



город Десногорск

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

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

**Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи
и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения**

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»

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	2
СПИСОК ТАБЛИЦ	8
СПИСОК РИСУНКОВ	11
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	12
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	14
1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	14
1.1.1. Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав городского округа. Численный состав населения по территориям и элементам территориального (кадастрового) деления.....	14
1.1.2. Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащих этим лицам.....	17
1.1.3. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними. Схема поселения, городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	19
1.1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии.....	21
1.1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	21
1.1.6. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	22
1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии	23
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования	23
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	26
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности	26
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто	27
1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	27
1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)	31
1.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	36
1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования	38
1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	40
1.2.10. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.....	42

1.2.11.Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	43
1.2.12.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	44
1.2.13.Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	44
1.2.14.Описание проектного и установленного топливного режима.....	45
1.2.15.Указание характеристик и состояния золоотвалов (для проектного топливного режима источника комбинированной выработки).....	45
1.2.16.Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	46
1.3.Часть 3. Тепловые сети и сооружения на них	47
1.3.1.Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.....	47
1.3.2.Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	49
1.3.3.Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	51
1.3.4.Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	54
1.3.5.Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов... ..	56
1.3.6.Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	59
1.3.7.Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	65
1.3.8.Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	66
1.3.9.Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет	70
1.3.10.Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	71
1.3.11.Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	72
1.3.12.Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	72
1.3.13.Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	73
1.3.14.Оценка фактических тепловых потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче	

тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	75
1.3.15.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	78
1.3.16.Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	78
1.3.17.Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	79
1.3.18.Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	79
1.3.19.Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	79
1.3.20.Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	79
1.3.21.Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	80
1.3.22.Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	80
1.3.23.Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	81
1.4.Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии г. Десногорска.....	82
1.5.Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.	84
1.5.1.Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	84
1.5.2.Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	86
1.5.3.Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	88
1.5.4.Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	89
1.5.5.Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	90
1.5.6.Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	93
1.5.7.Изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	94
1.6.Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	96
1.6.1.Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения-по каждой системе теплоснабжения.....	96
1.6.2.Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения	97
1.6.3.Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих	

существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....	97
1.6.4.Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	100
1.6.5.Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности	100
1.6.6.Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	101
1.7.Часть 7 «Балансы теплоносителя».....	102
1.7.1.Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....	102
1.7.3.Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	105
1.8.Часть 8 «Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом»... ..	106
1.8.1.Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	106
1.8.2.Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	107
1.8.3.Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки .	107
1.8.4.Описание использования местных видов топлива.....	107
1.8.5.Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения	107
1.8.6.Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в г. Десногорске	107
1.8.7.Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа	108
1.8.8.Описание изменений в топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	108
1.9.Часть 9 Надежность теплоснабжения	109
1.9.1.Поток отказов (частоты отказов) участков тепловой сети.....	109
1.9.2.Частота отключения потребителей.....	110
1.9.3.Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....	111
1.9.4.Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	113
1.9.5.Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на	

осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2022 г. №1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении"	113
1.9.6.Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 1.9.5.....	113
1.9.7.Расчет показателей надежности систем теплоснабжения городского округа	113
1.10.Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	119
1.11.Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	128
1.11.1.Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	128
1.11.2.Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	130
1.11.3.Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлении денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	131
1.11.4.Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	132
1.11.5.Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних трех лет.....	133
1.11.6.Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемой единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.....	134
1.11.7.Описание изменений в утверждаемых ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	134
1.12.Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	135
1.12.1.Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	135
1.12.2.Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	136
1.12.3.Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	136
1.12.4.Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	136
1.12.5.Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	136
1.12.6.Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	136

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.Динамика численности населения г. Десногорск	15
Таблица 2.Перечень источников теплоснабжения с указанием принадлежности эксплуатируемой организации.....	18
Таблица 3.Перечень эксплуатирующих теплоснабжающих/теплосетевых организаций	19
Таблица 4.Технические данные электрического котла КЭВ-400/0,4Кв	21
Таблица 5.Характеристика котлов Смоленской АЭС	24
Таблица 6.Характеристика турбин Смоленской АЭС	24
Таблица 7.Основные технические характеристики РОУ Смоленской АЭС	25
Таблица 8.Основные технические характеристики сетевых подогревателей Смоленской АЭС. 25	
Таблица 9.Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Смоленской АЭС в 2018-2024 гг.	26
Таблица 10.Потребление тепловой мощности на собственные нужды Смоленской АЭС в 2021-2025 гг., Гкал/ч....	27
Таблица 11.Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Смоленской АЭС в 2021-2025 гг.	27
Таблица 12.Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергоблоков Смоленской АЭС.....	28
Таблица 13.Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса котлов Смоленской АЭС в 2025 году	28
Таблица 14.Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Смоленской АЭС в 2024 году	29
Таблица 15.Сведения о типах теплофикационных установок Смоленской АЭС.....	34
Таблица 16.Характеристики теплообменников теплофикационных установок Смоленской АЭС за 2024год.....	34
Таблица 17.Температурные графики отпуска тепловой энергии источников теплоснабжения, расположенных на территории г. Десногорска	37
Таблица 18.Сведения по КИУМ Смоленской АЭС за 2021-2025 гг.	38
Таблица 19.Перечень приборов, используемых для учёта отпускаемой тепловой энергии от Смоленской АЭС.....	40
Таблица 20.Характеристика систем ХВО САЭС	42
Таблица 21.Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника теплоснабжения за 2025 год.....	43
Таблица 22.Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии в зонах действия ЕТО.....	43
Таблица 23.Характеристики и расход топлива на Смоленской АЭС	45
Таблица 24.Характеристики и расход сжигаемого жидкого топлива на Смоленской АЭС.....	45
Таблица 25.Характеристика тепловых сетей от Смоленской АЭС г. Десногорска.....	49
Таблица 26.Общая характеристика тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС	51
Таблица 27.Способы прокладки тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС	52
Таблица 28.Параметры тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС по году ввода в эксплуатацию	52
Таблица 29.Общая характеристика городских тепловых сетей	52
Таблица 30.Способы прокладки городских тепловых сетей	53

Таблица 31.Параметры городских тепловых сетей по году ввода в эксплуатацию	53
Таблица 32.Материальная и удельная характеристика тепловых сетей.....	54
Таблица 33.Сведения по типу и количеству запорной арматуры на городских тепловых сетях.	55
Таблица 34.Сведения об установленных тепловых камерах на городских тепловых сетях	56
Таблица 35.Центральные тепловые пункты ТСО в зоне деятельности ЕТО	58
Таблица 36.Исходные данные для расчёта расходов на транспорт (передачу) тепловой энергии для Смоленской АЭС.....	62
Таблица 37.Расчёт стоимости транспорта тепловой энергии для зоны теплоснабжения Смоленской АЭС при различных температурных графиках за 2025 г. в ходе осенне-зимнего периода (ОЗП) 2025-2026 гг.	63
Таблица 38.Количество дней работы тепловой сети на срезке графика Смоленской АЭС в 2025 г.	64
Таблица 39.Сведения по давлению в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей от Смоленской АЭС.....	67
Таблица 40.Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей зоны действия источников тепловой энергии, в зоне деятельности единых теплоснабжающих организаций, за последние 5 лет.	70
Таблица 41.Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей.....	71
Таблица 42.Среднее время восстановления тепловой сети при дефектах, которые привели к ограничению теплоснабжения потребителей.....	71
Таблица 43.Применяемые методы диагностики и ремонта магистральных тепловых сетей.....	72
Таблица 44.Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, действующие в 2021-2025 гг.	74
Таблица 45.Оценка расчетных тепловых потерь в тепловых сетях за 2022-2025 гг.	76
Таблица 46.Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО, Гкал	76
Таблица 47.Динамика изменения плановых показателей потерь теплоносителя в зоне деятельности ЕТО, тонн	77
Таблица 48.Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения N 1-2 в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации N 1 за 2021-2025 гг.	77
Таблица 49.Договорные тепловые нагрузки источников теплоснабжения г. Десногорска	84
Таблица 50.Сдвиг линейной функции относительно начала координат (b_0) и наклон прямой (b_1).	86
Таблица 51.Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах в разрезе источников теплоснабжения.....	89
Таблица 52.Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению г. Десногорска	90
Таблица 53.Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и водоотведению в жилых помещениях г. Десногорска	91
Таблица 54.Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по ИТЭ	93
Таблица 55.Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	96
Таблица 56.Баланс водоподготовительных установок.....	103
Таблица 57.Изменения в структурном балансе топлива САЭС за 2021-2025 гг.	106
Таблица 58.Классификация технологических нарушений.....	109
Таблица 59.Поток отказов (частоты отказов) участков тепловой сети	110

Таблица 60.Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единых теплоснабжающих организаций за последние 5 лет.....	110
Таблица 61.Допустимое снижение подачи тепловой энергии.....	111
Таблица 62.Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений	112
Таблица 63.Среднее время восстановления тепловой сети при дефектах, которые привели к ограничению теплоснабжения потребителей на тепловых сетях	112
Таблица 64.Показатели надёжности систем теплоснабжения г. Десногорска.....	117
Таблица 65.Технико-экономические показатели ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» за 2025 г....	120
Таблица 66.Технико-экономические показатели филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция» за 2025 г.	123
Таблица 67.Динамика установленных тарифов на тепловую энергию (за Гкал), поставляемую конечным потребителям на территории г. Десногорска за 2022-2025 гг.	129
Таблица 68.Структура цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.....	131
Таблица 69.Плата за подключение к системе теплоснабжения Десногорского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	131
Таблица 70.Предельные уровни цен на тепловую энергию.....	133

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.	Ситуационная карта границ МО г. Десногорск.....	16
Рисунок 2.	Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»	20
Рисунок 3.	Смоленская АЭС.....	23
Рисунок 4.	Схема теплофикационных установок Смоленской АЭС.....	35
Рисунок 5.	Сведения по КИУМ Смоленской АЭС за 2021-2025 гг.....	39
Рисунок 6.	Схема тепловых сетей от Смоленской АЭС	50
Рисунок 7.	Температурный график Смоленской АЭС.....	60
Рисунок 8.	Зависимость затрат от температурного графика в зоне теплоснабжения Смоленской АЭС.....	64
Рисунок 9.	Сравнение утвержденного и фактического температурного графика тепловой магистрали от Смоленской АЭС за отопительный 2025 г.	66
Рисунок 10.	Пьезометрический график магистральной тепловой сети № 1.....	68
Рисунок 11.	Пьезометрический график магистральной тепловой сети № 2.....	69
Рисунок 12.	Пример типовой схемы подключения потребителей с открытой системой ГВС	78
Рисунок 13.	Зона действия Смоленской АЭС.....	83
Рисунок 14.	Структура договорных тепловых нагрузок.....	85
Рисунок 15.	Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах Смоленской АЭС.....	87
Рисунок 16.	Динамика сопоставления полезного отпуска за 2021-2025 гг.	89
Рисунок 17.	Пьезометрический график от Смоленской АЭС до наиболее удаленного потребителя МБУ «ФОК Десна» г. Десногорска.....	99

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Схема теплоснабжения	Документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Базовый режим работы источника тепловой энергии	Режим работы источника тепловой энергии, который характеризуется стабильностью функционирования основного оборудования (котлов, турбин) и используется для обеспечения постоянного уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями при максимальной энергетической эффективности функционирования такого источника
Пиковый режим работы источника тепловой энергии	Режим работы источника тепловой энергии с переменной мощностью для обеспечения изменяющегося уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями
Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация)	Теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее – федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации
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
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок
Тепловая мощность (далее – мощность)	Количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени
Тепловая нагрузка	Количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени
Потребитель тепловой энергии (далее – потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
Инвестиционная программа организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения	Программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, строительства, капитального ремонта, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к

Термины	Определения
	системе теплоснабжения
Теплоснабжающая организация	Организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию исходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Надежность теплоснабжения	Характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения
Живучесть	Способность источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом сохранять свою работоспособность в аварийных ситуациях, а также после длительных (более пятидесяти четырех часов) остановок
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения
Установленная мощность источника тепловой энергии	Сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды
Располагаемая мощность источника тепловой энергии	Величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)
Мощность источника тепловой энергии нетто	Величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды
Топливо-энергетический баланс	Документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов
Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии	Режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии
Теплосетевые объекты	Объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплоснабжающих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. Описание административного состава поселения, городского округа с указанием на единой ситуационной карте границ и наименований территорий, входящих в состав городского округа. Численный состав населения по территориям и элементам территориального (кадастрового) деления

Город Десногорск является городом-спутником Смоленской атомной станции (Смоленской АЭС), расположен на берегу живописного Десногорского водохранилища. Селитебная зона ограничена с Севера и Запада водохранилищем, с востока – рекой Десна, с Юга – сельскохозяйственными землями.

Площадь муниципального образования «город Десногорск» (Далее г. Десногорск) составляет 6960 га. В состав муниципального образования «город Десногорск» Смоленской области входит также деревня Сосновка. Город Десногорск расположен в Юго-восточной части территории Смоленской области и находится в административном подчинении Смоленской области.

Город Десногорск формировался за пределами трехкилометровой санитарно-защитной зоны от АЭС с 1974 года. Строительство города велось в составе комплекса атомной станции на основании утвержденного проекта на строительство Смоленской АЭС, с включенным в его состав разделом «Жилищно-гражданское строительство», где было предусмотрено строительство города областного подчинения.

Десногорск – монофункциональное городское образование, созданное для обеспечения эксплуатации Смоленской АЭС. При этом развитие города определяющим образом связано с функционированием АЭС (ввод в эксплуатацию новых, вывод из эксплуатации существующих энергоблоков и продление срока эксплуатации действующих энергоблоков). Основные городские функции обусловлены необходимостью создания благоприятных условий для проживания персонала АЭС, их семей и служащих, занятых в социальной сфере и предприятиях коммунально-бытового назначения.

Современная планировочная структура отражает функциональную направленность города:

- в Северо-западной и Западной части городской территории расположена коммунально-складская зона, в пределах которой расположены промышленные предприятия города;
- центральное городское ядро формируют восемь жилых микрорайонов с сопутствующими им общественно-деловыми зонами, еще два (незастроенных) микрорайона расположены в Северо-восточной части города;

- в Южной и Северо-восточной частях города расположены массивы коллективных садоводческих товариществ;

- в Восточной и Северной частях города расположен крупный массив городских лесов, расчлененный участками коллективных садоводческих товариществ.

Город разделен на десять микрорайонов, как с многоэтажной застройкой (в основном, девяти и шестнадцатизэтажными домами), так и с малоэтажным строительством (как правило, частными домами коттеджного типа). В первых четырех микрорайонах имеются 4 школы, 8 детских садов, необходимые объекты соцкультбыта.

В таблице 1 представлена динамика численности населения г. Десногорск на конец соответствующего года.

Таблица 1. Динамика численности населения г. Десногорск

Период	Численность, чел.
	г. Десногорск
2010	31100
2011	29700
2012	29383
2013	29102
2014	28728
2015	28518
2016	28293
2017	28103
2018	27771
2019	27322
2020	27225
2021	25345
2022	25251
2023	25345
2024	24618
2025	24470

С момента основания города Десногорск и до 2001 года его население увеличивалось вследствие миграционного и естественного прироста. В дальнейшем в результате изменения демографических факторов (сокращение рождаемости, рост смертности, изменение миграционного сальдо) численность жителей стала сокращаться. Численность постоянного населения города Десногорска по состоянию на 01.01.2026 г. составила 24 470 чел. Численность населения в деревне Сосновка составляет 64 чел.

Город Десногорск не находится в зоне распространения вечномёрзлых грунтов.

Согласно данным СП 131.13330.2025 «Строительная климатология», с учетом местных данных наблюдений (г. Десногорск находится в 150 км от г. Смоленск) расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления (температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92)– минус 23 °С.

Продолжительность отопительного периода составляет 206 суток, средняя температура

отопительного периода – минус 1,4 °С.

Ситуационная карта границ МО г. Десногорск представлена на рисунке 1.

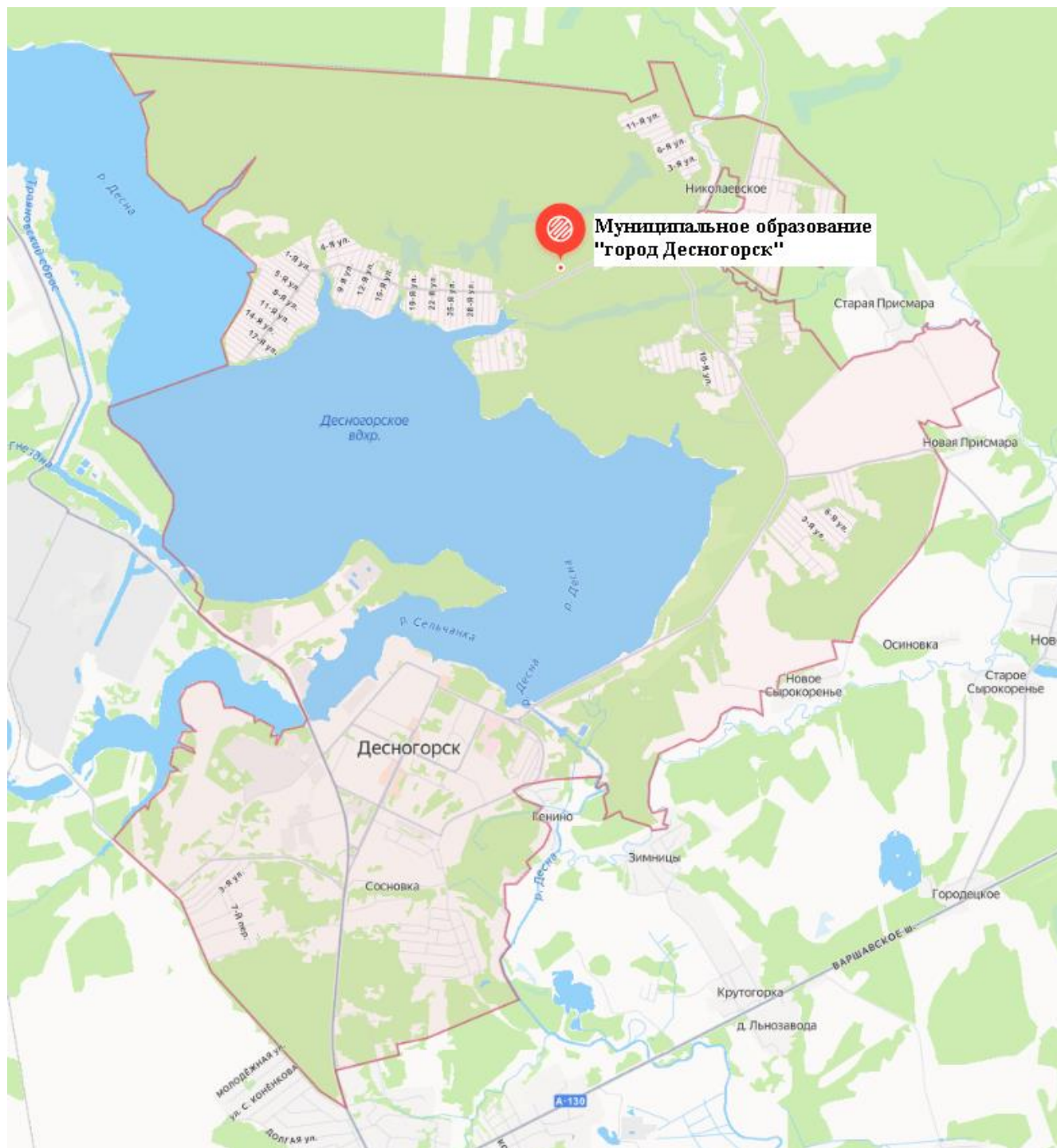


Рисунок 1. Ситуационная карта границ МО г. Десногорск

1.1.2. Перечень лиц, владеющих на праве собственности или другом законном основании объектами централизованной системы теплоснабжения, с указанием объектов, принадлежащих этим лицам

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

На территории МО г. Десногорск имеются следующие теплоснабжающие/теплосетевые организации:

1. Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция» (Смоленская АЭС);
2. ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» филиал «АТЭС-Десногорск» (далее – ООО «АТЭС»).

Основным источником тепловой энергии (теплоснабжение, горячее водоснабжение) для потребителей жилой зоны города Десногорска и промышленной зоны является Смоленская атомная электростанция (установленная мощность – 771 Гкал/ч), принадлежащая и эксплуатируемая филиалом АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция» (далее – Смоленская АЭС).

Централизованное теплоснабжение обеспечивает 100% потребностей населения.

Перечень объектов централизованной системы теплоснабжения с указанием принадлежности эксплуатируемой организации представлен в таблице 2.

Таблица 2. Перечень источников теплоснабжения с указанием принадлежности эксплуатируемой организации

№ системы теплоснабжения	№ зоны деятельности ЕТО	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Источник тепловой энергии		Тепловые сети	
			Вид имущественного права	Обслуживающая организация	Вид имущественного права	Обслуживающая организация
1	1	Смоленская АЭС (промышленная зона)	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АТЭС»
2		Смоленская АЭС (жилая зона)	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АТЭС»
3		Электростанция санатория-профилактория «Лесная поляна»*	собственность	АО «Концерн Росэнергоатом»	собственность/аренда	ООО «АТЭС»

Ы* * поставка тепловой энергии на нужды санатория-профилактория производится по нерегулируемым ценам

1.1.3. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними. Схема поселения, городского округа с указанием зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

На момент актуализации Схемы теплоснабжения обеспечение тепловой энергией потребителей осуществляется от 2-х теплоснабжающих/теплосетевых организаций (ТСО) (таблица 3).

Таблица 3. Перечень эксплуатирующих теплоснабжающих/теплосетевых организаций

№ п/п	Название организации	Адрес	ИНН
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция»	Смоленская обл., г. Десногорск, промзона	7721632827
2	Десногорский филиал ООО «АТЭС»	Смоленская область, г. Десногорск, 3 микрорайон, База РСЦ	7705923730

В настоящее время в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения выделяются следующие зоны деятельности единой теплоснабжающей организации (ЕТО):

- жилая зона города Десногорска (в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города Десногорска);
- промышленная зона Смоленской АЭС (в границах промышленной зоны САЭС и полуострова);
- зона электростанционной санатория-профилактория «Лесная поляна».

На зону действия Смоленской АЭС и зону санатория-профилактория «Лесная поляна» определена теплосетевая организация ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» («ЕТО № 1»).

ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» наделено статусом ЕТО в соответствии с постановлением Администрации муниципального образования «Город Десногорск» Смоленской области № 768 от 31.07.2025.

Статус ЕТО в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города Десногорска до 03.10.2022 г. был закреплен за МУП «Комбинат коммунальных предприятий» МО «город Десногорск».

Продажу тепловой энергии потребителям с коллекторов Смоленской АЭС осуществляет Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция».

Учет потребления тепловой энергии филиалом «АТЭС-Десногорск» производится на основании показаний приборов учета, установленных на границе балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между САЭС и филиалом «АТЭС-Десногорск», согласно договору на отпуск (получение) энергоресурсов между САЭС и филиалом «АТЭС-Десногорск».

Потери тепловой энергии в тепловых сетях определяются на основании нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям САЭС, утверждаемые ежегодно в Минэнерго России.

Инженерные сети от источника теплоснабжения в промышленной зоне Смоленской АЭС до жилой зоны города Десногорска эксплуатируются Десногорским филиалом ООО «АтомТеплоЭлектроСеть», который осуществляет передачу тепловой энергии от источника до потребителей, продажу тепловой энергии, а также эксплуатацию, текущие и капитальные ремонты тепловых сетей.

Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» представлены на рисунке 2.

Ситуационные схемы зон действия источников централизованного теплоснабжения относительно потребителей наиболее подробно показаны в Части 3 Главы 1 раздел 1.3.2.

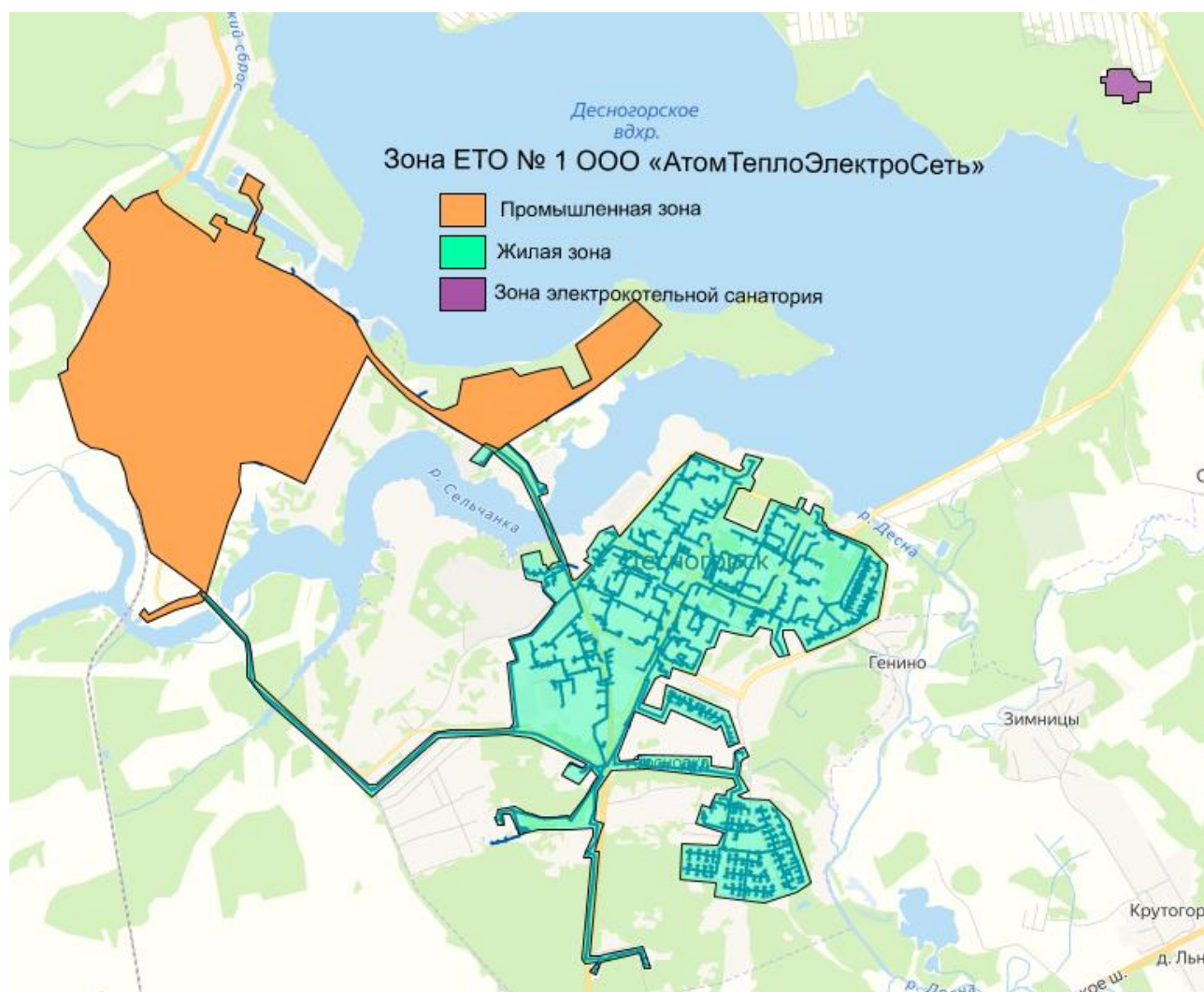


Рисунок 2. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»

1.1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии

Кроме теплоснабжения жилой зоны г. Десногорска, Смоленская АЭС обеспечивает теплоснабжение потребителей в границах промышленной зоны САЭС и полуострова.

1.1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

В муниципальном образовании «город Десногорск» Смоленской области осуществляется централизованное теплоснабжение в черте города. В состав муниципального образования «город Десногорск» входит деревня Сосновка, в которой осуществляется индивидуальное теплоснабжение.

Для обеспечения теплоснабжения объектов санатория-профилактория «Лесная поляна» Смоленской АЭС на территории города Десногорска располагается электростанция (установленная мощность 1 Гкал/ч), которая принадлежит на праве собственности АО «Концерн Росэнергоатом» и эксплуатируется на праве аренды ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» филиал «АТЭС-Десногорск».

В здании электростанции установлено 4 электродных водогрейных котла типа КЭВ-400/0,4 КВ (К-1, К-2, К-3, К-4).

Таблица 4. Технические данные электрического котла КЭВ-400/0,4Кв

Наименование	Ед. изм.	Параметры
Потребляемая номинальная мощность электростанции	кВт	400
Номинальное напряжение питающей электросети	кВ	0,4
Рабочее давление в котле: максимальное	кгс/см ²	6
минимальное	кгс/см ²	2
Температура воды на входе в котел	°С	50+70
Температура воды на выходе из котла	°С	95
Расход воды через котел	м ³ /ч	4+13,8
Удельное сопротивление исходной воды при 20°С	Ом. см	1000+17000
Диапазон регулирования мощности	%	100+30
Масса	кг	380
Габаритные размеры	мм	695x770x2160
Число фаз		3

Теплоснабжение осуществляется по температурному графику 95/70 °С с подачей воды на горячее водоснабжение по закрытой схеме. Нагрев хозяйственной воды осуществляется в бойлерах, расположенных непосредственно в корпусах.

Электростанция осуществляет поставку тепловой энергии на нужды санатория-профилактория по нерегулируемым ценам в соответствии с ч. 2.1-2.3 ст. 8 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и не соединена с городской системой теплоснабжения. В схеме теплоснабжения электростанция санатория-профилактория «Лесная поляна» далее подробно не рассматривается.

1.1.6. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения поселения, городского округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

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

В соответствии с постановлением Администрации муниципального образования «Город Десногорск» Смоленской области № 768 от 31.07.2025 АО «Концерн Росэнергоатом» лишено статуса единой теплоснабжающей организации, ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» наделено статусом ЕТО.

1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования

Основным источником тепловой энергии (теплоснабжение, горячее водоснабжение) для потребителей жилой зоны города Десногорска и промышленной зоны является Смоленская атомная электростанция установленной тепловой мощностью 771 Гкал/ч, электрической мощностью 3000 МВт.

Смоленская АЭС является крупнейшим энергетическим предприятием Смоленской области и обеспечивает 89% производства электроэнергии в регионе.

В промышленной эксплуатации на Смоленской АЭС находятся три энергоблока с усовершенствованными уран-графитовыми канальными реакторами, электрическая мощность каждого – 1 000 МВт.

Дата пуска Энергоблока 1 – 09.12.1982 г., Энергоблока 2 – 31.05.1985 г., Энергоблока 3 – 17.01.1990 г. Изначально проектом был установлен период эксплуатации – 30 лет. После масштабной модернизации сроки службы энергоблоков поэтапно продлены на 15 лет.

Резервным источником тепловой энергии для обеспечения безопасной и бесперебойной работы Смоленской АЭС является одна пускорезервная котельная (ПРК).

На ПРК установлены котлы №1 типа КВГМ-50-150М, №3 типа ПТВМ-30, которые включаются в аварийном режиме или при неработающих энергоблоках. Топливом для ПРК является мазут марки М-100. На рисунке 3 представлен общий вид Смоленской АЭС.

Технические характеристики установленного оборудования Смоленской АЭС приведены в таблицах 5-8.



Рисунок 3. Смоленская АЭС

Таблица 5. Характеристика котлов Смоленской АЭС

Марка котла	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Тепловая мощность установленная, Гкал/ч (т/ч)	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
							Основное топливо	Резервное топливо
КВ-ГМ-50-150М	К-1	ОАО «Дорогобужкотломаш»	2011	50	70	150	Мазутный М-100	Мазутный М-100
ПТВМ-30М	К-3	Дорогобужский котельный завод	1975	28,3	70	150	Мазутный М-100	Мазутный М-100
ГМ-50-14	К-4	Белгородский котельный завод	1975	(50)	70	150	Мазутный М-100	Мазутный М-100

Таблица 6. Характеристика турбин Смоленской АЭС

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Установленная эл. мощность, МВт	Установленная тепловая мощность (УТМ), Гкал/ч			Давление перегретого пара, кгс/см ²	Температура перегретого пара, °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
К-500-65/3000-2	1	ХТЗ	1982	500	-	-	-	3	265
К-500-65/3000-2	2	ХТЗ	1982	500	-	-	-	3	265
К-500-65/3000-2	3	ХТЗ	1985	500	-	-	-	3	265
К-500-65/3000-2	4	ХТЗ	1985	500	-	-	-	3	265
К-500-65/3000-2	5	ХТЗ	1990	500	-	-	-	3	265
К-500-65/3000-2	6	ХТЗ	1990	500	-	-	-	3	265
Энергоблоки				ИТОГО	3000	-	-	-	-

Энергоблоки с реакторами РБМК-1000 одноконтурного типа. Это означает, что пар, подаваемый на турбины, образуется непосредственно в реакторе из воды, охлаждающей реактор. На каждый энергоблок установлено 2 турбогенератора. В качестве турбин использованы турбины типа К-500-65/3000.

Турбина имеет 6 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева основного конденсата и питательной воды в 5-ти подогревателях низкого давления и деаэраторе. Поскольку турбины работают на радиоактивном паре, предусмотрена подача условно чистого пара на уплотнение турбины, для получения которого из питательной воды установлены испарители. Каждая турбина оснащена системой промежуточного перегрева пара с предварительной сепарацией. Насыщенный пар из реактора, отработавший в цилиндре высокого давления, после осушки в сепараторе поступает в подогреватели первой и второй ступени. Греющим паром в первой ступени является пар из первого отбора цилиндра высокого давления. Перегрев пара во второй ступени осуществляется свежим паром из реактора. Пар из каждого цилиндра низкого давления поступает в конденсатор турбины.

Таблица 7. Основные технические характеристики РОУ Смоленской АЭС

Ст. №	Наименование	Давление пара на входе, кгс/см ²	Давление на выходе, кгс/см ²	Производительность т/ч	Год ввода в эксплуатацию
-	РОУ-1,2	14,0	6,0	50	1976

Таблица 8. Основные технические характеристики сетевых подогревателей Смоленской АЭС

Ст. №	Тип (марка) бойлера	Назначение	Давление пара, кгс/см ²	Тепловая мощность, Гкал/ч
БПТС-11	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	0,62	Мощность группы БПТС-11-13 составляет 76 Гкал/ч
БПТС-12	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	2,89	
БПТС-13	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	5,92	
БПТС-14	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	пиковый	11,32	86
БПТС-21	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	0,62	Мощность группы БПТС-21-23 составляет 76 Гкал/ч
БПТС-22	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	2,89	
БПТС-23	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	5,92	
БПТС-24	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	пиковый	11,32	86
БПТС-31	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	0,62	Мощность группы БПТС-31-33 составляет 76 Гкал/ч
БПТС-32	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	2,89	
БПТС-33	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	5,92	
БПТС-34	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	пиковый	11,32	86
БПТС-41	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	0,62	Мощность группы БПТС-41-43 составляет 76 Гкал/ч
БПТС-42	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	2,89	
БПТС-43	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	основной	5,92	
БПТС-44	1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	пиковый	11,32	86
БПТС-51	Т-13170СБ	основной	0,62	Мощность группы БПТС-51-53 составляет 76 Гкал/ч
БПТС-52	Т-13170СБ	основной	2,89	
БПТС-53	Т-13170СБ	основной	5,92	
БПТС-54	Т-13170СБ	пиковый	11,32	86
БПТС-61	Т-13170СБ	основной	0,62	Мощность группы БПТС-61-63 составляет 76 Гкал/ч
БПТС-62	Т-13170СБ	основной	2,89	
БПТС-63	Т-13170СБ	основной	5,92	
БПТС-64	Т-13170СБ	пиковый	11,32	86

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Данные об установленной и располагаемой электрической мощности Смоленской АЭС в 2021-2025 гг. представлены в таблице 9.

Таблица 9. Установленная и располагаемая на конец года электрическая мощность и установленная тепловая мощность Смоленской АЭС в 2018-2024 гг.

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин*
2021	3000	3000	771	692
2022	3000	3000	771	692
2023	3000	3000	771	692
2024	3000	3000	771	692
2025	3000	3000	771	692

* Мощность теплофикационных установок ТФУ-1 и ТФУ-2

Таким образом, по состоянию на 01.01.2026 г. установленная электрическая мощность Смоленской АЭС составляет 3000 МВт, а установленная тепловая мощность – 771 Гкал/ч, в т.ч. мощность котлов пускорезервной котельной – 79 Гкал/ч.

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в ред. ПП РФ от 16.03.2019 г. № 276) вводит следующие понятия:

«Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемых по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».

Ограничения тепловой мощности Смоленской АЭС отсутствуют.

В таблице 9 раздела 1.2.1 представлена установленная и располагаемая мощность оборудования Смоленской АЭС.

1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Данные по объему потребления тепловой энергии на собственные нужды Смоленской АЭС за 2021-2025 гг. приведены соответственно в таблице 10.

Таблица 10. Потребление тепловой мощности на собственные нужды Смоленской АЭС в 2021-2025 гг., Гкал/ч

Собственные нужды	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Всего, в т.ч.:	25,21	27,96	29,69	32,40	29,8
в паре	3,25	5,62	3,75	3,36	1,55
в горячей воде	21,96	22,34	25,94	29,04	28,25

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значения тепловой мощности «нетто» за 2021-2025 гг. представлены в таблице 11.

Таблица 11. Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Смоленской АЭС в 2021-2025 гг.

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
	Турбоагрегатов*	прочее	всего				
2021	692	79	771	-	771	25,21	745,79
2022	692	79	771	-	771	27,96	743,04
2023	692	79	771	-	771	29,69	741,31
2024	692	79	771	-	771	32,40	738,6
2025	692	79	771	-	771	29,8	741,2

* Мощность теплофикационных установок

1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса основного оборудования Смоленской АЭС приведены в таблицах 12-14.

Стоит отметить, что данное оборудование прошло своевременное техническое освидетельствование и эксплуатируется в рабочем режиме.

Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проводимых в установленном порядке.

Таблица 12. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергоблоков Смоленской АЭС

Ст. №	Тип реактора	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, в часах	Кол-во наработанных часов на 01.01.26 г.	Год достижения паркового (индивид.) ресурса основного оборудования	Остаточный ресурс, в часах	Мероприятия по продлению ресурса (до какого года, либо наработки, организация, проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	РБМК-1000	09.12.1982	262800	-	2012	-	2027	-	1	25.12.2027
2	РБМК-1000	31.05.1985	262800	-	2015	-	2030	-	1	2030
3	РБМК-1000	17.01.1990	262800	-	2020	-	2034	-	1	14.12.2034

Таблица 13. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса котлов Смоленской АЭС в 2025 году

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, в часах	Кол-во наработанных часов на 01.01.26 г.	Год достижения паркового (индивид.) ресурса основного оборудования	Остаточный ресурс, в часах	Мероприятия по продлению ресурса (до какого года, либо наработки, организация, проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
К-1	КВ-ГМ-50-150М	2011	175200	212	27.02.2027	174988	До 27.02.2027	-	-	27.02.2027
К-3	ПТВМ-30М	1975	175200	153	1995	175047	Заключение №ЗТС-27.060.30-САЭС-2007-22 до 30.09.2026	-	-	30.09.2026
К-4	ГМ-50-14	1975	175200	153	1995	175047	Заключение №ЗТС-	-	-	30.09.2026

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, в часах	Кол-во наработанных часов на 01.01.26 г.	Год достижения паркового (индивид.) ресурса основного оборудования	Остаточный ресурс, в часах	Мероприятия по продлению ресурса (до какого года, либо наработки, организация, проводившая экспертизу, дата проведения, номер заключения)	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
							27.060.30-САЭС-2007-22 до 30.09.2026			

Таблица 14. Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса турбин Смоленской АЭС в 2024 году

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, в часах	Кол-во наработанных часов на 01.01.26 г.	Год достижения паркового (индивид.) ресурса основного оборудования	Остаточный ресурс, в часах	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
ТГ-1	К-500-65/3000-2	1982	-	278418,7	-	-	-	-	-	-	2032, Решение «ЦКТИ» №Р 1.2.2.06.001.01 36-2023 от 14.02.2023
ТГ-2	К-500-65/3000-2	1982	-	279778,2	-	-	-	-	-	-	2032, Решение «ЦКТИ» №Р 1.2.2.06.001.01 36-2023 от 14.02.2023
ТГ-3	К-500-65/3000-2	1985	-	273026,7	-	-	-	-	-	-	2035, Техническое решение

Ст. №	Тип	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, в часах	Кол-во наработанных часов на 01.01.26 г.	Год достижения паркового (индивид.) ресурса основного оборудования	Остаточный ресурс, в часах	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
											№133/2-ТЦ-2010
ТГ-4	К-500-65/3000-2	1985	-	270939,5	-	-	-	-	-	-	2035, Техническое решение №133/2-ТЦ-2010
ТГ-5	К-500-65/3000-2	1990	-	247137,4	-	-	-	-	-	-	2039, заключение компании «РЕСУРС» от 2019 года
ТГ-6	К-500-65/3000-2	1990	-	246716,2	-	-	-	-	-	-	2039, заключение компании «РЕСУРС» от 2019 года

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Подготовка теплоносителя для тепловых сетей осуществляется на теплофикационных установках ТФУ.

Теплофикационная установка 1-й очереди ТФУ-1 обеспечивает объекты:

- магистральная теплотрасса № 1 (за исключением города);
- теплосети стройбазы № 1 и № 2;
- теплосеть промплощадки 1 очереди;
- главный корпус 1 очереди (за исключением деаэрационной этажерки 2 блока);
- коммунально-складская зона;
- собственные нужды.

Суммарная мощность ТФУ-1 составляет:

- 346 Гкал/ч в пиковом режиме. При этом нагрев воды промконтура производится до 176 °С. В этом режиме бойлер № 4 используется в качестве пикового и питается паром от коллектора БРУ-Д (быстродействующего редукционного устройства деаэратора);

- 300 Гкал/ч при расчетной температуре наружного воздуха –23 °С. При этом нагрев воды промконтура производится до 160 °С. В этом режиме бойлеры запитаны от отборов турбины;

- 76 Гкал/ч при остановленной турбине. При этом в работе находится бойлер № 4, запитанный от коллектора БРУ-Д, нагрев воды промконтура – до температуры 162 °С.

На ТФУ-1 установлены:

- три сетевых насоса зимнего водоснабжения СН-11, 12, 13 типа СЭ-1250-140. Номинальные параметры СН-11, 12: производительность 1250 т/ч, давление на напоре при открытой напорной задвижке 13,5 кгс/см², ток электродвигателя I=70А, номинальные параметры СН-13 после обрезки обеих ступеней СН-13 на 23 мм по радиусу: производительность 1100 т/ч, давление на открытую напорную задвижку 9,5 кгс/см², I_{эл.дв.}=53 А;

- один сетевой насос летнего водоснабжения СН-14 типа 4к-6.

Подпитка теплосети промплощадки может осуществляться насосами подпитки на ПРК и ДПУ-800, либо на ТФУ путем забора сетевой воды от обратной магистрали теплосети города.

Подогрев сетевой воды на отопление промплощадки и главного корпуса осуществляется в нормальном режиме с помощью сетевых подогревателей промплощадки СППр-12, 13 (Сх-001-ОИТПЭ).

Регулировка давления в напорном коллекторе сетевых насосов СН-11, 12, 13 (Сх001-ОИТПЭ) в соответствии с «Режимной картой теплоснабжения», а также в аварийных и переходных режимах, осуществляется регулирующим клапаном ТС-251, установленным на перемычке между напорным и всасывающим коллектором СН-11, 12, 13.

При выводе в ремонт или остановке блока № 3 вода промконтура для ТФУ-2 может подогреваться в бойлерах промконтура ТГ-3,4.

Бойлер промконтура теплосети (БПТС) предназначен для подогрева воды промконтура теплосети отборным или редуцированным паром. БПТС представляет собой вертикальный пароводяной трубчатый, двухходовой по воде теплообменник, с нижней водяной камерой, выполненный по типу плавающей головки. Основными конструктивными элементами бойлера являются: корпус с крышкой, распределительная камера с крышкой и трубный пучок с перепускной камерой (плавающей головкой).

Промконтур теплосети является общим для двух блоков. Бойлерная установка каждой турбины включена параллельно в общую магистраль промконтура.

Подогрев воды промконтура при работе турбин на мощности в пределах $75 \div 100\%$ производится от отборов турбины:

- БПТС 11 (21, 31, 41) – 5 отбор при давлении $0,44 \text{ кгс/см}^2$;
- БПТС 12 (22, 32, 42) – 4 отбор при давлении $2,5 \text{ кгс/см}^2$;
- БПТС 13 (23, 33, 43) – 3 отбор при давлении $5,3 \text{ кгс/см}^2$;
- БПТС 14 (24, 34, 44) – 2 отбор при давлении $10,6 \text{ кгс/см}^2$.

При выводе в ремонт блока № 1, вода промконтура для ТФУ-1 подогревается с помощью БПТС ТГ-3,4.

По воде промконтура теплофикационная установка ТГ-1 (2, 3, 4) разделена на четыре отключаемые группы бойлеров.

На отопление города сетевая вода подается сетевыми насосами, установленными на резервной котельной ПРК. Маркировка насосов НС-1, 2, 3, 4, 5, 6 (Сх-001-ОИТПЭ).

В нормальном режиме нагрев сетевой воды города осуществляется с помощью сетевых подогревателей СПГ-11, 12, 13, 14 и СПГ-5÷10 (Сх-001-ОИТПЭ).

Теплофикационная установка 2-й очереди ТФУ-2 обеспечивает теплом объекты:

- магистральная теплотрасса № 2 (г. Десногорск);
- теплосеть промплощадки 2 очереди;
- главный корпус 2 очереди;
- деаэрационная этажерка 2 блока.

Нагрев воды ПКТС, как правило, производится в БПТС ТГ-5 (6). При необходимости также могут использоваться БПТС ТГ-3,4.

Суммарная мощность ТФУ-2 составляет:

- 346 Гкал/ч в пиковом режиме. При этом нагрев воды промконтура производится до 176°C . В этом режиме бойлер № 4 используется в качестве пикового и питается паром от коллектора БРУ-СН (мощность группы БПТС составляет 86 Гкал/ч);

- 300 Гкал/ч при расчетной температуре наружного воздуха –23 °С. При этом нагрев воды промконтура производится до 160 °С. В этом режиме бойлеры запитаны от отборов турбины (мощность группы БПТС составляет 76 Гкал/ч);

- 76 Гкал/ч при остановленной турбине. При этом в работе находится бойлер № 4, запитанный от коллектора БРУ-СН. При этом нагрев воды промконтура – до температуры 162°С.

Параметры сетевой воды (давление, расход, температура) устанавливаются режимными картами теплоснабжения города и промзоны САЭС на отопительный период и на летний период.

Теплофикационная установка состоит из промконтура теплосети и сетевой установки.

Бойлер промконтура теплосети (БПТС) предназначен для подогрева воды промконтура теплосети отборным или редуцированным паром.

Насосы промконтура теплосети НПрТ-21, 22, 23, 24, 25 предназначены для создания циркуляции воды в ПКТС.

Сетевые насосы СН-21, 22, 23, 24, 25 предназначены для создания циркуляции в тепловых сетях (Сх-001-ОИТПЭ).

Промконтур теплосети 2-ой очереди объединен с промконтуром теплосети 1-ой очереди трубопроводами Ду 400 мм.

При остановке или выводе в ремонт блока № 3 вода промконтура для ТФУ-2 подогревается в БПТС ТГ-3,4. Кроме того, допускается совместная работа БПТС 2 и 3 блоков на ТФУ-2.

Бойлерные установки каждой турбины включены параллельно в общую магистраль промконтура тепловой сети (ПКТС). Каждая группа БПТС может быть отключена от ПКТС закрытием отсекающей арматуры.

БПТС-4 может работать на остановленной турбине при подаче пара от БРУ-СН. Максимальный расход пара в этом режиме 164 т/ч, вода ПКТС нагревается с 80 до 162 °С, мощность бойлера равна 76 Гкал/ч.

Для создания циркуляции по промконтуру установлены пять насосов типа СЭ-800-100. Число работающих насосов выбирается в зависимости от режима работы, при этом один из насосов находится в резерве. Маркировка насосов – НПрТ-21, 22, 23, 24, 25.

На отопление города сетевая вода подается сетевыми насосами, установленными на резервной котельной ПРК. Маркировка насосов НС-1, 2,3, 4, 5, 6. (сх-001-ОИТПЭ).

Подпитка теплосети осуществляется насосами, установленными на ДПУ и/или ПРК.

Тепловая мощность ТФУ-1 и ТФУ-2 в настоящее время полностью обеспечивает потребность всех абонентов и собственные нужды САЭС. ПРК является резервной котельной.

Сведения о типах теплофикационных установок ТЭЦ представлены в таблицах ниже.

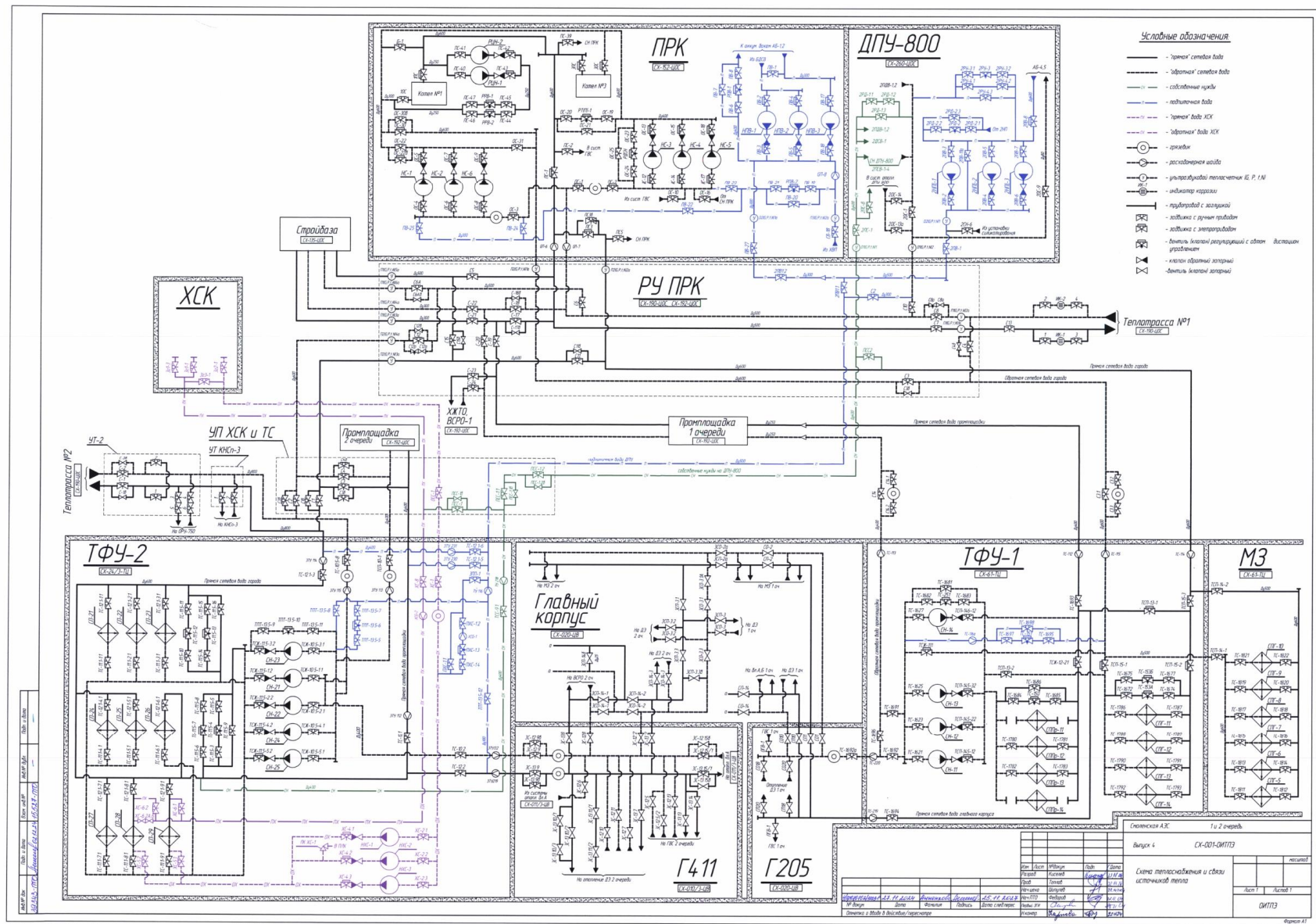
Таблица 15. Сведения о типах теплофикационных установок Смоленской АЭС

№ п/п	Ст. №	Тип (марка) бойлера	Назначение	Год ввода в эксплуатацию
1	БПТС-11	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1982
2	БПТС-12	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1982
3	БПТС-13	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1982
4	БПТС-14	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	пиковый	1982
5	БПТС-21	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1982
6	БПТС-22	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1982
7	БПТС-23	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1982
8	БПТС-24	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	пиковый	1982
9	БПТС-31	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1985
10	БПТС-32	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1985
11	БПТС-33	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1985
12	БПТС-34	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	пиковый	1985
13	БПТС-41	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1985
14	БПТС-42	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1985
15	БПТС-43	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	основной	1985
16	БПТС-44	1400ТП-25-Б2 /20Г6- К4	пиковый	1985
17	БПТС-51	Т-13170СБ	основной	1990
18	БПТС-52	Т-13170СБ	основной	1990
19	БПТС-53	Т-13170СБ	основной	1990
20	БПТС-54	Т-13170СБ	пиковый	1990
21	БПТС-61	Т-13170СБ	основной	1990
22	БПТС-62	Т-13170СБ	основной	1990
23	БПТС-63	Т-13170СБ	основной	1990
24	БПТС-64	Т-13170СБ	пиковый	1990

Таблица 16. Характеристики теплообменников теплофикационных установок Смоленской АЭС за 2024год

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	Мощность группы БПТС-11-13 составляет 76 Гкал/с	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	86	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	Мощность группы БПТС-21-23 составляет 76 Гкал/ч	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	86	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	Мощность группы БПТС-31-33 составляет 76 Гкал/ч	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	86	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	Мощность группы БПТС-41-43 составляет 76 Гкал/ч	-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4		-
1400ТП-25-Б2/20Г6-К4	86	-
Т-13170СБ	Мощность группы БПТС-51-53 составляет 76 Гкал/ч	-
Т-13170СБ		-
Т-13170СБ		-
Т-13170СБ	86	-
Т-13170СБ	Мощность группы БПТС-61-63 составляет 76 Гкал/ч	-
Т-13170СБ		-
Т-13170СБ		-
Т-13170СБ	86	-

Схема теплофикационных установок Смоленской АЭС представлена на рисунке ниже.



АСУТД-2. Действующий. № 39343-ПТО от 02.12.2024. Печать 23.05.2025.

Рисунок 4.

Схема теплофикационных установок Смоленской АЭС

1.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения МО г. Десногорск является поддержание комфортной температуры и влажности воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся на протяжении отопительного периода внешних климатических условиях и постоянной температуре воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (ГВС) при переменном в течение суток расходе.

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей, обеспечивая центральное регулирование отпуска тепла. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

При центральном отоплении регулировать отпуск тепловой энергии на источнике можно двумя способами:

- Расходом или количеством теплоносителя, при изменении расхода теплоносителя температура постоянна. Данный способ регулирования называется количественным регулированием.
- Температурой теплоносителя, при изменении температуры расход постоянный. Данный способ регулирования называется качественным.

В системах теплоснабжения МО г. Десногорск используется второй способ регулирования – качественное регулирование, основным преимуществом которого является установление стабильного гидравлического режима работы тепловых сетей.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от САЭС – качественный. Температурный график по зоне теплоснабжения Смоленской АЭС 130/58,2 °С со срезкой на 110 °С.

Решение по регулированию температуры сетевой воды в подающих трубопроводах тепловых сетей, принимает НСС САЭС по докладу НС ЦОС САЭС.

Режим 1 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от +8 до –4 °С.

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах теплосети от 70 до 78÷82 °С в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра;
- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Примечание: для прогрева жилых домов и зданий города в течение 5 дней после перехода на зимний режим теплоснабжения температуру сетевой воды в подающем трубопроводе города выдерживают $t_1=90$ °С. Повышение температуры в подающем трубопроводе города осуществляется по письменному подтверждению главного инженера филиала «АТЭС-

Десногорск» с указанием периода выдержки указанной температуры.

Режим 2 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от -4°C до -9°C .

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах теплосети от $78\div 82^{\circ}\text{C}$ до $93\div 100^{\circ}\text{C}$ в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра;

- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Режим 3 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от -9°C до -17°C .

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах и теплосети от $93\div 100^{\circ}\text{C}$ до 110°C в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра. При достижении температуры сетевой воды в подающих трубопроводах $t_1=110^{\circ}\text{C}$ влияние скорости ветра и снижение температуры наружного воздуха ниже -17°C не учитывается, температура сетевой воды остается постоянной;

- ГВС осуществляется из обратного трубопровода.

Температурный график Смоленской АЭС для каждой температуры наружного воздуха приведен в разделе 1.3.6 части 3 «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты».

В таблице ниже представлены сводные результаты по температурным графикам источников теплоснабжения.

Таблица 17. Температурные графики отпуска тепловой энергии источников теплоснабжения, расположенных на территории г. Десногорска

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Используемый температурный график, $^{\circ}\text{C}$	Температура точки спрямления (для обеспечения ГВС)	Способ регулирования отпуска тепловой энергии
АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция»				
1	Смоленская АЭС	$130/58,2^{\circ}\text{C}$ (срезка на 110°C)	-	качественный

Подробно температурные графики представлены в разделах 1.3.6 и 1.3.7.

1.2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования определяется числом часов использования установленной тепловой мощности источника теплоснабжения.

Число часов использования установленной мощности показывает какое количество часов требуется для производства на данном оборудовании энергии, равной фактической годовой выработке при условии постоянной работы на полной установленной мощности.

Расчетные сведения по КИУМ тепловой и электрической мощности на основе фактических данных выработки тепловой и электрической энергии за 2021-2025 гг. для Смоленской АЭС представлены в таблице 18.

Таблица 18. Сведения по КИУМ Смоленской АЭС за 2021-2025 гг.

Наименование	Выработка					
	Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Смоленская АЭС	Фактическая выработка электрической энергии, млн кВт*ч	22944,7	21323,9	21718,8	22369,1	21647,9
	Установленная мощность, МВт	3000	3000	3000	3000	3000
	Число часов использования установленной мощности, ч/год	7648	7108	7240	7456	7216
	КИУМ ЭЭ, %	87,31	81,14	82,64	84,89	82,15
	Фактическая выработка тепловой энергии, Гкал	720558	807542	746496	841075	763874
	в т.ч.ч. Выработка в горячей воде	692084	758328	713603	811626	750257
	Установленная мощность, Гкал/ч	771	771	771	771	771
	в т.ч. мощность ТФУ	692	692	692	692	692
	Число часов использования установленной мощности теплофикационных установок, ч/год	1000	1096	1031	1173	1084
	КИУМ ТЭ, %	11,42	12,51	11,77	13,35	12,34

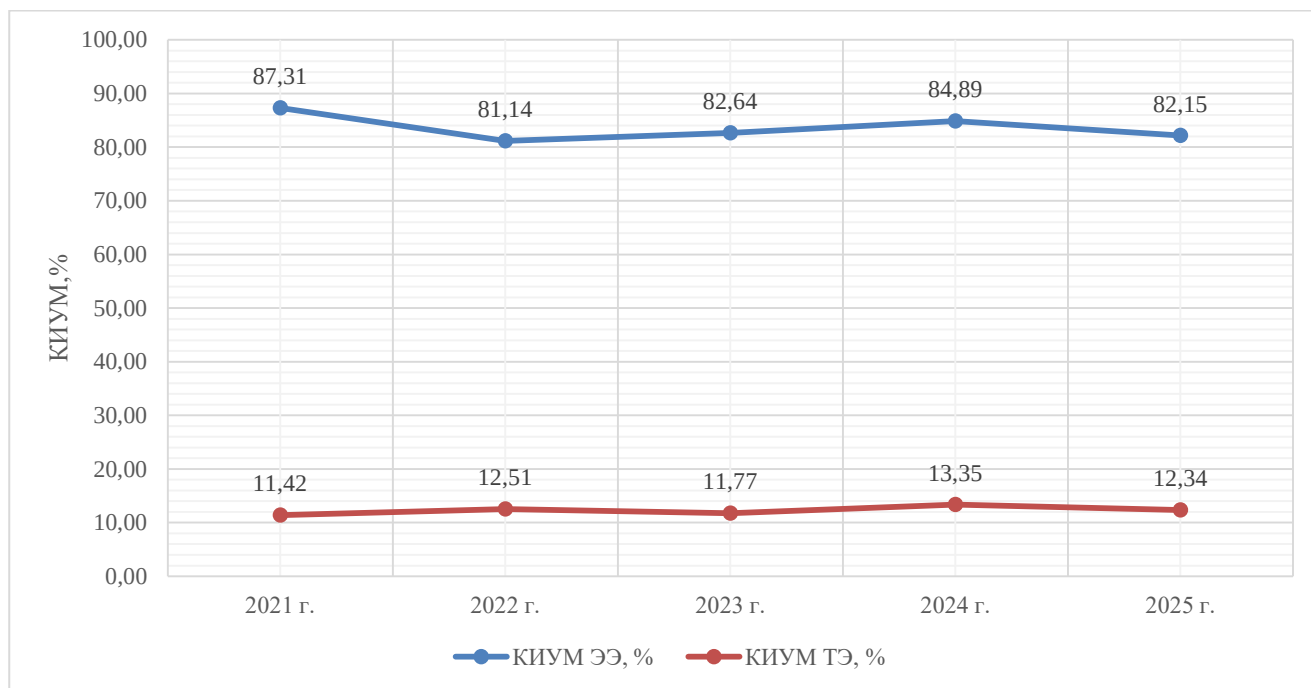


Рисунок 5. Сведения по КИУМ Смоленской АЭС за 2021-2025 гг.

Среднее значение КИУМ тепловой энергии за последние 5 лет составляет 12,28%. Невысокие значения загрузки связаны, прежде всего, с неравномерностью обеспечиваемой тепловой нагрузки в течение года.

1.2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На АЭС установлена автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета тепловой энергии САЭС (АИИС УТЭ). АИИС УТЭ предназначена для регистрации параметров на присоединениях потребителей тепловой энергии САЭС, характеризующих работу системы теплоснабжения в переходных и установившихся режимах. Система обеспечивает централизованный автоматический сбор, хранение и обработку данных, полученных на присоединениях потребителей тепловой энергии САЭС и последующую передачу этих данных в центральный аппарат АО «Концерн Росэнергоатом» для дальнейшей обработки, получения сводной информации и хранения.

Для учета отпущенной тепловой энергии и теплоносителя сторонним потребителям используются приборы учета, установленные:

- на теплосети № 1 в ТК-1а (учет потребителей на КСЗ);
- на теплосети № 1 в ТК-1 (учет потребителей части города);
- на теплосети № 2 УТ-7 (учет потребителей части города) и в УТ-7а (учет потребителей частного сектора микрорайона № 8).

Перечень приборов, используемых для учёта отпускаемой тепловой энергии от Смоленской АЭС, приведён в таблице 19.

Таблица 19. Перечень приборов, используемых для учёта отпускаемой тепловой энергии от Смоленской АЭС

Место установки	Тип прибора	Заводской №/
ТК-1а (город)	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ» ТСРВ-026М	2102235
	Расходомер-счетчик ультразвуковой (Взлет МР)	2101176
	Термопреобразователи сопротивления (Взлет ТПС)	1809775 / 1809795
	Преобразователи давления СДВ-И	A627872 / A715361
ТК-1а (КСЗ)	Тип прибора	Заводской №/ дата следующей поверки
	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ» ТСРВ-027)	1400407
	Расходомер-счетчик ультразвуковой (УРСВ Взлет МР)	1401722
	Термопреобразователи сопротивления (Взлет ТПС)	1440186 / 1388736
	Преобразователи давления СДВ-И	A637760 / 97345
УТ-7	Тип прибора	Заводской №/ дата следующей поверки
	Тепловычислитель «Взлет ТСРВ» ТСРВ-026М	1310152
	Расходомер-счетчик ультразвуковой (Взлет МР)	1900811
	Термопреобразователи сопротивления (Взлет ТПС)	1819067 / 1819090
	Преобразователи давления СДВ-И	A637922/A715362
УТ-7а	Тип прибора	Заводской №/ дата следующей поверки

Место установки	Тип прибора	Заводской №/
	Тепловычислитель «Взлет ТСПВ» ТСПВ-026М	1313192
	Расходомер-счетчик ультразвуковой (Взлет МР)	1900672
	Термопреобразователи сопротивления (Взлет ТПС)	1185936 / 1185943
	Преобразователи давления СДВ-И	А637069 / 119397

1.2.10. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Источником водоснабжения служит насосная 2-го подъема водозаборных сооружений (ЦОС). Водозаборные сооружения ЦОС предназначены для добычи подземных вод и состоят из трех централизованных водозаборов: Генинского, Хомутовского и Лаховского, которые насчитывают 26 артезианских скважин. Поднятая насосами 1-го подъема вода со скважин подается на станцию обезжелезивания ЦОС, где производится ее очистка (удаление железа). Далее производится обеззараживание (гипохлорит натрия, ультрафиолет) очищенной воды и подача ее в разводящую сеть при помощи насосов 2-го подъема.

Вода, предназначенная для подпитки тепловых сетей, подвергается обработке на установке химводоочистки пускорезервной котельной (ПРК) и деаэрационно-подпиточной установки (ДПУ-800).

Для подпитки тепловых сетей с открытой системой теплоснабжения принята схема обработки сырой воды Н-катионированием с «голодной» регенерацией фильтров с установкой буферных фильтров, декарбонизацией и последующей деаэрацией ее в вакуумном деаэраторе.

Общая производительность ХВО ПРК составляет 350 т/ч. Общая производительность ХВО ДПУ составляет 500 м³/ч. Общая производительность ХВО составляет 850 м³/ч.

Подпитка теплосети промплощадки может осуществляться насосами подпитки на ПРК и ДПУ-800. Подпитка теплосети осуществляется насосами, установленными на ДПУ и/или ПРК.

Бесперебойная работа ВПУ обеспечивается благодаря автоматизации систем работы ВПУ, а также дублированием сигнализацией аварийных режимов с выводом на центральный щит управления ХВО аварийных сигналов о нарушениях в процессе работы установки (качества обработанной воды, уровня в промежуточных баках), потери напряжения на щите, а также сигналов, предусмотренных инструкцией по противопожарной безопасности.

Характеристики систем ХВО Смоленской АЭС приведены в таблице 20.

Таблица 20. Характеристика систем ХВО САЭС

№ п/п	Адрес источника теплоснабжения	Наличие ВПУ, тип марка	Производительность ВПУ, м ³ /ч
ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»			
1	Смоленская АЭС (ПРК)	Н-катионирование	350
	Смоленская АЭС (ДПУ)	Н-катионирование	500

1.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Энергетические объекты характеризуются различными состояниями: рабочим, работоспособным, резервным, отказа, аварийного ремонта, простоя, предупредительного ремонта.

Отказ (повреждение) – это нарушение работоспособности объекта, т.е. система или элемент перестает выполнять целиком или частично свои функции. Приведенное определение отказа является качественным.

Отказом называется событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий, или в полностью неработоспособное состояние.

Нарушением работоспособного состояния называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.

По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений

Авария – это опасное техногенное происшествие, создающее на объекте определённой территории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного и транспортного процесса, а также нанесению ущерба окружающей природной среде.

По информации ТСО, отказов и аварий на основном оборудовании, приводящих к прекращению теплоснабжения, за последние 5 лет не происходило. Проводились только плановые и текущие ремонты оборудования.

Таблица 21. Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов источника теплоснабжения за 2025 год

№ п/п	Прекращение теплоснабжения	Восстановление теплоснабжения	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепла, тыс. Гкал
ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»					
1	нет	-	-	-	0

Таблица 22. Динамика изменения прекращения подачи тепловой энергии в зонах действия ЕТО

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение теплоснабжения, Гкал/ед.
ЕТО № 1 ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»			
2020	0	-	-
2021	0	-	-
2022	0	-	-
2023	0	-	-
2024	0	-	-

Технологические нарушения, произошедшие на электростанции за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества

теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима.

1.2.12.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источника тепловой энергии Смоленской АЭС по состоянию на 01.01.2026 г. не выдавались.

1.2.13.Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и (или) оборудование (турбоагрегатов) Смоленской АЭС, входящее в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

1.2.14. Описание проектного и установленного топливного режима

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235. Тепловыделяющий элемент (ТВЭЛ) представляет собой циркониевую трубу высотой 3,5 м и толщиной стенки 0,9 мм с заключенными в нее 88 мм с толщиной стенки 4 мм. Управление реактором осуществляется равномерно распределенными по реактору 211 стержнями, содержащими поглощающие нейтроны. Вода подается в каналы снизу и омывает ТВЭЛы. Топливная кассета устанавливается в технологический канал. Количество технологических каналов в реакторе – 1661.

Топливом для пускорезервной котельной (ПРК) является мазут марки М-100.

Характеристики и расход топлива на Смоленской АЭС представлены в таблицах 23-24.

Информация о динамике расхода топлива представлена в Части 8 Главы 1.

Таблица 23. Характеристики и расход топлива на Смоленской АЭС

Год	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
двуокись урана U235*				
2021	-	-	-	-
2022	-	-	-	-
2023	-	-	-	-
2024	-	-	-	-
2025	-	-	-	-

* Информация не указана ввиду особенности используемого топлива

Таблица 24. Характеристики и расход сжигаемого жидкого топлива на Смоленской АЭС

Год	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м ³	Влажность, средняя за год, %	Приход, т	Расход на производство, т	Расход на сторону, т	Остаток, т
Мазут (т)						
2021	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-
2023	н/д	н/д	н/д	12,446	-	н/д
2024	н/д	н/д	н/д	349,200	-	н/д
2025	н/д	н/д	н/д	44,34	-	н/д

1.2.15. Указание характеристик и состояния золоотвалов (для проектного топливного режима источника комбинированной выработки)

Золоотвалы отсутствуют.

1.2.16. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменения технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии отсутствуют.

1.3. Часть 3. Тепловые сети и сооружения на них

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

Схема теплоснабжения – открытая, двухтрубная. Теплоноситель – вода с температурным графиком 130/58,2 °С со срезкой на 110 °С.

Для обеспечения г. Десногорск горячей водой и теплом от источника тепла (теплофикационные установки № 1 и № 2 САЭС) проложены независимые друг от друга тепловые сети: магистральная теплосеть № 1 и магистральная теплосеть № 2.

Магистральные теплопроводы от САЭС до города проложены надземно на низких опорах. Протяженность трассы № 1 диаметром Ду 500 мм составляет 5,6 км, протяженность трассы № 2 диаметром Ду 800 мм составляет 7,3 км.

На магистральных тепловых сетях имеются участки подземной канальной прокладки:

- а) участок теплосети №1 между УТ-9 ÷ ТК-1 протяженностью 30 м;
- б) участок теплосети №2 между ТФУ-2 ÷ УТ-2 протяженностью 180 м;
- в) участок теплосети между УТ-7 ÷ УТ-8 протяженностью 80 м (см. Сх-145-АТЭС).

Прокладка трубопроводов теплоснабжения по городу выполнена в непроходных каналах.

Техническое состояние тепловых сетей, в основном, удовлетворительное.

Тепловые сети муниципального образования имеют протяженность 45,2 км. В том числе 50,4% проложены подземно. Потребители подключены по зависимой схеме через элеваторные узлы, расположенные в индивидуальных тепловых пунктах 123 зданий. Свыше 81% (76,8 км) тепловых сетей в 2-х трубном исчислении со сроком службы более 30 лет.

Трубопроводы тепловых сетей располагаются на неподвижных и скользящих опорах. Для компенсации теплового расширения трубопроводов между неподвижными опорами устанавливаются П-образные компенсаторы горизонтального и вертикального исполнения. Для контроля за температурным расширением трубопроводов и правильности работы опорно-подвесной системы установлены указатели перемещений (реперы), расположенные на скользящих опорах компенсаторов. Для снижения тепловых потерь трубопроводы тепловых сетей покрыты тепловой изоляцией (минеральная вата, защищенное металлопокрытие). Наружная поверхность трубопроводов и металлические конструкции тепловых сетей (балки, опоры, эстакады) защищены стойкими антикоррозионными покрытиями.

Магистральная тепловая сеть №1 открытого горячего водоразбора предназначена для обеспечения горячей водой и теплом зданий и сооружений: гаража спецмашин, СПСЧ №1, УКС, КНСп-1д.в., очистных сооружений промышленных и дождевых вод в районе шламоотвала, БНС-1,2, ЦНС-3, АНС-4, ОРУ-330/500, СмАТЭ, тепличного хозяйства, КНС-5, очистных сооружений

хозфекальных стоков, технологического участка ООО «САЭС-Сервис», рыбхоза «Смоленский», базы «АТЭС-Десногорск» (быв. РСЦ), коммунально-складской зоны, а также является резервной для теплоснабжения города при выводе в ремонт тепловой сети №2 (см. СХ-145-АТЭС).

Технические характеристики тепловой сети №1:

Диаметр труб Ду 500 мм; протяженность от РУ ПРК до ТК-1 –4207 м в 2 тр. исчислении; рабочее давление – 16 кгс/см².

Тепловая сеть № 1 оборудована тепловыми узлами с запорной арматурой на ответвлениях к потребителям и перемычками между обратной и прямой тепловыми сетями для обеспечения циркуляции теплоносителя во время проведения ремонтов и гидравлических испытаний, а также – резервными перемычками для подключения к магистральной тепловой сети № 2.

Для контроля за гидравлическим режимом на тепловой сети № 1 установлены манометры на распределительном узле (РУ) ПРК, ТП-1, ТК-1 для контроля за температурным режимом тепловой сети № 1 предусмотрена врезка гильз для установки термометров. Для контроля за расходом теплоносителя тепловой сети № 1 на РУ ПРК установлены датчики контроля.

Для систематического контроля за внутренней коррозией на подающем и обратном трубопроводах тепловой сети № 1 установлены индикаторы коррозии:

- ИК-1, ИК-2 на РУПРК;
- ИК-3, ИК-4 между УТ-10 и ТП-1;
- ИК-5, ИК-6 между УТ-13 и УТ-12.

Магистральная тепловая сеть № 2 (рег. 2ТТК-4) открытого горячего водоразбора предназначена для обеспечения горячей водой и теплом зданий и сооружений КНСп-3, очистные сооружения промышленных и дождевых вод в районе конечного водосброса, ОРУ-750, насосной станции технической воды, насосной станции пожаротушения, ПАТП, объекта 813, коммунально-складской зоны, города, ВЗС. Техническое описание тепловой сети № 2 соответствует описанию тепловой сети № 1.

Технические характеристики тепловой сети № 2:

Диаметр труб Ду 800 мм; протяженность от ТФУ-2 до УТ-7 –7313 м в 2 тр. исчислении; рабочее давление – 16 кгс/см².

Для контроля за гидравлическим режимом тепловой сети № 2 установлены манометры на УТ-7, УТ-6, для контроля за температурным режимом тепловой сети № 2 предусмотрены врезки гильз для установки термометров на УТ-7, УТ-6. Для контроля за расходом теплоносителя тепловой сети № 2 установлены датчики контроля на ТФУ-2 (см. СХ-145-АТЭС).

Схема связей источников тепла предусматривает обеспечение теплоснабжения потребителей и взаимное резервирование работы тепловых сетей № 1, № 2 установленными перемычками.

Перемичка Ду 600 мм на территории промплощадки САЭС между распределительным узлом ПРК и УП ХСК и ТС предназначена для обеспечения возможности работы тепловых сетей № 1, № 2 при плановом или аварийном отключении одного из источников тепла.

Перемичка Ду 500 мм от ТК-1 до УТ-6 предназначена для теплоснабжения потребителей при плановом или аварийном отключении одной из теплосетей.

Суммарная протяженность тепловых сетей от Смоленской АЭС составляет 94 865 м в 2-х трубном исчислении.

В таблице 25 приведена обобщенная характеристика тепловых сетей от Смоленской АЭС.

Таблица 25. Характеристика тепловых сетей от Смоленской АЭС г. Десногорска

№ п/п	Источник теплоснабжения	Расположение тепловой сети	Протяженность теплосетей в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика теплосетей, м ²	Объем теплосетей, м ³
1	Смоленская АЭС	Магистральные ТС и сети пром.площадки	49 663	30 735,10	12 376,88
2		ТС г. Десногорска	45 201,6	18 626,76	3 755,83
	Итого г. Десногорск		94 865	49 361,86	16 132,71

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Для разработки электронной модели существующей системы теплоснабжения г. Десногорска использовался программно-расчетный комплекс ZuluThermo, входящий в состав геоинформационной системы Zulu (ГИС Zulu) ООО «Политерм», предназначенный для выполнения тепловых и гидравлических расчетов систем теплоснабжения. В Главе 3 представлена «Электронная модель системы теплоснабжения г. Десногорска».

Схема тепловых сетей источников централизованного теплоснабжения относительно потребителей представлена на рисунке ниже.



** Здесь и далее на рисунках со схемой тепловых сетей от Смоленской АЭС месторасположение САЭС не указывается. В электронной модели системы теплоснабжения данная информация содержится.*

Рисунок 6. Схема тепловых сетей от Смоленской АЭС

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Инженерные сети от источника теплоснабжения в промышленной зоне Смоленской АЭС до жилой зоны города Десногорска эксплуатируются Десногорским филиалом ООО «АТЭС», который осуществляет передачу тепловой энергии от источника до потребителей, продажу тепловой энергии, а также эксплуатацию, текущие и капитальные ремонты тепловых сетей.

Тепловые сети от Смоленской АЭС можно разделить на 3 категории:

1. Тепловые сети пром.площадки и магистральные тепловые сети до г. Десногорска;
2. Тепловые сети стройбазы.
3. Городские тепловые сети.

В данном разделе при указании параметров тепловых сетей ряд таблиц составлены с учетом указанного разделения (тепловые сети стройбазы указаны в таблицах совместно с тепловыми сетями пром.площадки).

Прокладка магистральных тепловых сетей от Смоленской АЭС и тепловых сетей на пром. площадке в основном выполнена надземно – 97,5% протяженности.

Городские тепловые сети имеют почти равные доли по типу прокладки: 50,4% протяженности трубопроводов имеют подземную прокладку; 49,6% протяженности трубопроводов – надземную.

В качестве тепловой изоляции используется минеральная вата.

Параметры тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС представлены в таблицах 26-28.

Таблица 26. Общая характеристика тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС

Диаметр трубопровода, мм	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	9306	232,65
32	1146	36,67
40	1440	64,80
50	5217	297,39
65	474	36,04
80	7014	624,25
100	11907	1285,96
125	668	88,84
150	11148	1772,53
200	13492	2954,75
250	2814	768,22
300	1638	532,35
350	0	0,00
400	386	164,44
500	14886	7889,58
600	3164	1993,32
800	14626	11993,32
Всего ТС пром.площадки и магистральные ТС ООО «АТЭС»	99326	30735,10

Таблица 27. Способы прокладки тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	96794	29692,95
Подземная	2532	1042,15
Всего ТС пром.площадки и магистральные ТС ООО «АТЭС»	99326	30735,10

Таблица 28. Параметры тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС по году ввода в эксплуатацию

№ п/п	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ТС в 1 т.р. исч., м	Материальная характеристика, м ²	Текущий срок эксплуатации	Средневзвешенный процент износа ТС, %
1	1977	8414	4459,42	48	100
2	1980	43184	17727,95	45	100
3	1982	11884	1585,32	43	100
4	1987	8368	1698,18	38	100
5	1990	8940	1589,04	35	100
6	1992	890	121,21	33	100
7	1993	9242	1476,96	32	100
8	1994	2900	1537,00	31	100
9	1995	2532	343,74	30	100
10	2002	1120	50,40	23	76,67
11	2009	809	42,02	16	53,33
12	2010	106	6,05	15	50
13	2011	937	97,82	14	46,67
	Всего ТС пром.площадки и магистральные ТС ООО «АТЭС»	99326	30735,10		98,8

Порядка 98,8% протяженности тепловых сетей пром. площадки и магистральных тепловых сетей до города от Смоленской АЭС эксплуатируется свыше нормативного ресурса.

Параметры городских тепловых сетей представлены в таблицах 29-31.

Таблица 29. Общая характеристика городских тепловых сетей

Диаметр трубопровода, мм	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	987	24,69
32	1023	32,72
40	614	27,63
50	7985	455,17
65	1609	122,30
80	5293	471,09
100	12877	1394,02
125	2243	298,29
150	19584	3113,82
200	10493	2298,01
250	3812	1040,57
300	8864	2880,67
350	8113	3058,45
400	3835	1633,62
500	1600	846,61
600	1472	929,08
Всего городские тепловые сети ООО «АТЭС»	90403	18626,76

Таблица 30. Способы прокладки городских тепловых сетей

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в 1-трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Надземная	44864	8056
Подземная	45539	10570
Всего городские тепловые сети ООО «АТЭС»	90403	18626,76

Таблица 31. Параметры городских тепловых сетей по году ввода в эксплуатацию

№ п/п	Год ввода в эксплуатацию	Протяженность ТС в 1 т.р. исч., м	Материальная характеристика, м ²	Текущий срок эксплуатации	Средневзвешенный процент износа ТС, %
1	1977	11314	1963,88	48	100
2	1984	11830	2362,69	41	100
3	1990	11714	2919,18	35	100
4	1993	22569	4889,65	32	100
5	1997	15441	3157,31	28	93,33
6	2004	11921	1926,91	21	70
7	2008	2989	967,88	17	56,67
8	2014	2626	439,26	11	36,67
	Всего городские тепловые сети ООО «АТЭС»	90403	18627		91,63

Порядка 91,63% протяженности городских тепловых сетей эксплуатируется свыше нормативного ресурса.

Универсальной величиной, позволяющей выполнять технико-экономические сравнения систем транспортировки теплоносителя (трубопроводов тепловых сетей), является материальная характеристика сети M , которая определяется, как сумма произведений наружного диаметра трубопровода на длину участка соответствующего диаметра и приведена ниже:

$$M = \sum_{i=1}^{i=m} d_i \cdot l_i,$$

где d_i – наружный диаметр i -го трубопровода тепловых сетей, м;

l_i – протяженность i -го участка трубопровода тепловых сетей, м.

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать различные системы транспортировки теплоносителя, является удельная материальная характеристика тепловых сетей:

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сум}}^P}, \text{ м}^2/\text{Гкал/ч},$$

где: $Q_{\text{сум}}^P$ – присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч.

Этот показатель является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения. Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения определяется не превышением приведенной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне 100 м²/Гкал/ч. Зона предельной эффективности ограничена 200 м²/Гкал/ч. Значение приведенной материальной характеристики, превышающей 200

м²/Гкал/ч, свидетельствует о целесообразности применения индивидуального теплоснабжения. В то же время применение в системе теплоснабжения труб с ППУ, сдвигает зону предельной эффективности до 300 м²/Гкал/ч.

Материальная и удельная характеристика тепловых сетей приведена в таблице 32.

Таблица 32. Материальная и удельная характеристика тепловых сетей

№ п/п	Источник теплоснабжения	Длина т/с в двухтрубном исчислении, м	Мат. хар. ТС, м ²	Подключенная договорная нагрузка (горячая вода), Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, м ² /Гкал/ч
1	Смоленская АЭС	94865	49361,86	187,01	263,95

По данным таблицы 32, тепловые сети от Смоленской АЭС выходят из зоны предельной эффективности теплоснабжения ввиду их большой протяженности. Но, как было указано выше, использование ППУ-изоляции на трубопроводах тепловых сетей позволит повысить эффективность системы теплоснабжения.

1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных и распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т.п.

Запорная и регулирующая арматура тепловых сетей располагается:

- на выходе из источника тепловой энергии;
- на трубопроводах в узлах ответвлений;
- в индивидуальных тепловых пунктах и узлах вводов непосредственно у потребителей.

Основным видом запорной арматуры на тепловых сетях являются стальные задвижки с ручным приводом типа 30с-41нж. Их количество определено исходя из протяженности магистральных тепловых сетей в двухтрубном исчислении и расстояния между секционирующими задвижками, нормируемого по СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

В таблице 33 приведены сведения по типу и количеству запорной арматуры на городских тепловых сетях по состоянию на 01.01.2026 г.

Таблица 33. Сведения по типу и количеству запорной арматуры на городских тепловых сетях

Запорная арматура, Ду	Тип (марка)	Количество
1 микрорайон		
завдвижка 50	30с-41нж	10
80		6
100		14
150		12
200		2
250		4
300		4
2 микрорайон		
50	30с-41нж	4
80		16
100		24
150		12
200		4
300		6
400		2
3 микрорайон		
80	30с-41нж	6
100		30
150		20
200		20
300		2
400		10
4 микрорайон		
50	30с-41нж	2
100		2
150		12
200		4
300		6
400		6
600		2
6 микрорайон		
50	30с-41нж	2
80		12
100		12
150		6
200		6
250		4
300		2
400		2
8 микрорайон		
80	30с-41нж	14
100		4
150		4
ИТОГО		310

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Павильоны выполнены из сборного железобетона или выполнены из металлоконструкций.

На тепловых сетях пром.площадки и магистральных тепловых сетях до г. Десногорска установлено 199 тепловых камер.

На городских тепловых сетях количество тепловых камер составляет 114 единиц.

В таблице ниже представлены сведения об установленных тепловых камерах на городских тепловых сетях.

Таблица 34. Сведения об установленных тепловых камерах на городских тепловых сетях

Микрорайон	Участок	Строительный объем (м³)	Год постройки	Тип трубопроводов и диаметр, Дн, мм
				ЦО
1 мкр.	1ТК-1	43,1	1977	труба стальная
	1ТК-2	5,5		426
	1ТК-3	29,4		159
	1ТК-4	55		426
	1ТК-5	1		426
	1ТК-6	43,1		325
	1ТК-7	43,1		219
	1ТК-8	4,86		325
	1ТК-9	57,2		325
	1ТК-10	22,2		325
	1ТК-11	3,8		273
	1ТК-13	6,7		219
	1ТК-14	4,3		133
	1ТК-15	4,3		219
	1ТК-15a	4,8		159
	1ТК-16	4,5		159
	1ТК-17	62,5		159
	1ТК-2a	6		325
	1ТК-18	5,5		219
				219
2 мкр.	2ТК-8	39,3	1981	530
	2ТК-1	4,5	1981	325
	2ТК-9	39,3	1981	159
	2ТК-5	5,6	1981	108
	2ТК-6	24	1981	426
	2ТК-7	5,6	1981	219
	2ТК-11	6	1981	325
	2ТК-12	61,8	1981	325
	2ТК-18	6	1981	159
	2ТК-19	6	1981	159
	2ТК-20	30	1982	325
	2ТК-13	3,15	1982	219
	2ТК-14	3,15	1982	219
	2ТК-15	3,15	1982	219
	2ТК-16	3,15	1982	219
	2ТК-17	12	1982	219
	2ТК-17a	11,2	1982	108
3 мкр.	ТК-2	27	1990	426
	ТК-3	36		426
	ТК-3a	25		426
	ТК-4	16		426
	ТК-5	36		426
	ТК-6	70		426

Микрорайон	Участок	Строительный объем (м³)	Год постройки	Тип трубопроводов и диаметр, Дн, мм
				ЦО
				труба стальная
	3ТК-24	15		219
	3ТК-23	15		219
	3ТК-22	15		219
	3ТК-21	15		219
	3ТК-20	15		219
	3ТК-19	6		219
	3ТК-1	36		325
	3ТК-17	22,5		219
	3ТК-2	22,5		325
	3ТК-3	36		219
	3ТК-4	50		219
	3ТК-5	20		219
	3ТК-6	60		273
	3ТК-7	37,5		273
	3ТК-8	37,5		273
	3ТК-9	60		273
	3ТК-10	11,2		273
	3ТК-12	6		219
	3ТК-15	30		219
	3ТК-18	18,7		219
4 мкр.	ТК-66	60	1993	630
	ТК-6а	108		630
	ТК-7	172,8		530
	ТК-7а	75		530
	ТК-8	45		530
	ТК-9	62,5		530
	4ТК-1	28		108
	4ТК-2	18,8		108
	4ТК-3	18		377
	4ТК-4	18		108
	4ТК-5	18		377
	4ТК-6	9		159
	4ТК-7	9		108
	4ТК-8	22,5		159
	4ТК-9			133
	4ТК-9а			89
6 мкр.	ТК-12	26	1993	426
	ТК-13	27,2		377
	ТК-14	30		377
	6ТК-1	18		273
	6ТК-2	8		219
	6ТК-3	7,5		219
	6ТК-4	22,5		219
	6ТК-5	3,6		219
	6ТК-7	24		377
	6ТК-8	24		377
	6ТК-9	24		377
	6ТК-10	27		159
	6ТК-11	24		377
	6ТК-12	24		377
	6ТК-14	26		159
	6ТК-13	13,5		377
	6ТК-15	21,6		273
	6ТК-17	7,5		273
	6ТК-18	26,2		219
	6ТК-20	18		273
8 мкр.	8ТК-1	36	1998	273
	8ТК-2	36		273
	8ТК-4	27		219

Микрорайон	Участок	Строительный объем (м³)	Год постройки	Тип трубопроводов и диаметр, Дн, мм
				ЦО
				труба стальная
	8ТК-5	27		159
	8ТК-6	36		159
	8ТК-7	60		159
	8ТК-8	8		89
	8ТК-9	36		219
	8ТК-10	36		219
	8ТК-11	36		219
	8ТК-12	30		219
	8ТК-13	32		219
	8ТК-14	32		159
	8ТК-15	32		159
	8ТК-16	36		159
	8ТК-17	30		159

Центральные тепловые пункты на тепловых сетях отсутствуют.

Таблица 35. Центральные тепловые пункты ТСО в зоне деятельности ЕТО

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2021	0	-
2022	0	-
2023	0	-
2024	0	-
2025	0	-

1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от САЭС – качественный. Температурный график по зоне теплоснабжения Смоленской АЭС 130/58,2 °С со срезкой на 110 °С.

Решение по регулированию температуры сетевой воды в подающих трубопроводах тепловых сетей, принимает НСС САЭС по докладу НС ЦОС САЭС.

Режим 1 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от +8 °С до –4 °С.

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах теплосети от 70 °С до 78÷82 °С в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра;

- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Примечание: для прогрева жилых домов и зданий города в течение 5 дней после перехода на зимний режим теплоснабжения температуру сетевой воды в подающем трубопроводе города выдерживают на уровне $t_1=90$ °С. Повышение температуры в подающем трубопроводе города осуществляется по письменному подтверждению главного инженера ООО «АТЭС-Десногорск» с указанием периода выдержки указанной температуры.

Режим 2 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от –4 °С до –9 °С.

Для данного режима характерно следующее:

- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах теплосети от 78÷82 °С до 93÷100 °С в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра;

- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Режим 3 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от –9 °С до –17 °С.

Для данного режима характерно следующее:

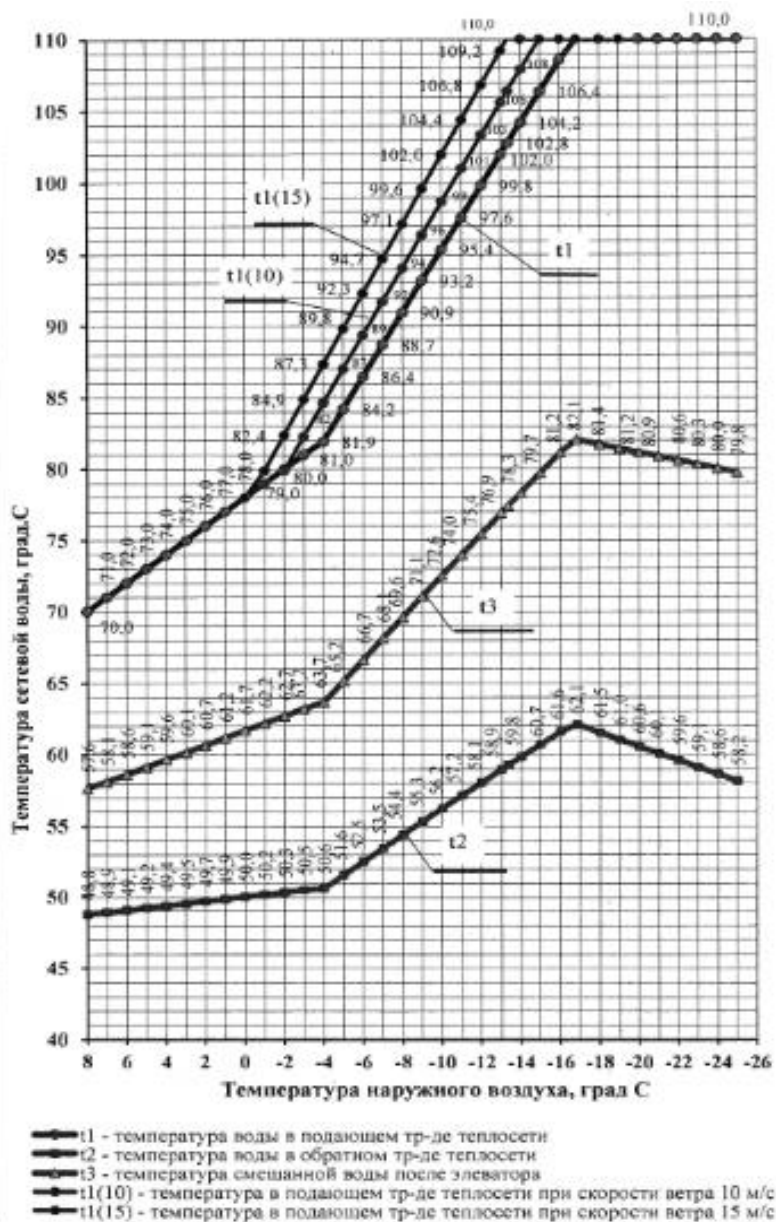
- изменение температуры сетевой воды в подающих трубопроводах и теплосети от 93÷100 °С до 110 °С в зависимости от температуры наружного воздуха и скорости ветра. При достижении температуры сетевой воды в подающих трубопроводах $t_1=110$ °С влияние скорости ветра и снижение температуры наружного воздуха ниже –17 °С не учитывается, температура сетевой воды остается постоянной;

- ГВС осуществляется из обратного трубопровода.

Температурный график Смоленской АЭС приведен на рисунке 7.

Температура воды,
подаваемой в
отопительную систему

t_n	t_3	t_2	t_1	$t_{1(10)}$	$t_{1(15)}$
8	57,6	48,8	70,0	70,0	70,0
7	58,1	48,9	71,0	71,0	71,0
6	58,6	49,1	72,0	72,0	72,0
5	59,1	49,2	73,0	73,0	73,0
4	59,6	49,4	74,0	74,0	74,0
3	60,1	49,5	75,0	75,0	75,0
2	60,7	49,7	76,0	76,0	76,0
1	61,2	49,9	77,0	77,0	77,0
0	61,7	50,0	78,0	78,0	78,0
-1	62,2	50,2	79,0	79,0	79,9
-2	62,7	50,3	80,0	79,9	82,4
-3	63,2	50,5	81,0	82,3	84,9
-4	63,7	50,6	81,9	84,6	87,3
-5	65,2	51,6	84,2	87,0	89,8
-6	66,7	52,5	86,4	89,4	92,3
-7	68,1	53,5	88,7	91,7	94,7
-8	69,6	54,4	90,9	94,0	97,1
-9	71,1	55,3	93,2	96,4	99,6
-10	72,6	56,2	95,4	98,7	102,0
-11	74,0	57,2	97,6	101,0	104,4
-12	75,4	58,1	99,8	103,3	106,8
-13	76,9	58,9	102,0	105,6	109,2
-13,4	77,4	59,3	102,8	106,4	110,0
-14	78,3	59,8	104,2	107,9	110,0
-15	79,7	60,7	106,4	110,0	110,0
-16	81,2	61,6	108,5	110,0	110,0
-17	82,1	62,1	110,0	110,0	110,0
-18	81,7	61,5	110,0	110,0	110,0
-19	81,4	61,0	110,0	110,0	110,0
-20	81,2	60,6	110,0	110,0	110,0
-21	80,9	60,1	110,0	110,0	110,0
-22	80,6	59,6	110,0	110,0	110,0
-23	80,3	59,1	110,0	110,0	110,0
-24	80,0	58,6	110,0	110,0	110,0
-25	79,8	58,2	110,0	110,0	110,0



Начальник ОИТПЭ

Разработал: Эксперт ГВТХ ОИТПЭ

А.А. Шипулёв

А.П. Теплов

Рисунок 7. Температурный график Смоленской АЭС

Основным видом тепловой нагрузки является отопительная, а используемое при этом центральное качественное регулирование заключается в поддержании на источнике теплоснабжения температурного графика (температуры прямой сетевой воды), обеспечивающего в отопительный период необходимую температуру внутри отапливаемых

помещений при неизменном расходе сетевой воды.

Температура сетевой воды в системе внутреннего теплоснабжения жилых и общественных зданий не может превышать 95 °С, а производственных – 110 °С согласно СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». Вследствие этого температурные графики во внутренних системах отопления рассчитываются на 95/70 °С, 105/70 °С или 110/70 °С и закладываются на этапе проектирования зданий и сооружений.

Принятие оптимального температурного графика для конкретных систем теплоснабжения обуславливается рядом технических, режимных, эксплуатационных и экономических факторов. Для решения поставленной задачи необходим предварительный анализ некоторых из этих факторов.

Определение оптимального температурного графика по г. Десногорск

Системы отопления жилых и общественных зданий проектируются и эксплуатируются исходя из внутреннего расчетного температурного графика обычно 95/70 °С с качественным регулированием параметра (температуры) теплоносителя, поступающего в отопительные приборы. Этим жестко фиксируется температура теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения, и на ее возможное снижение влияет лишь наличие в зданиях систем ГВС. Поэтому в практическом плане стремление к снижению затрат на транспорт водяного теплоносителя от источника к потребителю сводится к выбору оптимальной температуры нагрева теплоносителя на источнике. С этим связаны: расход теплоносителя и затраты на его приготовление и перекачку; пропускная способность (диаметр трубопровода) теплосети и ее стоимость; появление подкачивающих насосных станций (как при высокой, так и низкой температуре прямой сетевой воды); тепловые потери через изоляцию теплопроводов (либо при фиксированных потерях увеличиваются затраты в изоляцию); перетопы зданий при положительных наружных температурах из-за срезки графика температуры прямой сетевой воды (при наличии у абонентов установок ГВС), а соответственно дополнительные потери теплоты (топлива); выработка электроэнергии на теплофикационных отборах турбин источника и замещающей станции энергосистемы.

Исходя из вышесказанного, оптимальная температура нагрева теплоносителя на источнике определяется условием минимума суммарных затрат.

Оптимальный температурный график – это такой график, при котором обеспечивается минимум затрат ТСО на «доставку» потребителям тепловой энергии, т.е. минимум совокупных затрат на производство и транспорт тепловой энергии.

Затраты (удельные) на транспорт (передачу) тепловой энергии складываются из расхода тепловой энергии на компенсацию тепловых потерь и расхода электроэнергии на циркуляцию сетевой воды. Также в этой группе будем учитывать сетевые насосы источника теплоты. По

этому показателю (удельно) очень удобно сравнивать эффективность работы систем теплоснабжения между собой. Также его расчёт входит в состав нормативных энергетических характеристик тепловых сетей, которые должны разрабатываться не реже чем 1 раз в 5 лет для каждой системы теплоснабжения с присоединённой нагрузкой 50 Гкал/ч и более.

Для целей определения оптимального температурного графика абсолютные значения расхода топлива (удельного) не имеют практического значения, важно лишь его изменение в зависимости от того, по какому температурному графику производится отпуск тепла с источника. Для котельных удельный расход топлива практически не зависит от выбранного температурного графика, а вот для ТЭЦ всё индивидуально и определяется составом основного оборудования.

Именно поэтому п. 7.2 Свода правил СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» требует проведения технико-экономических расчётов для выбора температурного графика.

Оптимальный температурный график определяется для фактически сложившегося потребления тепловой энергии в зоне теплоснабжения от Смоленской АЭС для климатических условий согласно СП 131.13330.2025 (см. таблицу 36).

Таблица 36. Исходные данные для расчёта расходов на транспорт (передачу) тепловой энергии для Смоленской АЭС

Показатель	Размерность	Значение
Расчётная температура наружного воздуха	°C	–23
Продолжительность отопительного периода согласно СП 131.13330.2025	ч	4 968
Средняя температура наружного воздуха отопительного периода согласно СП 131.13330.20220	°C	–1,4
Фактическая подключённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	170,25
Протяжённость тепловых сетей в 2-х трубном исчислении (без учёта сетей ГВС)	м	94 865
Напор сетевых насосов САЭС / насосной станции	м в.ст.	100
Тариф на электрическую энергию, без НДС	руб./кВт·ч	8,07
Тариф на тепловую энергию, без НДС	руб./Гкал	662,28

Результаты расчета стоимости транспорта тепловой энергии для зоны теплоснабжения Смоленской АЭС при различных вариантах температурного графика за 2025 г. представлены в табл. 37 и на рис. 8.

Таблица 37. Расчёт¹ стоимости транспорта тепловой энергии для зоны теплоснабжения Смоленской АЭС при различных температурных графиках за 2025 г. в ходе осенне-зимнего периода (ОЗП) 2025-2026 гг.²

Составляющая расчёта	Десногорск						
Температурный график	95/70	105/70	110/58,2	110/70	120/70	130/58,2	130/70
Расход сетевой воды, т/ч	6 812	4 866	3 288	4 258	3 406	2 372	2 838
Средняя за ОЗП температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С	58,8	63,8	66,3	66,3	71,4	76,4	76,4
Средняя за ОЗП температура сетевой воды в обратном трубопроводе, °С	47,1	47,5	42,3	47,7	48,1	43,0	48,5
Потребление электроэнергии (ЭЭ) сетевыми насосами АЭС, тыс. кВт·ч	17221,17	12300,84	8311,38	10763,23	8610,59	5996,23	7175,49
Стоимость ЭЭ, млн руб. без НДС	139,0	99,3	67,1	86,9	69,5	48,4	57,9
Тепловые потери (ТП), Гкал	41267,7	41825,3	43426,0	43985,8	45472,8	45464,8	46028,8
Стоимость ТП, млн руб. без НДС	27,3	27,7	28,8	29,1	30,1	30,1	30,5
Суммарные затраты, млн руб. без НДС	166,3	127,0	95,8	116,0	99,6	78,5	88,4

¹ При расчёте использована методика, представленная в публикации: Миргородский А.И. О температурных графиках // Новости теплоснабжения. 2018. № 8. С. 20-23.

² Учитывая, что базовым годом при актуализации схемы теплоснабжения г. Десногорск является 2025 г., далее будут анализироваться данные за 2025 г. за 206 суток.

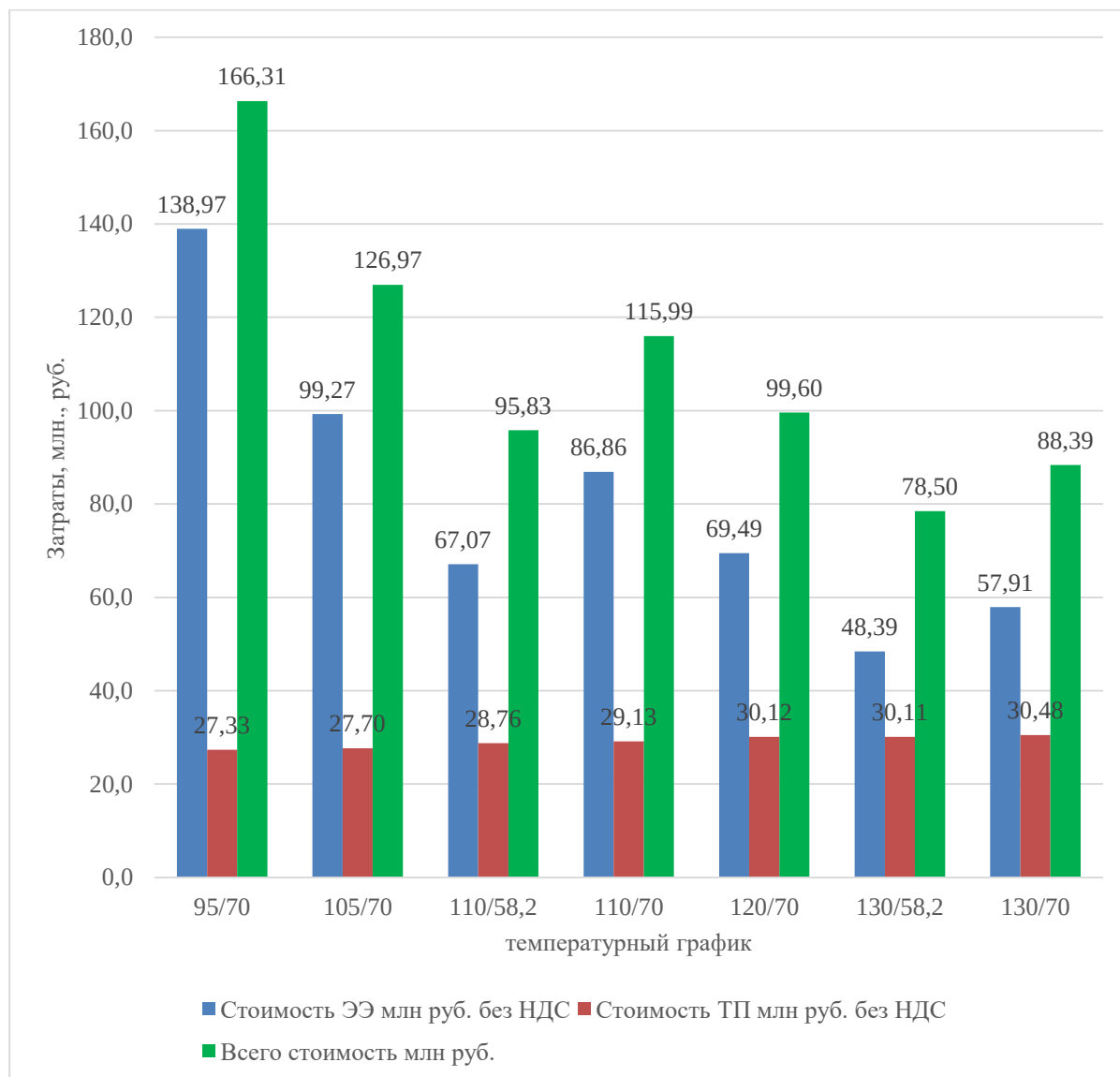


Рисунок 8. Зависимость затрат от температурного графика в зоне теплоснабжения Смоленской АЭС

С ростом температурного графика Смоленской АЭС значительно снижаются затраты на потребление электроэнергии в тепловых сетях и на перекачку сетевой воды на АЭС (при росте графика с 95 до 130 °С снижение стоимости потребляемой электроэнергии составляет ориентировочно 81,1 млн руб. за 2024 г. отопительного периода), при этом затраты вследствие роста тепловых потерь увеличиваются незначительно (при росте графика с 95 до 130 °С рост потерь составляет 3,2 млн руб.). В результате чего оптимальным температурным графиком является график 130/58,2 °С.

Таблица 38. Количество дней работы тепловой сети на срезке графика Смоленской АЭС в 2025 г.

Тнв расчётная, °С	Тнв срезки, °С	Т1 срезки, °С	Кол-во дней отопительного периода, дней	Кол-во дней работы на срезке по ТГ, дней
-23	-13,4	110	207	7

С учетом всех факторов работы системы теплоснабжения, оптимальным графиком необходимо считать 130/58,2 °С со срезкой на 110 °С.

Срезка температурного графика на 110 °С дополнительно также обоснована тем, что количество дней работы тепловой сети на срезке в году не превышает 7 дней, при этом эти дни рассредоточены в течение всего отопительного периода.

1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Графическое сравнение отклонений фактических температур от температурного графика отпуска от теплоисточника Смоленской АЭС, отражено на рисунке 9.

Согласно Правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 24.03.2003 г. № 115 (далее также – ПТЭТЭ)³, температура воды в подающей линии водяной тепловой сети в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения графиком задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12-24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения температуры воды на подающей линии от заданного режима на источнике теплоты не более +/- 3%.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на 5%. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

Среднее отклонение на подающем трубопроводе от температурного графика за отопительный период 2024 г. составляет +42,87 °С, обратного трубопровода – +35,8 °С. В процентном отношении среднее отклонение на подающей трубопроводе составляет +34,41% от утверждённого графика и на обратном трубопроводе – +40,85%.

Данное отклонение напрямую не приводит к «перетоку» потребителей, т.к. отклонение на подающем трубопроводе компенсируется отклонением на обратном трубопроводе.

Таким образом, можно говорить, что САЭС работает в режиме качественно-количественного регулирования.

При этом присутствует необходимость в проведении режимной наладки системы теплоснабжения г. Десногорска.

³ С 1 сентября 2025 г. вступили в силу Правила технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, утвержденных приказом Минэнерго РФ от 14.05.2025 г. № 511. Учитывая, что актуализация схемы теплоснабжения выполнена на базовый 2024 г., соответственно, в данной проектной схеме теплоснабжения сделаны ссылки на требования Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 24.03.2003 г. № 115.

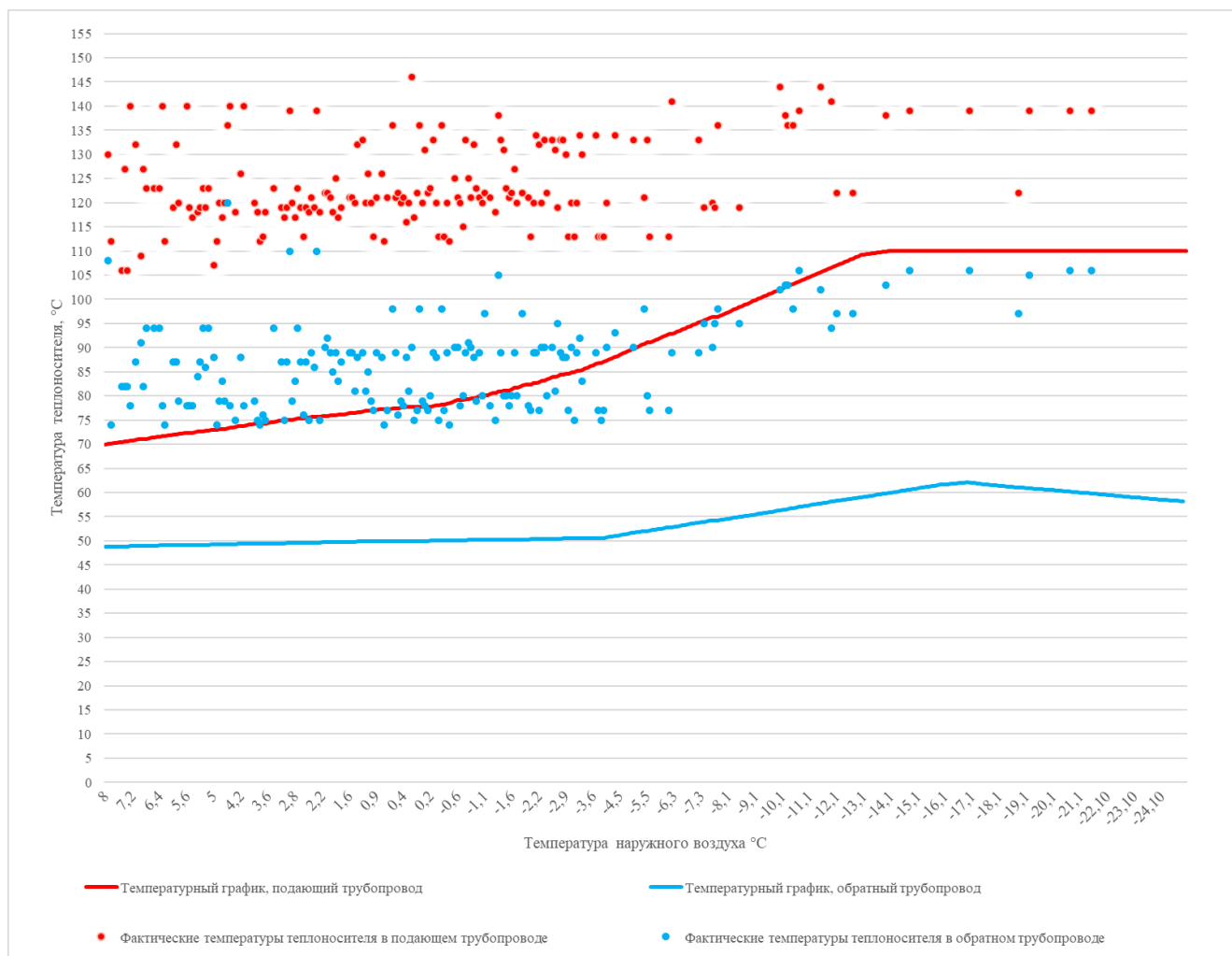


Рисунок 9. Сравнение утвержденного и фактического температурного графика тепловой магистрали от Смоленской АЭС за отопительный 2025 г.

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Потребители тепловой энергии в границах г. Десногорска подключены по открытой схеме. Гидравлический расчет проводился с помощью программно-расчетного комплекса «ZuluThermo».

Гидравлический расчет предусматривает выполнение расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Целью расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определено распределение воды и тепловой энергии между источниками. Рассчитывается баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями.

Результаты гидравлического расчета (пьезометрические графики) от источника тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей системы формируются в электронной модели систем теплоснабжения г. Десногорска.

На рисунках ниже представлены пьезометрические графики магистральных тепловых сетей № 1 и № 2 до ввода в город.

В таблице 38 представлены сведения по давлению в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей для г. Десногорска.

Таблица 39. Сведения по давлению в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей от Смоленской АЭС

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	кгс/см ²	
		Подающий тр.	Обратный тр.
1	Смоленская АЭС	9,2	2,7

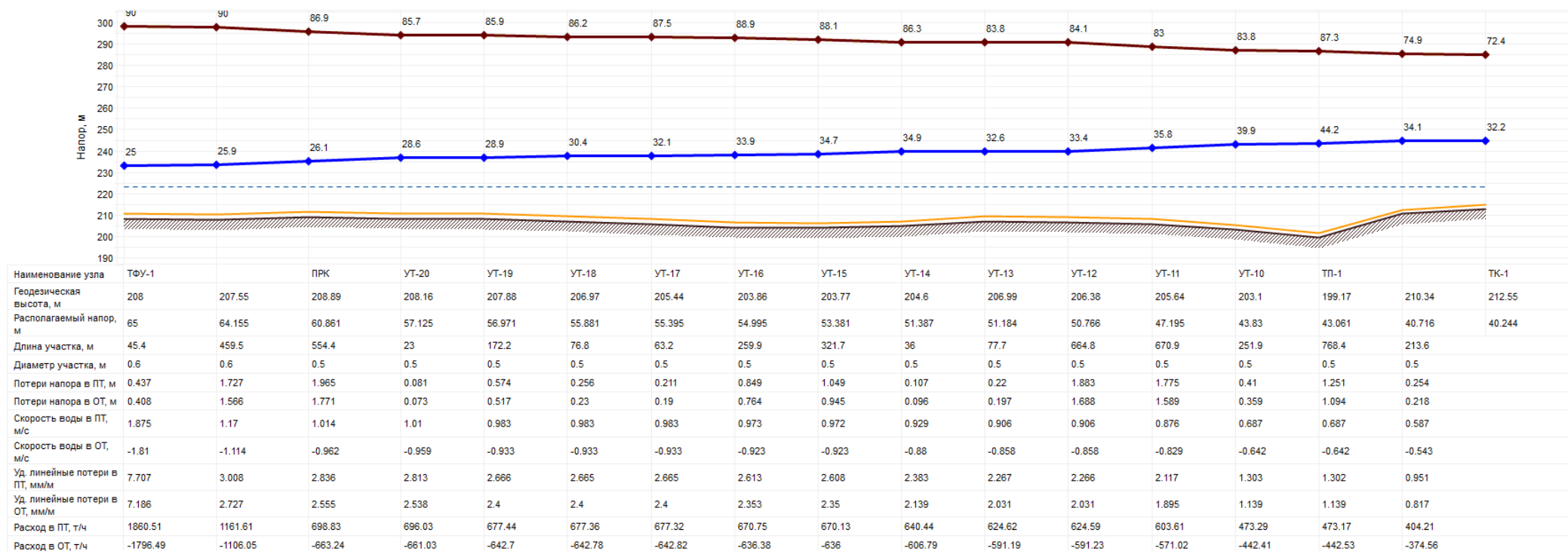


Рисунок 10. Пьезометрический график магистральной тепловой сети № 1

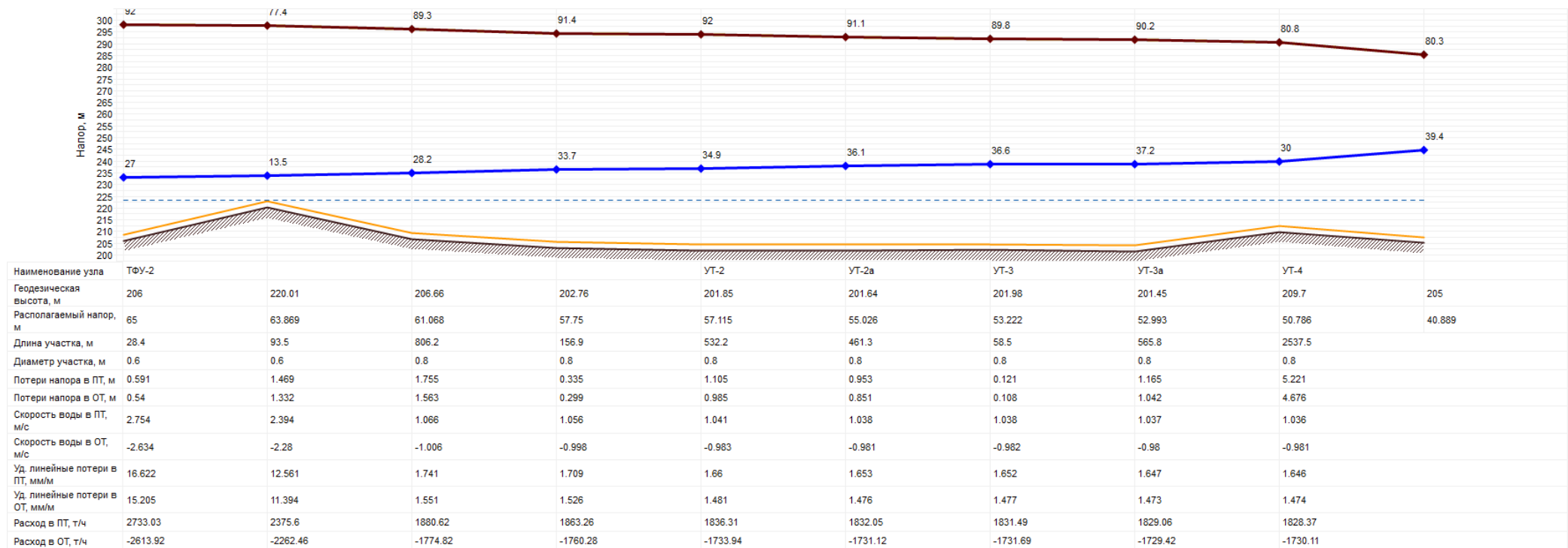


Рисунок 11. Пьезометрический график магистральной тепловой сети № 2

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Перерывы теплоснабжения потребителей, произошедшие вследствие нарушения работоспособности тепловых сетей, принадлежащих потребителю или сторонней посреднической организации, независимо от последствий классифицируются потребительскими отключениями и учитываются потребителями, за исключением случаев, когда установка находится на обслуживании теплоснабжающей организации. Происходящее отключение можно классифицировать:

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса.

Аварий и продолжительных отказов тепловых сетей в течение отопительного сезона за последние 5 лет не наблюдалось. Количество незначительных отказов с продолжительностью отключения до 2 дней составляет от 2 до 10 в год на различных участках.

Динамика повреждений на тепловых сетях в осенне-зимний период (ОЗП), в межотопительный период (МОП) и в период проведения гидравлических испытаний (ГИ) отсутствует.

За 2024 год на тепловых сетях проводилось 39 мероприятий, связанных с обслуживанием КИП, заменой задвижек и ремонтами участков тепловых сетей.

Количество порывов на тепловых сетях в 2023 г. – достигло 27, что создает угрозу надежному теплоснабжению потребителей.

Сведения о динамике изменения отказов и восстановлений магистральных и распределительных тепловых сетей отсутствуют.

Таблица 40. Динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей зоны действия источников тепловой энергии, в зоне деятельности единых теплоснабжающих организаций, за последние 5 лет

Год актуализации (разработки)	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	н/д	н/д	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д	н/д
2024	н/д	н/д	н/д	н/д

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода; тип прокладки; объем дренирования и заполнения.

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей в отопительный период в зависимости от диаметра трубопровода, приведено в таблице 40.

Таблица 41. Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей

№ п/п	Условный диаметр трубопроводов, мм	Среднее время восстановления тепловой сети, ч
1	до 300	15
2	400	18
3	500	22
4	600	26
5	700	29
6	800-1000	40
7	1200-1400	до 54

Примечание: в указанную статистику включены интервалы времени от момента выявления дефекта по месту и характеру (после проведения работ по вскрытию), отключения участка СПР, заполнения и включения в работу с закрытием аварийной заявки. При оценке данных временных затрат не включались технологические операции по доставке дежурных бригад к месту возможной аварии, оперативные переключения по выявлению участка с повышенным расходом и время согласования проведения раскопок с владельцами смежных объектов инженерной инфраструктуры.

Данные по среднему времени восстановления тепловой сети при дефектах, которые привели к ограничению теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

Таблица 42. Среднее время восстановления тепловой сети при дефектах, которые привели к ограничению теплоснабжения потребителей

Среднее время восстановления тепловой сети, ч	2021	2022	2023	2024	2025
	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

1.3.11.Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

В качестве методов диагностики тепловых сетей в г. Десногорске проводятся испытания на плотность и прочность тепловых сетей (так называемые опрессовки). Они проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания проводятся 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон.

94% повреждений выявляется в ремонтный период в ходе межотопительного периода и только 6% повреждений приходится на осенне-зимний период. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключок тепловых сетей.

Более подробные сведения об описании процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов отсутствуют или не предоставлены организацией.

1.3.12.Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Испытания тепловых сетей следует проводить в соответствии с СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индивидуальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке». При проведении испытаний тепловых сетей следует соблюдать требования СНиП 3.05.03, Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 03-75-94, Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей РД 34.03.201-97.

Применяемые методы диагностики и ремонта магистральных тепловых сетей приведены в табл. 42.

Таблица 43. Применяемые методы диагностики и ремонта магистральных тепловых сетей

№ п/п	Методы диагностики	Периодичность	Основание
1	Гидравлические испытания на прочность и плотность трубопроводов	1 раз в год	п. 6.2.11. ПТЭТЭ
2	Температурные испытания	1 раз в 5 лет	п. 6.2.32. ПТЭТЭ

№ п/п	Методы диагностики	Периодичность	Основание
3	Испытаниям на тепловые потери	1 раз в 5 лет	п. 6.2.32. ПТЭТЭ
4	Испытания на гидравлические потери	1 раз в 5 лет	п. 6.2.32. ПТЭТЭ
5	Плановые шурфовки	1 раз в год	п. 6.2.34. ПТЭТЭ
6	Индикаторы коррозии в контрольных точках	1 раз в год	п. 6.2.47. ПТЭТЭ
7	Химический анализ сетевой воды	Постоянно	п. 6.2.47. ПТЭТЭ
8	Неразрушающий контроль металла трубопровода	при плановых шурфовках, при проведении ЭПБ	-

Сведения о датах проведения температурных испытаний и испытаний на тепловые и гидравлические потери в 2025 г. отсутствуют.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчет нормативных тепловых потерь выполнен в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (утверждена приказом Минэнерго России от 30.12.2008 г. № 325).

Определение тепловых потерь водяными тепловыми сетями осуществляется по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери» СО 153-34.20.523-2003, СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» (далее – Методические указания) для всех видов прокладки тепловых сетей.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя по тепловым сетям Десногорского филиала ООО «АТЭС» и МУП «Комбинат коммунальных предприятий» (МУП «ККП») МО «город Десногорск», включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, действующие в 2021-2025 гг. согласно приказам Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике, приведены в таблице 43.

В таблице приведены нормативы технологических потерь МУП «ККП» ввиду того, что статус ЕТО в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города Десногорска до 03.10.2022 г. был закреплен за МУП «ККП».

После указанного периода статус ЕТО в границах жилой застройки и коммунально-складской зоны города Десногорска закреплен за ООО «АтомТеплоЭлектроСеть».

Таблица 44. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, действующие в 2021-2025 гг.

№ п/п	Год действия нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности)	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности)		Номер приказа об утверждении нормативов
		Теплоносителя, м³	Тепловая энергия, Гкал	
Десногорский филиал ООО «АТЭС»				
2	2021 г.	256921	65660	Приказ № 73 от 30.10.2020
3	2022 г.	256921	65660	Приказ № 87 от 06.10.2021
4	2023 г.	256921	65660	Приказ № 66 от 20.11.2022
5	2024 г.	285321	96627	н/д
6	2025 г.	328488	105598	Приказ № 154 от 28.11.2024
МУП «Комбинат коммунальных предприятий» МО «город Десногорск»				
2	2021 г.	28400	30967	Приказ № 73 от 30.10.2020
3	2022 г.	28400	30967	Приказ № 87 от 06.10.2021
4	2023 г.	28400	30967	Приказ № 66 от 20.11.2022
5	2024 г.	-	-	-*

* Лишение статуса ЕТО от 03.10.2022 г.

1.3.14. Оценка фактических тепловых потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Согласно Правилам ПТЭ (п. 6.2.32), в организациях, эксплуатирующих тепловые сети, испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери должны проводиться 1 раз в 5 лет.

По результатам испытаний разрабатываются энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии по показателям «Потери сетевой воды», «Тепловые потери», «Удельный расход сетевой воды», «Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах», «Удельный расход электроэнергии».

Согласно Приказа № 325 от 30.12.2008 г., ежегодно производится расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с последующим их утверждением в Департаменте Смоленской области ценового и тарифного регулирования.

Наиболее существенными составляющими тепловых потерь в теплоэнергетических системах являются потери на объектах-потребителях. Наличие таковых не является прозрачным и может быть определено только после появления в тепловом пункте здания прибора учета тепловой энергии. В самом распространенном случае таковыми являются потери:

- в системах отопления, связанные с неравномерным распределением тепла по объекту потребления и нерациональностью внутренней тепловой схемы объекта, – 5-15%;
- в системах отопления, связанные с несоответствием характера отопления текущим погодным условиям, – 15-20%;
- в системах ГВС из-за отсутствия систем рециркуляции горячей воды, а также систем горячего водоснабжения с высоким соотношением материальной характеристики к присоединенной мощности, теряется от 15 до 35% тепловой энергии;
- в системах ГВС из-за отсутствия или неработоспособности регуляторов горячей воды на бойлерах ГВС – до 15% нагрузки ГВС;
- в трубчатых (скоростных) бойлерах по причине наличия внутренних утечек, загрязнения поверхностей теплообмена и трудности регулирования – до 10-15% нагрузки ГВС.

Общие неявные непроизводительные потери на объекте потребления могут составлять до 45% от тепловой нагрузки. Главной косвенной причиной наличия и возрастания вышеперечисленных потерь является отсутствие на объектах теплоснабжения как приборов учета количества потребляемого тепла, так и систем тепловой автоматики. Отсутствие прозрачной картины потребления тепловой энергии объектом обуславливает вытекающее отсюда недопонимание значимости принятия на нем энергосберегающих мероприятий.

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут

быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа не могут быть включены.

Потери тепловой энергии в сетях определяются на основании нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям САЭС, утверждаемые ежегодно.

Фактические потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям от Смоленской АЭС за 2022-2025 гг. представлены в таблице ниже.

Таблица 45. Оценка расчетных тепловых потерь в тепловых сетях за 2022-2025 гг.

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Покупка тепловой энергии*, Гкал			
		2022	2023	2024	2025
1	Смоленская АЭС	562624	461944,2	462372,1	502827
№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал			
		2022	2023	2024	2025
1	Смоленская АЭС	96627	96627	96627	105598
№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, %			
		2022	2023	2024	2025
1	Смоленская АЭС	17,17	20,92	20,77	21,00

* Покупка тепловой энергии согласно данным Десногорский филиал ООО «АТЭС»

Фактические потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям в зоне деятельности ЕТО за 2022-2025 гг. представлены в таблице 45. Прочие данные для формирования таблиц отсутствуют.

Таблица 46. Динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО, Гкал

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего, Гкал	Фактические потери тепловой энергии, Гкал	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2022	65660	30967	96627	96627	17,17
2023	65660	30967	96627	96627	20,92
2024	65660	30967	96627	96627	20,77
2025	65660	39938	105598	105598	21,00

Следует отметить, что согласно исходным данным фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях полностью сопоставимы со значениями утвержденных нормативных потерь.

Динамика изменения плановых показателей потерь теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям в зоне деятельности ЕТО за 2022-2025 гг. представлены в таблице 46. Прочие данные для формирования таблиц отсутствуют.

Таблица 47. Динамика изменения плановых показателей потерь теплоносителя в зоне деятельности ЕТО, тонн

Год актуализации	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего, т	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
2022	256921	28400	285321	-
2023	256921	28400	285321	-
2024	256921	28400	285321	-
2025	256921	28400	285321	-

Сведения по динамике изменения показателей надежности теплоснабжения в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации отсутствуют.

Таблица 48. Динамика изменения показателей надежности теплоснабжения в системе теплоснабжения N 1-2 в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации N 1 за 2021-2025 гг.

Год актуализации (разработки)	Количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, ч	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2021	н/д	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д	н/д
2024	н/д	н/д	н/д	н/д
2025	н/д	н/д	н/д	н/д

1.3.15.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

По состоянию на 01.01.2026 г. предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей Десногорского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» не выдавались.

1.3.16.Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

В г. Десногорске применяются схемы подключения потребителей к тепловым сетям с открытой системой ГВС и зависимой системой отопления (СО); регулирование температуры теплоносителя на вводах потребителей осуществляется посредством применения элеваторного узла. Пример типовой схемы подключения потребителей с открытой системой ГВС представлен на рисунке 12.

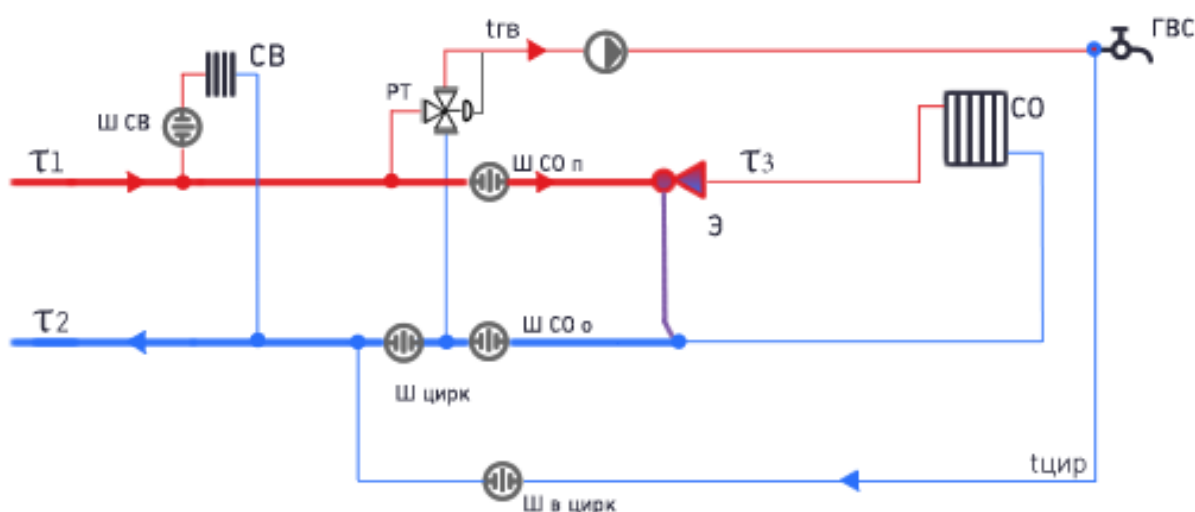


Рисунок 12. Пример типовой схемы подключения потребителей с открытой системой ГВС

Решение по регулированию температуры сетевой воды в подающих трубопроводах тепловых сетей принимает НСС САЭС по докладу НС ЦОС САЭС.

Режим 1 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от +8 °С до –4 °С.

- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Режим 2 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от –4 °С до –9 °С.

- ГВС осуществляется из подающего трубопровода.

Режим 3 осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от –9 °С до –17°С.

Для данного режима характерно следующее:

- ГВС осуществляется из обратного трубопровода.

1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Доля объема тепловой энергии, потребляемой бюджетными учреждениями на территории муниципального образования, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета тепловой энергии, составляет 100%. Сведения о доле установленных приборов учета тепловой энергии в многоквартирных домах не предоставлены.

1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Диспетчерская служба обеспечивает непрерывное оперативно-диспетчерское управление источников тепловой энергии (в части тепловой нагрузки), тепловыми сетями и насосными станциями. Дежурный диспетчер в оперативном отношении, в части ведения тепловых и гидравлических режимов на источниках подчинен главному инженеру ЕТО. Начальники смен станций источников, в части ведения тепловых и гидравлических режимов, подчинены дежурному диспетчеру. У дежурного диспетчера в оперативном подчинении находятся начальники и мастера районов, служба испытаний наладки и автоматики, аварийно-восстановительная служба, дежурные диспетчеры эксплуатационных районов, машинисты насосных станций.

Диспетчерская служба в своей работе использует телефонную, сотовую связь и радиосвязь.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Обособленные ЦТП и насосные станции на тепловых сетях Десногорского филиала ООО «АТЭС» отсутствуют.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Предохранительная арматура, предназначенная для защиты тепловых сетей от превышения давления, установлена на источниках тепловой энергии. Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении

допустимого давления, средства защиты от гидроудара, происходящего при внезапном останове сетевых насосов, а также расширительные баки, компенсирующие термическое расширение теплоносителя при нагреве.

Более подробная информация о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления отсутствует или не предоставлена организациями.

1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Часть 6 ст. 15 Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (изменения и дополнения согласно ФЗ от 2 июля 2021 г. № 348-ФЗ):

«В течение тридцати дней с даты принятия органом регистрации прав на учет бесхозного объекта теплоснабжения, но не ранее приведения его в соответствие с требованиями безопасности, подготовки и утверждения документов, необходимых для безопасной эксплуатации объекта теплоснабжения, и до даты регистрации права собственности на бесхозный объект теплоснабжения орган местного самоуправления городского округа обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с тепловой сетью, являющейся бесхозным объектом теплоснабжения, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят тепловая сеть и (или) источник тепловой энергии, являющиеся бесхозными объектами теплоснабжения, и которая будет осуществлять содержание и обслуживание указанных объектов теплоснабжения (далее – организация по содержанию и обслуживанию), если органом государственного энергетического надзора выдано разрешение на допуск в эксплуатацию указанных объектов теплоснабжения. Бесхозный объект теплоснабжения, в отношении которого принято решение об определении организации по содержанию и обслуживанию, должен быть включен в утвержденную схему теплоснабжения.»

Принятие на учет бесхозных тепловых сетей должно осуществляться на основании Федерального закона от 02.07.2021 № 348-ФЗ.

На территории г. Десногорска отсутствуют бесхозные тепловые сети.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Разработанные энергетические характеристики тепловых сетей отсутствуют.

1.3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменения в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них отсутствуют.

1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии г. Десногорска

Зоной действия системы теплоснабжения является территория муниципального образования или её часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в схему теплоснабжения. Зона действия источника тепловой энергии – территория муниципального образования или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. Если система теплоснабжения образована на базе единственного источника теплоты, то границы его (источника) зоны действия совпадают с границами системы теплоснабжения. Такие системы теплоснабжения принято называть изолированными.

Зона действия Смоленской АЭС относительно потребителей представлена в разделе 1.3.2.

На рисунке 13 представлены зоны действия Смоленской АЭС.

Зона действия САЭС, как источника теплоснабжения, включает всю территорию жилой зоны города Десногорска и промышленной зоны Смоленской АЭС.

Зона действия электростанции санатория-профилактория «Лесная поляна» указана на рисунке 2 в разделе 1.1.3.

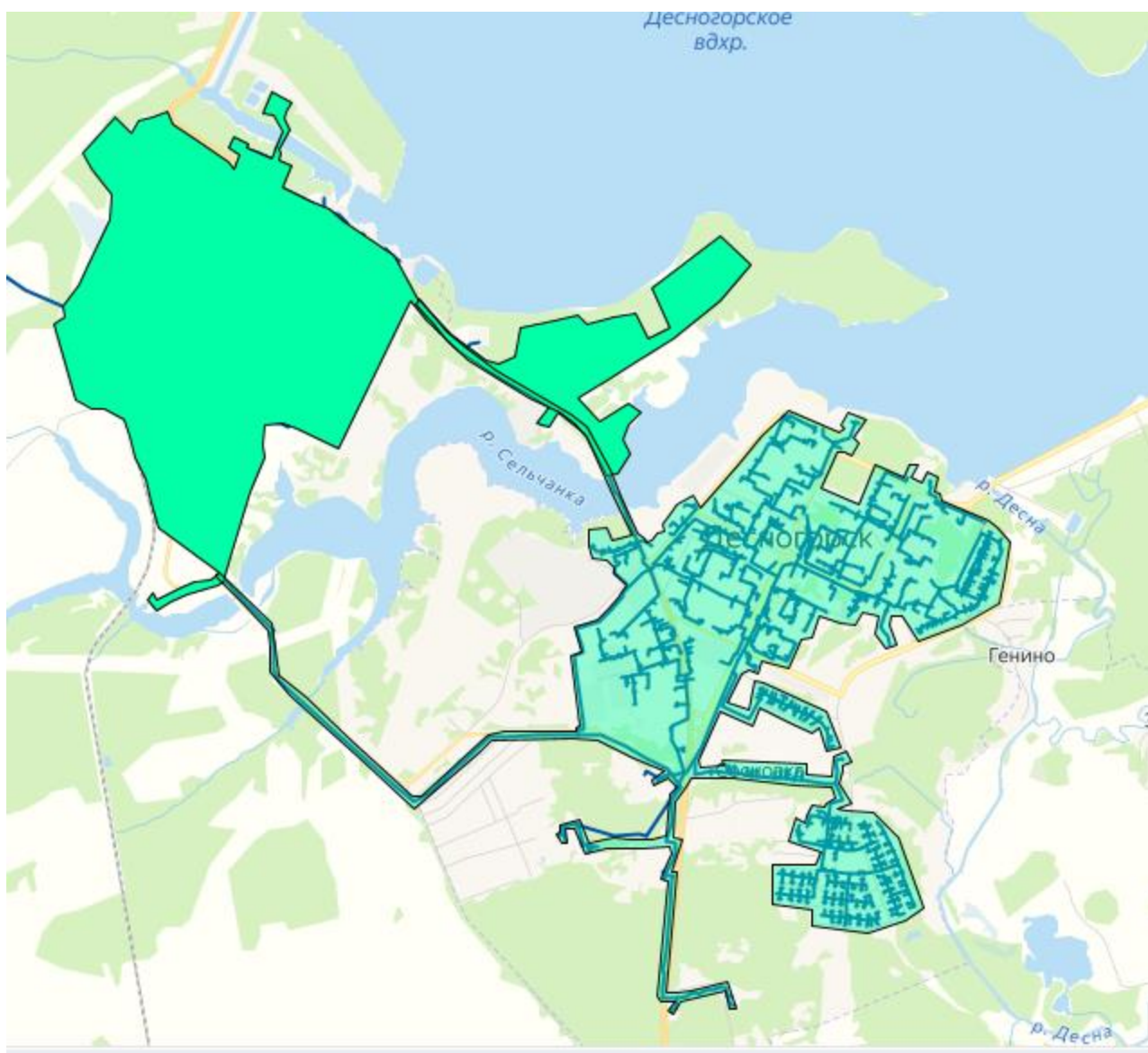


Рисунок 13. Зона действия Смоленской АЭС

1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Значения договорных тепловых нагрузок САЭС, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха с разделением потребителей на группы, представлены в таблице ниже.

Таблица 49. Договорные тепловые нагрузки источников теплоснабжения г. Десногорска

№ п/п	Источник теплоснабжения	Группа	Договорная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч			
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Общ.
1	Смоленская АЭС	Жилье	49,919	0,00	6,459	56,38
		Объекты социально-бытового назначения	8,75	2,94	0,35	12,03
		Промплощадка	73,15	0,00	1,50	74,66
		Прочие потребители*	35,97	1,11	0,55	37,63
	Итого г. Десногорск	ИТОГО	167,79	4,05	8,86	180,70

** к прочим потребителям относятся магазины, гаражи, торговые здания, склады, автомойки и пр.*

Суммарная договорная нагрузка в зоне действия САЭС составляет 180 Гкал/ч. Структура договорных тепловых нагрузок представлена на рисунке 13.

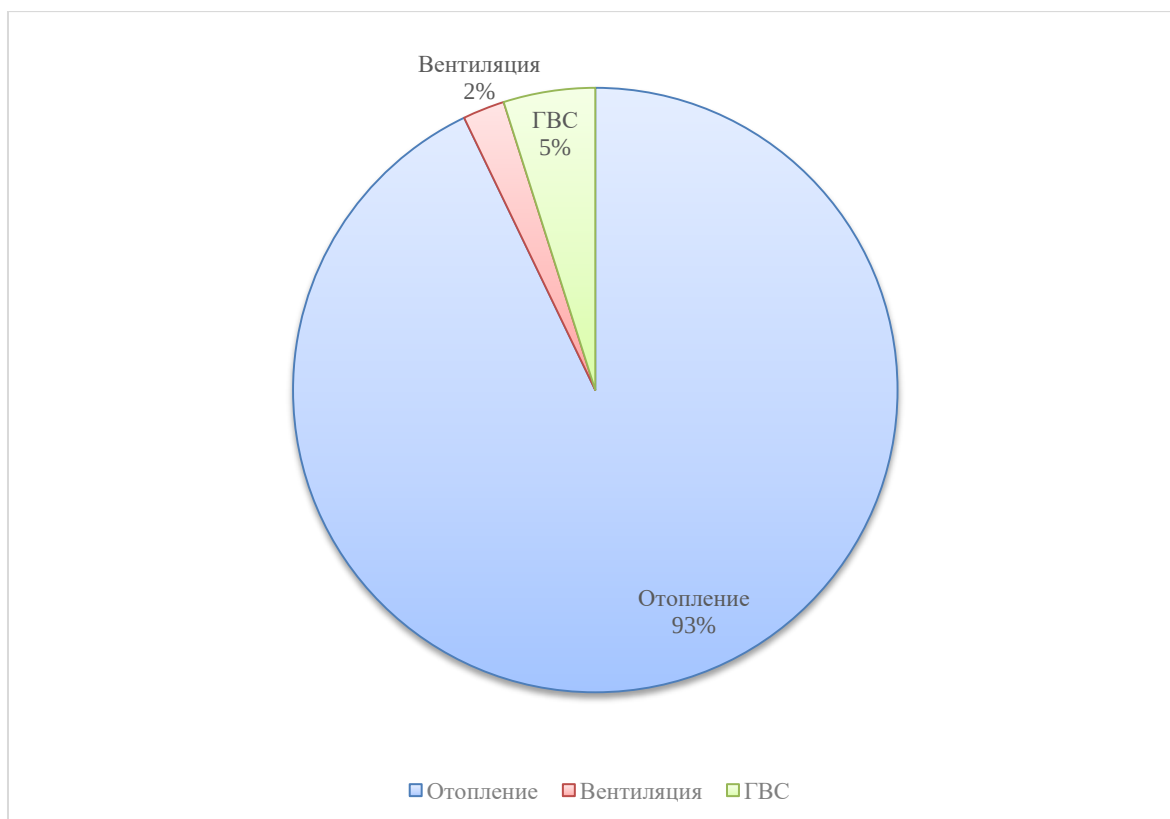


Рисунок 14. Структура договорных тепловых нагрузок

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Смоленская АЭС осуществляет отпуск тепловой энергии с горячей водой.

Тепловая энергия в горячей воде и на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по двум основным тепломагистралям ТМ № 1 и ТМ № 2.

Расчетные нагрузки определяются на основе значений суточного теплоотпуска, согласно п. 14.2.1 и 14.2.3 Приложения 14 Методических указаний № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

В соответствии с п. 14.2.5 Приложения 14 Методических указаний, должна находиться приближенная функциональная линейная зависимость (простая линейная регрессия, позволяющая найти прямую линию, максимально приближенную к точкам данных с приборов учета тепловой энергии). По расчетной регрессии определяется расчетная тепловая нагрузка при расчетной температуре для проектирования систем отопления.

Анализ данных научно-практических публикаций по опыту разработки и актуализации схем теплоснабжения показывает, что расчетная тепловая нагрузка на коллекторах источников теплоснабжения составляет 70÷90% от суммы договорных величин нагрузок потребителей и нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях.

За основу расчета взяты показания с приборов учета тепловой энергии на выходе с Смоленской АЭС за 2025 г.

Коэффициенты регрессии, вычисленные на основе показаний приборов учета тепловой энергии, представлены в таблице ниже.

Таблица 50. Сдвиг линейной функции относительно начала координат (b_0) и наклон прямой (b_1)

№ п/п	Наименование теплоисточника	Параметры регрессии	
		сдвиг линейной функции относительно начала координат, b_0	наклон прямой, b_1
1	Смоленская АЭС	90,626	-3,4588

Расчетные тепловые нагрузки, вычисленные на основе полученных коэффициентов регрессии, представлены на рисунке ниже.

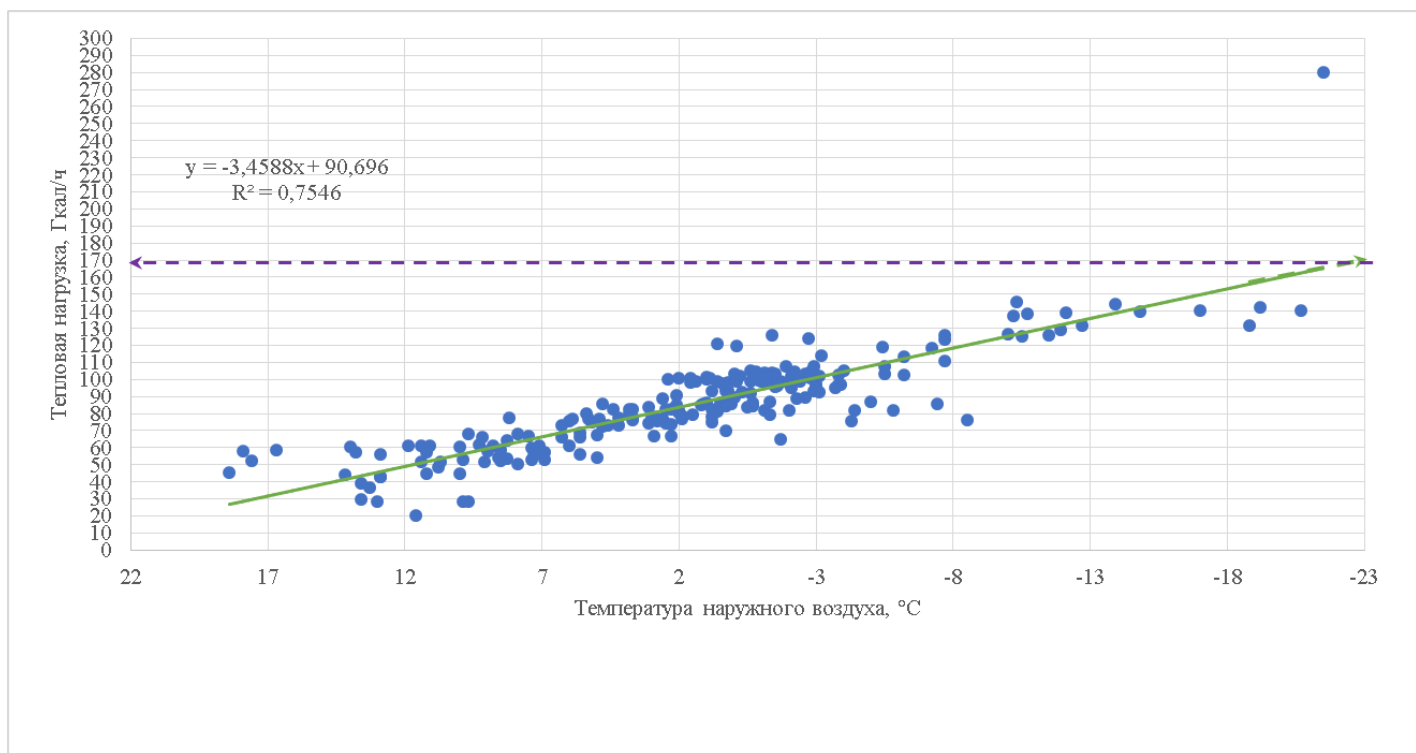


Рисунок 15. Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах Смоленской АЭС

Суммарная расчетная тепловая нагрузка Смоленской АЭС на нужды отопления, вентиляции и ГВС на коллекторах составляет 170,25 Гкал/ч.

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах г. Десногорска не используются.

Во всех построенных и строящихся многоквартирных зданиях на территории г. Десногорска не предусмотрены системы отопления с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии. В силу требований 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, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Настоящая схема теплоснабжения не предусматривает перехода многоквартирных домов, подключенных к централизованной системе теплоснабжения, на отопление жилых помещений с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Значения потребления тепловой энергии (полезный отпуск) от Смоленской АЭС за 2021-2025 гг. представлены в таблице 50.

Таблица 51. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах в разрезе источников теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Группа потребителей	Потребление тепловой энергии (полезный отпуск), Гкал				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Смоленская АЭС (горячая вода)	население и потребители города	287003,9	351938,8	236908,5	236178,96	236178,96
		потребители сторонних организаций стройбазы	21114,8	21898,7	22899,4	27340,0	27340,0
		потребители САЭС	123458,5	120681,7	101927,7	101714,3	101714,3
		полезный отпуск на нужды предприятия	2472,1	2445,1	3581,7	3359,4	3359,4
	Итого за год		434049,3	496964,4	365317,2	368592,7	368592,7

На рисунке ниже представлена динамика сопоставления полезного отпуска за 2021-2025 гг. в горячей воде. Следует отметить, что данные за 2021 г. и до октября 2022 г., кроме объектов САЭС, предоставлены МУП «ККП» (ЕТО, действовавшая до 03.10.2022 г. на территории г. Десногорска), и в величине полезного отпуска для населения и потребителей города были учтены потери тепловой энергии в городских тепловых сетях).

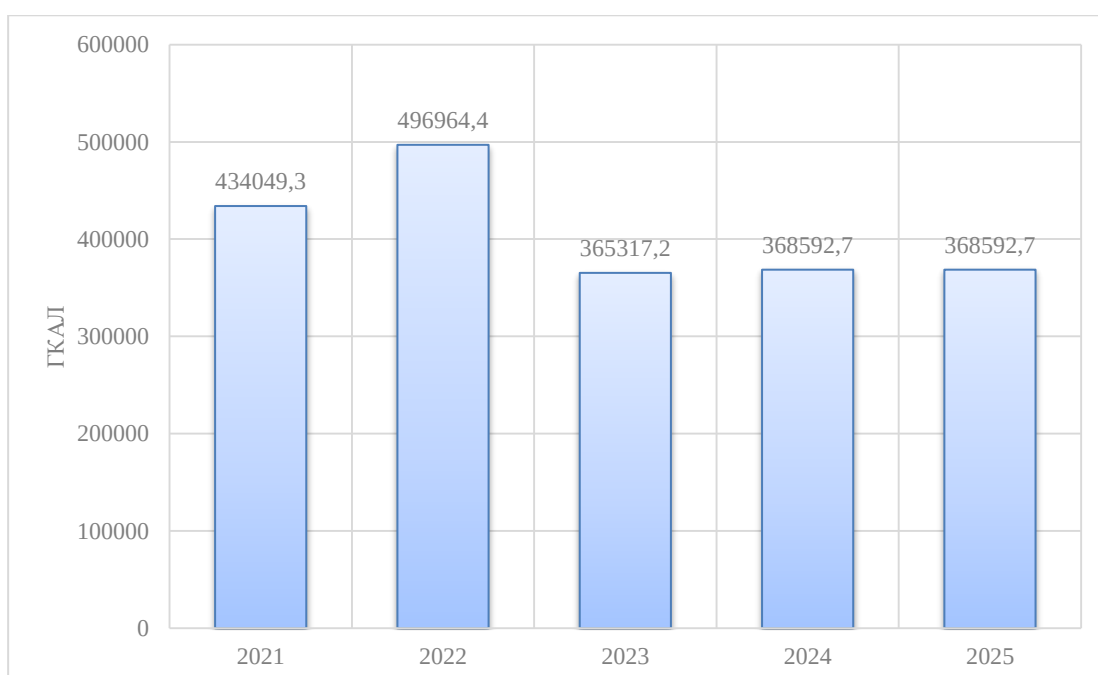


Рисунок 16. Динамика сопоставления полезного отпуска за 2021-2025 гг.

1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В таблице 51 приведены нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению согласно приказу Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 12.12.2013 г. № 574.

Таблица 52. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению г. Десногорска

N п/п	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
		многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
1	2	3	4	5
1.	Этажность	многоквартирные дома и общежития до 1999 года постройки включительно		
1.1.	1, 2, 3, 5, 9, 14, 16	0,0261	0,0261	0,0261
2.	Этажность	жилые дома до 1999 года постройки включительно		
2.1.	2	0,0450	0,0450	-
2.2.	2 <*>	0,0304	-	-
(пп. 2.2 введен постановлением Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 20.04.2018 г. № 27)				
3.	Этажность	жилые дома после 1999 года постройки		
3.1.	1	0,0170	0,0170	0,0170
3.2.	2, 3	0,0143	0,0143	0,0143
4.		многоквартирные дома после 1999 года постройки		
4.1.	5, 10	0,0261	0,0261	0,0261
(п. 4 введен постановлением Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 08.09.2017 г. № 84)				
5.		жилые дома до 1999 года постройки (при проведении мероприятий по энергоэффективности)		
5.1.	2 <*> при наличии зимнего сада	0,0147	-	-
5.2.	2 <*> при наличии зимнего сада и бассейна	0,0163	-	-
(п. 5 введен постановлением Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 17.08.2018 г. № 56)				

В таблице 52 приведены нормативы потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и водоотведению в жилых помещениях согласно приказу Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике от 28.12.2024 г. № 432.

Таблица 53. Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному водоснабжению, горячему водоснабжению и водоотведению в жилых помещениях г. Десногорска

№ п/п	Категория жилых помещений	Нормативы потребления коммунальной услуги, куб. метр в месяц на человека	
		холодного водоснабжения	горячего водоснабжения
1	2	3	4
1.1.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, оборудованные раковинами	1,52	-
1.2.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, оборудованные унитазами, мойками	1,73	-
1.3.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, электрическими водонагревателями, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	2,01	-
1.4.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, оборудованные унитазами, раковинами	2,80	-
1.5.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	3,56	-
1.6.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, газовыми водонагревателями, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	3,62	-
1.7.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1750 мм с душем	4,32	-
1.8.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, с газоснабжением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1750 мм с душем	4,40	-
1.9.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями (на твердом топливе), оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1750 мм с душем	4,47	-
1.10.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями (газовыми или электрическими), оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	4,78	-
1.11.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, водонагревателями (газовыми или электрическими), оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1750 мм с душем	5,69	-
1.12.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным водоснабжением, оборудованные газовыми котлами, унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	6,30	-
1.13.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	4,32	3,16
1.14.	Многоквартирные и жилые дома с централизованным холодным и горячим водоснабжением, оборудованные унитазами, раковинами, душем	3,25	2,56
1.15.	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные раковинами, мойками, унитазами,	2,34	1,80

№ п/п	Категория жилых помещений	Нормативы потребления коммунальной услуги, куб. метр в месяц на человека	
		холодного водоснабжения	горячего водоснабжения
1	2	3	4
	ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем, с централизованным холодным и горячим водоснабжением		
1.16.	Многоквартирные и жилые дома с водопользованием из уличных водоразборных колонок	0,91	-
1.17.	Многоквартирные и жилые дома с водопользованием из водопроводного крана на территории участка	1,22	-

1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Договорные тепловые нагрузки указаны в п. 1.5.1 Расчетные нагрузки, рассчитанные по достигнутому потреблению за 2024 г., представлены в п. 1.5.2.

Сравнение величин договорной и расчетной тепловой нагрузки представлено в таблице ниже.

Таблица 54. Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по ИТЭ

№ п/п	Источник теплоснабжения	Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах в сетевой воде, Гкал/ч	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная величина тепловых потерь, Гкал/ч	Сравнение величин расчетной и договорной нагрузки, Δ Гкал/ч	Сравнение величин расчетной и договорной нагрузки, Δ %
1	Смоленская АЭС	170,25	187	13,4	23,85	-14

При анализе сравнения договорной и расчетной тепловой нагрузки выявлено, что фактическая (расчетная) нагрузка ниже договорной ориентировочно на 14%.

1.5.7. Изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Анализ данных, предоставленных Десногорским филиалом ООО «АТЭС», показал, что за период 2022-2025 гг. к тепловым сетям было подключено 22 потребителя с суммарной тепловой нагрузкой 11,91 Гкал/ч. Перечень подключенных потребителей представлен в таблице ниже.

Перечень подключенных потребителей за период 2022-2024 гг.

№№ пп	Потребитель	Адрес	Тепловая нагрузка Гкал/ч	Год выдачи
1	ООО «ЭКО-ФИШ»	Пром зона САЭС	0,057199	2022
2	ООО «Каскад-Энергосеть»	Пром зона САЭС	0,738859	2022
	Итого 2022		0,79605	
3	Абрамян А.Г.	Пром зона САЭС	0,106032	2023
4	Подлатов М.А.	7мкр. жил.дом48	0,08	2023
5	Ерошенков А.В.	7 мкр. жил дом 35	0,08	2023
6	Каравашкин О.А.	2мкр. адм.здание	0,03699	2023
7	Сосновских Т.С.	5мкр. жил.дом 18	0,024223	2023
8	Ковальский А.В.	5мкр. жил.дом б/н	0,024223	2023
9	Ковальский А.В.	5мкр. жил.дом б/н	0,024223	2023
10	Еремин А.В.	7мкр. жил.дом 50	0,08	2023
	Итого 2023		0,45569	
11	ООО «Полимер»	Склады пром. зона	7,08	2024
12	АО «НЭПТ»	Склад пром.зона САЭС	0,217885	2024
13	АО «Концерн Титан-2»	Складпроизводст. база пром.зона САЭС	1,89	2024
14	АО «атомэнергоремонт»	3 мкр. адмтн. здание	0,842	2024
15	Макаркина А.И.	7мкр. жил.дом 3	0,009989	2024
16	Шкуратова Ю.В.	3мкр. Павильон У-763	0,00248	2024
17	Салимов И.Р.	2мкр. павильон №6	0,000522	2024
18	ГСК «АТОМ»	КСЗ гаражи	0,035145	2024
19	Галков С.Н.	7мкр. жил.дом13	0,08	2024
20	Тюрина Ю.С.	4мкр. пристройка к дому15	0,07	2024
21	САЭР-филиал АО «Атомэнергоремонт»	Неж. помещение пром.зона САЭС	0,2358	2024
22	Гордеев А.В.	КСЗ Гостиница корпус 1	0,2	2024
	Итого 2024		10,6638	
	Итого 2025		0	

В рамках актуализации схемы теплоснабжения уточнены существующие тепловые нагрузки потребителей согласно исходным данным ТСО, на основании которых составляются балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения.

Согласно представленной информации суммарная договорная нагрузка базового 2025 года составляет 180,7 Гкал/ч, относительно величины утвержденной схемы теплоснабжения на базовый 2024 год (187 Гкал/ч) изменения составляют - 6,3 Гкал/ч. При этом следует отметить, что подключение и отключение потребителей не осуществлялось.

1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения-по каждой системе теплоснабжения

На основании предоставленных данных о подключенных тепловых нагрузках и установленных мощностях источников теплоснабжения, а также с учетом рассчитанных фактических тепловых нагрузок потребителей, были составлены балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки. Резервы и дефициты тепловой мощности определены по соотношению установленной мощности и подключенной нагрузки источника с учетом расхода тепловой мощности на собственные нужды и потерь в сетях.

Балансы установленной мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии представлены в таблице ниже.

Таблица 55. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки

Показатель, Гкал/ч	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Смоленская АЭС					
Установленная тепловая мощность, в том числе:	771	771	771	771	771
отборы паровых турбин	692	692	692	692	692
ПВК	79	79	79	79	79
Располагаемая тепловая мощность станции	771	771	771	771	771
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	21,96	22,34	25,94	29,04	28,25
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	3,25	5,62	3,75	3,36	1,55
Потери в тепловых сетях в горячей воде	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
Потери в паропроводах	0	0	0	0	0
Расчетная нагрузка на хозяйнужды	0	0	0	0	0
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	175,08	175,88	176,34	187,00	180,70
отопление	152,94	153,74	154,20	164,86	167,79
вентиляция	13,41	13,41	13,41	13,41	4,05
горячее водоснабжение (средняя за сутки)	8,73	8,73	8,73	8,73	8,86
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	158,33	159,13	159,59	170,25	170,25
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	0	0	0	0	0
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	557,30	553,76	551,57	538,20	547,10
Доля резерва (по договорной нагрузке), %	72,28	71,82	71,54	69,81	70,96
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	587,45	583,91	581,72	568,35	570,95
Доля резерва (по расчетной нагрузке), %	76,19	75,73	75,45	73,72	74,05
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла/турбоагрегата	634,04	633,66	630,06	626,96	627,75
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	127,91	128,59	128,98	138,10	137,99
Зона действия источника тепловой мощности, га	2471,54	2472,54	2473,54	2474,54	2474,54
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,07	0,07	0,07	0,08	0,07

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения

Величина резервов тепловой мощности «нетто» Смоленской АЭС представлена в таблице раздела 1.6.1.

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто» по каждому источнику тепловой энергии.

Баланс располагаемой тепловой мощности в горячей воде, рассчитанный как по договорной, так и по фактической тепловым нагрузкам показывает, что на САЭС имеет место существенный резерв тепловой мощности в горячей воде.

Анализ тепловых балансов позволяет сделать вывод о наличии на САЭС существенных резервов тепловой мощности.

1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Гидравлический расчет системы теплоснабжения г. Десногорска выполнен с применением электронной модели системы теплоснабжения, построенной на базе геоинформационной системы «ZULU 10.0» с применением программно-расчетного комплекса «ZULU THERMO 10.0». Результаты расчетов и описание существующих гидравлических режимов отражены в Главе 3 Обосновывающих материалов «Электронная модель системы теплоснабжения».

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- определение диаметров трубопроводов;
- определение падения давления-напора;
- определение действующих напоров в различных точках сети;
- определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети используются пьезометрическими графиками. По ним определяется напор (давление) и

располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

- Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах.
- Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.
- Давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод. ст.).
- Давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод. ст.).
- Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.
- Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.
- В летний период давление в подающей и обратной магистралях принимают больше статического давления в системе ГВС.

Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей возможно построить благодаря разработанной электронной модели системы теплоснабжения от источника до любого потребителя.

В качестве примера на рисунке ниже представлен пьезометрический график от Смоленской АЭС до наиболее удаленного потребителя МБУ «ФОК Десна» г. Десногорска.

Пропускной способности существующих тепловых сетей достаточно для обеспечения потребителей необходимым количеством тепловой энергии.

1.6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Расчет дефицита/профицита мощности производился исходя из ситуации, при которой потребители производят выборку заявленной мощности в полном объеме.

Актуализация тепловых нагрузок должна производиться ежегодно на основании фактически проведенных наладочных мероприятий, показаний узлов учета, а также снижения заявленных величин после введения оплаты за резерв мощности либо двухставочных тарифов.

Основные причины возникновения дефицита и снижения качества теплоснабжения:

1. Возникновение не покрываемых дефицитов или снижение нормативных резервов мощности может происходить при отказе теплоснабжающих организаций от выполнения инвестиционных обязательств, пересмотр ими своих планов в меньшую сторону. Модернизация основного оборудования является необходимым и постоянным аспектом деятельности любой теплоэнергетической компании. В противном случае износ и выбытие оборудования могут стать причиной снижения надежности теплоснабжения, причиной роста удельных издержек, а впоследствии – и причиной дефицита мощности. В этом же ряду причин и необходимость диверсификации структуры генерирующих мощностей.

2. Рост объема теплопотребления.

3. Повышенные потери тепловой энергии в тепловых сетях.

Чтобы избежать появления и нарастания дефицита мощности, необходимо поддерживать баланс между нагрузками вновь вводимых объектов потребления тепловой энергии и располагаемыми мощностями источников систем теплоснабжения.

Дефицит тепловой мощности на САЭС отсутствует.

1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Варианты расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой теплоснабжения не предусмотрены ввиду наличия единственного источника теплоснабжения.

Резерв тепловой мощности САЭС по расчетной нагрузке составляет 570,95 Гкал/ч по отбору пара от турбин и мощности ПРК.

1.6.6. Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки сформированы на базовый 2025 г. Изменения в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки произошли незначительно ввиду уточнения как суммарных величин тепловых нагрузок, так и величин тепловых нагрузок по видам теплопотребления.

1.7. Часть 7 «Балансы теплоносителя»

1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Сведения о характеристиках ВПУ представлены в разделе 1.2.10.

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воды соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов. Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и затраты сетевой воды на горячее водоснабжение у конечных потребителей. Расчет производительности водоподготовительных установок источников теплоснабжения для подпитки тепловых сетей в их зонах действия выполнен согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». Согласно п. 6.16 базовой версии СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети», расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах.
- в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;
- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения, при наличии баков аккумуляторов, по расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, а при отсутствии баков аккумуляторов по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение. В обоих случаях плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере $30 \text{ м}^3 \cdot \text{ч} / \text{Гкал}$. Ёмкость местных систем горячего водоснабжения в

открытых системах теплоснабжения можно определять при $v=6 \text{ м}^3\cdot\text{ч}/\text{Гкал}$ средней часовой тепловой нагрузки.

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м^3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м^3 на 1 МВт – открытой системе и 30 м^3 на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Среднегодовая норма утечки теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Структура балансов производительности водоподготовительных установок и подпитки тепловой сети согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» приведена в таблице 56.

Таблица 56. Баланс водоподготовительных установок

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025
	Смоленская АЭС						
1	Производительность ВПУ	$\text{м}^3/\text{ч}$	850	850	850	850	850
2	Средневзвешенные срок службы	лет	-	-	-	-	-
3	Располагаемая производительность ВПУ	$\text{т}/\text{ч}$	850	850	850	850	850
4	Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0
5	Собственные нужды	$\text{м}^3/\text{ч}$	-	-	-	-	-
6	Количество баков аккумуляторов	ед.	3	3	2	2	2
7	Емкость баков аккумуляторов	м^3	5000	5000	5000	3000	3000
8	Подпитка тепловой сети, в т.ч.	$\text{м}^3/\text{ч}$	412,1	433,2	440,3	418,6	418,6
8.1.	нормативные утечки теплоносителя трубопроводами ТС	$\text{м}^3/\text{ч}$	-	-	-	-	-
8.2.	сверхнормативные потери теплоносителя с утечкой	$\text{м}^3/\text{ч}$					
8.3.	нормативные утечки в системах теплоснабжения	$\text{м}^3/\text{ч}$					
8.4.	расход теплоносителя на открытые ГВС	$\text{м}^3/\text{ч}$	-	-	-	-	-
9	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	$\text{м}^3/\text{ч}$	-	-	-	-	-
10	Максимальная подпитка тепловой сети на компенсацию потерь теплоносителя в аварийном режиме (в период повреждения участков)	$\text{м}^3/\text{ч}$	-	-	-	-	-
11	Резерв (+) /дефицит (-)	$\text{т}/\text{ч}$	437,9	416,8	409,7	431,4	431,4
12	Доля резерва	%	51,519	49,034	48,195	50,757	50,757

1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Норматив аварийной подпитки имеет ввиду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой. При возникновении аварийной ситуации в системе теплоснабжения возможно организовать обеспечение подпитки тепловой сети путем использования связи между трубопроводами или за счет использования существующих баков аккумуляторов.

В силу сложившейся, преимущественно радиальной схеме исполнения тепловых сетей, аварийные ситуации на магистральных участках тепловых сетей ведут к остановке источника (отключению неисправного участка и следующих за ним участков тепловой сети). Аварии на внутриквартальных распределительных тепловых сетях не приводят к критичным потерям теплоносителя, по причине малых диаметров внутриквартальных тепловых сетей, а аварийная подпитка при этом может осуществляться неподготовленной (водопроводной) водой, при аварийной подпитке более производительности системы ХВО. В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п. 6.17) аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения. Балансы водоподготовительных установок для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для аварийных режимов работы тепловых сетей теплоснабжающими компаниями не утверждаются.

Значения максимального потребления теплоносителя в аварийном режиме приведены в таблице п. 1.7.1.

Сравнение объемов аварийной подпитки с объемом тепловых сетей позволяет сделать вывод о достаточности существующих мощностей ВПУ совместно с баками-аккумуляторами, которые обеспечивают аварийную подпитку. Дополнительные мероприятия по повышению объемов аварийной подпитки не требуются.

1.7.3. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Балансы водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения выполнены на базовый 2025 г. в рамках актуализации схемы теплоснабжения. Уточнены производительности ВПУ и величины фактической подпитки тепловых сетей.

Мощности существующих ВПУ достаточно при работе в эксплуатационном и аварийном режимах.

1.8. Часть 8 «Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом»

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235. Тепловыделяющий элемент (ТВЭЛ) представляет собой циркониевую трубу высотой 3,5 м и толщиной стенки 0,9 мм с заключенными в нее 88 мм с толщиной стенки 4 мм. Управление реактором осуществляется равномерно распределенными по реактору 211 стержнями, содержащими поглощающие нейтроны. Вода подается в каналы снизу и омывает ТВЭЛы. Топливная кассета устанавливается в технологический канал. Количество технологических каналов в реакторе – 1661.

Топливом для пускорезервной котельной (ПРК) является мазут марки М-100.

Ввиду особенности использования вида топлива на АЭС в структурной таблице балансов топлива информация не представлена.

Изменения в структурном балансе топлива САЭС приведены в таблице 57.

Таблица 57. Изменения в структурном балансе топлива САЭС за 2021-2025 гг.

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
2021							
Уголь (марка)	-	-	-	-	-	-	-
Природный газ	-	-	-	-	-	-	-
Нефтепродукто, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-
- мазут, т	-	-	-	-	-	-	-
- ДТ	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-	-	-	-
2022							
Уголь (марка)	-	-	-	-	-	-	-
Природный газ	-	-	-	-	-	-	-
Нефтепродукто, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-
- мазут, т	-	-	-	-	-	-	-
- ДТ	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	-	-	-	-	-
2023							
Уголь (марка)	-	-	-	-	-	-	-
Природный газ	-	-	-	-	-	-	-
Нефтепродукто, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-
- мазут, т	-	-	12,446	12,446	-	-	-
- ДТ	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	12,446	12,446	-	-	-
2024							
Уголь (марка)	-	-	-	-	-	-	-
Природный газ	-	-	-	-	-	-	-

Баланс топлива за год	Остаток топлива на начало года, т. натурального топлива, тыс. м³	Приход топлива за год, т. натурального топлива, тыс. м³	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива, т. натурального топлива, тыс. м³	Низшая теплота сгорания, ккал/кг (ккал/нм³)
			Всего, т. натурального топлива, тыс. м³	в том числе, на отпуск электрической и тепловой энергии			
				натурального	условного		
Нефетопливо, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-
- мазут, т	-	-	349,2	349,2	-	-	-
- ДТ	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	349,2	349,2	-	-	-
2025							
Уголь (марка)	-	-	-	-	-	-	-
Природный газ	-	-	-	-	-	-	-
Нефетопливо, в том числе:	-	-	-	-	-	-	-
- мазут, т	-	-	44,34	44,34	-	-	-
- ДТ	-	-	-	-	-	-	-
Итого	-	-	44,34	44,34	-	-	-

1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное и аварийное топливо на АЭС отсутствует.

Сведения о запасах топлива на диз

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235.

1.8.4. Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива для использования на источниках теплоснабжения не применяются.

1.8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, – вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235.

1.8.6. Описание преобладающего в городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в г. Десногорске

Преобладающим в г. Десногорске видом топлива, определяемым по совокупности всех систем теплоснабжения, является двуокись урана U235. Характеристики не приводятся ввиду особенности топлива.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса городского округа

Приоритетное направление развития топливного баланса г. Десногорска основывается на дальнейшем использовании существующего вида топлива для теплоснабжения потребителей.

1.8.8. Описание изменений в топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Все разделы схемы теплоснабжения разработаны по существующему состоянию (базовый 2025 г.).

На САЭС не менялся основной вид топлива.

1.9. Часть 9 Надежность теплоснабжения

1.9.1. Поток отказов (частоты отказов) участков тепловой сети

Технологические нарушения работы объектов энергетического хозяйства, а также случаи повреждения оборудования и сооружений в системе теплоснабжения в зависимости от характера нарушений подразделяются на аварии и инциденты. Последние, в свою очередь, подразделяются на технологические и функциональные отказы.



Таблица 58. Классификация технологических нарушений

Аварии, технологические и функциональные отказы подлежат техническому расследованию. Также техническому расследованию подлежат обстоятельства, причины и последствия:

- незапланированных отключений и ограничений в энергоснабжении потребителей, вызванных авариями и (или) технологическими отказами;
- недопустимых отклонений параметров технического состояния оборудования и сетей, а также режимов функционирования систем теплоснабжения, превышении предельно допустимых выбросов вредных веществ в окружающую среду.

Учету подлежат аварии и технологические отказы. Каждое отдельно учитываемое технологическое нарушение должно классифицироваться по наиболее тяжелому последствию.

Авариями в тепловых сетях считаются:

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного периода при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 ч;
- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 ч, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50% отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 ч.

На источнике теплоснабжения аварии и отказы за последние 5 лет отсутствовали.

Поток отказов (частоты отказов) участков тепловой сети от Смоленской АЭС не приводится ввиду отсутствия данных.

Таблица 59. Поток отказов (частоты отказов) участков тепловой сети

Наименование показателя	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/оп	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в отопительный период, 1/км/оп	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 60. Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление потребителей в системах теплоснабжения в зоне деятельности единых теплоснабжающих организаций за последние 5 лет

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025
Смоленская АЭС					
Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения, Гкал/отказ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

1.9.2. Частота отключения потребителей

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

1. Первая категория – потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
2. Вторая категория – потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - жилых и общественных зданий до 12 °С;
 - промышленных зданий до 8 °С;
3. Третья категория – остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-

коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 61.

- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Сведения о количествах (частоте) отключения и времени восстановления теплоснабжения потребителей отсутствуют.

Таблица 61. Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

По категории отключений потребителей инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- аварии.

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:

2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».

Как показал статистический анализ, аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало за 2018-2022 гг. Имели место только отказы.

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после

аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

Таблица 62. Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	до 54

Сведения о среднем времени восстановления на тепловых сетях после ограничения теплоснабжения отсутствуют.

Таблица 63. Среднее время восстановления тепловой сети при дефектах, которые привели к ограничению теплоснабжения потребителей на тепловых сетях

Наименование показателя	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Схема связей источников тепловой энергии (САЭС) предусматривает обеспечение теплоснабжения потребителей и взаимное резервирование работы тепловых сетей № 1, № 2 установленными перемычками, что повышает надежность теплоснабжения.

Перемычка Ду 600 мм на территории промплощадки САЭС между распределительным узлом ПРК и УП ХСК и ТС предназначена для обеспечения возможности работы тепловых сетей №1, №2 при плановом или аварийном отключении одного из источников тепла.

Перемычка Ду 500 мм от ТК-1 до УТ-6 предназначена для теплоснабжения потребителей при плановом или аварийном отключении одной из теплосетей.

1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

В программном комплексе ZuluThermo 10.0 в модуле «Надежность» были рассчитаны показатели надежности. Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения по каждому потребителю тепловой энергии с горячей водой, подключенному к сетям АЭС, приведены в Главе 11.

Зоны ненормативной надежности в г. Десногорске отсутствуют.

1.9.5. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 2 июня 2022 г. №1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении"

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществлялось федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 02.06.2022 № 1014 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», за базовый период (2025 год) не зафиксированы.

1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 1.9.5

Аварийные ситуации, влекущие тяжелые последствия при теплоснабжении потребителей, за базовый период не зафиксированы.

1.9.7. Расчет показателей надежности систем теплоснабжения городского округа

1.9.7.1. Надёжность системы теплоснабжения

Надёжность системы теплоснабжения обеспечивается надёжной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

1.9.7.2. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Оценка надёжности системы теплоснабжения рассматриваемых источников теплоснабжения производится по следующим показателям:

а) показатель надёжности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- $K_э=1,0$ – при наличии резервного электроснабжения;
- $K_э=0,6$ – при отсутствии резервного электроснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_1 \cdot K_{э,ист.1} + \dots + Q_n \cdot K_{э,ист.n}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (1) \text{ где:}$$

$K_{э,ист.1}, K_{э,ист.n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_{ч}} \quad (2) \text{ где:}$$

Q_i, Q_n – средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i -му источнику тепловой энергии;

$t_{ч}$ – количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

n – количество источников тепловой энергии.

б) показатель надёжности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- $K_в = 1,0$ – при наличии резервного водоснабжения;
- $K_в = 0,6$ – при отсутствии резервного водоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_в^{общ} = \frac{Q_1 \cdot K_{в,ист.1} + \dots + Q_n \cdot K_{в,ист.n}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (3) \text{ где:}$$

$K_{в,ист.1}, K_{в,ист.n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

в) показатель надёжности топливоснабжения источников тепловой энергии ($K_т$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- $K_т = 1,0$ – при наличии резервного топливоснабжения;
- $K_т = 0,5$ – при отсутствии резервного топливоснабжения;

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_т^{общ} = \frac{Q_1 \cdot K_{т,ист.1} + \dots + Q_n \cdot K_{т,ист.n}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (4) \text{ где:}$$

$K_{т,ист.1}, K_{т,ист.n}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

г) показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам потребителей ($K_б$) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

- $K_б = 1,0$ – полная обеспеченность;
- $K_б = 0,8$ – не обеспечена в размере 10% и менее;
- $K_б = 0,5$ – не обеспечена в размере более 10%.

При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общий показатель определяется по формуле:

$$K_6^{\text{общ}} = \frac{Q_1 \cdot K_6^{\text{ист.1}} + \dots + Q_n \cdot K_6^{\text{ист.n}}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (5) \text{ где:}$$

$K_6^{\text{ист.1}}, K_6^{\text{ист.n}}$ – значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (K_p), характеризуемый отношением резервируемой расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%) подлежащих резервированию согласно схемы теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

Оценку уровня резервирования (K_p):

от 90% до 100%	- $K_p = 1,0$;
от 70% до 90% включительно	- $K_p = 0,7$;
от 50%» до 70% включительно	- $K_p = 0,5$;
от 30% до 50% включительно	- $K_p = 0,3$;
менее 30% включительно	- $K_p = 0,2$

е) показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{экспл}} - S_c^{\text{ветх}}}{S_c^{\text{экспл}}} \quad (7) \text{ где:}$$

$S_c^{\text{экспл}}$ – протяжённость тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{\text{ветх}}$ – протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации

ж) показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{\text{отк.тс}}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением [$1/(\text{км} \cdot \text{год})$]:

$$I_i = \frac{n_{\text{отк}}}{S} \quad (8) \text{ где}$$

$n_{\text{отк}}$ – количество отказов за предыдущий год;

S – протяжённость тепловой сети (в двухтрубном исчислении) данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{\text{отк.тс}}$) определяется показатель надёжности тепловых сетей ($K_{\text{отк.тс}}$):

– до 0,2 включительно	– $K_{\text{отк.тс}} = 1,0$;
– от 0,2 до 0,6 включительно	– $K_{\text{отк.тс}} = 0,8$;
– от 0,6 до 1,2 включительно	– $K_{\text{отк.тс}} = 0,6$;
– свыше 1,2	– $K_{\text{отк.тс}} = 0,5$.

е) показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{\text{нед}}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{откл}} \cdot 100}{Q_{\text{факт}}} \quad (9) \text{ где:}$$

$Q_{\text{откл}}$ – недоотпуск тепла;

$Q_{\text{факт}}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ($Q_{\text{нед}}$) определяется показатель надёжности ($K_{\text{нед}}$):

- до 0,1% включительно – $K_{\text{нед}} = 1,0$;
- от 0,1% до 0,3% включительно – $K_{\text{нед}} = 0,8$;
- от 0,3% до 0,5% включительно – $K_{\text{нед}} = 0,6$;
- от 0,5% до 1,0% включительно – $K_{\text{нед}} = 0,5$;
- свыше 1,0% – $K_{\text{нед}} = 0,2$

1.9.7.3. Оценка надёжности систем теплоснабжения

а) оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности K_3 , $K_в$, $K_т$ и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

- надёжные – при $K_3=K_в=K_т=1$;
- малонадёжные – при значении меньше 1 одного из показателей K_3 , $K_в$, $K_т$;
- ненадёжные – при значении меньше 1 у 2 и более показателей K_3 , $K_в$, $K_т$.

б) оценка надёжности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надёжности тепловые сети могут быть оценены как:

- высоконадёжные – более 0,9;
- надёжные – 0,75 – 0,9;
- малонадёжные – 0,5 – 0,74;
- ненадёжные – менее 0,5.

в) оценка надёжности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надёжности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надёжности источников тепловой энергии и тепловых сетей:

$$K_c = \frac{K_3 + K_в + K_т + K_6 + K_c + K_{\text{рез}} + K_{\text{отк.тс}} + K_{\text{нед}}}{8} \quad (12)$$

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения г. Десногорска представлены в таблице 64.

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения составляет 0,836, что соответствует надёжному уровню системы теплоснабжения.

Таблица 64. Показатели надёжности систем теплоснабжения г. Десногорска

Наименование показателя	Обозначение	Смоленская АЭС
Показатель надёжности электроснабжения	$K_{э}$	1,0
Показатель надёжности водоснабжения	$K_{в}$	1,0
Показатель надёжности топливоснабжения	$K_{т}$	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1,0
Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети	$K_{рез}$	1,0
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0,19
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	1,0
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1,0
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,836
		Надёжная

1.9.7. Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Все разделы схемы теплоснабжения разработаны по существующему состоянию (базовый 2025 г.).

Общий показатель надежности системы теплоснабжения составляет 0,836, что соответствует надежному уровню системы теплоснабжения.

1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно постановлению Правительства РФ № 570 от 05.07.2013 г. «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования», раскрытию подлежит информация:

- а) о регулируемой организации (общая информация);
- б) о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги);
- в) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);
- г) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;
- д) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации;
- е) о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- ж) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), и (или) об условиях договоров о подключении (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения;
- з) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения;
- и) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;
- к) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

Указанные в схеме теплоснабжения ТСО соблюдают стандарты раскрытия информации.

С полным перечнем стандартов раскрытия информации можно ознакомиться на сайте

<https://ri.eias.ru/Discl/PublicDisclosureInfo.aspx?reg=2599&form=null&orgreg=false&razdel=ORG,BALANCE&sphere=WARM&year=2025000&period=null&mo=26447550&mr=>

Основные показатели деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций за 2025 г. представлены в таблицах ниже.

Таблица 65. Техничко-экономические показатели ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» за 2025 г.

	Вид деятельности		Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация
1	Выручка от регулируемого вида деятельности с распределением по видам деятельности	тыс. руб.	232 050,28
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	283 701,37
2.1	Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	148 490,51
2.2	Расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки	тыс. руб.	0,00
2.3	Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	26 734,70
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	9,31
2.3.2	Объём приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	2 871,58
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	18,14
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	13,8750
2.6	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала, в том числе:	тыс. руб.	10 538,95
2.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	8 088,22
2.6.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	2 450,73
2.7	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала, в том числе:	тыс. руб.	21 211,22
2.7.1	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	16 278,76
2.7.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	4 932,46
2.8	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	14 317,34
2.8.1	Расходы на амортизацию основных средств	тыс. руб.	14 317,34
2.8.2	Расходы на амортизацию нематериальных активов	тыс. руб.	0,00
2.9	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	6 038,42
2.10	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	37 816,32
2.10.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.10.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.11	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	13 427,29
2.11.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.11.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств	тыс. руб.	0,00
2.12.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует
2.13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс. руб.	5 094,61
2.13.1	Прочие расходы	тыс. руб.	5 094,61
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	0,00

	Вид деятельности	Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия	
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет:	тыс. руб.	0,00
5.1.1	Изменения стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	12 260,25
5.1.2	Изменения стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	170,00
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
6	Годовая бухгалтерская (финансовая) отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	-
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	0,00
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	149,59
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	0,0000
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	0,0000
10.1	По приборам учёта	тыс. Гкал	49,4770
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	18,1064
10.2	Расчётным путём	тыс. Гкал	144,0118
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	152,3265
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал/год	105,80
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	15,0943
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	24,0363
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	0,0000
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг усл. топл./Гкал	0,0000

	Вид деятельности		Передача. Тепловая энергия; Сбыт. Тепловая энергия
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,06
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	0,00

Таблица 66. Техничко-экономические показатели филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция» за 2025 г.

	Вид деятельности	Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более	Производство. Теплоноситель	
Параметры формы				
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация	Информация
1	Выручка от регулируемого вида деятельности с распределением по видам деятельности	тыс. руб.	137 707,36	37 450,84
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	225 053,08	45 385,36
2.1	Расходы на приобретаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00	0,00
2.2	Расходы на топливо с указанием по каждому виду топлива стоимости (за единицу объема), объема и способа его приобретения, стоимости его доставки	тыс. руб.	44 774,97	0,00
2.2.1	прочее	х	х	х
2.2.1.1	объём	шт.	0,00	0,00
2.2.1.2	стоимость за единицу объёма	тыс. руб.	0,00	0,00
2.2.1.3	стоимость доставки	тыс. руб.	44 774,97	0,00
2.2.1.4	способ приобретения	х	Прочее	
	Добавить вид топлива			
2.3	Расходы на приобретаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	27 443,19	6 949,01
2.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	1,99	9,29
2.3.2	Объём приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	13 825,28	748,01
2.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	0,00	0,00
2.5	Расходы на химические реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	191,8200	4 965,2100
2.6	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала, в том числе:	тыс. руб.	54 802,45	17 165,41
2.6.1	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	41 424,96	13 071,00
2.6.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда основного производственного персонала	тыс. руб.	552,02	197,60
2.7	Расходы на оплату труда и страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала, в том числе:	тыс. руб.	1 508,15	384,44
2.7.1	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	1 158,19	295,03
2.7.2	Страховые взносы на обязательное социальное страхование, выплачиваемые из фонда оплаты труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	16,30	4,18
2.8	Расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	29 084,45	1 623,01
2.8.1	Расходы на амортизацию основных средств	тыс. руб.	28 463,14	1 623,01

	Вид деятельности	Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более	Производство. Теплоноситель	
Параметры формы				
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация	Информация
2.8.2	Расходы на амортизацию нематериальных активов	тыс. руб.	621,31	0,00
2.9	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00	0,00
2.10	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	26 481,25	9 092,34
2.10.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	6 320,14	4 413,92
2.10.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	2 341,45	95,32
2.11	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	165,13	40,82
2.11.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	26,21	6,83
2.11.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	2,20	0,00
2.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных средств	тыс. руб.	0,00	0,00
2.12.1	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов	х	отсутствует	отсутствует
2.13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс. руб.	40 601,67	5 165,12
2.13.1	- Резерв на вывод из эксплуатации и НИОКР	тыс. руб.	4 406,68	0,00
2.13.2	- Страхование имущества и ответственности	тыс. руб.	2 051,26	114,95
2.13.3	- Услуги по охране	тыс. руб.	1 543,43	88,38
2.13.4	- Командировочные расходы (в пределах нормативов)	тыс. руб.	204,20	27,11
2.13.5	- Обеспечение нормальных условий труда и ТБ (включая ЛПП)	тыс. руб.	6 024,58	1 953,64
2.13.6	- Расходы на перевозку персонала организации к месту работы и обратно специальными маршрутами и ведомственным транспортом в силу технических особенностей производства (учитывая удаленность и сменный характер работ), а также когда данные расходы предусмотрены трудовым договором (контрактами) и (или) коллективными договорами) (перевозки автобусами)	тыс. руб.	1 564,70	936,51
2.13.7	- Подготовка и переподготовка кадров (повышение квалификации)	тыс. руб.	278,61	40,95
2.13.8	- Представительские расходы (в пределах нормативов)	тыс. руб.	15,30	4,06
2.13.9	- Услуги связи	тыс. руб.	2 547,62	18,60
2.13.10	- Суммы налогов, сборов и платежей, начисленных в установленном законодательством РФ порядке	тыс. руб.	5,18	0,31
2.13.11	- Платежи за пользование водными объектами (по договорам водопользования)	тыс. руб.	461,19	0,00

	Вид деятельности	Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более	Производство. Теплоноситель	
Параметры формы				
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация	Информация
2.13.12	- Расходы некапитального характера, связанные с совершенствованием технологии, организации производства и управления	тыс. руб.	2 087,30	1 250,83
2.13.13	- Содержание служебного транспорта	тыс. руб.	130,14	0,06
2.13.14	- Расходы на оплату консультационных услуг	тыс. руб.	16,87	3,88
2.13.15	- Расходы на работы и услуги типографии	тыс. руб.	9,97	1,90
2.13.16	Информационно-техническое обеспечение	тыс. руб.	4 185,68	74,48
2.13.17	Расходы на рекламу производимых и реализуемых товаров (работ, услуг), товарного знака, включая участие в выставках и ярмарках с учетом требований, установленных пунктом 4 статьи 264 НК РФ	тыс. руб.	26,31	6,90
2.13.18	Платежи за регистрацию прав на недвижимое имущество и землю, а также сделок с указанными объектами, оплата услуг уполномоченных организаций по оценке имущества и изготовлению документов (после ввода объекта в эксплуатацию).	тыс. руб.	2,68	1,09
2.13.19	Затраты на подписку периодических изданий , специальную литературу	тыс. руб.	11,03	7,74
2.13.20	Расходы на гражданскую оборону в соответствии с законодательством Российской Федерации (в т.ч. медикаменты)	тыс. руб.	44,35	3,77
2.13.21	Затраты на сертификацию и лицензирование	тыс. руб.	11,50	19,74
2.13.22	Услуги по договорам комиссии, агентским договорам и поручениям	тыс. руб.	8 105,61	0,03
2.13.23	Услуги по ведению бухгалтерского учета (ОЦО)	тыс. руб.	87,52	22,77
2.13.24	Услуги по управлению персоналом	тыс. руб.	52,69	13,76
2.13.25	Расходы на услуги по предоставлению работников (технического и управленческого персонала) сторонними организациями для участия в производственном процессе, управлении производством либо для выполнения иных функций, связанных с производством и (или) реализацией	тыс. руб.	25,42	0,00
2.13.26	Коммунальные услуги и расходы по эксплуатации зданий и сооружений (сторонних организаций)	тыс. руб.	3 526,92	412,92
2.13.27	Перевозки легковыми автомобилями (услуги сторонних организаций по предоставлению служебного транспорта)	тыс. руб.	413,37	49,14
2.13.28	Пособие по временной нетрудоспособности вследствие заболевания или травмы (за исключением несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний) за первые три дня нетрудоспособности работника в соответствии с законодательством РФ	тыс. руб.	246,34	107,40
2.13.29	Отчисления в оценочные обязательства	тыс. руб.	2 503,32	0,00
2.13.30	Другие обоснованные расходы, связанные с производством и реализацией, в том числе	тыс. руб.	11,90	4,20
	Добавить прочие расходы			

	Вид деятельности	Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более	Производство. Теплоноситель	
Параметры формы				
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация	Информация
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-87 345,72	-7 934,53
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00	0,00
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	3 013 193,00	2 639,00
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет:	тыс. руб.	3 013 193,00	2 639,00
5.1.1	Изменения стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	3 359 963,00	32,00
5.1.2	Изменения стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	346 770,00	2 607,00
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00	0,00
6	Годовая бухгалтерская (финансовая) отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	-	-
7	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	600,00	0,00
8	Тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	149,59	0,00
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	763,8739	1 720,7940
9.1	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал		
10	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, определенном в том числе	тыс. Гкал	399,3700	584,7600
10.1	По приборам учёта	тыс. Гкал	294,4100	0,7116
10.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал	294,4100	0,7116
10.2	Расчётным путём	тыс. Гкал	41,4300	584,1054
10.3	По нормативам потребления коммунальных услуг и нормативам потребления коммунальных ресурсов	тыс. Гкал	0,0000	0,0000
11	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал/год	6,53	0,00
12	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00	0,00
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	20,0000	16,0000

	Вид деятельности		Производство тепловой энергии. Комбинированная выработка с уст. мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более	Производство. Теплоноситель
Параметры формы				
№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Информация	Информация
14	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	0,0000	0,0000
15	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг у. т./Гкал	0,0000	0,0000
16	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, используемыми для осуществления регулируемых видов деятельности, в целом по регулируемой организации или с распределением по источникам тепловой энергии (в зависимости от показателя (показателей), утвержденного уполномоченным органом)	кг усл. топл./Гкал	0,0000	0,0000
17	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт.ч/Гкал	0,03	0,00
18	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	куб.м/Гкал	0,00	3,21

1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

В таблице представлена динамика тарифов на тепловую энергию, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) для ТСО.

Таблица 67. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию (за Гкал), поставляемую конечным потребителям на территории г. Десногорска за 2022-2025 гг.

№ п/п	Наименование группы для которой назначается тариф	Значение тарифа	Период	2021	2022	2023	2024	2025	Постановление в соответствии с которым назначен тариф (2025 г.)
1	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция» для потребителей, приобретающих тепловую энергию на коллекторах	руб./Гкал (без НДС)	1-ое полугодие	226,84	226,84	256,25	256	309	№ 238 от 16.12.2024
			2-ое полугодие	226,84	237,25	256,25	309	319,02	
2	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» (на территории Смоленской области) для потребителей, в отсутствия дифференциации тарифов	руб./Гкал (без НДС)	1-ое полугодие			602,17	602,17	662,28	№ 287 от 19.12.2024
			2-ое полугодие		554,88	602,17	662,28	739,42	
2	ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» (на территории Смоленской области) для населения	руб./Гкал (с НДС)	1-ое полугодие			722,60	722,60	794,74	
			2-ое полугодие		665,86	722,60	794,74	887,30	

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности ведения раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации. При установлении тарифов (цен) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие составляющие расходов:

1. топливо,
2. покупная электрическая энергия.
3. оплата услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность.
4. сырье и материалы;
5. ремонт основных средств;
6. оплата труда;
7. амортизация основных средств;
8. другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции,
9. внереализационные расходы (рассчитываемые с учетом внереализационных доходов), в том числе расходы по сомнительным долгам.
10. расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения), включают в себя следующие основные группы расходов:

В таблице 68 представлена структура цен (тарифов) в сфере теплоснабжения для соответствующих теплоснабжающих организаций.

Таблица 68. Структура цен (тарифов) в сфере теплоснабжения

Наименование показателей	Единица измерения	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Структура 2025, %
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция»						
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	33879	35551	48489	50788	36,51
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	31184	36463	37478	44857	32,25
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	38702	45906	43035	38326	27,55
Расходы из прибыли	тыс. руб.	3571	4235	4605	5128	3,69
ИТОГО НВВ	тыс. руб.	107336	122156	133607	139099	100
ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» (передача тепловой энергии по тепловым сетям города)*						
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	8592,95	48482	41602	66230,69	25,66
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	5245,37	18568	23793	36904,64	14,30
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	11625	45959	45979	154794,66	59,97
Расходы из прибыли	тыс. руб.	1267,76	40	433	192,79	0,07
ИТОГО НВВ	тыс. руб.	26731,08	113049	111804	258122,78	100,00

* передача тепловой энергии МУП «Комбинат коммунальных предприятий» МО «город Десногорск» до 03.10.2022

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлении денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения при наличии технической возможности установлена приказом Департамента Смоленской области по энергетике, энергоэффективности, тарифной политике № 374 от 19.12.2025 г. На 2026 год плата за подключение к системе теплоснабжения Десногорского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки представлена в таблице ниже.

Таблица 69. Плата за подключение к системе теплоснабжения Десногорского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть»

№ п/п	Наименование	Значение, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)
Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1) для создаваемых тепловых сетей диаметром:		
1	до 40 мм	263,785
2	41-65 мм	38,800
3	66-100 мм	12,502
4	101-250 мм	4,428
5	251-400 мм	2,232

1.11.4.Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Согласно постановлению Правительства от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования для категорий (групп) социально значимых потребителей, если указанные потребители не потребляют тепловую энергию, но не осуществили отсоединение принадлежащих им теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования за услуги, оказываемые:

а) регулируемые организациями, мощность тепловых источников и (или) тепловых сетей которых используется для поддержания резервной мощности в соответствии со схемой теплоснабжения, для оказания указанных услуг единой теплоснабжающей организации;

б) единой теплоснабжающей организацией в зоне ее деятельности категориям (группам) социально значимых потребителей, находящимся в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности единой теплоснабжающей организации устанавливается равной ставке за мощность единого тарифа на тепловую энергию (мощность) в зоне ее деятельности или, если в зоне ее деятельности установлен одноставочный единый тариф на тепловую энергию (мощность), равной ставке за мощность двухставочного единого тарифа на тепловую энергию (мощность).

К социально значимым потребителям, для которых устанавливается плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, относятся следующие категории (группы) потребителей:

а) физические лица, приобретающие тепловую энергию в целях потребления в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях;

б) исполнители коммунальных услуг, приобретающие тепловую энергию в целях обеспечения предоставления собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах или жилых домах коммунальной услуги теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в объемах их фактического потребления и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

в) теплоснабжающие организации, приобретающие тепловую энергию в целях дальнейшей продажи физическим лицам и (или) исполнителям коммунальной услуги теплоснабжения, в объемах фактического потребления физических лиц и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

г) религиозные организации;

д) бюджетные и казенные учреждения, осуществляющие в том числе деятельность в сфере науки, образования, здравоохранения, культуры, социальной защиты, занятости населения, физической культуры и спорта;

е) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Федеральной службы охраны Российской Федерации;

ж) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы.

По данным полученным от ТСО, плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не взимается.

1.11.5.Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних трех лет

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

Предельные уровни цен на тепловую энергию установлены постановлением Министерства жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и тарифной политики Смоленской области от 18 июня 2026 г. N 56 "Об утверждении предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность) на территории ценовой зоны теплоснабжения муниципального образования "город Десногорск" Смоленской области на 2026 год» и представлены в таблице ниже.

Таблица 70. Предельные уровни цен на тепловую энергию

N п/п	Наименование единой теплоснабжающей организации	Номер (код, индекс) системы теплоснабжения	Предельный уровень цены на тепловую энергию (мощность)			
			с 01.07.2026 по 30.09.2026		с 01.10.2026 по 31.12.2026	
			руб./Гкал (без НДС)	руб./ Гкал (с НДС)	руб./Гкал (без НДС)	руб./ Гкал (с НДС)
1.	ООО "АтомТеплоЭлектроСеть"	1 (промышленная зона)	576,64	703,50	881,32	1 075,21
		2 (жилая зона)	739,42	902,09	1 075,36	1 311,94

1.11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемой единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Динамика уровней цен на тепловую энергию приведена в разделе 1.11.1.

1.11.7. Описание изменений в утверждаемых ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Муниципальное образование «город Десногорск» отнесен к ценовой зоне теплоснабжения в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 24.03.2025 г. № 687-р. В схеме теплоснабжения отображены предельные уровни цен на тепловую энергию

1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа

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

1. 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, что может приводить к увеличению количества инцидентов на тепловых сетях и снижению надежности теплоснабжения.
2. Среднее значение потерь тепловой энергии в тепловых сетях составляет 21%. При этом наблюдается тенденция к возрастанию потерь тепловой энергии и теплоносителя в виду изношенности тепловых сетей и отсутствия достаточных ресурсов для их ремонта и восстановления следует отметить, что согласно исходным данным фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях полностью сопоставимы с значениями утвержденных нормативных потерь.
3. Удельная материальная характеристика тепловых сетей Десногорского филиала ООО «АтомТеплоЭлектроСеть» находится за пределами зоны предельной эффективности. Но использование ППУ изоляции на трубопроводах тепловых сетей позволит повысить эффективность этих обособленных централизованных систем теплоснабжения.
4. Несоответствие фактического температурного графика утвержденному говорит о необходимости проведения наладки системы теплоснабжения города.
5. Основной проблемой муниципального образования является необходимость поиска альтернативного источника теплоснабжения. Ожидается снижение тепловой нагрузки на САЭС в связи с остановом энергоблоков 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.

Необходимо предусмотреть строительство новых источников тепловой энергии до 2025 года. К этому времени должна быть введена в эксплуатацию замещающая Смоленская АЭС-2. Инженерные изыскания для строительства САЭС-2 были завершены в ноябре 2014 г.

Ввод в эксплуатацию энергоблоков № 1 и № 2 САЭС-2 на основании распоряжения Правительства Российской Федерации от 25.11.2021 № 3320-р «О внесении изменений в

Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» запланирован в период 2031-2035 гг., а именно в 2033 и 2035 гг. соответственно.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения городского округа (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Проблемы, указанные в п. 1.12.1, также непосредственно влияют на надежность теплоснабжения.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

К проблемам развития теплоснабжения следует отнести постепенный вывод энергоблоков САЭС и отсутствие альтернативного источника теплоснабжения на время строительства Смоленской АЭС-2.

1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблем в области надежности и эффективности снабжения топливом не выявлено.

В качестве топлива в реакторах РБМК Смоленской АЭС используется двуокись урана U235. Резервное топливо не применяется. Резервным источником тепловой энергии для обеспечения безопасной и бесперебойной работы Смоленской АЭС является одна пускорезервная котельная (ПРК), использующая в качестве топлива мазут.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии на 2025 г. не выдавались.

1.12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Перечень основных технических и технологических проблем в системах теплоснабжения г. Десногорска за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не изменился.