



город Десногорск

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
«город Десногорск» Смоленской области
до 2036 года
(актуализация на 2027 г.)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения

2026 г.

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»

Оглавление

Состав документа.....	2
СПИСОК ТАБЛИЦ.....	4
СПИСОК РИСУНКОВ	5
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	6
5.1.Описание вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Десногорска.....	8
5.2.Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения.....	14
5.3.Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения.....	15
5.4.Описание изменений в мастер-плане развития системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	30

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 1	17
Таблица 2.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 2 (аварийный режим).....	20
Таблица 3.Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 3 (аварийный режим).....	26

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.Пример блока электро-котельной	10
Рисунок 2.Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и электрокотельных (сценарий № 2)	11
Рисунок 3.Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и газовой котельной (сценарий № 3).....	12

ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Мастер-план в схеме теплоснабжения выполняется в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения (Постановление Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 г. «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения») для формирования оптимального варианта развития системы теплоснабжения г. Десногорска.

Предлагаемый вариант должен обеспечивать покрытие всего перспективного спроса на тепловую мощность, возникающего в городе, и критерием этого обеспечения является выполнение балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и спроса на тепловую мощность при расчетных условиях, заданных нормативами проектирования систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов теплопотребления. Выполнение текущих и перспективных балансов тепловой мощности источников и тепловой нагрузки (как текущей, так и перспективной) в каждой зоне действия источника тепловой энергии является главным условием для разработки сценариев (вариантов) мастер-плана.

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», предложения к развитию системы теплоснабжения должны базироваться на рекомендациях исполнительных органов власти и эксплуатационных организаций, особенно в тех разделах, которые касаются развития источников теплоснабжения. Вариант мастер-плана формирует базу для разработки проектных предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей для предлагаемого варианта состава энергоисточников, обеспечивающих перспективные балансы спроса на тепловую мощность. После разработки проектных предложений мастер-плана выполняется оценка финансовых потребностей, необходимых для их реализации и затем оценка эффективности финансовых затрат.

В соответствии с ч. 8 ст. 23 ФЗ-190 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решений в отношении развития системы теплоснабжения являются:

- обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;
- учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-

технического обеспечения, а также с программами газификации.

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания и обоснования отбора нескольких вариантов ее реализации, из которых будет выбран рекомендуемый вариант.

В основу разработки мастер-плана положены следующие основные предпосылки:

- развитие систем теплоснабжения в соответствии с общими принципами организации отношений и критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения, установленными законодательством;
- проблемы в системе теплоснабжения г. Десногорска, выявленные при анализе существующего состояния системы (Глава 1 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения);
- проблемы развития системы теплоснабжения г. Десногорска, определенные при выполнении предварительных расчетов перспективного состояния системы.

Все предложения по строительству новых источников тепловой энергии и реконструкции основного оборудования существующих источников представлены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии».

Все предложения по реконструкции тепловых сетей представлены в Главе 8 «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них».

В Главе 16 приведены финансовые потребности на реализацию проектов реконструкции оборудования, строительство новых источников тепловой энергии и прокладку тепловой сети для подключения перспективных потребителей тепловой энергии.

Все сценарии развития систем теплоснабжения базируются на основе данных анализа существующего состояния системы теплоснабжения г. Десногорска (Глава 1) и данных Главы 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения.

5.1. Описание вариантов перспективного развития системы теплоснабжения г. Десногорска

Муниципальное образование «город Десногорск» отнесен к ценовой зоне теплоснабжения в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р.

Ценовые зоны теплоснабжения – поселения, городские округа или муниципальные округа, в которых цены на тепловую энергию, поставляемую единой теплоснабжающей организацией в системе теплоснабжения потребителям, ограничены предельным уровнем цены на тепловую энергию (цена альтернативной котельной (АК)), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией (п. 23.1 ст. 2 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Сценарии развития системы теплоснабжения включают в себя предложения по выбору альтернативного источника теплоснабжения на период вывода энергоблоков САЭС, мероприятия по замене тепловых сетей со сроком службы выше нормативного.

Сценарий № 1 – своевременный ввод в эксплуатацию Смоленской АЭС-2

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 настоящее время ведутся работы подготовительного периода сооружения энергоблоков Смоленской АЭС-2.

В составе каждого энергоблока САЭС-2 предполагается ТФУ мощностью 200 Гкал/ч.

При своевременном замещении мощностей дефицит тепловой мощности не предполагается.

Сценарий № 2 – резервирование 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 составит 172,47 Гкал/ч с учетом тепловых потерь на 2026 г..

В период 2032-2033 гг., а также после 2039 г., в случае останова одновременно двух энергоблоков САЭС или САЭС-2, теплоснабжение при расчетных наружных температурах должно быть обеспечено от двух источников суммарной мощностью не менее фактической тепловой нагрузки с учетом присоединения перспективных потребителей в зависимости от места размещения:

- Модернизированной пуско-резервной котельной (далее – ПРК) САЭС мощностью 100 Гкал/ч, 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.

Теплоснабжение потребителей города можно осуществить от 5-и квартальных блочно-модульных электрокотельных единичной мощностью до 30 МВт (20,20,26,18,25 Гкал/ч) при условии наличия необходимых свободных электрических мощностей в городе и обеспечения необходимой пропускной способности электрических сетей.

Мощности и расположение электрокотельных подобраны таким образом, чтобы сохранить существующую тепловую сеть без реконструкции диаметров тепловых сетей.

Пример блока электро-котельной представлен на рисунке ниже.

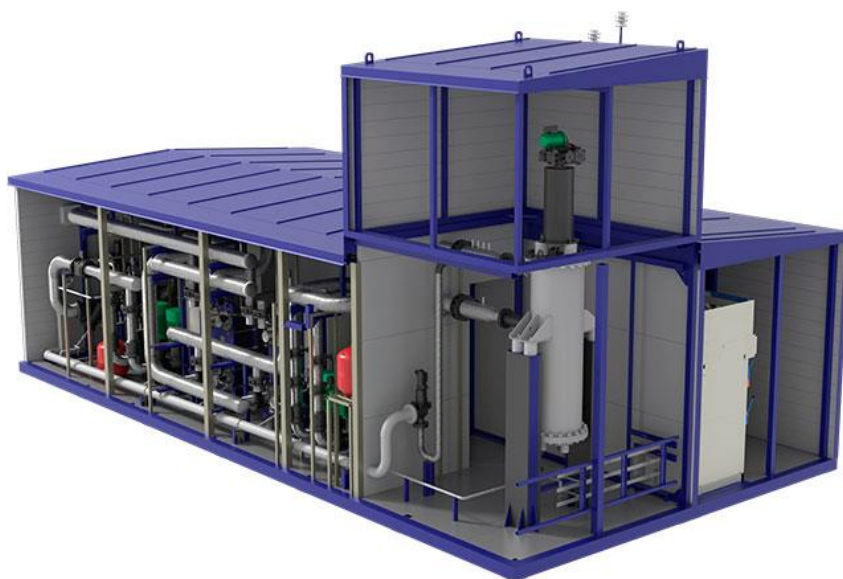


Рисунок 1. Пример блока электро-котельной

На рисунке 2 представлена прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и квартальных электростанций.

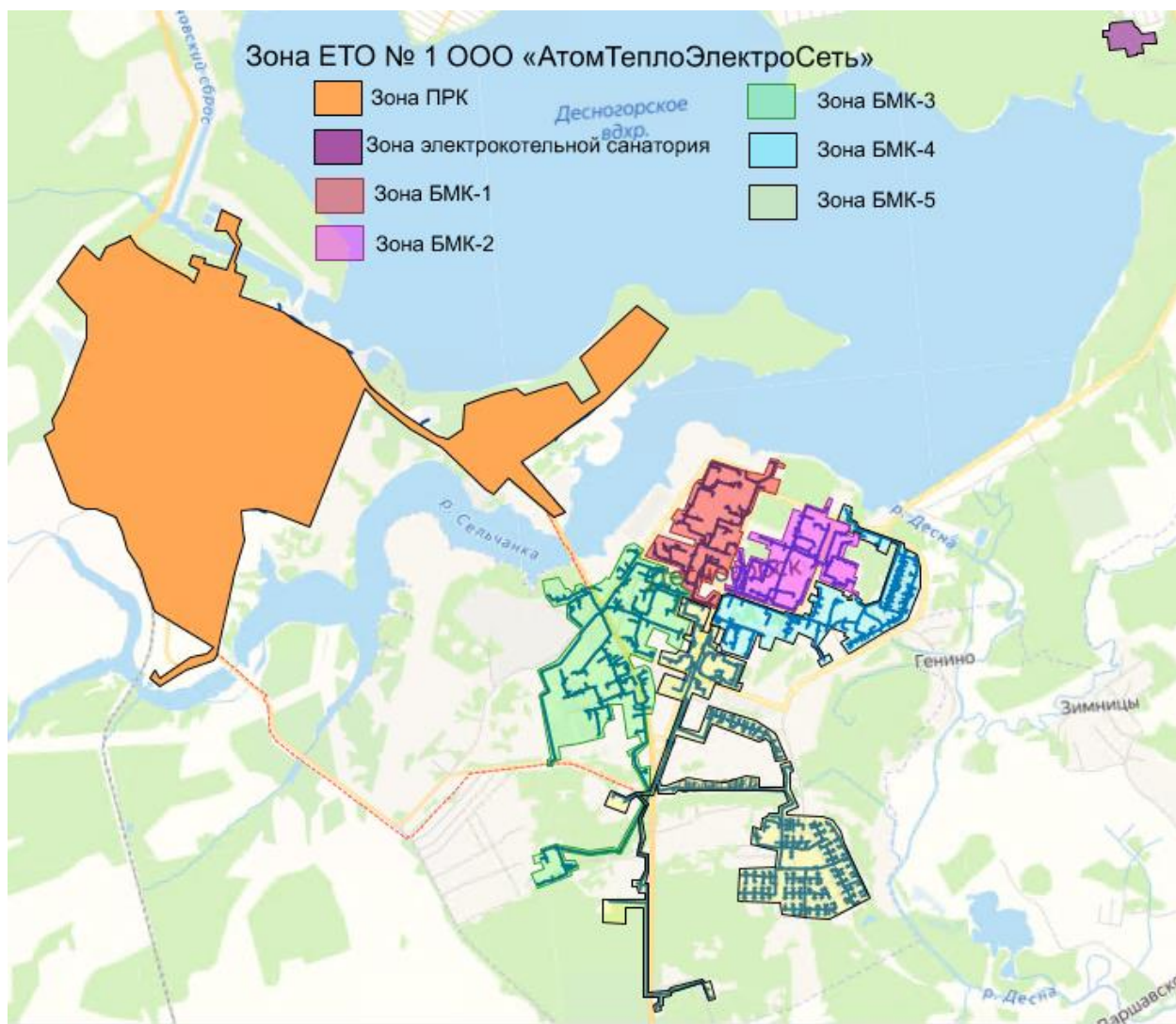


Рисунок 2. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и электростанций (сценарий № 2)

Сценарий № 3 – резервирование тепловой нагрузки на базе газовой котельной и покрытие возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС

Данный вариант возможен к рассмотрению в случае реализации газификации города.

Указом Губернатора Смоленской области от 24.12.2021 № 138 утверждена Региональная программа газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территории Смоленской области, на 2021-2030 годы. Согласно указанной Программе, на территории г. Десногорска в перспективе планируется строительство газопровода-отвода протяженностью 43,2 км и газораспределительной станции с расчетным показателем загрузки 65,9 тыс. м³/ч, но в плане мероприятий согласно приложению № 1 (Указ Губернатора Смоленской области от 06.06.2025 г. № 64 «О внесении изменения в Региональную программу

газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций, расположенных на территории Смоленской области, на 2021-2030 годы») данные мероприятия отсутствуют. В последующих актуализациях схемы теплоснабжения необходимо проводить мониторинг изменений Региональной программы газификации Смоленской области.

В данном сценарии также, как и в сценарии № 2, теплоснабжение потребителей пром. площадки и полуострова возможно осуществить от существующей ПРК после ее модернизации. Для теплоснабжения потребителей города возможно рассмотреть строительство газовой котельной мощностью до 110 Гкал/ч, расположенной на существующем вводе (ТМ № 2, Ду800) в город. На рисунке 2 представлена прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и газовой котельной.

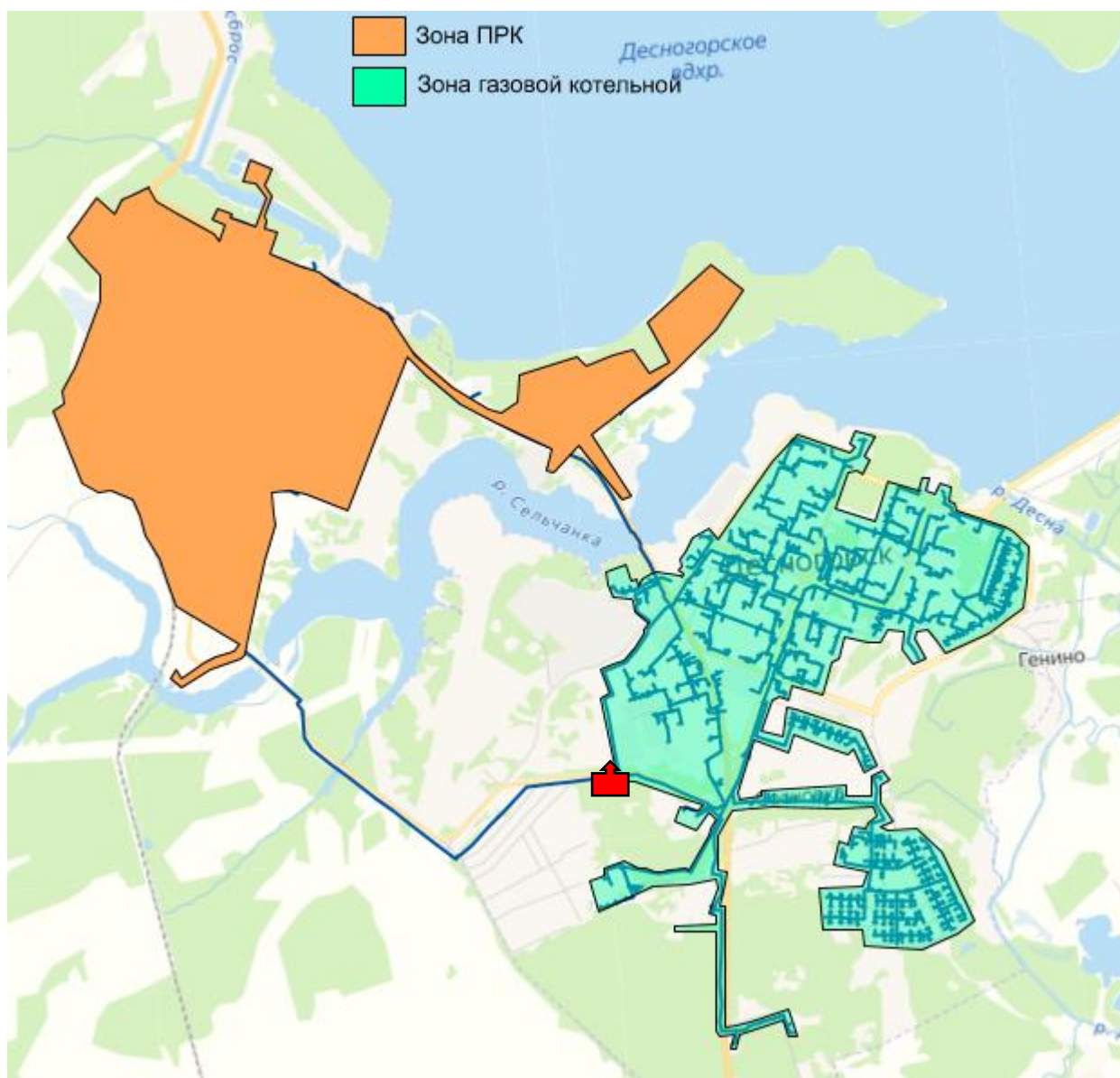


Рисунок 3. Прогнозная зона действия ПРК 100 Гкал/ч и газовой котельной (сценарий № 3)

Пьезометрические графики перспективных сценариев развития представлены в разделе 12 Главы 3.

Тепловые сети

Основной проблемой системы теплоснабжения города Десногорска является неудовлетворительное техническое состояние тепловых сетей в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города, которая входит в зону деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «АТЭС».

Тепловые сети имеют значительный износ: порядка 98,8% протяженности тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС эксплуатируется свыше нормативного ресурса. 91,63% протяженности городских тепловых сетей эксплуатируется свыше нормативного ресурса.

Потери в тепловых сетях города Десногорска в 2025 г. составили порядка 21%, при этом наблюдается тенденция к возрастанию потерь тепловой энергии и теплоносителя ввиду высокого износа трубопроводов тепловых сетей и отсутствия достаточных ресурсов для их ремонта и восстановления. Количество порывов на тепловых сетях в 2023 г. достигло 27, что создает угрозу надежному теплоснабжению потребителей.

Независимо от выбранного варианта развития систем теплоснабжения, определен комплекс мероприятий на тепловых сетях для развития, повышения надежности и повышения энергетической эффективности системы теплоснабжения:

- замена тепловых сетей различных диаметров, проложенных подземным и надземным способом для обеспечения теплоснабжения жилых и общественных зданий, образовательных, медицинских учреждений и других потребителей города Десногорска, на современные трубопроводы с использованием пенополиуретановой (ППУ) изоляции и/или пенополимерминеральной (ППМ) изоляции¹, монтаж нового оборудования и арматуры, полнопроходной запорной арматуры, антикоррозионного покрытия трубопроводов, гидроизоляционного покрытия каналов и тепловых камер и т.д.);

¹ Выбор типа тепловой изоляции зависит от условий эксплуатации трубопроводов (максимальная температура теплоносителя и др.)

5.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения

Согласно Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения, технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития выполняется для следующих мероприятий:

- строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- реконструкция и (или) модернизация котельных с увеличением зоны их действия.

Выбор приоритетного варианта на основе отличительных мероприятий основывается именно на технических мероприятиях, которые позволяют эксплуатировать системы теплоснабжения надежно и безопасно и с помощью которых возможно оказывать качественное теплоснабжение независимо от соотношения стоимостей.

Технико-экономическое сравнение представленных вариантов не приводится ввиду того, что в основу выбора ложится надежность всей системы теплоснабжения.

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 г.). Данные мероприятия направлены на сохранение мощности АЭС, повышение уровня ее безопасности и улучшения рабочих характеристик энергоблоков. Инвестиции на модернизацию и строительство Смоленской АЭС-2 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.

5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения

Приоритетным сценарием развития является сценарий № 1.

Для обеспечения надежности теплоснабжения рассматриваются также сценарий № 2 и № 3 с резервированием тепловой нагрузки и покрытием возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС (в случае, если сроки ввода САЭС-2 будут продлены) при условии наличия необходимых свободных электрических мощностей в городе и обеспечения необходимой пропускной способности электрических сетей, и обеспечения газификации города соответственно.

В случае, если сроки ввода САЭС-2 будут продлены, то решения по строительству альтернативных источников теплоснабжения по сценарию № 2 можно организовать в относительно небольшой период за счет блочного исполнения электрокотельных.

По данному сценарию в режиме работы на мощности двух или одного энергоблока САЭС или САЭС-2 теплоснабжение объектов САЭС и САЭС-2, а также г. Десногорска надежно обеспечивает ТФУ работающих энергоблоков.

В режиме останова всех энергоблоков теплоснабжение объектов САЭС и САЭС-2, а также г. Десногорска будет обеспечено от резервных источников ПРК САЭС и квартальных блочных электро-котельных, сопоставимых по суммарной мощности с ТФУ энергоблока, без ухудшения температурного режима для потребителей 1 категории.

В номинальном режиме отопление г. Десногорска после ввода в эксплуатацию САЭС-2 и останова всех энергоблоков САЭС, будет осуществляться от ТФУ САЭС-2, а в аварийных режимах – от ПРК САЭС и электро-котельных.

В случае газификации города сценарий № 3 с резервированием тепловой нагрузки на базе газовой котельной и покрытием возможного дефицита тепловой энергии в период вывода энергоблоков САЭС будет более предпочтительным относительно сценария № 2.

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки разработаны для каждого из представленных сценариев развития.

В таблице № 1 балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки представлены по сценарию № 1.

В таблице 2 балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки представлены по сценарию № 2 в аварийном режиме (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения – ПРК и электрокотельные).

В таблице 3 балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки представлены по сценарию № 3 в аварийном режиме (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения – ПРК и газовая котельная).

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки разработаны до 2036 г. ввиду того, что второй блок САЭС будет отключен 29.05.2035 г.

Таблица 1. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 1

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	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	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	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		
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		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	4,31	4,26		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хозяйнужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	79,29	79,29		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	76,82	76,82		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	0,00	0,00		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	2,46	2,46		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	71,06	71,02		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	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		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	330,00	330,05		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	73,99	74,00		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	342,54	342,58		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	76,80	76,81		
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	301,96	301,96		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	58,65	58,61		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	1208,9	1208,9		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
Смоленская АЭС 2												
Установленная тепловая мощность, в том числе:									200	200	400	400
отборы паровых турбин									200	200	400	400
ПВК									0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность станции									200	200	400	400
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде									29,04	29,04	29,04	29,04
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре									3,36	3,36	3,36	3,36
Потери в тепловых сетях в горячей воде									8,18	8,10	12,24	12,24
Потери в паропроводах									0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хознужды*									-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе									103,63	103,63	182,92	182,92
отопление									92,29	92,29	169,11	169,11
вентиляция									4,11	4,11	4,11	4,11
горячее водоснабжение (средняя за сутки)									7,23	7,23	9,69	9,69
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)									95,04	94,97	165,88	165,88

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре									0	0	0	0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре									0	0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)									55,79	55,87	172,44	172,44
Доля резерва (по договорной нагрузке), %									27,90	27,94	43,11	43,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)									72,56	72,63	201,72	201,72
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %									36,28	36,32	50,43	50,43
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата									55,96	55,96	255,96	255,96
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата									75,08	75,02	133,54	133,54
Зона действия источника тепловой мощности, га									1265,6	1265,6	2474,5	1208,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га									0,08	0,08	0,07	0,15

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 по сценарию № 2 (аварийный режим)

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	аварийный режим (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения)	
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	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		
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		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	12,49	12,36		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хознужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	166,09	165,99		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	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		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	218,19	218,32		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	48,92	48,95		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	247,51	247,61		
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	55,49	55,52		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
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	301,96	301,96		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	133,72	133,63		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,5	2474,5		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
ПРК САЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											100	100
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											100	100
Располагаемая тепловая мощность станции											100	100
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											3,21	3,21
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											65,97	65,97
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											34,03	34,03
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											34,03	34,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											50	50
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											53,58	53,58
Зона действия источника тепловой мощности, га											1208,9	1208,9

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,05	0,05
БМК 1												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											20	20
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											20	20
Располагаемая тепловая мощность станции											20	20
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,41	1,41
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											19,08	19,08
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,92	0,92
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											16	16
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											15,49	15,49
Зона действия источника тепловой мощности, га											115,5	115,5
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,17	0,17
БМК 2												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											20	20
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											20	20
Располагаемая тепловая мощность станции											20	20

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,23	1,23
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											18,98	18,98
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											1,02	1,02
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											5,09	5,09
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											16	16
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											15,42	15,42
Зона действия источника тепловой мощности, га											108,7	108,7
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,17	0,17
БМК 3												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											26	26
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											26	26
Располагаемая тепловая мощность станции											26	26
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,99	1,99
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											25,58	25,58
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,42	0,42
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											1,62	1,62

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											22	22
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											20,78	20,78
Зона действия источника тепловой мощности, га											280,2	280,2
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,09	0,09
БМК 4												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											18	18
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											18	18
Располагаемая тепловая мощность станции											18	18
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											1,46	1,46
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											17,46	17,46
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,54	0,54
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											2,99	2,99
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											15	15
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											14,18	14,18
Зона действия источника тепловой мощности, га											141,0	141,0

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,12	0,12
БМК 5												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											25	25
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											25	25
Располагаемая тепловая мощность станции											25	25
Затраты тепла на собственные нужды горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											2,82	2,82
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											24,18	24,18
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											0,82	0,82
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											3,30	3,30
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											20	20
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											19,64	19,64
Зона действия источника тепловой мощности, га											280,9	280,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,09	0,09

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока АЭС балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1 обеспечивает теплоснабжение промплощадки и городских потребителей от одной ТФУ.

С 2035 года рассчитан пример аварийного режима, при котором теплоснабжение полностью осуществляется от альтернативных источников теплоснабжения.

Таблица 3. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки по сценарию № 3 (аварийный режим)

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Смоленская АЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771	771	771	771	446	446	В случае аварийного режима (теплоснабжение от альтернативных источников теплоснабжения)	
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692	692	692	692	346	346		
ПВК	79	79	79	79	79	79	79	79	100	100		
Располагаемая тепловая мощность станции	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		
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		
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,27	13,13	13,00	12,87	12,74	12,62	12,49	12,36		
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Расчетная нагрузка на хознужды*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	180,70	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92	182,92		
отопление	167,79	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11	169,11		
вентиляция	4,05	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11		
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,86	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69	9,69		
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	170,25	172,47	172,34	172,21	172,08	171,95	171,82	171,69	166,09	165,99		
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	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		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	544,50	542,28	542,42	542,55	542,68	542,81	542,94	543,07	218,19	218,32		
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	70,62	70,34	70,35	70,37	70,39	70,40	70,42	70,44	48,92	48,95		
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	568,35	566,13	566,26	566,39	566,52	566,65	566,78	566,91	247,51	247,61		
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	73,72	73,43	73,45	73,46	73,48	73,50	73,51	73,53	55,49	55,52		

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
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	301,96	301,96		
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	137,99	139,17	139,06	138,95	138,84	138,73	138,62	138,51	133,72	133,63		
Зона действия источника тепловой мощности, га	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,54	2474,5	2474,5		
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
ПРК САЭС												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											100	100
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											100	100
Располагаемая тепловая мощность станции											100	100
Затраты тепла на собственные нужды в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											3,21	3,21
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											65,97	65,97
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											34,03	34,03
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											34,03	34,03
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											50	50

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											53,58	53,58
Зона действия источника тепловой мощности, га											1208,9	1208,9
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,05	0,05
Газовая котельная												
Установленная тепловая мощность, в том числе:											109	109
отборы паровых турбин											0	0
ПВК											109	109
Располагаемая тепловая мощность станции											109	109
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде											0	0
Потери в тепловых сетях в горячей воде											8,90	8,90
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах)											105,27	105,27
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)											3,73	3,73
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %											3,42	3,42
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата											89	89
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата											85,51	85,51

Показатель, Гкал/ч	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Зона действия источника тепловой мощности, га											1265,6	1265,6
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га											0,08	0,08

С 2033 года после вывода 1-го энергоблока АЭС балансы выполнены с учетом следующего распределения тепловой нагрузки: САЭС-1 обеспечивает теплоснабжение промплощадки и городских потребителей от одной ТФУ.

С 2035 года рассчитан пример аварийного режима, при котором теплоснабжение полностью осуществляется от альтернативных источников теплоснабжения.

5.4. Описание изменений в мастер-плане развития системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, добавлены и рассмотрены различные сценарии вариантов развития систем теплоснабжения на более расширенный период до 2036 г.

Муниципальное образование «город Десногорск» отнесено к ценовой зоне теплоснабжения распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р для увеличения объема финансирования со стороны теплоснабжающих организаций в развитие систем теплоснабжения и повышения их надежности и эффективности.