



город Десногорск

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«город Десногорск» Смоленской области
до 2033 года
(актуализация на 2026 г.)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

2025 год

Состав документа

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы:

Глава 1	«Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»
Глава 2	«Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»
Глава 3	«Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 4	«Существующее и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»
Глава 5	«Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 6	«Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»
Глава 7	«Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»
Глава 8	«Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»
Глава 9	«Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения»
Глава 10	«Перспективные топливные балансы»
Глава 11	«Оценка надежности теплоснабжения»
Глава 12	«Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»
Глава 13	«Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 14	«Ценовые (тарифные) последствия»
Глава 15	«Реестр единых теплоснабжающих организаций»
Глава 16	«Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»
Глава 17	«Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»
Глава 18	«Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения»
Глава 19	«Оценка экологической безопасности теплоснабжения»

СПИСОК ТАБЛИЦ	5
СПИСОК рисунков	6
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	7
7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установок к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполнятся в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	8
7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	11
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения	11
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	14
7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	15
7.6. 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	15
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	15
7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	15
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	16
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации ЦТП и котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	16
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	16
7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения	17
7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации	

существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	21
7.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа, города федерального значения	21
7.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	21
7.15. 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 источников тепловой энергии	26

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.Прогнозные мероприятия по строительству источников теплоснабжения по варианту развития № 2.....	14
Таблица 2.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в номинальном режиме по сценарию № 2.....	18

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.Пример блока электро-котельной.....	12
Рисунок 2.Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и электрокотельных (сценарий № 2)	13
Рисунок 3.Зависимость радиуса эффективного теплоснабжения от подключаемой нагрузки и протяженности тепловой сети.....	24

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Схема теплоснабжения является предпроектным документом, в соответствии с ФЗ-190, объемы реконструкции и перечень реконструируемых участков, а также их характеристики подлежат уточнению в ходе текущей деятельности предприятий. Указанные стоимости мероприятий являются ориентировочными. Финальная стоимость мероприятий будет определена по итогам выполнения проектных работ.

В результате оценки надежности теплоснабжения, проведенной в порядке, установленном требованиями к схемам теплоснабжения, в 2024 г. в соответствии с приказом Минэнерго России от 17.01.2023 г. № 5 выявлено отсутствие необходимости в мероприятиях по установке резервного оборудования, организации совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть, резервированию тепловых сетей смежных районов поселения, городского округа, города федерального значения.

«В соответствии со ст. 23.13 «Особенности организации развития систем теплоснабжения поселений, городских округов и разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценовых зонах теплоснабжения» ФЗ-190 «О теплоснабжении», мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации объектов теплоснабжения включаются в схему теплоснабжения отдельно в части мероприятий, необходимых для осуществления подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения, и в части мероприятий, необходимых для развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 86(1) Требований к схемам теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства от 22.02.2012 г. № 154, в ценовой зоне теплоснабжения объем планируемых инвестиций на реализацию мероприятий в целом и по каждому году реализации указан справочно, в информационных целях. Фактический объем инвестиций может отклоняться от представленного в схеме теплоснабжения

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно Федеральному закону РФ 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.

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 заключение 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 не дискриминационного 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 индивидуальных 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 Федеральному закону 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 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.

Сведения об организации теплоснабжения в перспективных зонах представлены в Главе 2.

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

В г. Десногорске отсутствуют генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения

В связи с предстоящим выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс энергоблоков Смоленской АЭС, планируется строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт, основной период строительства запланирован на 2027 – 2035 гг., в том числе ввод в эксплуатацию энергоблока №1 – 2033 г., ввод в эксплуатацию энергоблока №2 – 2035 г.

В качестве альтернативы рассмотрен сценарий резервирования тепловой нагрузки и покрытие возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС.

Предполагаемый год и месяц вывода энергоблоков САЭС с учетом продления ресурса: 1 блок 25.12.2032 г; 2 блок 29.05.2035 г, 3 блок 14.12.2039 г.

В период замещения мощностей САЭС, путем строительства САЭС-2, возможно образование дефицита тепловой мощности в период достижения расчётных температур.

Сценарий № 2 предусматривает возможное строительство альтернативных резервных источников теплоснабжения на период вывода энергоблоков Смоленской АЭС из эксплуатации до ввода в эксплуатацию блоков 1 и 2 Смоленской АЭС-2.

С учетом вывода энергоблоков САЭС, присоединения площадки САЭС-2, расширения жилфонда г. Десногорска прогнозная общая потребность в тепловой нагрузке к концу 2032 года составит 189,21 Гкал/час без учета потерь в тепловых сетях и порядка 214 Гкал/ч с учетом тепловых потерь.

В период 2032-2033 гг., а также после 2039г., в случае останова одновременно двух энергоблоков САЭС или САЭС-2, теплоснабжение при расчетных температурах должно быть обеспечено от двух источников суммарной мощностью 200 - 214 Гкал/час в зависимости от места размещения:

- модернизированной пуско-резервной котельной (далее ПРК) САЭС мощностью 100 Гкал/час, которая расположена на площадке САЭС. В ближайшее время планируется

модернизация котла ПТВМ-30 (замена котел КВ-ГМ-58,2-150) с целью увеличения тепловой мощности ПРК до 100 Гкал/ч;

- квартальных блочно-модульных электро-котельных единичной мощностью до 30 МВт, которые должны будут обеспечить потребителей одного или нескольких микрорайонов тепловой энергией на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Теплоснабжение потребителей пром.площадки и полуострова возможно осуществить от существующей ПРК после ее модернизации. Тепловая нагрузка потребителей пром.площадки без учета потерь составляет 74,07 Гкал/ч.

Теплоснабжение потребителей города можно осуществить от 4-х квартальных блочно-модульных электро-котельных единичной мощностью до 30 МВт. Тепловая нагрузка потребителей города без учета потерь составляет 113 Гкал/ч.

Пример блока электро-котельной представлен на рисунке ниже

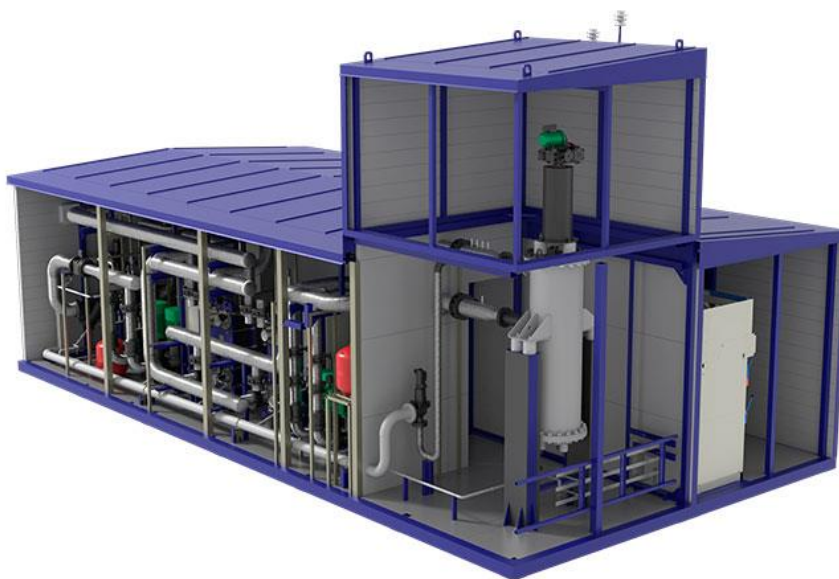


Рисунок 1. Пример блока электро-котельной

На рисунке ниже представлена прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и квартальных электрокотельных.

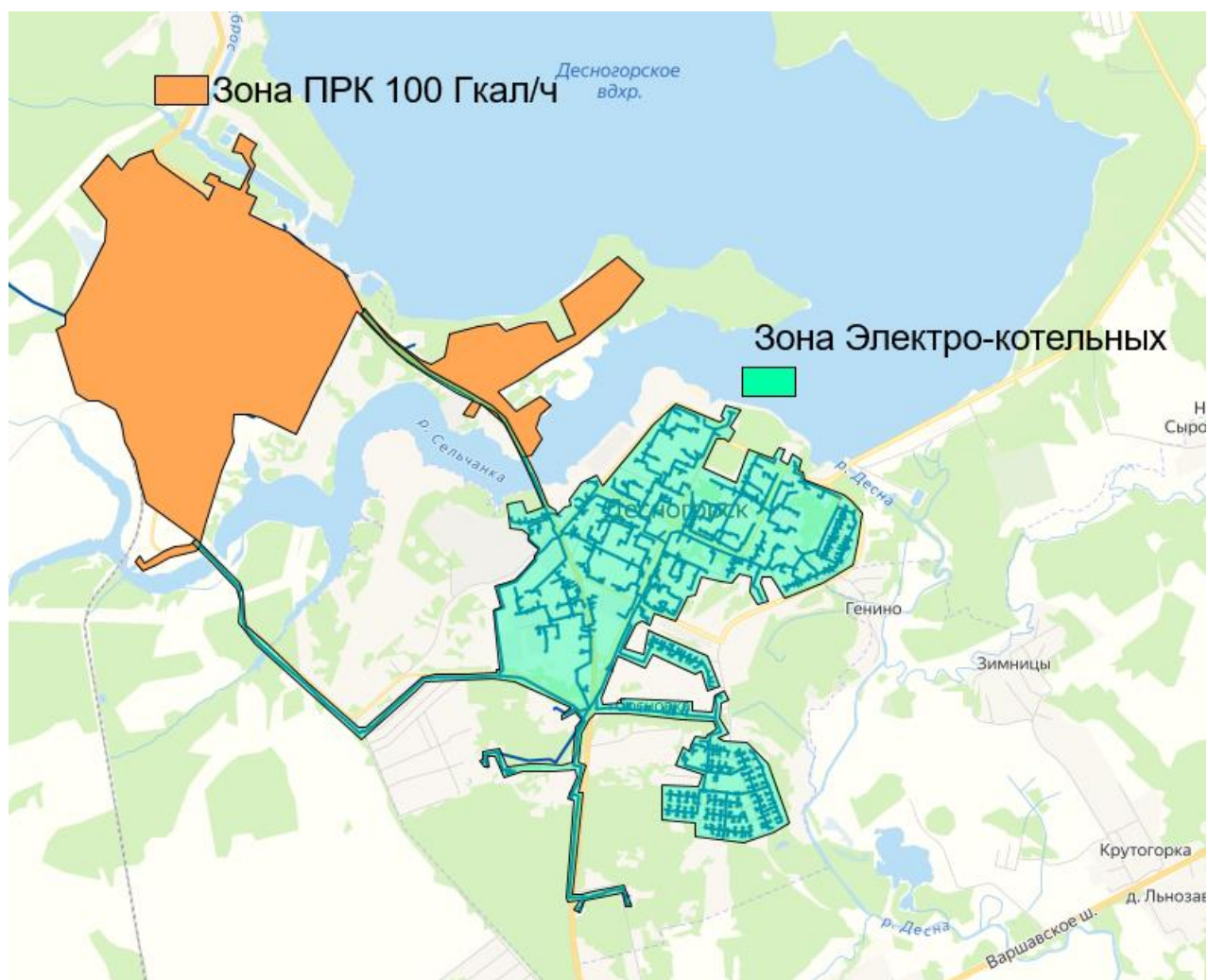


Рисунок 2. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и электрокотельных (сценарий № 2)

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

В связи с предстоящим выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс энергоблоков Смоленской АЭС, планируется строительство замещающей Смоленской АЭС-2.

Мероприятия по модернизации действующих и строительству новых энергоблоков Смоленской АЭС и ПРК реализуются АО «Концерн Росэнергоатом» в соответствии с государственной программой Российской Федерации «Развитие атомного энергопромышленного комплекса», утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2014 г. № 506-12 (в ред. от 21.06.2023). Данные мероприятия направлены на сохранение мощности АЭС, повышение уровня ее безопасности и улучшения рабочих характеристик энергоблоков. Инвестиции на модернизацию и строительство Смоленской АЭС осуществляются АО «Концерн Росэнергоатом» в рамках функционирования на рынке электроэнергии (мощности). Соответственно указанные мероприятия не включаются в перечень мероприятий по повышению эффективности систем теплоснабжения города Десногорска в ценовой зоне теплоснабжения.

В таблице ниже представлены прогнозные мероприятия по строительству источников теплоснабжения по варианту развития № 2.

Таблица 1. Прогнозные мероприятия по строительству источников теплоснабжения по варианту развития № 2.

Наименование мероприятия	Год реализации	Затраты в ценах соответствующих лет, тыс. руб. (без НДС)
Строительство замещающей Смоленской АЭС-2 с энергоблоками № 1, № 2 установленной мощностью 2400 МВт	2027-2035	-
Модернизация котла ПТВМ-30 (замена котел КВ-ГМ-58,2-150) с целью увеличения тепловой мощности ПРК до 100 Гкал/ч	2026-2030	-
Строительство 4-х квартальных блочно-модульных электро-котельных единичной мощностью до 30 МВт и 1-ой котельной мощностью 15 МВт.	2030-2032	-

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не предусмотрена. В рамках возможной реализации сценария № 2 планируется модернизация ПРК, входящей в состав САЭС. Сведения по модернизации представлены в разделе 7.3.

7.6. 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 актуализированной схеме теплоснабжения не запланированы мероприятия по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды.

7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Предложения по реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зон их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии, отсутствуют.

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

В актуализированной схеме теплоснабжения не запланированы мероприятия по переводу в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

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

Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

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

Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации ЦТП и котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии на момент актуализации схемы теплоснабжения не предусмотрен.

7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Предполагается подключение тепловой нагрузки индивидуальных домов к централизованной системе теплоснабжения в случае территориального расположения в зоне эффективного теплоснабжения САЭС.

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

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 2 в номинальном режиме представлены в таблице ниже. Следует отметить, что период действия схемы теплоснабжения составляет до 2033 г. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки разработаны до 2035 гг и представлены в таблице ниже.

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока АЭС и ввода 1-го Энергоблока САЭС-2 балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1 обеспечивает теплоснабжение промплощадки, САЭС-2 теплоснабжение городских потребителей.

С 2035 года выполнен полный перевод нагрузки на САЭС-2

Таблица 2. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в номинальном режиме по сценарию № 2

Показатель, Гкал/ч	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	Полное переключение на АЭС-2
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346	
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100	
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	29,04	
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	
Потери в тепловых сетях в горячей воде	25	25	25	24,75	24,50	24,26	24,01	23,77	23,54	9,64	9,54	
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Расчетная нагрузка на хозяйнужды ТЭЦ*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	187,00	187,00	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	189,22	76,29	76,29	
отопление	164,86	164,86	166,18	166,18	166,18	166,18	166,18	166,18	166,18	73,89	73,89	
вентиляция	13,41	13,41	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47	0,06	0,06	
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,73	8,73	9,56	9,56	9,56	9,56	9,56	9,56	9,56	2,33	2,33	
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	212,00	212,00	214,22	213,97	213,72	213,47	213,23	212,99	212,75	85,92	85,83	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	526,60	526,60	524,38	524,63	524,88	525,13	525,37	525,61	525,85	327,68	327,77	
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	68,30	68,30	68,01	68,05	68,08	68,11	68,14	68,17	68,20	73,47	73,49	
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	526,60	526,60	524,38	524,63	524,88	525,13	525,37	525,61	525,85	327,68	327,77	
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	68,30	68,30	68,01	68,05	68,08	68,11	68,14	68,17	68,20	73,47	73,49	
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	626,96	301,96	301,96	
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	173,79	173,79	174,98	174,77	174,55	174,34	174,14	173,93	173,73	71,47	71,39	
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2475,54	2476,54	2477,54	2478,54	2479,54	2480,54	2481,54	2482,54	12089,0	12089,0	

Показатель, Гкал/ч	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,01	0,01	
Смоленская АЭС 2												
Установленная тепловая мощность, в том числе:										200	200	400
отборы паровых турбин										200	200	400
ПВК										0	0	0
Располагаемая тепловая мощность станции										200	200	400
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде										29,04	29,04	29,04
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре										3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде										13,90	13,76	23,07
Потери в паропроводах										0	0	0
Расчетная нагрузка на хознужды ТЭЦ*										-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе										112,93	112,93	189,22
отопление										92,29	92,29	166,18
вентиляция										13,41	13,41	13,47
горячее водоснабжение (средняя за сутки)										7,23	7,23	9,56
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)										126,83	126,69	212,29
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре										0	0	0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре										0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)										40,77	40,91	155,31
Доля резерва (по договорной нагрузке), %										20,39	20,46	38,83
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)										40,77	40,91	155,31
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %										20,39	20,46	38,83
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата										55,96	55,96	255,96
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата										102,26	102,14	173,33
Зона действия источника тепловой мощности, га										1265,6	1265,6	1265,6

Показатель, Гкал/ч	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га										0,09	0,09	0,15

7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Местные виды топлива отсутствуют.

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

Теплоснабжающими организациями г. Десногорска в настоящее время не получены заявки и не выданы технические условия на присоединение к тепловым сетям новых объектов производственного назначения.

7.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно п. 30 г. 2 Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении» 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».*

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, рассчитывается как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{отэ} = \frac{HBB_i^{отэ}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал}$$

где: $HBB_i^{отэ}$ – необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i-м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал.

Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

где: HBB_i^{nep} – необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

Q_i^c – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, вычисляется по формуле:

$$T_i^{kn} = T_i^{om\bar{z}} + T_i^{nep} = \frac{HBB_i^{om\bar{z}}}{Q_i} + \frac{HBB_i^{nep}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}$$

Все существующие потребители попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения, стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, рассчитывается по формуле:

$$T_i^{kn,m} = \frac{HBB_i^{om\bar{z}} + \Delta HBB_i^{om\bar{z}}}{Q_i + \Delta Q_i^{im}} + \frac{HBB_i^{nep} + \Delta HBB_i^{nep}}{Q_i + \Delta Q_i^{cm}}, \text{ руб./Гкал}$$

где:

$HBB_i^{om\bar{z}}$ – дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -расчетный период регулирования, которая определяется дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

ΔQ_i^{im} – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

HBB_i^{nep} – дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.

$\Delta Q_i^{снп}$ – объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i -й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,m}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{kn,m}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя T_i^{kn} , то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя – целесообразно.

Если при тепловой нагрузке заявителя $Q_{сум.м}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов, то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя, должен определяться в соответствии с формулой:

$$\sum_{t=1}^n = \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1 + НД)}\right)^t} \geq K_{мс}, \text{ лет,}$$

где: ПДС – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

НД – норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая в соответствии с пунктом 6 Правил установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством РФ к сферам деятельности субъектов естественных монополий в сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», утвержденных постановлением Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075;

K_{mc} – величина капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения (без НДС).

Таким образом, для каждого нового подключения необходимо рассчитывать целесообразность, в соответствии с Приложением № 40 к Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения № 212 от 05.03.2019 г., утвержденным приказом Минэнерго России.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения должны быть рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей.

Суммарный прирост тепловой нагрузки в существующих зонах централизованного теплоснабжения составит 2,22 Гкал/ч.

В результате расчетов получена зависимость радиуса эффективного теплоснабжения от подключаемой нагрузки и протяженности тепловой сети, представленной на рис. 8.

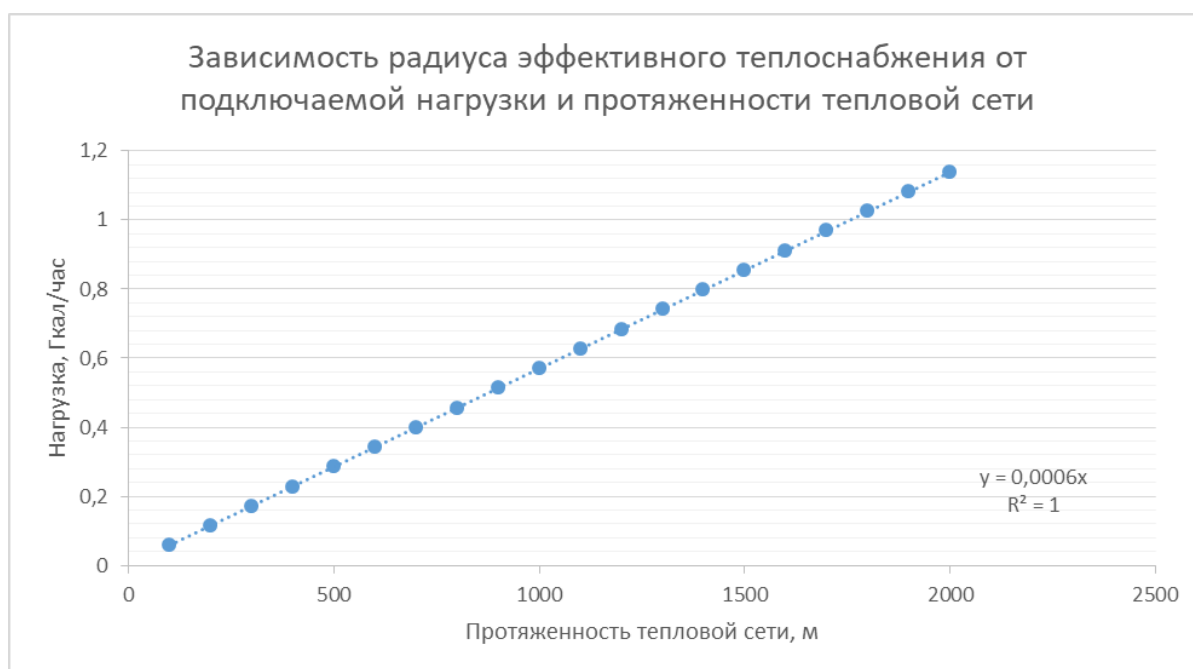


Рисунок 3. Зависимость радиуса эффективного теплоснабжения от подключаемой нагрузки и протяженности тепловой сети

Область над графиком входит в радиус эффективного теплоснабжения. Область ниже графика лежит за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Перспективные потребители, планируемые к присоединению в течение расчетного периода, находятся в границах предельного радиуса теплоснабжения, следовательно, их присоединение к существующим тепловым сетям оправдано как с технической, так и с экономической точек зрения.

7.15. 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 источников тепловой энергии

Основное направление предлагаемой модели развития – замещении мощностей САЭС путем строительства САЭС-2

В рамках актуализации схемы теплоснабжения уточнены прогнозные мероприятия и сроки их реализации.

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения на источниках теплоснабжения мероприятия не реализовывались.