



**Актуализация схемы теплоснабжения
городского поселения Лянтор
на 2024 год**

Обосновывающие материалы

Книга 1

Глава 1



УТВЕРЖДАЮ:

Глава городского поселения Лянтор

_____ А.Н. Луценко

"__" _____ 2023 г.

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть

"__" _____ 2023 г.

**Актуализация схемы теплоснабжения
городского поселения Лянтор
на 2024 год**

Обосновывающие материалы

Книга 1

Глава 1

г. Санкт-Петербург
2023 год



СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

Глава 1	"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"
Глава 2	"Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"
Глава 3	"Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"
Глава 4	"Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей"
Глава 5	"Мастер-план развития систем теплоснабжения"
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) в 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"
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"

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	3
Определения	9
Перечень принятых обозначений	10
Введение	11
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	13
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	13
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними.....	14
1.1.2. Структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями...17	
1.1.3. Зоны действия производственных котельных	18
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	19
1.1.5. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	19
1.2. Источники тепловой энергии	20
1.2.1. ЛГ МУП «УТВиВ».....	20
1.2.2. НГДУ «Лянторнефть»	54
1.2.3. Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	67
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	68
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	68
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	81
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 наиболее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам	84
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	90
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	92
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	93
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети .93	
1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей	94
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	94

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	95
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	95
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	96
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 отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя	108
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	109
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	110
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	111
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.....	112
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	113
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	114
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	127
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	127
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	133
1.3.23. Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	133
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	134
1.4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	134
1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	137
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	137
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	138
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	139

1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	139
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	140
1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	142
1.5.7. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	143
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	144
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	144
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	145
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 к потребителю.....	147
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	147
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.....	147
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	148
1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	149
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	149
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	153
1.7.1. Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	154
1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	155
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	155
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	158

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	158
1.8.4. Использование местных видов топлива	158
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.....	158
1.8.6. Описание преобладающего в поселении вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	160
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.....	160
1.8.8. Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	160
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	161
1.9.1. Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	161
1.9.2. Анализ и оценка надежности системы теплоснабжения.....	164
1.9.3. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	165
1.9.4. Частота отключений потребителей	165
1.9.5. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения	165
1.9.6. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	166
1.9.7. 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 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"	166
1.9.8. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	166
1.9.9. Расчет показателей надежности систем теплоснабжения городского поселения Лянтор	166
1.9.10. 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	168
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ	169

1.10.1. Техничко-экономические показатели ЛГ МУП «УТВиВ» на территории городского поселения Лянтор.....	170
1.10.2. Техничко-экономические показатели НГДУ «Лянторнефть».....	171
1.10.3. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций 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.....	173
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	174
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (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.....	174
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	176
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	180
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	180
1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет.....	181
1.11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.....	181
1.11.7. Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	181
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	182
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплотребляющих установок потребителей).....	182
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплотребляющих установок потребителей).....	182
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	183
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	183
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	184
1.12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.....	184

Определения

В настоящем отчете применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
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
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 сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория поселения 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 поселения 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
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 теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии
Расчетный элемент территориального деления	Территория поселения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно-модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ГП	Городское поселение
5	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
6	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
7	ИП	Инвестиционная программа
8	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
9	МК, КМ	Муниципальная котельная
10	МО	Муниципальное образование
11	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
12	НВВ	Необходимая валовая выручка
13	НДС	Налог на добавленную стоимость
14	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
15	НС	Насосная станция
16	НТД	Нормативная техническая документация
17	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
18	ОВ	Отопление и вентиляция
19	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
20	ПИР	Проектные и изыскательские работы
21	ПНС	Повысительно-насосная станция
22	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
23	ППУ	Пенополиуретан
24	СМР	Строительно-монтажные работы
25	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
26	ТЭ	Тепловая энергия
27	ХВО	Химводоочистка
28	ХВП	Химводоподготовка
29	ЦТП	Центральный тепловой пункт
30	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения

Введение

Основанием для выполнения работы по актуализации схемы теплоснабжения городского поселения Лянтор на период действия Генерального плана является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

Работа, по актуализации схемы теплоснабжения городского поселения Лянтор на 2024 год выполнена на основании Технического задания к муниципальному контракту №151 от 27 декабря 2022 года, заключенного между администрацией городского поселения Лянтор и обществом с ограниченной ответственностью «Невская Энергетика» (ООО «Невская Энергетика»).

Обосновывающие материалы актуализации схемы теплоснабжения городского поселения Лянтор на период действия Генерального плана (до 2040 года) выполнены в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

Состав и структура схемы теплоснабжения удовлетворяют требованиям Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями и дополнениями) и требованиям, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (с изменениями и дополнениями).

Схема теплоснабжения является документом, регулирующим развитие теплоэнергетической отрасли населенного пункта в соответствии с планами его перспективного развития, принятыми в документах территориального планирования, а также с учетом требований действующих федеральных, региональных и местных нормативно-правовых актов.

В составе Схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности теплоснабжения потребителей, разрабатываются мероприятия по повышению надежности системы теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение

по определению единых теплоснабжающих организаций и зон их действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Город Лянтор – крупнейший нефтедобывающий и культурный центр Сургутского района. Город расположен на левом берегу реки Пим при впадении в неё реки Вачим-Ягун в 91 километре к северо-западу от города Сургута.

Численность населения по состоянию на начало 2023 год составила 43378 человек.

На территории городского поселения Лянтор преобладает резко континентальный климат. Климатические параметры согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»:

- абсолютная минимальная температура воздуха – минус 55 °С;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 42 °С;
- средняя суточная температура воздуха в отопительный период – минус 9,3°С;
- продолжительность отопительного периода – 254 суток.

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

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

В настоящее время на территории городского поселения Лянтор имеется четыре источника теплоснабжения, а также паровая котельная, осуществляющая выработку пара на технологические нужды промышленных предприятий:

– водогрейные котельные №1, №2, №3 были введены в эксплуатацию в 1985-1992 годах соответственно и обеспечивают тепловой энергией жилой фонд и объекты общественно-деловой застройки городского поселения Лянтор. Котельные имеют общую тепловую сеть, охватывающую большую часть городского поселения. В состав котельной №1 входит блок паровых котлоагрегатов, осуществляющий подачу пара на водоподготовительные установки и другие хозяйственные нужды котельных. Эксплуатацию котельных №1, №2, №3 на территории городского поселения Лянтор осуществляет ресурсоснабжающая организация ЛГ МУП «УТВиВ»;

– водогрейная котельная ДЕВ-25 обеспечивает тепловой энергией промышленную часть городского поселения Лянтор, была введена в эксплуатацию в 1998 году. На площадке водогрейной котельной ДЕВ-25 располагается автоматизированная паровая котельная, введенная в эксплуатацию в 2018 году. Подача пара от автоматизированной котельной осуществляется на водоподготовительные установки котельной ДЕВ-25, а также потребителям промышленной зоны городского поселения Лянтор. Эксплуатацию котельных на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор осуществляет ресурсоснабжающая организация НГДУ «Лянторнефть».

Системы централизованного теплоснабжения охватывают не всю территорию городского поселения Лянтор, часть жилищного фонда оснащена индивидуальными системами теплоснабжения.

1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

Зоны эксплуатационной ответственности организаций, участвующих в системе теплоснабжения, определяются по границе балансовой принадлежности элементов системы теплоснабжения (объектов теплоснабжения), если ответственность за эксплуатацию тех или иных элементов теплоснабжения (объектов теплоснабжения) не устанавливается соглашением сторон договора теплоснабжения, договора оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя.

В настоящее время в городском поселении Лянтор действует две системы централизованного теплоснабжения потребителей. Деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют две теплоснабжающие организации:

- Лянторское городское муниципальное унитарное предприятие «Управление теплоснабжения и водоотведения» (далее – ЛГ МУП «УТВиВ»);
- Нефтегазодобывающее управление «Лянторнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» (далее НГДУ «Лянторнефть»).

Перечень источников тепловой энергии с указанием эксплуатирующей организации представлен в таблице 1.

Таблица 1. Структура систем централизованного теплоснабжения городского поселения Лянтор

№ системы теплоснабжения	Наименование источника	Адрес источника	Наименование эксплуатирующей организация
1	Котельная №1	ул. Магистральная, 12/2	ЛГ МУП «УТВиВ»
	Котельная №2	ул. Озерная, 24	
	Котельная №3	ул. Магистральная, 12/1	
2	Котельная ДЕВ-25	ул. Дорожников 25	НГДУ «Лянторнефть»
	Автоматизированная паровая котельная	ул. Дорожников 25	

Котельные №1, №2, №3 и тепловые сети системы теплоснабжения городского поселения Лянтор эксплуатируются ЛГ МУП «УТВиВ» на праве хозяйственного ведения.

Котельная ДЕВ-25, паровая котельная и магистральные тепловые сети

промзоны городского поселения Лянтор эксплуатируются и принадлежат на праве собственности НГДУ «Лянторнефть».

Теплоснабжение потребителей осуществляется в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Потребители тепловой энергии приобретают тепловую энергию и (или) теплоноситель у теплоснабжающей организации по договору теплоснабжения, который является публичным.

Границы зон эксплуатационной ответственности на территории городского поселения Лянтор представлены на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1. Зона эксплуатационной ответственности ЛГ МУП «УТВиВ»

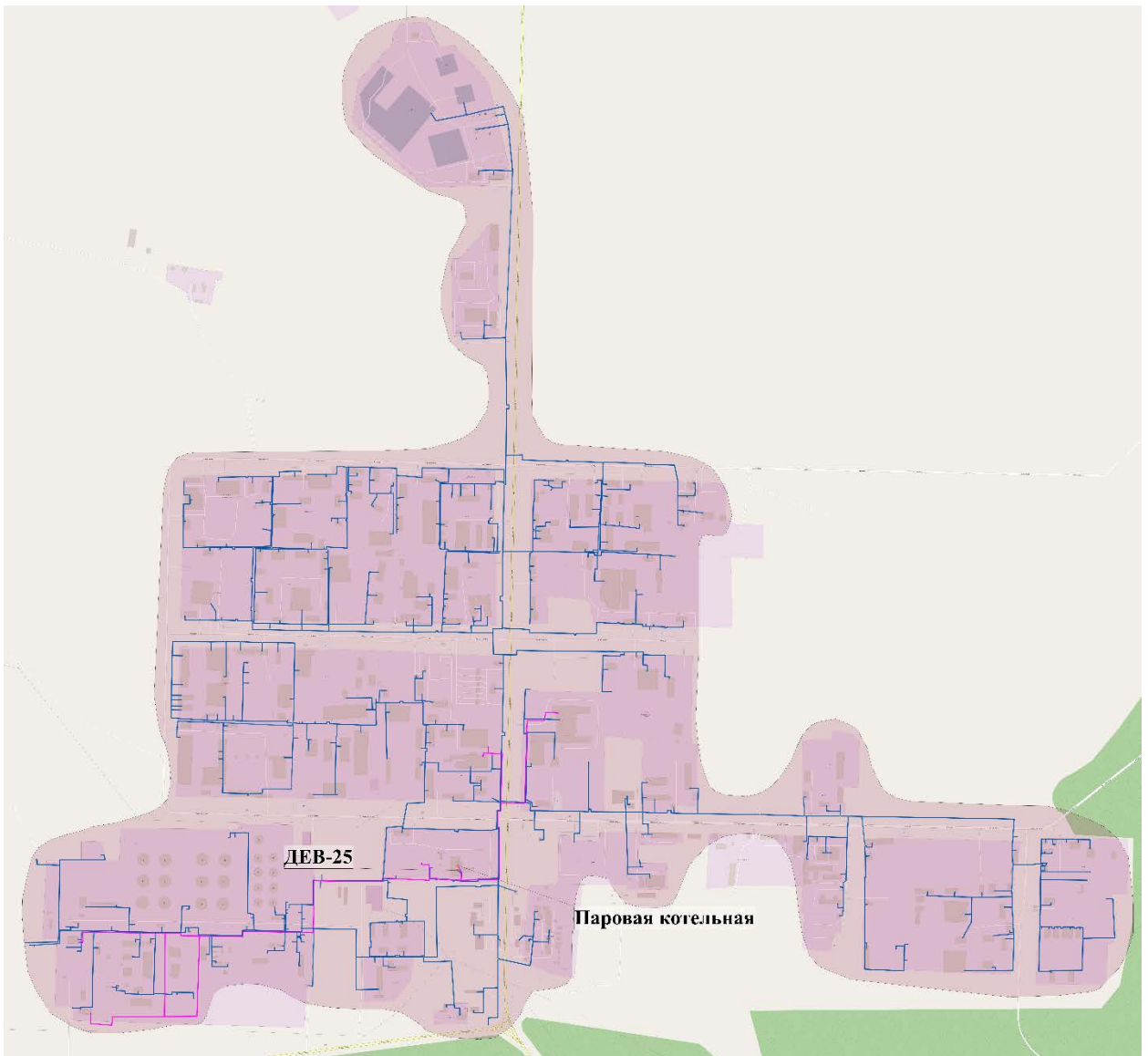


Рисунок 2. Зона эксплуатационной ответственности НГДУ «Лянторнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

1.1.2. Структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями

В пределах границ городского поселения Лянтор централизованное теплоснабжение осуществляется от пяти котельных.

Котельные и тепловые сети города, за исключением децентрализованной части города и промышленной зоны, эксплуатируются ЛГ МУП «УТВиВ» на праве хозяйственного ведения.

НГДУ «Лянторнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет деятельность на территории промышленной зоны.

Структура системы теплоснабжения города Лянтор представлена на рисунке 3.



Рисунок 3. Структура договорных отношений на территории городского поселения Лянтор

1.1.3. Зоны действия производственных котельных

На территории промышленной зоны городского поселения Лянтор располагается производственная паровая котельная. Паровая котельная расположена на территории структурного подразделения ПАО «Сургутнефтегаз» Лянторское дорожно-строительное управление (ЛДРСУ) треста «Сургутнефтедорстройремонт» по адресу ул. Дорожников, 5. Пар производственной котельной используется на технологические нужды в производственном процессе.

1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

На территориях городского поселения Лянтор, не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники теплоснабжения.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в городском поселении Лянтор сформированы в микрорайоне №8 и в существующей застройке микрорайона №9. Теплоснабжение расположенных в нем зданий осуществляется от индивидуальных электрических, твердотопливных и работающих на жидком топливе котлов.

1.1.5. Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения не зафиксировано.

1.2. Источники тепловой энергии

На территории городского поселения Лянтор теплоснабжение осуществляется от 4 источников тепловой энергии, а также от паровой котельной промзоны, которая осуществляет выработку пара на технологические нужды промышленных предприятий. Эксплуатацию источников выработки тепловой энергии осуществляют ЛГ МУП «УТВиВ» и НГДУ «Лянторнефть».

1.2.1. ЛГ МУП «УТВиВ»

1.2.1.1. Общее описание

Лянторское городское муниципальное унитарное предприятие «Управление теплоснабжения и водоотведения» (ЛГ МУП «УТВиВ») осуществляет деятельность по выработке и передаче тепловой энергии на территории городского поселения Лянтор.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная №1;
- котельная №2;
- котельная №3.

Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 92,99 Гкал/ч.

Котельные №1, №2 и №3 работают на единую тепловую сеть городского поселения Лянтор.

Котельная №1

Котельная эксплуатируется на праве хозяйственного ведения МУП «УТВиВ» и расположена по адресу г. Лянтор, ул. Магистральная, 12/2. Основным видом топлива на источнике является газ сухой отбензиненный компримированный.

Установленная мощность источника тепловой энергии составляет 91,97 Гкал/ч.

Здание котельной представлено на рисунке 4.



Рисунок 4. Внешний вид котельной №1

Котельная №2

Котельная эксплуатируется на праве хозяйственного ведения ЛГ МУП «УТВиВ» и располагается по адресу г. Лянтор, ул. Озерная, 24. Основным видом топлива на источнике является газ сухой отбензиненный компримированный.

Установленная мощность источника тепловой энергии составляет 59,84 Гкал/ч.

Здание котельной представлено на рисунке 5.



Рисунок 5. Внешний вид котельной №2

Котельная №3

Котельная находится на праве хозяйственного ведения ЛГ МУП «УТВиВ» и расположена по адресу г. Лянтор, ул. Магистральная, 12/1. Основным видом топлива на источнике является газ сухой отбензиненный компримированный.

Установленная мощность источника тепловой энергии составляет 150 Гкал/ч.

Здание котельной представлено на рисунке 6.



Рисунок 6. Внешний вид котельной №3

1.2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельная №1

В котельной №1 установлены два паровых котлоагрегата марки ДЕ-25-14 ГМ и четыре водогрейных котлоагрегата марки ДЕВ-25-14 ГМ. Котельная оснащена 6 стальными дымовыми трубами, каждая из которых имеет высоту 24 м и диаметр 0,82 м.

Режим работы котельной – сезонный, только в отопительный период. Температурный график отпуска тепловой энергии 110/70 °С. Система

теплоснабжения - закрытая, независимая.

На рисунке 7 представлен внешний вид котлоагрегата, установленного на котельной №1.

Технические характеристики основного оборудования, установленного на котельной №1 приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав и технические характеристики основного оборудования, установленного на котельной №1

Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегата	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Дата последнего текущего ремонта по состоянию на 01.01.2023 г.	Основное топливо
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	15,89	1985	08.22	Газ сухой отбензиненный компримированный
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	15,89	1985	06.22	
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	15,89	1986	05.22	
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	15,89	1986	06.22	
Паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,19	1987	05.22	
Паровой	ДЕ-25-14 ГМ	14,19	1987	08.22	
ИТОГО		91,97	–	–	–



Рисунок 7. Внешний вид котлоагрегата котельной №1

Котельная №2

В котельной №2 установлены четыре водогрейных котлоагрегата марки

ДЕВ-25-14 ГМ. Котельная оснащена 4 стальными дымовыми трубами, каждая из которых имеет высоту 33 м и диаметр 1 м.

Режим работы котельной – круглогодичный. Температурный график отпуска тепловой энергии 110/70 °С. Система теплоснабжения – закрытая, независимая.

На рисунке 8 представлен внешний вид котлоагрегата, установленного на котельной №2.

Технические характеристики основного оборудования, установленного на котельной №2 приведены в таблице 3.

Таблица 3. Технические характеристики основного оборудования котельной №2

Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегата	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Дата последнего текущего ремонта по состоянию на 01.01.2023 г	Основное топливо
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,96	1992	04.22	Газ сухой отбензиненный компримированный
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,96	1992	05.22	
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,96	1992	06.22	
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,96	1992	07.22	
ИТОГО		59,84	–	–	–



Рисунок 8. Внешний вид котла №1 котельной №2

Котельная №3

В котельной №3 установлены три водогрейных котлоагрегата марки КВГМ-50. Котельная имеет 1 железобетонную дымовую трубу высотой 100 м и диаметром 3,08 м.

Режим работы котельной – сезонный, только в отопительный период. Температурный график отпуска тепловой энергии 110/70 °С. Система теплоснабжения – закрытая, независимая.

На рисунке 9 представлен внешний вид котлоагрегатов, установленных на котельной №3.

Технические характеристики основного оборудования котельной №3 приведены в таблице 4.

Таблица 4. Технические характеристики основного оборудования котельной №3

Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегата	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Дата последнего текущего ремонта по состоянию на 01.01.2023 г	Основное топливо
Водогрейный	КВГМ-50	50	1991	05.22	Газ сухой отбензиненный компримированный
Водогрейный	КВГМ-50	50	1991	05.22	
Водогрейный	КВГМ-50	50	1991	06.22	
ИТОГО		150	–	–	–



Рисунок 9. Внешний вид котлоагрегатов в котельной №3

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

Характеристики тепловой мощности котельных представлены в таблице 5.

Таблица 5. Характеристики тепловой мощности котельных

Наименование параметра	Ед. изм.	Котельная №1	Котельная №2	Котельная №3
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	91,97	59,84	150
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	–	–	–
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	44,9	55,01	110,10
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	2,133		
Объем потребления тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды	%	1,02		
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	207,88		

Причины несоответствия установленной и располагаемой мощностей котельных ЛГ МУП «УТВиВ» представлены в разделе 1.2.1.4.

Котельные №1, №2 и №3 работают на единую тепловую сеть городского поселения и закольцованы между собой, поэтому в дальнейшем топливно-энергетические балансы котельных ЛГ МУП «УТВиВ» городского поселения Лянтор будут указываться как единый источник выработки тепловой энергии (суммарные значения по котельным №1, №2 и №3).

Сведения о вспомогательном оборудовании источников выработки тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» представлены в таблицах 6 - 8.

Таблица 6. Характеристики вспомогательного оборудования котельной №1

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Количество
1	Деаэратор	ДА 50/15	4
2		ДА 100/25	1
3	Водоподогреватель водо-водяной	Пластинчатый разборный	5
4		Пластинчатый паро-вод.	1
5	Охладитель выпара	ОВА-2	4
6		ОВА-8	1
7	Фильтр	Na - катионитовый Ду 1000 мм	4
8		Na - катионитовый Ду 1500 мм	8
9	Дымосос	ДН 12,5	6
10	Вентилятор	ВДН-11,2	6
11	Экономайзер	ЭП 1-808	6

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Количество
12	Насос сетевой	WILO IL -65/160-7,5/2	1
13		NKG 200-150-315/292A	2
14	Насос сырой воды	К 100-80-160 СД	6
15	Насос подпиточный	К 100-80-160 СД	4
16		К 45/30	1
17	Насос взрыхления	X50/32/125СД	1
18	Насос солевой	X50/32/125СД	2
19	Насос питательный	ЦДНГ 60/198	2
20	Сепаратор	V=0,2 м ³	1

Таблица 7. Характеристики вспомогательного оборудования котельной №2

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Количество
1	Деаэратор	ДА 50/15	2
2	Фильтр	Na – катионитовый Ду 2000мм	2
3	Дымосос	ДН 12,5	4
4	Вентилятор	ВДН – 11,2	4
5	Экономайзер	ЭП 1 - 808	4
6	Насос сетевой	Д1250/125	1
7		NKG 200-150-315/292A	2
8	Насос сырой воды	К 90/80	2
9	Насос подпиточный	К 100-80-160	2
10	Насос взрыхления/солевой	X50/32/125СД	3

Таблица 8. Характеристики вспомогательного оборудования котельной №3

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Количество
1	Деаэратор	ДА 50/15	2
2	Теплообменный аппарат	Пластинчатый разборный	3
3	Охладитель пара	ОВА - 2	2
4	Фильтр	Na – катионитовый Ду 2600мм	3
5	Дымосос	ДН 21 ГМ	3
6	Вентилятор	ВДН – 15	3
7	Насос сетевой	Д1250/125	2
8		NKG 200-150-315/292A	2
9	Насос сырой воды	К 100-80-160 СД	2
10	Насос подпиточный	К 100-80-160 СД	2
11	Насос аварийное подпитки	Д200/36	1
12	Насос взрыхления/солевой	X50/32/125СД	3

1.2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности связаны с превышением нормативного срока эксплуатации и высоким износом основного оборудования. Котлоагрегаты котельных ЛГ МУП «УТВиВ» регулярно проходят гидравлические испытания по результатам которых составляются режимные карты работы.

Параметры установленной и располагаемой тепловой мощности представлены в разделе 1.2.1.3.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников выработки тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» приведены в таблице 5.

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

Сроки эксплуатации основного оборудования источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» приведены в таблице 9.

Таблица 9. Сроки эксплуатации основного оборудования

Наименование котельной	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию котла	Полный назначенный срок службы не менее, лет	Фактический срок службы, лет	Год последнего капитального ремонта	Дата следующей экспертизы промышленной безопасности
Котельная №1	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1985	20	38	2018	до 19.09.2025
	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1985	20	38	2016	до 16.04.2023
	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1986	20	37	2013	до 27.04.2025
	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1986	20	37	2020	до 21.08.2025
	Паровой котел ДЕ-25-14 ГМ	1987	20	36	2013	до 07.05.2023
	Паровой котел ДЕ-25-14 ГМ	1987	20	36	2020	до 21.09.2023
Котельная №2	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1992	20	31	2017	до 08.10.2025
	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1992	20	31	2019	до 07.10.2023
	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1992	20	31	2021	до 12.07.2025
	Водогрейный котел ДЕВ-25-14 ГМ	1992	20	31	2012	до 11.08.2025
Котельная №3	Водогрейный котел КВГМ-50	1991	20	32	2014	до 28.05.2026
	Водогрейный котел КВГМ-50	1991	20	32	2007	до 26.09.2026
	Водогрейный котел КВГМ-50	1991	20	32	2009	до 27.09.2026

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

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников ЛГ МУП «УТВиВ» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к центральным и индивидуальным тепловым пунктам.

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть городского поселения Лянтор осуществляется от трех источников тепловой энергии. Котельные работают на единую тепловую сеть городского поселения. Циркуляция теплоносителя обеспечивается насосами, характеристики которых представлены в таблице 10.

Сведения о тягодутьевом оборудовании представлены в таблице 11.

Таблица 10. Характеристики насосного оборудования котельных ЛГ МУП «УТВиВ»

№ п/п	Тип оборудования	Марка	Количество, шт.	Производительность насоса, м ³ /ч	Напор насоса, м	Мощность электродвигателя, кВт	Обороты в минуту
Котельная №1							
1	Насос сетевой	WILO IL -65/160-7,5/2	1	87	32	400	1500
2		NKG 200-150-315/292A	2	978	91	355	2980
3	Насос сырой воды	К 100-80-160 СД	6	100	32	15-22	3000
4	Насос подпиточный	К 100-80-160 СД	4	100	32	15-22	3000
5		К 45/30	1	45	32	15-22	3000
6	Насос взрыхления	X50/32/125СД	1	12,5	20	2,2	3000
7	Насос солевой	X50/32/125СД	2	12,5	20	2,2-3,0	3000
8	Насос питательный	ЦДНГ 60/198	2	60	198	55	3000
Котельная №2							
9	Насос сетевой	Д1250/125	1	1250	125	630	1500
10		NKG 200-150-315/292A	2	978	91	355	2980
11	Насос сырой воды	К 90/80	2	90	80	18,5	3000
12	Насос подпиточный	К 100-80-160	2	100	32	15	3000
13	Насос взрыхления/солевой	X50/32/125СД	3	12,5	20	4	3000
Котельная №3							
14	Насос сетевой	Д1250/125	2	1250	125	630	3000
15		NKG 200-150-315/292A	2	978	91	355	2980
16	Насос сырой воды	К 100-80-160 СД	2	100	32	15	3000
17	Насос подпиточный	К 100-80-160 СД	2	100	32	15	3000
18	Насос аварийное подпитки	Д200/36	1	200	36	55	15000
19	Насос взрыхления/солевой	X50/32/125СД	3	12,5	20	2,2-4	2900-3000

Таблица 11. Характеристики тягодутьевого оборудования котельных ЛГ МУП «УТВиВ»

№ п/п	Тип оборудования	Марка	Количество, шт.	Производительность, м ³ /ч	Полное давление, Па	Мощность электродвигателя, кВт	Обороты в минуту
Котельная №1							
1	Дымосос	ДН 12,5	6	39900	4400	55-75	1500
2	Вентилятор	ВДН-11,2	6	28750	4400	45-55	1500
Котельная №2							
3	Дымосос	ДН 12,5	4	39900	4400	55-75	1500
4	Вентилятор	ВДН-11,2	4	28750	4400	55	1500
Котельная №3							
5	Дымосос	ДН 21 ГМ	3	83000	2100	90	600
6	Вентилятор	ВДН – 15	3	50000	3700	75	1000

Принципиальные технологические схемы источников выработки тепловой энергии представлены на рисунках 10, 11 и 12.

На рисунках 13, 14 и 15 представлено вспомогательное оборудование котельных ЛГ МУП «УТВиВ».

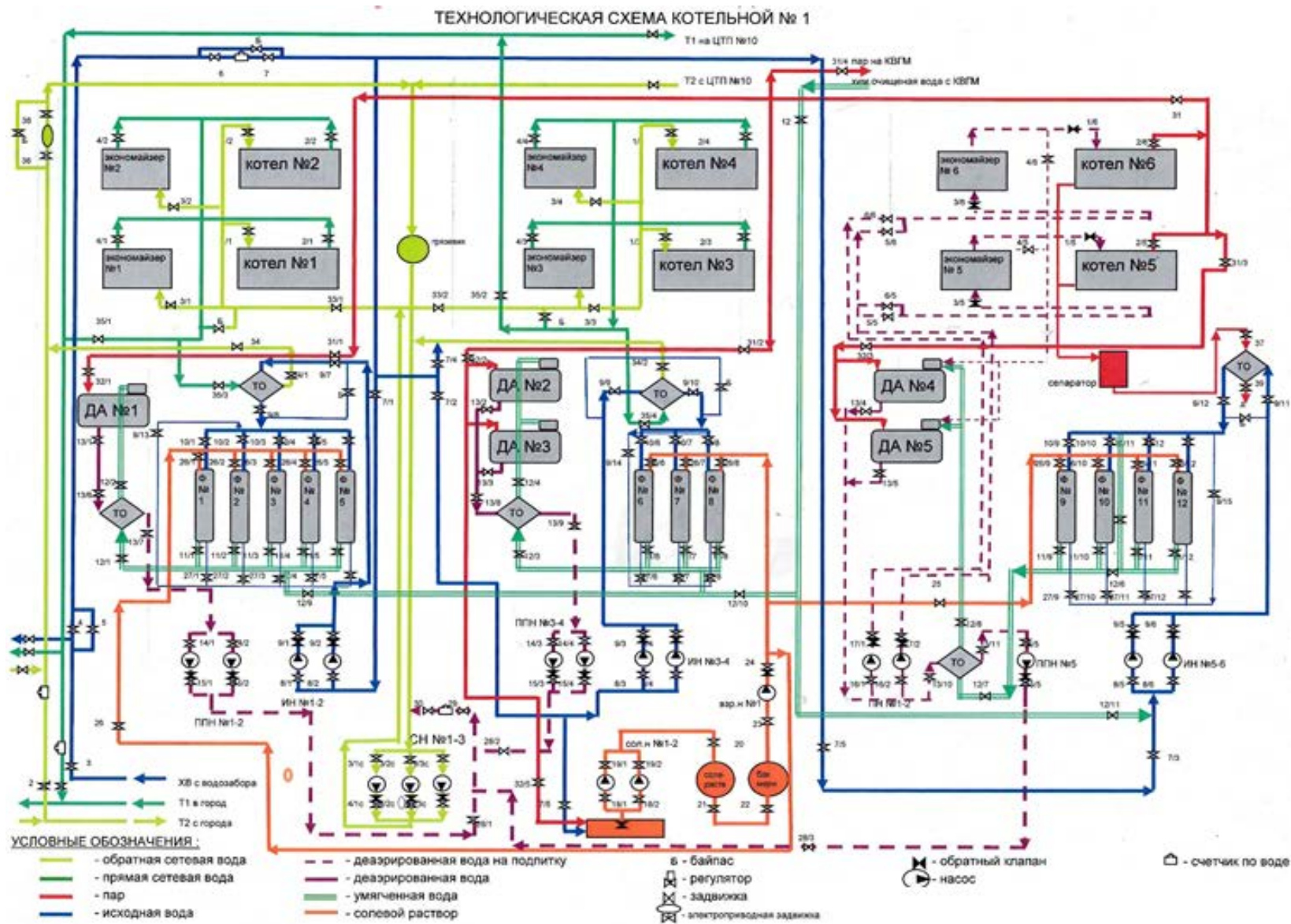


Рисунок 10. Принципиальная технологическая схема котельной №1

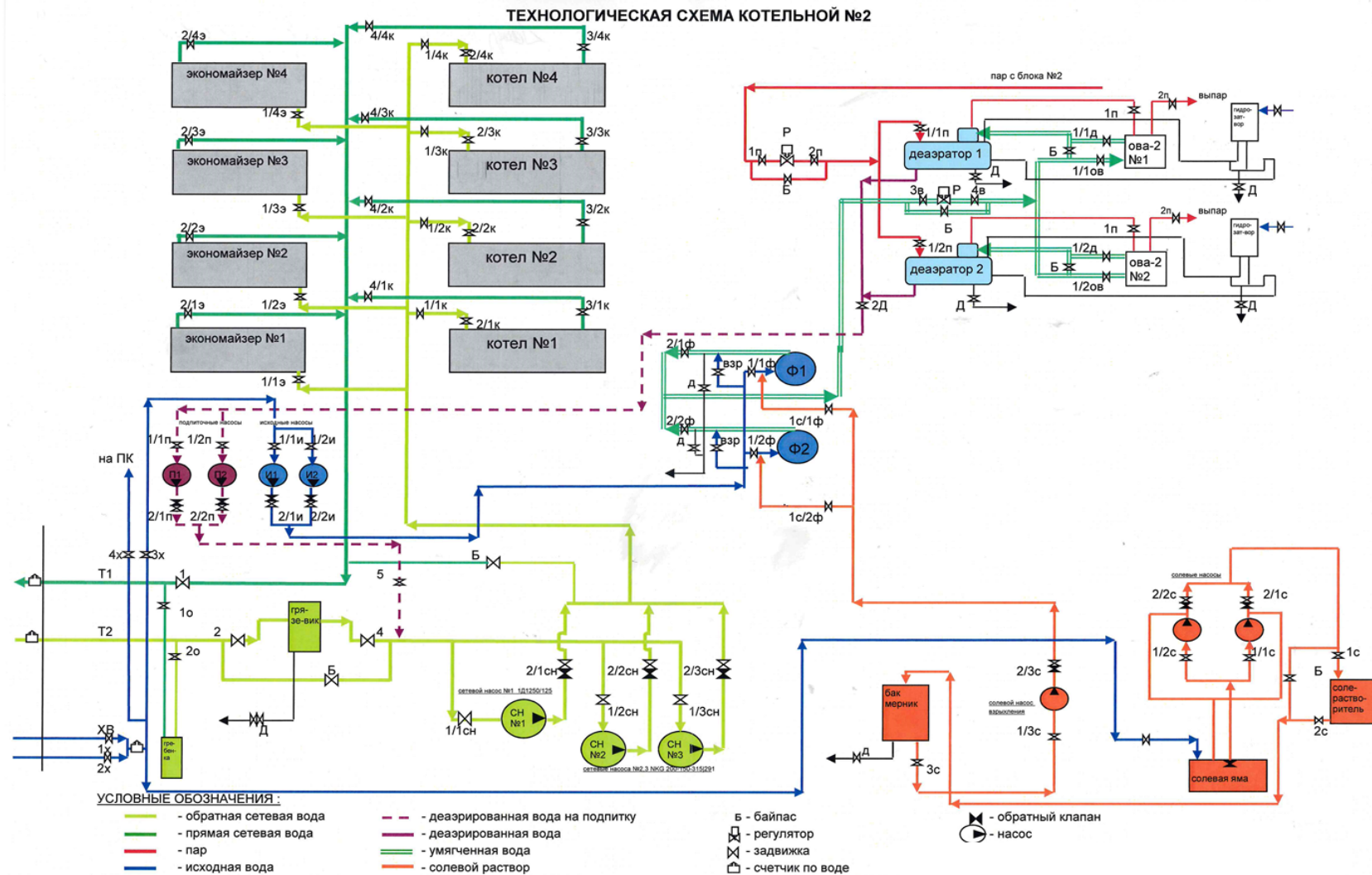


Рисунок 11. Принципиальная технологическая схема котельной №2

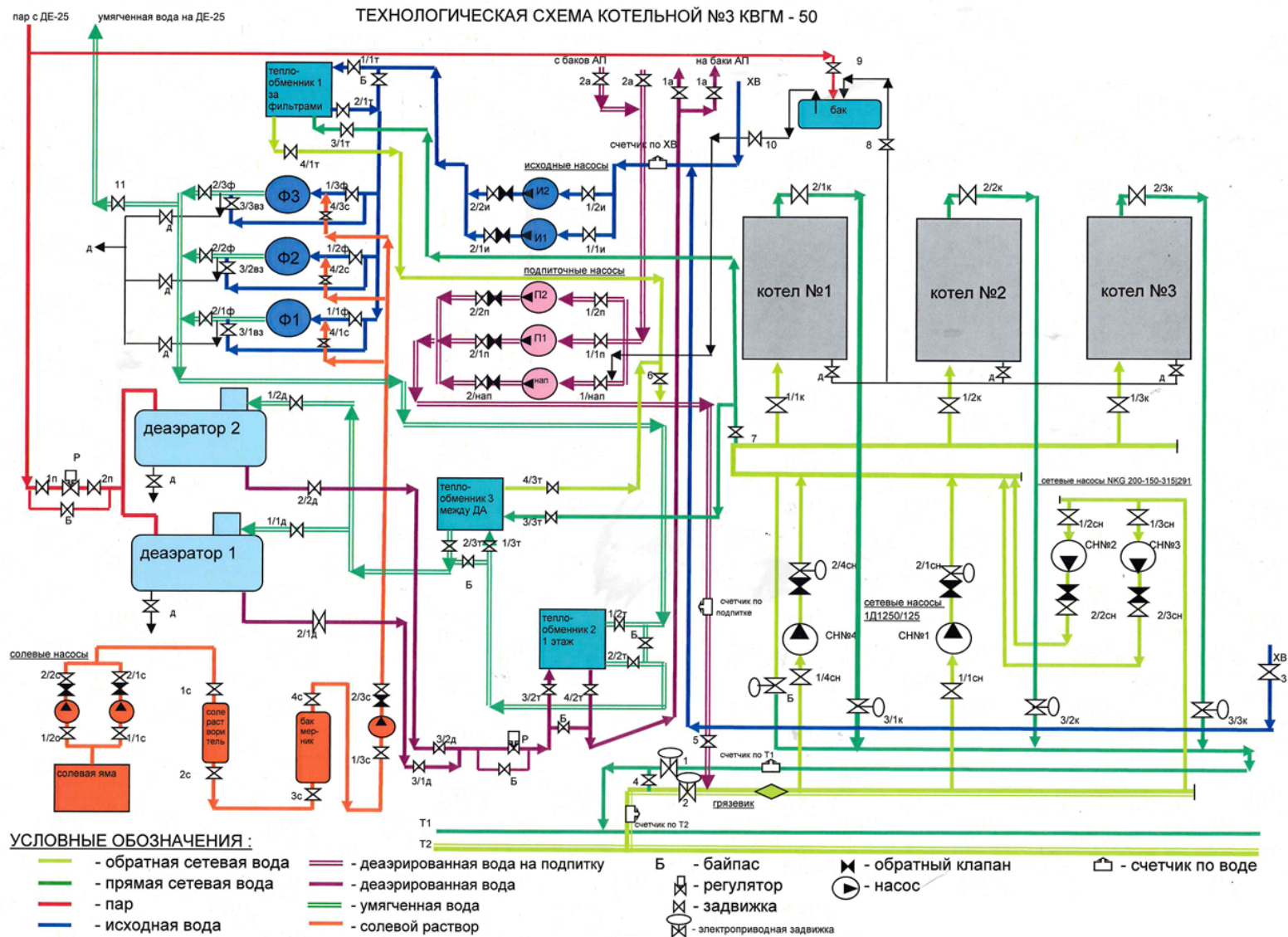


Рисунок 12. Принципиальная технологическая схема котельной №3

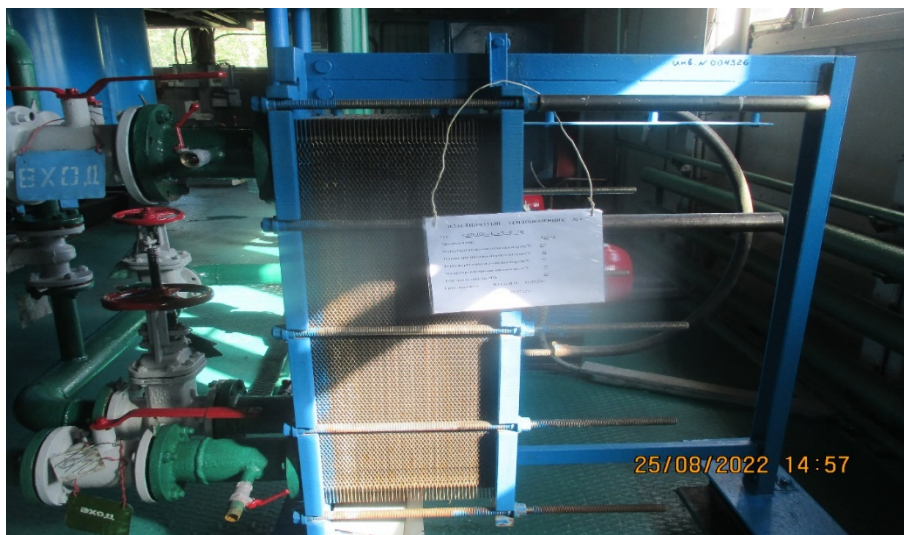


Рисунок 13. Вспомогательное оборудование котельной №1



Рисунок 14. Вспомогательное оборудование котельной №2



Рисунок 15. Вспомогательное оборудование котельной №3

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

Котельные №1, №2 и №3 работают на единую тепловую сеть города. Система теплоснабжения выполнена закрытой при одновременной подаче теплоты по водяным тепловым сетям на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

По магистральным тепловым сетям городского поселения Лянтор теплоноситель высоких параметров (температурным графиком 110/70 °С, давление на выходе из котельных 5,0 кгс/см²) подается до ЦТП и ИТП городского поселения.

На источниках тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» принят качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха. Утвержденный температурный график работы котельных и тепловых сетей до ЦТП 110/70 °С. График работы тепловых сетей от ЦТП до потребителей 95/70 °С.

Также в ЦТП производится корректировка существующих значений давления до значений, необходимых для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей.

Магистральные тепловые сети от котельных до ЦТП проложены частично в надземном и частично в подземном исполнении в изоляции ППУ (по технологии «труба в трубе»).

Температурные графики работы котельных приведены на рисунках 16 - 20.



Согласовано:
Глава города Лангорт

С.А. Махния
2022 г.

Утверждаю:

И.о. главного инженера ЛГ МУП "УТВиВ"
С.А. Тонконог
2022 г.



Температурный график
Котельная №1 ДЕ-25-14 ГМ (ЛГ МУП "УТВиВ")
г.п.Лангорт
в отопительный период 2022-2023 г.г.

Температура наружного воздуха	Прямой трубопровод	Обратный трубопровод
	Котельная №1 ДЕ-25/14ГМ температурный график 110 - 70 °С	
°С	T1 °С	T2 °С
10	70,00	46,00
9	70,00	46,00
8	70,00	46,00
7	70,00	46,00
6	70,00	46,00
5	70,00	46,00
4	70,00	46,00
3	70,00	46,00
2	70,00	46,00
1	70,00	46,00
0	70,00	46,00
-1	70,00	46,00
-2	70,00	46,00
-3	70,00	46,00
-4	70,00	47,00
-5	71,00	47,00
-6	71,00	47,00
-7	72,00	47,00
-8	73,00	48,00
-9	73,00	48,00
-10	74,00	48,00
-11	74,00	49,00
-12	75,00	50,00
-13	77,00	50,00
-14	77,00	51,00
-15	78,00	52,00
-16	78,00	52,00
-17	80,00	53,00
-18	81,00	54,00
-19	82,00	54,00
-20	84,00	55,00
-21	85,00	56,00
-22	87,00	56,00
-23	88,00	57,00
-24	89,00	58,00
-25	91,00	58,00
-26	92,00	59,00
-27	93,00	60,00
-28	94,00	60,00
-29	95,00	61,00
-30	96,00	62,00
-31	97,00	62,00
-32	99,00	63,00
-33	100,00	63,00
-34	101,00	64,00
-35	102,00	65,00
-36	103,00	65,00
-37	104,00	66,00
-38	105,00	66,00
-39	106,00	67,00
-40	107,00	68,00
-41	107,00	68,00
-42	108,00	69,00
-43	110,00	70,00

Рисунок 16. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №1



Согласовано:
Глава города Лангтор

С.А. Махия
2022 г.

Утверждаю:
И.о. главного инженера ЛГ МУП "УТВиВ"
С.А. Тонконов
2022 г.



Температурный график
Котельня №2 ДЕ-25-14 ГМ (ЛГ МУП "УТВиВ")
г.Лангтор
в отопительный период 2022-2023 г.г.

Температура наружного воздуха	Прямой трубопровод	Обратный трубопровод
	Котельня №2 ДЕ-25/14ГМ температурный график 110 - 70 °С	
°С	T1 °С	T2 °С
10	70,00	46,00
9	70,00	46,00
8	70,00	46,00
7	70,00	46,00
6	70,00	46,00
5	70,00	46,00
4	70,00	46,00
3	70,00	46,00
2	70,00	46,00
1	70,00	46,00
0	70,00	46,00
-1	70,00	46,00
-2	70,00	46,00
-3	70,00	46,00
-4	70,00	47,00
-5	71,00	47,00
-6	71,00	47,00
-7	72,00	47,00
-8	73,00	48,00
-9	73,00	48,00
-10	74,00	48,00
-11	74,00	49,00
-12	75,00	50,00
-13	77,00	50,00
-14	77,00	51,00
-15	78,00	52,00
-16	78,00	52,00
-17	80,00	53,00
-18	81,00	54,00
-19	82,00	54,00
-20	84,00	55,00
-21	85,00	56,00
-22	87,00	56,00
-23	88,00	57,00
-24	89,00	58,00
-25	91,00	58,00
-26	92,00	59,00
-27	93,00	60,00
-28	94,00	60,00
-29	95,00	61,00
-30	96,00	62,00
-31	97,00	62,00
-32	99,00	63,00
-33	100,00	63,00
-34	101,00	64,00
-35	102,00	65,00
-36	103,00	65,00
-37	104,00	66,00
-38	105,00	66,00
-39	106,00	67,00
-40	107,00	68,00
-41	107,00	68,00
-42	108,00	69,00
-43	110,00	70,00

Рисунок 17. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №2



Согласовано:
Глава города Лянтор

С.А. Махина
2022 г.

Утверждаю:

И.о. главного инженера ЛГ МУП "УТВиВ"

С.А. Тонконог

2022 г.



Температурный график
Котельная №3 КВГМ-50 (ЛГ МУП "УТВиВ")
г.п.Лянтор
в отопительный период 2022-2023 г.г.

Температура наружного воздуха	Прямой трубопровод	Обратный трубопровод
	Котельная №3 КВГМ-50 температурный график 110 - 70 °С	
°С	T1 °С	T2 °С
10	70,00	46,00
9	70,00	46,00
8	70,00	46,00
7	70,00	46,00
6	70,00	46,00
5	70,00	46,00
4	70,00	46,00
3	70,00	46,00
2	70,00	46,00
1	70,00	46,00
0	70,00	46,00
-1	70,00	46,00
-2	70,00	46,00
-3	70,00	46,00
-4	70,00	47,00
-5	71,00	47,00
-6	71,00	47,00
-7	72,00	47,00
-8	73,00	48,00
-9	73,00	48,00
-10	74,00	48,00
-11	74,00	49,00
-12	75,00	50,00
-13	77,00	50,00
-14	77,00	51,00
-15	78,00	52,00
-16	78,00	52,00
-17	80,00	53,00
-18	81,00	54,00
-19	82,00	54,00
-20	84,00	55,00
-21	85,00	56,00
-22	87,00	56,00
-23	88,00	57,00
-24	89,00	58,00
-25	91,00	58,00
-26	92,00	59,00
-27	93,00	60,00
-28	94,00	60,00
-29	95,00	61,00
-30	96,00	62,00
-31	97,00	62,00
-32	99,00	63,00
-33	100,00	63,00
-34	101,00	64,00
-35	102,00	65,00
-36	103,00	65,00
-37	104,00	66,00
-38	105,00	66,00
-39	106,00	67,00
-40	107,00	68,00
-41	107,00	68,00
-42	108,00	69,00
-43	110,00	70,00

Рисунок 18. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от котельной №3



С.А. Махния
2022 г.

Утверждаю:

И.о. главного инженера ЛГ МУП "УТВнВ"

С.А. Тонконог

04.08 2022 г.



**Температурный график
ЦТП ЛГ МУП "УТВнВ"**

г.п.Лянтор
в отопительный период 2022-2023 г.г.

Температура наружного воздуха	Прямой трубопровод	Обратный трубопровод
	ЦТП температурный график 95 - 70 °С	
°С	T1 °С	T2 °С
10	36,30	32,40
9	37,60	33,30
8	38,90	34,20
7	40,20	35,10
6	41,50	36,00
5	42,80	36,90
4	44,02	37,72
3	45,24	38,54
2	46,46	39,36
1	47,68	40,18
0	48,90	41,00
-1	50,08	41,78
-2	51,26	42,56
-3	52,44	43,34
-4	53,62	44,12
-5	54,80	44,90
-6	55,94	45,64
-7	57,08	46,38
-8	58,22	47,12
-9	59,36	47,86
-10	60,50	48,60
-11	61,60	49,30
-12	62,70	50,00
-13	63,80	50,70
-14	64,90	51,40
-15	66,00	52,10
-16	67,08	52,78
-17	68,16	53,46
-18	69,24	54,14
-19	70,32	54,82
-20	71,40	55,50
-21	72,46	56,16
-22	73,52	56,82
-23	74,58	57,48
-24	75,64	58,14
-25	76,70	58,80
-26	77,74	59,44
-27	78,78	60,08
-28	79,82	60,72
-29	80,86	61,36
-30	81,90	62,00
-31	82,92	62,64
-32	83,94	63,28
-33	84,96	63,92
-34	85,98	64,56
-35	87,00	65,20
-36	88,00	65,80
-37	89,00	66,40
-38	90,00	67,00
-39	91,00	67,60
-40	92,00	68,20
-41	93,00	68,80
-42	94,00	69,40
-43	95,00	70,00

**Рисунок 19. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от
ЦТП**



Согласовано:
Глава города Ляпунов

С.А. Махия
2022 г.

Утверждаю:

И.о. главного инженера ЛП МУП "УТВиВ"

С.А. Тонконог

04.08 2022 г.



**Температурный график
ИТП ЛП МУП "УТВиВ"**

г. Ляпунов

в отопительный период 2022-2023 г.г.

Температура наружного воздуха	Прямой трубопровод	Обратный трубопровод
	ИТП зданий температурный график 95-70 С	
°С	T1 °С	T2 °С
10	36,30	32,40
9	37,60	33,30
8	38,90	34,20
7	40,20	35,10
6	41,50	36,00
5	42,80	36,90
4	44,02	37,72
3	45,24	38,54
2	46,46	39,36
1	47,68	40,18
0	48,90	41,00
-1	50,08	41,78
-2	51,26	42,56
-3	52,44	43,34
-4	53,62	44,12
-5	54,80	44,90
-6	55,94	45,64
-7	57,08	46,38
-8	58,22	47,12
-9	59,36	47,86
-10	60,50	48,60
-11	61,60	49,30
-12	62,70	50,00
-13	63,80	50,70
-14	64,90	51,40
-15	66,00	52,10
-16	67,08	52,78
-17	68,16	53,46
-18	69,24	54,14
-19	70,32	54,82
-20	71,40	55,50
-21	72,46	56,16
-22	73,52	56,82
-23	74,58	57,48
-24	75,64	58,14
-25	76,70	58,80
-26	77,74	59,44
-27	78,78	60,08
-28	79,82	60,72
-29	80,86	61,36
-30	81,90	62,00
-31	82,92	62,64
-32	83,94	63,28
-33	84,96	63,92
-34	85,98	64,56
-35	87,00	65,20
-36	88,00	65,80
-37	89,00	66,40
-38	90,00	67,00
-39	91,00	67,60
-40	92,00	68,20
-41	93,00	68,80
-42	94,00	69,40
-43	95,00	70,00

Рисунок 20. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии от ИТП

1.2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Суммарное число часов работы в год источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» за 2022 год составило 8448 ч.

Котельная №1

На котельной №1 установлено два паровых котла ДЕ-25-14 ГМ и четыре водогрейных котла ДЕВ-25-14 ГМ. Сведения о времени работы котельной №1 за 2022 год представлены в таблице 12.

Таблица 12. Сведения о времени работы котельной №1

Период	Наработка, ч					
	ДЕВ-25-14 ГМ (котел 1)	ДЕВ-25-14 ГМ (котел 2)	ДЕВ-25-14 ГМ (котел 3)	ДЕВ-25-14 ГМ (котел 4)	ДЕ-25-14 ГМ (котел 5)	ДЕ-25-14 ГМ (котел 6)
Январь	469	273	464	278	0	744
Февраль	530	0	243	430	0	667
Март	9	350	702	13	13	728
Апрель	587	231	0	719	5	744
Май	299	0	0	297	0	94
Июнь	0	0	0	0	0	0
Июль	0	0	0	0	0	0
Август	1	1	1	1	0	0
Сентябрь	560	680	0	0	1	1
Октябрь	744	501	152	0	0	101
Ноябрь	478	252	719	0	0	628
Декабрь	0	735	188	641	0	734
Итого:	3677	3023	2469	2379	19	4441

Сведения о количестве пусков из горячего и холодного состояний представлены в таблице 13.

Таблица 13. Сведения о количестве пусков из горячего и холодного состояния основного оборудования котельной №1

Период	Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)						Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)					
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №5	Котел №6	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №5	Котел №6
Январь	0	0	1	0	0	0	1	0	0	1	0	0
Февраль	0	0	1	0	0	2	2	0	1	0	0	0
Март	0	1	1	0	0	3	1	2	1	1	0	0
Апрель	3	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	2
Май	2	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	3
Июнь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Июль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Август	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0
Сентябрь	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	0
Октябрь	0	0	1	0	0	2	0	1	1	1	0	6
Ноябрь	0	3	3	0	0	3	1	0	0	0	0	4
Декабрь	0	1	2	3	0	0	2	0	1	1	0	0
Итого:	5	5	9	4	0	13	10	5	5	5	1	15

Котельная №2

На котельной №2 установлено четыре водогрейных котла ДЕВ-25-14 ГМ. Сведения о времени работы котельной №2 за 2022 год представлены в таблице 14.

Таблица 14. Сведения о времени работы котельной №2

Период	Наработка, ч			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	672	163	500	0
Февраль	605	227	158	0
Март	301	599	176	51
Апрель	425	586	152	40
Май	744	0	0	107
Июнь	468	0	0	250
Июль	0	441	10	0
Август	0	414	330	0
Сентябрь	0	710	0	77
Октябрь	345	399	180	527
Ноябрь	720	0	710	0
Декабрь	39	710	707	0
Итого:	4319	4249	2923	1052

Сведения о количестве пусков из горячего и холодного состояний представлены в таблице 15.

Таблица 15. Сведения о количестве пусков из горячего и холодного состояния основного оборудования котельной №2

Период	Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)				Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	1	0	1	0	2	0	1	0
Февраль	0	0	0	0	1	1	2	0
Март	2	0	0	1	4	2	1	1
Апрель	0	0	2	0	1	0	0	2
Май	0	0	0	0	0	0	0	2
Июнь	0	0	0	0	0	0	0	1
Июль	0	0	0	0	0	1	1	0
Август	0	2	0	0	0	2	2	0
Сентябрь	0	1	0	0	0	1	0	1
Октябрь	0	0	0	1	1	0	1	1
Ноябрь	0	0	1	0	0	0	1	0
Декабрь	0	1	1	0	0	1	1	0
Итого:	3	4	5	2	9	8	10	8

Котельная №3

На котельной №3 установлено три водогрейных котла КВГМ-50. Сведения о времени работы котельной за 2022 год представлены в таблице 16.

Таблица 16. Сведения о времени работы котельной №3

Период	Наработка, ч		
	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Январь	0	0	744
Февраль	272	316	82
Март	657	0	0
Апрель	0	0	0
Май	0	0	0
Июнь	0	0	0
Июль	0	0	0
Август	0	0	0
Сентябрь	0	0	0
Октябрь	1	1	1
Ноябрь	163	11	227
Декабрь	154	576	3
Итого:	1247	904	1057

Сведения о количестве пусков из горячего и холодного состояния представлены в таблице 17.

Таблица 17. Сведения о количестве пусков из горячего и холодного состояния основного оборудования котельной №3

Период	Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)			Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)		
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №1	Котел №2	Котел №3
Январь	0	0	2	0	0	0
Февраль	0	0	0	1	1	0
Март	0	0	0	0	0	0
Апрель	0	0	0	0	0	0
Май	0	0	0	0	0	0
Июнь	0	0	0	0	0	0
Июль	0	0	0	0	0	0
Август	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	0	0	0	0	0	0
Октябрь	0	0	0	1	1	1
Ноябрь	1	3	3	3	3	2
Декабрь	0	2	0	0	1	1
Итого:	1	5	5	5	6	4

1.2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной от источников в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных, а также на сети теплоснабжения на границе раздела эксплуатационной и балансовой принадлежности. Данные по оснащённости приборами учета на котельных ЛГ МУП «УТВиВ» приведены в таблице 18.

Таблица 18. Данные по оснащённости приборами учета на котельных ЛГ МУП «УТВиВ»

Источник	Наименование прибора учета	Заводской номер прибора	Дата последней проверки
Котельная №1	ЭМИС-ВИХРЬ 205	1614	17.07.2018
		1615	19.07.2018
Котельная №2	ЭМИС-ВИХРЬ 205	1612	02.09.2022
		1613	28.02.2020
Котельная №3	ЭМИС-ВИХРЬ 205	1616	18.07.2018
		5597	03.03.2021

Данные по оснащённости приборами учета ЦТП и ИТП приведены в таблице 19.

Таблица 19. Данные по оснащённости приборами учета ЦТП и ИТП

№ п/п	Наименование теплового пункта	Наименование прибора учета
1	ЦТП-1	ИМ2300
2	ЦТП-2	ИМ2300
3	ЦТП-3	ИМ2300
4	ЦТП-4	ИМ2300
5	ЦТП-5	ИМ2300
6	ЦТП-6	ИМ2300
7	ЦТП-7	ИМ2300
8	ЦТП-9	ИМ2300
9	ЦТП-10	ИМ2300
10	ЦТП-11	ИМ2300
11	ЦТП-12	ИМ2300
12	ЦТП-13	ИМ2300
13	ЦТП-33	ИМ2300
14	ЦТП-42	ИМ2300
15	ЦТП-51	ИМ2300
16	ЦТП-56	ИМ2300
17	ЦТП-70	ИМ2300
18	ЦТП-73	ИМ2300
19	ЦТП-76	ИМ2300
20	ЦТП-77	ИМ2300
21	ИТП №1	ИМ2300

№ п/п	Наименование теплового пункта	Наименование прибора учета
22	ИТП №2	ИМ2300
23	ИТП №3	ИМ2300
24	ИТП №4	ИМ2300
25	ИТП №5	ИМ2300
26	ИТП №6	ИМ2300
27	ИТП №7	ИМ2300
28	ИТП №8	ИМ2300
29	ИТП №9	ИМ2300
30	ИТП №10	ИМ2300
31	ИТП №11	ИМ2300
32	ИТП №12	ИМ2300
33	ИТП №13	Логика
34	ИТП №14	Логика
35	ИТП №16	ИМ2300
36	ИТП №17	ИМ2300
37	ИТП №18	ИМ2300
38	ИТП №19	ИМ2300

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Согласно полученным сведениям, отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» не зафиксировано.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» отсутствуют.

1.2.1.13. 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 ЛГ МУП «УТВиВ» и оборудование, входящее в их состав, отнесенные к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.2.2. НГДУ «Лянторнефть»

1.2.2.1. Общее описание

Цех теплоснабжения НГДУ «Лянторнефть» осуществляет деятельность по выработке и передаче тепловой энергии на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках тепловой энергии:

- котельная ДЕВ-25;
- автоматизированная паровая котельная.

Котельные расположены по адресу: г. Лянтор, ул. Дорожников 25. Основным видом топлива на источниках является газ сухой отбензиненный компримированный. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 45,093 Гкал/ч, в т.ч. 0,373 Гкал/ч по пару.

Котельные эксплуатируются на праве собственности НГДУ «Лянторнефть» ПАО «Сургутнефтегаз».

1.2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

Котельная ДЕВ-25

В котельной ДЕВ-25 установлены четыре водогрейных котлоагрегата марки ДЕВ-25-14 ГМ.

Режим работы котельной – сезонный, только в отопительный период. Температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая.

Технические характеристики основного оборудования котельной представлены в таблице 20.

Таблица 20. Состав и технические характеристики основного оборудования котельной ДЕВ-25

Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегата	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Основное топливо
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,15	1998	Газ сухой отбензиненный компримированный
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,15	1998	
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,15	1998	
Водогрейный	ДЕВ-25-14 ГМ	14,15	1998	

Автоматизированная паровая котельная

В паровой автоматизированной котельной установлены два паровых котлоагрегата марки ALBA D05-3500.

Режим работы котельной – круглогодичный. Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной 190 °С.

Технические характеристики основного оборудования котельной представлены в таблице 21.

Таблица 21. Состав и технические характеристики основного оборудования паровой котельной

Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегата	Установленная мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Основное топливо
Паровой	ALBA D05-3500	2,055 (3,5 т/ч)	2018	Газ сухой отбензиненный компримированный
Паровой	ALBA D05-3500	2,055 (3,5 т/ч)	2018	

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

Характеристики тепловой мощности котельных представлены в таблице 22.

Таблица 22. Характеристики тепловой мощности котельных

Наименование параметра	Ед. изм.	Котельная ДЕВ-25	Автоматизированная паровая котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	56,6	4,11
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	–	–
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	56,6	4,11
Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Гкал/ч	0,525	0,0089
Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды	%	0,93%	0,22%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	56,08	4,101

Сведения о вспомогательном оборудовании котельных представлены в таблицах 23 и 24.

Таблица 23. Характеристики вспомогательного оборудования котельной ДЕВ-25

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Количество, шт.
1	Экономайзер	ЭБ-808	4
2	РВС	-	2
3	Вентилятор	ВДН-11,2	4
4	Дымосос	ДН-12,5	4
5	Фильтр	ФИПиа-2,0-0,6На	4
6	Деаэратор	КДА-100/25	1
7	Насосы солевые	X50-32-125 СД	3
8	Насосы сетевые	1Д630-90-Т	3
9	Насосы сырой воды	К 100-65-200	2
10	Насосы подпиточные	К 80-65-160	3
11	Насосы взрыхления фильтров	К 80-65-160	2
12	Насосы промканализации	СМ 100-65-200/2	2
13	Теплообменник хим. очищенной воды	16-325-400-Р2	1
14	Теплообменник исходной воды	16-325-2000-Р2	1
15	Теплообменник горячей воды	АБК-16-100-2000Р6	1
16	Солерастворитель	Д 30795	1

Таблица 24. Характеристики вспомогательного оборудования паровой котельной

№ п/п	Наименование оборудования	Тип оборудования	Количество, шт.
1	Экономайзер	ALBA	2
2	Фильтра ХВО	АКВА ФЛОУ SA 146-355	1
3	Фильтра ХВО	АКВА ФЛОУ SC 050-333	1
4	Насос исходной воды	Wilо-IL-32/150-2,2/2	2
5	Насос антикавитационный	Wilо-IL-32/150-2,2/2	2
6	Насос питательный	Speck-Kolbenpumpenfabrik P41/58	4
7	Бак питательной воды	–	–
8	Теплообменники	Kelvion NT50TH/CDS-16/16	2
9	Вентиляторы	Вентилятор осевой Оптима-4	1
10	Вентиляторы	Вентилятор вытяжной YWF(K)4E-350-ZF	1

1.2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 22. В настоящее время, ограничения мощности на источниках НГДУ «Лянторнефть» отсутствуют.

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

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников выработки тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть» представлены в разделе 1.2.2.3.

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

Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования источников тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть» представлены в пункте 1.2.2.2. настоящего

документа. Информация о проведении ремонтных работ представлена в таблице 25.

Таблица 25. Сроки эксплуатации основного оборудования

№ п/п	Тип котлоагрегата	Марка котлоагрегата	Год проведения последнего	
			капитального ремонта	режимной наладки
Котельная ДЕВ-25				
1	Водогрейный котел	ДЕВ-25-14 ГМ	–	2021
2	Водогрейный котел	ДЕВ-25-14 ГМ	–	2021
3	Водогрейный котел	ДЕВ-25-14 ГМ	2010	2020
4	Водогрейный котел	ДЕВ-25-14 ГМ	2020	2020
Автоматизированная паровая котельная				
5	Паровой котел	ALBA D05-3500	2021	2020
6	Паровой котел	ALBA D05-3500	2022	2022

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

Котельная ДЕВ-25

Отпуск тепла на нужды теплоснабжения абонентов промышленной зоны городского поселения Лянтор осуществляется с коллекторов источника выработки тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям.

Выдача тепловой мощности с котельной ДЕВ-25 промышленной зоны осуществляется от четырех водогрейных котлов. Температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С. Потребители подключены к системе теплоснабжения по закрытой схеме.

Автоматизированная паровая котельная

Вырабатываемая тепловая энергия на паровой котельной в виде пара используется на собственные нужды котельной ДЕВ-25, а также на технологические нужды структурных подразделений НГДУ «Лянторнефть» ПАО «Сургутнефтегаз». Температура подачи пара структурным подразделениям составляет порядка 190 °С.

Циркуляция теплоносителя обеспечивается насосами, характеристики которых представлены в таблице 26. Принципиальные технологические схемы котельных представлены на рисунках 21 и 22.

Таблица 26. Характеристики насосного оборудования котельных НГДУ «Лянторнефть»

№ п/п	Тип оборудования	Марка	Количество, шт.	Производительность насоса, м ³ /ч	Напор насоса, м	Мощность электродвигателя, кВт	Обороты в минуту
Автоматизированная паровая котельная							
1	Насосы сетевые (Антикавитационные)	Wilo-IL-32/150-2,2/2	2	23	27,8	2,2	2900
2	Насосы питательные	Speck-Kolbenpumpenfabrik P41/58	4	2,4	–	6,9	750
3	Насосы сырой воды	Wilo-IL-32/150-2,2/2	2	23	27,8	2,2	2900
Котельная ДЕВ-25							
4	Насосы сетевые	1Д630-90-Г	3	630	90	315	1450
5	Насосы подпиточные	К 80-65-160	2	52	32	7,5	3000
6	Насосы подпиточные	К 80-65-160	1	52	32	7,5	3000
7	Насосы солевые	X50-32-125 СД	3	12,5	20	3	3000
8	Насосы сырой воды	К 100-65-200	2	100	50	30	3000
9	Насосы взрыхления фильтров	К 80-65-160	2	52	32	7,5	3000
10	Насос промканализации	СМ 100-65-200/2	2	100	50	37	3000

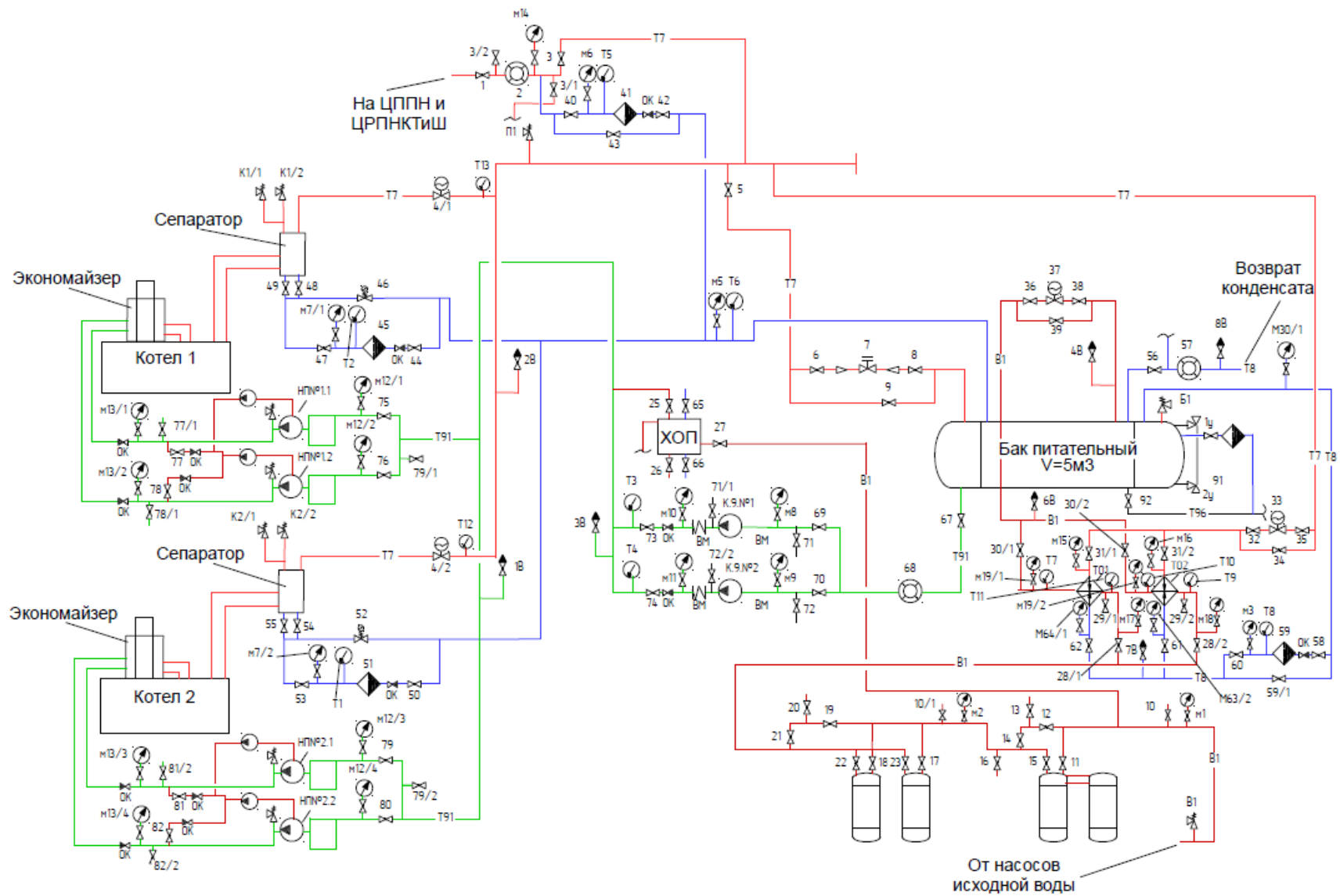


Рисунок 21. Принципиальная технологическая схема автоматизированной паровой котельной НГДУ «Лянторнефть»

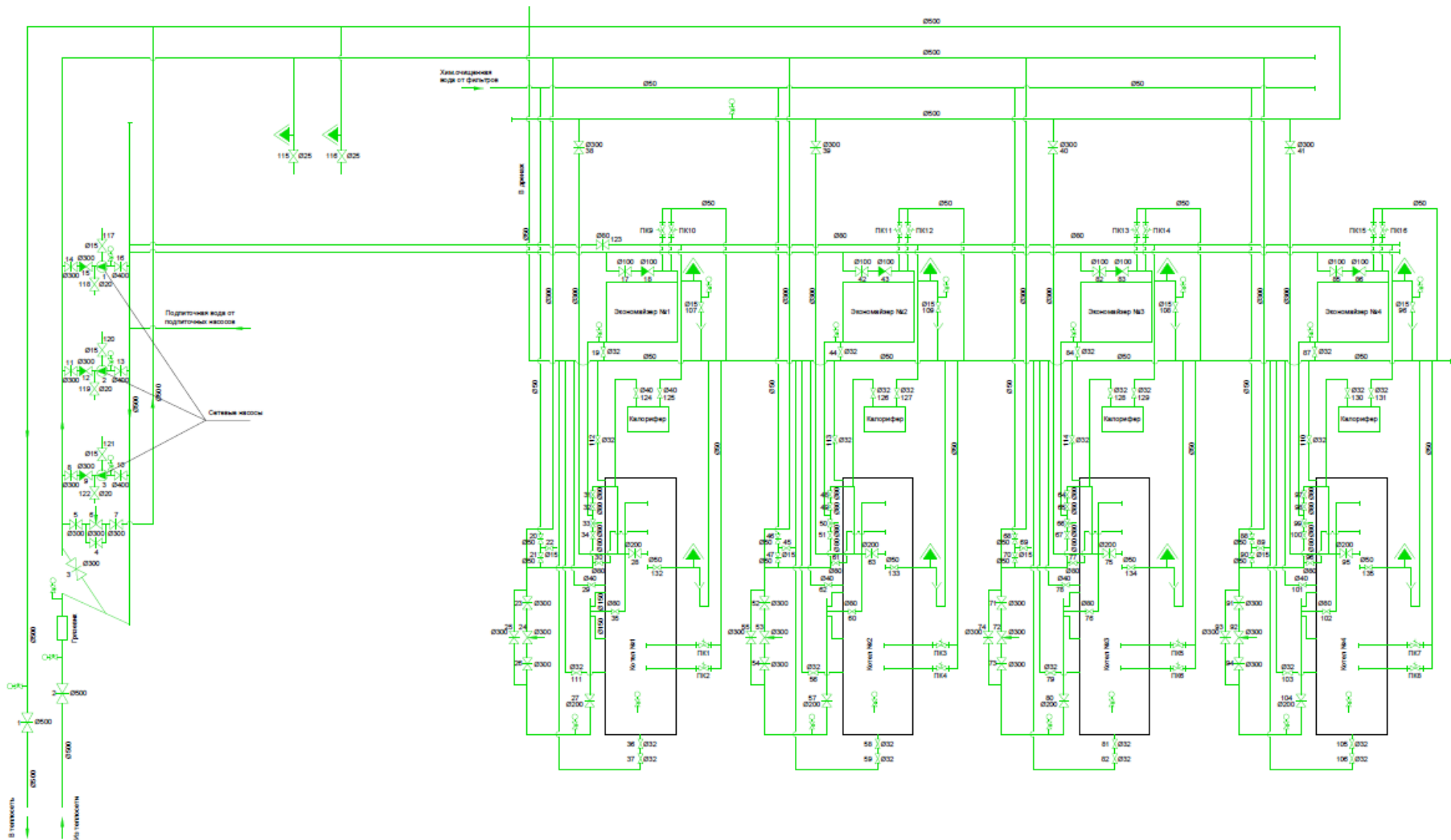


Рисунок 22. Принципиальная технологическая схема котельной ДЕВ-25 НГДУ «Лянторнефть»

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

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельной ДЕВ-25 промышленной зоны городского поселения Лянтор осуществляется качественном способом. Качественное регулирование предусматривает изменение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

Температурный график работы тепловых сетей от котельной ДЕВ-25 – 95/70 °С (рисунок 23), от автоматизированной паровой котельной 190 °С.

СОГЛАСОВАНО
И.о.главного энергетика -
заместителя начальника
НГДУ "Лянторнефть"
А.А.Патрин
" " " 2022 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ "Лянторнефть"
Р.В.Рубаха
"30" "11" 2022 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
регулирования отпуска теплоты на 95° - 70°
отопительной котельной ДЕВ-25
Промзона г.Лянтор НГДУ "Лянторнефть"
на 2023 год

Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 95/70		Температура наружного воздуха, Т _{нв} , °С	Температурный график 95/70	
	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С		Температура сетевой воды в подающем трубопроводе, Т1, °С	Температура сетевой воды в обратном трубопроводе, Т2, °С
8	35,21	31,11	-18	67,69	52,94
7	36,63	32,13	-19	68,87	53,7
6	38,07	33,15	-20	69,97	54,4
5	39,37	34,05	-21	71,07	55,1
4	40,81	35,06	-22	72,25	55,85
3	42,1	35,95	-23	73,36	56,56
2	43,33	36,78	-24	74,47	57,25
1	44,71	37,74	-25	75,57	57,95
0	46	38,63	-26	76,68	58,66
-1	47,24	39,47	-27	77,79	59,34
-2	48,55	40,35	-28	78,9	60,05
-3	49,78	41,18	-29	79,93	60,68
-4	51,09	42,07	-30	81,11	61,44
-5	52,25	42,83	-31	82,15	62,08
-6	53,49	43,67	-32	83,27	62,77
-7	54,73	44,48	-33	84,31	63,41
-8	55,9	45,25	-34	85,41	64,11
-9	57,14	46,07	-35	86,53	64,81
-10	58,31	46,84	-36	87,56	65,44
-11	59,48	47,61	-37	88,68	66,13
-12	60,72	48,42	-38	89,72	66,77
-13	61,89	49,19	-39	90,76	67,41
-14	63,07	49,95	-40	91,87	68,1
-15	64,24	50,72	-41	92,91	68,74
-16	65,34	51,42	-42	93,96	69,36
-17	66,52	52,17	-43	95	70

Рисунок 23. Температурный график регулирования отпуска теплоты на котельной ДЕВ-25 НГДУ «Лянторнефть»

1.2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Суммарное число часов работы в год водогрейной котельной ДЕВ-25 НГДУ «Лянторнефть» за 2022 год составило 6092 ч.

Суммарное число часов работы за 2022 год автоматизированной паровой котельной промышленной зоны городского поселения Лянтор составило 8760 ч.

Котельная ДЕВ-25

На котельной ДЕВ-25 установлены четыре водогрейных котла марки ДЕВ-25. Сведения о времени работы котельной за 2022 год представлены в таблице 27.

Таблица 27. Сведения о времени работы котельной ДЕВ-25 за 2022 год

Период	Наработка, ч			
	Котел №1	Котел №2	Котел №3	Котел №4
Январь	6	619,25	630,40	154,05
Февраль	4,25	196,45	601,45	286,50
Март	6,1	477	580,20	72
Апрель	8,50	328,05	328,50	0
Май	1,10	1,45	123,15	0
Июнь	0	0	0	0
Июль	0	0	0	0
Август	0	0	0	0
Сентябрь	1	104	104,50	2,35
Октябрь	4,05	217,35	242,05	192
Ноябрь	5,05	415	496,20	247,25
Декабрь	5,40	442	715,10	424,30
Итого:	41,45	2800,55	3821,55	1378,45

Автоматизированная паровая котельная

На автоматизированной паровой котельной установлены два котла марки ALBA D05-3500. Сведения о времени работы котельной за 2022 год представлены в таблице 28.

Таблица 28. Сведения о времени работы автоматизированной паровой котельной за 2022 год

Период	Наработка, ч	
	Котел №1	Котел №2
Январь	280	467
Февраль	336	411
Март	562	185
Апрель	717,55	0
Май	336	411
Июнь	180	516
Июль	120	624
Август	264	504
Сентябрь	0	720
Октябрь	113	608
Ноябрь	247,50	635,55
Декабрь	522	457
Итого:	3678,05	5538,55

1.2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет отпуска тепловой энергии на источниках выработки тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть» осуществляется по средствам приборов учета:

- автоматизированная паровая котельная – СВП-2500;
- котельная ДЕВ-25 – ДКС-10-500-А/Б-1.

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Согласно предоставленным данным, отказов и восстановлений оборудования на источниках тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть» за рассматриваемый период не зафиксировано.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть» отсутствуют.

1.2.2.13. 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 НГДУ «Лянторнефть» и оборудования, входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность, которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей отсутствуют.

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

Изменения в составе оборудования источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения городского поселения Лянтор, не зафиксированы.

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

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

1.3.1.1. Структура тепловых сетей ЛГ МУП «УТВиВ»

Централизованное теплоснабжение жилой и общественно-деловой застройки городского поселения Лянтор обеспечивает ЛГ МУП «УТВиВ», осуществляющее транспорт тепла от источников тепловой энергии до потребителей по магистральным и распределительным сетям через центральные и индивидуальные тепловые пункты.

Котельные №1, №2, №3 работают в единую тепловую сеть городского поселения. Тепловые сети источников выработки тепловой энергии закольцованы между собой, поэтому разделение их зон действия является условным.

ЛГ МУП «УТВиВ» осуществляет передачу тепловой энергии по тепловым сетям протяженностью 149,436 км (в однострубно́м исчислении, с учетом бесхозяйных сетей теплоснабжения) с использованием 20-ти ЦТП и 18-ти ИТП и горячей воды по сетям ГВС протяженностью – 51,678 км (в однострубно́м исчислении, с учетом бесхозяйных сетей).

Магистральные сети, работающие по температурному графику 110/70 °С, от котельных до ЦТП проложены частично в надземном исполнении с изоляцией из оцинкованной стали и частично в подземном исполнении из трубы в изоляции ППУ (по технологии «труба в трубе»).

Распределение магистральных сетей по типу прокладки графически представлено на рисунке 24.

Как видно из диаграммы, 56,38% от общей протяженности магистральных сетей проложены в подземном исполнении.



Рисунок 24. Распределение магистральных сетей по типу прокладки

Внутриквартальные сети теплоснабжения, работающие по температурному графику 95/70 °С, от ЦТП до потребителей проложены как в подземном, так и в надземном исполнении стальными трубами в ППУ изоляции (по технологии «труба в трубе»).

Распределение внутриквартальных сетей теплоснабжения по типу прокладки графически представлено на рисунке 25.

Как видно из диаграммы, наиболее распространено применение подземной прокладки.



Рисунок 25. Распределение внутриквартальных сетей ТС по типу прокладки

Для получения теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, холодная вода из трубопровода ХВС, для нагрева, поступает в первую ступень теплообменных аппаратов, установленных в ЦТП и ИТП. Далее, вода, подогретая до нормативной температуры, поступает на вторую ступень теплообменных аппаратов и подается в распределительную сеть горячего водоснабжения к потребителям.

Внутриквартальные сети ГВС, до потребителей проложены в подземном исполнении из стальных труб в ППУ-изоляции.

Не разобранный, частично остывшая горячая вода по циркуляционному трубопроводу возвращается в сборный коллектор на ЦТП и вновь догревается в теплообменных аппаратах до требуемых параметров температуры, и снова поступает во внутридомовые распределительные сети потребителей.

Сетевая вода (теплоноситель - горячая вода), отдав часть теплоты, поступает на сетевые насосы, далее в распределительную сеть системы отопления. Пройдя через приборы отопительной системы потребителей, сетевая вода по обратному трубопроводу возвращается в сборный коллектор на ЦТП. Отдав часть воды по подмешивающей схеме, сетевая вода поступает на теплообменники первой ступени. Отдав часть теплоты при нагреве горячей воды до нормативной температуры, сетевая вода возвращается для нагрева к источнику тепловой энергии.

В летний (неотопительный) период, работа ЦТП упрощается тем, что оборудование (насосы, часть трубопроводов) для нужд отопления исключается из схемы работы объекта, а внутриквартальные сети отопления подвергаются промывке и опрессовке. Теплоноситель сливается из трубопроводов, проводится текущее обслуживание, текущий или капитальный ремонт при необходимости.

1.3.1.2. Структура тепловых сетей НГДУ «Лянторнефть»

Цех теплоснабжения НГДУ «Лянторнефть» осуществляет деятельность по выработке и передаче тепловой энергии до конечных потребителей по тепловым сетям, в промышленной зоне городского поселения Лянтор.

Общая протяженность сетей, по которым осуществляется передача тепловой энергии, до границы балансовой принадлежности и эксплуатационной

ответственности потребителей составляет 16894 м (двухтрубно). Магистральные сети проложены надземно и работают по температурному графику 95/70 °С.

На территории городского поселения Лянтор 15 структурных подразделений ПАО «Сургутнефтегаз» имеют в эксплуатационной ответственности собственные тепловые сети.

Теплоснабжение структурных подразделений ПАО «Сургутнефтегаз», находящихся в городской и общественно-деловой застройке городского поселения Лянтор, осуществляется от котельных ЛГ МУП «УТВиВ».

Согласно предоставленным данным, ниже указана информация о балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности тепловых сетей структурных подразделений.

База производственно-технического обслуживания и комплектации оборудованием (БПТОиКО)

Теплоснабжение потребителя осуществляется от источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ». База расположена по адресу г. Лянтор, мкр. №3.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для ЛГ МУП «УТВиВ» устанавливается по внутриквартальным сетям ТС до точки врезки в точке «А» и представлена на рисунке 26.

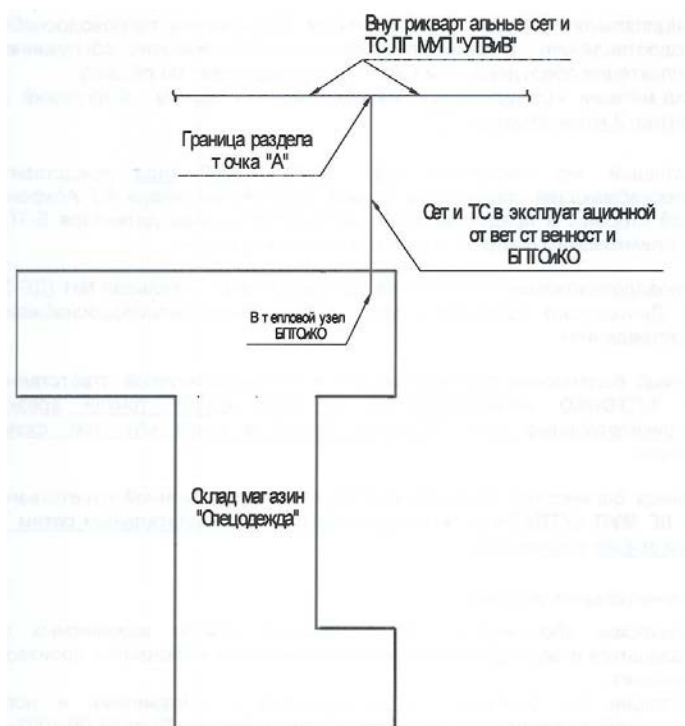


Рисунок 26. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей ЛГ МУП «УТВиВ» и БПТОиКО

Внутриквартальные сети ТС, которые находятся в эксплуатационной ответственности БПТОиКО, работают по температурному графику 95/70 °С и проложены подземно в изоляции ППУ.

Центр политехнического обучения (ЦПТО)

Теплоснабжение потребителя производится от источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ». Центр расположен по адресу г. Лянтор, мкр. №7.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для ЛГ МУП «УТВиВ» устанавливается по внутриквартальным сетям теплоснабжения, включая запорную арматуру в ТК. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 27.

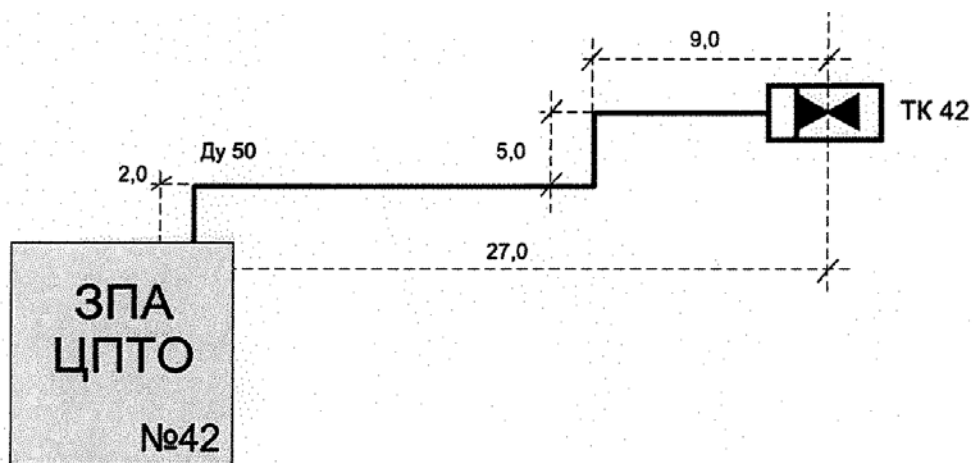


Рисунок 27. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей ЛГ МУП «УТВиВ» и ЦПТО

Внутриквартальные сети теплоснабжения, которые находятся в эксплуатационной ответственности ЦПТО, работают по температурному графику 95/70 °С и проложены подземно в изоляции ППУ.

База отдела рабочего снабжения (ОРС)

Теплоснабжение потребителя производится от источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ». База расположена по адресу г. Лянтор, ул. Магистральная.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности потребителя устанавливается по коммунально-складской зоне точки врезки в

магистральные сети ТС в точке «А», включая отходящий фланец запорной арматуры. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 28.

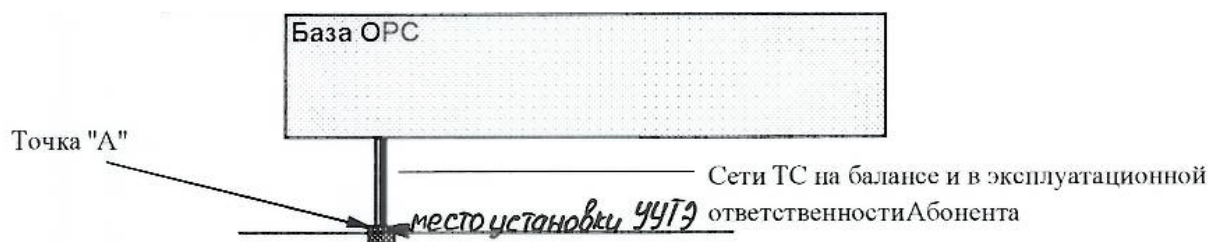


Рисунок 28. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей ЛГ МУП «УТВиВ» и База ОРС

Управление поисково-разведочных работ (УПРР)

Объекты УПРР расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор в двух адресах:

- База производственного обслуживания, г. Лянтор, ул. Буровиков;
- Комплекс вахтовых и грузовых перевозок, г. Лянтор, ул. Северная.

Теплоснабжение производится от котельной промышленной зоны ДЕВ-25.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для НГДУ «Лянторнефть» устанавливается по магистральным сетям теплоснабжения, до точки врезки теплосетей в ТК-43 и ТК-52, включая запорную арматуру. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 29.

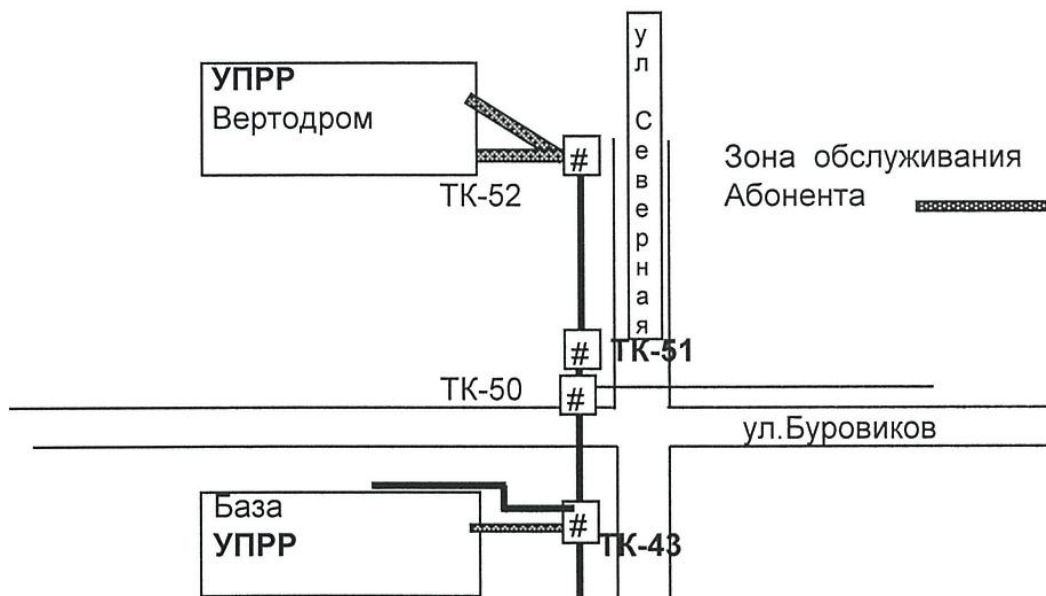


Рисунок 29. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и УПРР

Внутриквартальные сети теплоснабжения, которые находятся в эксплуатационной ответственности УППР, работают по температурному графику 95/70 °С и проложены по подземному и надземному типу.

Лянторское дорожно-строительное управление (ЛДРСУ) треста «Сургутнефтедорстройремонт»

Объекты ЛДРСУ расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор по адресу ул. Дорожников. Теплоснабжение потребителя производится от котельной ДЕВ-25 промзоны.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для ЛДРСУ определяется точкой врезки в ТК-18 и ТК-19, включая запорную арматуру. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 30.



Рисунок 30. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и ЛДРСУ

Сети теплоснабжения, которые находятся в эксплуатационной ответственности ЛДРСУ работают по температурному графику 95/70 °С.

Сургутское управление технического транспорта №3 в г. Лянтор (СУТТ №3)

Объекты СУТТ №3 расположены на территории городского поселения Лянтор в двух адресах:

- Здание вахтовых перевозок, г. Лянтор, мкр. №5;
- Автостоянка открытого типа, г. Лянтор, ул. Магистральная.

Теплоснабжение объектов осуществляется от котельных ресурсоснабжающей организации ЛГ МУП «УТВиВ».

Для автостоянки открытого типа граница эксплуатационной ответственности определяется от первых фланцевых соединений отключающих шаровых кранов 2DN50 мм №1, №2 в сторону потребителя. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 31.

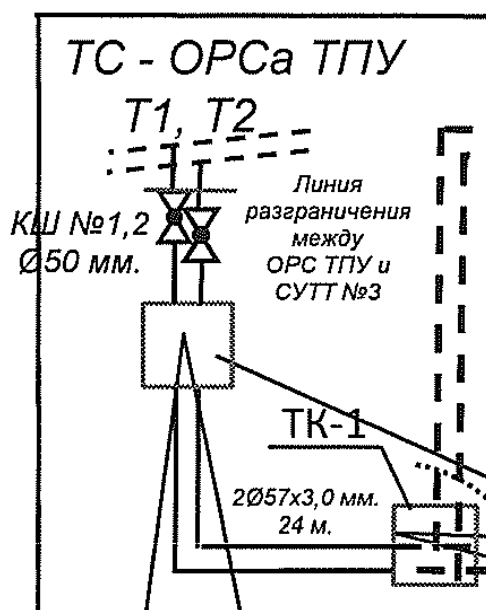


Рисунок 31. Схема разграничения инженерных сетей между ОРСа ТПУ и СУТТ №3

Для здания вахтовых перевозок граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для ЛГ МУП «УТВиВ» устанавливается на магистральных сетях ТС по ул. Озерной, точкой врезки в ТК-11. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 32.

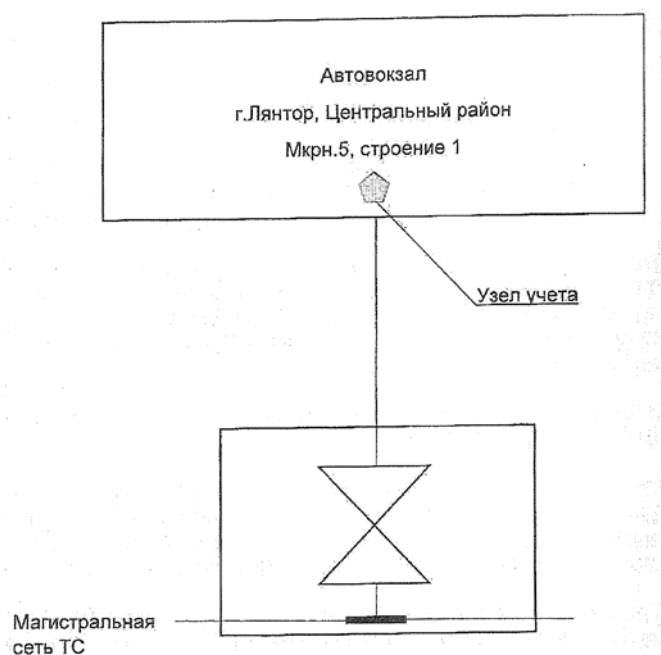


Рисунок 32. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей ЛГ МУП «УТВиВ» и СУТТ №3

Управление по эксплуатации зданий и сооружений (УЭЗиС)

Объекты УЭЗиС расположены на территории городского поселения Лянтор в следующих адресах:

- Общежитие №6, г. Лянтор, ул. Магистральная;
- Общежитие финское №6/1, г. Лянтор, ул. Магистральная;
- Общежитие №6/2, г. Лянтор, ул. Магистральная;
- Корпус спортивный «Олимп», г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Общежитие Лена-80 №6, г. Лянтор, ул. 60 лет СССР;
- Общежитие Лена-80 №4, г. Лянтор, ул. 60 лет СССР;
- Общежитие Лена-80 №2, г. Лянтор, ул. 60 лет СССР;
- Общежитие финское УНИМО-80 №3, г. Лянтор, ул. 60 лет СССР;
- Общежитие №37, г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Общежитие финское 3А, г. Лянтор, ул. Дружбы Народов;
- Общежитие №10 г, Лянтор, ул. Набережная;
- Общежитие №43, г. Лянтор, ул. Дружбы Народов;
- Общежитие Лена-80 №10А, г. Лянтор, ул. Набережная;
- Общежитие финское №12, г. Лянтор, ул. Дружбы Народов;

- Общежитие финское №13, г. Лянтор, ул. Дружбы Народов;
- Общежитие финское №18, г. Лянтор, ул. Набережная;
- Общежитие финское №20, г. Лянтор, ул. Набережная;
- Общежитие №27А, г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Общежитие №33А, г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Общежитие Лена-80 №34А, г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Общежитие №35 г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Общежитие финское №43А, г. Лянтор, мкр. 2;
- Общежитие финское №45, г. Лянтор, мкр. 7;
- Общежитие №44, г. Лянтор, мкр. 7;
- Общежитие Берлин №62, г. Лянтор, мкр. 7;
- Общежитие финское №62, г. Лянтор, мкр. 2;
- Общежитие финское №63, г. Лянтор, мкр. 2;
- Здание административное с общежитием №97, г. Лянтор, мкр б «А»;
- Здание производственное административное (АБК ЖКХ), г. Лянтор, мкр. 1;
- Здание производственное административное (КПП), г. Лянтор, ул. Эстонских Дорожников;
- Здания АБК №1, №2, №3 НГДУ «Лянторнефть».

Теплоснабжение потребителей осуществляется от сетей теплоснабжения ЛП МУП «УТВиВ».

Специализированное управление механизированных работ №3 треста «Сургутнефтегазстрой» (СУМР-3)

Объекты СУМР-3 расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор в двух адресах:

- База производственная №1, г. Лянтор, ул. Транспортная;
- База производственная №2, г. Лянтор, ул. Транспортная.

Теплоснабжение потребителей осуществляется от котельной ДЕВ-25 промышленной зоны.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для НГДУ «Лянторнефть» определяется по магистральным сетям до точек

подключения без СНСС в тепловых камерах ТК-24, ТК-28, ТК-29. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 33.

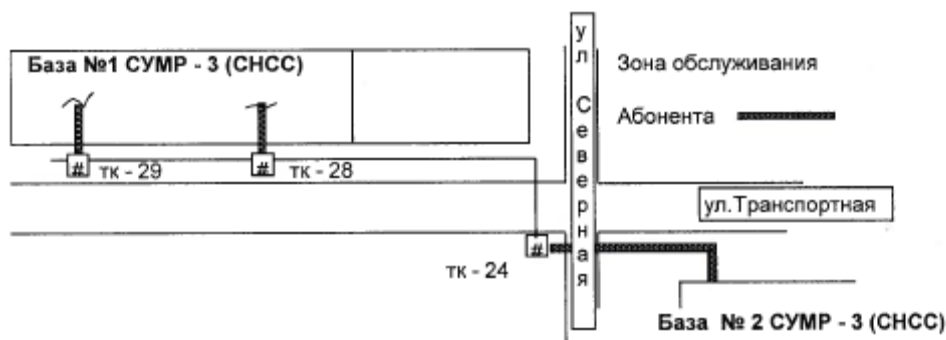


Рисунок 33. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и СУМР-3

Управление связи и телекоммуникаций (УСиТ)

Объекты УСиТ расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор по адресу ул. Кольцевая. Теплоснабжение потребителя осуществляется от котельной промзоны.

Граница балансовой принадлежности НГДУ «Лянторнефть» определяется по магистральным сетям теплоснабжения до точки врезки Т-1, граница эксплуатационной ответственности до Т-2. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 34.

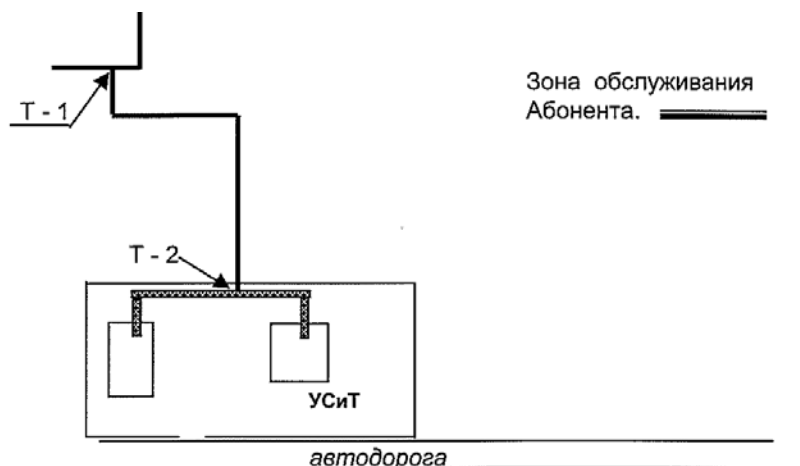


Рисунок 34. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и УСиТ

Центральная база производственного обслуживания по прокату и ремонту нефтепромысловой спецтехники и навесного оборудования (ЦБПО ПРНСиНО)

Объекты ЦБПО ПРНСиНО расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор по адресу ул. Транспортная. Теплоснабжение потребителя осуществляется от котельной промзоны.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для НГДУ «Лянторнефть» определяется по магистральным сетям теплоснабжения до точки врезки в ТК-31. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 35.

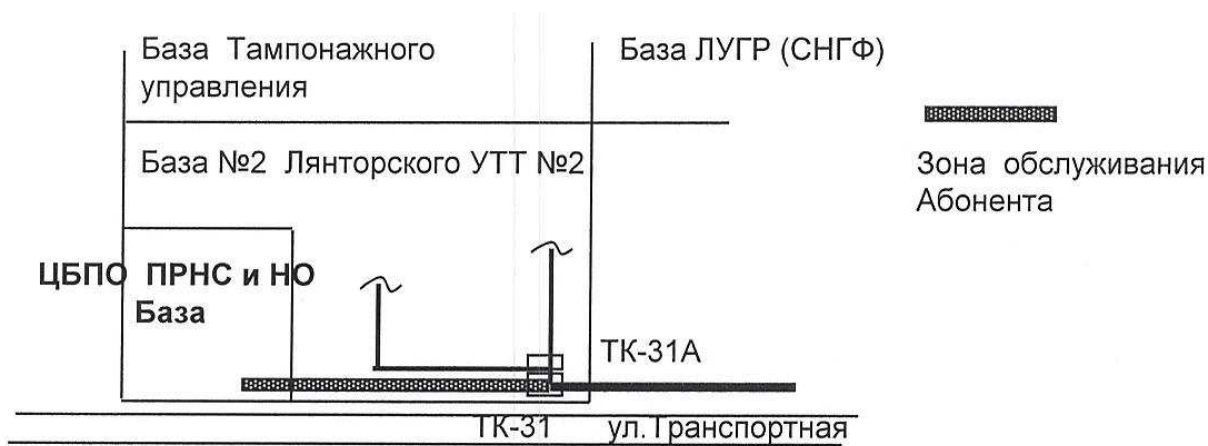


Рисунок 35. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и ЦБПО ПРНСиНО

Ремонтно-строительное управление треста «Сургутремстрой» (РСУ)

Объекты РСУ расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор по адресу ул. Буровиков. Теплоснабжение потребителя осуществляется от котельной ДЕВ-25.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для НГДУ «Лянторнефть» определяется по магистральным сетям по ул. Буровиков до точек подключения объектов СРС. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 36.

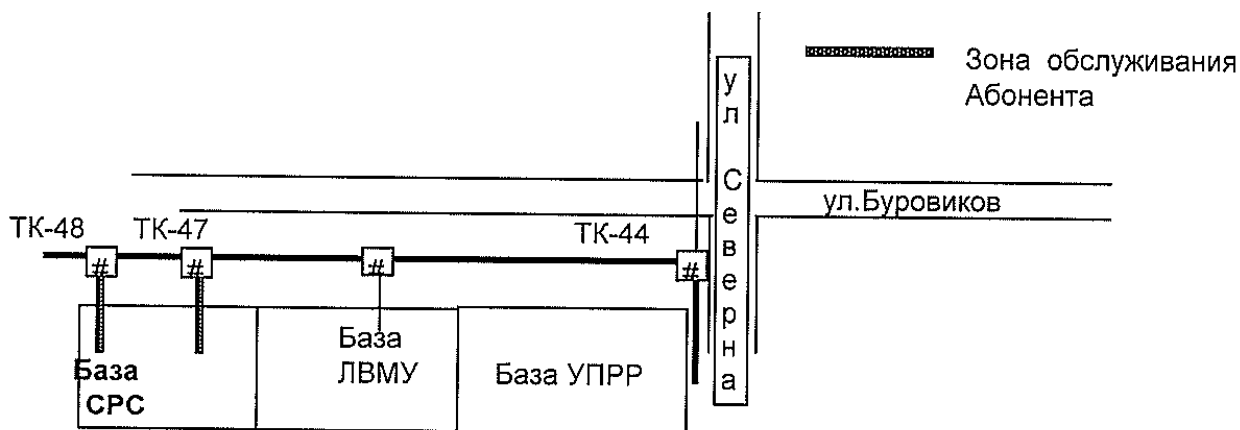


Рисунок 36. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и РСУ треста «Сургутремстрой»

Цех химизации технологических процессов №3 управления «Сургутнефтепромхим» (ЦХТП №3 «СНПХ»)

Объекты ЦХТП №3 «СНПХ» расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор. Теплоснабжение потребителя осуществляется от котельной ДЕВ-25.

Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для абонента определяется точкой врезки в ТК-21, на сетях управления «СНПХ», включая запорную арматуру. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 37.

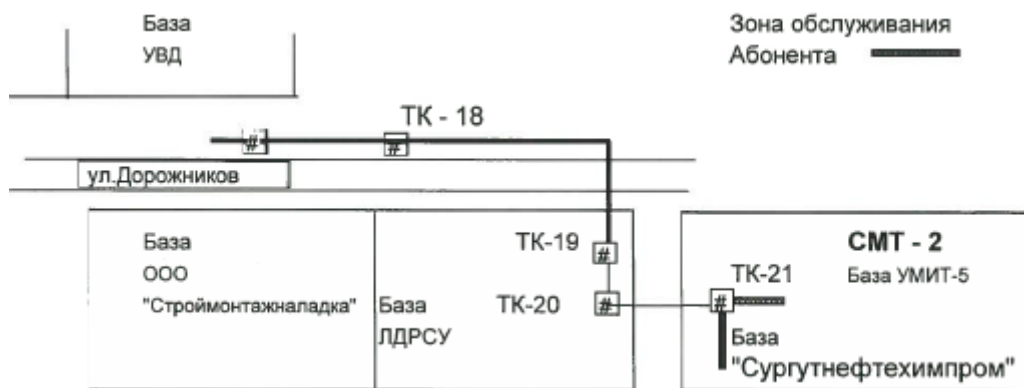


Рисунок 37. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей

Лянторское вышкомонтажное управление (ЛВМУ)

Объекты ЛВМУ расположены на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор в двух адресах:

- База №1, г. Лянтор, ул. Транспортная;
- База №2, г. Лянтор, ул. Буровиков.

Теплоснабжение осуществляется от котельной ДЕВ-25. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для абонента определяется точками врезки базы №1 в ТК-26, ТК-27 по ул. Транспортная и базы №2 в ТК-45, ТК-46 по ул. Буровиков, включая запорную арматуру. Схема разграничения сетей представлена на рисунке 38.

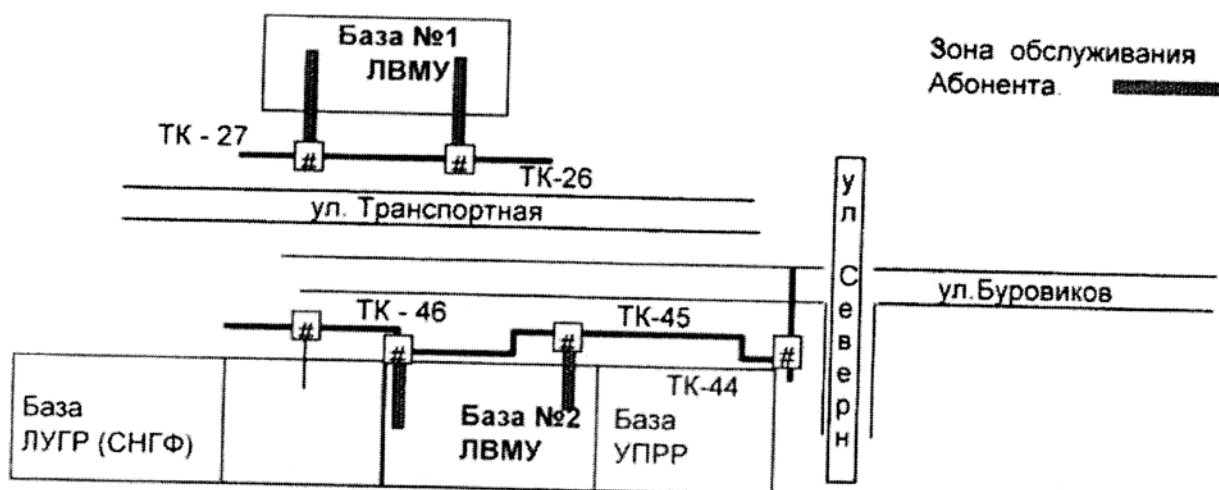


Рисунок 38. Схема разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности инженерных сетей НГДУ «Лянторнефть» и ЛВМУ

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

Схемы тепловых сетей городского поселения Лянтор представлены на рисунках 39 и 40.



Рисунок 39. Схема тепловых сетей от источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ»

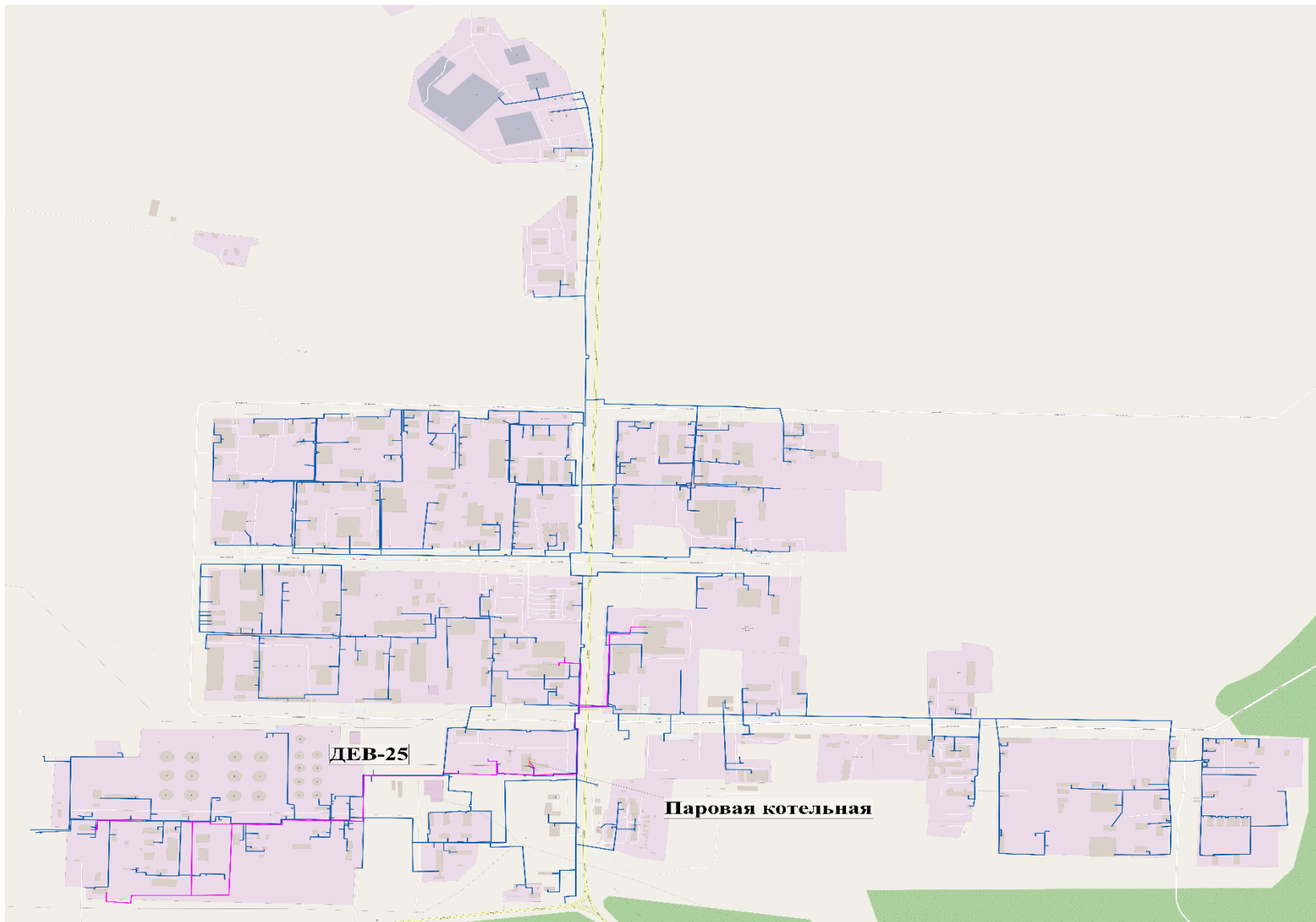


Рисунок 40. Схема тепловых сетей от источников тепловой энергии НГДУ «Лянторнефть»

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

В городском поселении Лянтор расположены 2 изолированные друг от друга системы теплоснабжения, а также 1 система пароснабжения производственных предприятий промышленной зоны. Тепловые сети от котельных №1, №2, №3 до границ балансовой принадлежности эксплуатируются ЛГ МУП «УТВиВ».

Тепловые сети от котельной ДЕВ-25 и автоматизированной паровой котельной эксплуатируются НГДУ «Лянторнефть» до границ балансовой принадлежности.

1.3.3.1. ЛГ МУП «УТВиВ»

Предприятие вырабатывает и транспортирует тепловую энергию в виде горячей воды, осуществляя переработку, передачу и распределение тепловой энергии потребителям городского поселения Лянтор, которые подключены к централизованной системе теплоснабжения через центральные тепловые пункты по независимой схеме теплоснабжения. Система регулирования качественная, с постоянным значением расходов теплоносителя, т.е. расход циркуляционного теплоносителя в тепловых сетях является величиной постоянной.

Регламентные работы на тепловых сетях в летний период производятся с полным их отключением.

Суммарная протяженность тепловых сетей ЛГ МУП «УТВиВ» от котельных №1, №2, №3 составляет 149436 м в однотрубном исчислении, с учетом бесхозных сетей. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 231 мм.

Тепловая энергия от котельных №1, №2, №3 передается потребителям в горячей воде.

Структура сетей теплоснабжения от источников тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ» до потребителей городского поселения Лянтор представлена в таблицах 29 - 31.

Таблица 29. Структура магистральных сетей теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м	Материал труб	Материальная характеристика, м ²
150	2956	Сталь	443,4
200	7252	Сталь	1450,4
250	2102	Сталь	525,5
300	2680	Сталь	804,0
400	6138	Сталь	2455,2
500	3606	Сталь	1803,0
700	262	Сталь	183,4
800	1790	Сталь	1432,0
Итого:	26786	–	9096,9

Таблица 30. Структура сетей теплоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м	Материал труб	Материальная характеристика, м ²
Внутриквартальные сети теплоснабжения			
25	170	Сталь	4,25
50	19758	Сталь	987,9
70	2156	Сталь	150,92
80	6456	Сталь	516,48
100	13688	Сталь	1368,8
150	17200	Сталь	2580
159	106	Сталь	16,854
200	9844	Сталь	1968,8
250	716	Сталь	179
300	534	Сталь	160,2
400	30	Сталь	12
500	314	Сталь	157
Итого:	70972	–	8102,20

Таблица 31. Структура сетей горячего водоснабжения

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м	Материал труб	Материальная характеристика, м ²
Внутриквартальные сети горячего водоснабжения			
32	76	Сталь	2,432
50	18133	Сталь	906,65
65	390	Сталь	25,35
70	3280	Сталь	229,6
80	6886	Сталь	550,88
100	13282	Сталь	1328,2
150	9165	Сталь	1374,75
200	466	Сталь	93,2
Итого:	51678	–	4511,062

Сети теплоснабжения в г. Лянтор прокладывались с 1982 года, и по мере изношенности проводится капитальный ремонт тепловых сетей.

Распределение сетей по срокам ввода в эксплуатацию (перекладки) графически представлено на рисунках 41 - 43.

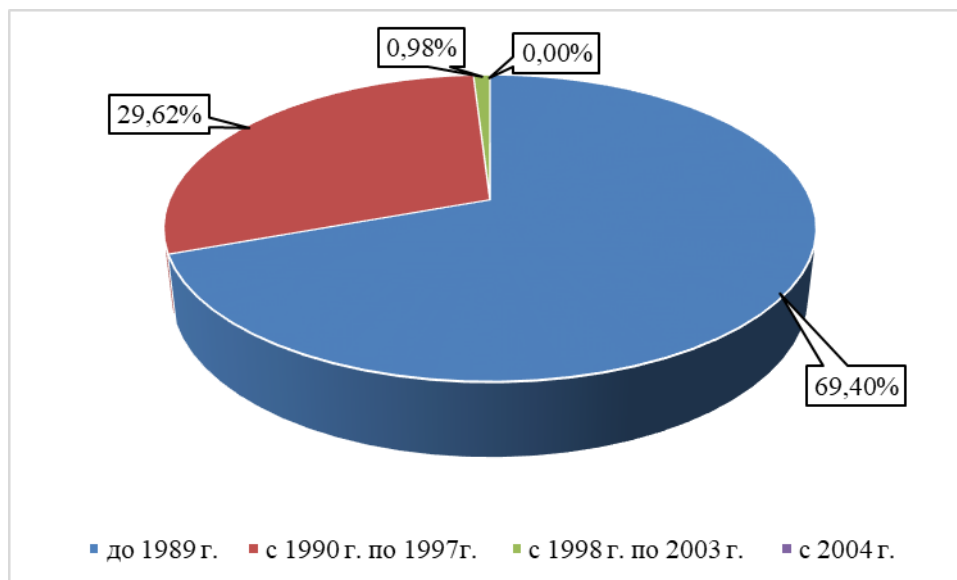


Рисунок 41. Распределение сетей теплоснабжения по срокам ввода в эксплуатацию (перекладки)

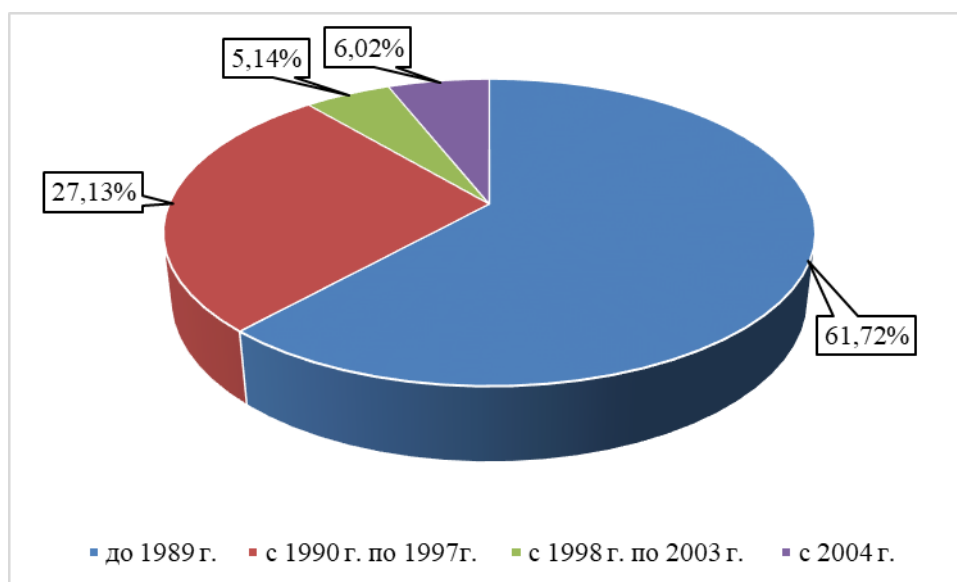


Рисунок 42. Распределение сетей ГВС по срокам ввода в эксплуатацию (перекладки)

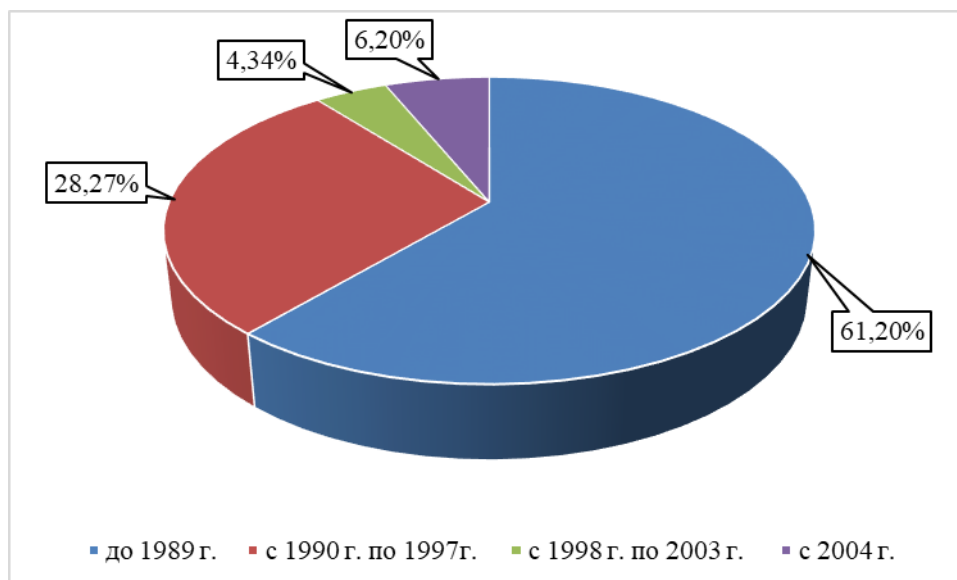


Рисунок 43. Распределение магистральных сетей по срокам ввода в эксплуатацию (перекладки)

1.3.3.2. НГДУ «Лянторнефть»

НГДУ «Лянторнефть» является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, осуществляющей эксплуатацию тепловых сетей на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор.

Котельная ДЕВ-25

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной ДЕВ-25 составляет 80442,78 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 530 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 172 мм. Тепловая энергия от котельной ДЕВ-25 передается в горячей воде.

Сети теплоснабжения на территории промзоны городского поселения Лянтор прокладывались с 1987 года.

Структура водяных тепловых сетей от котельной ДЕВ-25 на территории промышленной зоны представлена в таблице 32 и рисунке 44.

Таблица 32. Структура сетей теплоснабжения промышленной зоны

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м	Материал труб	Материальная характеристика, м ²
25	2117,76	Сталь	52,94
32	378,88	Сталь	12,12
45	110,92	Сталь	4,99
50	566,48	Сталь	28,32

Условный диаметр, мм	Протяженность в одноструйном исчислении, м	Материал труб	Материальная характеристика, м ²
57	16140,48	Сталь	920,01
70	215,68	Сталь	15,10
76	101,82	Сталь	7,74
80	1827,48	Сталь	146,20
89	3390,24	Сталь	301,73
100	6376,6	Сталь	637,66
114	8500,88	Сталь	969,10
133	604,86	Сталь	80,45
150	884,78	Сталь	132,72
157	437,2	Сталь	68,64
159	13807,44	Сталь	2195,38
200	145,84	Сталь	29,17
219	9055,74	Сталь	1983,21
250	835,62	Сталь	208,91
273	841,88	Сталь	229,83
325	3152	Сталь	1024,40
400	41,94	Сталь	16,78
426	2010,42	Сталь	856,44
530	8897,84	Сталь	4715,86
Итого:	80442,78	–	14637,69

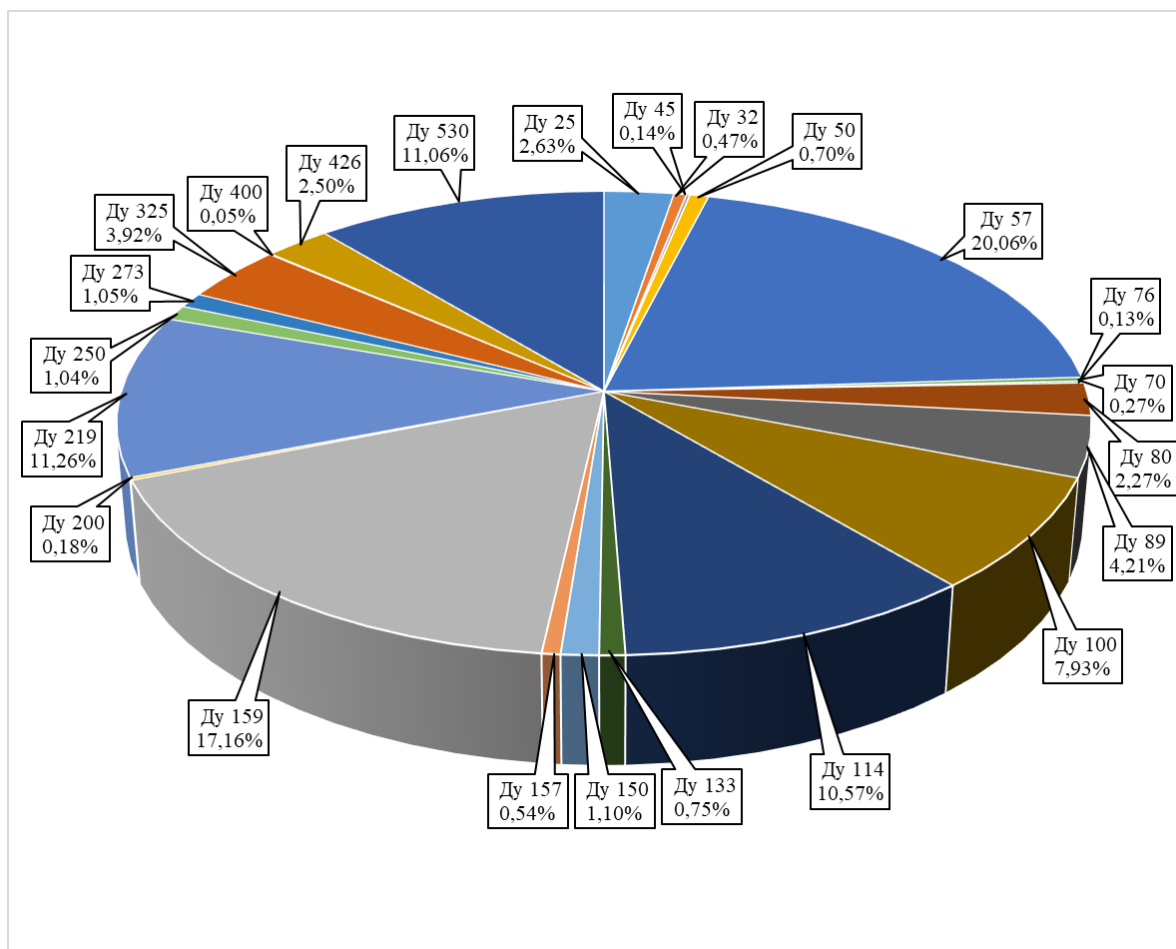


Рисунок 44. Структура сетей теплоснабжения промышленной зоны

Автоматизированная паровая котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от автоматизированной котельной составляет 2013 м в однострубно́м исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 159 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 136 мм. Тепловая энергия от котельной передается в паре на технологические нужды структурных предприятий, расположенных в промышленной зоне городского поселения Лянтор.

Тепловые сети от автоматизированной паровой котельной прокладывались с 2001 года.

Структура паровых тепловых сетей автоматизированной паровой котельной представлена на рисунке 45 и в таблице 33.

Таблица 33. Структура сетей теплоснабжения автоматизированной паровой котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м	Материал труб	Материальная характеристика, м ²
114	1006,5	Сталь	114,74
159	1006,5	Сталь	160,03
Итого:	2013	–	274,77

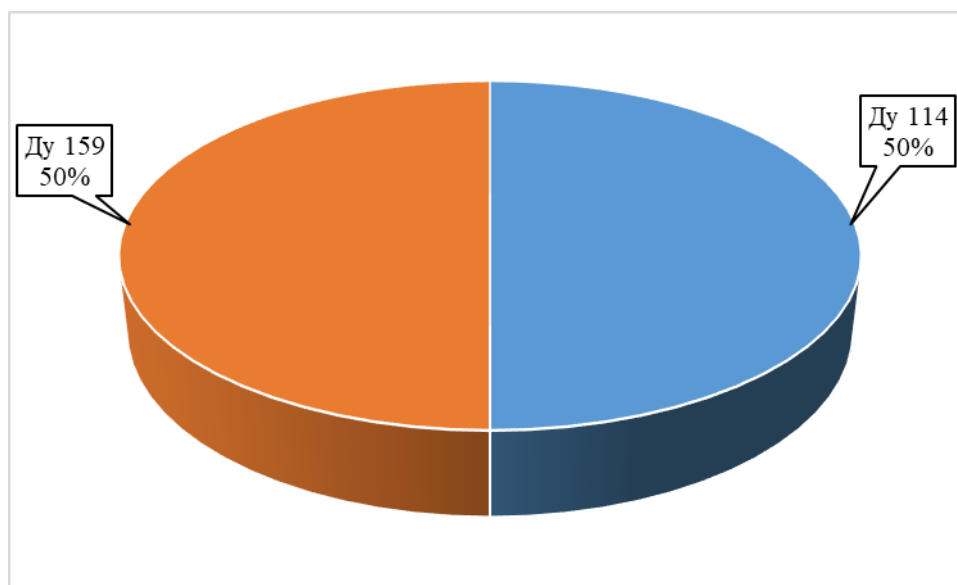


Рисунок 45. Структура сетей теплоснабжения автоматизированной паровой котельной

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

Запорная и регулирующая арматура тепловых сетей располагается:

- на выходе из источников тепловой энергии;
- на трубопроводах водяных тепловых сетей (секционирующие задвижки);
- в узлах на трубопроводах ответвлений;
- непосредственно у потребителей.

На тепловых сетях городского поселения Лянтор установлена следующие типы арматуры:

1. запорная (затворы, задвижки, спускники, воздушники) – для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью;
2. регулирующая – для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода;
3. отключающая (отсечная) – для защиты оборудования и трубопроводов от аварийного изменения параметров;

Для защиты тепловых сетей от превышения давления на выходных коллекторах источников установлены предохранительно-сбросные клапаны. Для обеспечения возможности оперативного переключения на сетях предусмотрена установка секционирующих отключающих устройств. Такие устройства установлены на магистралях. Количество секционирующих устройств для линейных частей магистрали определены требованиями СНиП.

Запорная арматура установлена на тепловых сетях в тепловых камерах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

В качестве запорной арматуры применяют клиновые задвижки, шаровые краны и дисковые поворотные затворы.

Сведения о секционирующей и регулирующей арматуре на тепловых сетях источников ЛГ МУП «УТВиВ» предоставлены в таблице 34.

Таблица 34. Секционирующие и регулирующие арматуры на тепловых сетях ЛГ МУП «УТВиВ»

Тип оборудования	Условный диаметр, мм	Количество, шт.
Котельная №1		
Кран трехходовой	15	79
Вентили запорные(краны шаровые)	15	165
	20	62
	25	29
	32	40
	40	8
	50	41
	80	13
	200	2
Клапаны обратные	50	8
	80	6
	100	9
	200	3
	150	4
Клапаны предохранительные	80	1
Клапаны регулирующие	100	2
Задвижки	50	95
	80	88
	100	64
	150	21
	200	24
	250	3
	300	6
	500	2
Котельная №2		
Кран трехходовой	15	29
Вентили запорные(краны шаровые)	15	41
	20	63
	25	8
	32	37
	40	13
	50	15
Клапаны обратные подъемные	50	4
	80	4
	200	2
	250	1
Клапаны регулирующие	100	1
	150	1
Задвижки	50	32
	80	18
	250	3
	300	1
	400	3
Котельная №3		
Кран трехходовой	15	11

Тип оборудования	Условный диаметр, мм	Количество, шт.
Вентили запорные(краны шаровые)	15	99
	20	23
	25	37
	32	16
	40	14
	50	14
	100	1
Клапаны обратные подъемные	50	2
	80	1
	100	1
	150	6
	200	2
	300	1
	400	1
Клапаны регулирующие	150	2
Задвижки	50	31
	80	35
	100	32
	150	40
	200	11
	250	2
	300	12
	400	4
	800	2

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

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной и надземной прокладках на сетях установлены теплофикационные камеры, но также врезки трубопроводов выполнены без теплофикационных камер. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры при подземной прокладке выполнены из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приемками, воздуховыпускными и сливными устройствами. При надземной прокладке строительная часть камер выполнена в основном из сборных железобетонных конструкций и кровлей из профнастила.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-2016 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами

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

1.3.6.1. ЛГ МУП «УТВиВ»

Тепловая энергия от источников ЛГ МУП «УТВиВ» отпускается к потребителям по температурному графику 110/70 °С качественного регулирования (давление на выходе из котельных до 5,0 кгс/см²) до ЦТП и ИТП городского поселения Лянтор. Выбор графика обоснован тепловой нагрузкой на отопление и ГВС, надежностью оборудования источников тепловой энергии.

При независимой схеме теплоснабжения, в ЦТП происходит снижение высоких параметров теплоносителя до нормируемых значений путем смешения прямой сетевой воды (с температурой 110 °С) с обратной сетевой водой (с температурой 70 °С) до нормируемых значений температуры теплоносителя 95 °С и по температурному графику 95/70 °С теплоноситель подается по внутриквартальным сетям теплоснабжения от ЦТП до потребителей.

Температурные графики отпуска тепловой энергии от котельных представлены в разделе 1.2.1.8.

1.3.6.2. НГДУ «Лянторнефть»

Тепловая энергия от водогрейной котельной ДЕВ-25 отпускается потребителям по температурному графику 95/70 °С качественного регулирования. Выбор графика обоснован тепловой нагрузкой отопления и надежностью оборудования источника тепловой энергии

Температурный график отпуска тепловой энергии от котельной представлен в разделе 1.2.2.8.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла от источников теплоснабжения городского поселения Лянтор в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети от источников теплоснабжения отсутствует.

Допустимые отклонения от режима определены п. 6.2.59 «ПТЭ тепловых энергоустановок» – по температуре воды в подающем трубопроводе $\pm 3\%$.

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.

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения городского поселения Лянтор приведены в таблице 35.

Таблица 35. Параметры работы головных участков источников теплоснабжения городского поселения Лянтор

Источник теплоснабжения	P₁, кгс/см²	P₂, кгс/см²
Котельная №1	5,0	2,8
Котельная №2	5,0	2,8
Котельная №3	5,0	2,8
Котельная ДЕВ-25	3,9	2,6

Гидравлические режимы работы тепловых сетей описаны в п. 1.6.3. Части 6 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Пьезометрические графики представлены в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу.

Согласно предоставленным данным, за рассматриваемый период аварий и отказов на тепловых сетях ЛГ МУП «УТВиВ» и НГДУ «Лянторнефть» на территории городского поселения Лянтор не зафиксировано.

Технологические нарушения, возникающие на отдельных участках тепловых сетей в следствии высокого износа, устраняются в соответствии с установленными нормами и сроками и не влекут за собой нарушений качества оказываемых услуг.

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

Согласно предоставленным данным, за рассматриваемый период аварий и отказов на тепловых сетях городского поселения Лянтор не зафиксировано.

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

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

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

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;

- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;

- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;

- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;

- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ЦИТС и руководителю источника теплоснабжения для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;

- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника теплоснабжения и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника теплоснабжения при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника теплоснабжения магистралям при отключенных водонагревательных установках источника теплоснабжения, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника теплоснабжения и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается

техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника теплоснабжения или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем. Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника теплоснабжения до тепловых пунктов систем теплоснабжения. Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике теплоснабжения.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях

не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительного-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения

эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплоснабжения. При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей. Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников теплоснабжения.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

На рисунках 46 - 51 представлены акты гидравлических испытаний систем теплоснабжения городского поселения Лянтор за 2022 год.

**АКТ
ОБ ИСПЫТАНИИ МАГИСТРАЛЬНОЙ ВОДЯНОЙ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ
НА МАКСИМАЛЬНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

22.05.2018г.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети (ОЭТС): ЛГ МУП «УТВиВ»

Источник тепловой энергии: котельная №1,2, г.п. Лянтор

1. Режим испытания

а) температура сетевой воды:

- максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на выходе от источника тепловой энергии, достигнутая при испытании: котельная №1- 115°С; котельная №2 - 115°С.

- максимальная температура сетевой воды в обратном коллекторе на источнике тепловой энергии достигнутая при испытании: котельная №1- 72,5°С; котельная №2 - 70°С.

- максимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе в конечных точках тепловой сети: ЦТП №1 - 113 °С, ЦТП №2 - 114 °С, ЦТП №3 - 114 °С, ЦТП №4 - 112 °С, ЦТП №5 - 114 °С, ЦТП №6 - 113 °С, , ЦТП №7 - 114 °С, ЦТП №9 - 110 °С, ЦТП №10 - 114 °С, ЦТП №11 - 114 °С, ЦТП №12 - 114 °С ЦТП №13 - 114 °С, ЦТП №33-111°С, , ЦТП №51 - 114 °С, ЦТП №56 - 114 °С, ЦТП №76 - 113 °С, ЦТП №77-113°С, ЦТП №70-112°С, ЦТП №42-112°С.

б) давление сетевой воды:

- в подающем коллекторе на источнике тепловой энергии: котельная № 1 - 4,8 МПа (кгс/кв. см); котельная № 2 - 5,3 МПа (кгс/кв. см).

- в обратном коллекторе на источнике тепловой энергии: котельная № 1 - 2,5 МПа (кгс/кв. см); котельная № 2 - 2,5 МПа (кгс/кв. см).

в) продолжительность поддержания максимальной температуры сетевой воды на источнике тепловой энергии 130 мин.;

г) время пробега "температурной волны" до наиболее удаленных потребителей 15 мин.;

2. Перечень потребителей тепловой энергии, которые отключались на период испытания:

-ХПВЗ №1;

-База ТПУ «Лянторский ОРС»,база бывшего ОРС-21,общежитие(ул.Магистральная 6,6/1,6/2); --

-Пожарная часть;

-ФОК «Олимп»;

-КОС-7000,ГКНС-1,ГКНС-2;

- Д/с: «Сибирячок»,»Елочка», «Ромашка», «Теремок», «Город детства», «Улыбка», «Золотая рыбка», «Светлячок», «Родничок», «Журавушка»;

-СОШ №№1,3,4,5,6,7;

- МБУ ДО «ЛДШИ №1» (6 мкр. стр. 50), МБОУ ДО «ЛЦДО» (6 мкр. стр. 50), МАОУ ДОД «СДЮСШОР» СО (лыжная база), МАОУ ДО «СДЮСШОР» СР (ул. Сл. Юласва стр.2), МБУ ДОД «ДЮСШ» (1 мкр.);

-Автовокзал;

-ЛГБ;

-Д/к «Юбилейный».

3. Перечень повреждений (дефектов), имевших место при испытании и выявленных при окончательном осмотре сети, и предполагаемые причины их возникновения: в ходе проведения испытаний с 10-45ч. до 16-00ч. дефектов не выявлено.

4. Мероприятия, проведенные для устранения выявленных повреждений (дефектов): не выявлено.

5. Перечень затруднений и неполадок, имевших место при создании и поддержании режимов испытания; меры, принятые для их устранения: отсутствуют.

**Рисунок 46. Акт испытания магистральных сетей теплоснабжения ЛГ МУП
«УТВиВ» на максимальную температуру теплоносителя**

Утверждаю:
Директор ЛГ МУП «УТВиВ»
" 31 " _____ В.В. Билецкий
2022 г.

АКТ
готовности внутриквартальных сетей
к эксплуатации в отопительный период 2022-2023 гг.

г. Лянтор

" 31 " _____ 2022г.

Проверили состояние камер и других сооружений тепловых сетей, их оборудования, запорной арматуры, а также наличие актов испытаний, шурфовок, гидропневмотической промывки тепловой сети.

Проверкой установлено:

При гидравлическом испытании трубопроводов тепловой сети давление воды было поднято до требуемого по инструкции **6 кгс/см²**.

при этом: по истечении 15-20 мин. после отключения насоса стрелка манометра упала на **6 кгс/см²**;

удельная утечка воды на 1 м³ объема испытываемой тепловой сети составила 0 т/ч х м³.

при осмотре камер и сооружений тепловой сети обнаружены следующие дефекты:

состояние люков камер тепловой сети - удовлетворительное,
соответствует **МДК 4-02.2001**

Рисунок 47. Акт гидравлических испытаний внутриквартальных сетей
теплоснабжения ЛГ МУП «УТВиВ»

Утверждаю:
Директор ЛГ МУП «УТВиВ»
"31" _____ В.В. Билецкий
2022 г.

АКТ
готовности сетей холодного водоснабжения
к эксплуатации в отопительный период 2022-2023 гг.

г. Лянтор

" 31 " 08 2022г.

Проверили состояние камер и других сооружений сетей холодногo водоснабжения, их оборудования, запорной арматуры, а также наличие актов испытаний, шурфовок, гидрoпневмотической промывки сети холодногo водоснабжения.

Проверкой установлено:


При гидравлическом испытании трубопроводов сети холодногo водоснабжения давление воды было поднято до требуемого по инструкции 2,7 кгс/см².

удельная утечка воды на 1 м³ объема испытываемой сети составила 0 т/ч х м³.

при осмотре камер и сооружений сети холодногo водоснабжения обнаружены следующие дефекты:

состояние люков камер сети - удовлетворительное,
соответствует МДК 4-02.2001

Рисунок 48. Акт гидравлических испытаний магистральных сетей теплоснабжения
ЛГ МУП «УТВиВ»

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ «Лянторнефть»
теплоснабжающего структурного подразделения

личная подпись Р.В.Рубаха
инициалы, фамилия
« 26 » 05 2022 г.

АКТ
16.05.2022 № 1
гидравлического испытания
тепловых сетей на прочность и плотность г.Лянтор Промзона
(наименование объекта)

Основание: Организационно-технические мероприятия по подготовке к работе в осенне-зимний период 2022–2023 гг. НГДУ «Лянторнефть»
(наименование СПЭТС)

В период с 16.05.2022 по 16.05.2022 в соответствии с программой гидравлического испытания трубопроводов системы отопления Промзоны г.Лянтор утвержденной главным инженером НГДУ «Лянторнефть» на Промзоне проведено гидравлическое испытание тепловых сетей на участке от котельной ДЕВ-25 по ул. Северная, Буровиков до базы ЛУГР,Вертодром
(наименование трубопровода)

протяженностью 3254 м.,
пробным давлением 1,6 МПа в течение 10 минут с наружным осмотром при давлении 0,6 МПа.

При проведении осмотра признаков разрыва, течи или запотевания в сварных швах, в корпусах и сальникового уплотнения арматуры, во фланцевых соединениях и других элементах трубопровода тепловых сетей не обнаружено


Выводы и предложения:

1. Состояние систем отопления удовлетворительное
(удовлетворительное, не удовлетворительное)
2. Необходимо выполнить не требуется
(замену участка трубы, арматуры, включить в программу капитального ремонта и т.д.)

3.Заключение о результатах испытаний: тепловая сеть от котельной ДЕВ-25 по ул. Северная, Буровиков до базы ЛУГР,Вертодром признается выдержавшей гидравлические испытания на прочность и плотность

4. Пункт №2.1.2 организационно-технических мероприятий по подготовке к работе в осенне-зимний период 2022 – 2023 гг. НГДУ «Лянторнефть» выполнен.

**Рисунок 49. Акт гидравлических испытаний сетей теплоснабжения
НГДУ «Лянторнефть»**

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ «Лянторнефть»
теплоснабжающего структурного подразделения

личная подпись инициалы, фамилия Р.В.Рубаха
« 26 » 05 2022 г.

АКТ
17.05.2022 № 7
гидравлического испытания
тепловых сетей на прочность и плотность _____ г.Лянтор Промзона
(наименование объекта)

Основание: Организационно-технические мероприятия по подготовке к работе в осенне-зимний период 2022–2023 гг. НГДУ «Лянторнефть»
(наименование СПЭТС)

В период с 19.05.2022 по 19.05.2022 в соответствии с программой гидравлического испытания трубопроводов системы отопления Промзоны г.Лянтор утвержденной главным инженером НГДУ «Лянторнефть» на Промзоне проведено гидравлическое испытание тепловых сетей на участке от котельной ДЕВ-25 по ул.Северная, Дорожников до ЛДРСУ
(наименование трубопровода)

протяженностью 3146 м.,
пробным давлением 1,6 МПа в течение 10 минут с наружным осмотром при давлении 0,6 МПа.

При проведении осмотра признаков разрыва, течи или запотевания в сварных швах, в корпусах и сальникового уплотнения арматуры, во фланцевых соединениях и других элементах трубопровода тепловых сетей не обнаружено

Выводы и предложения:


1. Состояние систем отопления удовлетворительное
(удовлетворительное, не удовлетворительное)
2. Необходимо выполнить не требуется
(замену участка трубы, арматуры, включить в программу капитального ремонта и т.д.)

3. Заключение о результатах испытаний: тепловая сеть от котельной ДЕВ-25 по ул. Северная, Дорожников до ЛДРСУ признается выдержавшей гидравлические испытания на прочность и плотность

4. Пункт №2.1.2 организационно-технических мероприятий по подготовке к работе в осенне-зимний период 2022 – 2023 гг. НГДУ «Лянторнефть» выполнен.

**Рисунок 50. Акт гидравлических испытаний сетей теплоснабжения
НГДУ «Лянторнефть»**

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
НГДУ «Лянторнефть»
теплоснабжающего структурного подразделения


личная подпись инициалы, фамилия

« 26 » 25 2022 г.

АКТ
18.05.2022 № 9
гидравлического испытания
тепловых сетей на прочность и плотность _____ г. Лянтор Промзона ЦППН
(наименование объекта)

Основание: Организационно-технические мероприятия по подготовке к работе в осенне-зимний период 2022–2023 гг. НГДУ «Лянторнефть»
(наименование СПЭТС)

В период с 18.05.2022 по 18.05.2022 в соответствии с программой гидравлического испытания трубопроводов системы отопления Промзоны г.Лянтор утвержденной главным инженером НГДУ «Лянторнефть» на Промзоне проведено гидравлическое испытание тепловых сетей на участке от котельной ДЕВ-25 по ул. Северной, Кольцевой до секущей запорной арматуры зданий базы ЦППН (АБК, насосная, ст. пожаротушения, РММ, операторная, компрессорная, операторная УПН-2, здание ТПУ, насосная, УУН, операторная УПС-3, ЦСУ, КПП, ЛБК, слесарная мастерская, УПН-1, операторная УПСВ, КТБ-80, нефтенасосная, КТП с НКУ, ст. пожаротушения 21, ПВ-58, ПВ-54, ПГС-58, ПВ-53, ПВ-52, Поз.51, АС-1, АС-2, компрессорная, склад)
(наименование трубопровода)

протяженностью 7825 м.,
пробным давлением 1,6 МПа в течение 10 минут с наружным осмотром при давлении 0,6 МПа

При проведении осмотра признаков разрыва, течи или запотевания в сварных швах, в корпусах и сальникового уплотнения арматуры, во фланцевых соединениях и других элементах трубопровода тепловых сетей не обнаружено

Выводы и предложения:

1. Состояние систем отопления удовлетворительное
(удовлетворительное, не удовлетворительное)
2. Необходимо выполнить не требуется
(замену участка трубы, арматуры, включить в программу капитального ремонта и т.д.)

3. Заключение о результатах испытаний: тепловая сеть от котельной до секущей запорной арматуры зданий ЦППН (АБК, насосная, ст. пожаротушения, РММ, операторная, компрессорная, операторная УПН-2, здание ТПУ, насосная, УУН, операторная УПС-3, ЦСУ, КПП, ЛБК, слесарная мастерская, УПН-1, операторная УПСВ, КТБ-80, нефтенасосная, КТП с НКУ, ст. пожаротушения 21, ПВ-58, ПВ-54, ПГС-58, ПВ-53, ПВ-52, Поз.51, АС-1, АС-2, компрессорная, склад) признается выдержавшей гидравлические испытания на прочность и плотность.

4. Пункт № 2.1.2. организационно-технических мероприятий по подготовке к работе в осенне-зимний период 2022 – 2023 гг. цеха теплоснабжения выполнен.

Рисунок 51. Акт гидравлических испытаний сетей теплоснабжения

НГДУ «Лянторнефть»

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 отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго №325 от 30 декабря 2008 года (с изменениями от 1 февраля 2010 г.) «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

- потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм;
- потери тепловой энергии теплопередачами через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

– технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации

электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматривающими такой слив, определяются конструкцией указанных приборов.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

Значения нормативных потерь по источникам тепловой энергии городского поселения Лянтор приведены в таблице 36.

Таблица 36. Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях по источникам городского поселения Лянтор

Наименование показателя	Единица измерения	Фактические потери	Нормативные потери
ЛГ МУП «УТВиВ»			
Котельные №1, №2, №3	Гкал	44864,74	20411,91
НГДУ «Лянторнефть»			
Котельная ДЕВ-25	Гкал	3344,0	–
Автоматизированная паровая котельная	Гкал	110,0	–

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

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 быть включены не могут.

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии могут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей.

Фактические потери тепловой энергии представлены в таблице 37.

Таблица 37. Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование системы теплоснабжения	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022
ЛГ МУП «УТВиВ»						
Котельные №1, №2, №3	Гкал	40098,31	61210,49	18811,63	50006,16	44864,74
НГДУ «Лянторнефть»						
Котельная ДЕВ-25	Гкал	3744,0	3633,0	2932,0	3726,0	3344,0
Автоматизированная паровая котельная	Гкал	329,0	133,0	136,0	120,0	110,0

Как следует из таблиц выше, имеет место превышение фактических потерь над нормативными, что говорит о неудовлетворительном состоянии тепловых сетей и высокой степени износа сетей и изоляционного материала.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

ЛГ МУП «УТВиВ»

Теплопотребляющие установки потребителей присоединены к тепловым сетям по закрытой схеме через теплообменные аппараты, установленные в ЦТП или ИТП. Принципиальная схема подключения потребителей представлена на рисунке 53.

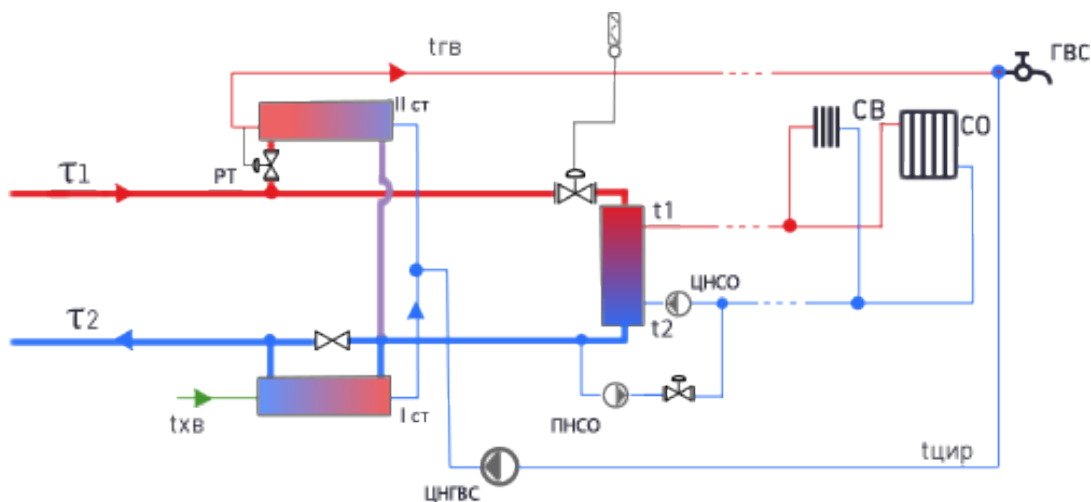


Рисунок 52. Схема присоединения потребителей к тепловым сетям через ЦТП (ИТП)

НГДУ «Лянторнефть»

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям от котельной ДЕВ-25 используют схему непосредственного присоединения системы отопления, без водоразбора на ГВС. Схема подключения потребителей представлена на рисунке 54.



Рисунок 53. Схема присоединения потребителей к тепловым сетям котельной ДЕВ-25

Другая часть потребителей тепловой энергии подключена к тепловым сетям по закрытой схеме через теплообменные аппараты, установленные в собственных ИТП. Принципиальная схема подключения потребителей представлена на рисунке 53.

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

Федеральным законом от 23.11.2009 №261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 №261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета тепловой энергии.

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчётчиками в квартирах.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учёта тепловой энергии.

ЛГ МУП «УТВиВ»

Узлами учета тепловой энергии оборудована часть потребителей тепловой энергии. Доля потребителей (от общего количества), оборудованных УУТЭ составляет:

- Отопление – 40 %;
- ГВС – 69 %.

НГДУ «Лянторнефть»

Узлами учета тепловой энергии оборудована значительная доля потребителей тепловой энергии. Доля потребителей (от общего количества), оборудованных УУТЭ составляет 85%.

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

Согласно «Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения» МДК 4-02.2001, в ОЭТС должно быть обеспечено круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- ведение режима работы;
- производство переключений, пусков и остановов;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ;
- выполнение графика ограничений и отключений потребителей, вводимого в установленном порядке.

Диспетчерские теплоснабжающей (теплосетевой) организации должны быть оборудованы телефонной связью, принимать сигналы об утечках и авариях на сетях от жильцов и обслуживающего персонала.

При планировании проведения ремонтных работ на магистральных, распределительных и внутриквартальных тепловых сетях (в случае, если отключение инженерной системы приведет к ограничению доступа потребителями к услугам теплоснабжения) время начала и окончания работ согласуется с управляющими организациями. Уведомление потребителей, попадающих в зону отключения, и извещение соответствующих подразделений администрации осуществляет персонал единой диспетчерской службы.

Сведения о наличии средств автоматизации теплоснабжающих организаций представлено в таблице 38.

Таблица 38. Сведения о наличии средств автоматизации ТО

Теплоснабжающая организация	Источник тепловой энергии	Наличие автоматического погодного и часового регулирования	Наличие частотно-регулируемых приводов на насосном оборудовании	Наличие автоматики, отвечающей за регулировку рабочих параметров, сбор и передачу данных о состоянии оборудования
ЛГ МУП «УТВиВ»	Котельная №1	+	+	+
	Котельная №2	+	+	+
	Котельная №3	+	+	+

Теплоснабжающая организация	Источник тепловой энергии	Наличие автоматического погодного и часового регулирования	Наличие частотно-регулируемых приводов на насосном оборудовании	Наличие автоматики, отвечающей за регулировку рабочих параметров, сбор и передачу данных о состоянии оборудования
НГДУ «Лянторнефть»	Котельная ДЕВ-25	+	+	+
	Автоматизированная паровая котельная	+	+	+

Теплоснабжающие организации городского поселения Лянтор имеют функционирующие оперативно-диспетчерские и аварийно-восстановительные службы. При получении сообщения о возникновении аварии, отключении или ограничении теплоснабжения потребителей, диспетчер соответствующей организации принимает оперативные меры по обеспечению безопасности на месте аварии (ограждение, освещение, охрана и др.) и действует в соответствии с инструкцией по ликвидации аварийных ситуаций.

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

ЛГ МУП «УТВиВ»

В целях осуществления услуг по теплоснабжению ЛГ МУП «УТВиВ» эксплуатирует 20 центральных пунктов и 18 индивидуальных тепловых пунктов.

Центральные и индивидуальные тепловые пункты автоматизированы и не требуют ручного регулирования.

Сведения о технических характеристиках ЦТП и ИТП представлено в таблице 39.

Таблица 39. Сведения о технических характеристиках ЦТП и ИТП

Наименование показателя	Технические характеристики
Центральный тепловой пункт №1 (ЦТП-1) микрорайон №1, строение №83/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1995
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч, в том числе:	12
Отопление, Гкал/ч	7,5
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	4,5
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL200/345-45/4

Наименование показателя	Технические характеристики
	IL200/345-45/4
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3-2
	MVIE 5203-3/25/E/3-2
Теплообменник	M15MFG
Центральный тепловой пункт №2 (ЦТП-2) микрорайон №1, строение №9/1	
Дата ввода в эксплуатацию	2003
Процент износа	75,00%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	2,78
Отопление, Гкал/ч	1,68
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	1,1
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/145-11/2-K3
	IL100/145-11/2-K3
Насос ГВС	TPED 100-120
	TPED 100-120
Теплообменник	P-025-45,1-1X
Центральный тепловой пункт №3 (ЦТП-3) ул. Эстонских дорожников, строение №25/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1992
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	6,582
Отопление, Гкал/ч	3,631
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	2,951
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/160-18,5/2
	IL100/160-18,5/2
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3-2
	MVIE 5203-3/25/E/3-2
Теплообменник	M15MFG
	M10BFG
Центральный тепловой пункт №4 (ЦТП-4) ул. Назаргалеева, строение №12/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1986
Год реконструкции или капитального ремонта	2012
Процент износа	61,54%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	4,5
Отопление, Гкал/ч	3,1
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	2,4
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL125/250-11/4
	IL125/250-11/4

Наименование показателя	Технические характеристики
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 3203-7,5-3/16/E/3-2-2G
	MVIE 3203-7,5-3/16/E/3-2-2G
Теплообменник	NT150-SH/CD 16/104 – 2 шт.
	NT50-MH/CDS 16/60 – 2 шт.
Центральный тепловой пункт №5 (ЦТП-5) ул. Магистральная, строение №24/V	
Дата ввода в эксплуатацию	2003
Год реконструкции или капитального ремонта	2021
Процент износа	45,31%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	7,5
Отопление, Гкал/ч	3,2
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	4,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	BL125/305-37/4
	BL125/305-37/4
Насос ГВС	BL125/225-11/4
	BL125/225-11/4
Насос ХВС	KM100/65/200
	KM100/65/200
	KM100/65/200
Теплообменник	E-8 S-100-16-37 02478
	E-8 S-100-16-37 02476
	E-8 S-100-16-37 02477
	E-8 S-100-16-37 02475
Центральный тепловой пункт №6 (ЦТП-6) Национальный поселок, строение №19/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1991
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,8
Отопление, Гкал/ч	1,1
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	0,7
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL65/120-4/2
	IL65/120-4/2
Насос ГВС	IL40/160-4/2
	IL40/160-4/2
Теплообменник	T5-MFG
	M10-BFG
Центральный тепловой пункт №7 (ЦТП-7) микрорайон №6, строение №40/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1998
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	независимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	10,6

Наименование показателя	Технические характеристики
Отопление, Гкал/ч	6,6
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	4
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL200/310-37/4
	IL200/310-37/4
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5202-3/16/E/3-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-2
Теплообменник	M15MFG
	M10BFG
Центральный тепловой пункт №9 (ЦТП-9) микрорайон №4, строение №29/1	
Дата ввода в эксплуатацию	2003
Процент износа	75,00%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	7,2
Отопление, Гкал/ч	4
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	3,2
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL125/250
	IL125/250
Насос ГВС	Magna UPE40-120/F
	Magna UPE40-120/F
Насос ХВС	CRE32-2
	CRE32-2
Теплообменник	M10MFM
Приборы учета энергетических ресурсов	
Тепловой энергии	ИМ2300
Холодного водоснабжения	МастерФлоу
Электроэнергии	Меркурий-230-ART-03CLN
Центральный тепловой пункт №10 (ЦТП-10) ул. Магистральная	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	54,55%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL65/160-7,5/2
	IL65/160-7,5/2
Теплообменник	-
Центральный тепловой пункт №11 (ЦТП-11)	
Дата ввода в эксплуатацию	2009
Процент износа	64,29%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	8,834
Отопление, Гкал/ч	7,078
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	1,756
Насосное оборудование	

Наименование показателя	Технические характеристики
Насос сетевой	IL100/170-30/2
	IL100/170-30/2
Насос ГВС	IL50/130-3/2
	IL50/130-3/2
Насос ХВС	MVIE 5202-3/16/E/3-400-50-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-400-50-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-400-50-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-400-50-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-400-50-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-400-50-2
Теплообменник	FP 31/16-73
Центральный тепловой пункт №2 (ЦТП-12) микрорайон №5	
Дата ввода в эксплуатацию	2014
Процент износа	54,55%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	18,697
Отопление, Гкал/ч	15,589
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	3,108
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/160-18,5/2
	IL100/160-18,5/2
	IL100/160-18,5/2
	IL100/160-18,5/2
Насос ГВС	IPE50/150-4/2 E1
	IPE50/150-4/2 E1
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3
	MVIE 5203-3/25/E/3
	MVIE 5203-3/25/E/3
	MVIE 5203-3/25/E/3
Теплообменник	GXD-051-L-P-165
Центральный тепловой пункт №13 (ЦТП-13) ул. Набережная, строение №37/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1996
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	2,8
Отопление, Гкал/ч	1,7
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	1,1
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/160-18,5/2
	IL100/160-18,5/2
Насос ГВС	IL50/160-5,5
	IL50/160-5,5
Насос ХВС	MVIE 5202-3/16/E/3-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-2
Теплообменник	M15BFG
	M10MFG

Наименование показателя	Технические характеристики
Центральный тепловой пункт №33 (ЦТП-33) ул. Нефтяников, строение №12/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1996
Год реконструкции или капитального ремонта	2019
Процент износа	43,59%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	4,97
Отопление, Гкал/ч	3,25
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	1,72
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/160-18,5/2
	IL100/160-18,5/2
Насос ГВС	IL80/140-7,5/2
	IL80/140-7,5/2
Насос ХВС	TD 50-40G/2
Теплообменник	НН №19
	НН №41
Центральный тепловой пункт №42 (ЦТП-42) ул. Назаргалеева, строение №22/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1996
Год реконструкции или капитального ремонта	2012
Процент износа	61,54%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	13,4
Отопление, Гкал/ч	8
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	5,4
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/160-18,5/2
	IL200/260-22/4
Насос ГВС	IL65/160-5,5/2
	IL65/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3
	MVIE 5203-3/25/E/3
Теплообменник	NT250 SR/B
	NT150 SHV/CD
Центральный тепловой пункт №51 (ЦТП-51) микрорайон №10, строение №7/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1990
Год реконструкции или капитального ремонта	2012
Процент износа	61,54%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	7,6
Отопление, Гкал/ч	4,7
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	2,9
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/145-11/2
	IL100/145-11/2
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203/25/E/3-2B

Наименование показателя	Технические характеристики
	MVIE 5203/25/E/3-2B
Теплообменник	NT100 XV/CDL
	NT100TN/CD
Центральный тепловой пункт №56 (ЦТП-56) микрорайон №6, строение №23/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1990
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	15,9
Отопление, Гкал/ч	9,9
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	6
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL250/380-75/4
	IL250/380-75/4
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3-2
	MVIE 5203-3/25/E/3-2
Теплообменник	MX25-MFGS
	M15MFG
Центральный тепловой пункт №70 (ЦТП-70) микрорайон №2, строение №19/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1997
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	
Отопление, Гкал/ч	
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL200/250-18,5/4
	IL200/250-18,5/4
Насос ГВС	IL65/160-5,5/2
	IL65/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3-2G
	MVIE 5203-3/25/E/3-2G
Теплообменник	NT 150 SHV/CD 16/121
	NT 100 MHV/CDL 16/52
Центральный тепловой пункт №73 (ЦТП-73) микрорайон №7, строение №48/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1989
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	14,1
Отопление, Гкал/ч	8,8
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	5,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL200/320-45/4

Наименование показателя	Технические характеристики
	IL200/320-45/4
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5203-3/25/E/3-2
	MVIE 5203-3/25/E/3-2
Теплообменник	M15-BFG
	M10-MFG
Центральный тепловой пункт №76 (ЦТП-76) микрорайон №3, строение №19/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1988
Год реконструкции или капитального ремонта	2021
Процент износа	37,16%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	12
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL200/345-45/4
	IL200/345-45/4
Насос ГВС	IL80/140-7,5/2
	IL80/140-7,5/2
Насос ХВС	Cor-3 Helix V5204/2/SK
	Cor-3 Helix V5204/2/SK
	Cor-3 Helix V5204/2/SK
Теплообменник	PHOENIX APR-21
Центральный тепловой пункт №77 (ЦТП-77) микрорайон №3, строение №50/1	
Дата ввода в эксплуатацию	1990
Год реконструкции или капитального ремонта	2008
Процент износа	70,59%
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	6,6
Отопление, Гкал/ч	4
Горячее водоснабжение, Гкал/ч	2,6
Насосное оборудование	
Насос сетевой	IL100/170-30/2
	IL100/170-30/2
Насос ГВС	IL50/160-5,5/2
	IL50/160-5,5/2
Насос ХВС	MVIE 5202-3/16/E/3-2
	MVIE 5202-3/16/E/3-2
Теплообменник	M15-BFG
	M10-BFG
Индивидуальный тепловой пункт №1 (ИТП 4-1) микрорайон №4, ж.д. №1	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS 40-185F
	UPS 40-185F

Наименование показателя	Технические характеристики
Насос ГВС	UPS 40-120F
	UPS 40-120F
Теплообменник	VR 10P-2M-25
Индивидуальный тепловой пункт №2 (ИТП 4-2) микрорайон №4, ж.д. №2	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS 40-185F
	UPS 40-185F
Насос ГВС	UPS 40-120F
	UPS 40-120F
Теплообменник	VR 10P-2M-25
Индивидуальный тепловой пункт №3 (ИТП 4-3) микрорайон №4, ж.д. №3	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS 40-185F
	UPS 40-185F
Насос ГВС	UPS 40-120F
	UPS 40-120F
Теплообменник	VR 10P-2M-25
Индивидуальный тепловой пункт №4 (ИТП 4-4) микрорайон №4, ж.д. №4	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS 65-120F
	UPS 65-120F
Насос ГВС	UPS 40-185F
	UPS 40-185F
Теплообменник	VR 13P-1-55
Индивидуальный тепловой пункт №5 (ИТП 4-5) микрорайон №4, ж.д. №5	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	TP 65-180/2
	UPS 40-185F
Насос ГВС	TP 50-190/2
	UPS 40-120F
Теплообменник	M6-MFG

Наименование показателя	Технические характеристики
Индивидуальный тепловой пункт №6 (ИТП 4-6) микрорайон №4, ж.д. №6	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS 65-180F
Насос ГВС	UPS 40-120F
	UPS 40-120F
Теплообменник	VR 10P-2M-59
Индивидуальный тепловой пункт №7 (ИТП 4-7) микрорайон №4, ж.д. №7	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	TP 65-180/2
	UPS 40-185F
Насос ГВС	TP 50-190/2
	UPS 32-120F
Теплообменник	M6-MFG
Индивидуальный тепловой пункт №8 (ИТП 4-8) микрорайон №4, ж.д. №8	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	TP 65-180/2
	UPS 40-185F
Насос ГВС	TP 50-190/2
	UPS 32-120F
Теплообменник	VR 13P-1-55
Индивидуальный тепловой пункт №9 (ИТП 4-9) микрорайон №4, ж.д. №9	
Дата ввода в эксплуатацию	2005
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,641
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPSD80-120F
Насос ГВС	UPSD32-120F
Теплообменник	P0,25-45,1-1X
Индивидуальный тепловой пункт №10 (ИТП 4-10) микрорайон №4, ж.д. №10	
Дата ввода в эксплуатацию	2005
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,932
Насосное оборудование	

Наименование показателя	Технические характеристики
Насос сетевой	UPSD80-120F
	UPSD80-120F
Насос ГВС	UPSD32-120F
Теплообменник	E8-S-50-16-137
Индивидуальный тепловой пункт №11 (ИТП 4-11) микрорайон №4, ж.д. №11	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS65-120F
	UPS 65-120F
Насос ГВС	UPS40-185F
	UPS40-185F
Теплообменник	VR 13P-1-55
Индивидуальный тепловой пункт №12 (ИТП 4-12) микрорайон №4, ж.д. №12	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS65-120F
	UPS 65-120F
Насос ГВС	UPS40-185F
	UPS40-185F
Теплообменник	VR 13P-1-55
Индивидуальный тепловой пункт №13 (ИТП 4-13) микрорайон №4, ж.д. №13	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS40-185F
	UPS 40-185F
Насос ГВС	UPS50-190/2
	UPS40-120F
Теплообменник	M6-MFG
Индивидуальный тепловой пункт №14 (ИТП 4-14) микрорайон №4, ж.д. №14	
Дата ввода в эксплуатацию	2013
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS40-185F
	UPS 40-185F
Насос ГВС	UPS 40-120F
	UPS40-120F

Наименование показателя	Технические характеристики
Теплообменник	M6-MFG
Индивидуальный тепловой пункт №16 (ИТП 4-16) микрорайон №4, ж.д. №16	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS65-180F
	UPS 65-180F
Насос ГВС	UPS32-120F
	UPS32-120F
Теплообменник	VR 13H-1-55
Индивидуальный тепловой пункт №17 (ИТП 4-17) микрорайон №4, ж.д. №17	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS65-180F
	UPS 65-180F
Насос ГВС	UPS32-120F
	UPS32-120F
Теплообменник	VR 13H-1-55
Индивидуальный тепловой пункт №18 (ИТП 4-18) микрорайон №4, ж.д. №18	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS80-120F
	UPS 80-120F
Насос ГВС	UPS32-120F
	UPS32-120F
Теплообменник	XGC-X-026-H-5-P-89
Индивидуальный тепловой пункт №19 (ИТП 4-19) микрорайон №4, ж.д. №19	
Дата ввода в эксплуатацию	2012
Процент износа	
Схема теплоснабжения	зависимая
Установленная мощность теплового пункта, Гкал/ч	1,3
Насосное оборудование	
Насос сетевой	UPS65-180F
	UPS 65-180F
Насос ГВС	UPS32-120F
	UPS32-120F
Теплообменник	VR 13P-1-55

Сведения о наличии средств автоматизации ЦТП и ИТП представлено в таблице 40.

Таблица 40. Сведения о наличии средств автоматизации ЦТП и ИТП

№ п/п	Наименование теплового пункта	Наличие автоматического погодного и часового регулирования	Наличие частотно-регулируемых приводов на насосном оборудовании	Наличие автоматики, отвечающей за регулировку рабочих параметров, сбор и передачу данных о состоянии оборудования
1	ЦТП-1	Да	Да	Да
2	ЦТП-2	Да	Да	Да
3	ЦТП-3	Да	Да	Да
4	ЦТП-4	Да	Да	Да
5	ЦТП-5	Да	Да	Да
6	ЦТП-6	Да	Да	Да
7	ЦТП-7	Да	Да	Да
8	ЦТП-9	Да	Да	Да
9	ЦТП-10	Да	Да	Да
10	ЦТП-11	Да	Да	Да
11	ЦТП-12	Да	Да	Да
12	ЦТП-13	Да	Да	Да
13	ЦТП-33	Да	Да	Да
14	ЦТП-42	Да	Да	Да
15	ЦТП-51	Да	Да	Да
16	ЦТП-56	Да	Да	Да
17	ЦТП-70	Да	Да	Да
18	ЦТП-73	Да	Да	Да
19	ЦТП-76	Да	Да	Да
20	ЦТП-77	Да	Да	Да
21	ИТП №1	Да	Да	Нет
22	ИТП №2	Да	Да	Нет
23	ИТП №3	Да	Да	Нет
24	ИТП №4	Да	Да	Нет
25	ИТП №5	Да	Да	Нет
26	ИТП №6	Да	Да	Нет
27	ИТП №7	Да	Да	Нет
28	ИТП №8	Да	Да	Нет
29	ИТП №9	Да	Да	Нет
30	ИТП №10	Да	Да	Нет
31	ИТП №11	Да	Да	Нет
32	ИТП №12	Да	Да	Нет
33	ИТП №13	Да	Да	Нет
34	ИТП №14	Да	Да	Нет
35	ИТП №16	Да	Да	Нет
36	ИТП №17	Да	Да	Нет
37	ИТП №18	Да	Да	Нет
38	ИТП №19	Да	Да	Нет

НГДУ «Лянторнефть»

Центральные тепловые пункты и насосные станции на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор отсутствуют.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, расширительных баков-экспанзоматов открытого и закрытого типа установленных только на сетях горячего водоснабжения, а также защитных перемычек между коллекторами сетевых насосов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП П-35-76».

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

Согласно предоставленным данным в эксплуатационной ответственности НГДУ «Лянторнефть» ПАО «Сургутнефтегаз», в том числе структурных подразделений, бесхозяйные сети отсутствуют.

Перечень бесхозяйных тепловых сетей, выявленных на территории городского поселения Лянтор, представлено в таблице 41. В соответствии с постановлением Администрации городского поселения Лянтор от 20.11.2020 г. №981 эксплуатацию бесхозяйных сетей осуществляет ЛГ МУП «УТВиВ».

Таблица 41. Перечень бесхозных сетей

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
Тепловые сети					
1	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Согласия от ЦТП-13 до УТ-166	1998	200	50	подземный бесканальный
2	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Согласия от УТ-166 до УТ-163	1998	200	62	подземный бесканальный
3	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Согласия от УТ-163 до УТ-164	1998	100	70	подземный бесканальный

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
4	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 1 до точки 2 ж.д. 3	1986	100	158	подземный бесканальный
5	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 2 ж.д. 3 до точки 3 ж.д. 2	1986	100	107	подземный бесканальный
6	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 3 ж.д. 2 до точки 4 ж.д. 1	1986	100	42	подземный бесканальный
7	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 1 до точки 5 ж.д. 5	1990	200	70	подземный бесканальный
8	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 5 ж.д. 5 до точки 6 ж.д. 6	1990	200	114	подземный бесканальный
9	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 6 ж.д. 6 до УТ-219	1992	150	83	подземный бесканальный
10	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 6 ж.д. 6 до точки 7 ж.д. 7	1990	150	151	подземный бесканальный
11	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 7 ж.д. 7 до точки 8 ж.д. 7	1990	100	83	подземный бесканальный
12	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от УТ-222 до УТ-218	1990	200	285	подземный бесканальный
13	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от УТ-218 до точки 9	1990	100	29	подземный бесканальный
14	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от УТ-234 до точки 10 и точки 12	1995	200	40	подземный бесканальный
15	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №4 от точки 12 до точки 11	1995	150	62	подземный бесканальный
16	Внутриквартальные сети разводки ТС общественного центра от ЦТП-42 до УТ-178	1996	200	9	подземный бесканальный
17	Внутриквартальные сети разводки ТС общественного центра от УТ-178 до УТ-139	1996	200	85	подземный бесканальный
18	Внутриквартальные сети разводки ТС общественного центра от УТ-139 до УТ-180	1996	200	93	подземный бесканальный
19	Внутриквартальные сети разводки ТС общественного центра от УТ-180 до УТ	1996	200	108	подземный бесканальный
20	Внутриквартальные сети разводки ТС общественного центра от УТ до УТ-143	1996	100	32	подземный бесканальный
21	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от ЦТП-56 до УТ-301	1985	150	55	подземный бесканальный
22	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-301 до точки 1	1985	150	67	подземный бесканальный
23	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от точки 1 до УТ-298	1985	70	15	подземный бесканальный
24	Внутриквартальные сети разводки ТС	1985	150	45	подземный

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
	микрорайона 6-6а от точки 1 до УТ-297				бесканальный
25	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-297 до УТ-293	1985	70	40	подземный бесканальный
26	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-293 до точки 2	1985	50	35	подземный бесканальный
27	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-297 до УТ-270 - УТ-296	1985	100	139	подземный бесканальный
28	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-296 до точки 3	1985	100	118	подземный бесканальный
29	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от точки 4 до УТ-300	1985	250	56	подземный бесканальный
30	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-300 до УТ-299	1985	80	39	подземный бесканальный
31	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-299 до точки 5	1985	50	25	подземный бесканальный
32	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-299 до УТ-210	1985	80	60	подземный бесканальный
33	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-210 до УТ-206	1985	50	38	подземный бесканальный
34	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-300 до УТ-214	1985	150	61	подземный бесканальный
35	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-214 до УТ-213	1985	150	37	подземный бесканальный
36	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона 6-6а от УТ-213 до УТ-212	1985	150	142	подземный бесканальный
37	Инженерные сети ТС от УТ-230 до жилого дома 32	1999	159	147	подземный бесканальный
38	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от ЦТП-33 до точки 1 и точки 2	1988	100	328	подземный бесканальный
39	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от ЦТП-33 до УТ-5	1988	200	6	подземный бесканальный
40	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-5 до УТ-11	1988	200	113	подземный бесканальный
41	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-11 до УТ-8	1988	200	196	подземный бесканальный
42	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-8 до УТ-17	1988	80	201	подземный бесканальный
43	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-8 до УТ-9 и точки 4	1988	200	88	подземный бесканальный
44	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от точки 4 до ж.д. №9 и ж.д. №11	1988	200	64	надземный на опорах
45	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-3 до точки 5	1988	150	277	надземный на опорах
46	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от точки 5 до УТ-1	1988	200	126	надземный на опорах

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
47	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-1 до УТ-5	1988	200	59	подземный бесканальный
48	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от точки 6 до точки 7 и точки 8	1988	50	173	подземный бесканальный
49	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от точки 9 до ж.д. №2 и ж.д. №4	1988	50	40	подземный бесканальный
50	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от точки 10 до ж.д. №1	1988	50	219	подземный бесканальный
51	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от точки 5 до УТ-4 - УТ-6 - ж.д. №18 и ж.д. №3	1988	80	237	подземный бесканальный
52	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-3 до точки 9 - жд 6 - жд 2 - жд 2/2	1988	80	150	подземный бесканальный
53	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Эстонских дорожников от УТ-3 до точки 1	2005	150	202	подземный бесканальный
54	Внутриквартальные сети разводки ТС микрорайона №1 от ТК-1 до ТК-4	2007	200	215	подземный бесканальный
55	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Магистральная от ЦТП-5 до точки 1	2002	100	37	подземный бесканальный
56	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Магистральная от ЦТП-5 до УТ-1	2002	200	58	подземный бесканальный
57	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Магистральная от точки 1 до УТ-2	2002	100	50	подземный бесканальный
58	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Магистральная от УТ-2 до УТ-3	2002	80	118	подземный бесканальный
59	Инженерные сети ТС от ТК-1 (ул. Магистральная) до точек ввода (точек подключения) зданий складов расположенных на территории бывшей базы ОРС-21 (ул. Магистральная, 8)	1986	159/114	303	подземный бесканальный
60	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Кингисеппа от ТК до ЦТП-9	2002	250	13	подземный бесканальный
61	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Кингисеппа от УТ-1 до УТ-6	2006	200	110	подземный бесканальный
62	Внутриквартальные сети разводки ТС ул. Кингисеппа от УТ-6 до УТ-7	2006	150	33	подземный бесканальный
63	Сети ТС от точки врезки до ж.д. №3 ул. Комсомольская	2007	50	8	подземный
64	Сети ТС от ТК до ж.д. №12 ул. Назаргалеева	2003	150	105	подземный
65	Сети ТС от ТК до ж.д. №36 мкр. №6	1999	50	55	подземный
66	Сети ТС мкр. №6, дом №104	1998	159	94	бесканальный
Сети горячего водоснабжения					
67	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Согласия от ЦТП-13 до УТ - 166	1998	150/100	50	подземный бесканальный
68	Внутриквартальные сети разводки ГВС	1998	150/100	62	подземный

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
	ул. Согласия от УТ-166 до УТ - 163				бесканальный
69	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Согласия от УТ-163 до УТ - 164	1998	100/80	70	подземный бесканальный
70	Внутриквартальные сети разводки ГВС общественного центра от ЦТП-42 до УТ-178	1996	150/100	9	подземный бесканальный
71	Внутриквартальные сети разводки ГВС общественного центра от УТ-178 до УТ-139	1996	150/100	85	подземный бесканальный
72	Внутриквартальные сети разводки ГВС общественного центра от УТ-139 до УТ-180	1996	100	93	подземный бесканальный
73	Внутриквартальные сети разводки ГВС общественного центра от УТ-180 до УТ	1996	100	108	подземный бесканальный
74	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от ЦТП-56 до УТ-301	1985	150	55	подземный бесканальный
75	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-301 до точки 1	1985	150	67	подземный бесканальный
76	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от точки 1 до УТ-298	1985	50	15	подземный бесканальный
77	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от точки 1 до УТ-297	1985	150	45	подземный бесканальный
78	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-297 до УТ-293	1985	50	40	подземный бесканальный
79	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-293 до точки 2	1985	50	35	подземный бесканальный
80	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-297 до УТ-270 - УТ-296	1985	80/50	139	подземный бесканальный
81	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-296 до точки 3	1985	70/50	118	подземный бесканальный
82	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от точки 4 до УТ-300	1985	100	56	подземный бесканальный
83	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-300 до УТ-299	1985	80	39	подземный бесканальный
84	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-299 до точки 5	1985	50	25	подземный бесканальный
85	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-299 до УТ-210	1985	80	60	подземный бесканальный
86	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-210 до УТ-206	1985	50	38	подземный бесканальный
87	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-300 до УТ-214	1985	150	61	подземный бесканальный
88	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-214 до УТ-213	1985	150	37	подземный бесканальный
89	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона 6-6а от УТ-213 до УТ-212	1985	150	142	подземный бесканальный
90	Инженерные сети ГВС от УТ-230 до жилого дома №32	1999	108/76	147	подземный бесканальный
91	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от ЦТП-33 до УТ-5	1988	150/100	6	подземный бесканальный
92	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-	1988	150/100	113	подземный бесканальный

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
	5 до УТ-11				
93	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-11 до УТ-8	1988	150/100	196	подземный бесканальный
94	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-8 до УТ-17	1988	80	201	подземный бесканальный
95	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-8 до УТ-9 и точки 4	1988	80/70	88	подземный бесканальный
96	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от точки 4 до ж.д.№9 и ж.д.№11	1988	80/70	64	надземный на опорах
97	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-3 до точки 5	1988	80/70	277	надземный на опорах
98	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от точки 5 до УТ-1	1988	150/100	126	надземный на опорах
99	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-1 до УТ-5	1988	150/100	59	подземный бесканальный
100	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от точки 6 до точки 7 и точки 8	1988	50	173	подземный бесканальный
101	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от точки 5 до УТ-4 - УТ-6 - ж.д. №18 и ж.д. №3	1988	80	237	подземный бесканальный
102	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона Вахтовый поселок от УТ-3 до точки 9 - жд 6 - жд 2 - жд 2/2	1988	80	150	подземный бесканальный
103	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Эстонских дорожников от УТ-3 до точки 1	2005	100/80	202	подземный бесканальный
104	Внутриквартальные сети разводки ГВС микрорайона №1 от ТК-1 до ТК-4	2007	100	215	подземный бесканальный
105	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Магистральная от ЦТП-5 до точки 1	2002	80/70	37	подземный бесканальный
106	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Магистральная от ЦТП-5 до УТ-1	2002	200/150	58	подземный бесканальный
107	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Магистральная от точки 1 до УТ-2	2002	80/70	50	подземный бесканальный
108	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Магистральная от УТ-2 до УТ-3	2002	70/50	118	подземный бесканальный
109	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Кингисеппа от УТ-1 до УТ-6	2006	100/70	110	подземный бесканальный
110	Внутриквартальные сети разводки ГВС ул. Кингисеппа от УТ-6 до УТ-7	2006	70/60	33	подземный бесканальный
111	Сети ГВС от точки врезки до ж.д. №3 ул. Комсомольская	2007	50	8	подземный
112	Сети ГВС от ТК до ж.д. №12 ул. Назаргалеева	2003	80	105	подземный
113	Сети ГВС от ТК до ж.д. №36 мкр. №6	1999	50	55	подземный
114	Сети ГВС мкр. №6, дом №104	1998	100/80	94	бесканальный
115	Подводящие инженерные сети к крытому хоккейному корту в мкр. 6 г.	2019	57	41	подземный

№ п/п	Наименование участка	Год ввода	Условный диаметр, мм	Протяженность, м	Способ прокладки
	Лянтор				
116	Подводящие инженерные сети к крытому хоккейному корту в мкр. 2 г. Лянтор	2019	57	66	надземный - подземный

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

Данные о тепловых потерях и потерях теплоносителя рассмотрены в предыдущих главах настоящей Схемы теплоснабжения.

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

Выполнена актуализация информации о тепловых сетях и сооружений на них в соответствии с предоставленными данными от теплоснабжающих организаций.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1. Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории поселения, включая перечень котельных, находящихся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Зоной действия источника теплоснабжения является территория поселения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Система теплоснабжения включает в себя источник теплоснабжения, наружные трубопроводы горячей воды для транспортировки теплоносителя потребителям до их вводов и точек разграничения по балансовой принадлежности.

Зоны действия источников теплоснабжения на территории городского поселения Лянтор отражены на рисунках 54 и 55.



Рисунок 54. Зона действия котельных ЛГ МУП «УТВиВ»

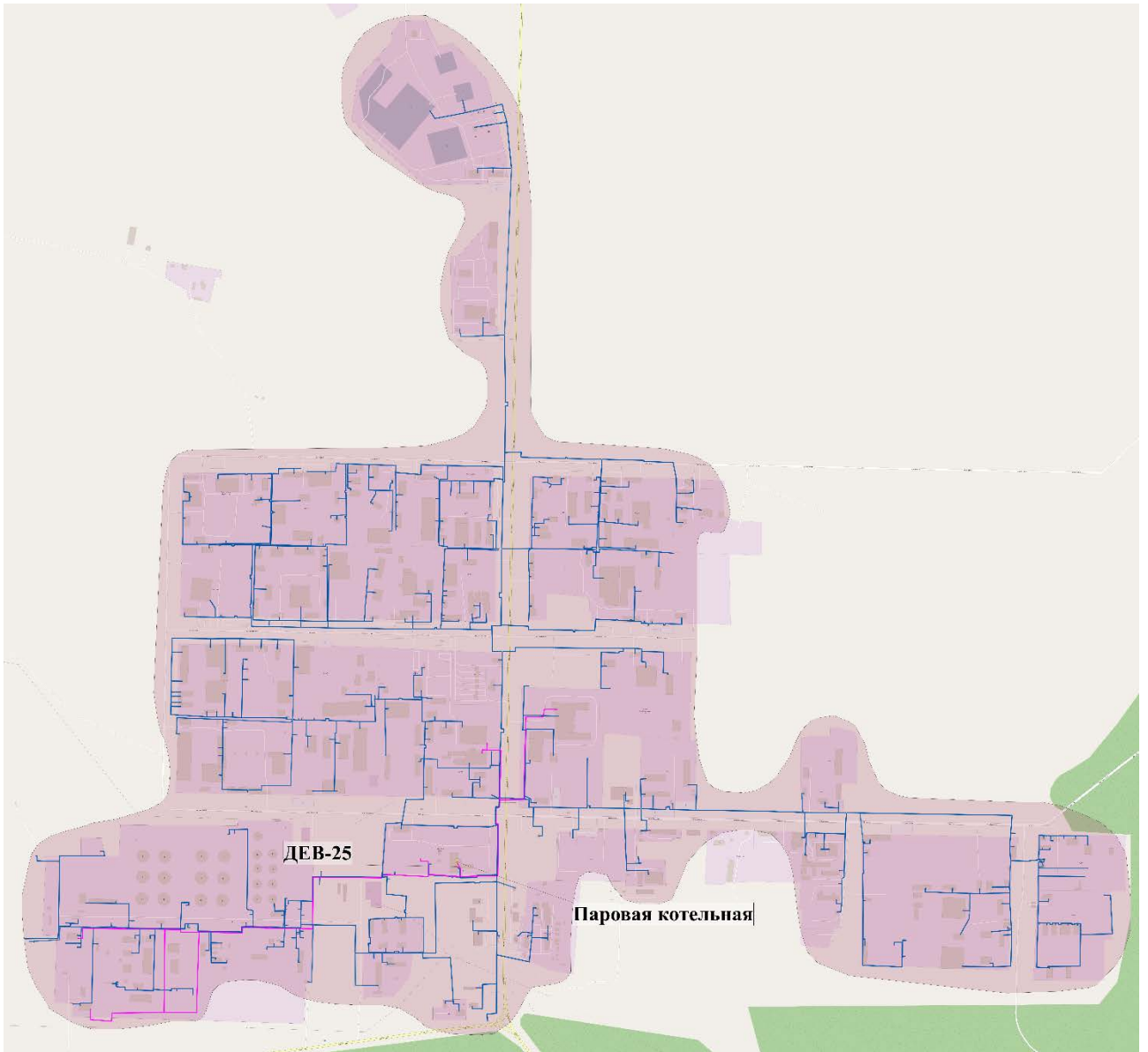


Рисунок 55. Зона действия котельных НГДУ «Лянторнефть»

1.5. 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

Для оценки фактического состояния системы теплоснабжения городского поселения Лянтор определен коэффициент перевода договорных нагрузок в фактические. Для этого был проведен анализ фактических полезных отпусков тепловой энергии по источникам централизованного теплоснабжения за 2018-2022 гг.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода в 2022 году составила 255 дней (6121 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 42.

Таблица 42. Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха
	2022
январь	-14,89
февраль	-12,39
март	-10,49
апрель	0,12
май	12,38
июнь	13,79
июль	18,71
август	16,36
сентябрь	7,42
октябрь	2,81
ноябрь	-12,79
декабрь	-18,26

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята + 20 °С.

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.13330.2020, составляет – 9,3 °С.

Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха приведено в таблице 43.

Таблица 43. Потребление тепловой энергии за 2022 год при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование	Общее потребление	Нагрузка на отопление	Нагрузка на ГВС
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Котельные №1, №2, №3	75,982	72,126	3,856
Котельная ДЕВ-25	22,070	22,070	–
Автоматизированная паровая котельная*	0,358	–	–
Итого:	98,410	93,094	3,856

* – тепловая энергия в виде пара от автоматизированной паровой котельной используется на технологические нужды структурных предприятий промышленной зоны городского поселения Лянтор

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

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников тепловой энергии на территории городского поселения Лянтор за 2022 г. представлен в таблице 44.

Таблица 44. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2022 году

№ п/п	Источник	Производство тепловой энергии, тыс. Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, тыс. Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, тыс. Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал
1	Котельные №1, №2, №3	291,138	6,725	44,865	239,548
2	Котельная ДЕВ-25	68,394	1,511	3,344	63,539
3	Автоматизированная паровая котельная	2,254	0,052	0,110	2,092

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников, представленные в таблице 45.

Таблица 45. Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок в 2022 году

Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2022 году, тыс. Гкал	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч
Котельные №1, №2, №3	239,548	72,126	3,856	14,231	90,213
Котельная ДЕВ-25	63,539	22,070	0,00	1,162	23,232
Автоматизированная паровая котельная*	2,092	0,358	0,00	0,019	0,377

* – тепловая энергия в виде пара от автоматизированной паровой котельной используется на технологические нужды структурных предприятий промышленной зоны городского поселения Лянтор

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

Индивидуальные источники теплоснабжения (преимущественно – печное отопление) применяются только в зонах 1-2-этажной индивидуальной застройки. В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «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» перевод многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не допускается.

Случаев применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не зафиксировано.

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

Величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом представлена таблице 46.

Таблица 46. Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Наименование	Ед. измерения	Отопительный период	Год
Котельные №1, №2, №3	тыс. Гкал	231,475	239,548
Котельная ДЕВ-25		63,539	63,539
Автоматизированная паровая котельная		1,540	2,092
Итого по г. Лянтор		296,554	305,179

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

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. №306) (в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. №258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

1. в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме.

2. в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;
- на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению, к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению в жилых помещениях, на территории городского поселения Лянтор, утвержденные приказом Департамента жилищно-коммунального комплекса и энергетики Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 22 декабря 2017 г. №11-нп «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению на территории муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа-Югры» представлены в таблице 47.

Таблица 47. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях на городские поселения Лянтор

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
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,0502	0,0546	0,0512
2	0,0521	0,0522	0,0507
3-4	0,0311	0,0323	–
5-9	–	0,0297	–
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	–	0,0261	0,0269
2	0,0266	0,0249	0,0234
3	0,0266	0,0227	–
4-5	0,0209	0,0235	–

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
5-9	0,0229	0,0203	–
8	–	0,0199	–
9	0,0197	0,0194	–
10	–	0,0194	–
12 и более	–	0,0173	–

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

В таблице 48 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2022 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 48. Договорные и расчетные тепловые нагрузки

Источник теплоснабжения	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Котельные №1, №2, №3	Всего	92,992	75,982	17,010	87,71%
	Отопление, вентиляция	92,992*	72,126	–	–
	ГВС	–	3,856	–	–
Котельная ДЕВ-25	Всего	44,72	22,070	22,650	49,35%
	Отопление, вентиляция	44,72	22,070	22,650	49,35%
	ГВС	–	–	–	–
Автоматизированная паровая котельная	Всего	0,373	0,358	0,015	96,01%
	Отопление, вентиляция	0,373	0,358	0,015	96,01%
	ГВС	–	–	–	–

* – указана суммарная договорная нагрузка без разделения договорных присоединенных нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, т.к. ЛГ МУП «УТВиВ» ведет учет суммарного отпуска тепловой энергии на нужды потребителя

Как видно из таблицы 48, по источникам наблюдается следующая тенденция – значения договорной отопительной нагрузки и нагрузки ГВС превышает расчетную на всех источниках выработки тепловой энергии в городском поселении Лянтор.

В целом по городскому поселению Лянтор превышение договорной нагрузки над фактической составляет 39,675 Гкал/ч или 28,73%.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки при температуре наружного воздуха для проектирования системы отопления будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах.

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

Тепловые нагрузки потребителей скорректированы на основе фактического полезного отпуска тепловой энергии за базовый (2022) год.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

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

Балансы тепловой мощности и фактической (расчетной) тепловой нагрузки источников теплоснабжения за 2022 г. представлены в таблице 49. Резервы и дефициты источников тепловой мощности рассчитаны при аварийном выводе из работы самого мощного котла в соответствии с требованиями СП 89.13330.2016 Котельные установки.

Таблица 49. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения

Показатель	Ед. измерения	Значение показателя
Котельные №1, №2, №3		
Установленная мощность	Гкал/час	301,82
Располагаемая мощность	Гкал/час	210,01
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,133
то же в %	%	1,02%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	207,88
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	14,231
то же в %	%	15,77%
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	75,982
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	117,664
	%	56,60%
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	170,377
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	88,218
	%	51,78%
Котельная ДЕВ-25		
Установленная мощность	Гкал/час	56,6
Располагаемая мощность	Гкал/час	56,6
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,525
то же в %	%	0,93%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	56,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	1,162
то же в %	%	5,0%
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	22,070
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	32,844
	%	58,87%
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	41,925
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	21,033
	%	50,17%

Показатель	Ед. измерения	Значение показателя
Автоматизированная паровая котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	4,11
Располагаемая мощность	Гкал/час	4,11
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,0089
то же в %	%	0,22%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	4,101
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,019
то же в %	%	5,0%
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	0,358
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	3,724
	%	90,81%
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	2,046
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,707
	%	83,43%
Итого по г.п. Лянтор		
Установленная мощность	Гкал/час	362,53
Располагаемая мощность	Гкал/час	270,72
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,667
то же в %	%	0,99%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	268,053
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	15,411
то же в %	%	13,54%
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	98,410

Котельные №1, №2 и №3 работают на единую тепловую сеть городского поселения Лянтор, осуществляя теплоснабжение потребителей жилой и общественно-деловой застройки.

Автоматизированная паровая котельная поставляет ряду потребителей тепловую энергию в паре по сети паропроводов, проходящих по территории производственной зоны.

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

В таблице 50 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. Как видно из таблицы, дефицита тепловой мощности на источниках городского поселения Лянтор не наблюдается.

Все источники выработки тепловой энергии имеют значительный резерв установленной мощности, что связано с замедленными темпами развития

городского поселения.

Таблица 50. Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Показатель	Ед. измерения	Значение показателя
Котельные №1, №2, №3		
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	88,218
	%	51,78%
Котельная ДЕВ-25		
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	21,033
	%	50,17%
Автоматизированная паровая котельная		
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	1,707
	%	83,43%

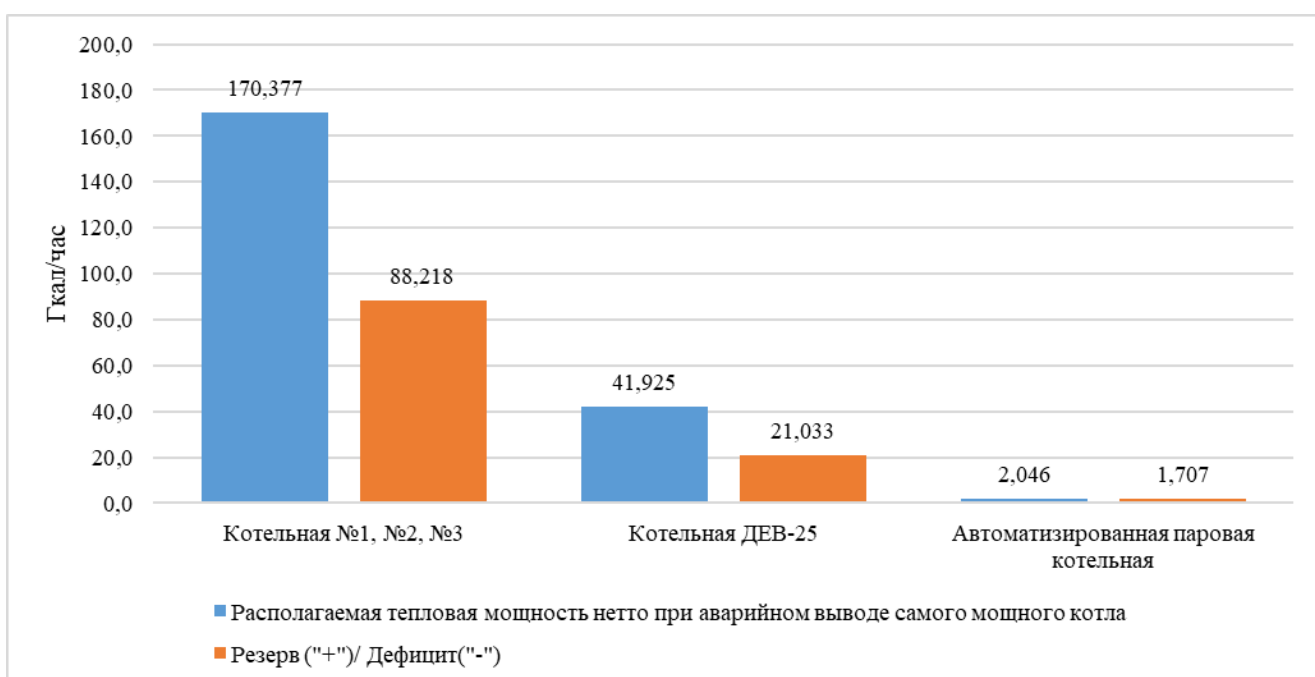


Рисунок 56. Значения резервов/дефицитов тепловой мощности источников тепловой энергии на территории городского поселения Лянтор

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 к потребителю

Передача тепловой энергии потребителям от источников тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям посредством сетевых насосов, установленных как на источниках теплоснабжения, так и в центральных (индивидуальных) тепловых пунктах.

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения городского поселения Лянтор приведены в таблице 51.

Таблица 51. Параметры работы головных участков источников теплоснабжения

Источник теплоснабжения	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²
Котельные №1, №2, №3	5,0	2,8
Котельная ДЕВ-25	3,9	2,6

Пьезометрические графики представлены в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

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

Дефицит тепловой мощности на источниках теплоснабжения на территории городского поселения Лянтор 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

Все источники тепловой энергии на территории городского поселения Лянтор имеют достаточный резерв тепловой мощности, величина которого описана в пункте 1.6.1. настоящего документа.

Расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности схемой не предполагается.

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

Скорректирована присоединенная нагрузка на основе фактического полезного отпуска за отопительный период, а также уточнена информация относительно резервов/дефицитов тепловой мощности источников тепловой энергии.

1.7. 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

На источниках тепловой энергии городского поселения Лянтор для восполнения потерь теплоносителя используют исходную воду из водопровода прошедшую химводоподготовку. В качестве химводоподготовки используются На-катионитовые фильтры и деаэрационные атмосферные водоподготовительные установки, работающие в заданном эксплуатационном режиме. На вводах котельных установлены грязевики.

Сведения об оборудовании водоподготовки котельных ЛГ МУП «УТВиВ» представлены в таблице 52.

Таблица 52. Сведения об оборудовании водоподготовки

Тип оборудования	Марка	Количество
Котельная №1		
Фильтр Ду 1000 мм	ФИПаI-1,0-0,6 Na	4
Фильтр Ду 1500 мм	ФИПаI-1,5-0,6 Na	8
Бункер соли	-	1
Сепараторы непрерывной продувки	-	1
Солеобразователи	-	1
Мерники	-	1
Деаэратор	ДА 50/15	4
	ДА 100/25	1
Котельная №2		
Фильтр Ду 2000 мм	ФИПаI-2,0-0,6 Na	2
Фильтр Ду 2600 мм	ФИПаI-2,6-0,6 Na	-
Бункер соли	-	1
Солеобразователи	-	1
Мерники	-	1
Деаэратор	ДА 50/15	2
Котельная №3		
Фильтр Ду 2600 мм	ФИПаI-2,6-0,6 Na	3
Бункер соли	-	2
Солеобразователи	-	1
Мерники	-	1
Бак питательный	-	2
Деаэратор	ДА 50/15	2

Для восполнения потерь теплоносителя в ЦТП и ИТП используется исходная вода из городского водопровода.

Согласно Порядку определения нормативов технологических потерь, при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. №325, для систем теплоснабжения нормируются технологические затраты и технологические потери теплоносителя.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

– затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

– технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в системе теплоснабжения.

Среднегодовая утечка 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. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования, которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_u) не должен превышать

значений, приведенных в Таблице 3 П. 6.16. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», либо ниже при условии такого согласования. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{ТС} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 3 П. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

$V_{ТС}$ – объем воды в системах теплоснабжения, м³.

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{ТС} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м³.

Расчетный объем подпитки котельных на территории г.п. Лянтор приведен в таблице 53.

Таблица 53. Расчетный объем подпитки тепловой сети

Показатель	Ед. изм.	Котельные №1, №2, №3	Котельная ДЕВ-25*
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	500	80
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	1
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	300	400
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	24,649	8,749
– нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	11,891	8,749
– сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	13,758	0,000
– отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м ³ /ч	0,000	0,000
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	24,649	8,749
Аварийная подпитка систем теплоснабжения	м ³ /ч	87,126	69,99
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	111,77	78,74
Резерв (+)/ дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	475,35	71,25
Доля резерва	%	95,07%	89,06%

* *Примечание – утечки в паропроводе НГДУ «Лянторнефть» для потребителей промышленной зоны восполняются за счет мощности водоподготовительной установки котельной ДЕВ-25.*

Все источники тепловой энергии имеют резерв производительности ВПУ, необходимый для возможности восполнения технологических потерь теплоносителя, включающих количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

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

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. №116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения, если другое не предусмотрено проектными либо эксплуатационными решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора

источника теплоснабжения, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения городского поселения Лянтор представлен в таблице 54.

Таблица 54. Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения городского поселения Лянтор

Наименование источника систем теплоснабжения	Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, м³/ч	Объем системы теплоснабжения, м³
Котельные №1, №2, №3	111,77	4356,29
Котельная ДЕВ-25	78,74	3499,70

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

Балансы производительности ВПУ скорректированы на основании предоставленных данных от ресурсоснабжающих организаций.

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

На территории городского поселения Лянтор функционирует пять источников тепловой энергии:

- Котельная №1;
- Котельная №2;
- Котельная №3;
- Котельная ДЕВ-25;
- Автоматизированная паровая котельная.

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

ЛГ МУП «УТВиВ»

Основным видом топлива на котельных №1, №2, №3 является газ сухой отбензиненный компримированный. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельные за период 2018-2022 гг., представлена в таблице 55.

Таблица 55. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельные ЛГ МУП «УТВиВ»

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Низшая теплотворная способность газа, ккал/кг	8437,91	8728	8265,8	7987,68	8074,77

Топливо-энергетические балансы котельных за 2018-2022 гг. представлены в таблице 56. Расход условного топлива котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 57.

Таблица 56. Суммарные топливно-энергетические балансы котельных

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Расход топлива						
условное топливо	тыс. т.у.т.	48,257	50,710	41,438	48,288	44,228
натуральное (сухое) топливо	тыс. м ³	40033,35	40669,9	35091,93	42317,43	38341,39
Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	307,135	320,477	263,697	315,236	291,138
Собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	6,832	6,835	6,92	6,958	6,725
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	260,205	252,432	237,958	258,272	239,548



Рисунок 57. Суммарный расход условного топлива котельными ЛГ МУП «УТВиВ»

НГДУ «Лянторнефть»

Основным видом топлива на котельной ДЕВ-25 и автоматизированной паровой котельной является газ сухой отбензиненный компримированный. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на данные котельные за период 2018-2022 гг., представлена в таблице 57.

Таблица 57. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельные НГДУ «Лянторнефть»

Год	2018	2019	2020	2021	2022
Низшая теплотворная способность газа, ккал/кг	8437,91	8728	8629	7987,68	8066

Топливо-энергетические балансы котельных НГДУ «Лянторнефть» за период 2018-2022 гг.. представлены в таблицах 58 и 59. Расход условного топлива котельных графически в виде диаграммы представлен на рисунках 58 и 59.

Таблица 58. Топливо-энергетические балансы котельной ДЕВ-25

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Расход топлива						
условное топливо	тыс. т.у.т.	12,207	11,608	9,420	11,766	10,560
натуральное (сухое) топливо	тыс. м ³	10126,81	9309,94	7641,67	10311,45	9164,42
Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	76,584	74,316	60,000	76,207	68,394
Собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	1,696	1,656	1,336	1,686	1,511
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	74,885	72,660	58,664	74,521	66,883



Рисунок 58. Расход условного топлива котельной ДЕВ-25

Таблица 59. Топливно-энергетические балансы автоматизированной паровой котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Расход топлива						
условное топливо	тыс. т.у.т.	1,094	0,399	0,474	0,418	0,382
натуральное (сухое) топливо	тыс. м ³	907,394	320,349	384,734	366,68	331,365
Производство тепловой энергии	тыс. Гкал	6,731	2,749	2,803	2,470	2,254
Собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0,157	0,064	0,066	0,058	0,052
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	6,574	2,685	2,737	2,412	2,202



Рисунок 59. Расход условного топлива автоматизированной паровой котельной

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

На источниках тепловой энергии, расположенных на территории городского поселения Лянтор, не используются резервное топливо.

При возникновении аварийных ситуаций на основных нитках подачи топлива (газ сухой отбензиненный компримированный) к источникам выработки тепловой энергии предусмотрены резервные линии подачи топлива.

Аварийное топливо на территории городского поселения Лянтор не предусмотрено.

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

Сведения о характеристиках топлива, используемого на котельных городского поселения Лянтор представлены в разделе 1.8.1. и не имеют зависимости от мест поставки.

1.8.4. Использование местных видов топлива

На территории городского поселения Лянтор в качестве основного топлива используется газ сухой отбензиненный компримированный добываемый на территории Ханты-Мансийского автономного округа. Таким образом, используемое топливо можно отнести к местным видам топлива.

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

На всех источниках выработки тепловой энергии на территории городского поселения Лянтор в качестве основного топлива используется газ сухой

отбензиненный компримированный. Калорийность поставляемого газа составляет 7998,73 ккал/м³. Резервное и аварийное топливо на котельных не предусматривается.

На рисунке 60 представлен паспорт качества топлива, используемого на источниках ЛГ МУП «УТВиВ» городского поселения Лянтор.

ПАСПОРТ КАЧЕСТВА №06-12/22-ЛМР от 31.12.2022
Газ горючий природный, ГОСТ 5542-2014
Код ОКПД 06.20.10.110

Дата (период) поставки: 01 декабря 2022 г. - 31 декабря 2022 г.
Дата (период) отбора проб: 01 декабря 2022 г. - 31 декабря 2022 г.
Отбор проб произведен: ЦБЛФХА УВСИНГ
Место отбора проб газа: выход БК ГРС-80 г.Лянтор (Лянторский УТВиВ)
Дата (период) проведения измерений: 01 декабря 2022 г. - 31 декабря 2022 г.

Наименование показателя	Метод измерения	Единица измерения	Норма	Результат измерения	Примечание
Компонентный состав, молярная доля	ГОСТ 31371.7-2008 метод Б	%	не нормируется		Отбор проб по ГОСТ 31370-2008, приложение D
Метан _(по разности)				94,7933	
Этан				2,1863	
Пропан				0,5364	
Изобутан				0,0113	
н-Бутан				0,0108	
Изопентан				менее 0,001	
н-Пентан				менее 0,001	
Гексаны (СВ+высшие)				0,0080	
Азот (индивидуально)				1,4667	
Гелий				0,0114	
Водород				0,0023	
Кислород				не более 0,0500	
Диоксид углерода	не более 2,5000	0,9664			
Плотность при 293,15 К и 101,325 кПа (расчетный показатель)	ГОСТ 31369-2008	кг/м ³	не нормируется	0,7065	
Низшая объемная теплота сгорания при 293,15 К и 101,325 кПа (расчетный показатель)	ГОСТ 31369-2008	ккал/м ³	не менее 7600,000	7998,733	
		МДж/м ³	не менее 31,80	33,49	
Область значений числа Воббе (высшего) при 293,15 К и 101,325 кПа	ГОСТ 31369-2008	ккал/м ³	от 9840 до 13020	11584	
		МДж/м ³	от 41,20 до 54,50	48,50	
Массовая концентрация сероводорода	ГОСТ 22387.2-2021, раздел 9	г/м ³	не более 0,0200	менее 0,001	-
Массовая концентрация меркаптановой серы	ГОСТ 22387.2-2021, раздел 11	г/м ³	не более 0,036	менее 0,001	-
Массовая концентрация механических примесей	ГОСТ 22387.4-77	г/м ³	не более 0,001	отсутствие	-
Температура точки росы по воде при давлении в точке отбора пробы	ГОСТ Р 53763-2009 п.10.1.2, Руководство по монтажу и эксплуатации на портативный влагомер РМ880	°С	ниже температуры ГПП в точке отбора пробы	< минус 80,0	-
Температура ГПП	-	°С	не нормируется	минус 16,3	-
Давление ГПП	-	МПа	не нормируется	0,51	-
Наименование показателя	Метод измерения	Единица измерения	Норма	Результат измерения	Примечание
Молярная масса	ГОСТ 31369-2008	кг/кмоль	не нормируется	16,960	-

Рисунок 60. Паспорт топлива, используемого на источниках тепловой энергии ЛГ МУП «УТВиВ»

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

На территории городского поселения Лянтор функционируют 5 источников выработки тепловой энергии.

В качестве основного топлива на всех источниках используется газ сухой отбензиненный компримированный.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Основным видом топлива на источниках тепловой энергии является газ сухой отбензиненный компримированный. Перевод на другой вид топлива в рассматриваемом периоде не планируется.

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

Топливные балансы источников теплоснабжения скорректированы на основании предоставленных фактических топливно-энергетических балансов за базовый период.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Описание и значения показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Настоящая методика по анализу показателей, используемых для оценки надёжности систем теплоснабжения, разработана в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, №34, ст. 4734).

Для оценки надёжности системы теплоснабжения используются следующие показатели:

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:

$$K_э^{общ} = \frac{Q_1 \cdot K_э^{ист.1} + \dots + Q_n \cdot K_э^{ист.n}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (1)$$

где:

$K_э^{ист.i}$, $K_э^{ист.n}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч} \quad (2)$$

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_B) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

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

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

$$K_B^{\text{общ}} = \frac{Q_1 \cdot K_B^{\text{ист.1}} + \dots + Q_n \cdot K_B^{\text{ист.n}}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (3)$$

где:

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

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

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

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

$$K_T^{\text{общ}} = \frac{Q_1 \cdot K_T^{\text{ист.1}} + \dots + Q_n \cdot K_T^{\text{ист.n}}}{Q_1 + \dots + Q_n} \quad (4)$$

где:

$K_T^{\text{ист.1}}$, $K_T^{\text{ист.n}}$ - 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_6) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

- $K_6 = 1,0$ – полная обеспеченность;
- $K_6 = 0,8$ – не обеспечена в размере 10% и менее;
- $K_6 = 0,5$ – не обеспечена в размере более 10%.

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

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

где:

$K_{\text{б}}^{\text{ист.1}}$, $K_{\text{б}}^{\text{ист.n}}$ - значения показателей надёжности отдельных источников тепловой энергии;

д) показатель технического состояния тепловых сетей ($K_{\text{с}}$), характеризующий долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле:

$$K_{\text{с}} = \frac{S_{\text{с}}^{\text{экспл}} - S_{\text{с}}^{\text{ветх}}}{S_{\text{с}}^{\text{экспл}}} \quad (7)$$

где:

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

$S_{\text{с}}^{\text{ветх}}$ - протяжённость ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации

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

$$I_1 = \frac{n_{\text{отк}}}{S} \quad (8)$$

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:

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

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% – $K_{\text{нед}} = 0,2$

1.9.2. Анализ и оценка надёжности системы теплоснабжения

а) Оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$ и источники тепловой энергии могут быть оценены как:

- надёжные – при $K_{\text{э}}=K_{\text{в}}=K_{\text{т}}=1$;
- малонадёжные – при значении меньше 1 одного из показателей $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$;
- ненадёжные – при значении меньше 1 у 2 и более показателей $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$.

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:

$$K_c = \frac{K_3 + K_B + K_T + K_6 + K_c + K_{отк.тс} + K_{нед}}{7} \quad (12)$$

1.9.3. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях на территории городского поселения Лянтор представлена в разделе 1.3.9.

1.9.4. Частота отключений потребителей

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях представлены в разделе 1.3.9.

1.9.5. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Среднее время восстановления работоспособности тепловых сетей не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

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

Карты-схемы тепловых сетей и зоны безопасности, входящие в эффективный радиус теплоснабжения, представлены в пункте 1.4 настоящей схемы теплоснабжения.

1.9.7. 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 17 октября 2015 г. №1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций, расследование причин которых осуществляется федеральным органом власти, не возникало.

1.9.8. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция.»).

1.9.9. Расчет показателей надежности систем теплоснабжения городского поселения Лянтор

Результаты расчета показателей надежности систем теплоснабжения городского поселения Лянтор представлены в таблице 60.

Таблица 60. Показатели надежности систем теплоснабжения городского поселения Лянтор

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Котельная №1	Котельная №2	Котельная №3	Котельная ДЕВ-25	Автоматизированная паровая котельная
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_{э}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_{в}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{р}$	1,0	1,0	1,0	0,2	0,2
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	0,29			0,580	1,0
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	0,8			1,0	1,0
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{п}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{м}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мр}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{э}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
	<i>Общий показатель надежности</i>	$K_{над}$	<i>0,886</i>	<i>0,886</i>	<i>0,886</i>	<i>0,847</i>	<i>0,9</i>

Общий показатель надежности системы теплоснабжения, образованной на базе котельных №1, №2 и №3 составляет – $K_{над} = 0,886$. По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельных №1, №2, №3 попадает в область надежных.

Показатель надежности системы теплоснабжения котельной ДЕВ-25: $K_{над} = 0,847$. По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной ДЕВ-25 промышленной зоны городского поселения Лянтор попадает в область надежных.

Показатель надежности системы теплоснабжения автоматизированной паровой котельной: $K_{над} = 0,9$. По общему показателю надежности система теплоснабжения от автоматизированной паровой котельной попадает в область надежных.

1.9.10. 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

Показатели надежности системы теплоснабжения указаны согласно предоставленным данным.

1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии», раскрытию подлежит информация:

1. О ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);
2. Об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);
3. Об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;
4. Об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;
5. О наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;
6. Об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;
7. О порядке выполнения технологических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

1.10.1. Техничко-экономические показатели ЛГ МУП «УТВиВ» на территории городского поселения Лянтор

ЛГ МУП «УТВиВ» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству, передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЛГ МУП «УТВиВ» за 2021 год представлена в таблице 61.

Таблица 61. Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЛГ МУП «УТВиВ» на территории городского поселения Лянтор за 2021 год

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	514 389,53
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	494 794,52
2.1.	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
2.2.	расходы на топливо	тыс. руб.	151 151,30
	газ природный по регулируемой цене	х	х
	объем	тыс. м ³	42 317,43
	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,57
	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
	способ приобретения	х	прочее
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	47 470
2.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	5,39
2.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	8 812,2330
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	19 797,04
2.5.	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	561,34
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	67 271,91
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	20 688,01
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	56 794,64
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	16 617,53
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	25 563,28
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	20 628,87
2.12.1.	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.12.2.	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13.	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	9 217,37
2.13.1.	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13.2.	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств		20 070,36
	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	тыс. руб.	есть
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	38 962,77
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	19595,01
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	23370,77
5	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	96,08
6	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	315,2360
7	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение
8	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	258,2718
8.1.	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	137,8990
8.1.1.	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	11,7728
8.2.	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	120,3728
9	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
10	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	50,01
10.1.	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	21,06
11	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	101,33
12	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	64,82
13	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	0,0000
14	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	157,17
14.1.	Котельная №1	кг усл. топл./Гкал	157,51
14.2.	Котельная №2	кг усл. топл./Гкал	157,00
14.3.	Котельная №3	кг усл. топл./Гкал	157,00
15	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	153,30
15.1.	Котельная №1	кг усл. топл./Гкал	159,00
15.2.	Котельная №2	кг усл. топл./Гкал	152,10
15.3.	Котельная №3	кг усл. топл./Гкал	148,80
16	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	27,95
17	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,89

1.10.2. Техничко-экономические показатели НГДУ «Лянторнефть»

НГДУ «Лянторнефть» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по выработке, передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей на территории промышленной зоны городского поселения Лянтор.

НГДУ «Лянторнефть» – подразделение, входящее в состав ПАО «Сургутнефтегаз». Сводная информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» на территории г. Сургут, по Белоярскому и Сургутскому районам за 2021 год представлена в таблице 62.

Таблица 62. Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ПАО «Сургутнефтегаз» за 2021 год

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение
1	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	58549,95
2	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	3472959,60
2.1.	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00
2.2.	расходы на топливо	тыс. руб.	294969,15
	газ природный по нерегулируемой цене	х	х
	объем	тыс. м ³	131295,55
	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	2,23
	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
	способ приобретения	х	прочие
	нефть	х	х
	объем	тонны	176,65
	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	15,22
	стоимость доставки	тыс. руб.	0,00
	способ приобретения	х	прочие
2.3.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	124 168,92
2.3.1.	Средневзвешенная стоимость 1 кВт·ч (с учетом мощности)	руб.	4,80
2.3.2.	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт·ч	25 882,6947
2.4.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	144 007,67
2.5.	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	79 127,41
2.6.	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	232 685,69
2.7.	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	66 112,72
2.8.	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	169 524,21
2.9.	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	40 520,14
2.10.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	303 309,09
2.11.	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
2.12.	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	38 900,33
2.12.1.	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	4 333,98
2.12.2.	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
2.13.	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	277 879,91
2.13.1.	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	1 697,12
2.13.2.	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	301,65
2.14.	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	603 503,57
	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		отсутствует
2.15.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	1 098 250,79
3	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	3 222,71
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	1 965,25
5	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч	11,24
6	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	1 043,3010
7	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал	
8	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал	23,1050
8.1.	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал	19,4600
8.1.1.	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	4,3270
8.2.	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	3,6450
9	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.	0,00
10	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	39,25
10.1.	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	0,00
11	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	287,39
12	Среднесписочная численность административно-управленческого персонала	человек	105,41

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение
13	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал	0,0000
14	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	160,50
14.1.	Газ (Котельная №25)	кг усл. топл./Гкал	160,50
15	Фактический удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	159,50
15.1.	Газ (Котельная №25)	кг усл. топл./Гкал	154,40
16	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. кВт.ч/Гкал	0,02
17	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям	куб.м/Гкал	0,47

1.10.3. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций 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

В Актуализированную схему теплоснабжения внесены сведения о технико-экономической деятельности ресурсоснабжающих организаций за актуальный год (2021 год).

Описание результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций выполнены в соответствии с пунктом 34 Постановления Правительства №154 «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (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

Сведения об утвержденных тарифах на тепловую энергию, поставляемую потребителям на территории городского поселения Лянтор за 2019-2023 гг., представлены в таблицах 63 и 64.

Таблица 63. Тарифы на тепловую энергию (мощность) по предприятию ЛГ МУП «УТВиВ» городского поселения Лянтор за 2019-2023 гг.

Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Тариф	Основание
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	1950,25	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 80-нп от 08.12.2020 г.
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	1989,25	
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	1989,25	
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	1989,25	
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	1989,25	
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	2056,88	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 86-нп от 30.11.2021 г.
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	2056,88	
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	2126,8	
	с 01.12.2022 по 31.12.2022	2277,34	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 74-нп от 22.11.2022 г.
с 01.01.2023 по 31.12.2023	2277,34		
Население (тарифы указываются с учетом НДС)			
Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	2340,3	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 80-нп от 08.12.2020 г.
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	2387,1	
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2387,1	
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	2387,1	
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	2387,1	
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	2468,26	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 86-нп от 30.11.2021 г.
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	2468,26	
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	2552,16	
	с 01.12.2022 по 31.12.2022	2732,81	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 74-нп от 22.11.2022 г.
	с 01.01.2023 по 31.12.2023	2732,81	

Динамика изменения тарифа на тепловую энергию (мощность) для населения (с НДС) представлено на рисунке 61.

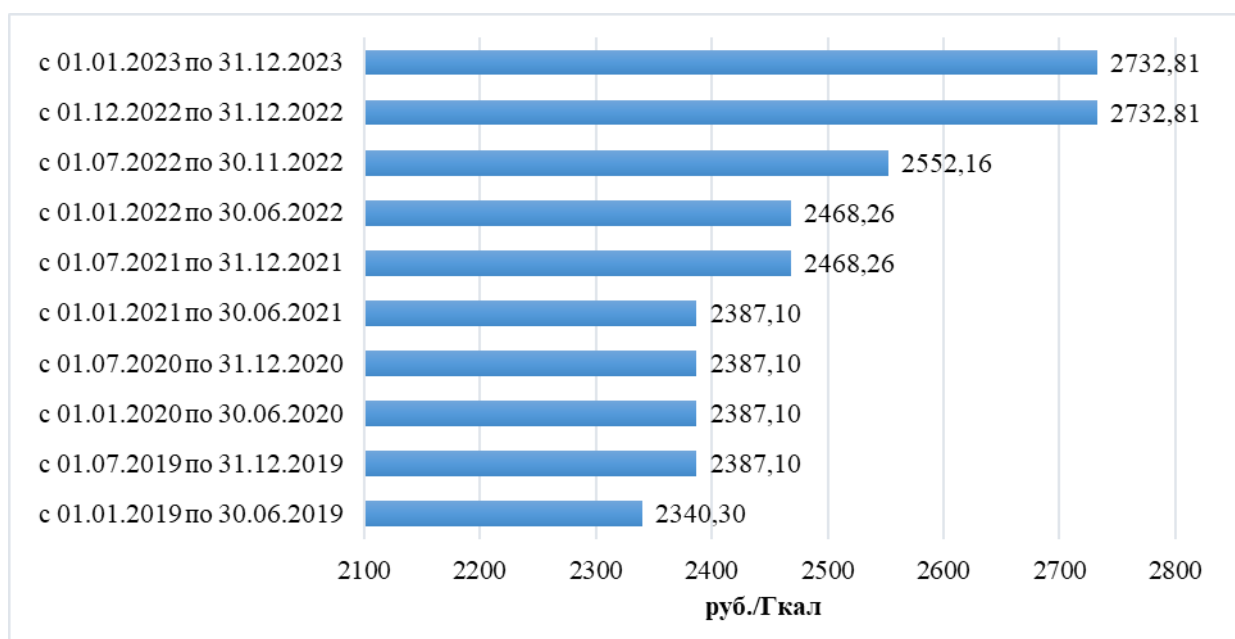


Рисунок 61. Динамика изменения тарифов

Таблица 64. Тарифы на тепловую энергию (мощность) по предприятию ПАО «Сургутнефтегаз» на территории Белоярского муниципального района, Сургутского муниципального района и городского округа Сургут Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за 2019-2023 гг.

Вид тарифа	Год с календарной разбивкой	Тариф	Основание
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения			
Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	1937,28	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 80-нп от 08.12.2020 г.
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	2026,39	
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	2026,39	
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	2503,15	
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	2503,15	
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	2588,23	
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	2588,23	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 86-нп от 30.11.2021 г.
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	2676,15	
	с 01.12.2022 по 31.12.2022	2681,20	
	с 01.01.2023 по 31.12.2023	2681,2	Приказ РСТ ХМАО-Югры № 74-нп от 22.11.2022 г.

Динамика изменения тарифа на тепловую энергию (мощность) представлено на рисунке 62.

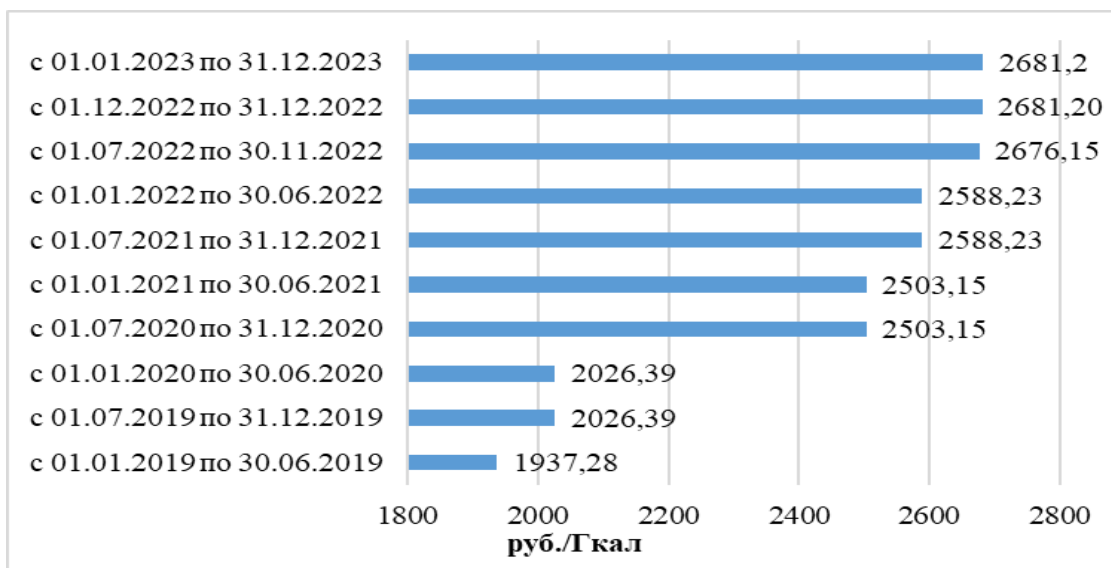


Рисунок 62. Динамика изменения тарифов для потребителей ПАО «Сургутнефтегаз»

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

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- на топливо;
- на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- на сырье и материалы;
- на ремонт основных средств;
- на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы.

Расходы теплоснабжающих организаций, связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 65 и графически на рисунках 63 и 64.

Таблица 65. Расходы ЛГ МУП «УТВиВ» и ПАО «Сургутнефтегаз», связанные с производством и реализацией тепловой энергией за 2021 год

№ п/п	Показатель	Единица измерения	ЛГ МУП «УТВиВ»	ПАО «Сургутнефтегаз»*
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	151 151,30	294 969,15
2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе		47 470,10	124 168,92
3	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		19 797,04	144 007,67
4	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе		561,34	79 127,41
5	Расходы на оплату труда основного производственного персонала		67 271,91	232 685,69
6	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала		20 688,01	66 112,72
7	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала		56 794,64	169 524,21
8	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала		16 617,53	40 520,14
9	Расходы на амортизацию основных производственных средств		25 563,28	303 309,09
10	Общепроизводственные расходы		20 628,87	38 900,33
11	Общехозяйственные расходы		9 217,37	277 879,91
12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств		20 070,36	603 503,57
13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности		38 962,77	1 098 250,79
14	Всего		494 794,52	3 472 959,60

* Расходы ПАО «Сургутнефтегаз», связанные с производством и реализацией тепловой энергии ПАО «Сургутнефтегаз» на территории г. Сургут и по Белоярскому и Сургутскому районам

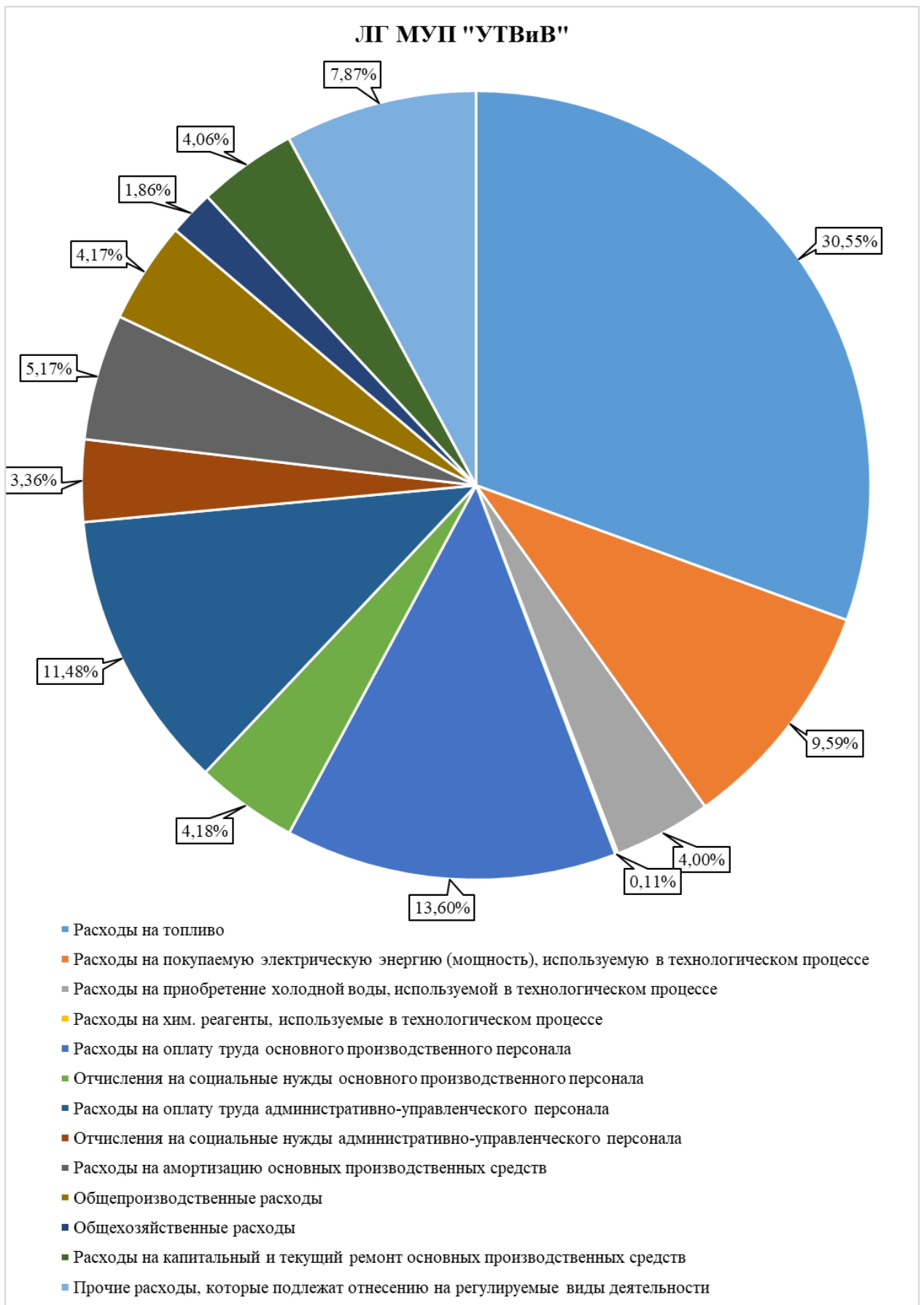


Рисунок 63. Расходы ЛГ МУП «УТВиВ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии за 2021 год

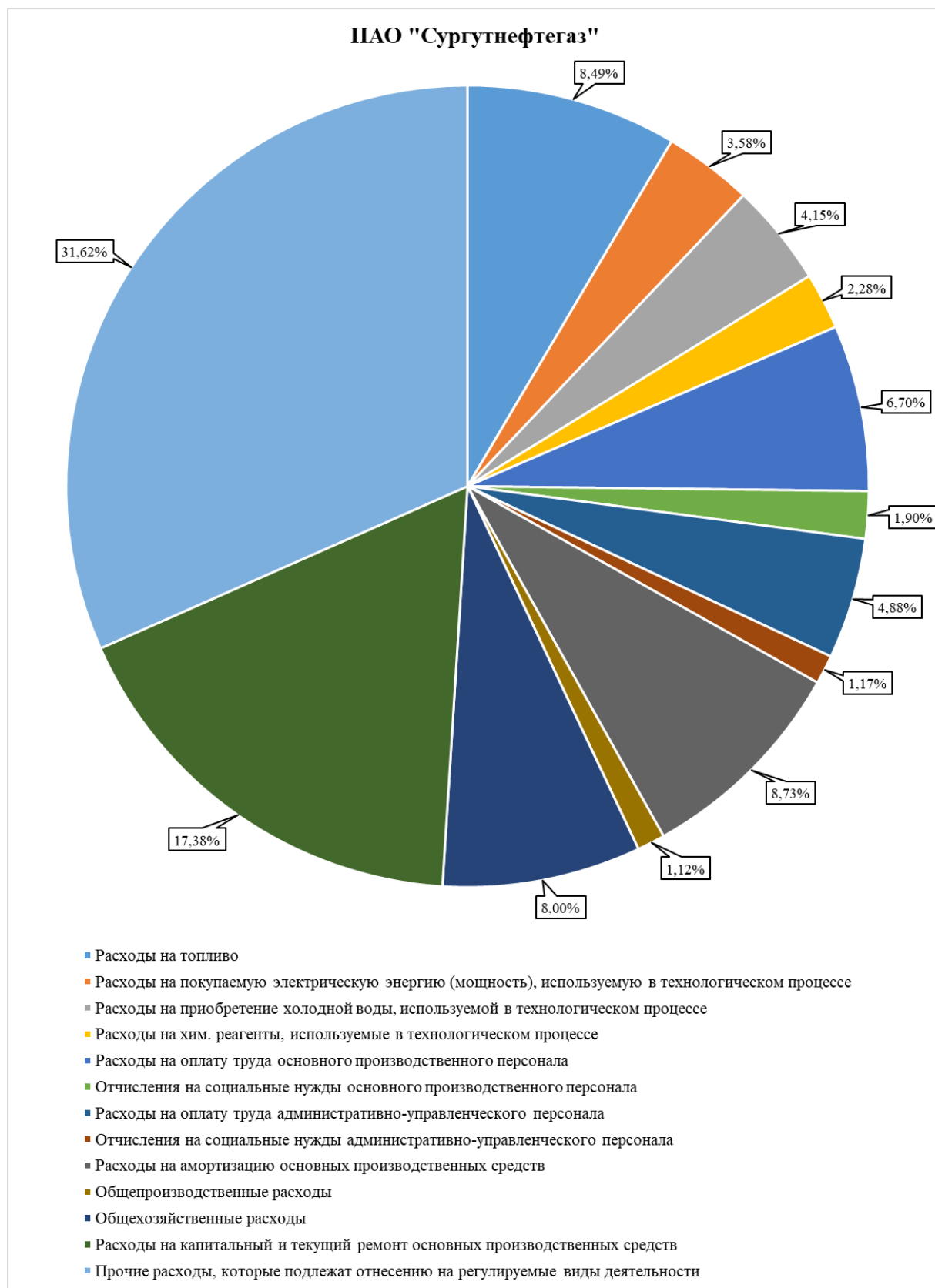


Рисунок 64. Расходы ПАО «Сургутнефтегаз» на территории г. Сургут, по Белоярскому и Сургутскому районам, связанные с производством и реализацией тепловой энергии за 2021 год

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения определяется в индивидуальном порядке, исходя из подключаемой нагрузки, в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

Размер платы за подключение к системе теплоснабжения для ЛГ МУП «УТВиВ» и НГДУ «Лянторнефть» не установлен.

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему 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 подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.

Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

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

1.11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Территории городского поселения Лянтор не относятся к территориям, на которых установлена ценовая зона теплоснабжения.

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

Территории городского поселения Лянтор не относятся к территориям, на которых установлена ценовая зона теплоснабжения.

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

Актуализирована информация об утвержденных и действующих тарифах на тепловую энергию (мощность) в соответствии с Приказами РСТ ХМАО-Югры.

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения

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

На территории городского поселения Лянтор действуют пять источников тепловой энергии. В организации качественного теплоснабжения существуют следующие проблемы:

1) Частичное отсутствие приборов учета тепловой энергии у части потребителей, не позволяет оценивать фактическое потребление тепловой энергии каждым зданием. Полное оснащение потребителей приборами учета тепловой энергии позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию, а также осуществлять корректную оценку тепловых потерь в тепловых сетях;

2) Высокий уровень износа тепловых сетей, отсутствие или нарушение изоляции трубопроводов тепловой сети приводят к сверхнормативным потерям, которые являются прямыми убытками теплоснабжающей организации. Также сверхнормативные потери приводят к ухудшению параметров теплоносителя у конечного потребителя, что приводит к снижению температуры воздуха внутри помещения относительно нормативных величин;

3) Превышение нормативного срока службы основного оборудования на источниках тепловой энергии;

4) Высокий уровень износа основного и вспомогательного оборудования на источниках тепловой энергии;

5) Необходимость технического перевооружения оборудования котельных.

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

В организации надежного и безопасного теплоснабжения имеется ряд

проблем, обусловленных высоким износом основных фондов. В системах теплоснабжения котельных ЛГ МУП «УТВиВ» и котельной ДЕВ-25 доля тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет колеблется от 50 до 70 %. Также на источниках осуществляется эксплуатация основного теплоэнергетического оборудования со сроком эксплуатации более 30 лет. Связано это с недофинансированием, коротким межотопительным периодом для проведения замены тепловых сетей и оборудования, а также ограниченным количеством специализированных организаций, имеющих материально-техническую базу для выполнения работ на тепловых сетях в кратчайшие сроки.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Развитие систем теплоснабжения – стремление максимально реализовать мощность источника тепловой энергии при минимальных затратах, достигнутых путем использования оборудования, имеющего высокий КПД, снижением потерь тепловой энергии, теплоносителя и электроэнергии при транспорте, а также рациональное использование тепловой энергии и теплоносителя.

Главной проблемой развития существующих систем теплоснабжения является недостаточность средств для модернизации и технического перевооружения объектов СЦТ.

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

Проблемы надежного и эффективного топливоснабжения существующих источников тепловой энергии городского поселения Лянтор отсутствуют.

Основным топливом на источниках тепловой энергии является газ сухой отбензиненный компримированный. Для возможных аварийных ситуаций в котельных предусмотрена резервная линия подачи топлива.

Нарушений в поставке топлива за период 2019-2022 гг. не выявлено.

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

Предписания надзорных органов, влияющие на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.

1.12.6. Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования, произошедших в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, изменения не зафиксированы.