



Актуализация схемы теплоснабжения
г. Набережные Челны на 2021 год на период до 2035 года

Обосновывающие материалы

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции,
техническому перевооружению и (или) модернизации
источников тепловой энергии.

1802Р-ОМ.07.001-А2021

Том 12

Разработчик: ООО «ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ЭНЕРГОТЕХАУДИТ»

Генеральный директор: Поленов А.Л.

г. Набережные Челны
2020

Состав проекта

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	1802-УЧ.001-А2021	Утверждаемая часть. Актуализация схемы теплоснабжения г. Набережные Челны на 2021 год на период до 2035 года .	
2	1802Р-ОМ.01.001-А2021	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	1802Р-ОМ.01.002-А2021	Глава 1 Приложение 1.Характеристика тепловых сетей	
4	1802Р-ОМ.02.001-А2021	Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	
5	1802Р-ОМ.03.001-А2021	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
6	1802Р-ОМ.03.002-А2021	Глава 3 Приложение 3.1. Инструкция пользователяЫI	
7	1802Р-ОМ.03.003-А2021	Глава 3 Приложение 3.2. Руководство оператора	
8	1802Р-ОМ.03.004-А2021	Глава 3 Приложение 3.3. Альбом тепловых камер и павильонов	
9	1802Р-ОМ.04.001-А2021	Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	
10	1802Р-ОМ.05.001-А2021	Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	
11	1802Р-ОМ.06.001-А2021	Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	
12	1802Р-ОМ.07.001-А2021	Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
13	1802Р-ОМ.08.001-А2021	Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	
14	1802Р-ОМ.09.001-А2021	Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	
15	1802Р-ОМ.10.001-А2021	Глава 10. Перспективные топливные балансы	
16	1802Р-ОМ.11.001-А2021	Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения	
17	1802Р-ОМ.12.001-А2021	Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
18	1802Р-ОМ.13.001-А2021	Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	
19	1802Р-ОМ.14.001-А2021	Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия	

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
20	1802Р-ОМ.15.001-А2021	Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	
21	1802Р-ОМ.16.001-А2021	Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения	
22	1802Р-ОМ.17.001-А2021	Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	
23	1802Р-ОМ.18.001-А2021	Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	

Оглавление

Состав проекта	2
Оглавление.....	4
Перечень рисунков	6
Перечень таблиц.....	7
1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	8
2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями, об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектом, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	12
3 Анализ надёжности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надёжности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;.....	13
4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	14
5 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	15
5.1 Филиал АО «Гатэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ	15
5.2 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ».....	26
6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	27

7	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	28
8	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	29
9	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	32
10	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	34
11	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями	35
12	Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения	36
13	Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	42
14	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения	44
15	Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.....	46
16	Обоснование покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.....	52
17	Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива	53
18	Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии	54

Перечень рисунков

Рис. 8.1 Схема подключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС». 33

Рис. 14.1 Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ» 51

Перечень таблиц

Табл. 4.1 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника комбинированной выработки НчТЭЦ	17
Табл. 4.2 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году.	18
Табл. 4.3 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году.	19
Табл. 4.4. Инвестиционная программа АО «Татэнерго» в части теплоснабжения от Набережночелнинской ТЭЦ	20
Табл. 4.5. Программа развития филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ.....	23
Табл. 4.6. Анализ технического состояния основного теплофикационного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	26
Табл. 7.1. Сводные результаты расчета экономии топлива от увеличения доли отпуска тепла в горячей воде от Набережночелнинской ТЭЦ.	29
Табл. 11.1. Балансы тепловой мощности Набережночелнинской ТЭЦ, Гкал/ч	37
Табл. 11.2. Балансы тепловой мощности КЦ БСИ, Гкал/ч	40
Табл. 11.3. Балансы тепловой мощности котельная ООО «КамгэсЗЯБ», Гкал/ч.....	41
Табл. 15.1. Пример расчёта эффективности теплоснабжения объекта теплопотребления	47
Табл. 14.2 Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ»	50
Табл. 16.1. Потребность в топливе.....	53

1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов, определяемых статьей 3 Федерального закона от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

1. обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
2. обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
3. обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
4. развитие систем централизованного теплоснабжения;
5. соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
6. обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
7. обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
8. обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

Теплоснабжение города Набережные Челны осуществляется от трех основных источников централизованного теплоснабжения:

- филиал АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ;
- филиал АО «Татэнерго» - котельный цех БСИ;
- котельная ООО «КамгэсЗЯБ».

Существующие источники имеют существенный запас установленной тепловой мощности. Согласно данных представленных в Главе 1 обосновывающих материалов к актуализированной схеме теплоснабжения порядка 97% тепловой нагрузки города приходится на источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергий - Набережночелнинскую ТЭЦ.

В перспективе схема теплоснабжения остается традиционной - централизованной, с закрытым водоразбором, основным теплоносителем - сетевая вода. Тепловые сети двухтрубные, циркуляционные, подающие одновременно тепло на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключение договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта

капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства

устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п.15, с. 14, ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления, при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

В настоящее время все планируемые к возведению объекты капитального строительства (за исключением ИЖС) предполагают подключение к централизованным источникам теплоснабжения.

2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями, об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Решений, в отношении источников централизованного теплоснабжения в г. Набережные Челны, об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей не принималось.

3 Анализ надёжности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надёжности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;

Для Набережночелнинской ТЭЦ отсутствует решения об отнесении её к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей.

Всё генерирующее оборудование Набережночелнинской ТЭЦ отобрано по результатам конкурентного отбора мощности на 2019-2021 года.

4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Существующий источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии НчТЭЦ полностью покрывают перспективные потребности в тепловой энергии и тепловой мощности города Набережные Челны. Предложений по строительству новых источников тепловой энергии данной актуализацией как и предыдущей не предусматривается. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы не предусматривает вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Набережночелнинской ТЭЦ.

5 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

5.1 Филиал АО «Татэнерго» - Набережночелнинская ТЭЦ

Набережночелнинская ТЭЦ является централизованным источником теплоснабжения, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и обеспечивающими потребности города Набережные Челны в тепловой и электрической энергии.

Информация о наработке и срокам достижения назначенного ресурса водогрейных и энергетических котлов, паровых турбин Набережночелнинской ТЭЦ представлены в Табл. 5.1-Табл. 5.3.

На энергетических котлах Набережночелнинской ТЭЦ ТГМ-84Б ст.№1÷10 и ТГМЕ-464 ст.№11÷14 нормативный парковый ресурс барабана котла, составляющий 300 000 часов (РД 10-577-03 п. 2.1.4) в настоящее время не выработан. На энергетических котлах НчТЭЦ отсутствуют дефекты, требующие замены барабанов котлоагрегатов. В указанные сроки, согласно Табл. 5.2, будет проведена повторная экспертиза промышленной безопасности с последующим продлением назначенного ресурса энергетических котлов.

На начало 2020 года парковый ресурс отработали паровые турбины ПТ-60-130/13 ст.№1-2 и Т-100/120-130 ст.№3÷8. На данных турбинах ранее проводились работы по техническому диагностированию. По результатам произведенных работ, отсутствуют требования к заменам элементов оборудования. После окончания назначенного ресурса турбоагрегатов будет проведено повторное техническое диагностирование оборудования с последующим продлением назначенного ресурса в сроки, указанные в Табл. 5.1. На данном этапе реконструкция или модернизация турбин связанная с заменой цилиндров высокого давления (ЦВД) для снижения назначенного паркового ресурса не планируется.

Надежность и эффективность функционирования Набережночелнинской ТЭЦ определяет общую надежность схемы теплоснабжения города, а также тарифные последствия для населения.

С целью поддержания надежности и повышения эффективности функционирования источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – Набережночелнинской ТЭЦ – АО «Татэнерго» были разработаны Инвестиционная программа на период 2018-2023 гг. и Программа развития филиала АО «Татэнерго» -

Набережночелнинская ТЭЦ. В рамках актуализации Схемы теплоснабжения был проведён анализ необходимости реализации мероприятий включенных в указанные программы, в результате сформирован перечень мероприятий предлагаемых к реализации до 2032 года (Табл. 5.4, Табл. 5.5).

Указанные программы включают в себя мероприятия (отнесенные к деятельности в области теплогенерации и теплоснабжения), представленные в Табл. 5.4. В данной таблице также отражён фактический объём освоенных средств на реализацию запланированных мероприятий на 01.01.2020 год. Все запланированные мероприятия были выполнены.

Табл. 5.1 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин источника комбинированной выработки НчТЭЦ

Ст. №	Тип турбины	2019								
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-60- 130/13	26.05.1973	220 000	290 291	2005	600	266	337647	3	2029
2	ПТ-60- 130/13	26.05.1973	220 000	287 593	2005	600	232	309872	2	2026
3	Т-100-130- 2	27.05.1974	220 000	263 676	2007	600	261	245000	1	2026
4	Т-100-130- 2	27.05.1974	220 000	246 479	2011	600	254	266000	1	2025
5	Т-100-130- 3	28.05.1975	220 000	261 555	2010	600	271	308000	2	2029
6	Т-100-130- 3	28.05.1975	220 000	266 226	2008	600	282	295000	1	2026
7	Т-100-130- 3	29.05.1976	220 000	269 275	2008	600	279	273973	1	2027
8	Т-100-130- 3	30.05.1977	220 000	235 199	2013	600	280	220000	-	2027
9	Р-50- 130/13	31.05.1978	220 000	211 390	2014	600	196	220000	-	2022
10	Т-175/210- 130	06.06.1984	220 000	155 606	2028	600	161	220000	-	2031
11	Т-185/220- 130	09.06.1987	220 000	144 406	2030	600	179	220000	-	2034

Табл. 5.2 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки НчГЭЦ в 2019 году.

Ст. №	Тип турбины	2019						
		Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на конец 2019 года час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМ-84 «Б»	1973	300 000	245 340	2031	294745	2	2027
2	ТГМ-84 «Б»	1974	300 000	245 610	2031	295144	2	2027
3	ТГМ-84 «Б»	1974	300 000	257 051	2029	-	1	2024
4	ТГМ-84 «Б»	1975	300 000	245 592	2031	-	1	2024
5	ТГМ-84 «Б»	1975	300 000	248 407	2030	-	1	2023
6	ТГМ-84 «Б»	1976	300 000	242 922	2032	-	1	2024
7	ТГМ-84 «Б»	1977	300 000	239 198	2033	-	1	2020
8	ТГМ-84 «Б»	1977	300 000	213 101	2038	-	1	2023
9	ТГМ-84 «Б»	1978	300 000	203 577	2040	252984	2	2027
10	ТГМ-84 «Б»	1980	300 000	167 077	2049	-	1	2024
11	ТГМЕ-464	1984	300 000	150 607	2052	-	1	2024
12	ТГМЕ-464	1986	300 000	152 545	2052	-	1	2024
13	ТГМЕ-464	1988	300000	133 790	2056	-	1	2025
14	ТГМЕ-464	1993	300 000	62 493	2072	-	0	2023

Табл. 5.3 Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса водогрейных котлов источника комбинированной выработки НчТЭЦ в 2019 году.

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

Табл. 5.4. Инвестиционная программа АО «Татэнерго» в части теплоснабжения от Набережночелнинской ТЭЦ

№п/п	Наименование мероприятия	Обоснование необходимости	Год начала	Год окончания	Стоимость мероприятия	Профинансировано к 2020г	2020	2021	2022	2023		
											тыс. руб.	
1	Техническое перевооружение стационарных установок пожаротушения основной территории НЧТЭЦ	Целью данного проекта является техническое перевооружение стационарных установок пожаротушения основной территории Набережночелнинской ТЭЦ. В связи с большой наработкой всех трех систем пожарной автоматики, снятием с производства оборудования и прекращением выпуска ЗИП снижается надежность работы систем. Сами системы разработаны по устаревшим нормам и правилам проектирования и не соответствуют действующему (СП.5.13130.2009).	2018	2021	68 122	1 690	38 594	27 838				
2	Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст.№12,13. Модернизация с установкой модифицированной паросборной камеры.	Целью данного проекта является установка паросборной камеры, раздаточного коллектора, пароперепускных труб, паропровода со штуцерами под ГПК. Паросборная камера смонтирована без учета самокомпенсации трубопроводов, что влечет за собой повышенные напряжения в районе штуцеров пароперепускных труб. Согласно п.2.2.5.5. ГОСТ 28269 «Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования» расчетным ресурсом для работающих под давлением элементов котла с расчетной температурой, соответствующей области ползучести является 100 000 часов наработки. Для повышения надежности в новой конструкции исключаются промежуточные коллектора и вместо 12 труб пар подается в паросборный коллектор по 6 трубам. Дополнительно устанавливаются промежуточные подвески. Данные мероприятия позволят снизить жесткость пароперепускных труб и повысить их компенсирующую способность. При дальнейшей эксплуатации паросборной камеры без модернизации возможен разрыв пароперепускных труб на работающем котле, что может вызвать аварию с тяжелыми последствиями. Завод изготовитель признает конструктивный недостаток узла, следующая серия котлов выпущена с модернизированной паросборной камерой.	2018	2020	57 362	30 935	26 427					
3	Техническое перевооружение турбины ПТ-60-130/13 ст. №1 с установкой трубок конденсатора нового типа	Конденсатор 60-КСЦ-4 входит в состав тепловой схемы турбины ПТ-60-130/13 ст. №1. На 01.02.2018г. процент отглушенных трубок конденсатора составляет - 12%. Установка трубок марки МНЖ на конденсатор турбины ПТ-60-130/13 ст. №1 необходима для увеличения пропускной способности конденсатора и снижения температурного напора, что позволит повысить вакуум на турбине и сократить удельный расход топлива на выработку электроэнергии.	2020	2021	34 467		1 020	33 447				
4	Техническое перевооружение турбины ПТ-60-130/13 ст. №2 с установкой трубок конденсатора нового типа	Конденсатор 60-КСЦ-4 входит в состав тепловой схемы турбины ПТ-60-130/13 ст. №2. На 01.02.2018г. процент отглушенных трубок конденсатора составляет - 6%. Установка трубок марки МНЖ на конденсатор турбины ПТ-60-130/13 ст. №2 необходима для увеличения пропускной способности конденсатора и снижения температурного напора, что позволит повысить вакуум на турбине и сократить удельный расход топлива на выработку электроэнергии.	2020	2020	32 099		32 099					
5	Модернизация ограждения территории Тепловой станции	Целью данного проекта является модернизация ограждения Тепловой станции и приведением объекта в соответствие с требованиями «Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса» утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 5 мая 2012 г. № 458 (Правил). Предписания Росгвардии от 19.04.2017г по контролю за обеспечением безопасности станции выявлено несоответствие установленного периметрального (основного) ограждения Тепловой станции требованиям Правил.	2018	2020	33 937	7 570	26 367					

№п/п	Наименование мероприятия	Обоснование необходимости	Год начала	Год окончания	Стоимость мероприятия	Профинансировано к 2020г	2020	2021	2022	2023	
							тыс. руб.				
6	Техническое перевооружение опасного производственного объекта "Площадка главного корпуса Набережночелнинской ТЭЦ" в части модернизации конвективного пароперегревателя котла ТГМЕ-464 ст.№11	Энергетический котел ТГМЕ-464 ст.№11 проработал с начала эксплуатации 145137 час. С 2014 года увеличилось количество остановов котла из-за дефектов в конвективных поверхностях нагрева (КПП). В периоды простоя котла по данной причине проводится только восстановление (т.е. отглушение) поврежденного участка и устранение сопутствующих дефектов. На данный момент на энергетическом котле ТГМЕ-464 ст.№11 на КПП отглушено порядка 5% труб. Согласно п.2.2.5.5. ГОСТ 28269 «Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования», 100 000 часов наработки являются расчетным ресурсом для работающих под давлением элементов котла с расчетной температурой, соответствующей области ползучести для труб поверхностей нагрева и выходных камер пароперегревателей. Согласно письму завода изготовителя ОАО ТКЗ «Красный котельщик» исх.№ТКЗ-5001214- 025 от 06.03.2017, в связи с тем, что КПП полностью выработал расчетный ресурс, а так же из-за наличия большого количества дефектов и отглушенных труб, необходимо заменить данный узел, т.к. дальнейший ремонт не целесообразен.	2017	2020	222 757	3 052	219 705				
7	Техническое перевооружение ОПО "Топливное хозяйство Набережночелнинской ТЭЦ" в части сливных эстакад и оборудования ОМХ. 1 этап (дополнение)	Реализация согласно предписания №43-20-166-061-17 от 21.04.2017 г. выданного Приволжским управлением Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору необходимо привести в соответствие с ФНиП в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»	2018	2020	185 704	45 426	140 478				
8	Техническое перевооружение к/а ТГМ-84Б ст.№4 с заменой водяного экономайзера	Энергетический котел ТГМ-84Б ст.№4 проработал с начала эксплуатации 235749ч. Согласно п.2.2.5.5. ГОСТ 28269 «Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования», 100 000 часов наработки являются расчетным ресурсом для работающих под давлением элементов котла с расчетной температурой, соответствующей области ползучести для труб поверхностей нагрева и выходных камер пароперегревателей. В связи с тем, что ВЭ КА ТГМ-84Б ст.№4 полностью выработал расчетный ресурс, а так же из-за наличия большого количества дефектов, необходимо заменить данный узел, т.к. дальнейший ремонт не целесообразен.	2021	2022	116 465			1 836	114 628		
9	Реконструкция трубопровода обратной сетевой воды №2 с увеличением диаметра трубы с 1020мм до 1200мм	Увеличение пропускной способности и снижение падения давления для повышения надежности схемы теплоснабжения г. Набережные Челны	2022	2023	40 384				2 431	37 953	
10	Техническое перевооружение теплофикационной схемы трубопровода от пиковых бойлеров ТГ-10,11 до ТПХ-5.	Целью работы является замена участка в связи с физическим износом, большим количеством дефектов. Согласно замеру толщины стенок трубопровода от пиковых бойлеров ТГ-10,11 до ТПХ-5 при проведении ЭПБ данного сетепровода в 2014г, утонение толщины стенок трубопровода составляет 10÷13%. Согласно акта анализа индикаторов коррозии, образцы покрыты слоем железокисных рыхлых отложений. После снятия верхнего слоя отложений на поверхности индикаторов просматриваются плотные, трудноудаляемые отложения черного цвета. После снятия этих отложений на образцах просматривается сплошная размытая язвенная коррозия. Скорость коррозии индикаторов составила: 0,2мм/год. В период 2010 - 2017гг на данном участке трубопровода по причине –«свищи и течи» заменено два отвода, три прямых участка и заварены две латки на месте возникновения сквозной коррозии. Реконструкция данного трубопровода позволит: повысить надежность схемы теплоснабжения; сократить потери тепла и сетевой воды; сократить недоотпуск тепла потребителю г.Набережные Челны.	2022	2023	24 407				1 424	22 983	

№п/п	Наименование мероприятия	Обоснование необходимости	Год начала	Год окончания	Стоимость мероприятия	Профинансировано к 2020г	2020	2021	2022	2023	
							тыс. руб.				
11	Техническое перевооружение теплофикационной схемы напорного трубопровода ТГ-3 от ЗСТ-2А,Б вдоль эстакады ряда А до пиковой котельной №1	Целью работы является замена участка в связи с физическим износом, большим количеством дефектов. Согласно замеру толщины стенок напорного трубопровода теплосети ТГ-3 на участке от задвижки ЗСТ-2А,Б до границы раздела на эстакаде ряда Западного теплопункта №1 при проведении ЭПБ данного сетепровода в 2014г, утонение толщины стенок трубопровода составляет 10÷13%. Согласно актов гидравлических испытаний в период 2012 - 2017гг на данном участке трубопровода по причинам-«свищи и течи» заменено два отвода и заварены две латки на месте возникновения сквозной коррозии. Реконструкция данного трубопровода позволит: повысить надежность схемы теплоснабжения; сократить потери тепла и сетевой воды; сократить недоотпуск тепла потребителю г.Набережные Челны.	2022	2023	27 254			1 831	25 424		
12	Реконструкция трубопроводов подземных коммуникаций промплощадки (трубопровод сырой добавочной воды на полиэтиленовый)	Трубопроводы подземных коммуникаций промплощадки эксплуатируются с 1973 года, т.е. 45 лет. В настоящее время, в связи с коррозионным износом стенок трубопровода, для поддержания коллектора в работоспособном состоянии требуется проводить внеплановые и аварийные ремонты, включающие в себя замену дефектных участков коллектора, ремонт арматуры. Также дефекты трубопровода приводят к потерям технической воды и размыву грунта. Физический износ трубопровода и как следствие этого образование свищей снижает надёжность работы станции, несение нормативной мощности в экономичном режиме. Сложность устранения дефектов связана с подземной прокладкой трубопроводов на территории станции под асфальтированными дорогами, разбитыми клумбами и растущими деревьями. Затраты на раскопку трубопровода и дальнейшее благоустройство территории станции очень велики. Внедрение позволит сократить затраты на ремонт, затраты на тех.воду и снизит плату за сбросные воды.	2009	2 023	40 575	2 409		1 017	37 149		
13	Модернизация ограждения основной территории и ограждения территории ОМХ Набережночелнинской ТЭЦ.	Целью данного проекта является модернизация ограждения основной территории и ограждения территории ОМХ Набережночелнинской ТЭЦ и приведением объектов в соответствие с требованиями «Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса» утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 5 мая 2012 г. № 458 (Правил). Предписания Росгвардии от 19.04.2017г по контролю за обеспечением безопасности станции выявлено несоответствие установленного периметрального (основного) ограждения станции и ОМХ требованиям Правил.	2018	2023	84 504	22 668		28 938	32 898		
Всего					968 038	113 550	484 691	63 121	150 266	156 407	

Табл. 5.5. Программа развития филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ

№	Наименование мероприятия	Объем финансирования, млн.рублей									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Итого
		млн. руб									
	НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКАЯ ТЭЦ	212,70	167,70	185,40	200,36	247,00	277,90	321,80	301,90	295,70	2 210,46
1	Модернизация системы Вибромониторинга турбоагрегата ПТ-60 ст.№1	1,10	10,70								11,80
2	Модернизация системы Вибромониторинга турбоагрегата Т-100/130 ст.№5			1,80	11,8						13,60
3	Турбина ст.№3. Модернизация с заменой системы возбуждения и микропроцессорными защитами генератор-трансформатор-СН	4,00	70,00								74,00
4	Турбина ст.№4. Модернизация с заменой системы возбуждения и микропроцессорными защитами генератор-трансформатор-СН				4,40	77,00					81,40
5	Турбина ст.№5. Модернизация с заменой микропроцессорными защитами генератор-трансформатор-СН							4,80	84,70		89,50
6	Турбина ст.№6. Модернизация с заменой системы возбуждения и микропроцессорными защитами генератор-трансформатор-СН									5,30	5,30
7	Модернизация турбогенератора ст.№1 с заменой изоляции обмоток, бандажных колец	4,3	49,4								53,70
8	Модернизация турбогенератора ст.№3 с заменой изоляции обмоток, бандажных колец			4,6	53,90						58,50
9	Модернизация турбогенератора ст.№4 с заменой изоляции обмоток, бандажных колец					5,10	58,70				63,80
10	Модернизация турбогенератора ст.№5 с заменой изоляции обмоток, бандажных колец							5,50	63,90		69,40
11	Модернизация турбогенератора ст.№6 с заменой изоляции обмоток, бандажных колец								6,00	69,70	75,70
12	Модернизация турбогенератора ст.№7 с заменой изоляции обмоток, бандажных колец									6,50	6,50
13	Модернизация турбины Т-100-130 ст. №7 с установкой трубок конденсатора нового типа.	2,00	30,00								32,00

№	Наименование мероприятия	Объем финансирования, млн.рублей									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Итого
		млн. руб									
14	Модернизация турбины Т-100-130 ст. №3 с установкой трубок ПСГ-1 нового типа.			2,00	20,00						22,00
15	Модернизация турбины Т-100-130 ст. №5 с установкой трубок ПСГ-2 нового типа.					2,00	20,00				22,00
16	Модернизация турбины Т-175-130 ст. №10 с установкой трубок ПСГ-2 нового типа.							2,00	27,00		29,00
17	Модернизация турбины Т-185-130 ст. №11 с установкой трубок ПСГ-2 нового типа.								2,00	27,00	29,00
18	Установка системы шарикоочистки конденсаторов т/а ст.№6	5,00									5,00
19	Установка системы шарикоочистки конденсаторов т/а ст.№3		0,50	4,50							5,00
20	Установка системы шарикоочистки ПСГ-1 т/а ст.№10				0,50	7,00					7,50
21	Установка системы шарикоочистки ПСГ-1 т/а ст.№8.						0,50	5,00			5,50
22	Установка системы шарикоочистки ПСГ-1 т/а ст.№7,								0,50	5,00	5,50
23	Реконструкция подогревателей высокого давления-5,6,7 ТГ-9								2,00	28,00	30,00
24	Реконструкция ПНД -4 ТГ ст.№ 5.	0,50	4,50								5,00
25	Реконструкция ПНД -4 ТГ ст.№ 6				0,50	4,5					5,00
26	Реконструкция ПНД -4 ТГ ст.№ 7							0,50	4,50		5,00
27	Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст.№ 11. Модернизация с заменой конвективного пароперегревателя	99,80									99,80
28	Котлоагрегат ТГМЕ-464 ст.№ 12.Модернизация с заменой конвективного пароперегревателя		2,00	96,40							98,40
29	Модернизация котлоагрегата ТГМЕ-464 ст.№ 14 с установкой калориферов типа ЭС-27813							1,40	14,10		15,50

№	Наименование мероприятия	Объем финансирования, млн.рублей									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Итого
		млн. руб									
30	Модернизация системы безопасного розжига котлоагрегата ТГМ-84 "Б" ст.№7			0,65	18,06						18,71
31	Модернизация к/а ТГМ-84Б ст.№2 с заменой конвективного пароперегревателя		0,60	74,85							75,45
32	Модернизация к/а ТГМЕ-464 ст.№13 с заменой конвективного пароперегревателя					0,80	100,30				101,10
33	Модернизация к/а ст.№4 с заменой водяного экономайзера			0,6	90,00						90,60
34	Модернизация к/а ст.№5 с заменой водяного экономайзера					0,60	96,00				96,60
35	Модернизация к/а ТГМ-84Б ст.№10 с заменой водяного экономайзера	96,00									96,00
36	Модернизация к/а ст.№8 с заменой водяного экономайзера							0,60	96,00		96,60
37	Модернизация к/а ТГМ-84Б ст.№1 с заменой конвективного и ширмового пароперегревателя				1,20	150,00					151,20
38	Модернизация к/а ТГМ-84Б ст.№3 с заменой конвективного и ширмового пароперегревателя						1,20	152,00			153,20
39	Модернизация к/а ТГМ-84Б ст.№6 с заменой конвективного и ширмового пароперегревателя						1,20	150,00			151,20
40	Модернизация к/а ТГМ-84Б ст.№9 с заменой конвективного и ширмового пароперегревателя								1,20	154,20	155,40

5.2 Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»

Данные по текущему состоянию основного оборудования и трубопроводов котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлены в Табл. 5.6

Все теплоэнергетическое оборудование эксплуатируется в пределах нормативного или разрешенного индивидуального ресурса или находится на консервации.

Для контроля работ по техническому освидетельствованию и техническому диагностированию ежегодно разрабатывается «График технического освидетельствования и диагностирования объектов котлонадзора», который утверждается главным инженером ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 5.6. Анализ технического состояния основного теплофикационного оборудования котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Вид оборудования	Тип и марка оборудования	Станц. номер	Год выпуска	Год последнего достижения паркового ресурса	Год достижения назнач. ресурса
Паровой котел	ДКВР 10/13	2	1995	НО и ВО: 13.07.16г.; ГИ: 22.02.17г.	НО и ВО: 17.03.21г.; ГИ: 17.03.21г.
Паровой котел	ДКВР 10/13	3	1993	НО и ВО: 03.11.17г.; ГИ: 22.02.21г.	НО и ВО: 25.07.2020г.; ГИ: 25.07.19г.
Паровой котел	ДКВР 10/21	4	1960	НО и ВО: 14.02.17г.; ГИ: 14.02.17г.	Проводится экспертиза
Паровой котел	ДКВР 10/21	5	1961	НО и ВО: 05.10.09г.; ГИ: 05.10.09г.	На консервации
Паровой котел	ДКВР 20/13	6	1995	НО и ВО: 22.09.2017.; ГИ: 01.11.13г.	НО и ВО: 22.09.2021г.; ГИ: 14.10.21г.
Паровой котел	ДКВР 10/13	7	1998	НО и ВО: 15.03.16г.; ГИ: 12.03.12г.	НО и ВО: 19.08.23г.; ГИ: 19.08.27.

Мероприятия по продлению ресурса:

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

Оборудование котельной в пределах рассматриваемого срока с учетом существующей и перспективной нагрузки в зоне действия не подлежит реконструкции.

6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

В связи с тем, что порядка 97% тепловой нагрузки объектов теплоснабжения города Набережные Челны подключены к Набережночелнинской ТЭЦ, а теплоснабжение вновь построенных объектов теплоснабжение планируется также от НЧ ТЭЦ, мероприятия по реконструкции существующих котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок не целесообразно.

Данной актуализацией Схемы теплоснабжения города Набережные Челны сохраняется решение предыдущей актуализации об отсутствии необходимости переоборудования котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

7 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Мероприятия по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии актуализированной на 2021 год схемой теплоснабжения, как и предыдущей не предусматриваются по причине неактуальности данного вопроса для схемы теплоснабжения города Набережные Челны.

8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Существующий источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (Нч ТЭЦ) полностью покрывают перспективные потребности в тепловой энергии и тепловой мощности города Набережные Челны.

С целью сокращения эксплуатационных затрат АО «Татэнерго» и соблюдения требований ФЗ №190 по приоритету работы источников с комбинированной выработкой в 2020 году, после строительства и ввода в эксплуатацию насосной станции ПНС-БСИ выполнено переключение тепловой нагрузки в горячей воде промышленной зоны БСИ на источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергий – Набережночелнинскую ТЭЦ. При этом КЦ БСИ предлагается сохранить в качестве резервного источника тепловой энергии способного покрыть тепловую нагрузку юго-западной части города, а так же для обеспечения паровой нагрузки объектов промышленной зоны БСИ.

Для котельных, работающих в локальных системах теплоснабжения (Булгарпиво, НЧ КБК, Эссен, Челны-Хлеб и пр.) подключение к централизованным системам нецелесообразно и, соответственно, перевод их в пиковый режим Схемой не предусматривается.

В таблице ниже представлены расчеты экономической эффективности мероприятий по переключению потребителей котельной БСИ на НчТЭЦ (получены от АО «Татэнерго»)

Табл. 8.1. Сводные результаты расчета экономии топлива от увеличения доли отпуска тепла в горячей воде от Набережночелнинской ТЭЦ.

Результаты расчета по НчТЭЦ					
№ пп	Показатель	Единица измерения	факт 2017г	прогноз	прирост
1	Выработка электроэнергии	тыс.кВтч	3 225 469	3 257 118	31 650
2	Отпуск электроэнергии с шин	тыс.кВтч	2 933 823	2 961 791	27 968
3	Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	%	59,1	59,4	0,4
4	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	3 905 571	3 969 023	63 452
5	Отпуск тепла с горячей водой	Гкал	3 753 751	3 817 203	63 452
6	Отпуск тепла с паром	Гкал	151 820	151 820	0
7	Отпуск тепла от ПВК	Гкал	34 643	35 229	586

8	Вээ	тут	871 052	877 863	
9	бээ	г/кВтч	296,9	296,4	
10	Втэ	тут	511 239	518 333	-
11	бтэ	кг/Гкал	130,9	130,6	
Результаты расчета по КЦ БСИ					
№ пп	Показатель	Единица измерения	факт 2017г	прогноз	снижение
1	Отпуск тепла с коллекторов	Гкал	102578,00	39126,00	63452,00
2	Отпуск тепла с горячей водой	Гкал	63452,00	0,00	63452,00
3	Расход э/э на производственные нужды	тыс.кВтч	2354,48	898,06	1456,42
4	Втэ	тут	18666,00	8328,74	
5	бтэ	кг/Гкал	181,97	212,87	-
Сводные результаты расчета по НЧТЭЦ и КЦ БСИ					
№ пп	Показатель	Единица измерения	факт 2017г	прогноз	прирост/снижение
1	Выработка электроэнергии НЧ ТЭЦ	тыс.кВтч	3225468,83	3257118,43	31649,61
2	Отпуск электроэнергии с шин НЧ ТЭЦ	тыс.кВтч	2933823,16	2961791,30	27968,14
3	Расход э/э на производственные нужды КЦ БСИ	тыс.кВтч	2354,48	898,06	-1456,42
4	Отпуск тепла с коллекторов (НЧ ТЭЦ и КЦ БСИ)	Гкал	4008149,00	4008149,00	
5	Отпуск тепла с горячей водой (НЧ ТЭЦ и КЦ БСИ)	Гкал	3817203,00	3817203,00	-
6	Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	тут	871052,10	877863,09	
7	Удельный расход условного топлива на отпуск э/э, бээ	г/кВтч	296,90	296,40	-0,50
8	Расход условного топлива на отпуск теплоэнергии	тут	529905,24	526662,23	-
9	Удельный расход условного топлива на отпуск т/э, бтэ	кг/Гкал	132,21	131,40	-0,81
Расчетная экономия топлива от снижения УРТ на отпущенную теплоэнергию;			ΔВээ	3 243	тут;
Цена условного топлива на электроэнергию, факт 2017г;			Цтэ	3 842	руб/тут;

Расчетная экономия топлива от снижения УРТ на отпущенную теплоэнергию в денежном выражении;	ΔЭтэ руб	12 460 062	руб;
Расчетное снижение потребления электроэнергии на производственные нужды КЦ БСИ;	Δээ	1 456	тыс.кВтч;
Цена покупки эл.энергии на производственные нужды, факт 2017г;	Цээ	2,78	руб/кВтч;
Расчетное снижение потребления электроэнергии на производственные нужды КЦ БСИ в денежном выражении;	Δээ руб	4 055 092	руб;
Средняя цена продажи электроэнергии в свободных секторах ОРЭ в ОЗП факт 2017г;	цээ_орэ	1 181	руб/тыс.кВтч;
Средняя цена покупки электроэнергии на ОРЭ в ОЗП факт 2017г;	цээ_орэ	1 189	руб/тыс.кВтч;
Топливная составляющая себестоимости эл.энергии в ОЗП, факт 2017г;	тс_озп	1 059	руб/тыс.кВтч;
Расчетная экономия от дополнительной выработки электроэнергии;	ΔЭээ руб	3 389 948	руб;
Общая экономия в денежном выражении.	ΔЭ руб	25 542 706	руб.

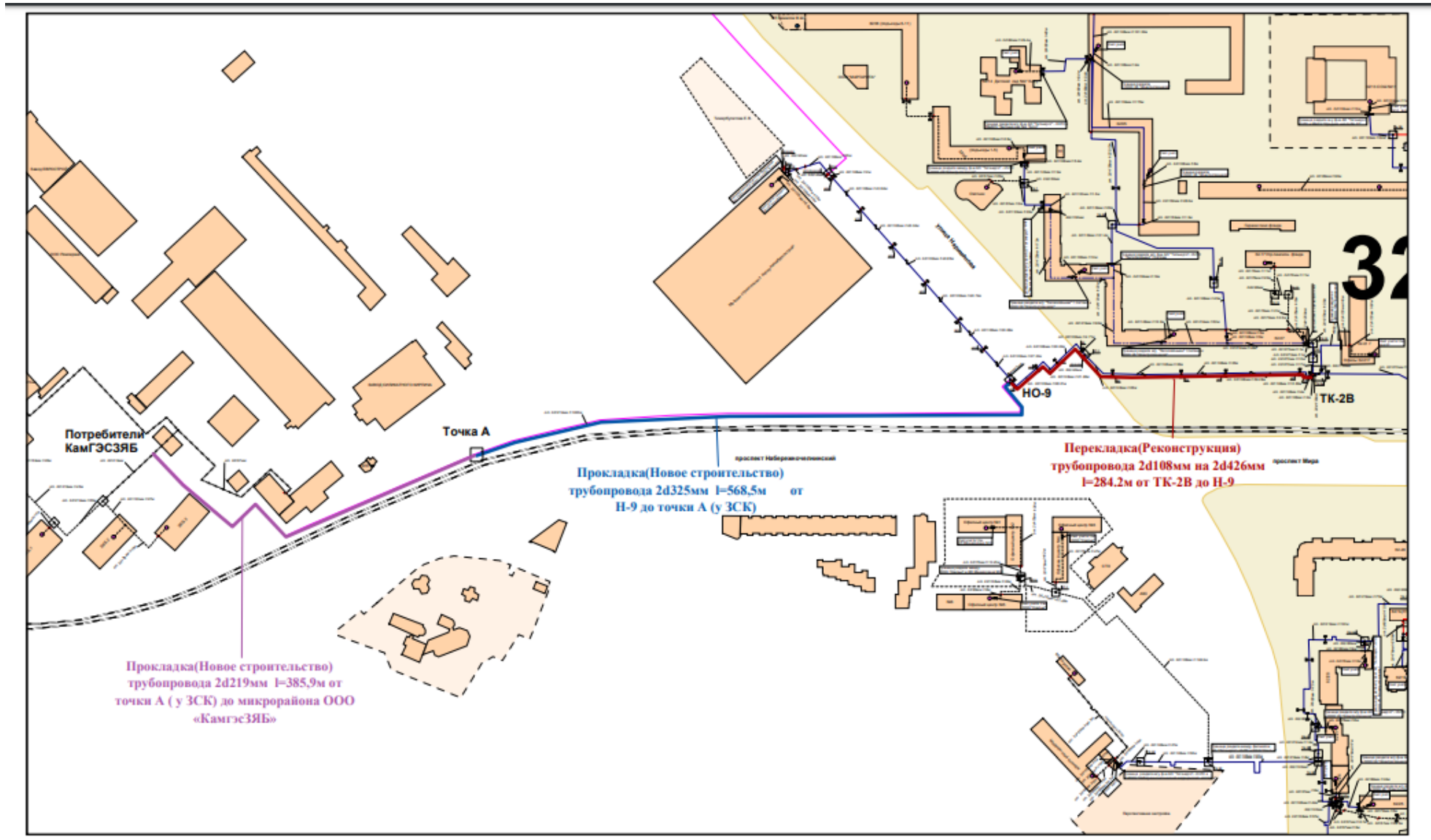
9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

См. Раздел 7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

В связи с тяжелым финансовым положением ООО «КамгэсЗЯБ» - вероятным банкротством предприятия и как следствие прекращение отпуска тепловой энергии, в реализуемый утвержденный план развития теплоснабжения г. Набережные Челны внесены мероприятия по подключению потребителей котельной ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС». Существующая нагрузка потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» составляет 5,777Гкал/час.

На Рис. 9.1 представлена схема подключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС», при этом предусматривается перекладка 284.2 м существующих сетей с увеличением диаметра с du 100мм на du 400мм, строительство новых тепловых сетей du 300 - протяженностью 568.5 м и du 200 – протяженностью 385.9 м. Срок выполнения данных работ предусмотрен к отопительному сезону 2021 – 2022 годов.

Рис. 9.1 Схема подключения потребителей ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям «НЧТС».



10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

См. Раздел 7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и Раздел 8 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки малоэтажными жилыми зданиями

Поскольку одним из основных принципов организации теплоснабжения в соответствии с ФЗ №190 «О Теплоснабжении» ст.3 п.4 является развитие систем централизованного теплоснабжения, то организация индивидуального теплоснабжения в поселениях должна проводиться без ущерба централизованным системам теплоснабжения.

Снижение среднегодовой загрузки оборудования (коэффициента использования установленной мощности) в системах централизованного теплоснабжения ведет к увеличению доли условно-постоянных расходов, что создает дополнительную нагрузку на потребителей тепловой энергии в рассматриваемой зоне.

Таким образом, организация автономного (индивидуального) теплоснабжения для перспективных потребителей тепловой энергии в зонах централизованного теплоснабжения, равно, как и отключение существующих потребителей от источников централизованного теплоснабжения, противоречит федеральному законодательству и ведет к необоснованному увеличению тарифа для остальных потребителей тепловой энергии в зонах централизованного теплоснабжения.

На сегодняшний день в городе Набережные Челны остро стоит проблема установки на вновь вводимые объекты, расположенные в зоне действия централизованных источников тепловой энергии, крышных котельных. Данные мероприятия, проводимые застройщиками, противоречат вышеуказанным положениям.

Следует отметить, что по прогнозам Управления архитектуры, градостроительного и жилищного развития Исполнительного комитета г. Набережные Челны планируются достаточно крупные объемы строительства индивидуального жилья в зонах не обеспеченных централизованной системой теплоснабжения. В данных районах планируется организация индивидуального теплоснабжения, т.к. теплоснабжение частного сектора от централизованного источника тепловой энергии, как правило, связано с высокими потерями на тепловых сетях и большими трудностями при их обслуживании и ремонте (отсутствие доступа и коридоров для подъезда спец.техники). В связи с этим применение индивидуального теплоснабжения с использованием газовых отопительных котлов является предпочтительным, а для жилых домов частного сектора, уже подключенных от сетей Филиала АО «Татэнерго» НЧТС рекомендуется рассмотреть возможность перехода на индивидуальное.

Сведения по перечню и объемам планируемого к строительству индивидуального жилья представлены в Главе 2 обосновывающих материалов актуализированной на 2020 год схемы теплоснабжения.

12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения

При сохранении существующих планов по перспективной застройке города тепловой мощности источников достаточно для покрытия потребности всех тепловых потребителей.

Согласно балансам тепловой нагрузки существующих источников теплоснабжения с учетом перспективного развития на период 2021-2035 гг., источники теплоснабжения г. Набережные Челны, имеют резервы по тепловой мощности и покрывают присоединенные нагрузки с учетом перспективы в полном объеме.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки представлены в Табл. 12.1 - Табл. 12.3.

Табл. 12.1. Балансы тепловой мощности Набережночелнинской ТЭЦ, Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092
отборы паровых турбин, в т.ч.	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052	2052
производственные	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356	356
отопительные	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696
РОУ	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2	1358,2
ПВК	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040	2040
Располагаемая тепловая мощность станции	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092	4092
Затраты тепла на собственные и хозяйственные нужды станции в горячей воде	1,082	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101	1,101
Затраты тепла на собственные и хозяйственные нужды станции в паре	48,3	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Потери в тепловых сетях в горячей воде	111,2	124,9	129	130,3	131,3	132,4	133,6	134,3	135	135,6	136,2	136,8	137,4	138	138,6	139,2	139,7
Потери в паропроводах	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014	2,014
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	2779,8	2799,9	2828,6	2846,9	2863,5	2915,9	2934,4	2947,3	2960,8	2971,4	2977,9	2984,4	2991,0	2997,7	3004,4	3010,1	3015,7
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174	19,174
отопление и вентиляция	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127
горячее водоснабжение	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
Население	2080,8	2100,9	2129,6	2148,0	2164,5	2182,0	2200,5	2213,4	2227,0	2237,6	2244,0	2250,5	2257,1	2263,8	2270,6	2276,2	2281,9

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
отопление и вентиляция	1195,2	1211,7	1235,9	1251,1	1264,9	1279,4	1294,7	1305,4	1316,6	1325,4	1330,7	1336,1	1341,6	1347,1	1352,7	1357,4	1362,1
горячее водоснабжение	885,6	889,1	893,7	896,8	899,7	902,7	905,8	908,0	910,4	912,2	913,3	914,4	915,5	916,7	917,8	918,8	919,8
Пром потребители	679,8	679,8	679,8	679,8	679,8	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7	714,7
отопление и вентиляция	675,6	675,6	675,6	675,6	675,6	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1	710,1
горячее водоснабжение	4,257	4,257	4,257	4,257	4,257	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606	4,606
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1322,1	1342,2	1370,9	1389,3	1405,8	1444,7	1463,2	1476,1	1489,6	1500,2	1506,7	1513,2	1519,8	1526,5	1533,2	1538,9	1544,5
Присоединенная непосредственно к коллекторам станции	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17	19,17
отопление и вентиляция	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127	19,127
горячее водоснабжение	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
Население	991,4	1011,4	1040,2	1058,5	1075,1	1092,6	1111,1	1124,0	1137,5	1148,1	1154,6	1161,1	1167,7	1174,4	1181,1	1186,8	1192,4
отопление и вентиляция	735,7	752,2	776,4	791,6	805,4	819,8	835,1	845,9	857,1	865,9	871,2	876,6	882,1	887,6	893,2	897,9	902,6
горячее водоснабжение	255,7	259,2	263,8	266,9	269,8	272,8	275,9	278,1	280,5	282,3	283,4	284,5	285,6	286,8	287,9	288,9	289,9
Пром потребители	311,6	311,6	311,6	311,6	311,6	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9	332,9
отопление и вентиляция	310,2	310,2	310,2	310,2	310,2	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4	331,4
горячее водоснабжение	1,383	1,383	1,383	1,383	1,383	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479	1,479
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4	17,4

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	1168,2	1134,4	1101,6	1081,9	1064,3	1010,8	991,2	977,6	963,3	952,1	945,1	937,9	930,7	923,5	916,1	909,8	903,7
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	2638,2	2604,4	2571,6	2551,9	2534,3	2494,3	2474,7	2461,1	2446,8	2435,6	2428,6	2421,5	2414,3	2407,0	2399,6	2393,4	2387,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	3862,6	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54	763,54

Табл. 12.2. Балансы тепловой мощности КЦ БСИ, Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0
Располагаемая тепловая мощность	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0	590,0
Затраты тепла на собственные и хоз.нужды в горячей воде	3,209	3,209	3,209	3,209	3,209	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Затраты тепла на собственные и хоз.нужды в паре	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931
Потери в тепловых сетях	1,543	1,543	1,543	1,543	1,543	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери в паропроводах	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067	1,067
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	34,893	34,893	34,893	34,893	34,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
отопление и вентиляция	34,544	34,544	34,544	34,544	34,544	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
горячее водоснабжение	0,349	0,349	0,349	0,349	0,349	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	21,372	21,372	21,372	21,372	21,372	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
отопление и вентиляция	21,276	21,276	21,276	21,276	21,276	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
горячее водоснабжение	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667	12,667
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858	3,858
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	534,7	534,7	534,7	534,7	534,7	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3	574,3
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1

Табл. 12.3. Балансы тепловой мощности котельная ООО «КамгэсЗЯБ», Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Установленная тепловая мощность	46,6	46,6	46,6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	40,0	40,0	40,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Затраты тепла на собственные и хоз. нужды	3,273	3,273	3,273	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери в тепловых сетях	0,980	0,980	0,980	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	5,780	5,780	5,780	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
отопление и вентиляция	4,990	4,990	4,990	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
горячее водоснабжение	0,790	0,790	0,790	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	5,780	5,780	5,780	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
отопление и вентиляция	4,990	4,990	4,990	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
горячее водоснабжение	0,790	0,790	0,790	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	10,000	10,000	10,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная фактическая тепловая нагрузка в паре	10,000	10,000	10,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	19,967	19,967	19,967	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	19,967	19,967	19,967	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

В качестве потенциальных для нужд теплоснабжения возобновляемых ресурсов могут рассматриваться солнечная энергия, низкопотенциальная теплота грунта, поверхностных и сточных вод.

Целесообразность (конкурентоспособность) использования ВИЭ зависит от многих факторов, главными из которых являются технический и экономический потенциал возобновляемых ресурсов в данном регионе, технико-экономические показатели тепловых установок на базе ВИЭ, вид замещаемой нагрузки (отопление или ГВС) и замещаемого энергоносителя (органического топлива или электроэнергии), себестоимость тепловой энергии, отпускаемой от замещаемого источника.

Солнечная радиация

Климатические условия города Набережные Челны характеризуются относительно низкими показателями солнечного излучения. Большая часть солнечного излучения приходится на летние месяцы, когда основной нагрузкой является ГВС. Простой срок окупаемости в таком случае составит более 18-20 лет.

Для установки централизованного ГВС требуются большие площади под солнечные коллекторы, которые в городской черте расположить не представляется возможным. Поэтому в далекой перспективе использование солнечных водонагревательных установок может быть конкурентоспособным для пригородной малоэтажной застройки в случае применения для децентрализованного теплоснабжения жидкого топлива или электроэнергии.

Геотермальное тепло

В настоящее время наиболее отработаны технологии извлечения тепла недр Земли с помощью тепловых насосов. Преимущественно, это теплонасосные установок (ТНУ) отопления и ГВС индивидуальных жилых домов.

В состав установок входят: тепловой насос, система сбора тепла грунта, баки-аккумуляторы горячей воды, котел на органическом топливе или электрический нагреватель, работающий с тепловым насосом в каскаде, а также система низкотемпературного отопления.

Удельная стоимость теплового насоса (ТН) с системой теплосбора составляет 60-90 тыс. руб за 1 кВт тепловой мощности, что в несколько раз превышает аналогичные показатели для котлов и квартирных теплогенераторов, поэтому с целью снижения затрат тепловая мощность ТН выбирается в диапазоне 0,4-0,6 от расчетной тепловой нагрузки здания, при этом за счет

работы установки замещается от 60% до 70% годового теплопотребления.

Энергетическая эффективность ТН определяется коэффициентом преобразования (КОП), равным отношению тепловой мощности к электрической мощности компрессора. Для современных образцов ТН значения КОП достигают 3,5-4 ед.

Анализ показывает, что при сложившемся уровне цен на оборудование и тарифов на тепловую и электрическую энергию, грунтовые тепловые насосы не могут составлять конкуренцию котельным на природном газе (простой срок окупаемости превышает 22-25 лет).

Конкурентоспособность теплонасосных систем может иметь место при замещении котельных на жидком топливе, либо электрокотельных.

Нужно также отметить, что тепловые насосы, как инновационное оборудование, требуют регулярного сервисного обслуживания, что связано с существенными текущими затратами.

При актуализации схемы теплоснабжения г. Набережные Челны использование возобновляемых источников энергии для реконструкции действующих источников теплоснабжения признано нецелесообразным.

14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения

Все промышленные зоны обеспечены тепловыми сетями с комплексом необходимых вспомогательных сооружений. Дополнительных мероприятий по организации теплоснабжения при сохранении существующих планов развития промышленных зон города не требуется.

Часть промышленной зоны находится в районе действия Филиала АО «Татэнерго» Набережночелнинская ТЭЦ. Согласно анализу теплового баланса, ТЭЦ покрывает нагрузку данной промышленной зоны в полном объеме.

Другая часть промышленной зоны находится в районе действия Филиала АО «Татэнерго» Котельный цех БСИ. Согласно анализу теплового баланса, Котельный цех БСИ покрывает нагрузку данной промышленной зоны в полном объеме. А в перспективе (2020 год) тепловая нагрузка в горячей воде этой промышленной зоны планируется к переключению на НчТЭЦ (см. Раздел 7).

На ряде предприятий, расположенных на территории промышленной зоны (Булгарпиво, НЧ КБК, Эссен, Челны-Хлеб и пр.), с целью обеспечения теплоснабжения для покрытия производственно-отопительные нужд, собственниками данных предприятий организованы локальные системы теплоснабжения с местными источниками тепловой энергии. Как правило, при организации локальной системы теплоснабжения, учитывается специфика производственной деятельности предприятий, а подключение их теплопотребляющих установок к системе централизованного теплоснабжения не представляется возможным из-за несоответствия технологических параметров теплоснабжения, либо режимов теплопотребления. Как правило, на таких предприятиях используется пар на технологические нужды. Организация пароснабжения от централизованных источников потребует строительства сетей пароснабжения и возврата конденсата на территории всей промышленной зоны, что не представляется возможным в условиях существующей застройки.

Паропроизводительность отопительно-производственной котельной НП «НЧ КБК», расположенного на промплощадке БСИ (в зоне действия КЦ БСИ) составляет 400 т/ч, что превышает установленную мощность паровых котлов КЦ БСИ.

Так же стоит отметить, что источники тепловой энергии некоторых промышленных предприятий работают в комбинированном режиме, работая на системы теплоснабжения, холодоснабжения и электроснабжения и таким образом их эффективность не уступает НчТЭЦ.

Учитывая вышеизложенное, проектом актуализации схемы теплоснабжения не рассматривается вопрос передачи тепловой нагрузки локальных промышленных котельных на

централизованные источники теплоснабжения.

Прогноз потребления основными промышленными предприятиями от источников централизованного теплоснабжения представлен в Главе 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения на основании сведений, представленных промышленными потребителями тепловой энергии.

Данные прогнозы не предполагают существенного изменения режима потребления тепловой энергии или источников покрытия тепловой нагрузки.

15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Для оценки целесообразности подключения перспективных тепловых нагрузок к источникам централизованного теплоснабжения актуализированной схемой теплоснабжения г. Набережные Челны на 2021 год на период до 2035 года предлагается применять методику расчёта радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения, которая приведена в Стандарте организации Некоммерческое партнёрство «Российское теплоснабжение» СТО НП «РТ» 70264433-2-1-2015.

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения от точки подключения объекта.

Главным условием, определяющим целесообразность присоединения объекта к централизованному теплоснабжению является тот факт, что выручка от реализации тепловой энергии по присоединяемому объекту после подключения его к источнику не должна быть меньше совокупных затрат на строительство и эксплуатацию данной теплотрассы. В соответствии с данным условием, порядок расчета радиуса эффективного теплоснабжения следующий:

1. Для каждого диаметра трубопровода определяется длина тепловой сети от точки подключения до объекта технического присоединения при заданном расходе сетевой воды. Принимается расход сетевой воды с шагом, обеспечивающим требуемую точность расчетов и значение гидравлических потерь. В сумме в подающем и обратном трубопроводе потери не должны превышать 2 м.вод.ст (для сводных таблиц). Данное условие берется из целесообразности обеспечения перепада давлений в каждой точке тепловой сети. Для конкретного объекта необходимо произвести гидравлический расчет с определением потерь в подающем и обратном трубопроводе, которые будут учтены при выборе диаметра трубопровода.

2. Задаваясь температурным графиком работы тепловой сети (исходя из фактического для рассматриваемого источника теплоснабжения), определяется пропускная способность в Гкал/ч. В соответствии с этим определяется месячная и годовая величина полезного отпуска тепловой энергии. В данном случае под полезным отпуском следует понимать максимальное потребление тепловой энергии объектом присоединения.

3. Производится расчет тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции при среднегодовых условиях работы тепловой сети и нормируемых эксплуатационных тепловых потерь с утечкой сетевой воды.

4. Определяется выручка от реализации тепловой энергии и затраты с тепловыми потерями.

5. Определяются капитальные затраты на строительство тепловой сети с учетом показателя укрупненного норматива цены. Так как показатель укрупненного норматива цены представляет собой объем денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1

километра наружных тепловых сетей, производится пересчет капитальных затрат на длину *i*-го участка тепловой сети. Учитывая срок амортизации на 10 лет (равномерно), получаются годовые затраты на строительство.

6. Из общей протяженности внутриквартальных тепловых сетей в процентном соотношении вычисляем долю каждого диаметра тепловых сетей. Общие эксплуатационные затраты, определяем из фактических затрат на эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей за прошедший период. Рассчитываются эксплуатационные затраты для необходимого диаметра. В дальнейшем определяются эксплуатационные затраты для *i*-го участка трубопровода (для длин, определенных через расход теплоносителя, при заданных гидравлических потерях) для данного диаметра.

7. Определяются совокупные затраты на строительство и эксплуатацию тепловой сети, как сумма затрат с тепловыми потерями, приведенных затрат на строительство на 10 лет (Постановление правительства РФ №1 от 01.01.2002 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы») и эксплуатационных затрат.

8 Определяется отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепловой сети к выручке от реализации тепловой энергии. Вывод о попадании объекта присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается на основании соблюдения условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию теплотрассы к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В случае превышения – объект не входит в радиус эффективного теплоснабжения и присоединению к системе централизованного теплоснабжения не подлежит. В этом случае решение должно приниматься муниципальным образованием на основе общественных слушаний с последующим отражением в схеме теплоснабжения. Для обоснования технологического присоединения так же необходимо учитывать:

- гидравлический расчет от источника теплоснабжения до объекта технического присоединения;

- превышение установленной мощности для источника теплоснабжения не допускается.

В Табл. 15.1 приведён пример расчёта эффективности теплоснабжения объекта. При расчёте

Табл. 15.1. Пример расчёта эффективности теплоснабжения объекта теплоснабжения

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
Общая расчётная тепловая нагрузка, Гкал/ч	C1	0,023092	
Расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	C2	0,023092	

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
Расчётная тепловая нагрузка на нужды ГВС, Гкал/ч	C3	0	
Наружный проектный диаметр трубопровода, мм	C4	45	
Длина проектной тепловой сети до объекта, м	C5	73,76	
Стоимость подключения с НДС	C6	550,00	
Стоимость подключения без НП и НДС, руб	C7	372,88	расчет по формуле $C7=C6/1.2*0.8$
Стоимость ПИР с НДС, руб	C8	121 786,62	
Плановые затраты на ПИР+СМР без НДС, руб	C9	1 116 080,00	
Ориентировочный Плановый фин. результат по плате за подключение, руб.	C10	-1 115 707,12	расчет по формуле $C10=C9-C7$
Количество дней отопительного периода, дней	C11	209	при температурах $t < 8^{\circ}\text{C}$ (СП 131.13330.2012 Елабуга)
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $^{\circ}\text{C}$	C12	-5,20	при температурах $t < 8^{\circ}\text{C}$ (СП 131.13330.2012 Елабуга)
Минимальная температура в помещении, $^{\circ}\text{C}$	C13	18,00	по СанПиН 2.1.2.2645-10
Проектная температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$	C14	-32,00	по (СП 131.13330.2012 Елабуга)
Потери через изоляцию подающего трубопровода, Гкал/год	C15	10,5801344	расчет из программного комплекса Ратен-325
Потери через изоляцию обратного трубопровода, Гкал/год	C16	6,1604352	расчет из программного комплекса Ратен-325
Потери с утечками подающего трубопровода, Гкал/год	C17	0,158584	расчет из программного комплекса Ратен-325
Потери с утечками обратного трубопровода, Гкал/год	C18	0,158584	расчет из программного комплекса Ратен-325
Общие потери тепловой энергии на новом участке тепловой сети, Гкал/год	C19	17,06	расчет по формуле $C19=C15+C16+C17+C18$
Полезный отпуск потребителю, Гкал/год	C20	53,74	расчет по формуле $C20=[C2 \times 24 \times C11 \times ((C13 - C12) / (C13 - (C14))) + ((C3 / 2.2) \times 24 \times 365]$
Тариф на потери без НДС, руб/Гкал	C21	588,86	постановление ГК РТ по тарифам № 5-45/тэ от 30.11.2015 значение тарифа для потребителей на период 01.01.2016-30.06.2016
Тариф на тепловую энергию без НДС, руб/Гкал	C22	1254,24	постановление ГК РТ по тарифам №5-47/тэ от

Наименование параметра	Обозначение параметра	Значение параметра	Примечание
			30.11.2015, значение тарифа для потребителей на период 01.01.2016-30.06.2016
Затраты на потери по вновь созданному участку, руб/год	C23	10044,62	расчет по формуле C23=C19xC21
Выручка от реализации тепловой энергии новому потребителю, руб/год без НДС	C24	67408,97	расчет по формуле C24=(C20xC22)
Срок амортизации, лет	C25	10	
Приведенные затраты на строительство в зависимости от срока амортизации, рублей/год без НДС	C26	111608,00	расчет по формуле C26=(C9/C25)
Затраты на эксплуатацию трубопровода, рублей/год без НДС	C27	12979,44338	
Итого затрат, рублей без НДС	C28	134632,06	расчет по формуле C28=(C23+C26+C27)
Отношение Выручки от снабжения тепловой энергии объекта к Затратам по его строительству и эксплуатации	C29	0,501	расчет по формуле C29=(C24/C28)
Решение по подключаемому объекту	C30	Объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения, подключены объекте НЕЦЕЛЕСОБРАЗНО	на основании данных в C29 (C29>1-объект в эффективном радиусе теплоснабжения, C29<1 - объект вне эффективного радиуса теплоснабжения)

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения:

$$R_s = 563 \times \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \times \frac{(H)^{0,07}}{(B)^{0,09}} \times \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}, \text{ где}$$

H– потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м. вод. ст.;

s– удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B– среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

П – теплоплотность района, Гкал/ч·км²;

Δt– расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, 0С;

φ– поправочный коэффициент, равный 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

$$R_s = 563 \times \left(\frac{1,3}{74251} \right)^{0,35} \times \frac{(120,5)^{0,07}}{(48,43)^{0,09}} \times \left(\frac{59}{18,89} \right)^{0,13} = 13,93 \text{ км}$$

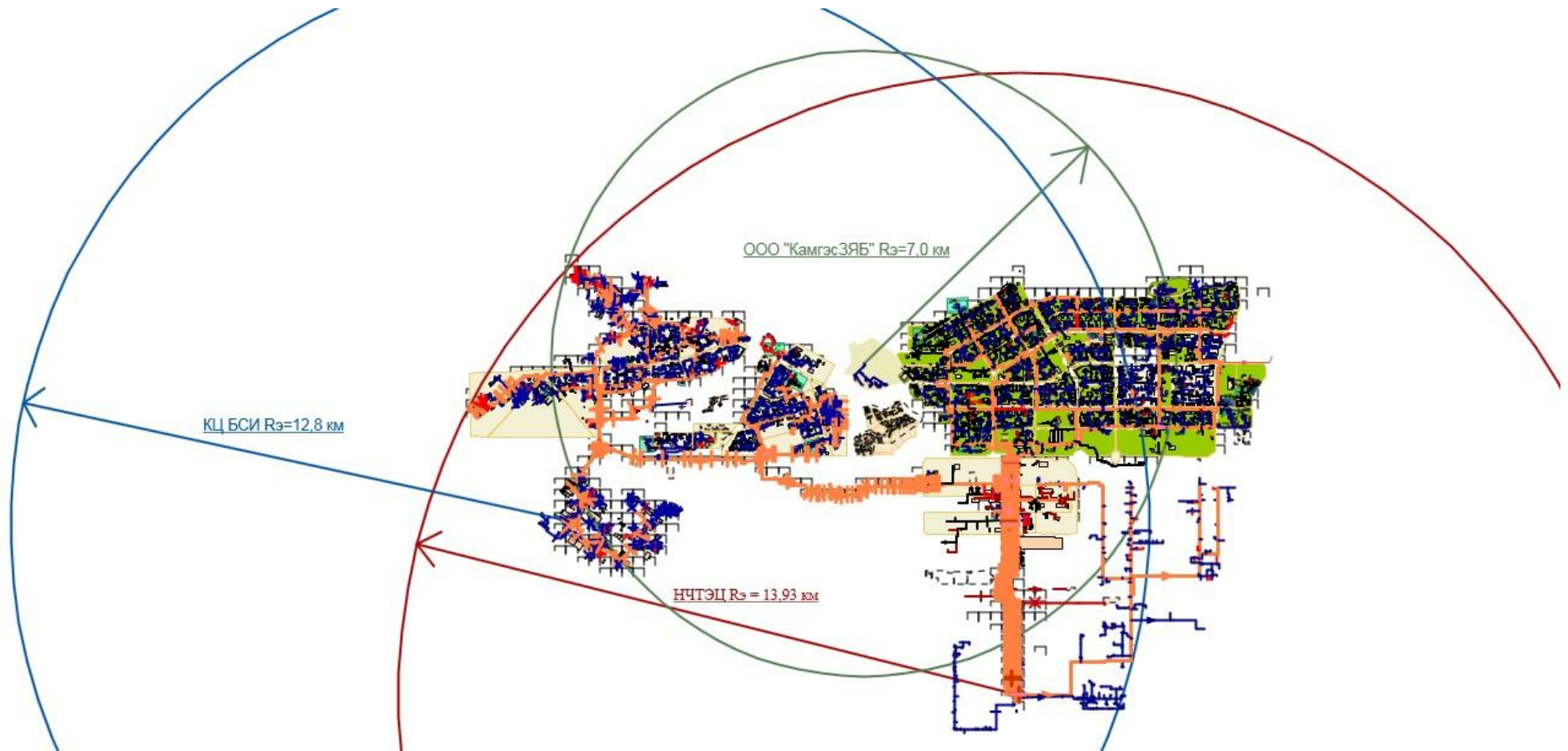
Аналогично были рассчитаны радиусы эффективного теплоснабжения КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ». Результаты расчетов приведены в таблице 14.2.

Радиусы эффективного теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ» представлены на Рис.14.1. Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ».

Табл. 15.2 Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ»

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удалённого потребителя (по тепловым сетям), км	Эффективный радиус теплоснабжения , км
Набережночелнинская ТЭЦ	24,58195	13,93
КЦ БСИ	14,89	12,8
Котельная ООО «КамгэсЗЯБ»	1,1	7,0

Рис. 15.1 Эффективный радиус теплоснабжения Набережночелнинской ТЭЦ, КЦ БСИ и котельной ООО «КамгэсЗЯБ»



16 Обоснование покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью

На территории города отсутствуют зоны перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченные тепловой мощностью.

17 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива

Потребности в топливе для обеспечения перспективных приростов теплопотребления рассмотрены в Книге 10 обосновывающих материалов «Перспективные топливные балансы».

Основным видом топлива источников г. Набережные Челны является природный газ. Резервное – мазут.

Использование возобновляемых источников энергии для обеспечения производства тепловой энергии не предусмотрено.

Табл. 17.1. Потребность в топливе

Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
НчТЭЦ																		
Расход условного топлива всего, в т.ч.		1518,1	1525,6	1529,0	1531,5	1563,5	1567,5	1569,7	1572,4	1574,6	1575,1	1575,7	1576,2	1576,9	1577,6	1578,2	1578,8	1518,1
на выработку электроэнергии	тыс.т.у.т.	1001,6	1004,9	1005,2	1004,8	1023,5	1024,3	1024,4	1024,8	1025,2	1024,5	1023,8	1023,2	1022,6	1022,0	1021,5	1021,1	1001,6
на выработку тепловой энергии		516,6	520,7	523,7	526,8	540,0	543,2	545,3	547,6	549,4	550,6	551,8	553,0	554,3	555,6	556,6	557,7	516,6
КЦ БСИ																		
Расход условного топлива	тыс.т.у. .т	12,6	10,5	10,5	10,5	10,5	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
ООО «КамгэсЗЯБ»																		
Расход условного топлива	тыс.т.у. .т	7,7	7,8	4,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

18 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

Значительных изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не предусмотрено.

С целью сокращения эксплуатационных затрат АО «Татэнерго» и соблюдения требований ФЗ №190 по приоритету работы источников с комбинированной выработкой в 2020 году, после строительства и ввода в эксплуатацию насосной станции ПНС-БСИ выполнено переключение тепловой нагрузки в горячей воде промышленной зоны БСИ на источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергий – Набережночелнинскую ТЭЦ. При этом КЦ БСИ предлагается сохранить в качестве резервного источника тепловой энергии способного покрыть тепловую нагрузку юго-западной части города, а так же для обеспечения паровой нагрузки объектов промышленной зоны БСИ.

В связи с тяжелым финансовым положением ООО «КамгэсЗЯБ» - вероятным банкротством предприятия и как следствие прекращение отпуска тепловой энергии, в реализуемый утвержденный план развития теплоснабжения г. Набережные Челны внесены мероприятия по подключению потребителей котельной ООО «КамгэсЗЯБ» к тепловым сетям филиала АО «Татэнерго» «НЧТС».