тепла (при отсутствии данных принимается равным 50 ч);

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{об} + z_{впу} + z_{тсв} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хво} + z_{эл};$$

где $z_{об}$ – основного энергооборудования;

$z_{впу}$ – водоподогревательной установки;

$z_{тсв}$ – тракта трубопроводов сетевой воды;

$z_{пар}$ – тракта паропроводов;

$z_{топ}$ – топливообеспечения;

$z_{хво}$ – водоподготовительной установки и группы подпитки;

$z_{эл}$ – электроснабжения.

z_3 - число часов ожидания неготовности участка тепловой сети;

z_4 - число часов ожидания неготовности систем теплоиспользования абонента (при отсутствии данных принимается равным 10 ч).

Число часов ожидания неготовности j -го участка тепловой сети:

$$z_3 = t_v * \omega_j E.$$

Здесь t_v - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра d_j (см. СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»», табл.2);

$\omega_j E$ - плотность потока отказов, используемая для вычисления коэффициента готовности.

Минимально допустимый показатель готовности систем центрального теплоснабжения к исправной работе согласно п. 6.31 СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»» равен 0,97.

где z_1 – число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

Живучесть [Ж] - минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания температуры теплоносителя в трубах и соответственно температуры в помещениях, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже +3 °С.

Табл. 1.57. Допускаемое снижение подачи тепловой энергии

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_0, ^\circ\text{C}$				
		-10	-20	-30	-40	-50
		Допускаемое снижение подачи тепловой энергии, %, до				
300	15	0	0	0	10	22
400	18	0	0	13	21	33
500	22	0	7	26	33	43
600	26	0	20	36	42	50
700	29	0	23	40	45	53
800-1000	40	15	38	50	55	62
до 1400	до 54	28	47	59	62	68

Расчет надежности системы теплоснабжения выполнен для магистральных участков сети, резервирование которых обязательно в соответствии с требованиями пп. 6.33 – 6.36 СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-

2003 «Тепловые сети», п. 1.3 РД – 7 – ВЭП «Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности», п. 5.1 СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей» и других действующих в настоящее время нормативных документов.

Вероятность безотказной работы тепловой сети должна быть не менее 0,9. Расчетный срок службы трубопроводов теплосети 25 лет.

Табл. 1.58. Расчет показателей готовности систем теплоснабжения города Набережные Челны

Наименование параметра	ТВ-100	ТВ-200	ТВ-300	ТВ-410
Средневзвешенный срок службы, лет	19	3,5	17,5	11
Средний диаметр, мм	962	985	807	842
K_c	1,469727	0,01807	1,1868	0,354893638
$\omega_{\text{безотказ}}$	3,08E-05	0,00012	0,00018	4,44991E-05
$\omega_{\text{готов}}$	6,16E-05	0,00023	0,00035	8,89981E-05
$R_{\text{безотказ}}$	0,999934	0,99986	0,99945	0,999914354
$R_{\text{готов}}$	0,999938	0,99977	0,99965	0,999911006

Так как показатель безотказной работы тепловой сети близок к единице и значительно превосходит нижний допустимый предел в 0,9, можно считать систему централизованного теплоснабжения надежной относительно показателя безотказной работы.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе системы теплоснабжения соответствует значению 0,97.

Показатели надежности централизованного теплоснабжения города высокие и с точки зрения готовности к бесперебойной работе система надежная.

1.9.2 Книга 1. Глава 9. Раздел 2. Анализ аварийных отключений потребителей

В Табл. 1.34 представлены сведения о статистике отказов в тепловых сетях филиала АО «Татэнерго» «Набережночелнинские тепловые сети».

Как видно из Рис. 1.35, количество отказов в сетях теплоснабжения НЧТС имеет тенденцию к ежегодному снижению их количества в отопительный период, при этом динамика увеличения отказов в неотапливаемый период свидетельствует об активной предупредительной работе при осуществлении подготовки к отопительному периоду. Существующие и перспективные

показатели надежности тепловой сети по условиям отказов представлены в Книге 9. Надежность систем теплоснабжения.

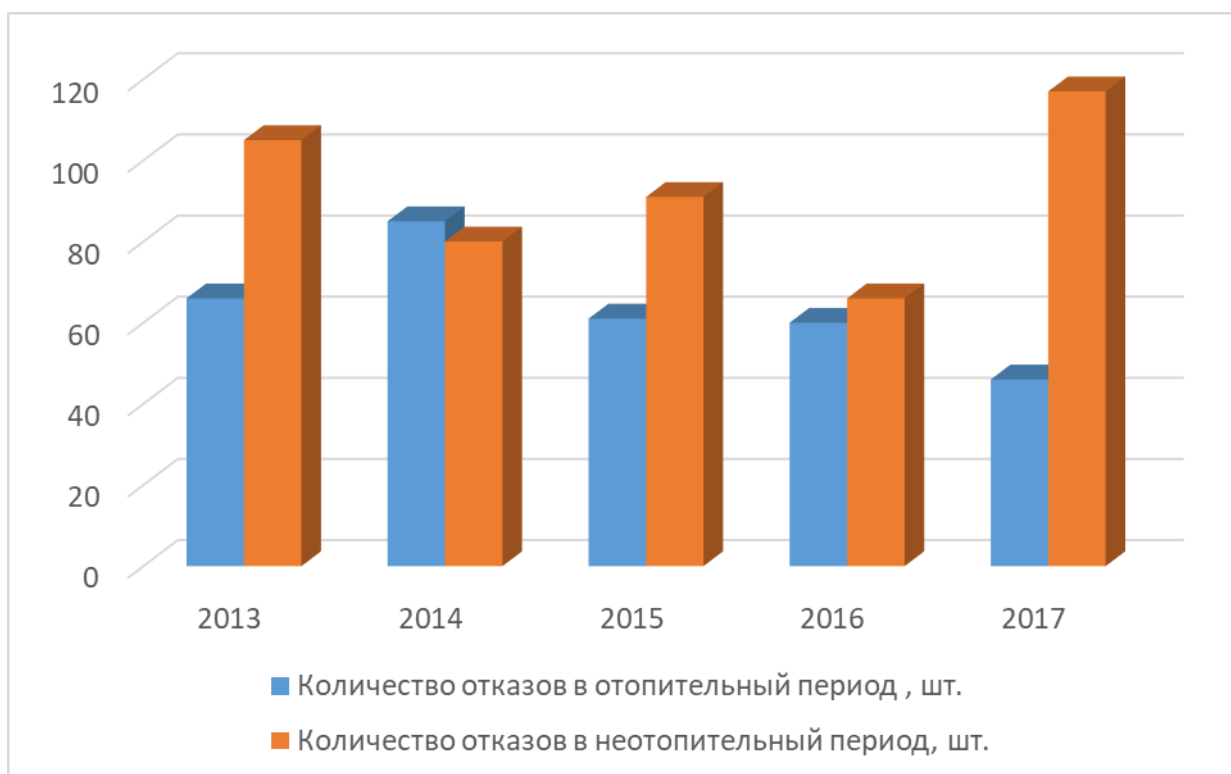


Рис. 1.35. Количество отказов на сетях НЧТС

1.9.3 Книга 1. Глава 9. Раздел 3. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Согласно представленным данным время восстановления всех аварий не превышало нормируемого.

1.9.4 Книга 1. Глава 9. Раздел 4. Анализ зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения

Зоны ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения в не обнаружены.

1.10 Книга 1. Глава 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.10.1 Книга 1. Глава 10. Раздел 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. 1.59. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности Набережночелнинской ТЭЦ

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
1	Сырье, основные материалы	59 766,46	25 235,36	21 629,70	21 345,29
2	Вспомогательные материалы				
	из них на ремонт				
3	Работы и услуги производственного характера	35 666,97	23 129,30	16 379,07	16 208,78
	из них на ремонт				
4	Топливо на технологические цели	1 873 461,23	1 763 376,20	1 979 514,96	1 921 916,57
	уголь				
	природный газ				
	мазут				
5	Энергия	52 935,79	0,00	0,00	2 806,03
5.1	Энергия на технологические цели				
5.2	Энергия на хозяйственные нужды				
6	Затраты на оплату труда	238 209,26	254 169,28	285 922,42	282 949,69
	из них на ремонт				
7	Отчисления на социальные нужды	66 698,59	71 167,40	80 866,95	79 225,91
	из них на ремонт				
8	Амортизация основных средств	144 749,43	74 082,94	105 644,42	83 729,88
9	Прочие затраты всего, в том числе:	333 453,97	234 010,84	218 334,47	218 608,79
9.1	Целевые средства на НИОКР				
9.2	Средства на страхование	3 676,79	3 867,98	865,92	857,77
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	626,62	306,16	2 112,94	1 186,93
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России				
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования) *	140 598,34	147 487,66	147 844,91	146 307,77
9.6	Водный налог (ГЭС)				

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	47 461,07	16 214,52	0,00	19 406,58
	9.7.1. Налог на землю	22 627,49	7 050,76	0,00	9 977,41
	9.7.2. Налог на пользователей автодорог	30,44	4,26	0,00	2,75
	9.7.3. Налог на имущество	24 803,14	9 159,50	0,00	9 426,42
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	141 091,15	66 134,52	67 510,71	50 849,74
	9.8.1. Арендная плата	3 412,63	0,00	0,00	0,00
10	Итого расходов	2 804 941,70	2 445 171,32	2 708 291,99	2 626 790,93
	Внереализационные расходы	0,00	148,16	164,81	163,09
	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	31 883,86	20 517,74	20 570,24	19 888,61
	Налог на прибыль	7 970,97	5 166,48	5 142,56	4 972,15
	Корректировка за счет фактической НВВ				
11	Недополученный по независящим причинам доход	8 453,82			0,00
12	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
13	ИТОГО НВВ	2 853 250,35	2 471 003,70	2 734 169,60	2 651 814,79

* По данной статье указаны расходы на ремонт, ремонтный фонд в Обществе не формируется

Табл. 1.60. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности Котельного цеха БСИ.

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
1	Сырье, основные материалы	2 656,76	2 264,56	1 297,64	1 346,53
2	Вспомогательные материалы				
	из них на ремонт				
3	Работы и услуги производственного характера	416,40	436,80	463,88	480,83
	из них на ремонт				
4	Топливо на технологические цели	352 552,55	136 496,79	141 927,35	143 627,71
	уголь				
	природный газ				
	мазут				
5	Энергия	20 344,98	7 775,98	8 398,06	11 068,63
5.1	Энергия на технологические цели				
5.2	Энергия на хозяйственные нужды				
6	Затраты на оплату труда	23 504,80	25 079,62	26 935,51	27 919,47
	из них на ремонт				
7	Отчисления на социальные нужды	6 816,39	7 273,09	7 541,94	7 817,45
	из них на ремонт				
8	Амортизация основных средств	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Прочие затраты всего, в том числе:	23 598,53	24 988,09	25 876,30	26 715,48
9.1	Целевые средства на НИОКР				
9.2	Средства на страхование	90,00	94,41	0,00	0,00
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	0,00	0,00	0,00	0,00
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России				

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования) *	4 080,86	7 775,82	8 257,93	8 559,59
9.6	Водный налог (ГЭС)				
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.1. Налог на землю	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.2. Налог на пользователей автодорог	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.3. Налог на имущество	0,00	0,00	0,00	0,00
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	19 427,67	17 117,85	17 618,38	18 155,89
	9.8.1. Арендная плата	8 984,73	6 163,21	5 984,55	6 097,08
10	Итого расходов	429 890,41	204 314,94	212 440,68	218 976,10
	Внереализационные расходы	226,10	237,18	0,00	0,00
	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	799,79	0,00	0,00	0,00
	Налог на прибыль	199,95	0,00	0,00	0,00
	Корректировка за счет фактической НВВ				
11	Недополученный по независящим причинам доход	0,00			0,00
12	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
13	ИТОГО НВВ	431 116,25	204 552,12	212 440,68	218 976,10

* По данной статье указаны расходы на ремонт, ремонтный фонд в Обществе не формируется

Табл. 1.61. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности филиала АО «Гатэнерго» при передаче тепловой энергии по тепловым сетям

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
1	Сырье, основные материалы	66 930,93	76 957,62	52 382,69	71 352,01
2	Вспомогательные материалы				
	из них на ремонт				
3	Работы и услуги производственного характера	0,00	88 736,00	94 237,64	99 376,55
	из них на ремонт				
4	Топливо на технологические цели				
	уголь				
	природный газ				
	мазут				
5	Энергия	85 773,99	77 544,79	88 169,51	77 539,76
5.1	Энергия на технологические цели				
5.2	Энергия на хозяйственные нужды				
6	Затраты на оплату труда	189 545,06	207 355,97	222 700,31	234 844,49
	из них на ремонт				
7	Отчисления на социальные нужды	54 968,06	60 133,23	62 356,09	65 756,46
	из них на ремонт				
8	Амортизация основных средств	0,00	0,00	1 197,47	25 942,68
9	Прочие затраты всего, в том числе:	575 136,88	489 417,59	512 149,64	544 605,19
9.1	Целевые средства на НИОКР				
9.2	Средства на страхование	152,94	161,58	32,04	6,21

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	0,00	704,38	2 433,51	2 560,37
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России				
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования) *	168 429,00	177 900,89	208 680,75	220 060,42
9.6	Водный налог (ГЭС)				
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	0,00	0,00	311,33	8 096,64
	9.7.1. Налог на землю	0,00	0,00	0,00	590,02
	9.7.2. Налог на пользователей автодорог	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.3. Налог на имущество	0,00	0,00	311,33	7 506,62
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	406 554,94	310 650,73	300 692,02	313 881,56
	9.8.1. Арендная плата	298 779,86	285 520,09	275 228,51	287 029,49
10	Итого расходов	972 354,92	1 000 145,20	1 033 193,33	1 119 417,15
	Внереализационные расходы	65,40	95,51	21,40	22,56
	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	4 629,20	12 498,12	12 619,64	12 909,47
	Налог на прибыль	1 173,66	3 124,53	3 154,91	3 227,37
	Корректировка за счет фактической НВВ				
11	Недополученный по независящим причинам доход				8 290,76
12	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
13	ИТОГО НВВ	978 223,18	1 015 863,36	1 048 989,27	1 143 867,31

* По данной статье указаны расходы на ремонт, ремонтный фонд в Обществе не формируется

Табл. 1.62. Калькуляция расходов на осуществление производственной деятельности филиала АО «Татэнерго» при реализации тепловой энергии

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
1	Сырье, основные материалы	367,27	402,42	88,62	91,86
2	Вспомогательные материалы				
	из них на ремонт				
3	Работы и услуги производственного характера	0,00	1 840,53	0,00	0,00
	из них на ремонт				
4	Топливо на технологические цели				
	уголь				
	природный газ				
	мазут				
5	Энергия	0,00	0,00	0,00	0,00
5.1	Энергия на технологические цели				
5.2	Энергия на хозяйственные нужды				
6	Затраты на оплату труда	23 030,29	24 344,75	26 415,79	27 380,76
	из них на ремонт				
7	Отчисления на социальные нужды	6 678,79	5 619,38	7 396,42	7 666,61
	из них на ремонт				
8	Амортизация основных средств	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование статьи	2014 г.	2015г.	2016 г.	2017 г.
9	Прочие затраты всего, в том числе:	17 702,47	6 248,17	6 347,79	6 579,67
9.1	Целевые средства на НИОКР				
9.2	Средства на страхование	0,00	0,08	0,00	0,00
9.3	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы)	0,00	0,00	0,00	0,00
9.4	Оплата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России				
9.5	Отчисления в ремонтный фонд (в случае его формирования) *	0,00	0,00	0,00	0,00
9.6	Водный налог (ГЭС)				
9.7	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.1. Налог на землю	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.2. Налог на пользователей автодорог	0,00	0,00	0,00	0,00
	9.7.3. Налог на имущество	0,00	0,00	0,00	0,00
9.8	Другие затраты, относимые на себестоимость продукции, всего, в т.ч.:	17 702,47	6 248,09	6 347,79	6 579,67
	9.8.1. Арендная плата	4 361,61	2 940,99	2 691,55	2 789,87
10	Итого расходов	47 778,82	38 455,26	40 248,62	41 718,90
	Внереализационные расходы	214,48	24,00		34 068,30
	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения	575,85			
	Налог на прибыль	161,99			
	Корректировка за счет фактической НВВ				
11	Недополученный по независящим причинам доход				
12	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования				
	Доля АУ сбыт				
13	ИТОГО НВВ	48 731,14	38 479,26	40 248,62	75 787,20

* По данной статье указаны расходы на ремонт, ремонтный фонд в Обществе не формируется

Результаты теплоснабжающей деятельности ООО «КамгэсЗЯБ» представлены ниже.

Табл. 1.63. Основные показатели деятельности ООО «КамгэсЗЯБ»

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1.	Выработка тепловой энергии	Гкал	66960,00	58973,66	49473,35	48900,76
2.	СНК	Гкал	2322,76	2015,00	1335,91	3138,00
3.	Покупная тепловая энергия	Гкал				
4.	Отпуск в сеть	Гкал				
5.	Потери в сетях	Гкал	5112,60	2221,00	2299,00	2299,00
6.	Полезный отпуск тепловой энергии Всего:	Гкал	59524,64	54736,90	45838,45	43463,77
	в т.ч.: 1) Реализация тепловой энергии:	Гкал	9446,50	9333,00	8953,02	9047,27
	- население	Гкал	2842,30	2811,22	2574,87	2311,63
	- бюджетные организации	Гкал	5060,60	4932,91	4773,72	5068,82
	- прочие потребители,	Гкал	1543,60	1588,37	1604,43	1666,82
	в т.ч.: *другие организации теплоснабжения (перепродавцы)	Гкал				
	2) Собственное потребление	Гкал	50078,14	45403,90	36885,43	34416,50
	Перевыставлено/недовыставлено	Гкал				
7. Себестоимость по статьям затрат:						
7.1.	Топливо на технологические нужды, в том числе:	т.у.т.	11160,95	9846,00	8295,00	8164,42
		тыс. руб.	45387,14	41391,81	35387,81	35548,87
7.1.1	природный газ ВСЕГО, в том числе по группам потребителей с объемом потребления газа (млн,м3/год):	тыс. м3	9266,01	8206,00	7060,00	6978,14
		руб./т.м3	4606,45	4792,98	5012,44	5094,32
		тыс.руб.	42683,44	39331,19	35387,81	35548,87
	от 0,01 до 0,1 включительно	тыс. м3				
	цена газа	руб./т.м3				
	сумма	тыс.руб.				
	от 0,1 до 1 включительно	тыс. м3				
	цена газа	руб./т.м3				
	сумма	тыс.руб.				
	от 1 до 10 включительно	тыс. м3	9266,01	8206,00	7060,00	6978,14
	цена газа	руб./т.м3	4606,45	4792,98	5012,44	5094,32

	сумма	тыс.руб.	42683,44	39331,19	35387,81	35548,87
	от 10 до 100 включительно	тыс. м3				
	цена газа	руб./т.м3				
	сумма	тыс.руб.				
7.1.2	Печное топливо	тн				
		руб./тонн				
		тыс.руб.				
7.1.3	Мазут	тн				
		руб./тонн				
		тыс.руб.				
7.1.4	Уголь	тн				
		руб./тонн				
		тыс.руб.				
7.1.5	Дизельное топливо	тн				
		руб./тонн				
		тыс.руб.				
7.1.6	Прочие (судовое маловязкое топливо)	тн	213,21	171,00		
		руб./тонн	11805,08	12047,05		
		тыс.руб.	2516,95	2060,05		
7.2.	Покупная тепловая энергия	Гкал				
		тыс. руб.				
7.3.	Покупная электроэнергия, в том числе:	тыс.кВт.ч	1094,84	879,32	870,69	773,29
		руб./кВт	2,66	2,57	3,17	3,49
		тыс. руб.	2906,74	2261,01	2763,63	2699,03
	по уровню НН количество	тыс.кВт.ч				
	тариф НН	руб./кВт				
	сумма	тыс. руб.				
	по уровню СН2 количество	тыс.кВт.ч				
	тариф СН2	руб./кВт				

	сумма	тыс. руб.				
7.4.	Вода на технологические нужды	тыс. м3	85,81	99,17	96,08	78,19
		руб./м3	8,59	8,28	9,02	9,51
		тыс. руб.	737,06	821,16	866,95	743,58
	- на нужды горячего водоснабжения (справочно)	тыс.м3				
7.5.	Водоотведение сточных вод	тыс. м3	3,26	4,31	5,69	4,95
		руб./м3	10,65	10,97	11,01	11,18
		тыс. руб.	34,71	47,28	62,70	55,30
7.6.	Фонд оплаты труда	тыс. руб.		4141,72	3523,55	3918,73
7.7.	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.		1102,37	999,96	1176,22
7.8.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе:	тыс. руб.		2498,16	4695,73	4911,06
	- амортизация производственного оборудования;	тыс. руб.		1391,37	2741,28	2693,09
	- арендная плата	тыс. руб.				
	- затраты на ремонт и обслуживание	тыс.руб.		1106,79	1954,45	2217,97
7.9.	Цеховые расходы	тыс. руб.		597,22	2177,56	1390,10
8.	Итого цеховая себестоимость	тыс. руб.				
8.1.	Цеховая себестоимость 1 Гкал.	руб./Гкал				
9.	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.		38,82	3114,77	4066,15
10.	Выпадающие расходы	тыс.руб.				
11.	Итого производственная себестоимость:	тыс.руб.		53135,73	53883,22	55447,73
11.1.	Производственная себестоимость на выработку т/энергии для собств.потреб.	тыс.руб.		44102,66	43106,58	43803,71
11.2.	Производственная себестоимость на выработку т/энергии для реализации	тыс.руб.		9033,07	10776,64	1164 4,02
12.	Необходимая расчетная прибыль, в т.ч.:	тыс. руб.				

	- налог на имущество	тыс. руб.				
	- налог на прибыль	тыс. руб.				
	- прибыль на прочие цели	тыс. руб.				

Табл. 1.64. Калькуляция расходов ООО "КАМАЗ-Энерго" на осуществление производственной деятельности по оказанию услуг по передаче тепловой энергии, тыс. руб.

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
1	Оплата покупной тепловой энергии	тыс. руб.	502 346	0	0	0
1.1	Объем передаваемой по сетям ООО "КАМАЗ-Энерго" теплоэнергии (поставка в сети или поставка потребителям)	Гкал	617 615	498 063	12 521	10 610
2	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего	тыс. руб.	106 172	81 631	13 910	13 916
2.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор.вода)	тыс. руб.	8 783	8 156	337	259
2.2	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор.вода)	тыс. м3	330	283	12	9
2.3	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	97 389	73 475	13 573	13 657
2.4	потерь тепловой энергии	Гкал	133 860	106 767	19 536	20 016
3	Электроэнергия на технологические цели (без учета затрат на электроэнергию на хозяйственные и общехозяйственные расходы)	тыс. руб.	11 073	11 506	56	38
3.1	Электроэнергия на технологические цели (без учета затрат на электроэнергию на хозяйственные и общехозяйственные расходы)	тыс. кВтч	5 016	4 981	26	18
4	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	41 533	35 383	4 608	4 760

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
5	Отчисления на социальные нужды от расходов на оплату труда производственных рабочих	тыс. руб.	12 543	10 686	1 392	1 463
6	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	167 546	161 928	3 107	4 231
6.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	149 922	149 593	1 743	1 251
6.2	Ремонт и техническое обслуживание основных средств, в том числе:	тыс. руб.	17 624	12 335	1 364	2 980
6.2.1	капитальный ремонт, в том числе:	тыс. руб.	7 590	7 234	1 124	2 905
6.2.1.1	материалы и запасные части для капитального ремонта	тыс. руб.				
6.2.1.2	заработная плата ремонтного персонала	тыс. руб.				
6.2.1.3	отчисления на социальные нужды от заработной платы ремонтного персонала	тыс. руб.				
6.2.1.4	услуги сторонних организаций по капитальному ремонту	тыс. руб.	7 590	7 234	1 124	2 905
6.2.2.	текущий ремонт, в том числе:	тыс. руб.	10 034	5 101	240	75
6.2.2.1	материалы и запасные части для текущего ремонта	тыс. руб.	8 279	3 498	240	75
6.2.2.4	услуги сторонних организаций по текущему ремонту	тыс. руб.	1 755	1 603		
7	Расходы по подготовке и освоению производства (пусконаладочные работы)	тыс. руб.				
8	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	30 619	32 989	3 976	3 252
8.1	заработная плата цехового персонала	тыс. руб.				

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
8.2	отчисления на социальные нужды от заработной платы цехового персонала	тыс. руб.				
8.3	амортизация основных средств цехового назначения	тыс. руб.				
8.4	электроэнергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.				
8.5	Электроэнергия на хозяйственные и общехозяйственные расходы	тыс. кВтч				
8.6	затраты на ремонт цеховые	тыс. руб.				
8.7	прочие расходы	тыс. руб.	30 619	32 989	3 976	3 252
9	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	37 099	25 952	1 877	1 897
9.1	заработная плата АУП	тыс. руб.	14 205	9 501	909	948
9.2	отчисления на социальные нужды от заработной платы АУП	тыс. руб.	4 290	2 869	275	291
9.3	амортизация основных средств общехозяйственного назначения	тыс. руб.	537	358	18	19
9.4	электроэнергия на общехозяйственные расходы	тыс. руб.				
9.5	средства на страхование	тыс. руб.				
9.6	плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.				
9.7	арендная плата	тыс. руб.				
9.8	непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.				

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
9.9	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.				
9.10	прочие расходы	тыс. руб.	18 067	13 224	675	639
10	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	908 931	360 075	28 926	29 557

1.11 Книга 1. Глава 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1 Книга 1. Глава 11. Раздел 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 30.11.2015 № 5-47/тэ.

Табл. 1.65. 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»		
1.2.1	Одноставочный тариф, руб./Гкал	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения	
		с 01.01.2016 по 30.06.2016	1 254,24
		<i>Отклонение 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2015 г, %</i>	94,49%
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1 285,98
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2016 года, %</i>	102,53%
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1 285,98
		<i>Отклонение 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2016 г, %</i>	100,00%
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 331,80
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2017 года, %</i>	103,56%
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 331,80
		<i>Отклонение 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2017 г, %</i>	100,00%
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 382,02
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2018 года, %</i>	103,77%
		1.2.2	Население (тарифы указаны с учетом НДС)

		с 01.01.2016 по 30.06.2016	1 480,00
		<i>Отклонение 1 н/г к тарифу, действующему на 31.12.2015 г, %</i>	94,49%
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1 517,46
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2016 года, %</i>	102,53%
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1 517,46
	Одноставочный тариф, руб./Гкал	<i>Отклонение 1 н/г к тарифу, действующему на 31.12.2016 г, %</i>	100,00%
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1571,52
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2017 года, %</i>	103,56%
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 571,52
		<i>Отклонение 1 н/г к тарифу, действующему на 31.12.2017 г, %</i>	100,00%
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 630,79
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2018 года, %</i>	103,77%
1.2	Город Набережные Челны, для потребителей, подключенных к сетям ООО «КАМАЗ-Энерго»		
	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
		с 01.01.2016 по 30.06.2016	1 591,50
		<i>Отклонение 1 н/г к тарифу, действующему на 31.12.2015 г, %</i>	99,89%
		с 01.07.2016 по 31.12.2016	1 612,04
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2016 года, %</i>	101,29%
		с 01.01.2017 по 30.06.2017	1 612,04
	Одноставочный тариф, руб./Гкал	<i>Отклонение 1 н/г к тарифу, действующему на 31.12.2016 г, %</i>	100,00%
1.2.1		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 659,59
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2017 года, %</i>	102,95%
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 659,59
		<i>Отклонение 1 н/г к тарифу, действующему на 31.12.2017 г, %</i>	100,00%
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 730,53
		<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодю 2018 года, %</i>	104,27%
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

	<i>Отклонение 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2015 г, %</i>	100,0%
	с 01.07.2016 по 31.12.2016	1053,37
	<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодию 2016 года, %</i>	104,5%
	с 01.01.2017 по 30.06.2017	1053,37
	<i>Отклонение 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2016 г, %</i>	100,0%
	с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 106,46
	<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодию 2017 года, %</i>	105,0%
	с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 106,46
	<i>Отклонение 1 п/г к тарифу, действующему на 31.12.2017 г, %</i>	100,0%
	с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 163,89
	<i>Отклонение 2 полугодия к 1 полугодию 2018 года, %</i>	105,2%

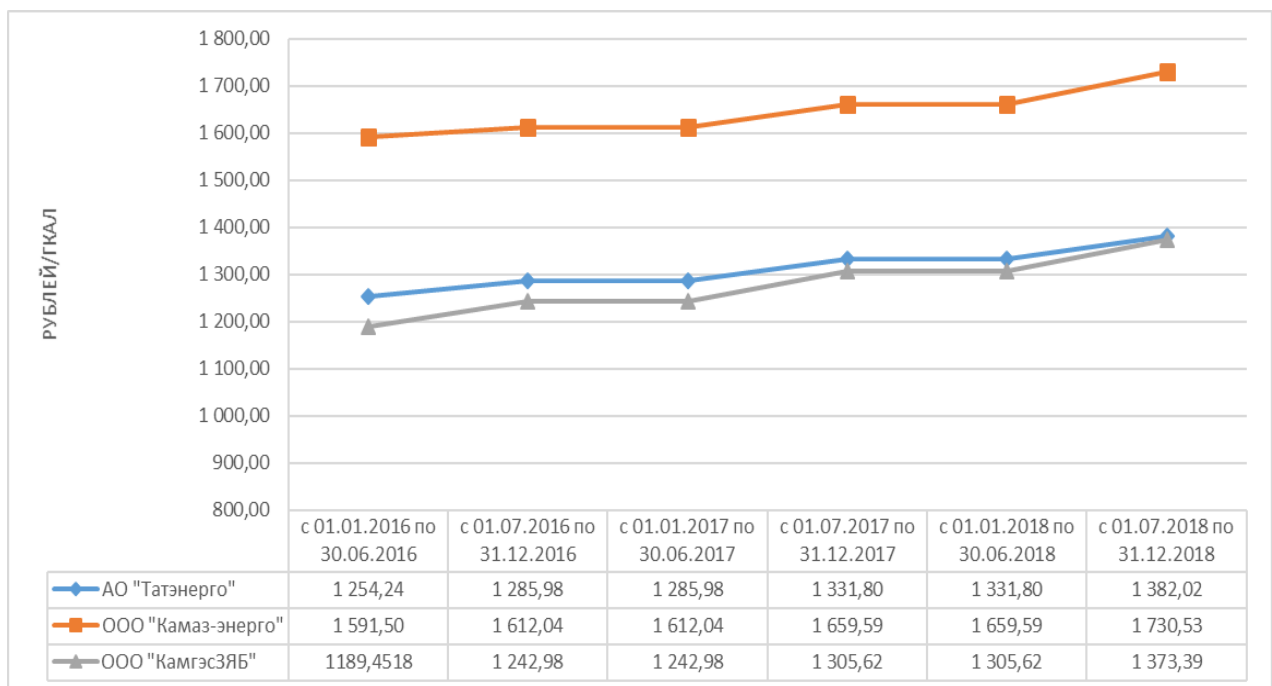


Рис. 1.36. Динамика роста тарифов на тепловую энергию в г. Набережные Челны

1.11.2 Книга 1. Глава 11. Раздел 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 1.10.

1.11.3 Книга 1. Глава 11. Раздел 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. 1.66. 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 18.11.2016
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	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	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	

№ п/п	Наименование			Примечание
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)	x	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	x	2 177,93	
	251 - 400 мм	x	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 подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения			
	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	x	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	x	не установлен	
	251 - 400 мм	x	на	

1.11.4 Книга 1. Глава 11. 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.

1.12 Книга 1. Глава 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского поселения

1.12.1 Книга 1. Глава 12. Раздел 1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

1.12.2 Книга 1. Глава 12. Раздел 2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

1.12.3 Книга 1. Глава 12. Раздел 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.

1.12.4 Книга 1. Глава 12. Раздел 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.

1.12.5 Книга 1. Глава 12. Раздел 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.