

**АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА НЕФТЕЮГАНСКА
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА –
ЮГРЫ
НА ПЕРИОД 2019-2033 ГОДЫ**

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ,
РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ
ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ**

**г. Санкт-Петербург
2018 год**

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	4
1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения а также поквартирного отопления	5
2. Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	13
3. Реконструкция источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	14
4. Реконструкция котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	14
5. Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	18
6. Перевод в пиковый режим котельных по отношению к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	19
7. Расширение зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	19
8. Реконструкция существующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	19
9. Обоснование предлагаемый для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	24
10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми домами	24
11. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах	25
12. Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Нефтеюганск и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	25
13. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения.....	34
14. Сводный реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	38
15. Целевые показатели	41

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

<i>Рисунок 1 – Стоимость эквивалента энергии</i>	<i>15</i>
<i>Рисунок 2 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГПА</i>	<i>16</i>
<i>Рисунок 3 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ</i>	<i>16</i>
<i>Рисунок 4 – Зоны действия котельных ЦК-1, Юго-Западная и СУ-62.....</i>	<i>18</i>
<i>Рисунок 5 – Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период Схемы</i>	<i>22</i>
<i>Рисунок 6 – Баланс тепловой мощности ЦК-2 на период Схемы</i>	<i>23</i>

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа...	14
Таблица 2 – Состав оборудования ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения	20
Таблица 3 – Состав оборудования ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения	23
Таблица 4 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения	26
Таблица 5 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения	29
Таблица 6 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной СУ-62 на период Схемы теплоснабжения	32
Таблица 7 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной Юго-Западная на период Схемы теплоснабжения	33
Таблица 8 – Эффективный радиус теплоснабжения основных источников г. Нефтеюганск	37
Таблица 9 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии	39
Таблица 10 – Целевые показатели эффективности ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения	41
Таблица 11 – Целевые показатели эффективности ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения	43
Таблица 12 – Целевые показатели эффективности котельной СУ-62 на период Схемы теплоснабжения	45
Таблица 13 – Целевые показатели эффективности котельной Юго-Западная на период Схемы теплоснабжения	47

1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», 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 заключении 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.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в Главе 1 обосновывающих материалов.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га;

3. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
4. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;
5. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Поквартирное отопление применяется в соответствии с п. 15 ст. 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».

Вышеуказанная статья вступила в законную силу с 01 января 2011 года, а перечень запрещенных к использованию индивидуальных квартирных источников тепловой энергии был утвержден в апреле 2012 года (п. 44 Правил подключения к системам теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307):

«В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:

- наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности

цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;

- *температура теплоносителя - до 95°C;*
- *давление теплоносителя - до 1 МПа».*

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ (далее по тексту – ЖК РФ) такие действия именуется переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения.

Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное

теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли.

Кроме того, при установке в жилом помещении отопительного оборудования его качественные характеристики должны подтверждаться санитарно-эпидемиологическим заключением, пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия.

Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения.

Самовольная реконструкция систем теплоснабжения — это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлики, неправильному распределению тепловой энергии, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг.

Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п. 7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при полной проектной реконструкции инженерных систем дома, а именно:

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т. ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа;
- кроме того, для установки теплогенератора объем кухни квартиры должен быть не менее 15 куб. м.

Кроме того, демонтаж приборов отопления не свидетельствует о том, что тепловая энергия гражданами не потреблялась, поскольку энергия передавалась в дом, где распределялась через транзитные стояки по квартирам и общим помещениям дома, тем самым отапливая весь дом.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса

Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на автономное теплоснабжение, возможен и целесообразен только для многоквартирного дома в целом, но тогда соответствующее решение должны принять собственники помещений МКД, разработать проект реконструкции внутренних инженерных систем, согласовать его с соответствующими службами. Для этого необходимо провести собрание собственников жилых помещений, на котором принять решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное теплоснабжение с отключением от централизованного теплоснабжения, определить источник финансирования данных работ, в том числе проектных.

В соответствии с СП 41-108-2004 забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздухопроводами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.

Учитывая данные факты, установка газовых теплогенераторов для теплоснабжения возможна только во всех помещениях многоквартирного дома, с обеспечением принудительной подачи (циркуляцией воды) в контуры отопления и горячего водоснабжения.

В случае имеющейся возможности установки индивидуального газового отопительного оборудования, на общем собрании собственников помещений принимается решение о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир дома на индивидуальное отопление, а управляющими компаниями, ТСЖ и другими балансодержателями многоквартирных домов должен выполняться расчет пропускной способности подводящих и внутренних газопроводов и разрабатывается откорректированный проект газоснабжения жилого дома в целом.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения. Данное заключение может

дать местная теплоснабжающая организация. Также массовая установка индивидуальных котлов не может быть разрешена там, где диаметр газовых труб рассчитан только на подключение кухонных плит, так как просто не хватит давления газа. Согласно гидравлическим расчетам, котел потребляет газа больше, чем газовая колонка или плита, так как он значительный период времени работает в постоянном режиме, рассчитанном на обогрев квартиры и на подачу горячей воды.

2. Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

На основании Постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработана и утверждена Схема и программы развития Единой энергетической системы России на 2017-2023 гг. (далее по тексту - СиПР ЕЭС на 2017 - 2023 годы). Также территория города включена в действующую Схему и программу развития электроэнергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2022 года (далее по тексту - СиПР ХМАО-Югры до 2022 г.).

В программах развития строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается. Программами развития электроэнергетики, базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения размещение источников комбинированной выработки на территории г. Нефтеюганск не предусматривается.

3. Реконструкция источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории г. Нефтеюганск отсутствуют.

4. Реконструкция котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Возможность и целесообразность реконструкции котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле детально рассмотрена в графе «Мастер-план».

Целесообразность собственной генерации электрической энергии в комбинированном цикле можно оценить исходя из стоимости эквивалентов приобретаемых и реализуемых ТСО энергоресурсов. Стоимость эквивалентов электрической и тепловой энергии, а также природного газа приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 – Стоимость эквивалента электрической энергии, тепла и природного газа

Наименование	Ед. изм.	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Природный газ
Цена электрической энергии ОЭС (1-й ценовой зоне)	руб./кВт*ч	3,76		
Стоимость тепловой энергии на котельных	руб./Гкал		1536,4	
Стоимость газа	руб./тыс.нм ³			3492
Переводной коэф. для ЭЭ	кВт*ч/ГДж	277,78		
Переводной коэф. для ТЭ	Гкал/ГДж		0,2389	
Переводной коэф. для газа	тыс.нм ³ /ГДж			0,038
Стоимость эквивалента энергии	руб./ГДж	1044,5	367,0	132,8
Максимально возможная добавленная стоимость	руб./ГДж	911,6	234,1	-

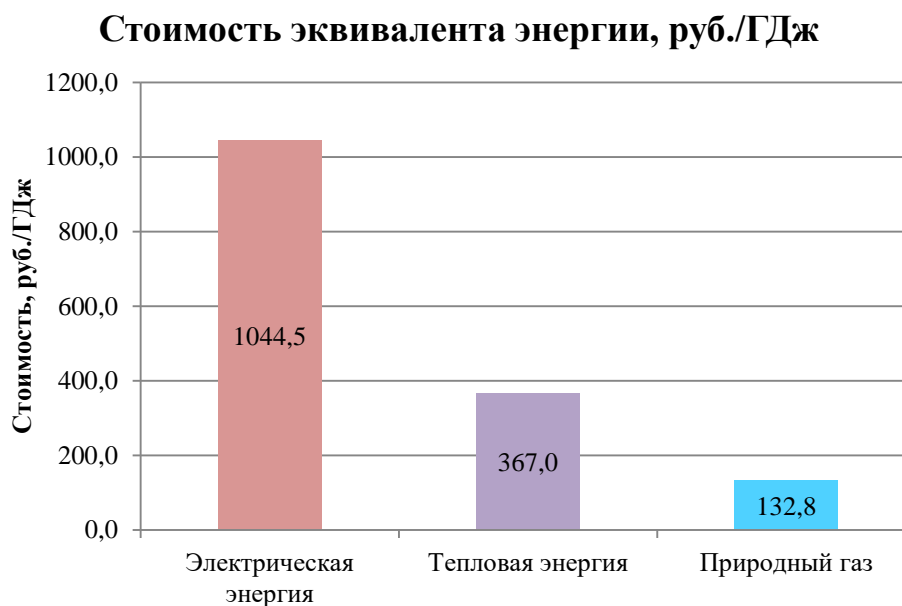


Рисунок 1 – Стоимость эквивалента энергии

Как видно из таблицы 1 и рисунка 1, стоимость эквивалента электрической энергии в 7,8 раза выше, чем эквивалента природного газа. Такое соотношение свидетельствует о целесообразности рассмотрения вариантов применения когенерации на котельных.

В мастер-плане рассмотрены варианты применения в качестве когенерационных установок газопоршневых агрегатов (ГПА) и газотурбинных установок (ГТУ).

Удельная максимальная стоимость строительства таких установок при существующей цене электрической энергии и природного газа и простом сроке окупаемости в 7 лет приведены на рисунках 2 и 3 для ГПА и ГТУ соответственно.

Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии

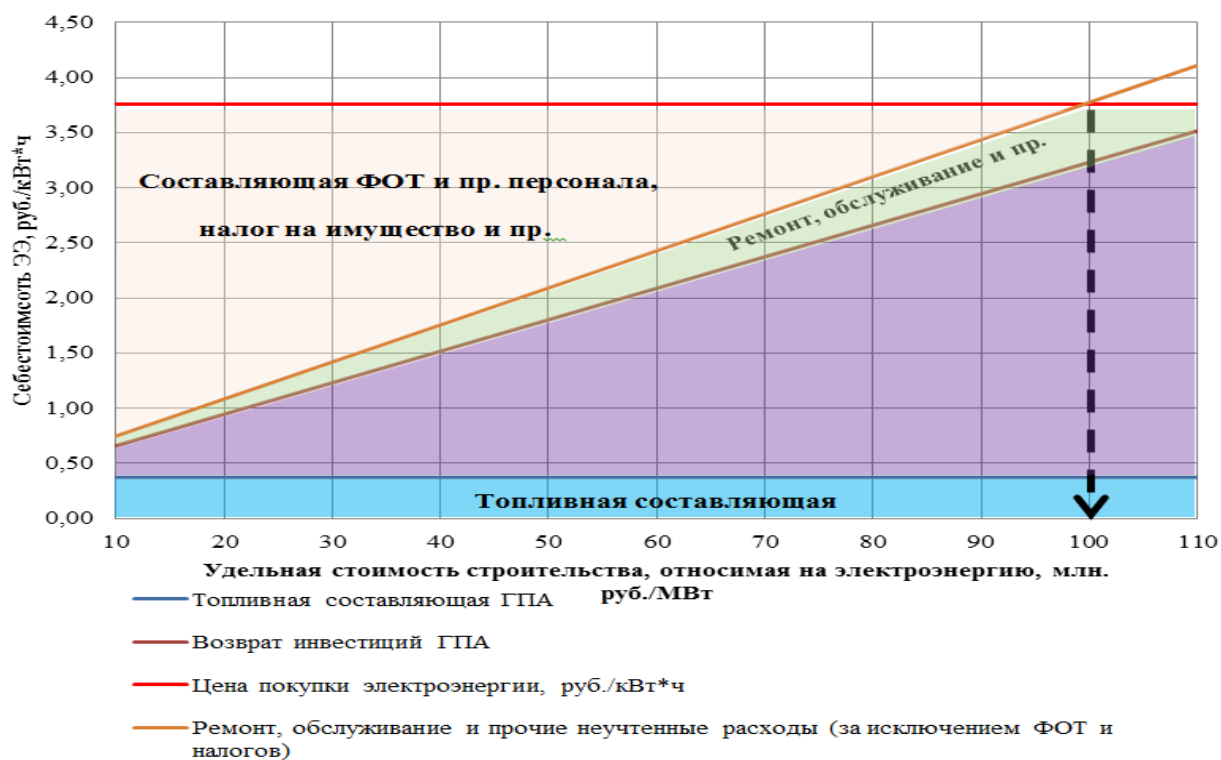


Рисунок 2 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГПА

Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии

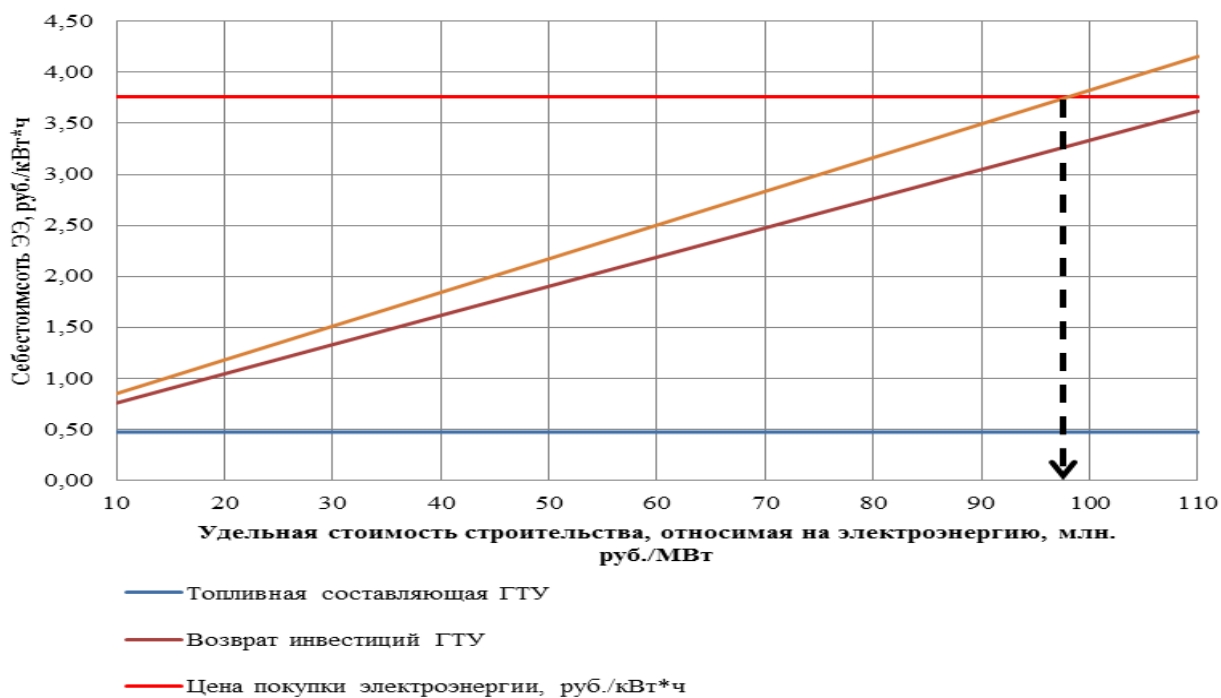


Рисунок 3 – Соотношение топливной и прочих составляющих в цене электроэнергии ГТУ

Графиков на рисунках 2 и 3, при удельной стоимости строительства когенерационной остановки более 100 млн. руб./МВт (электрической мощности), прочие составляющие, такие как заработная персонала с социальными отчислениями, налог на имущество, текущие ремонты и обслуживание, уже не могут быть включены в себестоимость. Фактическая же стоимость строительства рассматриваемых когенерационных установок в настоящее время составляет 80,0-110,0 млн. руб./МВт, что могло бы сделать их строительство в рассмотренных условиях привлекательными.

Однако для предложений собственной генерации на существующих котельных есть ряд существенных ограничений:

- Надежность внешнего газоснабжения – высокий износ и ограничено-работоспособное состояние подводящего газопровода высокого давления «Правдинский ЦПС – Сургутская ГРЭС» (см. п. 12.4 Главы 1 ОМ);
- Негативные воздействия на жилую зону – площадки ЦК-1 и ЦК-2 находятся в непосредственной близости от жилых домов. Высока вероятность невозможности размещения генерации на существующих площадках по уровню шумового загрязнения и прочих возникающих негативных факторов.
- Сохранение внешнего электроснабжения в качестве резервного – синхронизация собственной генерации по частоте должна осуществляться от внешней сети. Собственная генерация должна резервироваться из сети. При этом плата за подключенную мощность котельных сохраняется.
- Возможность повышения надежности электроснабжения альтернативными методами – возможность строительства резервных линий электроснабжения от независимых ПС 110/35/6 кВ «Звездная» и ПС 110/35/6 кВ «Парус».

Учитывая изложенное, устройство когенерационных установок для обеспечения собственных нужд котельных не предусматривается настоящей актуализацией Схемы теплоснабжения.

Актуализацией Схемы теплоснабжения предлагается оснастить существующие котельные ЦК-1 и ЦК-2 ОАО «ЮТТС» резервными источниками питания.

5. Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Схема теплоснабжения предусматривает переключение нагрузок Юго-Западной котельной и котельной СУ-62 на ЦК-1.

Переключаемая зона представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Зоны действия котельных ЦК-1, Юго-Западная и СУ-62

По результатам разработки вариантов переключения в мастер-плане, был выбран наиболее целесообразный – вариант организации ПНС на месте существующей котельной Юго-Западная.

Для реализации мероприятия требуется выполнить:

- Строительство перемычки на тепловых сетях ЦК-1 и Юго-Западной котельной между тепловыми камерами МК-ЮЗ-1 и МК-Юг-Зап – 2Ду400 длиной 56,8м.
- Строительство перемычки на тепловых сетях котельных Юго-Западная и СУ-62 между тепловыми камерами МК-ЮЗ-12 и СУ-62-7 – 2Ду200 длиной 207 м.
- Организация повысительной насосной станции на месте существующей котельной Юго-Западная и строительство нового участка обратного трубопровода до ПНС Ду300 длиной – 216 м.

Мероприятия по сетевому строительству рассмотрены в Главе 7 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей».

Резерв тепловой мощности на котельной ЦК-1 составляет 262,1 Гкал/ч, что позволяет переключить нагрузку котельных Юго-Западная и СУ-62 без реконструкции существующего оборудования.

Баланс тепловой мощности и энергии источников до и после переключения приведен в п. 12.

Нагрузка котельной п. Звездный в настоящее время с 2016 года фактически переключена на ЦК-2 и учитывается в балансах последней. Схемой теплоснабжения предусматривается вывод из эксплуатации котельной п. Звездный в 2018 году.

6. Перевод в пиковый режим котельных по отношению к источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

На территории г. Нефтеюганск отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Перевод котельных в пиковый режим не предусматривается.

7. Расширение зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

На территории г. Нефтеюганск отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

8. Реконструкция существующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Наибольшие приросты тепловых нагрузок на период Схемы теплоснабжения ожидаются в микрорайонах 17 и 17а. Данные микрорайоны находятся на периферии существующей зоны действия котельной ЦК-1. В мастер-плане рассмотрены два варианта теплоснабжения перспективных потребителей данных районов:

Вариант 1 – от существующей котельной ЦК-1;

Вариант 2 – от Нового источника в 17а микрорайоне.

В связи с более высокой неопределенностью относительно условий строительства Нового источника (в проектах планировок территории 17-го и 17А – микрорайонов отсутствует площадка под размещение котельной), при настоящей актуализации в проект Схемы теплоснабжения включается Вариант 1, как требующий меньших капитальных вложений.

Окончательное решение о необходимости строительства Нового источника должно быть принято до 2021 года и отражено в Схеме теплоснабжения при последующей актуализации.

Нижеприведенные мероприятия на котельных ЦК-1 и ЦК-2 являются инвариантными и должны быть осуществлены вне зависимости от источника теплоснабжения перспективных потребителей микрорайонов 17 и 17а.

На перспективу Схемы теплоснабжения запланирована поэтапная модернизация основного и вспомогательного оборудования ЦК-1:

- запланированные мероприятия на 2019 год:
 - Модернизация автоматизированного узла управления и узла учёта тепловой энергии здания котельной;
- запланированные мероприятия на 2023 год:
 - автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования котельной;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №1;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №3;
 - модернизация котла КВГМ-100 №1;
 - модернизация котла КВГМ-100 №2;
- запланированные мероприятия на 2024 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №2;
 - модернизация котла КВГМ-100 №3;
 - модернизация котла КВГМ-100 №4.

Состав оборудования на период разработки схемы теплоснабжения представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав оборудования ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

Ст №	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта	Производитель ность	Оборудование	Год ввода (последнего капитальног о ремонта	Производитель ность
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30М	1971 (2003)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2023)	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30М	1971 (2004)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2024)	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30М	1971 (2003)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1971 (2023)	30 Гкал/ч
4	КВГМ-100	1991 (2005)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2023)	100 Гкал/ч
5	КВГМ-100	1991 (2004)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2023)	100 Гкал/ч
6	КВГМ-100	1991 (2002)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	1991 (2024)	100 Гкал/ч
7	КВГМ-100	2000 (2005)	100 Гкал/ч	КВГМ-100	2000 (2024)	100 Гкал/ч
Всего по котельной			490 Гкал/ч			490 Гкал/ч

Для повышения надежности теплоснабжения при отключении внешнего электроснабжения, на котельной запланирована установка аварийного источника электроснабжения 2254 кВт в период 2020-2021 гг.

На ЦК-1 запланированы переключения нагрузок от других источников:

- 2020 год – переключение нагрузок котельной СУ-62 (+1,61 Гкал/ч) и котельной Юго-Западная (+17,11 Гкал/ч) с последующим выводом источников из эксплуатации;
- 2024 год – переключение нагрузок котельной ЦК-2 (+25 Гкал/ч) в связи с ожидаемым дефицитом тепловой мощности на данном источнике.

Переключение нагрузок котельных Су-62 и Юго-Западной рассматривается как временная мера. Предполагается, что до 2023 года район СУ-62 будет расселен в рамках реализации муниципальной программы сноса ветхого жилья. На его месте Генеральным планом предусмотрена малоэтажная (индивидуальная) застройка, теплоснабжение которой будет осуществляться от индивидуальных источников. Социально-административные объекты, строительство которых планируется в районе СУ-62 должны иметь собственные источники теплоснабжения.

Наблюдаемая в настоящее время тенденция перехода производственных потребителей котельной Юго-Западная на собственные источники тепла, как ожидается, продолжится. Предполагается организация, поэтапного отключения от централизованного теплоснабжения потребителей котельной Юго-Западная в период 2022-2026 гг.

Баланс тепловой мощности ЦК-1 и тепловой нагрузки в зоне ее действия приведен на рисунке 5 и в таблице 4.

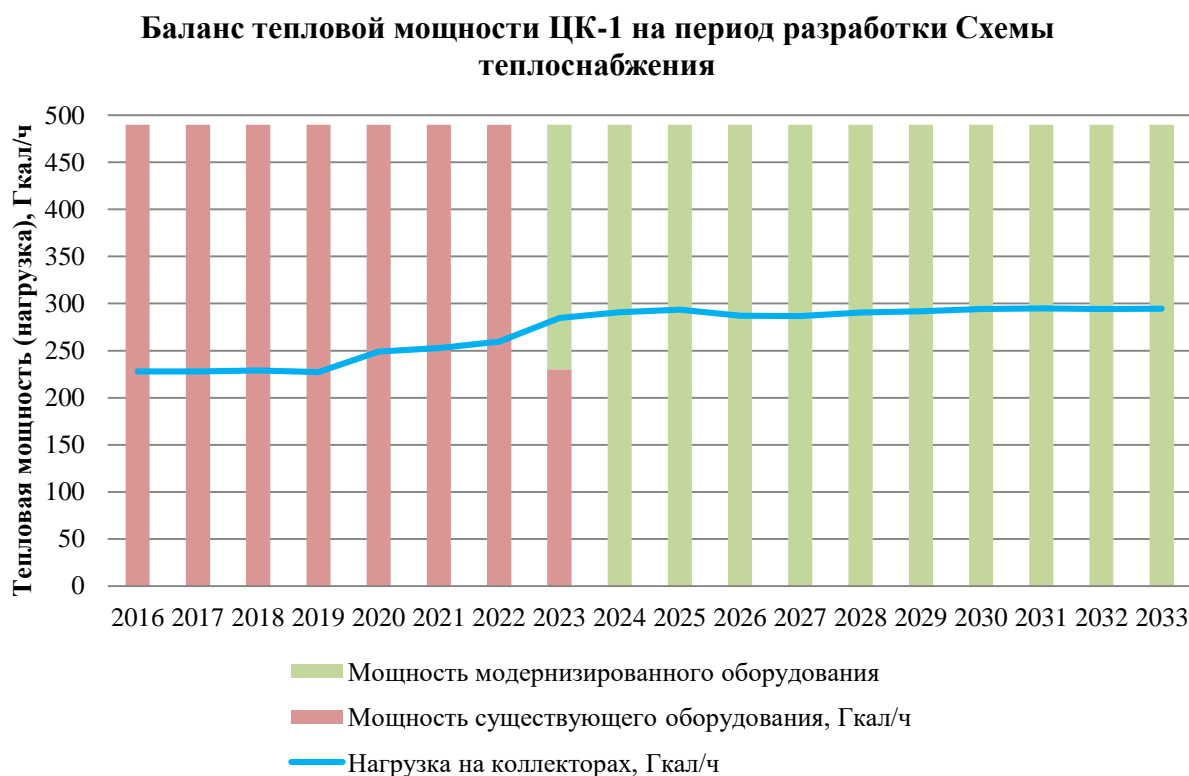


Рисунок 5 – Баланс тепловой мощности ЦК-1 на период Схемы

На ЦК-2 также запланирована поэтапная модернизация существующих котлов и вспомогательного оборудования на период Схемы теплоснабжения:

- запланированные мероприятия на 2019 год:
 - модернизация автоматизированного узла управления и узла учёта тепловой энергии здания котельной;
- запланированные мероприятия на 2020 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №1;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №3;
- запланированные мероприятия на 2021 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №2;
- запланированные мероприятия на 2022 год:
 - модернизация котла ПТВМ-30М №4;
 - модернизация котла ПТВМ-30М №5.

Состав оборудования ЦК-2 на период разработки схемы теплоснабжения представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Состав оборудования ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

Ст · №	Существующее положение			Перспектива		
	Оборудование	Год ввода (последнего капитального ремонта	Производитель ность	Оборудование	Год ввода (последнего капитальног о ремонта	Производитель ность
Водогрейные котлы						
1	ПТВМ-30М	1978 (2001)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2020)	30 Гкал/ч
2	ПТВМ-30М	1978 (2001)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2021)	30 Гкал/ч
3	ПТВМ-30М	1978 (2000)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1978 (2020)	30 Гкал/ч
4	ПТВМ-30М	1986 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1986 (2022)	30 Гкал/ч
5	ПТВМ-30М	1986 (2002)	30 Гкал/ч	ПТВМ-30М	1986 (2022)	30 Гкал/ч
Всего по котельной			150 Гкал/ч			490 Гкал/ч

Для повышения надежности теплоснабжения при отключении внешнего электроснабжения, на котельной запланирована установка аварийного источника электроснабжения 2254 кВт в 2022 году.

Схемой теплоснабжения предусматривается переключения части нагрузок (25 Гкал/ч) ЦК-2 на ЦК-1 в 2024 году. Переключение позволит высвободить тепловые мощности для подключения новых потребителей в зоне действия источника.

Баланс тепловой мощности ЦК-2 и тепловой нагрузки в зоне ее действия приведен на рисунке 6 и в таблице 4.

Баланс тепловой мощности ЦК-2 на период разработки Схемы теплоснабжения



Рисунок 6 – Баланс тепловой мощности ЦК-2 на период Схемы

9. Обоснование предлагаемый для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Схемой теплоснабжения предусматривается вывод из эксплуатации следующих источников:

- Котельной п. Звездный с 2018 года с передачей тепловых нагрузок на ЦК-2;
- Котельной Юго-Западная с 2020 года с передачей тепловых нагрузок на ЦК-1;
- Котельной СУ-62 с 2020 года с передачей тепловых нагрузок на ЦК-1.

Вывод из эксплуатации данных источников позволит сэкономить на расходах на ремонт и обслуживание котельных, а также заработной плате оперативного персонала.

10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми домами

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;

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

По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное отопление применяется в малоэтажном фонде (1-3 эт.). Поквартирное теплоснабжение в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется.

11.Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По положению на 2017 г. в Администрации города отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения.

Существующие производственные зоны, расположенные вне зон существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники, сохраняются.

Планируемые к строительству производства, расположенные вне зон действия существующих источников, а также производства технологическим процессом которых, предусмотрено потребление газа, должны обеспечиваться тепловой энергией от собственных источников.

Изменений в организации теплоснабжения в существующих производственных зонах схемой теплоснабжения не предполагается.

12.Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Нефтеюганск и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Балансы тепловой энергии на рассматриваемую перспективу представлены в таблицах 4 - 7.

Таблица 4 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Собственные нужды	Гкал/ч	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4	482,4
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	230,0	0,0									
		Мощность модернизированного оборудования	Гкал/ч				0,0	0,0	260,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
		Мощность оборудования прошедшего капитальный ремонт (замену), Гкал/ч	Гкал/ч						260,0	230,0									
		Краткое описание мероприятий на источнике			Модернизация АПУ ТЭ				Автоматизация ТП регулирования безопасности Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №1, №3 и 2хКВГМ-100 №1, 2	Модернизация котлов ПТВМ-30М №2, и 2хКВГМ-100 №3, 4									
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	228,8	227,2	248,9	252,9	259,4	284,8	291,0	293,5	287,0	286,8	290,5	291,7	294,2	294,9	294,2	294,5
		Резерв тепловой мощности "нетто"	Гкал/ч	253,6	255,2	233,5	229,5	223,0	197,6	191,4	188,9	195,4	195,6	191,9	190,7	188,2	187,5	188,2	187,9
		Аварийный резерв	Гкал/ч	153,6	155,2	133,5	129,5	123,0	97,6	91,4	88,9	95,4	95,6	91,9	90,7	88,2	87,5	88,2	87,9
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	11,8	11,8	15,4	15,4	15,0	14,5	15,7	15,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
		Потери в новых сетях	Гкал/ч																
		Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч			3,55	3,55	3,21	2,70	3,86	3,52	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
		СУ-62	Гкал/ч			0,17	0,17	0,17											
		Юго-Западная	Гкал/ч			3,38	3,38	3,04	2,70	2,36	2,02								
		ЦК-2	Гкал/ч							1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
		Краткое описание переключения				Переключение от СУ-62 +0,17 Гкал/ч Переключение от Юго-Западной +3,38 Гкал/ч		Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч; Расселение СУ-62 -0,17 Гкал/ч	Переключение нагрузок с ЦК-2 +1,5 Гкал/ч; Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -0,34 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,4 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -2,02 Гкал/ч							
	Потребитель	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	217,0	215,4	233,5	237,5	244,4	270,3	275,3	278,2	273,7	273,5	277,2	278,4	280,9	281,6	280,9	281,2

Звено	Звено	Наименование		Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения																
					2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)		Гкал/ч	211,3	206,7	202,1	197,0	196,2	194,6	192,0	191,1	190,0	189,4	188,7	187,9	187,6	186,6	185,6	184,8	
		Прирост нагрузок нового строительства		Гкал/ч	5,7	8,7	12,7	21,8	32,9	40,4	51,5	58,7	58,7	59,1	63,5	65,5	68,3	70,0	70,3	71,4	
		Переключение нагрузок		Гкал/ч			18,7	18,7	15,3	35,3	31,8	28,4	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		СУ-62		Гкал/ч			1,61	1,61	1,61												
		Юго-Западная		Гкал/ч			17,11	17,11	13,68	10,25	6,82	3,39									
		ЦК-2		Гкал/ч						25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	
		Краткое описание изменения нагрузки					Переключение от СУ-62 +1,61 Гкал/ч Переключение от Юго-Западной +17,11 Гкал/ч		Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -3,43 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -7,01 Гкал/ч; Расселение СУ-62 -1,61 Гкал/ч	Переключение нагрузок с ЦК-2 +25,0 Гкал/ч; Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -10,49 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -13,94 Гкал/ч	Отказ от ЦТ в зоне Юго-Западная -17,12Гкал/ч								
Техн ико- эконо- миче- ские	Источник	Выработка тепловой энергии		Гкал	929668,7	873576,8	925308,2	925308,2	954884,8	961114,4	1036049,7	1049760,3	1033726,9	1034250,9	1048550,9	1053918,9	1063814,9	1067609,9	1066320,9	1068703,9	
		Собственные нужды	Гкал	22067,8	22067,8	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	22405,0	
			%	2,4%	2,5%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%	2,2%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	2,1%	
		Изменение собственных нужд		Гкал																	
		Краткое описание изменения собственных нужд		Гкал																	
	Сети	Отпуск с коллекторов		Гкал	907600,9	851509,0	902903,2	902903,2	932479,8	938709,4	1013644,7	1027355,3	1011321,9	1011845,9	1026145,9	1031513,9	1041409,9	1045204,9	1043915,9	1046298,9	
		Потери в ТС	Гкал	82098,2	89035,0	92795,2	92795,2	91910,8	89173,4	92956,7	92072,3	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	86765,9	
			%	9,0%	10,5%	10,3%	10,3%	9,9%	9,5%	9,2%	9,0%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	8,3%	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)		Гкал	82098,2	89035,0	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2	82098,2
		Потери в новых сетях		Гкал																	
		Потери в переключаемых сетях		Гкал			10697,0	10697,0	9812,6	7075,2	10858,5	9974,1	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	
		СУ-62		Гкал			1853,0	1853,0	1853,0												
		Юго-Западная		Гкал			8844,0	8844,0	7959,6	7075,2	6190,8	5306,4									
		ЦК-2		Гкал							4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	4667,7	
	Потребители	Полезный отпуск		Гкал	825502,7	762474,0	810108,0	810108,0	840569,0	849536,0	920688,0	935283,0	924556,0	925080,0	939380,0	944748,0	954644,0	958439,0	957150,0	959533,0	
		Полезный отпуск в существующей зоне		Гкал	802902,0	731764,0	716762,5	683833,5	682231,4	677890,7	670340,4	668556,2	666002,9	665211,9	664144,9	662672,9	662655,9	660481,9	658305,9	656869,9	
		Полезный отпуск новым потребителям		Гкал	22600,7	30710,0	45266,0	78195,0	118593,0	146738,0	187664,0	212378,0	212442,0	213757,0	229124,0	235964,0	245877,0	251846,0	252733,0	256552,0	
		Полезный отпуск переключаемым потребителям		Гкал			48079,5	48079,5	39744,6	24907,3	62683,6	54348,8	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	
		СУ-62		Гкал			6502,5	6502,5	6502,5												
		Юго-Западная		Гкал			41577,0	41577,0	33242,2	24907,3	16572,5	8237,6									
		ЦК-2		Гкал							46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	46111,1	
	Вода	Расход ВОДЫ		тыс. м3	454,7	396,9	430,4	430,4	231,7	212,2	222,6	220,3	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	
		Потребление воды		тыс. м3	1877,4	1819,6	1853,2	1853,2	231,7	212,2	222,6	220,3	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		Собственные нужды	тыс. м3	285,1	227,3	227,3	227,3	30,5	27,6	29,5	29,1	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9
			%	15,2%	12,5%	12,3%	12,3%	13,1%	13,0%	13,2%	13,2%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
		Потери в ТС	тыс. м3	169,5	169,5	203,1	203,1	201,2	184,6	193,1	191,2	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	47634,00	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5	169,5
		Потери в новых сетях	14556,00																
		Потери в переключаемых сетях				33,6	33,6	31,7	15,1	23,6	21,7	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
		СУ-62				14,7	14,7	14,7											
		Юго-Западная				18,9	18,9	17,0	15,1	13,2	11,3								
		ЦК-2								10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	1422,8	1422,8	1422,8	1422,8												
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	123706,7	115334,0	121001,0	121001,0	126304,0	127148,0	135714,0	136751,0	134329,0	134398,0	136298,0	137011,0	138325,0	138829,0	138658,0	138975,0
			т.у.т.	147931,4	138401,0	146758,0	146758,0	151565,0	152578,0	162857,0	163752,0	161195,0	161278,0	163557,0	164413,0	165990,0	166595,0	166390,0	166770,0
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	163,0	162,54	162,54	162,54	162,54	162,54	160,66	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	27889,0	26165,0	27719,0	27719,0	28627,0	28818,2	31460,4	30279,1	29093,8	29132,2	30189,0	30589,8	31334,7	31622,4	31524,5	31705,5
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	31,0	29,5	28,8	28,8	29,4	29,7	30,1	30,3	30,2	30,3

Таблица 5 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
		Собственные нужды	Гкал/ч	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6	145,6
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	150,0	150,0	90,0	60,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Мощность модернизированного оборудования	Гкал/ч		0,0	60,0	90,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
		Мощность оборудования прошедшего капитальный ремонт (замену), Гкал/ч	Гкал/ч			60,00	30,00	60,00											
		Краткое описание мероприятий на источнике				Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №1, 3 Модернизация ПУ ХВО Модернизация АПУ ТЭ	Модернизация котла ПТВМ-30М №2	Модернизация котлов 2хПТВМ-30М №4, 5											
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	132,6	131,9	130,6	131,2	131,9	133,5	111,6	116,3	125,7	126,7	127,7	130,5	130,6	130,5	132,1	133,3
		Резерв тепловой мощности "нетто"	Гкал/ч	13,0	13,7	15,0	14,4	13,7	12,1	34,0	29,3	19,9	18,9	17,9	15,1	15,0	15,1	13,5	12,3
		Аварийный резерв	Гкал/ч	-17,0	-16,3	-15,0	-15,6	-16,3	-17,9	4,0	-0,7	-10,1	-11,1	-12,1	-14,9	-15,0	-14,9	-16,5	-17,7
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал/ч	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
		Потери в новых сетях	Гкал/ч																
		Потери в переключаемых сетях	Гкал/ч							-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5
		Краткое описание переключения								Переключение нагрузок на ЦК-1 -1,5 Гкал/ч									
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	125,2	124,5	123,2	123,8	124,5	126,1	105,7	110,4	119,8	120,8	121,8	124,6	124,7	124,6	126,2	127,4
		Нагрузка существующих потребителей (с учетом снижения)	Гкал/ч	125,2	123,9	122,6	121,2	120,7	120,6	120,5	120,3	119,7	119,5	119,3	119,1	118,6	118,2	117,5	116,6
		Прирост нагрузок нового строительства	Гкал/ч	0,0	0,7	0,7	2,6	3,8	5,5	10,3	15,1	25,1	26,3	27,5	30,5	31,1	31,5	33,7	35,8

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Период Схемы теплоснабжения															
				2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
		Переключение нагрузок	Гкал/ч							-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0	-25,0
		Краткое описание изменения нагрузки								Переключение нагрузок на ЦК-1 -25 Гкал/ч									
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	308279,3	273726,9	273726,9	273726,9	276336,9	281976,9	246927,1	262910,1	294768,1	298292,1	302231,1	311829,1	312405,1	312698,1	318180,1	322674,1
		Собственные нужды	Гкал	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1	8885,1
			%	2,9%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,6%	3,4%	3,0%	3,0%	2,9%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
		Изменение собственных нужд	Гкал																
		Краткое описание изменения собственных нужд	Гкал																
	Сети	Отпуск с коллекторов	Гкал	299394,2	264841,8	264841,8	264841,8	267451,8	273091,8	238042,0	254025,0	285883,0	289407,0	293346,0	302944,0	303520,0	303813,0	309295,0	313789,0
		Потери в ТС	Гкал	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1	18170,1
			%	7,6%	8,6%	8,6%	8,6%	8,5%	8,4%	7,6%	7,2%	6,4%	6,3%	6,2%	6,0%	6,0%	6,0%	5,9%	5,8%
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)	Гкал	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8	22837,8
		Потери в новых сетях	Гкал																
	Потребители	Потери в переключаемых сетях	Гкал								-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7	-4667,7
		Полезный отпуск	Гкал	276556,4	242004,0	242004,0	242004,0	244614,0	250254,0	219871,9	235854,9	267712,9	271236,9	275175,9	284773,9	285349,9	285642,9	291124,9	295618,9
		Полезный отпуск в существующей зоне	Гкал	276410,1	239846,0	239846,0	233415,0	232182,0	232182,0	232182,0	231898,0	230544,0	229950,0	229950,0	229528,0	228191,0	227225,0	225228,0	222646,0
		Полезный отпуск новым потребителям	Гкал	146,3	2158,0	2158,0	8589,0	12432,0	18072,0	33801,0	50068,0	83280,0	87398,0	91337,0	101357,0	103270,0	104529,0	112008,0	119084,0
	Вода	Полезный отпуск переключаемым потребителям	Гкал								-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1	-46111,1
Расход ВОДЫ			тыс. м3	141,6	141,6	141,6	141,6	80,5	80,5	70,1	70,1								
Потребление воды			тыс. м3	522,7	522,7	522,7	522,7	80,5	80,5	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	70,1	
Собственные нужды			тыс. м3	76,3	76,3	76,3	76,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	
Потери в ТС		%	14,6%	14,6%	14,6%	14,6%	19,0%	19,0%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	21,8%	
		тыс. м3	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	
		Потери в существующих сетях (в сущ. Зоне)		65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	65,2	
		Потери в новых сетях																	
Топливо	Потери в переключаемых сетях									-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4	-10,4		
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	381,1	381,1	381,1	381,1												
	Потребление топлива	тыс. нм3	40259,0	36616,0	36616,0	36252,0	36426,0	36839,0	32110,0	34266,0	38564,0	39039,0	39570,0	40865,0	40943,0	40982,0	41722,0	42327,6	
		тыс. т.у.т.	48142,7	42951,0	42951,0	42524,0	42728,0	43212,0	37665,0	40194,0	45235,0	45793,0	46416,0	47935,0	48026,0	48072,0	48940,0	49651,1	
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	160,8	162,18	162,18	160,56	159,76	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23		
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	9218,4	8157,0	8157,0	7621,0	7434,0	7323,0	5959,5	6569,6	7843,5	7988,9	8152,6	8556,0	8580,4	8592,8	8826,4	9019,5
УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	30,8	30,8	30,8	28,8	27,8	26,8	25,0	25,9	27,4	27,6	27,8	28,2	28,3	28,3	28,5	28,7		

Примечание: * - аварийный резерв ЦК-2 обеспечивается резервированием от ЦК-1.

Таблица 6 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной СУ-62 на период Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Предыдущий период		Период Схемы теплоснабжения																	
				2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	5,2	5,2	5,2	5,2	Переключение нагрузок на ЦК-1. Вывод источника из эксплуатации.															
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	5,2	5,2	5,2	5,2																
		Собственные нужды	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1																
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	5,1	5,1	5,1	5,1																
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	5,2	5,2	5,2	5,2																
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	1,78	1,78	1,78	1,78																
		Резерв тепловой мощности "нетто"	Гкал/ч	3,28	3,28	3,28	3,28																
		Аварийный резерв	Гкал/ч	1,59	1,59	1,59	1,59																
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	0,17	0,17	0,17	0,17																
	Потребитель	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	1,61	1,61	1,61	1,61																
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	8723,2	8647,5	9731,9	9731,9	Переключение нагрузок на ЦК-1. Вывод источника из эксплуатации.															
		Собственные нужды	Гкал	278,0	292,0	337,1	337,1																
			%	3,2%	3,4%	3,5%	3,5%																
	Сети	Потери в ТС	Гкал	1356,0	1853,0	1964,0	1964,0																
			%	16,1%	22,2%	20,9%	20,9%																
	Потребитель	Полезный отпуск	Гкал	7089,2	6502,5	7430,9	7430,9																
Технико-экономические показатели	Вода	Расход ВОДЫ	тыс. м3	17,1	23,8	30,4	30,4	Переключение нагрузок на ЦК-1. Вывод источника из эксплуатации.															
		Потребление воды	тыс. м3	27,6	37,6	44,2	44,2																
		Собственные нужды	тыс. м3	4,5	9,1	11,6	11,6																
			%	16,5%	24,1%	26,2%	26,2%																
		Потери в ТС	тыс. м3	12,6	14,7	18,8	18,8																
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3	10,5	13,8	13,8	13,8																
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	1136,3	1161,2	1298,6	1298,6																
		тыс. т.у.т.	1354,0	1380,0	1552,8	1552,8																	
	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	160,3	165,2	165,3	165,3																	
		Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	303,7	281,9	323,8	323,8																
	УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	36,0	35,6	34,5	34,5																	

Таблица 7 – Баланс тепловой мощности и тепловой энергии котельной Юго-Западная на период Схемы теплоснабжения

Звено	Звено	Наименование	Ед. изм.	Предыдущий период		Период Схемы теплоснабжения															
				2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Мощности	Источник	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Гкал/ч	42,8	42,8	42,8	42,8	Переключение нагрузок на ЦК-1. Вывод источника из эксплуатации.													
		Располагаемая мощность	Гкал/ч	42,8	42,8	42,8	42,8														
		Собственные нужды	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1														
		Мощность "Нетто", Гкал/ч	Гкал/ч	42,7	42,7	42,7	42,7														
		Мощность существующего оборудования, Гкал/ч	Гкал/ч	42,8	42,8	42,8	42,8														
		Нагрузка на коллекторах, Гкал/ч	Гкал/ч	20,49	20,49	20,49	20,49														
		Резерв тепловой мощности "нетто"	Гкал/ч	22,20	22,20	22,20	22,20														
		Аварийный резерв	Гкал/ч	7,97	7,97	7,97	7,97														
	Сети	Потери в ТС, Гкал/ч	Гкал/ч	3,38	3,38	3,38	3,38														
	Потребители	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Гкал/ч	17,11	17,11	17,11	17,11														
Энергии	Источник	Выработка тепловой энергии	Гкал	50744,2	51849,0	51849,0	51849,0	Переключение нагрузок на ЦК-1. Вывод источника из эксплуатации.													
		Собственные нужды	Гкал	323,2	1428,0	1428,0	1428,0														
			%	0,6%	2,8%	2,8%	2,8%														
		Отпуск с коллекторов	Гкал	50421,0	50421,0	50421,0	50421,0														
	Сети	Потери в ТС	Гкал	8844,0	8844,0	8844,0	8844,0														
			%	17,5%	17,5%	17,5%	17,5%														
	Потребители	Полезный отпуск	Гкал	41577,0	41577,0	41577,0	41577,0														
Технико-экономические показатели	Вода	Потребление воды	тыс. м3	36,8	37,7	37,7	37,7	Переключение нагрузок на ЦК-1. Вывод источника из эксплуатации.													
		Собственные нужды	тыс. м3	36,8	37,7	37,7	37,7														
			%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%														
		Потери в ТС	тыс. м3	0,0	0,0	0,0	0,0														
		Разбор т/н на ГВС	тыс. м3				0,0														
	Топливо	Потребление топлива	тыс. нм3	7131,3	7131,3	7131,3	7131,3														
			тыс. т.у.т.	9841,2	9841,2	9841,2	9841,2														
		Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	195,2	195,2	195,2	195,2														
	ЭЭ	Расход электроэнергии	тыс. кВт*ч	2347,1	2347,1	2347,1	2347,1														
		УРЭЭ	кВт*ч/Гкал	46,6	46,6	46,6	46,6														

13. Расчет радиусов эффективного теплоснабжения

Согласно ФЗ №190 от 27.07.2010 г., «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Расчету не подлежат следующие категории источников тепловой энергии:

- Котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- Котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- Ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Современных утверждённых методик определения радиуса эффективного теплоснабжения не имеется, поэтому в основу

расчета были положено соотношение, представленное еще в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году и адаптированное к современным условиям в соответствие с изменившейся структурой себестоимости производства и транспорта тепловой энергии.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}},$$

где

R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

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

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

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

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

Π - теплоплотность района, Гкал/ч×км²;

$\Delta \tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ; 1 - для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s} \right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta \tau}{\Pi} \right)^{0,13}.$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для основных источников теплоснабжения г. Нефтеюганска приводятся в таблице 8.

Необходимо подчеркнуть, рассмотренный общий подход уместен для получения только самых укрупнённых и приближенных оценок, в основном – для условий нового строительства не только потребителей, но и самих источников теплоснабжения. Для принятия конкретных решений по подключению удалённых потребителей к уже имеющимся источникам целесообразно выполнять конкретные технико-экономические расчёты.

Таблица 8 – Эффективный радиус теплоснабжения основных источников г. Нефтеюганск

Источник	Поправочный коэффициент	Количество абонентов в зоне действия источника	Площадь теплоснабжения	Подключённая нагрузка потребителей (фактическая)	Среднее число абонентов на 1 км ²	Расчётный перепад температур теплоносителя в сети,	Теплоплотность района	Потери давления в тепловой сети	Радиус эффективного теплоснабжения	Фактическое расстояние (радиус) до самого удаленного потребителя
	φ	-	кв. км	Гкал/ч	шт./ кв. км	°С	Гкал/ч*км ²	М	км	км
ЦК-1	1,0	1782	5,95	216,1	299,5	60	36,3	98	8,54	2,5
ЦК-2	1,0	391	4,79	126,7	81,6	60	26,4	75	7,24	1,9
СУ-62	1,0	23	0,09	1,61	255,6	25	18,9	212	2,32	0,6
Юго-Западная	1,0	23	1,69	17,11	13,61	25	7,5	68	2,99	2,6

14. Сводный реестр мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

В соответствии с Методическими рекомендациями по разработке Схем теплоснабжения, сводные финансовые потребности в реализацию мероприятий по строительству источников тепловой энергии должны приводиться в соответствии с формами, представленными в Приложении 16 указанных методических рекомендаций (таблица 16.1). Сводный реестр мероприятий представлен в таблице 9. Стоимость мероприятий представлена в текущих ценах. Мероприятия в ценах на дату реализации представлены в Главе 13 «Реестр инвестиционных проектов».

В результате разработки мероприятий на источниках теплоснабжения сформированы четыре группы проектов и определены капитальные затраты на их реализацию:

Одиннадцатая группа проектов – модернизация основного оборудования источников тепловой энергии;

Двенадцатая группа проектов – модернизация вспомогательного оборудования источников;

Тринадцатая группа проектов – мероприятия по повышению надежности теплоснабжения.

Таблица 9 – Финансовые потребности для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии

Шифр проекта	Состав проекта	Объем финансирования, тыс. руб																
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	ВСЕГО
Группа №11 "Модернизация основного оборудования источников тепловой энергии"																		
ИЭ-11.001.001.(0001)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №1 в котельной ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)			11 609,3														11609,3
ИЭ-11.001.002.(0002)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №2 в котельной ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)				11 665,0													11665,0
ИЭ-11.001.003.(0003)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №3 в котельной ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)			10 868,2														10868,2
ИЭ-11.001.004.(0004)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №4 в котельной ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)					10 868,2												10868,2
ИЭ-11.001.005.(0005)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №5 в котельной ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)					11 821,7												11821,7
ИЭ-11.001.006.(0006)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №1 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)						12 015,3											12015,3
ИЭ-11.001.007.(0007)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №2 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)							12 375,8										12375,8
ИЭ-11.001.008.(0008)	Модернизация котла ПТВМ-30М ст. №3 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)						12 375,8											12375,8
ИЭ-11.001.009.(0009)	Модернизация котла КВГМ-100 ст. №1 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)						19 877,4											19877,4
ИЭ-11.001.010.(010)	Модернизация котла КВГМ-100 ст. №2 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)						19 874,7											19874,7
ИЭ-11.001.011.(011)	Модернизация котла КВГМ-100 ст. №3 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)							20 592,8										20592,8
ИЭ-11.001.012.(012)	Модернизация котла КВГМ-100 ст. №4 в котельной ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)							20 592,8										20592,8
	Итого по ОАО «ЮТТС»			22477,5	11665,0	22690,0	64143,2	53561,3										174536,8
ИТОГО по группе №11				22477,5	11665,0	22690,0	64143,2	53561,3										174536,8
Группа №12 "Модернизация вспомогательного оборудования источников"																		
ИЭ-12.001.001.(0013)	Автоматизация технологических процессов регулирования и безопасности при работе основного и вспомогательного оборудования ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)						39 443,1											39443,1
ИЭ-12.001.002.(014)	Модернизация автоматизированного узла управления и узла учёта тепловой энергии здания ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)		1 181,8															1181,8
ИЭ-12.001.003.(015)	Модернизация автоматизированного узла управления и узла учёта		791,2															791,2

Шифр проекта	Состав проекта	Объем финансирования, тыс. руб																
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	ВСЕГО
	тепловой энергии здания ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)																	
	Итого по ОАО «ЮТТС»		1 973,0				39 443,1											41416,1
ИТОГО по группе №12			1973,0				39443,1											41416,1
Группа №13 "Мероприятия по повышению надежности теплоснабжения"																		
ИЭ-13.001.001.(016)	Аварийный источник электроснабжения 2254 кВт ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)			63 698,2														63698,2
ИЭ-13.001.002.(017)	Аварийный источник электроснабжения 2254 кВт ЦК-1 (ОАО «ЮТТС»)				63 698,2													
ИЭ-13.001.003.(018)	Аварийный источник электроснабжения 2254 кВт ЦК-2 (ОАО «ЮТТС»)					63 698,2												63698,2
	Итого по ОАО «ЮТТС»			63 698,2	63 698,2	63 698,2												191094,6
ИТОГО по группе №13				63 698,2	63 698,2	63 698,2												191094,6
ИТОГО по всем группам проектов			1973,0	86175,7	75363,2	86388,2	103586,3	53561,3										407047,5

15.Целевые показатели

Основными индикаторами, характеризующими развитие систем теплоснабжения г. Нефтеюганска, являются базовые целевые показатели. При актуализации Схемы теплоснабжения на 2018 г. составлены сводные таблицы базовых целевых показателей, форма приведения результатов принята согласно Приложению 11 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

Таблица 10 – Целевые показатели эффективности ЦК-1 на период Схемы теплоснабжения

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ОАО "ЮТТС"																		
Теплоисточник №		ЦК-1	Котельная по адресу: ул. Мира, 3к2															
			ОАО "ЮТТС"															
Целевые показатели эффективности котельной																		
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00	490,00
3	Потери установленной тепловой мощности	%																
4	Средневзвешенный срок службы	лет	28,80	29,80	30,80	31,80	32,80	16,40	1,53	2,53	3,53	4,53	5,53	6,53	7,53	8,53	9,53	10,53
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	159,12	158,43	158,60	158,60	158,73	158,75	157,19	155,99	155,94	155,94	155,98	156,00	156,03	156,04	156,04	156,05
6	Собственные нужды	Гкал/ч	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60	7,60
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	162,99	162,54	162,54	162,54	162,54	162,54	160,66	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39	159,39
8	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт*ч/Гкал	30,73	30,73	30,70	30,70	30,70	30,70	31,04	29,47	28,77	28,79	29,42	29,66	30,09	30,25	30,20	30,30
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	2,07	2,14	2,05	2,05	0,25	0,23	0,22	0,21	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,46	0,44	0,42	0,42	0,42	0,39	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии																		
11	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	82098,20	89035,00	92795,20	92795,20	91910,80	89173,40	92956,66	92072,26	86765,86	86765,86	86765,86	86765,86	86765,86	86765,86	86765,86	86765,86
11а	через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	74709,36	81021,85	84443,63	84443,63	83638,83	81147,79	84590,56	83785,76	78956,93	78956,93	78956,93	78956,93	78956,93	78956,93	78956,93	78956,93
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	8,2%	9,5%	9,4%	9,4%	9,0%	8,6%	8,3%	8,2%	7,8%	7,8%	7,7%	7,7%	7,6%	7,6%	7,6%	7,5%
11б	с утечкой теплоносителя	Гкал	7388,84	8013,15	8351,57	8351,57	8271,97	8025,61	8366,10	8286,50	7808,93	7808,93	7808,93	7808,93	7808,93	7808,93	7808,93	7808,93
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
12	Потери теплоносителя	тыс. м3	169,54	169,54	203,12	203,12	201,23	184,63	193,11	191,22	179,91	179,91	179,91	179,91	179,91	179,91	179,91	179,91
	то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0,38%	0,38%	0,42%	0,41%	0,40%	0,33%	0,34%	0,33%	0,32%	0,32%	0,32%	0,32%	0,31%	0,31%	0,31%	0,31%
13	Удельный расход теплоносителя	т/Гкал	2,07	1,90	2,19	2,19	2,19	2,07	2,08	2,08	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ОАО "ЮТТС"																		
Теплоисточник №		ЦК-1	Котельная по адресу: ул. Мира, 3к2															
			ОАО "ЮТТС"															
14	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический радиус теплоснабжения	км	8,54	8,54	8,54	8,54	8,64	8,74	8,84	8,94	9,04	9,14	9,24	9,34	9,44	9,54	9,64	9,74
16	Эффективный радиус теплоснабжения	км	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25	10,25
17	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе принятая для проектирования тепловых сетей	°С	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00
18	Нормативная	°С	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00
20	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника	(Гкал/ч)/Га	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49
21	Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов	м2/(Гкал/ч)	75,20	75,20	75,20	75,20	75,20	75,20	75,20	75,15	75,10	75,05	75,00	74,95	74,90	74,85	74,80	74,75

Таблица 11 – Целевые показатели эффективности ЦК-2 на период Схемы теплоснабжения

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ОАО "ЮТТС"																		
Теплоисточник №		ЦК-2	Котельная по адресу: ул. Мира, 12															
			ОАО "ЮТТС"															
Целевые показатели эффективности котельной																		
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
3	Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Средневзвешенный срок службы	лет	36,80	37,80	23,68	16,92	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т/Гкал	156,17	156,91	156,91	155,35	154,62	153,25	152,53	152,88	153,46	153,52	153,58	153,72	153,73	153,73	153,81	153,87
6	Собственные нужды	Гкал/ч	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т/Гкал	160,80	162,18	162,18	160,56	159,76	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23	158,23
8	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт·ч/Гкал	30,79	30,80	30,80	28,78	27,80	26,82	25,04	25,86	27,44	27,60	27,79	28,24	28,27	28,28	28,54	28,74
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	1,75	1,97	1,97	1,97	0,30	0,29	0,29	0,28	0,25	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	0,22
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,19	0,20	0,22	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25
Целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии																		
11	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	22837,79	22837,79	22837,79	22837,79	22837,79	22837,79	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14	18170,14
11а	через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	19549,15	19549,15	19549,15	19549,15	19549,15	19549,15	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64	15553,64
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
11б	с утечкой теплоносителя	Гкал	3288,64	3288,64	3288,64	3288,64	3288,64	3288,64	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50	2616,50
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
12	Потери теплоносителя	тыс. м3	65,24	65,24	65,24	65,24	65,24	65,24	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88
	то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0,25%	0,25%	0,26%	0,26%	0,25%	0,25%	0,25%	0,24%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%	0,22%	0,21%	0,21%
13	Удельный расход теплоносителя	т/Гкал	0,09	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
14	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический радиус теплоснабжения	км	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24	7,24
16	Эффективный радиус теплоснабжения	км	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69	8,69
17	Температура теплоносителя в	0С	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ОАО "ЮТТС"																		
Теплоисточник №		ЦК-2	Котельная по адресу: ул. Мира, 12															
			ОАО "ЮТТС"															
	подающем теплопроводе принятая для проектирования тепловых сетей																	
18	Нормативная	0С	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00	115,00
20	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника	(Гкал/ч)/Га	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
21	Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов	м2/(Гкал/ч)	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70	85,70

Таблица 12 – Целевые показатели эффективности котельной СУ-62 на период Схемы теплоснабжения

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ОАО "ЮТТС"																		
Теплоисточник №		СУ-62	Котельная по адресу: Юго-Западная зона, массив 01, квартал 03, стр. 17/2															
			ОАО "ЮТТС"															
Целевые показатели эффективности котельной																		
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,16	5,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,16	5,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Средневзвешенный срок службы	лет	8,00	9,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т/Гкал	159,58	159,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0,10	0,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т/Гкал	165,16	165,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт·ч/Гкал	35,58	35,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	4,50	4,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,19	0,19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии																		
11	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	1853,00	1853,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11а	через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	1686,23	1686,23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	20,2%	20,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11б	с утечкой теплоносителя	Гкал	166,77	166,77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2,0%	2,0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Потери теплоносителя	тыс. м3	14,71	14,71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	то же в % от циркуляции теплоносителя	%	3,9%	3,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Удельный расход теплоносителя	т/Гкал	2,09	2,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический радиус теплоснабжения	км	2,32	2,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Эффективный радиус теплоснабжения	км	2,78	2,78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Температура теплоносителя в	0С	95,00	95,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ОАО "ЮТТС"																		
Теплоисточник №		СУ-62	Котельная по адресу: Юго-Западная зона, массив 01, квартал 03, стр. 17/2															
			ОАО "ЮТТС"															
	подающем теплопроводе принятая для проектирования тепловых сетей																	
18	Нормативная	0С	95,00	95,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	0С	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника	(Гкал/ч)/Га	0,14	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов	м2/(Гкал/ч)	141,30	141,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 13 – Целевые показатели эффективности котельной Юго-Западная на период Схемы теплоснабжения

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ООО "РН-Юганскнефтегаз"																		
Теплоисточник №		Юго-Западная	Котельная по адресу: Юго-Западная зона															
			ООО "РН-Юганскнефтегаз"															
Целевые показатели эффективности котельной																		
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	42,80	42,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	42,80	42,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Потери установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Средневзвешенный срок службы	лет	25,70	26,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	189,80	189,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Собственные нужды	Гкал/ч	0,09	0,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	195,18	195,18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Удельный расход электроэнергии на ОТПУСК	кВт·ч/Гкал	46,55	46,55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Удельный расход теплоносителя	м3/Гкал	0,75	0,75	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	0,13	0,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии																		
11	Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	8844,00	8844,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11а	через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	7782,72	7782,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	15,4%	15,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11б	с утечкой теплоносителя	Гкал	1061,28	1061,28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	2,1%	2,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Потери теплоносителя	тыс. м3	37,72	0,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	то же в % от циркуляции теплоносителя	%	0,4%	100,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Удельный расход теплоносителя	т/Гкал	0,73	1,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Удельный расход электроэнергии	кВт*ч/Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Фактический радиус теплоснабжения	км	2,99	2,99	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Эффективный радиус теплоснабжения	км	3,59	3,59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Температура теплоносителя в	0С	95,00	95,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ООО "РН-Юганскнефтегаз"																		
Теплоисточник №		Юго-Западная	Котельная по адресу: Юго-Западная зона															
			ООО "РН-Юганскнефтегаз"															
	подающем теплопроводе принятая для проектирования тепловых сетей																	
18	Нормативная	0С	95,00	95,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	0С	н.д.	н.д.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника	(Гкал/ч)/Га	0,12	0,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Удельная материальная характеристика магистральных и внутриквартальных теплопроводов	м2/(Гкал/ч)	271,20	271,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-