

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ОЗЕРСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА
НА ПЕРИОД ДО 2034 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	8
1.1. Описание деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций Озерского городского округа.....	8
1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями	12
1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	13
1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии	13
1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	14
2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	15
2.1. Изменения, произошедшие с утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения...	15
2.2. Общие положения	15
2.3. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ и ГРЭС	16
2.3.1. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования).....	16
2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность.....	17
2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности «нетто».....	18
2.3.4. Год ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования	29
2.3.5. Типы и стационарные номера теплофикационных агрегатов, мощность которых учитывается при проведении КОМ как подлежащая обязательной покупке.	32
2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок.....	32
2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ и ГРЭС с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	32
2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования станций.....	36
2.3.9. Способы учёта тепла, отпущенного в водяные тепловые сети	36
2.3.10. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования	39
2.3.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	39

2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования энергоисточников.....	41
2.3.13. Проектный и установленный топливный режим энергоисточников.....	41
2.4. Котельные.....	41
2.4.1. Состав и технические характеристики основного оборудования.....	41
2.4.2. Установленная тепловая мощность оборудования котельных	44
2.4.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значения тепловой мощности нетто	45
2.4.4. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования.....	45
2.4.5. Схемы выдачи тепловой мощности котельных.....	46
2.4.6. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных	49
2.4.7. Среднегодовая загрузка оборудования котельных.....	54
2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети	57
2.4.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельных	58
2.4.10. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	58
2.4.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных.....	60
2.4.12. Проектный и установленный топливный режим котельных	60
3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	64
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	64
3.1.1. Аргаяшская ТЭЦ, пиковая водогрейная котельная.....	64
3.1.2. Блочная котельная Медгородка	66
3.1.3. Котельная пос. Метлино	68
3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	69
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 подключенной тепловой нагрузки	69

3.4. Насосные станции и тепловые пункты.....	72
3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	72
3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	72
3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	73
3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	73
3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	75
3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	87
3.11. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	87
3.12. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	88
3.13. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	88
3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	93
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	94
3.16. Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	94
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	95
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	95
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	96
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	96
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора	

организации, уполномоченной на их эксплуатацию	96
4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	99
4.1. Зона действия источников централизованного теплоснабжения	99
4.2. Определение эффективного радиуса теплоснабжения	103
5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	104
5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	104
5.2. Описание зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	107
5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	107
5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии	107
5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	107
6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛООВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛООВОЙ ЭНЕРГИИ	109
6.1. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности	109
6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности «нетто»	111
6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю	113
6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	116
6.5. Резервы тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможности расширения	116
7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	117
7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей	117
7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в	

аварийных режимах систем теплоснабжения	119
7.3. Оборудование водоподготовительной установки, соблюдение водно-химического режима АТЭЦ	120
7.3.1. Схема подготовки воды для подпитки т/с.....	120
7.3.2. Состояние оборудования ХВО АТЭЦ	121
7.3.3. Качество подготавливаемой воды и режимы работы водоподготовительного оборудования	121
7.3.4. Состояние ремонта оборудования ХВО	121
7.3.5. Уровень автоматизации ХВО, дистанционное управление арматурой и механизмами	122
7.3.6. Состояние водно-химического режима на предприятии (качество пара, питательной воды, конденсата, подпиточной воды теплосети, наличие внутренних отложений в котлоагрегатах, теплообменных аппаратах, проточной части турбин, организация химпромывок оборудования).....	122
7.3.7. Водно-химический контроль (полнота, периодичность, состояние пробоотборников, представительность анализов, использование индикаторов коррозии, участие представителей химцеха в осмотре и оценке состояния тепломеханического оборудования, в приёмке его из ремонта).....	123
7.3.8. Коррозия оборудования и трубопроводов, защита от коррозии.....	124
8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	125
8.1. Топливные балансы тепло-, энергоисточников Озерского г.о.	125
8.1.1. Виды и количество используемого основного топлива Аргаяшской ТЭЦ	125
8.1.2. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на отопительной пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «МАЯК»	126
8.1.3. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на производственно-отопительной паровой котельной ФГУП «ПО «МАЯК»	126
8.1.4. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на блочной котельной Медгородка ММПКХ	127
8.1.5. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на котельной пос. Метлино ММПКХ	127
8.2. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....	127
9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	128

9.1. Термины и их определения.....	128
9.2. Методика расчета надежности	129
9.3. Расчет показателей надёжности теплоснабжения потребителей тепла г. Озерска.....	144
9.4. Анализ результатов расчета	192
10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	194
10.1. Технико-экономические показатели ФГУП «ПО «Маяк».....	194
10.2. Технико-экономические показатели ММПКХ	195
10.3. Технико-экономические показатели ММУП ЖКХ пос. Новогорный	197
10.4. Технико-экономические показатели АО «РИР».....	199
11. ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	200
11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов)	200
11.2. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию.....	208
11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	208
12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА.....	211
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения ...	211
12.2. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения	211
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	212
12.4. Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	212
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	212

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Описание деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций Озерского городского округа

В административных границах Озерского городского округа (далее Озерского г.о.) деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют три теплоснабжающие и две теплосетевые организации. Перечень теплоснабжающих и теплосетевых организаций Озерского г.о. представлен в таблице 1-1.

Описание существующего положения функциональной структуры теплоснабжения приведено по состоянию на 2022 г.

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.

Теплосетевая организация – организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

Таблица 1-1 – Перечень теплоснабжающих и теплосетевых компаний Озерского г.о.

№	Наименование предприятия	Наименование источника	Адрес	Вид деятельности
1	АО «РИР»	Аргаяшская ТЭЦ	456780, Челябинская область, г. Озерск, ул. Кыштымская, 73а	Ресурсоснабжающая организация (выработка тепловой и электрической энергии)
2	ФГУП «ПО «Маяк»	Пиковая водогрейная котельная, паровая котельная	456784, г. Озерск, Челябинской области, пр. Ленина, д. 31	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)
3	ММПКХ	Блочная котельная Медгородка, котельная пос. Метлино	456780, Челябинская область, г. Озерск, ул. Матросова, 44	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)
4	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»	–	456796, Челябинская область, город Озерск, пос. Новогорный, ул. Ленина, 7	Теплосетевая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)

	ООО «Сервисный центр»	–	456780, Челябинская обл, г. Озерск, ул. Музрукова, 43	Теплосетевая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей)
--	-----------------------	---	-------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------

На территории городского округа расположено две системы теплоснабжения: система теплоснабжения «АТЭЦ+Пиковая котельная», система теплоснабжения котельной пос. Метлино. Контуры теплоснабжения «АТЭЦ +Пиковая котельная» и котельной Медгородка соединены между собой перемычкой. Котельная пос. Метлино изолирована от других систем теплоснабжения.

- Аргаяшская ТЭЦ АО «РИР»

Наиболее мощный источник тепловой энергии на территории городского округа – Аргаяшская ТЭЦ (АТЭЦ), на 01.06.2023 г. принадлежит АО «Русатом Инфраструктурные решения» (далее – АО «РИР»). АТЭЦ отпускает тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям (пар на ФГУП «ПО «Маяк» и горячую воду ООО «Озерская трубная компания»), так и теплоснабжающим компаниям – ММПКХ и ММУП «ЖКХ пос. Новогорный».

- ФГУП «ПО «Маяк»

ФГУП «ПО «Маяк» осуществляет свою деятельность в сфере теплоснабжения как теплоснабжающая и теплосетевая организация.

На балансе организации находятся магистральные тепловые сети от АТЭЦ до НСС - 2, 2А, и 3, включая НСС, обеспечивающие тепловой энергией потребителей города Озерск и поселка № 2 г. Озерск. Также ФГУП «ПО «Маяк» обладает системой химводоочистки, поставляющей теплоноситель в систему теплоснабжения города Озерск и пос. №2 г. Озерска.

Пиковая водогрейная котельная, находящаяся на балансе ФГУП «ПО «Маяк», включена в единую тепловую сеть с АТЭЦ. Тепловая энергия, вырабатываемая пиковой котельной, покрывает потребление тепла собственными объектами ФГУП «ПО «Маяк» и незначительного числа сторонних потребителей (три гаражных кооператива).

Паровая котельная, принадлежащая ФГУП «ПО «Маяк», вырабатывает пар на нужды промышленных потребителей города Озерск и на деаэрацию подпитки теплоносителя в системе ХВО.

- ММПКХ

ММПКХ является теплоснабжающей организацией на территории г. Озерска, поселка

№ 2 г. Озерск и поселка Метлино. На балансе организации находятся магистральные и основная часть распределительных сетей города и поселка №2 г. Озерск. Котельная и тепловые сети Медгородка и поселка Метлино.

Также на балансе предприятия находятся паровые сети от паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк». Предприятие оказывает ФГУП «ПО «Маяк» услуги по транспорту пара.

Структурные схемы эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций представлены на рисунках 1-1 – 1-3.

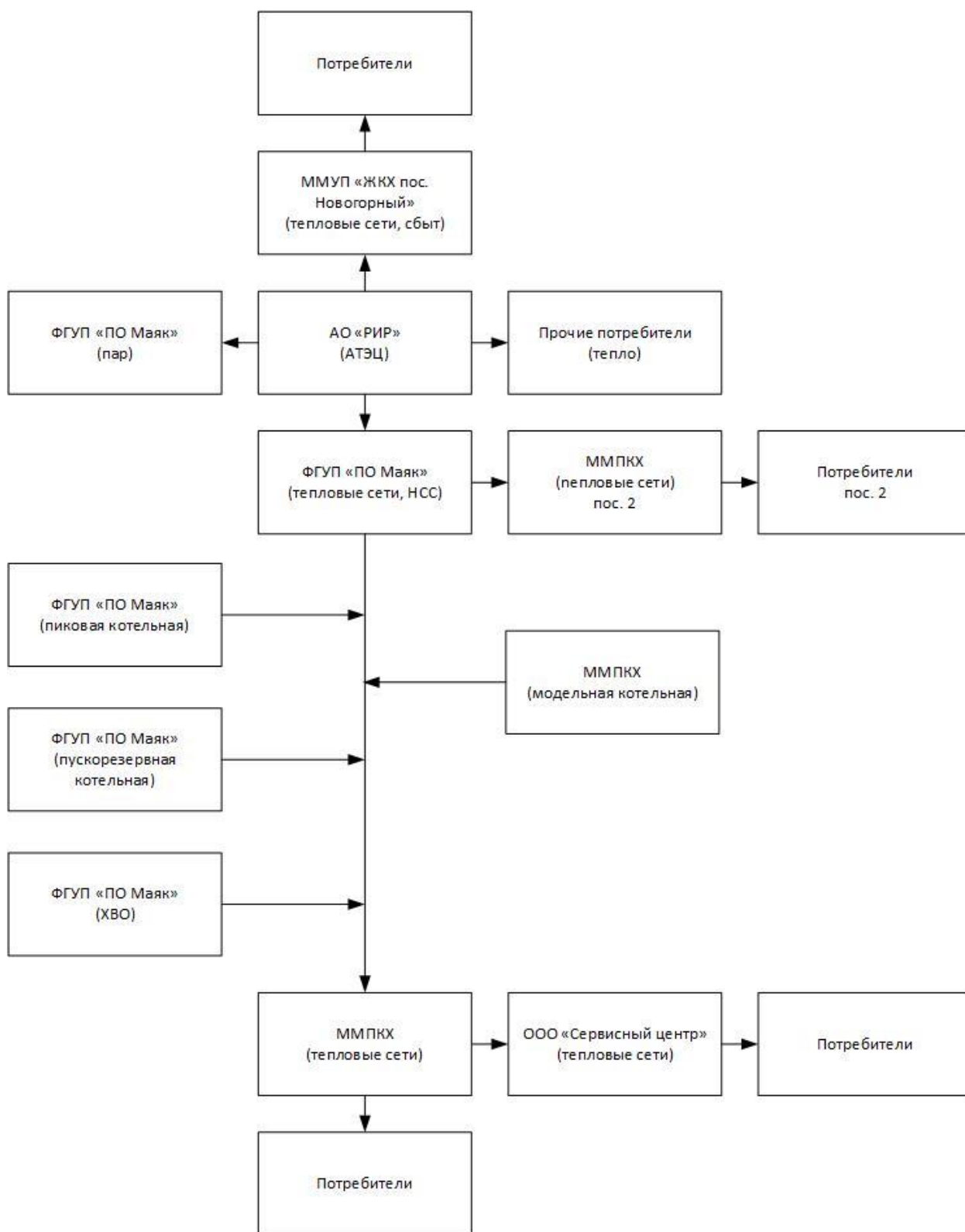


Рисунок 1-1 – Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе «АТЭС+Пиковая котельная»

- ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»

ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» является теплосетевой компанией на территории поселка Новогорный. На балансе предприятия находятся магистральные и распределительные тепловые сети и НСС.

- ООО «Сервисный центр»

На балансе ООО «Сервисный центр» находится участок тепловой сети Ду 400 от Коллекторной №3 до ТК-2. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии ММПКХ.

По состоянию на 01.06.2023 г. едиными теплоснабжающими организациями являются:

- АО «РИР» на территории города Озерск, поселка №2 г. Озерска;
- ММПКХ на территории поселка Метлино;
- ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» на территории поселка Новогорный.



Рисунок 1-2 – Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе теплоснабжения котельной поселка Метлино

1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

По состоянию на 01.06.2023 г. в Озерском городском округе существует следующая структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями.

АО «РИР» поставляет тепловую энергию с коллекторов АТЭЦ в горячей воде ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» и непосредственно потребителю (ООО «Озерская трубная компания»). Тепловую энергию в паре АО «РИР» реализует с коллектора АТЭЦ непосредственно потребителю – ФГУП «ПО «Маяк».

АО «РИР», являясь единой теплоснабжающей организацией, реализует выработанную тепловую энергию от АТЭЦ, приобретенную тепловую энергию от котельных ФГУП «ПО «Маяк», модульной котельной Медгородка, потребителям г. Озерска и пос. № 2 через тепловые сети ФГУП «ПО «Маяк», ММПКХ, ООО «Сервисный центр».

ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» реализует полученную от АТЭЦ (АО «РИР») тепловую энергию потребителю.

ФГУП «ПО «Маяк» оказывает АО «РИР» услуги по транспорту тепловой энергии от АТЭЦ до НСС-2, 2А, и 3, реализует химочищенную воду для компенсации потерь теплоносителя с утечками и открытым разбором ГВС. Также ФГУП «ПО «Маяк» поставляет АО

«РИР» тепловую энергию в горячей воде от пиковой котельной и пускорезервной котельной.

ММПКХ оказывает услуги АО «РИР» по транспорту тепловой энергии в г. Озерске и пос. Татыш. Поставляет АО «РИР» тепловую энергию с коллектора модульной котельной Медгородка. Поставляет от котельного поселка Метлино через тепловые сети тепловую энергию и горячую воду потребителям поселка Метлино.

ООО «Сервисный центр» оказывает АО «РИР» услуги по транспорту тепловой энергии для потребителей, подключенных к тепловой сети ООО «Сервисный центр».

Структурные схемы договорных отношения между теплоснабжающими организациями представлены на рисунках 1.4, 1.5

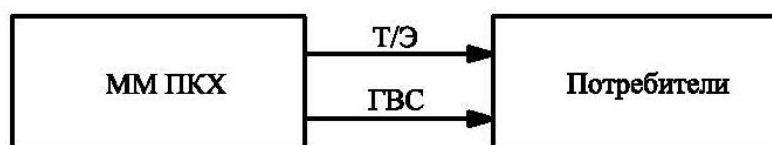


Рисунок 1-3 – Структурная схема договорных отношений между теплоснабжающими организациями в системах теплоснабжения блочной котельной и котельной поселка Метлино

1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Оперативно-диспетчерские связи между теплоснабжающими организациями отсутствуют. Ведомственные и муниципальные источники тепловой энергии, обеспечивающие, кроме собственных нужд, нагрузку жилищно-коммунального и общественного сектора, насчитывают всего 4 котельные, общая присоединённая нагрузка которых составляет более 546 Гкал/ч.

1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии

Существующие промышленные объекты, расположенные в границах Озерского г.о., преимущественно подключены к централизованным системам теплоснабжения и потребление тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и ГВС обеспечивается посредством тепловых сетей централизованного теплоснабжения.

Ряд промышленных предприятий для обеспечения тепловой энергией использует индивидуальные источники – автоматизированные газовые котельные.

Производственные цеха ФГУП «ПО «Маяк» снабжаются технологическим паром от паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк». Паровые сети ММПКХ выведены из эксплуатации.

Пар, выработанный в паровой котельной ФГУП «ПО «Маяк», используется только в комплексе ХВО (деаэрации) с целью компенсации потерь теплоносителя в водяных сетях

системы теплоснабжения «АТЭЦ+Пиковая котельная».

Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе теплоснабжения паровой котельной представлена на рисунке 1-6. Структура договорных отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями в системе теплоснабжения паровой котельной приведена на рисунке 1-5.

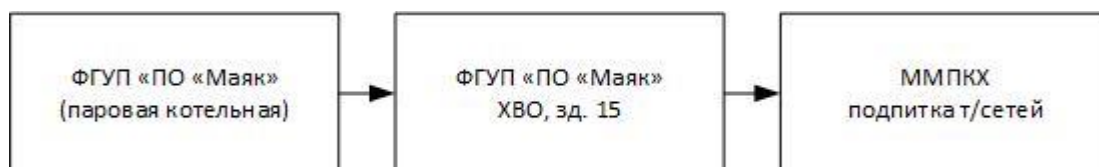


Рисунок 1-4 – Структурная схема зон эксплуатационной ответственности теплоснабжающих организаций в системе теплоснабжения паровой котельной

1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

На территориях Озерского г.о., не охваченных зонами действия источников централизованного теплоснабжения, используются индивидуальные источники.

Индивидуальные источники теплоснабжения используются преимущественно в индивидуальных жилых домах на окраинах населенных пунктов городского округа.

2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Изменения, произошедшие с утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения

При актуализации Схемы теплоснабжения Озерского городского округа по сравнению с базовым вариантом (актуализации на 2024 г.) произошли следующие изменения:

– в систему теплоснабжения СЦТ-1 добавлена информация о пускорезервной котельной (ПРК) ФГУП «ПО «Маяк».

2.2. Общие положения

На территории Озерского г.о. теплоснабжение осуществляется от пяти источников тепловой энергии:

- Аргаяшская ТЭЦ;
- Пиковая водогрейная котельная;
- Пускорезервная котельная;
- Производственно-отопительная паровая котельная;
- Блочная котельная Медгородка;
- Котельная пос. Метлино.

Аргаяшская ТЭЦ располагается в поселке Новогорный, является крупнейшим источником тепловой энергии на территории Озерского г.о., а также единственным источником электрической энергии. Установленная тепловая мощность Аргаяшской ТЭЦ составляет 1088,85 Гкал/ч. Установленная электрическая мощность 256 МВт (на 01.01.2022 г.). В настоящее время функционирует 9 паровых энергетических котлов: три паровых котла ТП-170 смонтированы в 1954 году, и один котел в 1955 году, четыре паровых котла ПК-14 были смонтированы в 1956 и 1957 годах, последний котел ПК-14 установлен в 1967 году. Проектным решением при строительстве ТЭЦ основным видом топлива являлся уголь, после модернизации был произведен переход на природный газ двух котлов ТП-170 и четырех котлов ПК-14 в период с 1999 по 2008 г. Так же, на Аргаяшской ТЭЦ установлено 7 паровых турбин.

Отопительная пиковая водогрейная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ на тепловую сеть г. Озерск. Установленная мощность составляет 100 Гкал/ч. Котельная оборудована двумя водогрейными котлами ПТВМ-50. Год ввода в эксплуатацию 2002, 2004 гг. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП «ПО «Маяк».

Производственно-отопительная паровая котельная располагаются рядом с отопительной пиковой водогрейной котельной, по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5. Год ввода в эксплуатацию 1950-1952 гг. Котельная оборудована 4 паровыми котлами ТП-20, установленная мощность в паре составляет 112 т/ч. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП «ПО «Маяк».

Блочная котельная Медгородка располагается на пер. Поперечном д. 15 и снабжает в отопительный период тепловой энергией здания клинической больницы – 71 (далее – КБ-71) и насосно-фильтровальную станцию. Установленная мощность составляет 22,36 Гкал/ч. На котельной установлено 4 водогрейных котла УТ-6500, введены в эксплуатацию в 2000 г. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ).

Котельная поселка Метлино располагается в пос. Метлино, ул. Федорова, 88 и снабжает тепловой энергией жилой фонд, общественные здания и промышленные предприятия пос. Метлино. Установленная мощность котельной 27 Гкал/ч. На котельной работает 3 паровых котла ДЕ-16-14ГМ. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ).

2.3. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ и ГРЭС

На территории Озерского г.о. расположен один источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – Аргаяшская ТЭЦ.

2.3.1. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)

На Аргаяшской ТЭЦ установлено 4 паровых котла ТП-170 производства ТКЗ «Красный котельщик» и 5 паровых котлов ПК-14 производства Подольского завода «ЗиО». Барабанные котельные агрегаты типа ПК-14 и ТП-170 имеют производительность 230 т/час и 170 т/час соответственно, при давлении 100 ата и конечной температуре пара 510°С.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2-1.

Паровые турбины Аргаяшской ТЭЦ:

- №1, 2 Т-35-90-4 Брянского паровозостроительного завода с установленной мощностью 35 МВт;
- №3 П-35-90/10-2 Ленинградского металлического завода с установленной мощностью 35 МВт;
- №4 Т-60/65-8 ЗАО «Уральский турбинный завод» (ЗАО «УТЗ») с установленной

мощностью 65 МВт;

- №5 ТР-40-90/0,7-2 Ленинградского металлического завода с установленной мощностью 40 МВт;

- №6 Р-20-90/18-2 завода-изготовителя НПО «Турбоатом» с установленной мощностью 20 МВт;

- №7 ПТ-30-90/10-3 Уральского турбинного завода с установленной мощностью 30 МВт.

Сведения о паровых турбинах Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице 2-2.

Генераторы, функционирующие на ТЭЦ представлены агрегатами ТВ2-30-2 и ТВ-50-2 завода «Электросила» им. Кирова, ТГВ-25 завода «Электротяжмаш» г. Харькова и ТФ-65-2У3 завод НПО «ЭЛСИБ» г. Новосибирск. Технические характеристики генераторов приведены в таблице 2-3.

Конденсаторы установлены в количестве 6 агрегатов для турбогенераторов №1, 2, 3, 5, 7, характеристика конденсаторов представлена в таблице 2-4.

Технические характеристики группы подогревателей высокого/низкого давления представлены в таблице 2-5.

Быстродействующие редуционно-охладительные установки (БРОУ) и редуционно-охладительные установки (РОУ) установлены в количестве трех агрегатов на главном паропроводе и одна растопочная РОУ на растопочном паропроводе котлов. Характеристики БРОУ и РОУ представлены в таблице 2-6.

Технические характеристики питательных и конденсатных насосов представлены в таблицах 2-7 и 2-8.

Характеристика вспомогательного оборудования котельного цеха: дутьевых вентиляторов и дымососов представлена в таблицах 2-9 и 2-10 соответственно; сведения о молотковых мельницах приведены в таблице 2-11.

Информация о подогревателях сетевой воды и сетевых насосах представлена в таблицах 2-12 и 2-13 соответственно.

На котлах ТП-170 ст.№ 1,3 установлены золоуловители типа БЦ-250В, ст. №2,4 установлены золоуловители типа КЭ, на котлах ПК-14 ст.№ 6-8 установлены золоуловители типа БЦ-2Р, на котле ПК-14 ст.№ 5,9 установлены золоуловители типа КЭ.

2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность

На Аргаяшской ТЭЦ установлено четыре паровых котла ТП-170 производительностью 170 т/ч и пять паровых котлов ПК-14 производительностью 230 т/ч Установленная

тепловая мощность составляет 1088,85 Гкал/ч в паре. Установленная электрическая мощность станции 256 МВт.

2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности «нетто»

В постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

«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.)».

Ограничение тепловой мощности Аргаяшской ТЭЦ отсутствует, располагаемая мощность в отопительный период соответствует установленной мощности. Ремонты оборудования, влияющего на располагаемую мощность, проводятся в межотопительный период.

Технические ограничения электрической мощности Аргаяшской ТЭЦ приведены в таблице 2-14.

Таблица 2-1 – Характеристика энергетических котлов Аргаяшской ТЭЦ

№ п/п	Марка котла	Ст. №	Тип котло-агрегата	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Паропроизводительность котла, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива		Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч
							давление, кгс/см ²	температура, °С	основное	резервное	
1	ТП-170, ТКЗ	1	паровой	1954	101,15	170	100	510	уголь, природный газ	мазут	101,15
2	ТП-170, ТКЗ	2	паровой	1954	101,15	170	100	510	уголь	мазут	101,15
3	ТП-170, ТКЗ	3	паровой	1954	101,15	170	100	510	уголь, природный газ	мазут	101,15
4	ТП-170, ТКЗ	4	паровой	1955	101,15	170	100	510	уголь	мазут	101,15
5	ПК-14, ЗиО	5	паровой	1956	136,85	230	100	510	уголь, природный газ	мазут	136,85
6	ПК-14, ЗиО	6	паровой	1956	136,85	230	100	510	уголь, природный газ	мазут	136,85
7	ПК-14, ЗиО	7	паровой	1957	136,85	230	100	510	уголь, природный газ	мазут	136,85
8	ПК-14, ЗиО	8	паровой	1957	136,85	230	100	510	уголь, природный газ	мазут	136,85
9	ПК-14, ЗиО	9	паровой	1967	136,85	230	100	510	уголь	мазут	136,85
Итого:		9 шт.		—	1088,85	1830	—	—	—	—	1088,85

Таблица 2-2 – Характеристика паровых турбин Аргаяшской ТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см ²	Температура острого пара, °С
					всего	отопительных отборов	промышленных отборов		
Т-35-90-4	1	Брянский паровозостроительный завод	1954	35	73	73	0	90	500
Т-35-90-4	2	Брянский паровозостроительный завод	1954	35	73	73	0	90	500
П-35-90/10-2	3	Ленинградский металлический завод	1954	35	60	60	0	90	500
Т-60/65-8	4	ЗАО "Уральский турбинный завод" (ЗАО "УТЗ")	2018	61	132,5	132,5	0	90	500
ТР-40-90/0,7-2	5	Ленинградский металлический завод	1956	40	95	95	0	90	500
Р-20-90/18-2	6	НПО "Турбоатом"	1996	20	155	0	155	90	500
ПТ-30-90/10-3	7	Уральский турбинный завод	1957	30	120	120	0	90	500
Итого:	7 шт.	—	—	256	708,5	553,5	155	—	—

Таблица 2-3 – Технические характеристики генераторов Аргаяшской ТЭЦ

Маркировка, тип генератора	Год ввода в эксплуатацию	Принадлежность к ТГ	Номинальная активная мощность, МВт	Номинальная полная мощность, МВА	Частота вращения, об/мин	Напряжение на выводах, кВ	Ток статора, А	cos γ	Охлаждение		Возбуждение
									ротора	статора	
ТВ2-30-2 (Завод "Электросила" им. Кирова)	1954	1	35	37,5	3000	10,5	2068	0,8	водород	водород	электромашинное
ТВ2-30-2 (Завод "Электросила" им. Кирова)	1954	2	35	37,5	3000	10,5	2068	0,8	водород	водород	электромашинное
ТВ-50-2 (Завод "Электросила" им. Кирова)	1954	3	50	62,5	3000	10,5	3440	0,8	водород	водород	электромашинное
ТФ-65-2УЗ (НПО «ЭЛСИБ»)	2018	4	65	Н/Д*	3000	10,5	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д	Н/Д
ТВ-50-2 (Завод "Электросила" им. Кирова)	1956	5	50	62,5	3000	10,5	3440	0,8	водород	водород	электромашинное
ТГВ-25 (Завод "Электротяжмаш" г. Харьков)	1957	6	25	30	3000	10,5	2065	0,8	водород	водород	электромашинное
ТВ2-30-2 (Завод "Электросила" им. Кирова)	1957	7	30	37,5	3000	10,5	2060	0,8	водород	водород	электромашинное

* – данные не предоставлены

Таблица 2-4 – Характеристика конденсаторов Аргаяшской ТЭЦ

Стационарный номер	Принадлежность к ТГ	Количество на турбину	Маркировка	Максимальный расход пара в конденсатор, (т/ч)	Вентиляционный пропуск пара, т/ч	Номинальный расход охлаждающей воды, (т/ч)		Минимальный расход охлаждающей воды, (т/ч)		Площадь поверхности охлаждения, (м ²)		Номинальная температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, (°С)
						через основной пучок	через встроенный пучок	через основной пучок	через встроенный пучок	через основной пучок	через встроенный пучок	
1	ТГ-1	1	25КЦС-6	90	12	5000		3500		2000		10

2	ТГ-2	1	25КЦС-6	90	12	5000		3500		2000		10
3	ТГ-3	1	50-КЦС-3	163	30	8000		5600		3000		10
5	ТГ-5	1	50-КЦС-3	163	15	8000		5600		3000		10
7	ТГ-7	1	25КЦС-7	90	20	5000		3500		1750		10

Таблица 2-5 – Технические характеристики ПВД, ПНД Аргаяшской ТЭЦ

Принадлежность к ТГ	Маркировка, тип подогревателя	Площадь поверхности нагрева, (м ²)	Температурный напор, (°С)	Температура пара, (°С)		Температура воды, (°С)		Номинальный расход, (т/ч)	
				на входе в подогреватель	на выходе из подогревателя	на входе в подогреватель	на выходе из подогревателя	вода	пар
ТГ-1	ПНД-1 ПН-67-12-7-1	67	3	359	81	70	75	95	5,2
	ПНД-2 ПН-67-12-7-2	67	0	121	117	75	120	100	5,4
	ПНД-3 ПН-130-16-9-П	130	5	430	143	120	150	230	2,4-9
	ПВД-4 ПВ-250-180-21-3	250	13	317	189	150	200	200	6,9
	ПВД-5 ПВ-250-180-33-1	250	0	381	217	200	230	200	7
ТГ-2	ПНД-1 ПН-67-12-7-1	67	20	380	78	70	75	95	5,2
	ПНД-2 ПН-67-12-7-2	67	11	121	108	75	120	100	5,4
	ПНД-3 ПН-130-16-9-П	130	2	299	148	120	150	230	2,4-9
	ПВД-4 ПВ-250-180-21-3	250	3	183	187	150	200	200	6,9
	ПВД-5 ПВ-250-180-33-1	250	0	359	-	200	225	200	7
ТГ-3	ПНД-1 ПН-130-16-10-П	130	12	380	55		78	170	8
	ПНД-2 ПН-130-16-10-П	130	5	146		78	125	230	13,8
	ПНД-3 ПН-130-16-9-И	130	2	179	92	125	150	230	14
	ПВД-4 ПВ-250-180-21-3	250	5	255	180	150	215	200	12
	ПВД-5 ПВ-250-180-33-1	250	5	356	220	215	238	200	17
ТГ-5	ПНД-1 ПН-130-16-10-П	130	6,2	306	72		75	170	8
	ПНД-2 ПН-130-16-10-П	130	4,2	129	114	75	125	230	13,8
	ПНД-3 ПН-130-16-10-П	130	5,4	354	154	125	150	230	14
	ПВД-4 ПВ-250-180-21-3	250	4,7	353	188	150	215	200	12
	ПВД-5 ПВ-250-180-33-1	250	4,9	370	215	215	238	200	17
ТГ-6	ПВД-4 ПВ-350-230-21-3	350	6,8	320	204	150	200	360	8
	ПВД-5 ПВ-350-230-36-1	350	0	340	208	200	230	360	15
ТГ-7	ПНД-1 ПН-67-12-7-1	67	4	368	75		75	95	5,6
	ПНД-2 ПН-67-12-7-2	67	1,5	141	108	75	120	100	5,4
	ПНД-3 ПН-130-16-9-П	130	2	442	146	120	150	230	9
	ПВД-4 ПВСС-200-180-21-3	200	10	292	177	150	200	360	5,9
	ПВД-5 ПВСС-200-180-33-1	200	17	390	210	200	225	360	11,4

Таблица 2-6 – Технические характеристики РОУ/БРОУ Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Маркировка, тип оборудования	Место подключения по пару	Номинальное давление свежего пара, кгс/см ²	Номинальная температура свежего пара, °С	Номинальное давление редуцированного и охлажденного пара, кгс/см ²	Номинальная температура редуцированного и охлажденного пара, °С	Номинальная производительность, т/ч
2	БРОУ-120-100/18-20-500/320	главный паропровод	100	510	18-20	320	120
3	БРОУ-120-100/18-20-500/320	главный паропровод	100	510	18-20	320	120
1	РОУ-110-100/18-20-500/250	главный паропровод	100	510	11	250	110
2	РОУ-150-100/8-13-500/275*	главный паропровод	100	510	18-20	275	150
Растопочная РОУ КО	РОУ-100/1,2-2,5/510/150	растопочный паропровод котлов	100	510	1,2-2,5	150	60

* – демонтировано

Таблица 2-7 – Технические характеристики питательных насосов Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Принадлежность к ТГ	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст.	Тип привода
1	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
2	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
3	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
4	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
5	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
6	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
7	на все турбины	ПЭ-270-150	270	1500	Эл. двигатель 2000 кВт
8	на все турбины	Питательный насос HGC 4/11 в комплекте с электродвигателем 355E-02 (TECO Westinghouse (Германия))	270	1500	Эл. двигатель 1000 кВт

Таблица 2-8 – Технические характеристики конденсатных насосов Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Принадлежность к ТГ	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст.
КНБ-1А	ТГ-1	8 КСД5х3	119	125
КНБ-1Б		8 КСД5х3	119	125

КНБ-2А	ТГ-2	8 КСД5х3	119	125
КНБ-2Б		8 КСД5х3	119	125
КНБ-3А	ТГ-3	10КСД5х3	234	126
КНБ-3Б		10КСД5х3	234	126
КНБ-5А	ТГ-5	10КСД5х3	234	126
КНБ-5Б		10КСД5х3	234	126
КНБ-7А	ТГ-7	8 КСД5х3	119	125
КНБ-7Б		8 КСД5х3	119	125

Таблица 2-9 – Технические характеристики дутьевых вентиляторов Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Принадлежность к КА	Маркировка, тип	Производительность, м³/ч	Напор, мм в. ст.
ДВ-1А ДВ-1Б	1	0,68-161о	92000	435
ДВ-2А ДВ-2Б	2	0,68-161о	92000	435
ДВ-3А ДВ-3Б	3	0,68-161о	92000	435
ДВ-4А ДВ-4Б	4	0,68-161о	92000	435
ДВ-5А ДВ-5Б	5	ВД-20	120000	400
ДВ-6А ДВ-6Б	6	ВД-20	120000	400
ДВ-7А ДВ-7Б	7	ВД-20	120000	400
ДВ-8А ДВ-8Б	8	ВД-20	120000	400
ДВ-9А ДВ-9Б	9	ВД-20	120000	400

Таблица 2-10 – Технические характеристики дымососов Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Принадлежность к КА	Маркировка, тип	Производительность, м³/ч	Напор, мм в. ст.
ДС-1А ДС-1Б	1	0,7-1320	300 000	135
ДС-2А ДС-2Б	2	Д-20*2	250 000	250
ДС-3А ДС-3Б	3	0,7-1320	300 000	135
ДС-4А ДС-4Б	4	Д-20*2	250 000	250
ДС-5А ДС-5Б	5	Д20*2	250 000	390
ДС-6А ДС-6Б	6	Д20*2	250 000	390
ДС-7А ДС-7Б	7	Д20*2	250 000	390
ДС-8А ДС-8Б	8	Д20*2	250 000	390
ДС-9А ДС-9Б	9	Д20*2	250 000	390

Таблица 2-11 – Технические характеристики мельниц Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Год ввода в эксплуатацию	Маркировка, тип	Производительность, т/ч
ШМ-1А	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-1Б	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-1В	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-2А	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-2Б	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-2В	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-3А	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-3Б	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-3В	1954	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-4А	1955	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-4Б	1955	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-4В	1955	ШМА-1660/2004/735	20
ШМ-5А	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-5Б	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-5В	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-5Г	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-6А	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-6Б	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-6В	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-6Г	1956	МА-1550/1668/735	20
ШМ-7А	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-7Б	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-7В	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-7Г	1957	МА-1550/1668/735	20

ШМ-8А	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-8Б	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-8В	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-8Г	1957	МА-1550/1668/735	20
ШМ-9А	1967	МА-1550/1668/735	20
ШМ-9Б	1967	МА-1550/1668/735	20
ШМ-9В	1967	МА-1550/1668/735	20
ШМ-9Г	1967	МА-1550/1668/735	20

Таблица 2-12 – Технические характеристики ПСВ Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Тип	Маркировка	Место подключения по пару	Площадь поверхности нагрева, м ²	Число ходов по воде	Номинальная тепловая производительность, Гкал/ч	Номинальный расход греющего пара, т/ч	Максимальный нагрев сетевой воды, °С	Номинальное давление пара, кгс/см ²	Номинальное давление сетевой воды, кгс/см ²	Номинальный расход сетевой воды, т/ч	Минимально допустимый расход сетевой воды, т/ч
БПО-1	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БПО-1	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БПО-2	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БПО-2	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БПО-3	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300

БПО-3	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БПО-4	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БПО-4	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-500-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	500	2	60	110	40	2	24	1500	300
БЖП	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-315-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	315	2	39,5	70	35	2	24	1130	200
БЖП	Основной бойлер, вертикальный	ПСВ-315-3-23	коллектор пара 1,2-2,5 ата	315	2	39,5	70	35	2	24	1130	200
БПО-1	Пиковый бойлер, вертикальный	ПСВ-500-14-23	коллектор пара 8-13 ата	500	2	97,5	160	65	10	24	1500	300
БПО-2	Пиковый бойлер, вертикальный	ПСВ-500-14-23	коллектор пара 8-13 ата	500	2	97,5	160	65	10	24	1500	300
БПО-3	Пиковый бойлер, вертикальный	ПСВ-500-14-23	коллектор пара 8-13 ата	500	2	97,5	160	65	10	24	1500	300
БПО-4	Пиковый бойлер, вертикальный	ПСВ-500-14-23	коллектор пара 8-13 ата	500	2	97,5	160	65	10	24	1500	300
БЖП	Пиковый бойлер, вертикальный	ПСВ-315-14-23	коллектор пара 8-13 ата	315	2	67,8	110	60	10	24	1130	200

Таблица 2-13 – Технические характеристики сетевых насосов Аргаяшской ТЭЦ

Станционный номер	Маркировка, тип	Номинальная подача, т/ч	Номинальный напор, м в. ст
СНЖ-1	8НДВ	720	89
СНЖ-2	8НДВ	720	89
СНЖ-3	8НДВ	720	89
СНП-1А	14Д6	1224	125
СНП-1Б	14Д6	1224	125
СНП-2А	14Д6	1224	125
СНП-2Б	14Д6	1224	125
СНП-3А	14Д6	1224	125
СНП-3Б	14Д6	1224	125
СНП-4А	Д1250-125	1250	125
СНП-4Б	Д1250-125	1250	125

Таблица 2-14 – Технические ограничения электрической мощности

Турбо-агрегат ст. №	Вид ограничений	Значение показателя по месяцам, МВт											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Сезонные	0	0	0	0	0	0	6,2	2,9	0	0	0	0
2	Сезонные	0	0	0	0	0	0	6,2	2,9	0	0	0	0
6	Сезонные	1,8	1,5	6	16,8	20	20	20	20	20	16,5	6	2,4
7	Сезонные	0	0	0	0	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	0	0
ИТОГО		1,8	1,5	6	16,8	22,3	22,3	34,7	28,1	22,3	18,8	6	2,4

2.3.4. Год ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования

Год ввода в эксплуатацию, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, срок продление ресурса энергетических котлов и паровых турбин представлены в таблицах 2-16 и 2-17 соответственно.

Таблица 2-15 – Год ввода в эксплуатацию, год модернизации, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, срок продление ресурса энергетических котлов Аргаяшской ТЭЦ

Ст. №	Тип котлоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2022, час.	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, тыс. час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТП-170, ТКЗ	1954	250 000	422 467	1985	476,7	4	2030
2	ТП-170, ТКЗ	1954	250 000	368 910	1984	392,6	4	2024
3	ТП-170, ТКЗ	1954	250 000	390 312	1988	437,0	5	2028
4	ТП-170, ТКЗ	1955	250 000	320 633	1986	341,2	3	2029
5	ПК-14, ЗиО	1956	250 000	394 861	1986	443,9	5	2030
6	ПК-14, ЗиО	1956	250 000	410 947	1987	450,5	5	2027
7	ПК-14, ЗиО	1957	250 000	401 703	1987	423,3	5	2024
8	ПК-14, ЗиО	1957	250 000	361 498	1987	410,4	4	2028
9	ПК-14, ЗиО	1967	250 000	230 872	2022	282,1	0	2034

Таблица 2-16 – Год ввода в эксплуатацию, год модернизации, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, срок продление ресурса паровых турбин Аргаяшской ТЭЦ

Аргаяшская ТЭЦ										
Ст. №	Тип турбоагрегата	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Наработка на 01.01.2021, час.	Год достижения паркового ресурса	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, тыс. час.	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	1954	Т-35-90-4, Брянский паровозостроительный завод	270 000	507797	1988	432	461	523,8	7	2022
2	1954	Т-35-90-4, Брянский паровозостроительный завод	270 000	508842	1988	487	512	516	7	2021
3	1954	П-35-90/10-2, ЛМЗ	270 000	445598	1990	565	591	454,8	7	2022

4	2018	Т-60/65-8,8 УТЗ	270 000	20169	2049	13	17	270	0	2049
5	1956	ТР-40-90/0,7-2, ЛМЗ	270 000	454897	1990	472	505	463,4	7	2021
6	1996	Р-20-90/18-2, НПО"Турбо- атом"	270 000	58579	2036	57	63	270	0	2045
7	1957	ПТ-30-90/10-3, УТМЗ	270 000	481112	1991	420	434	500	6	2023

2.3.5. Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, мощность которых учитывается при проведении КОМ как подлежащая обязательной покупке

В соответствии с распоряжениями Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15 октября 2015 г., № 1619-р от 29 июля 2016 г., № 1646-р от 31 июля 2017 «О перечнях генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного электроснабжения и теплоснабжения потребителей» турбоагрегаты Аргаяшской ТЭЦ относятся к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (таблица 2-18)

Таблица 2-17 – Сведения о турбоагрегатах, прошедших конкурентный отбор мощности и работающих в вынужденном режиме

Электростанция	Ст. №	Сектор торговли			
		2019	2020	2021	2022
Аргаяшская ТЭЦ	1	ДВР	ДВР	–	–
Аргаяшская ТЭЦ	2	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Аргаяшская ТЭЦ	3	ДВР	ДВР	–	–
Аргаяшская ТЭЦ	4	–	–	–	–
Аргаяшская ТЭЦ	5	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Аргаяшская ТЭЦ	6	ДВР	–	–	–
Аргаяшская ТЭЦ	7	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР

2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

На Аргаяшской ТЭЦ установлено четыре блока БПО, каждый блок содержит два вертикальный бойлера ПСВ-500-3-23 подключенных по пару к коллектору пара 1,2-2,5 ата и один пиковый бойлер вертикального типа ПСВ-500-14-23 подключенный к коллектору пара 8-13 ата. Сетевая вода подается на бойлера с помощью трех пар насосов 14Д6 и одной пары Д1250-125, работающих параллельно. В отопительный период три блока БПО находятся в работе, один блок в резерве.

Сведения о бойлерах и насосном оборудовании представлены в таблицах 2-12 и 2-13 соответственно. Тепловая схема бойлерной Аргаяшской ТЭЦ приведена на рисунке 2-1.

2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ и ГРЭС с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Аргаяшская ТЭЦ имеет количественно-качественный способ отпуска тепловой энергии. График качественно-количественного регулирования сетевой воды Аргаяшской ТЭЦ на отопительный период 2021-2022 гг. для пос. Новогорный приведены на рисунках 2-2 и 2-3.

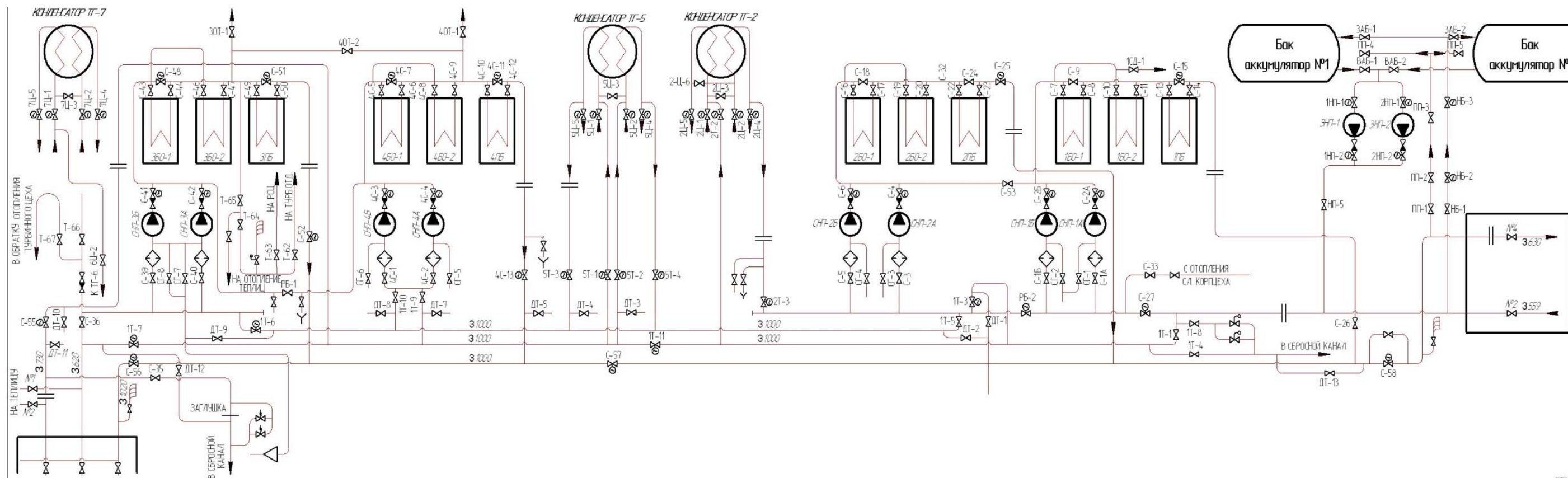


Рисунок 2-1 – Тепловая схема бойлерной Аргяшской ТЭЦ

Аргаяшская ТЭЦ				
Температура наружного воздуха, °С	Параметры теплоносителя на коллекторах источника тепловой энергии			
	Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, °С	Температура теплоносителя в обратном теплопроводе, °С	Расход теплоносителя в подающем теплопроводе, т/ч	Расход теплоносителя в обратном теплопроводе, т/ч
-34	150	51	3500	3500
-33	150	52,5	3500	3500
-32	150	54	3500	3500
-31	150	55,5	3500	3500
-30	150	57	3300	3300
-29	150	58,5	3247	3247
-28	150	60	3194	3194
-27	150	61,5	3141	3141
-26	150	63	3088	3088
-25	150	62	3030	3030
-24	148	61	3004	3004
-23	146	60	2978	2978
-22	144	59	2952	2952
-21	142	58	2926	2926
-20	140	58	2900	2900
-19	138	57	2860	2860
-18	137	56	2820	2820
-17	136	55	2780	2780
-16	134	54	2740	2740
-15	132	53	2700	2700
-14	131	52	2660	2660
-13	130	51	2620	2620
-12	128	51	2580	2580
-11	126	50	2540	2540
-10	124	49	2500	2500
-9	123	48	2456	2456
-8	121	47	2412	2412
-7	119	46	2368	2368
-6	117	45	2324	2324
-5	115	44	2280	2280
-4	114	44	2224	2224
-3	112	43	2168	2168
-2	110	42	2112	2112
-1	107	41	2056	2056
0	105	40	2000	2000
1	105	41	2000	2000
2	105	42	2000	2000
3	105	43	2000	2000
4	105	44	2000	2000
5	105	45	2000	2000
6	105	46	2000	2000

7	105	48	2000	2000
8	105	50	2000	2000

График изменения температур теплоносителя был рассчитан исходя из оптимизации тепловых потерь, материальной характеристики тепловых сетей и особенностей конструкции индивидуальных тепловых пунктов.

Режимные карты отопительного и межотопительного периодов для пос. Новогорный приведены в таблицах 2-19 и 2-20 соответственно:

1. рабочее давление в подающем трубопроводе в межотопительный период указано максимальное и может изменяться в зависимости от подключения контура теплоснабжения;

2. рабочее давление в подающем трубопроводе в отопительный период указано максимальное и определяется графиком расхода теплоносителя (рисунок 2-3) в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таблица 2-18 – Режимная карта отопительного периода для пос. Новогорный

Параметры теплоносителя	Аргаяшская ТЭЦ
1. Регулирование режимов работы теплосети	смешанное
2. Максимальное рабочее давление в подающем трубопроводе, кгс/см ²	6,0
3. Давление в обратном трубопроводе, кгс/см ²	1,8
4. Расход теплоносителя в соответствии с графиком, т/ч	не более 860

Таблица 2-19 – Режимная карта межотопительного периода для пос. Новогорный

Параметры теплоносителя	Аргаяшская ТЭЦ
1. Температура в подающем трубопроводе, °С	70
2. Температура в обратном трубопроводе, °С	60
3. Расход теплоносителя, т/ч	300
4. Максимальное рабочее давление в подающем трубопроводе, кгс/см ²	3
5. Давление в обратном трубопроводе, кгс/см ²	1,8

Режимные карты отопительного и межотопительного периодов для АТЭЦ приведены в таблицах:

1. Отклонение по температуре в прямом трубопроводе от заданного режима должно быть не более $\pm 3\%$.

2. Отклонение по давлению в обратных трубопроводах $\pm 0,2$ кгс/см² (± 20 кПа).

3. При превышении температуры обратной сетевой воды более чем на 5% от установленной температурным графиком, температура прямой сетевой воды может быть уменьшена на соответствующую величину.

4. В случае снижения температуры сетевой воды, расходы сетевой воды могут быть увеличены выше указанных величин, пропорционально снижению температуры сетевой воды.

2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования станций

Согласно инструкции по составлению статистической отчетности о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП - годовая), число часов использования среднегодовой установленной электрической мощности определяется путем деления умноженного на 1000 значения количества выработанной электрической энергии на значение среднегодовой установленной электрической мощности.

Число часов использования среднегодовой установленной тепловой мощности турбоагрегатов электростанций, объединенного подразделения рассчитывается по алгоритму:

$$\tau_T = \frac{(\sum_{i=1}^p Q_{ti} + \sum_{j=1}^q Q_{отрj})}{Q_y^{тер}}, \quad (2.1)$$

где p – количество теплофикационных агрегатов, шт.; q – количество конденсационных турбоагрегатов, шт.; Q_{ti} – отпуск тепла из отборов каждого из теплофикационных турбоагрегатов для обеспечения внешних потребителей и на собственные нужды электростанции, Гкал; $Q_{отрj}$ – отпуск тепла из отборов каждого из конденсационных турбоагрегатов для обеспечения внешних потребителей, Гкал; $Q_y^{тер}$ – среднегодовая установленная тепловая мощность турбоагрегатов электростанции, Гкал/ч.

Актуальных данных о загрузке котельного оборудования не предоставлено, установленная тепловая мощность турбоагрегатов неизвестна, соответственно определить коэффициент использования установленной тепловой мощности не представляется возможным.

2.3.9. Способы учёта тепла, отпущенного в водяные тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на паропроводах и тепломагистралях. Узлы учета отпуска тепловой энергии по направлению к потребителю ФГУП «ПО «Маяк» установлены на трех паропроводах по ходу движения теплоносителя. Узлы учета по направлению поселка Новогорный установлены на тепломагистралях «Строитель» и «Энергетик», на прямом и обратном трубопроводе. В направлении города Озерска установлены узлы учета тепловой энергии на четырех подающих трубопроводах Б-1, Б-2, Б-3 и Б-4, а также на трех обратных трубопроводах Ду-500, Ду-600 и Ду-1000.

Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии приведен в таблицах ниже.

Таблица 2-20 – Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ФГУП «ПО «Маяк» г. Озерск (пар)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Паропровод - 1			
Диафрагма	287	Паропровод Н-1, пломба	15.09.2022
Датчик перепада ЕЈХ-110А	91КА16428	Паропровод Н-1, пломба	15.09.2022
Датчик давления ЕЈХ-530А	91КА16480	Паропровод Н-1, пломба	15.09.2022
Термометр ТСП-0193-02-250	001	Паропровод Н-1, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	2878	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Паропровод - 2			
Диафрагма	288	Паропровод Н-2, пломба	15.09.2022
Датчик перепада ЕЈХ-110А	91КА16424	Паропровод Н-2, пломба	15.09.2022
Датчик давления ЕЈХ-530А	91КА16488	Паропровод Н-2, пломба	15.09.2022
Термометр ТСП-0193-02-250	002	Паропровод Н-2, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	2323	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Паропровод - 3			
Диафрагма	29	Паропровод Н-3, пломба	15.09.2022
Датчик перепада ЕЈХ-110А	91КА16431	Паропровод Н-2, пломба	15.09.2022
Датчик давления ЕЈХ-530А	91КА16487	Паропровод Н-3, пломба	15.09.2022
Термометр ТСП-0193-02-250	003	Паропровод Н-3, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	6393	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022

Таблица 2-21 – Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ММУП ЖКХ п. Новогорный (технический учет)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Тепломагистраль "Энергетик"			
Вычислитель Тэкон-19	4685	Шкаф ТК-11, пломба	15.09.2022
Расходомер Взлет МР, исп. УРСВ-542Ц, 1-канал	1300059	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Расходомер Взлет МР, исп. УРСВ-542Ц, 2-канал	1300059	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления ПД-Р	С190791	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления ПД-Р	С190686	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр Взлет ТСП-500	908572/1	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр Взлет ТСП-500	908572/2	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Тепломагистраль "Строитель"			
Вычислитель Тэкон-19	0695	Шкаф ТК-11/1, пломба	15.09.2022

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Расходомер US-800	2111	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	2112	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления Метран-55	1036593	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления Метран-55	1036595	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр КТПТР-01	4300	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр КТПТР-01	4300А	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022

Таблица 2-22 – Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ММУП ЖКХ п. Новогорный (коммерческий учет)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Тепломагистраль "Строитель"			
Вычислитель Тэкон-19	9998	Шкаф ТК-12, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	3730	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	3729	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления Карат СДВ-И	А600311	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления Карат СДВ-И	А600312	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр КТПТР-01	1682	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр КТПТР-01	1682А	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Тепломагистраль "Энергетик"			
Вычислитель Тэкон-19	0520	Шкаф ТК-12, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	3210	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	3211	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления Карат СДВ-И	А600425	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления Карат СДВ-И	А600426	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр КТПТР-01	4872	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр КТПТР-01	4872А	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022

Таблица 2-23 – Приборы учета отпуска тепла Аргаяшской ТЭЦ - ФГУП «ПО «Маяк» г. Озерск (горячая вода)

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Прямая вода Б-1			
Диафрагма	883	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16430	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16419	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления EJX-530А	91КА16485	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр ТПТ-1-3	7832	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	2882	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Прямая вода Б-2			

Тип прибора	Заводской номер	Место установки и наличие пломбы	Дата последнего допуска в эксплуатацию
Диафрагма	884	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16429	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16420	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления EJX-530А	91КА16481	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр Метран-206	2153926	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	2876	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Прямая вода Б-3			
Диафрагма	881	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16426	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16423	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления EJX-530А	91КА16486	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр ТПТ-1-3	7833	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	2879	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Прямая вода Б-4			
Диафрагма	11	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91КА16427	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик перепада EJX-110А	91L243468	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Датчик давления EJX-530А	91КА16482	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Термометр ТПТ-1-3	7836	Трубопровод прямой, пломба	15.09.2022
Вычислитель Тэкон-19	2877	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Обратная вода Ду-500			
Вычислитель Тэкон-19	2390	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	2003	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр ТПТ-1-3	7837	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления Метран-55	6180931	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Обратная вода Ду-600			
Вычислитель Тэкон-19	2227	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	2002	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр ТПТ-1-3	7838	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления Метран-55	1036592	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Обратная вода Ду-1000			
Вычислитель Тэкон-19	2069	Шкаф измерений, пломба	15.09.2022
Расходомер US-800	2100	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Термометр ТПТ-1-3	7839	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022
Датчик давления Метран-55	1036594	Трубопровод обратный, пломба	15.09.2022

2.3.10. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования

Отказы и восстановление источников тепловой энергии в 2016-2022 гг. отсутствуют.

2.3.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Оборудование водоподготовительной установки Аргаяшской ТЭЦ оценивается как работоспособное, при этом имеются замечания по организации контроля за техническим

состоянием, по плановым обследованиям и ряд отступлений от требований НТД.

Обессоливающая установка предназначена для восполнения потерь пара и конденсата в пароводяном цикле. Величина восполнения составляет в среднем 10% от общего количества питательной воды котлов.

Проектная производительность обессоливающей установки – 300 м³/час, фактическая – до 200 м³/час. Источником водоснабжения АТЭЦ является озеро Улагач.

Обработка воды глубокого химического обессоливания производится по следующей схеме:

1. Насосами сырой воды НС-1-2-3/200-Д-60 – 3 шт., производительностью 72 м³/час, Н=89 м вод. ст., n=1470 об/мин, U=3 кВ, установленными в турбинном отделении котло-турбинного цеха (КТЦ), вода забирается из сбросных каналов и проходит через подогреватели сырой воды. Подогретая до 30-35°С вода подается на ХВО по 3-м магистральным трубопроводам.

2. В механических фильтрах происходит осветление воды путем освобождения ее от взвешенных веществ.

3. Осветленная вода поступает на органопоглощающие фильтры, где происходит очистка воды от органических соединений. Осветленная вода также может подаваться помимо органопоглощающих фильтров на I ступень Н-катионирования.

4. На I ступени Н-катионирования происходит обмен катионов исходной воды, главным образом, кальция, магния и натрия на катион водорода, содержащийся в катионите. При этом все соли, содержащиеся в исходной воде, переводятся в соответствующие кислоты.

5. После Н-катионитовых фильтров I ступени вода направляется на анионитовые фильтры I ступени с целью обмена анионов сильных кислот: SO₄²⁻, Cl⁻, NO₂⁻, NO₃⁻, содержащихся в Н-катионированной воде.

6. После анионитовых фильтров I ступени вода направляется на декарбонизаторы, где освобождается от свободной углекислоты, образовавшейся в результате Н-катионирования, а затем сливается в баки декарбонизированной воды.

7. Из баков декарбонизированной воды насосами вода подается на Н-катионитовые фильтры II ступени, которые служат для поглощения катионов Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, как проскочивших через Н-катионитовые фильтры I ступени, так и попавших в частично-обессоленную воду после обмена на слабоосновных анионитах.

8. После Н-катионитовых фильтров II ступени вода поступает на анионитовые фильтры II ступени, назначением которых является поглощение угольной и кремниевой кислот

из частично-обессоленной воды, что достигается фильтрованием воды через сильноосновной анионит.

9. После анионитовых фильтров II ступени вода поступает в бак 1000 м³, из которого насосами обессоленной воды подается в атмосферные деаэраторы №2 и №3 турбинного отделения КТЦ. Возможна подача обессоленной воды непосредственно в конденсаторы ТГ, а также дренажные баки №№ 2-4. Можно подать обессоленную воду в атмосферный деаэратор № 1.

Фактическое качество исходной воды ХВО соответствует проекту.

2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования энергоисточников

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии отсутствуют.

2.3.13. Проектный и установленный топливный режим энергоисточников

На Аргаяшской ТЭЦ в качестве основного топлива используются бурый уголь марки ЗБШ и природный газ. В качестве резервного топлива используется мазут. Калорийность угля в зависимости от поставки колеблется от 2904 ккал/кг до 4150 ккал/кг, природного газа – от 7987 ккал/кг до 8002 ккал/кг. Калорийность мазута – 9590 ккал/кг. Аварийного топлива не предусмотрено.

2.4. Котельные

2.4.1. Состав и технические характеристики основного оборудования

Пиковая водогрейная котельная ФГУП «ПО «Маяк»

На пиковой водогрейной котельной установлено 2 водогрейных котла типа ПТВМ-50 производства Дорогобужского котельного завода. Котел ПТВМ-50 водотрубный, прямоточный с принудительной циркуляцией, башенной компоновки, имеет установленную мощность 50 Гкал/ч.

Топочная камера предназначена для сжигания природного газа и малосернистого мазута. Основным видом сжигаемого топлива является природный газ, резервным – мазут.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2-24.

Паровая котельная ФГУП «ПО «Маяк»

На производственно-отопительной паровой котельной установлено 4 паровых котла ТП-20 Таганрогского котельного завода. Производительность каждого котла составляет 28 т/ч. Верхний барабан имеет внутренний диаметр 1394 мм, толщина стенок 28 мм, длина 5200 мм. Материал котлов №№ 1, 2, 3 сталь 10, котла №4 – сталь 3. Нижний барабан при

той же длине имеет внутренний диаметр 770 мм, толщина стенки 20 мм. Кратность циркуляции котла ТП-20 равна 45-50, КПД составляет 92-93%.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2-25.

Таблица 2-24 – Технические характеристики котельного оборудования пиковой водогрейной котельной

Станционный номер	Маркировка тип	Производительность, Г кал/ч (тн/ч)	Расчетное давление воды, кгс/см ²	Номинальная температура воды		Расход воды, тн/ч	Конвективная поверхность нагрева, м ²	Радиационная поверхность нагрева, м ²	Водяной объем, м ³	Средний КПД котла, %
				на входе, °С	на выходе, °С					
5	ПТВМ-50	50	25	70	до 150	625	1152	139	15	93,2
6	ПТВМ-50	50	25	70	до 150	625	1152	139	15	93,2

Таблица 2-25 – Технические характеристики котельного оборудования Производственно-отопительной паровой котельной

Станционный номер	Маркировка тип	Производительность, тн/ч	Температура перегретого пара, °С	Давление пара в барабане, кгс/см ²	Температура питательной воды, °С	Конвективная поверхность нагрева, м ²	Радиационная поверхность нагрева, м ²	Объем топочной камеры, м ³
1	ТП-20	28	245	16	102-104	210	108	97
2	ТП-20	28	245	16	102-104	210	108	97
3	ТП-20	28	245	16	102-104	210	108	97
4	ТП-20	28	245	16	102-104	210	108	97

На котлоагрегатах ТП-20 установлены газомазутные горелки ЦКТИ-2 с паровым распылом мазута, производительность горелки по мазуту 680 м³/ч, по мазуту 500 кг/ч.

На котлах ТП-20 Производственно-отопительной паровой котельной используются дымососы Д-15,5, и дутьевые вентиляторы ВД-12. Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов представлена в таблице 2-26.

Блочная котельная Медгородка

Котельная оборудована 4-мя водогрейными котлами УТ-6500, тепловой мощностью 6,5 МВт. Все четыре котла работают в каскаде. Суммарная установленная тепловая мощность – 26 МВт.

Таблица 2-26 – Характеристика дымососов и дутьевых вентиляторов Производственно-отопительной паровой котельной

Станционный номер	Тип	Напор, мм вод. ст.	Производительность, м ³ /ч	Мощность электродвигателя, кВт	Число оборотов электродвигателя	Номинальный ток статора, А
1	Д-15,5	240	50000	55	585	117
2	Д-15,5	240	50000	55	585	117
3	Д-15,5	240	50000	55	585	117
4	Д-15,5	240	50000	55	585	117
1	ВД-12	220	35000	30	730	60
2	ВД-12	220	35000	30	730	60
3	ВД-12	220	35000	30	730	60
4	ВД-12	220	35000	30	730	60
5	ВД-12	220	35000	30	730	60

Топливо для котельной – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Потребление газа учитывается прибором учета СГ16МТ-800 марки ЕК-88/К. Восполнение сетевой воды от расходов на ГВС предусмотрено из тепловых сетей города.

Котельная работает по двухконтурной системе, на внутреннем контуре установлено три насоса НКК №№ 1, 2, 3 (резервный). На сетевом контуре функционирует четыре сетевых насоса СЭН №№ 1, 2, 3 (резервный), 4 (используется на ГВС в летний период).

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2-27.

Таблица 2-27 – Технические характеристики котельного оборудования Блочной котельной Медгородка

Станционный номер	Маркировка, тип	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид сжигаемого топлива	Производительность, Гкал/ч	Процент износа, %	Средний КПД котла, %
1	УТ-6500	Германия	2000	Природный газ	6,5	66	91,2

2	УТ-6500	Германия	2000	Природный газ	6,5	66	91,2
3	УТ-6500	Германия	2000	Природный газ	6,5	66	91,2
4	УТ-6500	Германия	2000	Природный газ	6,5	66	91,2

Котельная пос. Метлино

В котельной установлено три паровых котла ДЕ-16-14гм и один котел ДЕВ-10-14гм производства Бийского котельного завода. Для подогрева сетевой воды используется четыре блока нагрева сетевой вода оборудованных пароводяными подогревателями ПП1-53-7-IV производства Бийского котельного завода. Теплопроизводительность котла №4 ДЕВ-10-14гм составляет 6,5 Гкал/ч. Теплопроизводительность котлов №№6-8 ДЕ-16-14гм составляет 10,66 Гкал/ч. Котлоагрегаты работают на природном газе. Котлы №№4,7,8 находятся в резерве.

Технические характеристики котельного оборудования приведены в таблице 2-28.

Таблица 2-28 – Технические характеристики котельного оборудования котельной пос. Метлино

Станционный номер	Маркировка, тип	Год ввода в эксплуатацию	Вид сжигаемого топлива	Производительность, Гкал/ч	Расчетное давление воды, кгс/см ²	Средний КПД котла, %
6	ДЕ-16-14гм	1969	Природный газ	10,66	13	93,1
7	ДЕ-16-14гм	1988	Природный газ	10,66	13	93,1
8	ДЕ-16-14гм	1988	Природный газ	10,66	13	93,1

2.4.2. Установленная тепловая мощность оборудования котельных

Пиковая водогрейная котельная

В котельной установлено два водогрейных котла ПТВМ-50 теплопроизводительностью 50 Гкал/ч каждый. Установленная мощность котельной составляет 100 Гкал/ч.

Паровая котельная

В котельной установлено четыре паровых котла ТП-20 производительностью 28 т/ч каждый. Установленная мощность котельной в паре составляет 112 т/ч.

Блочная котельная Медгородка

В котельной установлено четыре водогрейных котла УТ-6500 тепловой мощностью 6,5 МВт каждый. Установленная тепловая мощность котельной составляет 26 МВт.

Котельная пос. Метлино

В котельной установлено три паровых котла ДЕ-16-14гм производительностью 10,66 Гкал/ч каждый. Установленная мощность котельной составляет 31,98 Гкал/ч.

2.4.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значения тепловой мощности нетто

По данным ФГУП «ПО «Маяк», ограничений тепловой мощности на котельном оборудовании нет. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования котельной не выдавались.

Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды каждой из рассматриваемых котельных различна.

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

- вида сжигаемого на теплоисточнике топлива – природный газ, мазут, уголь;
- срока эксплуатации котельного оборудования;
- вида теплоносителя – пар, горячая вода.

В общем случае, нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 2% до 5%. Фактически величина собственных нужд может быть значительно больше.

Пиковая водогрейная котельная

Располагаемая мощность котельной равна установленной и составляет 100 Гкал/ч.

Блочная котельная Медгородка

Ограничения тепловой мощности отсутствуют, располагаемая мощность котельной составляет 26 МВт.

Котельная пос. Метлино

Ограничения тепловой мощности отсутствуют, располагаемая мощность котельной составляет 38,5 Гкал/ч.

2.4.4. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования

Пиковая водогрейная котельная

Водогрейные котлы типа ПТВМ-50 №5 и №6 введены в эксплуатацию в 2002 и 2004 году соответственно (таблица 2-37), на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по продлению ресурса основного оборудования, выработавшего свой ресурс. Основное оборудование котельной находится в эксплуатации не более 13 лет.

Решения о необходимости проведения капитального ремонта принимаются на основании технических освидетельствований и диагностики.

Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации по котельному оборудованию представлена в таблице 2-29.

Паровая котельная

Четыре паровых котла ТП-20 Производственно-отопительной паровой котельной были введены в эксплуатацию в период с 1950 по 1952 гг. (таблица 2-29). Капитальные ремонты не проводились, в ходе службы котлоагрегатов проводились текущие ремонты.

Блочная котельная Медгородка

В котельной установлено четыре водогрейных котла УТ-6500, год ввода в эксплуатацию – 2000 г. (таблица 2-29). Техническое состояние удовлетворительное, планы развития и модернизации отсутствуют.

Котельная пос. Метлино

В котельной установлено четыре котла, №4 ДЕ-10-14гм и №№6-8 ДЕ-16-14гм, год ввода в эксплуатацию котлов №№ 4, 6 соответственно 1991 и 1969 гг., год ввода в эксплуатацию котлов №№ 7,8 – 1988 г. (таблица 2-29). Техническое состояние удовлетворительное, планы развития и модернизации отсутствуют.

2.4.5. Схемы выдачи тепловой мощности котельных

По своему назначению котельные делятся на:

- отопительные, предназначенные для теплоснабжения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения жилых, общественных и других зданий;
- производственные, обеспечивающие паром и горячей водой технологические процессы промышленных предприятий;
- производственно-отопительные, обеспечивающие паром и горячей водой различных потребителей.

В зависимости от вида вырабатываемого теплоносителя котельные делятся на водогрейные, паровые и паро-водогрейные.

Котельная представляет собой комплекс, состоящий из технологически связанных элементов – котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства:

- подачи и сжигания топлива;
- очистки, химической подготовки и деаэрации воды;
- теплообменные аппараты различного назначения;

Таблица 2-29 – Состав котельного оборудования источников теплоснабжения

№	Наименование теплоисточника	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок фактической эксплуатации (на 2022 г.), лет
					Основное	Резервное			
Котельная №1, теплоснабжающая организация – ФГУП «ПО «Маяк»									
1	Пиковая водогрейная котельная	ПТВМ-50-1 № 5	водогрейный	2002	природный газ	мазут	50	26675	15
		ПТВМ-50-1 № 6	водогрейный	2004	природный газ	мазут	50	12238	13
2	Паровая котельная	ТП-28 № 1	паровой	1950	природный газ	мазут	16,74	Н/Д*	67
		ТП-28 № 2	паровой	1951	природный газ	мазут	16,74	Н/Д	66
		ТП-28 № 3	паровой	1952	природный газ	мазут	16,74	Н/Д	65
		ТП-28 № 4	паровой	1952	природный газ	мазут	16,74	Н/Д	65
Котельные, теплоснабжающая организация – ММПКХ									
3	Блочная котельная Медгородка	УТ6500	водогрейный	2000	природный газ	нет	5,6	66708	17
		УТ6500	водогрейный	2000	природный газ	нет	5,6	66708	17
		УТ6500	водогрейный	2000	природный газ	нет	5,6	66708	17
		УТ6500	водогрейный	2000	природный газ	нет	5,6	66708	17
4	Котельная Метлино	ДЕ-16-14гм №6	водогрейный	1991	природный газ	нет	10,07	152928	26
		ДЕ-16-14гм №7	водогрейный	1988	природный газ	нет	10,07	резерв	29
		ДЕ-16-14гм №8	водогрейный	1988	природный газ	нет	10,07	резерв	29
		ДЕ-10-14гм в летний период на ГВС	водогрейный	1969	природный газ	нет	6,6	248832	48

* – данные не предоставлены

– насосы исходной (сырой) воды, сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения, подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в сетях, питательные для подачи воды в паровые котлы, рециркуляционные (подмешивающие);

– баки питательные, конденсационные,

– баки-аккумуляторы горячей воды;

– дутьевые вентиляторы и воздушный тракт; дымососы, газовый тракт и дымовую трубу;

– устройства вентиляции;

– системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива; тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной определяется, исходя из требуемых начальных условий:

– вида вырабатываемого теплоносителя;

– схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды;

– качества исходной воды.

Схема тепловой сети определяет производительность оборудования водоподготовки, а также необходимые объемы баков-аккумуляторов.

Пиковая водогрейная котельная

В Отопительной пиковой котельной установлены водогрейные котлы. Сетевая вода, подогретая в котлах, подается в НСС-2а. Схема теплопроводов котельной представлена на рисунке 2-10.

Паровая котельная

В Производственно-отопительной паровой котельной установлены паровые котлы. Пар подается на нужды производственных потребителей, а также используется для подготовки и подогрева подпиточной воды.

Через узел автоматического регулирования давления подпиточной воды, подпиточная вода через подпиточные насосы поступает на подпитку системы теплоснабжения по подпиточному трубопроводу Ду 500 мм через задвижку ГВ-22 в здании котельной и через задвижку пав. XXIV П-5 в трубопровод ОС XXIV Ду 900 мм и далее в трубопровод ОС XXIV Ду 500 мм и через задвижку С-1, регулятор СР, задвижку С-2 в коллектор прямой сетевой воды НСС-2.

Краткая характеристика подпиточных насосов приведена в таблице 2-30. Схема главных паропроводов и дренажей котельной представлена на рисунке 2-11.

Блочная котельная Медгородка

Котельная работает по двухконтурной системе, теплоноситель, подогретый в котлах, проходит через теплообменные аппараты. Сетевая вода с помощью сетевых насосов СЭН №№1-4 подается в теплообменные аппараты и далее поступает в тепловую сеть. Схема трубопроводов блочной котельной Медгородка представлена на рисунке 2-12.

Таблица 2-30 – Краткая характеристика подпиточных насосов паровой котельной

Станционный номер насоса	Марка	Производительность, м ³ /час	Напор, м вод. ст.	Число оборотов электродвигателя, об/мин.	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальный ток загрузки, А
ЭнП №1	НДс-60	630	60-69	1470	200	356
ЭнП №2	НДс-60	630	60-69	1470	200	356
ЭнП №3	НДс-60	630	60-69	1470	200	356
ЭнП №4	НДс-60	630	60-69	1470	200	356
ЭнСО №2	СЭ 1250-70	1250	70	1470	320	357
ЭнСО №3	СЭ 1250-70	1250	70	1470	320	357

Котельная пос. Метлино

Обратная сетевая вода с поселка Метлино проходит через сетевые насосы, после попадает на блок нагрева ПП1-53-7-IV, далее поступает в подогреватель 14-273x4000-Р и затем в подающий трубопровод сетевой воды. Схема подогрева сетевой воды котельной пос. Метлино представлена на рисунке 2-13.

Подпитка сетевой системы ведется из баков аккумуляторов, через подпиточные насосы в обратную сетевую воду.

Нагрев сетевой воды происходит за счет подачи пара на блоки нагрева, конденсат возвращается в котловой деаэрактор.

2.4.6. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных

Пиковая водогрейная котельная

Температурный режим водогрейных котлов №№ 5, 6, согласно паспортным данным, 70/150°С, т.е. при температуре обратной сетевой воды ниже 70°С собирается схема рециркуляции и включается в работу ЭНрц №1 (2, 3).

Рециркуляционные насосы пиковой котельной предназначены для повышения температуры сетевой воды на вход котла. которая смешиваясь с обратной сетевой водой поднимает её температуру на входе в котел до требуемого уровня.

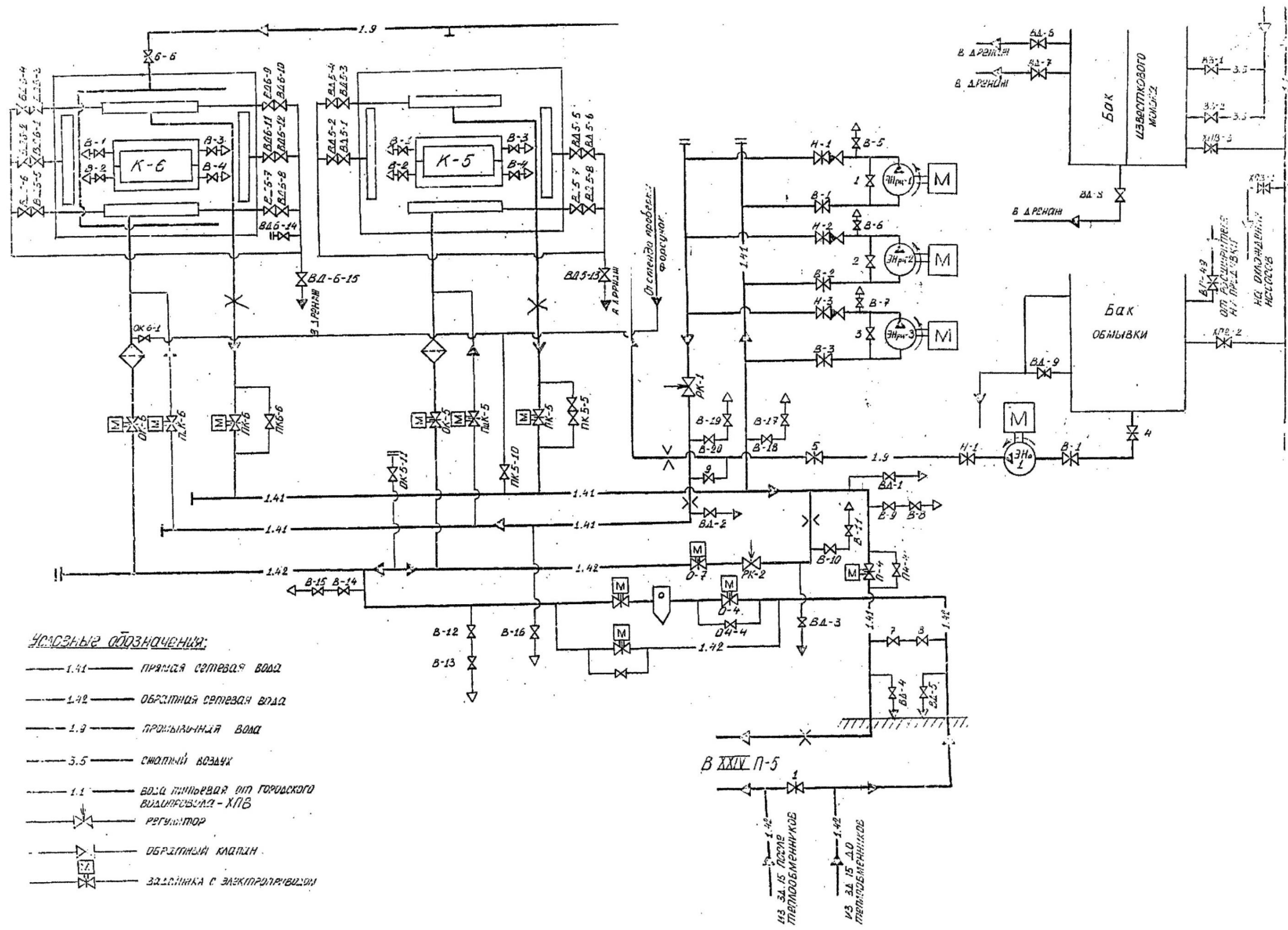


Рисунок 2-2 – Схема теплопроводов пиковой водогрейной котельной

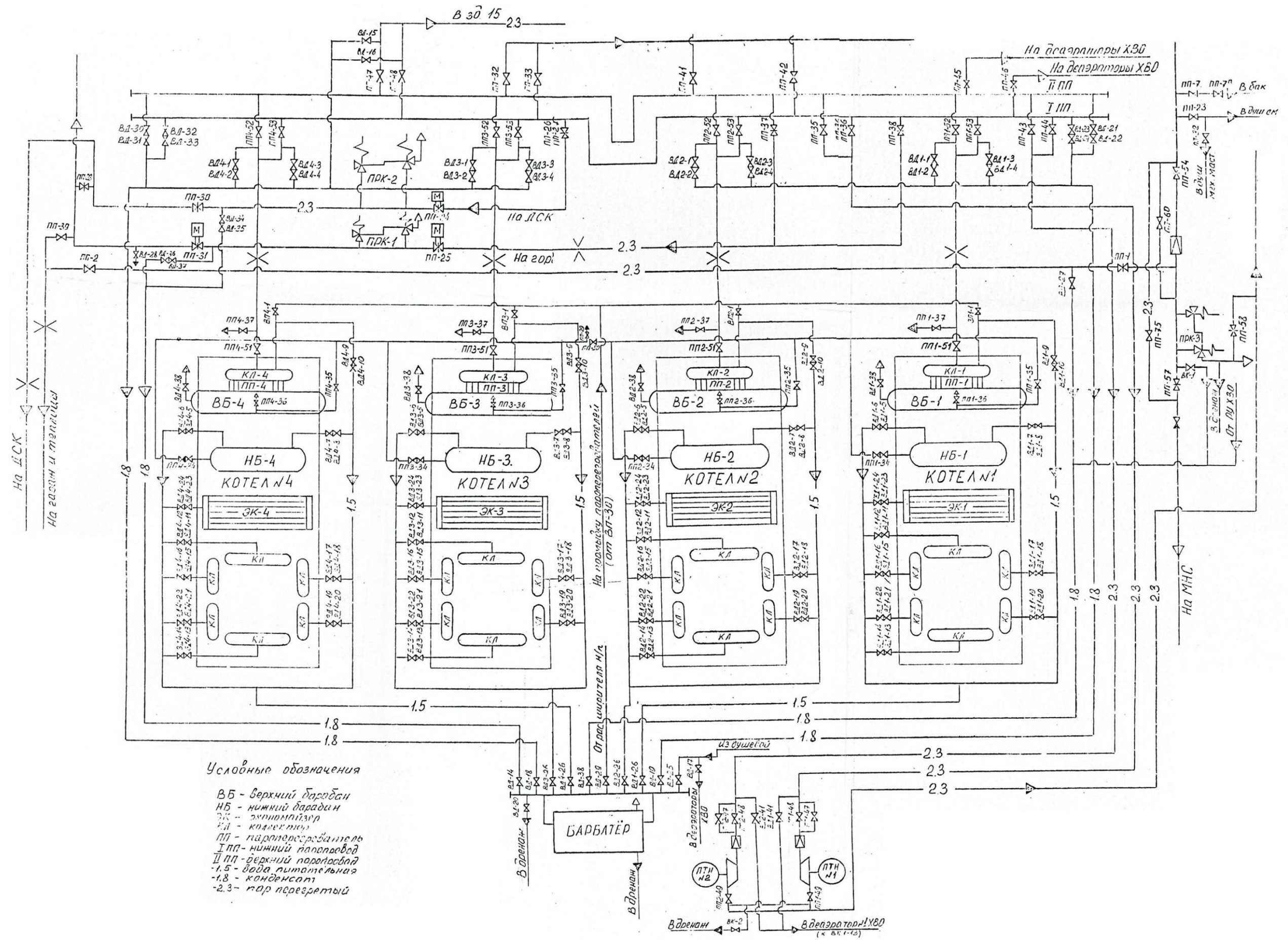


Рисунок 2-3 – Схема главных паропроводов и дренажей Производственно-отопительной паровой котельной

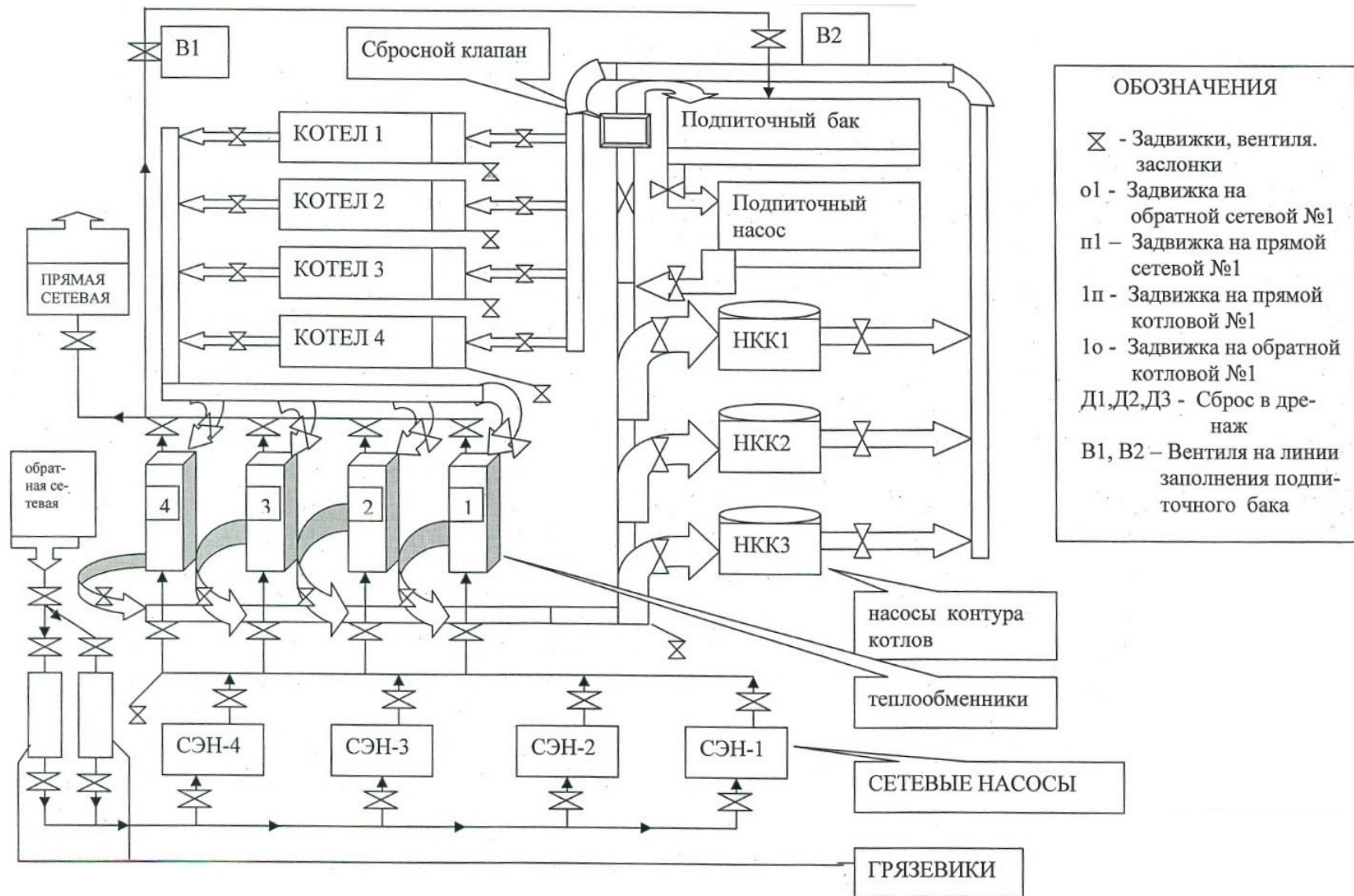


Рисунок 2-4 – Схема трубопроводов блочной котельной Медгородка

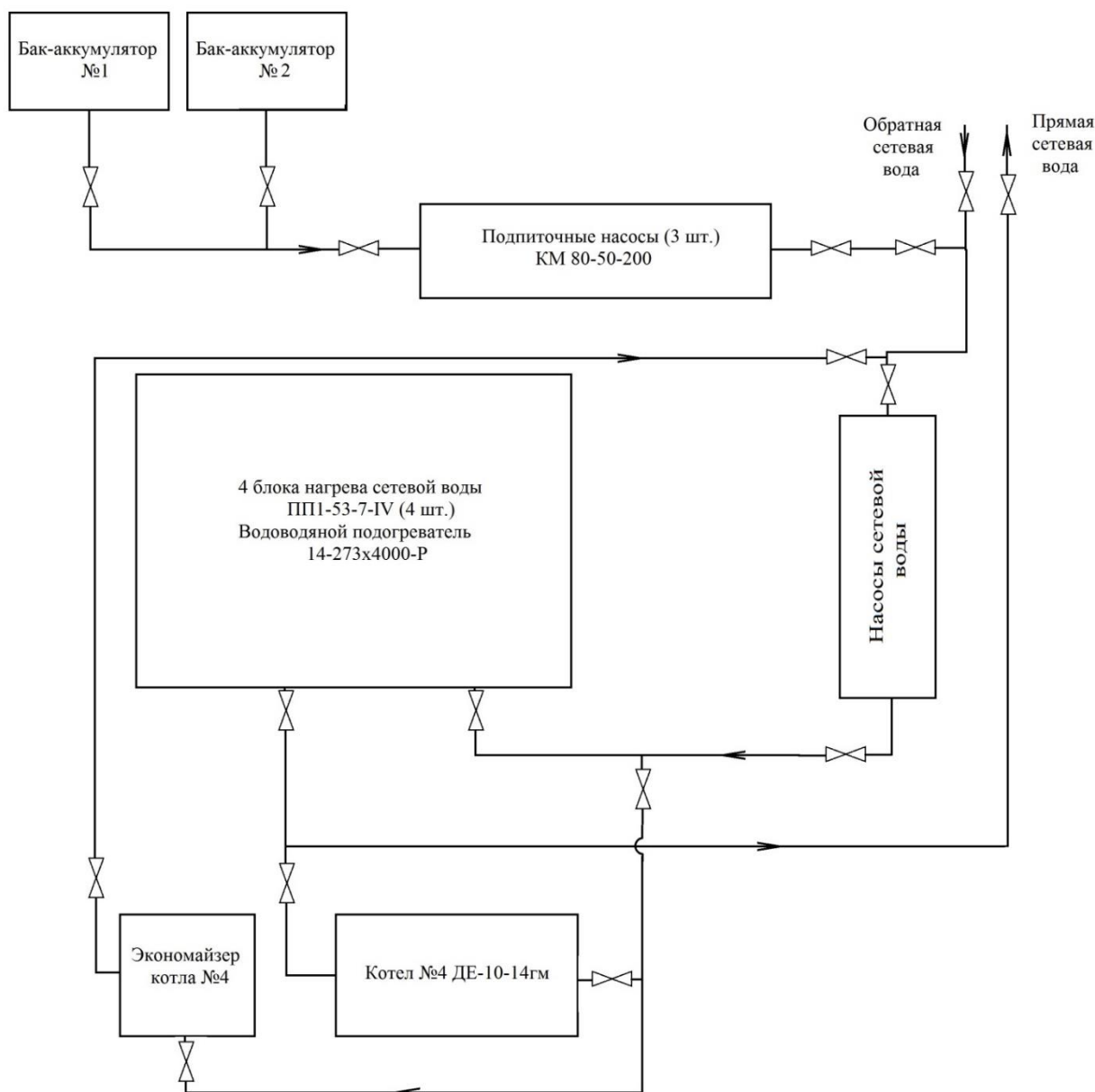


Рисунок 2-5 – Схема подогрева сетевой воды котельной пос. Метлино

Оперативный контроль за работой рециркуляционных насосов пиковой котельной ведет машинист котлов.

Характеристика рециркуляционных насосов пиковой котельной представлена в таблице 2-31.

Пускорезервная котельная

Пускорезервная котельная ФГУП «ПО «Маяк» работает по температурному графику 95/70°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Система теплоснабжения – закрытая и обеспечивает тепловой энергии производственный комплекс ФГУП «ПО «Маяк».

Паровая котельная

Выдаваемая тепловая мощность производственно-отопительной паровой котельной регулируется давлением пара на подаче.

Блочная котельная Медгородка

Модульная котельная Медгородка работает по температурному графику 105/70°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки – 70°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Выбор температурного графика обусловлен требованиями к максимальной температуре теплоносителя во внутренних системах отопления.

Таблица 2-31 – Характеристика рециркуляционных насосов пиковой водогрейной котельной

Стационарный номер насоса	Марка	Производительность, м ³ /час	Напор, м вод. ст.	Подпор, не более, м вод. ст.	Мощность электродвигателя, кВт	Максимальный ток нагрузки, А	Число оборотов электродвигателя, об/мин.
ЭНрц №1	НКУ-250	250	32	47	40	73	1470
ЭНрц №2	НКУ-250	250	32	47	40	73	1470
ЭНрц №3	НКУ-250	250	32	47	40	73	1470

Автоматическое регулирование температуры воды в подающем трубопроводе производится в зависимости от температуры наружного воздуха. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии приведен и на рисунке 2-14.

Котельная пос. Метлино

Котельная поселка Метлино работает по температурному графику 100/65°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки – 65°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Выбор температурного графика обусловлен требованиями к максимальной температуре теплоносителя во внутренних системах отопления.

Автоматическое регулирование подачи газа производится в зависимости от температуры наружного воздуха «Альфа-XXI век».

2.4.7. Среднегодовая загрузка оборудования котельных

Пиковая водогрейная котельная

Суммарная наработка котельного оборудования котельной составляет в среднем 3338 часов в год. Наиболее загруженным является котел ПТВМ-50 №5. Пиковая загрузка котельного оборудования приходится на зимние месяцы.

Загрузка котельного оборудования на протяжении года приведена в таблице 2-40 и представлена на рисунке 2-15.

Среднегодовая загрузку оборудования характеризует коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Результаты расчётов КИУМ для котельных ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ приведена в таблице 2-41.

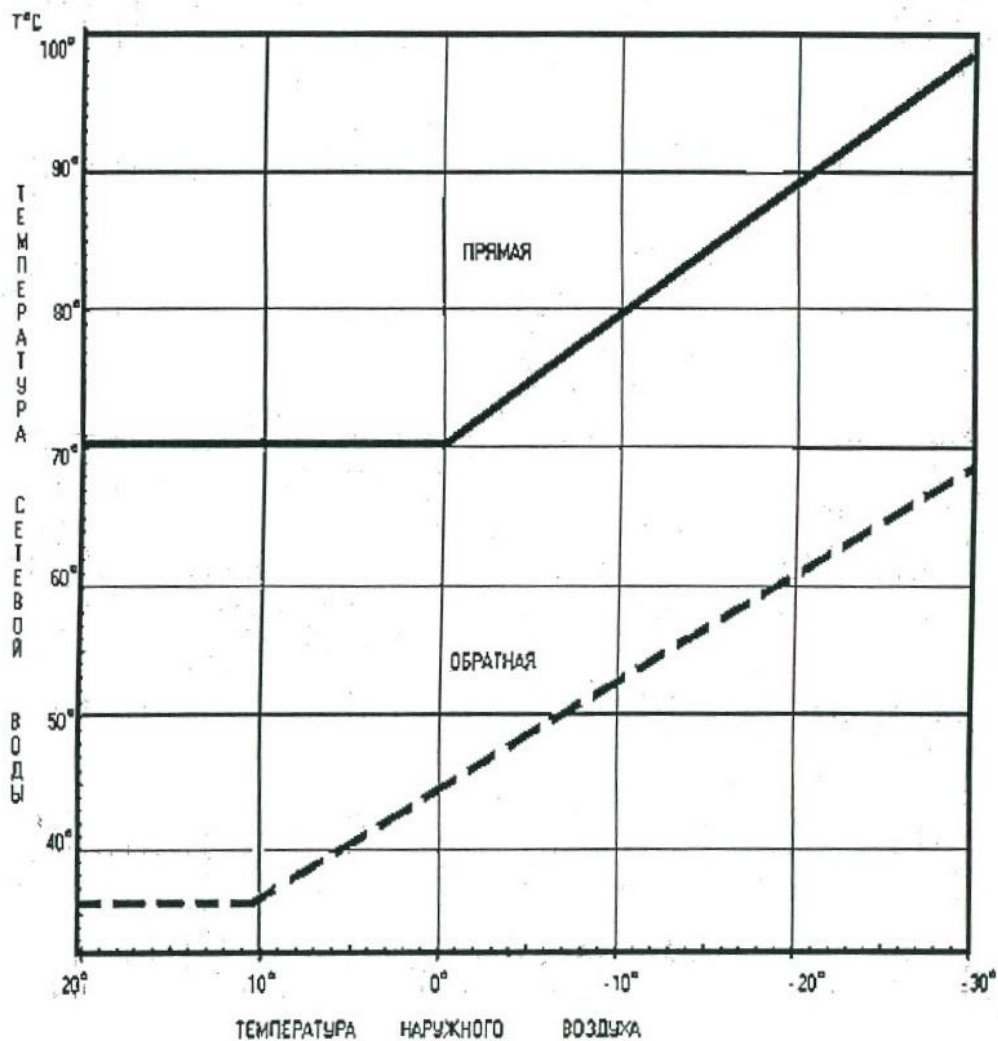


Рисунок 2-6 – Температурный график сетевой воды блочной котельной Медгородка

Таблица 2-32 – Сведения о работе основного оборудования пиковой водогрейной котельной

Период	Наработка, ч		Количество пусков из горячего состояния (при простое до 12 часов)		Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)	
	Котел №5	Котел №6	Котел №5	Котел №6	Котел №5	Котел №6
Январь	652	23	0	0	0	1

Февраль	280	74	1	0	2	0
Март	428	0	2	0	2	0
Апрель	0	368	0	1	0	1
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	369	0	0	0	1	0
Ноябрь	441	144	0	0	1	1
Декабрь	559	0	0	0	3	0
Итого:	2729	609	3	1	9	3

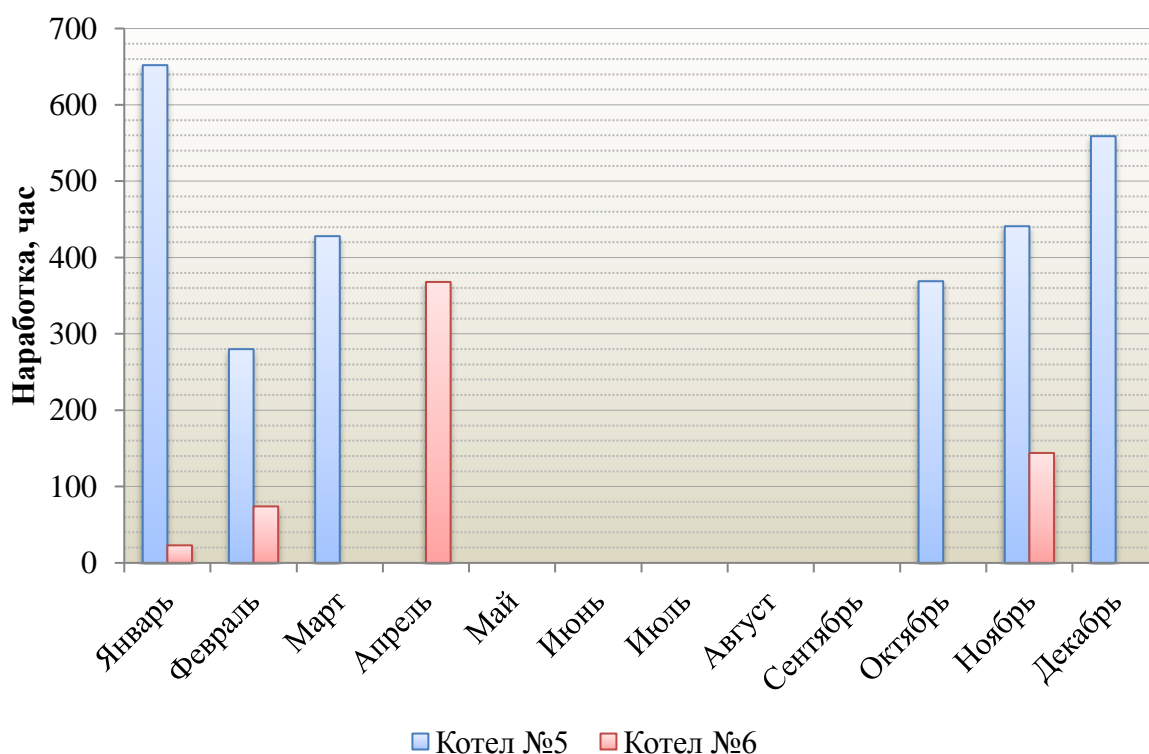


Рисунок 2-7 – Сведения о загрузке основного оборудования пиковой водогрейной котельной

Пускорезервная котельная

В настоящее время в пускорезервной котельной ФГУП «ПО «Маяк» находятся два водогрейных котла КВ-ГМ-50. Котельная функционирует лишь в отопительный период и обеспечивает нужды промышленной площадки ФГУП «ПО «Маяк». Информация о среднегодовой загрузке оборудования отсутствует.

Паровая котельная

Суммарная наработка котельного оборудования котельной составляет в среднем 9075 часов в год. Наиболее загруженным является котел ТП-20 №2. Загрузка котельного оборудования распределена равномерно в течение года.

Блочная котельная Медгородка

В настоящее время в блочной котельной Медгородка находится четыре котла УТ-6500 №№1-4. Котельная функционирует лишь в отопительный период, летом в период останова котельной потребители в течении двух недель получают тепловую энергию на нужды горячего водоснабжения от Аргаяшской ТЭЦ. Информация о среднегодовой загрузке оборудования отсутствует.

Котельная пос. Метлино

В работе находится один котел №6 ДЕ-16-14гм, котел отдает тепло потребителям круглый год, за исключением технологического перерыва в летний период в течение 14 дней. Котлы №№4, 7, 8 находятся в резерве.

2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети

В соответствии со статьёй 13 ФЗ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», «...производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов».

Пиковая водогрейная котельная

Учет тепловой энергии, отпущенной пиковой водогрейной котельной в тепловые сети ведется с помощью узлов учета тепловой энергии производства ОАО «Взлет».

Пускорезервная котельная

Нет данных

Паровая котельная

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью узлов учета тепловой энергии производства ОАО «Взлет».

Блочная котельная Медгородка

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью теплового счетчика ВКТ-0,7, установленного на тепловом выводе котельной.

Котельная пос. Метлино

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, не ведется. Расчет отпущенной тепловой энергии ведется по нормативам потребления коммунальных услуг и по тепловым счетчикам, установленным на вводах потребителей. Тепловые потери в тепловых сетях определяются расчетным методом согласно требованиям "Инструкции об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии", утвержденной приказом Минэнерго России №325 от 30.12.2008 г. Учет расхода холодной воды на подпитку ведется

посредством крыльчатого счетчика.

2.4.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельных

Согласно данным ФГУП «ПО «Маяк» и ММПКХ, на котельных предприятий отказов оборудования не зафиксировано.

2.4.10. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Водоподготовку для котельных ФГУП «ПО «Маяк» осуществляют в здании № 15. Водоподготовительная установка (ВПУ) предназначена для подготовки подпиточной воды тепловых сетей и горячего водоснабжения города, а также для предварительного умягчения воды и снижения щелочности исходной воды перед подачей её на водоподготовительную установку паровых котлов.

Водоподготовительная установка подпитки теплосети работает по схеме: Н-катионирование с «голодной» регенерацией, декарбонизация и термическая деаэрация.

Работа водоподготовительной установки подпитки теплосети (открытая система теплоснабжения) должна обеспечить следующее качество подпиточной воды:

- карбонатный индекс при температуре нагрева воды до 150°C, (мг-экв/л)², не более 0,8;
- растворенный кислород, мкг/л, не более 50;
- свободная углекислота, мг/л – отсутствие;
- значение pH от 8,3 до 9,0;
- железо, мг/л, не более 0,3;
- взвешенные вещества, мг/л, не более 5.

В связи с тем, что вода используется в теплосети с открытым водоразбором, подпиточная вода должна удовлетворять требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения».

В качестве исходной воды на водоподготовительной установке используется хозяйственная вода (ХПВ). Показатели качества исходной воды представлены в таблице 2-33.

Исходная вода с помощью насосов хозяйственной воды подается сначала на первую группу подогревателей, где происходит её подогрев до 30°C обратной сетевой водой теплосети.

Таблица 2-33 – Показатели качества исходной воды

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Жесткость общая	мг-экв/л	3,2 – 3,6
Щелочность общая	мг-экв/л	2,7 – 3,0

Ca ²⁺	мг-экв/л	1,8 – 2,0
Mg ²⁺	мг-экв/л	1,2 – 1,7
Cl ⁻	мг/л	22 – 27
Fe ³⁺	мг/л	0,01 – 0,1
pH	-	7,6 – 8,1
Взвешенные вещества	мг/л	< 5
Солесодержание	мг/л	200 – 300

Далее вода поступает на Н-катионитные фильтры (7 шт.), работающие в режиме «го-лодной» регенерации. Н-катионитные фильтры загружены сульфоуглем СК-1 (фильтры №№ 1, 3, 4 загружены слабокислотным катионитом Пьюролайт С-104). После Н-катионит-ных фильтров вода поступает на декарбонизаторы (4 шт.), загруженными кольцами Рашига. Из декарбонизаторов вода подается в баки декарбонизированной воды объемом по 50 м³ каждый.

Из баков декарбонизированной воды с помощью электронасосов вода подается на вто-рую группу подогревателей для подогрева химически очищенной (химочищенная) воды до температуры 50°С прямой сетевой водой теплосети. На третьей группе подогревателей про-исходит подогрев химочищенной воды с 50°С до 94°С деаэрированной водой. После этого подогретая химочищенная вода подается в верхнюю часть деаэрационных колонок атмо-сферных деаэраторов типа ДСА 300/75 (3 шт.). Из деаэрационных баков химочищенная де-аэрированная вода поступает в подогреватели третьей группы в качестве теплоносителя, где охлаждается до температуры 60°С, затем электронасосами деаэрированной воды пода-ется в баки-аккумуляторы. Из баков-аккумуляторов вода электронасосами подпиточной воды подается в теплотель.

Принципиальная технологическая схема водоподготовительной установки представ-лена на рисунке 2-17. Схема включения Н-катионитных фильтров приведена на рисунке 2-18, схема кислотного хозяйства – на рисунке 2-19. Перечень оборудования приведен в таб-лице 2-34.

Таблица 2-34 – Перечень оборудования технологической схемы подготовки воды

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Количество, шт.	Характеристика
1	Фильтр Н-катионитный	ФИПаI-3,4-0,6	7	Ø 3400 мм
2	Декарбонизатор	Б 237 (с кольцами Рашига)	4	Q = 200 м ³ /ч Ø 2060 мм h _{загр.} = 3000 мм
3	Бак декарбонизированной воды (БДВ)	Горизонтальный цилиндрический	4	V = 50 м ³ Ø = 2863 мм L = 8383 мм

4	Вентилятор	Центробежный	4	Q = 9910 м ³ /ч H = 100 мм вод. ст. n = 920 об/мин N = 7,5 кВт
5	Насос декарбонизированной воды (ЭНД)	6 НДС-60	5	Q = 216-320 м ³ /ч H = 64-80 м вод. ст.
6	Насос хозяйственной воды (ЭНХПВ)	1Д-500-65	2	Q = 560-630 м ³ /ч H = 58-46 м вод. ст.

По водоподготовительным установкам котельных ММПКХ информации не предоставлено.

2.4.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии отсутствуют.

2.4.12. Проектный и установленный топливный режим котельных

Для котельных ФГУП «ПО «Маяк» основным видом топлива является природный газ (таблица 2-35), в качестве резервного топлива для паровой котельной используется мазут.

Для котельных ММПКХ основным топливом является также природный газ, резервное топливо не предусмотрено.

Таблица 2-35 – Виды основного и резервного топлива по котельным Озерского г.о.

Наименование теплоисточника	Вид топлива	
	основной	резервный / аварийный
ЕТСО № 001 – АО «РИР»		
Котельные ФГУП «ПО «Маяк»		
Пиковая водогрейная котельная	природный газ	—
Пускорезервная котельная	природный газ	—
Котельные ММПКХ		
Блочная котельная Медгородка	природный газ	—
ЕТСО № 002 - МУП ММПКХ		
Котельные ММПКХ		
Котельная пос. Метлино	природный газ	—
Прочие котельные, включая муниципальные и ведомственные		
Паровая котельная	природный газ	мазут

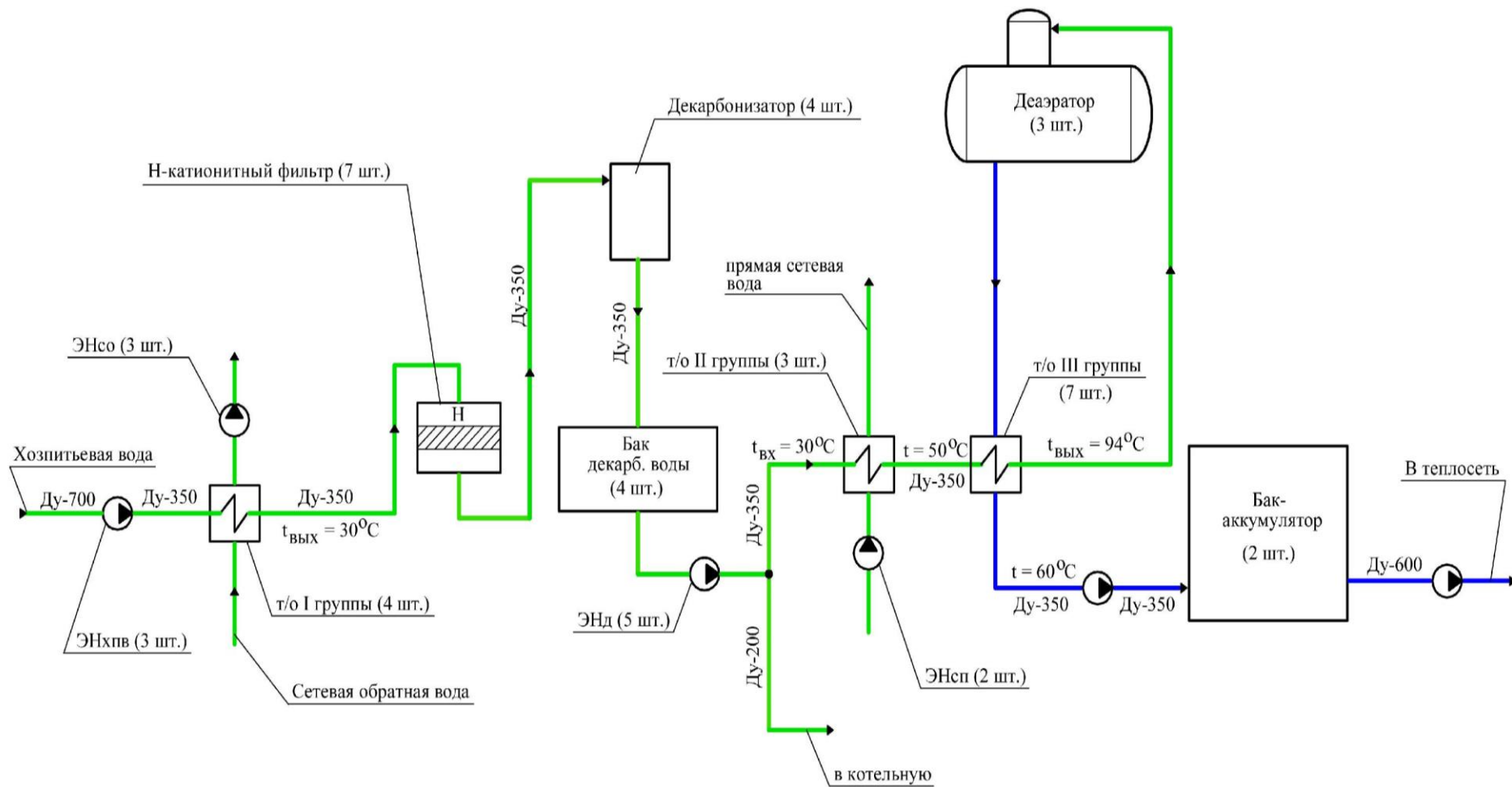


Рисунок 2-8 – Принципиальная технологическая схема водоподготовительной установки

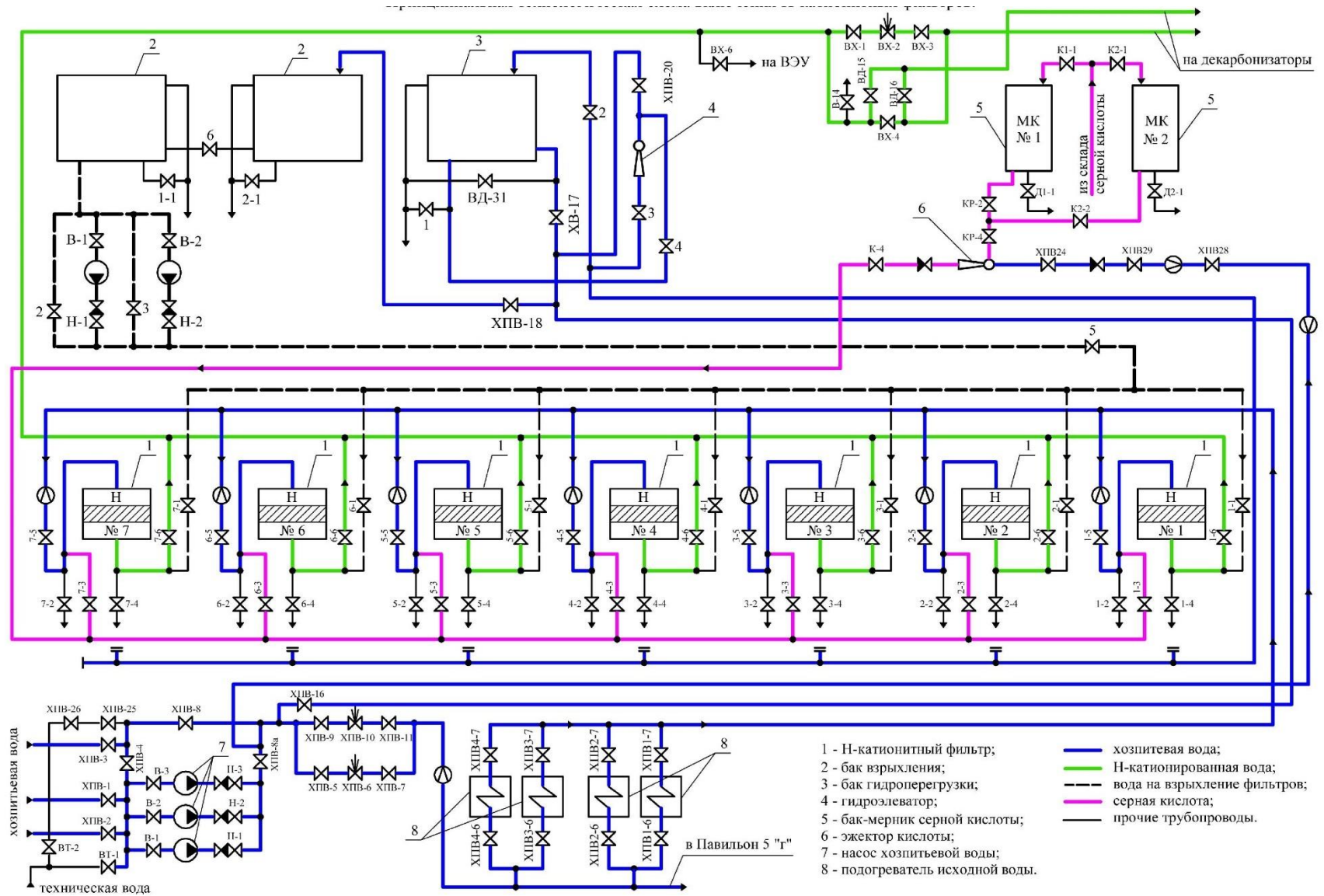


Рисунок 2-9 – Принципиальная технологическая схема включения H-катионитовых фильтров

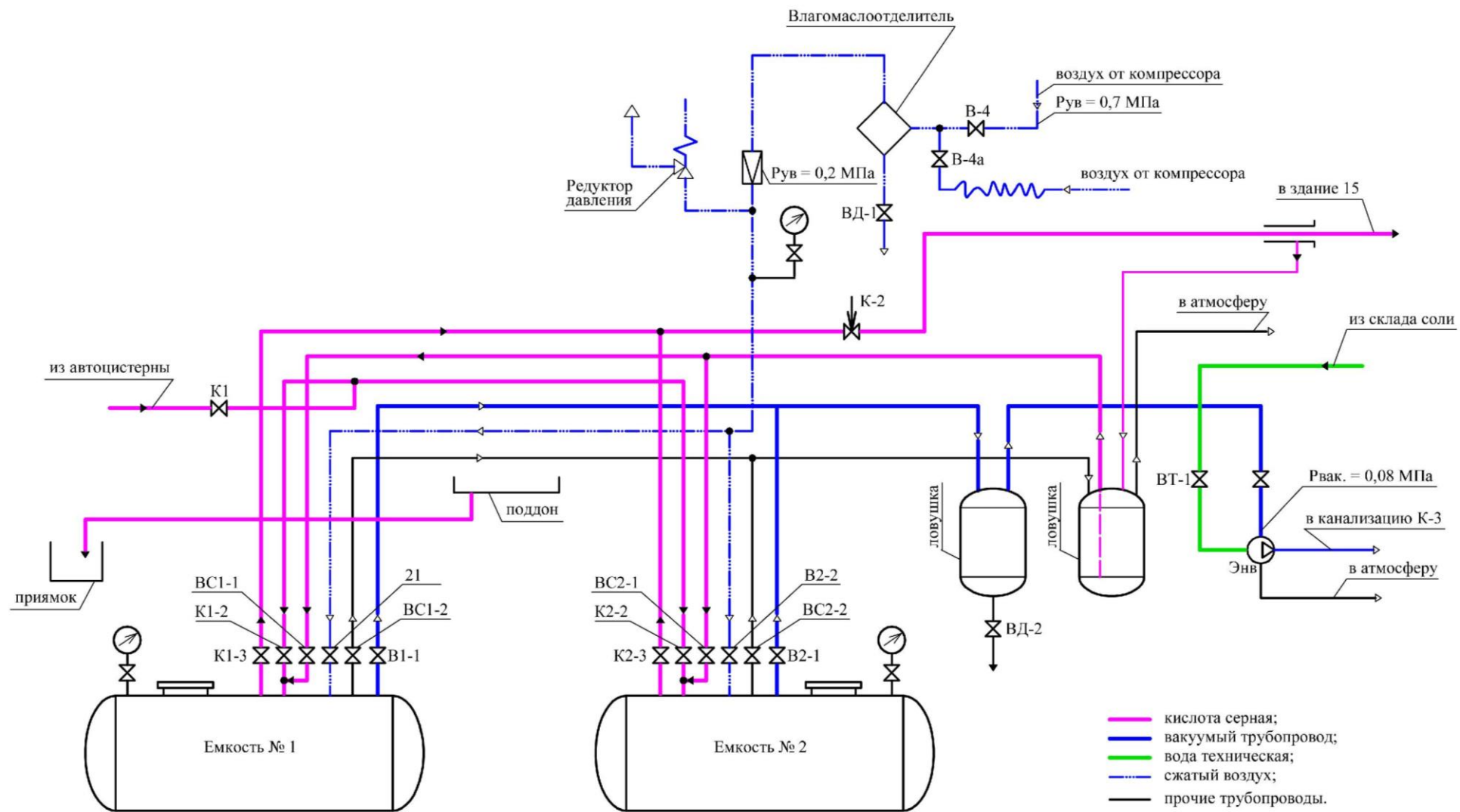


Рисунок 2-10 – Принципиальная технологическая схема кислотного хозяйства котельной

3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

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

В границах Озерского городского округа расположены три изолированные друг от друга системы теплоснабжения. Тепловые сети от Аргаяшской ТЭЦ и в поселке Новогорный эксплуатируются ММУП «ЖКХ». Тепловые сети в поселке Метлино эксплуатируются ММПКХ. Магистральные тепловые сети от Аргаяшской ТЭЦ до насосно-смесительных станций г. Озерск и посёлок №2 эксплуатируются ФГУП «ПО «Маяк». ММПКХ эксплуатирует тепловые сети в поселке №2 и часть тепловых сетей г. Озерск, так же в г. Озерск эксплуатируют сети ФГУП «ПО «Маяк» и ООО «Сервисный центр».

Всего в границах Озерского городского округа проложено 274,385 км тепловых сетей в двухтрубном исчислении. Преобладает подземный тип прокладки в непроходных каналах, также присутствует бесканальная и надземная прокладка. Изоляционный материал трубопроводов – мин. ваты.

Схемы тепловых сетей г. Озерск, пос. №2 и пос. Новогорный представлены в приложении.

3.1.1. Аргаяшская ТЭЦ, пиковая водогрейная котельная, пускорезервная котельная

Аргаяшская ТЭЦ, пиковая водогрейная котельная и пускорезервная котельная снабжают тепловой энергией потребителей г. Озерск, также Аргаяшская ТЭЦ снабжает тепловой энергией потребителей посёлка №2 г. Озерск, п. Новогорный и промышленных потребителей ФГУП «ПО «Маяк».

Тепловые сети системы теплоснабжения Аргаяшской ТЭЦ включают в себя магистрали:

1. Тепломагистрали в направлении пос. Новогорный
 - 1.1. Тепломагистраль снабжающая микрорайон «Энергетик», диаметром 500 мм;
 - 1.2. Тепломагистрали снабжающие микрорайон «Строитель», диаметром 350 мм, 400 мм;
2. Тепломагистрали в направлении коллекторной ФГУП «ПО «Маяк», диаметром 1000 мм, 600 мм. Магистрали от коллекторной:
 - 2.1. Тепломагистраль на промплощадку ФГУП «ПО «Маяк»;
 - 2.2. Тепломагистраль на посёлок №2, диаметром 500 мм;
 - 2.3. Тепломагистраль на г. Озерск, диаметром 600 мм на НСС-2. Магистрали от НСС-2:

- 2.3.1. Тепломагистраль «Ленина», диаметром 400 мм;
- 2.3.2. Тепломагистраль «Победа», диаметром 400 мм;
- 2.3.3. Тепломагистраль «Космонавтов», диаметром 500 мм;
- 2.3.4. Тепломагистраль «ДОК-500», диаметром 500 мм.

2.4. Тепломагистраль на г. Озерск, диаметром 1000 мм на НСС-2а. Магистрالی от НСС-2а:

- 2.4.1. Тепломагистраль «ДОК-800», диаметром 800 мм;
- 2.4.2. Тепломагистраль на коллекторную №3, диаметром 400 мм;
- 2.4.3. Тепломагистраль на П-6, диаметром 800 мм и далее на микрорайон №15.

Между НСС-2 и НСС-2а существует резервирование в виде двух трубопроводов: диаметром 900 мм, и диаметром 400 мм через П-6.

В летний период НСС-2 и НСС-2а отключаются, теплоноситель поступает через резервный трубопровод диаметром 400 мм на магистрали «Ленина», «Победа», «Космонавтов» и «ДОК-500», проходя через байпас на НСС-2. В летний период включается циркуляционный насос, расположенный в производственно-отопительной котельной, подключенный к обратному трубопроводу от НСС-2а диаметром 500 мм.

Магистрالی «ДОК-500» и «ДОК-800» являются закольцованными, магистрали «Космонавтов», «Победы» и «Ленина» являются тупиковыми, но имеют закрытые аварийные перемычки.

Схема тепловых сетей в п. Новогорный – тупиковая, тепломагистрالی района «Энергетик», и «Строитель» имеют закрытые аварийные перемычки.

Схема тепловых сетей в поселке №2 – тупиковая.

Суммарная протяженность тепловых сетей от Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной составляет 233160 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 1000 мм.

Структура тепловых сетей Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной представлена на рисунке 3-1 и в таблице 3-1.

Существующая схема прокладки тепловых сетей приведена в графических материалах электронной модели схемы теплоснабжения.

Таблица 3-1 – Структура тепловых сетей Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубнои исчислении, м
Ду 25	1148
Ду 32	3964
Ду 40	26387

Ду 50	91000
Ду 80	28304
Ду 100	44802
Ду 125	23134
Ду 150	39298
Ду 200	39298
Ду 250	14848
Ду 300	17196
Ду 350	5827
Ду 400	29260
Ду 500	42942
Ду 600	21589
Ду 700	6110
Ду 800	5605
Ду 900	1047
Ду 1000	16524

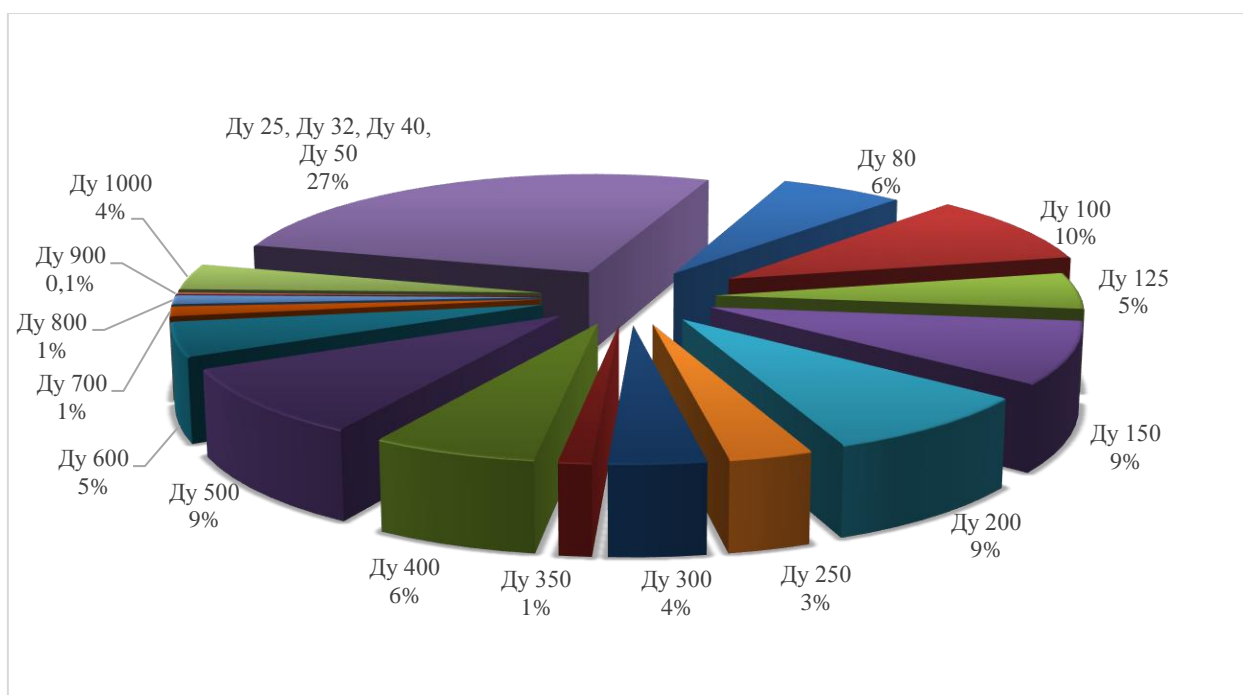


Рисунок 3-1 – Структура тепловых сетей Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной

3.1.2. Блочная котельная Медгородка

Блочная котельная Медгородка снабжает в отопительный период тепловой энергией здания КБ-71 и насосно-фильтровальную станцию. Между сетями Блочной котельной Медгородка и сетями от Аргаяшской ТЭЦ (отопительной пиковой водогрейной котельной) стоит перемычка, которая открывается в зимний период для снабжения потребителей тепловой энергией вышеуказанных домов и зданий КБ-71.

Схема сетей Блочной котельной Медгородка закольцована с тепловой сетью города.

Суммарная протяженность тепловых сетей от блочной котельной Медгородка составляет 4894 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм.

Структура тепловых сетей Блочной котельной Медгородка приведена в таблице 3-2. Структура тепловых сетей котельной представлена на рисунке 3-2.

Существующая схема прокладки тепловых сетей приведена в графических материалах электронной модели схемы теплоснабжения.

Таблица 3-2 – Структура тепловых сетей Блочной котельной Медгородка

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 32	131
Ду 40	166
Ду 50	512
Ду 70	379
Ду 80	404
Ду 100	527
Ду 125	745
Ду 150	88
Ду 200	826
Ду 250	364
Ду 300	271
Ду 350	320
Ду 400	122

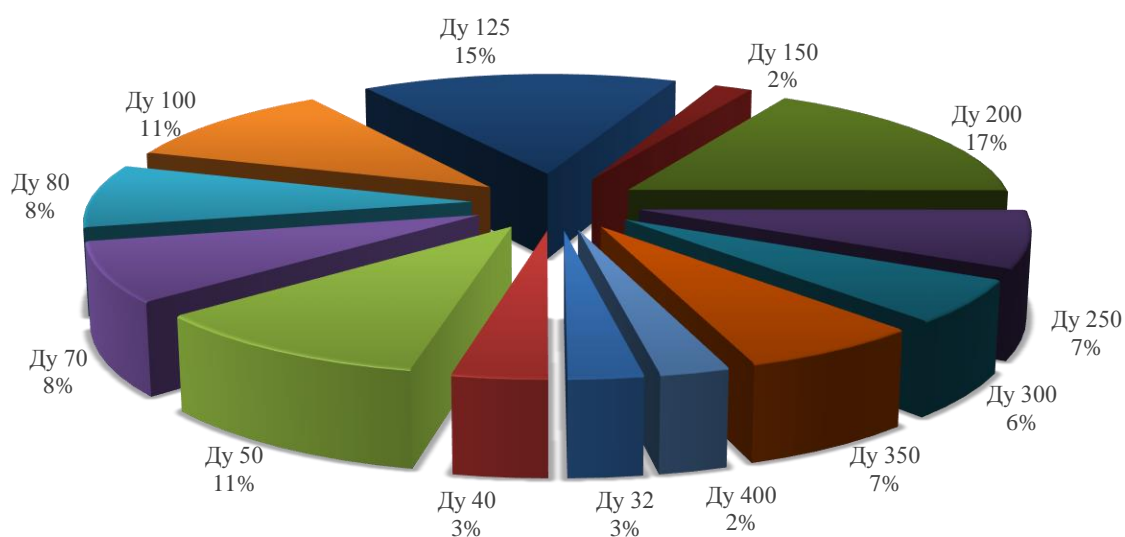


Рисунок 3-2 – Структура тепловых сетей Блочной котельной Медгородка

3.1.3. Котельная пос. Метлино

Котельная поселка Метлино располагается в пос. Метлино, и снабжает тепловой энергией жилой фонд, общественные здания и промышленные предприятия пос. Метлино.

Схема тепловых сетей Котельной пос. Метлино – тупиковая. Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной составляет 11701 м в двухтрубном исчислении. Максимальный условный диаметр тепловой сети составляет 400 мм.

Структура тепловых сетей Котельной пос. Метлино приведена в таблице 3-3. Структура тепловых сетей котельной представлена на рисунке 3-3.

Существующая схема прокладки тепловых сетей приведена в графических материалах электронной модели схемы теплоснабжения.

Таблица 3-3 – Структура тепловых сетей котельной пос. Метлино

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубнои исчислении, м
Ду 25	882
Ду 32	918
Ду 40	299
Ду 50	3314
Ду 70	1689
Ду 80	677
Ду 100	5643
Ду 125	180
Ду 150	5072
Ду 200	3140
Ду 250	1091
Ду 300	318
Ду 400	179

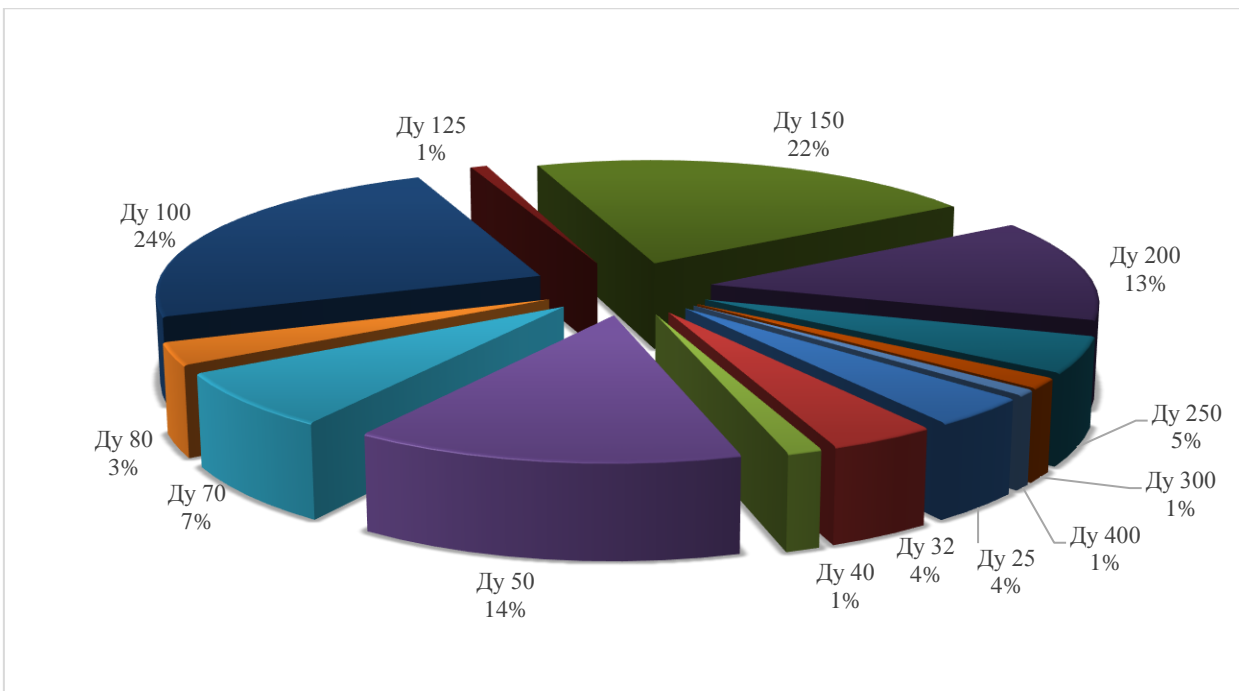


Рисунок 3-3 – Структура тепловых сетей Котельной пос. Метлино

3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии приведены в разделе 4 к Книге 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения Озерского городского округа на период до 2034 года, а также в электронной модели схемы теплоснабжения.

Электронные и бумажные карты-схемы тепловых сетей теплоснабжающих и тепло-сетевых организаций Озерского городского округа в зонах действия источников тепловой энергии разработаны в Книге 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Электронная схема систем теплоснабжения Озерского городского округа разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo.

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 подключенной тепловой нагрузки

Тепловые сети Озерского городского округа начали прокладываться с 1948 года, магистраль г. Озерск, «Ленина» и магистраль на поселок №2 введены в эксплуатацию в 1948 и 1949 годах соответственно. Основная часть участков тепловых сетей г. Озерска введена в

эксплуатацию с 60-х по 80-е. Магистраль 15 микрорайона введена в эксплуатацию в 1995 году. Более 85% тепловых сетей изношены и нуждаются в реконструкции и перекладке. Основная часть тепловых сетей пос. Новогорный введены в эксплуатацию в 70-х годах. Год ввода в эксплуатацию магистральной сети пос. Метлино – 1988 год. Процент износа тепловых сетей составляет 68%.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет самокомпенсации (углы поворотов трассы) и П-образных компенсаторов.

Прокладка тепловых сетей осуществлена в непроходных каналах и в незначительном объеме – надземная. Вновь построенные внутриквартальные сети имеют канальную прокладку. Распределение тепловых сетей по видам прокладки изображено на рисунке 3-4.

В качестве антикоррозийного покрытия используется грунтовка ГФ-020 и краска с алюминиевой пудрой БТ-177, теплоизоляция – минвата, покрывной слой – рубероид, стеклоткань, асбоцементная штукатурка. Гидроизоляция отсутствует.

Обобщенная материальная характеристика тепловых сетей представлена в таблице 3-5.

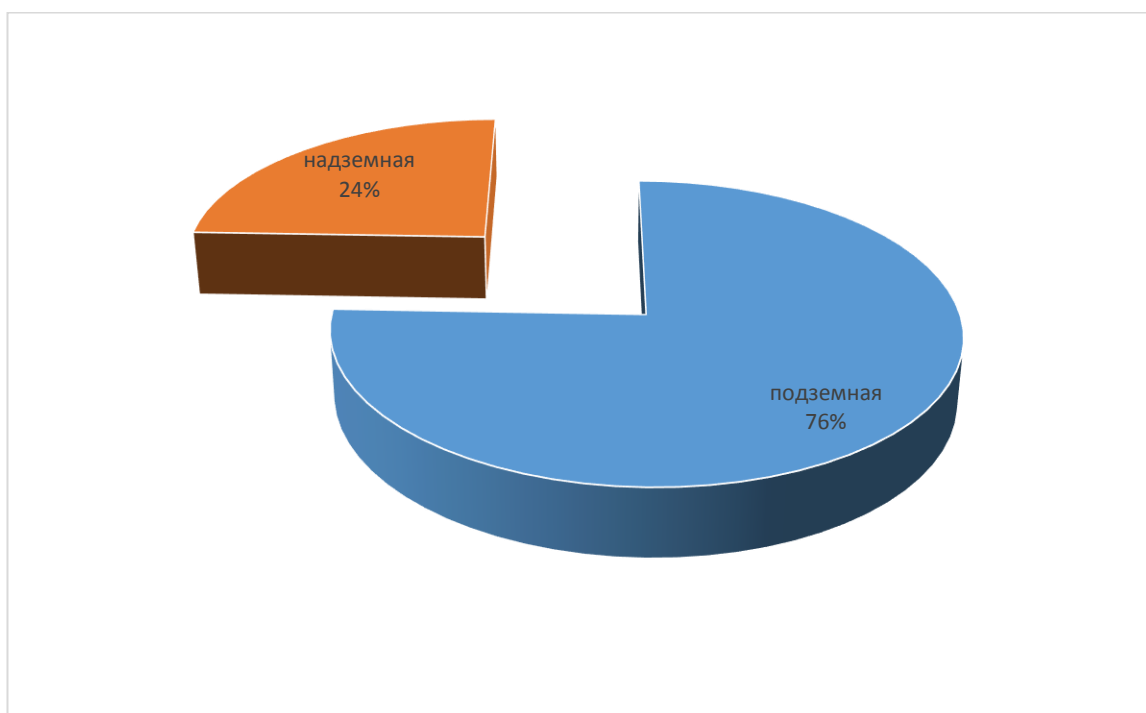


Рисунок 3-4 – Распределение тепловых сетей по видам прокладки

Таблица 3-4 – Материальная характеристика тепловых сетей Озерского городского округа

Тип прокладки тепловых сетей	Диаметр, мм							Итого
	25-100	125-250	300-400	500-600	700	800	900-1000	
<i>Аргаяшская ТЭЦ, Отопительная пиковая водогрейная котельная</i>								
Подземная прокладка, м	12688,6	18050,5	15610	9203,7	1439,9	3300,3	124,1	60417,1
Надземная прокладка, м	1022,2	1598,9	4641,1	27114,9	16,6	1296	16766,5	52456,2

<i>Итого по источнику</i>	13710,8	19649,4	20251,1	36318,6	1456,5	4596,3	16890,6	112873,3
Блочная котельная Медгородка								
<i>Подземная прокладка, м</i>	264,3	730,1	393,2	0	0	0	0	1387,6
<i>Надземная прокладка, м</i>	62,6	57,1	129,1	0	0	0	0	248,8
<i>Итого по источнику</i>	326,9	787,2	522,3	0	0	0	0	1636,4
Котельная пос. Метлино								
<i>Подземная прокладка, м</i>	795,5	2109,6	180	0	0	0	0	3085,1
<i>Надземная прокладка, м</i>	0	257,2	0	0	0	0	0	257,2
<i>Итого по источнику</i>	795,5	2366,8	180	0	0	0	0	3342,3

Краткая характеристика грунтов

В геологическом строении района участвуют коренные породы, представленные метаморфическими и интрузивными осадочными породами палеозоя, в большинстве случаев перекрытыми с поверхности элювиально-делювиальными, аллювиальными и озерно-болотными образованиями.

Элювиально-делювиальные отложения выражены суглинками, супесями, разнозернистыми песками, часто с включением щебня, гравия и дресвы.

Аллювиальные образования, представленные суглинками, супесями, реже песками, часто заторфованные и иловатые.

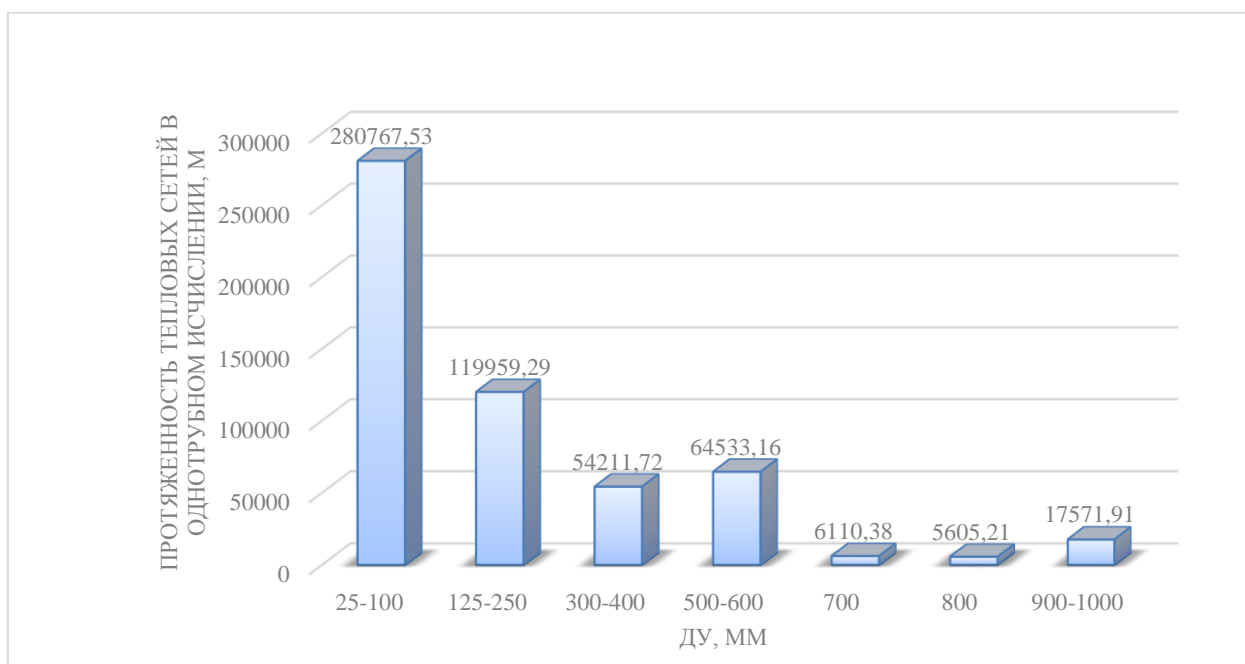


Рисунок 3-5 – Распределение тепловых сетей по диаметрам трубопроводов

Грунтовые воды в пределах района залегают на различных глубинах: от 1-3 м до 10-20 м и глубже. В пределах пойменных террас рек и заболоченных участках уровень грунтовых вод часто наблюдается на глубинах менее 2 м, а местами выходит на поверхность.

3.4. Насосные станции и тепловые пункты

Для обеспечения и поддержания гидравлического режима, на тепловой сети установлено три насосно-смесительные станции (НСС). Параметры, характеризующие существующий режим работы на насосных станциях в тепловых сетях представлены в таблице 3-5.

Таблица 3-5 – Сведения о расчетных параметрах теплоносителя по каждому выводу с источников

Магистраль	Qрасч	Wпр	Wобр	tпр	tобр	Pпр	Pобр
	Гкал/ч	т/ч		°С		кгс/см ²	
На выходе Модульной котельной	17,3	576,7	401,7	100	70	9,5	4,5
На выходе котельной поселка Метлино	10,2	266,7	151,1	100	55	5,2	2,5
Насосная станция № НСС №2:							
магистраль "Ленина"	49,3	986	586,4	105	55	6,5	3,1
магистраль "Победа"	52,08	1041,7	547,6	105	55	6,5	3,1
магистраль "Космонавтов" (в том числе тепловая нагрузка от Модульной котельной)	88,5	1770,2	1014,2	105	55	6,5	3,1
магистраль "ДОК500"	30,4	608,9	413,4	105	55	6,5	3,1
Насосная станция № НСС-2а:							
магистраль "ДОК800"	233,4	4669,4	2883,8	105	55	6,5	3,5
магистраль "15 мкр."	42,8	856,9	628,4	105	55	6,5	3,5
3-я коллекторная	29,1	581,7	528,2	105	55	6,5	3,5
Насосная станция № НСС №3:							
Посёлок №2	20,6	412,5	221	105	55	5,0	2,6

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

На тепловых сетях Озерского городского округа установлена запорная арматура Ду 25-1000 мм. Запорная арматура установлена в тепловых камерах, павильонах и на отводах к строениям. В г. Озерск между магистралями установлены разделительные секционирующие задвижки для установления необходимого гидравлического режима. В г. Озерск установлено 6990 единиц запорной и секционирующей арматуры.

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.

3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и

ПАВИЛЬОНОВ

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловых камерах установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. В перекрытии оборудовано один, два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

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

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

Аргаяшская ТЭЦ имеет количественно-качественный способ отпуска тепловой энергии. Температурный график для потребителей пос. Новогорный представлен на рисунке 2-2. Температурный график сетевой воды для Аргаяшской ТЭЦ и НСС на отопительный сезон 2022-2023 годов представлен на рисунке 2-4. График изменения температур теплоносителя был рассчитан исходя из оптимизации тепловых потерь, материальной характеристики тепловых сетей и особенностей конструкции индивидуальных тепловых пунктов.

Модульная котельная Медгородка работает по температурному графику 105/70°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный. Температура нижней срезки – 70°C, что связано с необходимостью обеспечения качественного горячего водоснабжения и открытой схемой подключения. Выбор температурного графика обусловлен требованиями к максимальной температуре теплоносителя во внутренних системах отопления.

Котельная поселка Метлино работает по температурному графику 100/65°C. Способ регулирования отпуска теплоты: качественный

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

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см².

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».

В целом можно отметить, что фактические температурные графики отпуска тепловой энергии на нужды отопления имеют меньший наклон по сравнению с утвержденным графиком. При положительных значениях температуры наружного воздуха имеет место превышение значений температуры как прямого, так и обратного теплоносителя.

Рисунок – График регулирования отпуска тепла $140/70^{\circ}\text{C}$ (точка излома 70°C , $T_{\text{макс}}=105^{\circ}\text{C}$) от НСС 2, 2А

Температура наружного воздуха С	Температура сетевой воды в трубопроводах, С		Температура наружного воздуха С	Температура сетевой воды в трубо- проводах, С	
	T1	T2		T1	T2
+8	70	48	-14	98	55
+7	70	47	-15	100	56
+6	70	47	-16	102	56
+5	70	46	-17	104	57
+4	70	46	-18	105	57
+3	70	46	-19	105	57
+2	70	45	-20	105	56
+1	70	45	-21	105	56
+0	70	44	-22	105	55
-1	71	44	-23	105	55
-2	73	45	-24	105	54
-3	75	46	-25	105	54
-4	77	47	-26	105	53
-5	79	48	-27	105	53
-6	82	48	-28	105	52
-7	84	49	-29	105	52
-8	86	50	-30	105	51
-9	88	51	-31	105	51
-10	90	52	-32	105	50
-11	92	52	-33	105	50
-12	94	53	-34	105	49
-13	96	54	-35	105	49

3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Тепловые сети от энерго-, теплоисточников города были запроектированы с учетом действующей на период проектирования нормативной документации.

Гидравлические режимы водяных тепловых сетей следует разрабатывать для отопительного и неотапительного периодов, а также для аварийных режимов.

Расчетный расход сетевой воды в водяных тепловых сетях при качественном регулировании отпуска теплоты определяется отдельно для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения по следующим формулам (в кг/ч):

На отопление

$$G_{0max} = \frac{3.6Q_{0max}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \quad (3.1)$$

На вентиляцию

$$G_{vmax} = \frac{3.6Q_{vmax}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \quad (3.2)$$

На горячее водоснабжение в открытых системах теплоснабжения:

Средний

$$G_{hm} = \frac{3.6Q_{hm}}{c(\tau_h - \tau_c)} \quad (3.3)$$

Максимальный

$$G_{hmax} = \frac{3.6Q_{hmax}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \quad (3.4)$$

На горячее водоснабжение в закрытых системах теплоснабжения:

Средний, при параллельной схеме присоединения водоподогревателей

$$G_{hm} = \frac{3.6Q_{hm}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)} \quad (3.5)$$

Максимальный

$$G_{hmax} = \frac{3.6Q_{hmax}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)} \quad (3.6)$$

Средний, при двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей:

$$G_{hm} = \frac{3.6Q_{hm}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_c} + 0,2 \right) \quad (3.7)$$

Максимальный, при двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей:

$$G_{hmax} = \frac{3.6 \cdot 0.55Q_{hmax}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)} \quad (3.8)$$

Суммарный расчетный расход сетевой воды, кг/ч, в двухтрубных тепловых сетях в открытых и закрытых системах теплоснабжения при качественном регулировании отпуска

теплоты следует определяется:

$$G_d = G_{0max} + G_{vmax} + k_3 G_{hm}, \quad (3.9)$$

где коэффициент k_3 – учитывает долю среднего расхода воды на горячее водоснабжение при регулировании по нагрузке отопления. При регулировании по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения коэффициент k_3 принимается равным 0.

Для открытых систем теплоснабжения дополнительно разрабатываются два режима: при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов в отопительный период.

Для открытых систем теплоснабжения расходы воды для разработки гидравлических режимов при максимальном водоразборе из подающего или обратного трубопроводов определяются по формуле

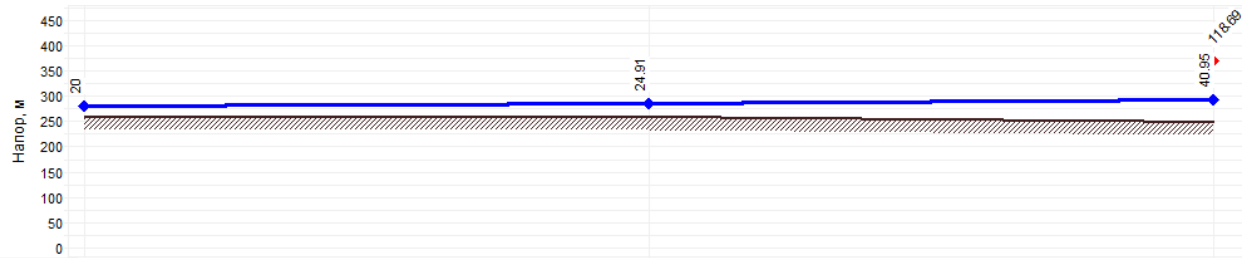
$$G_d = G_{0max} + G_{vmax} + k_4 G_{hm}, \quad (3.10)$$

где k_4 – коэффициент, определяемый по расчету с учетом изменения среднего расхода воды на горячее водоснабжение в зависимости от температурного графика регулирования отпуска теплоты и режима водоразбора из тепловой сети.

Фактические гидравлические режимы работы тепловой сети представлены в таблице 3-5.

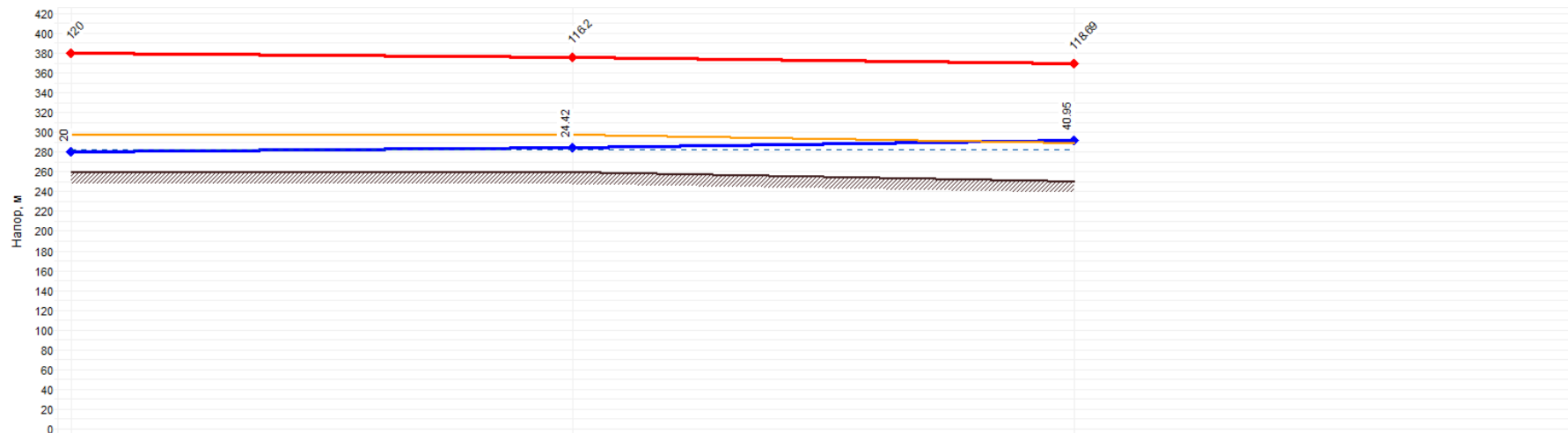
Ниже представлены пьезометрические графики падения напоров в тепловых сетях от энергоисточников Аргаяшская ТЭЦ, Кемеровской ГРЭС, Ново-Кемеровской ТЭЦ и районных котельных АО "Теплоэнерго" (рисунок 3.10-1 – 3.10-16).

Кроме того, гидравлические режимы тепловых сетей представлены в электронной модели системы теплоснабжения Озерского городского округа.



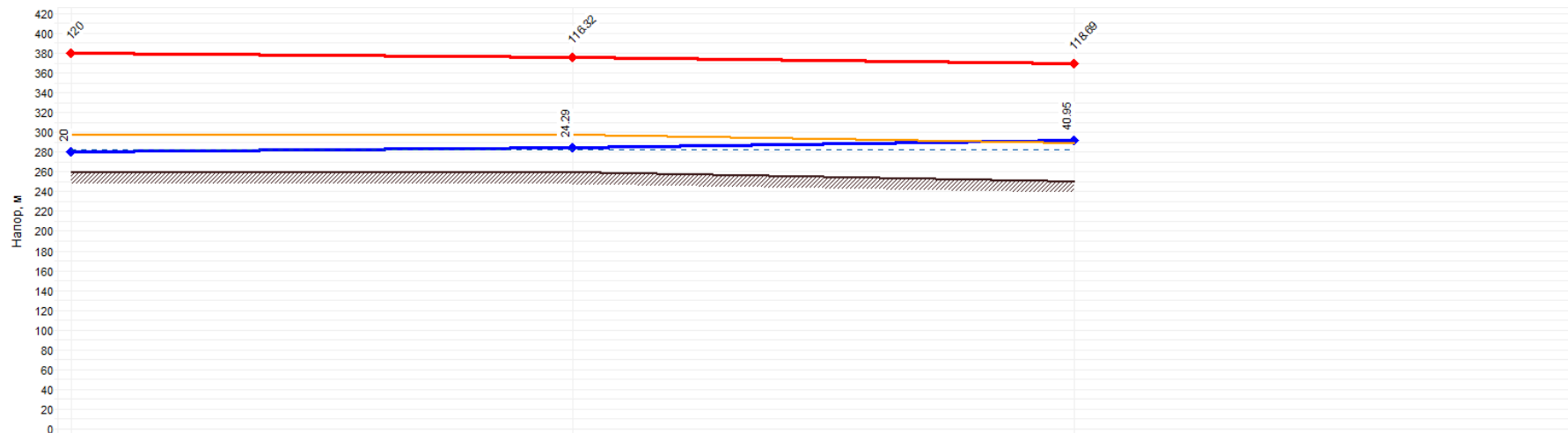
Наименование узла	АТЭЦ		Коллекторная
Геодезическая высота, м	259.29	259.29	250.32
Полный напор в обратном трубопроводе, м	279.3	284.2	291.3
Располагаемый напор, м	100	0	77.741
Длина участка, м	1833.5	2628.3	
Диаметр участка, м	0	0	
Потери напора в подающем трубопроводе, м			
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.908	7.076	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с			
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	1.068	1.071	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0	0	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.433	2.448	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч			
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	1109.94	1113.16	

Рисунок 3-6 – Пьезометрический график от АТЭЦ до Коллекторной (Добр=0,616)



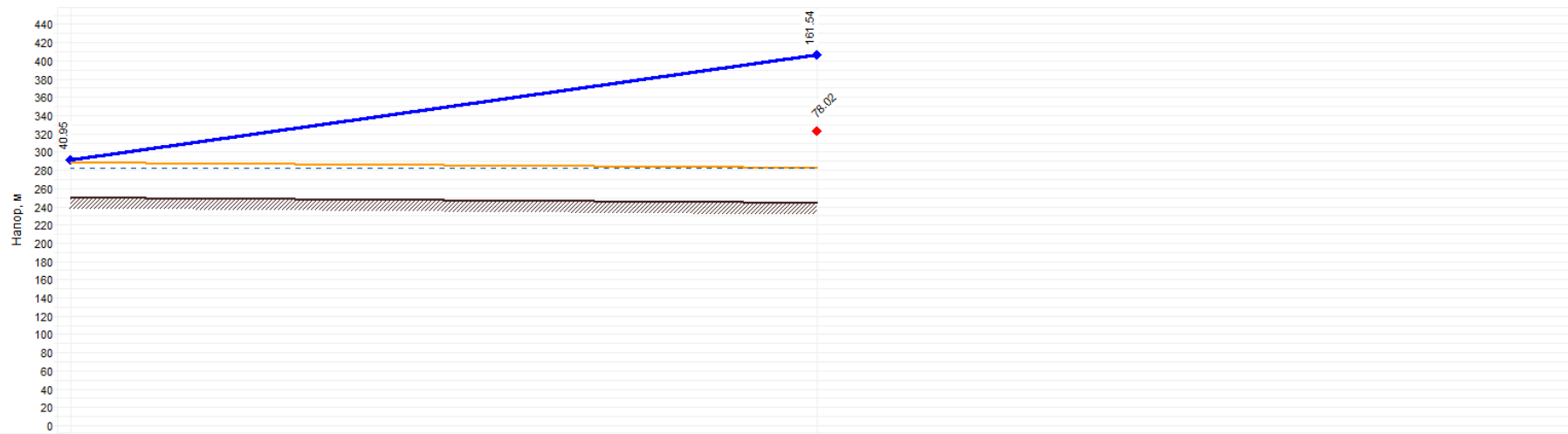
Наименование узла	АТЭЦ		Коллекторная
Геодезическая высота, м	259.29	259.29	250.32
Полный напор в обратном трубопроводе, м	279.3	283.7	291.3
Располагаемый напор, м	100	91.778	77.741
Длина участка, м	1546.3	2639.7	
Диаметр участка, м	0.616	0.616	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	3.8	6.474	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.421	7.563	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.023	1.022	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.986	-0.987	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.234	2.23	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.599	2.605	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1063.45	1062.34	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-715.59	-716.36	

Рисунок 3-7 – Пьезометрический график от АТЭЦ до Коллекторной (Дпод=0,616; Добр=0,515)



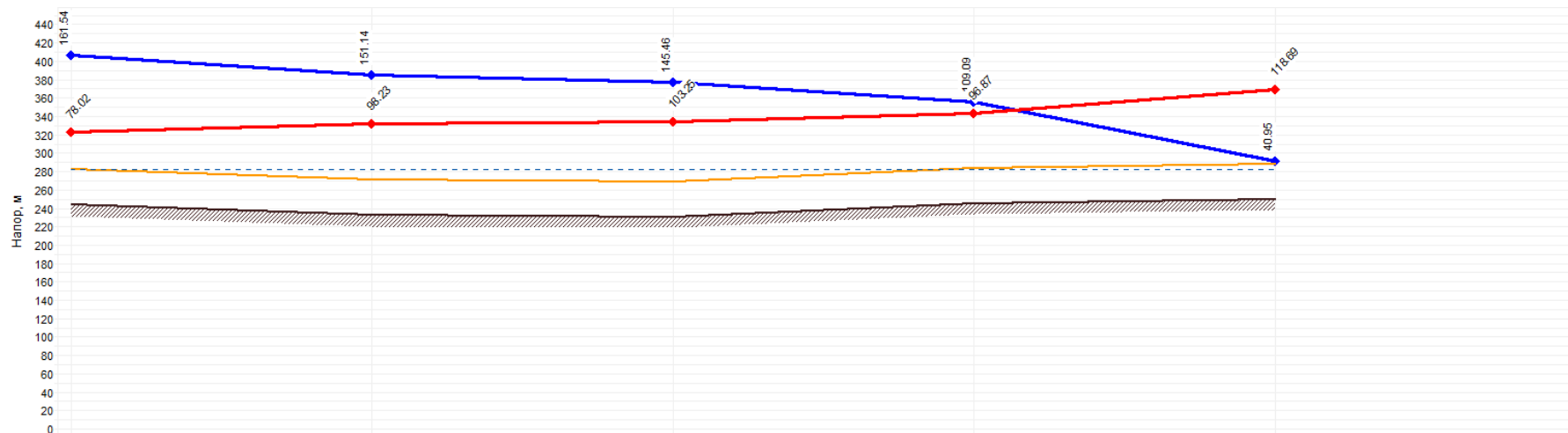
Наименование узла	АТЭЦ		Коллекторная
Геодезическая высота, м	259.29	259.29	250.32
Полный напор в обратном трубопроводе, м	279.3	283.6	291.3
Располагаемый напор, м	100	92.033	77.741
Длина участка, м	1470.3	2636.7	
Диаметр участка, м	1	1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	3.681	6.593	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.286	7.699	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.4	1.399	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.21	-1.211	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.276	2.273	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.65	2.654	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	3843.58	3840.78	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1634.26	-1635.64	

Рисунок 3-8 – Пьезометрический график от АТЭЦ до Коллекторной (Дпод=1; Добр=0,702)



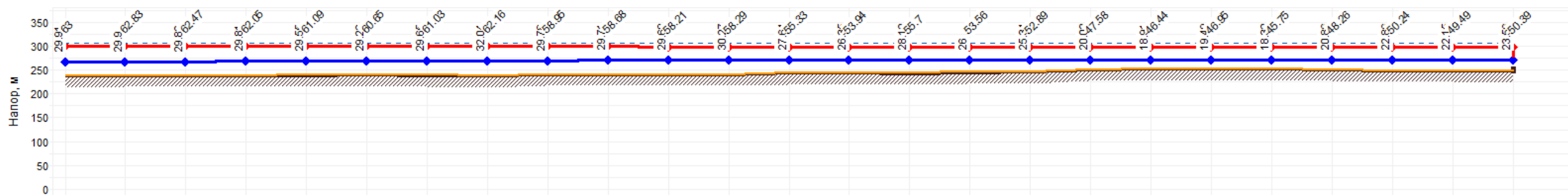
Наименование узла	Коллекторная	
Геодезическая высота, м	250.32	244.32
Полный напор в обратном трубопроводе, м	291.3	405.9
Располагаемый напор, м	77.741	-83.521
Длина участка, м	11810.5	
Диаметр участка, м	0	
Потери напора в подающем трубопроводе, м		
Потери напора в обратном трубопроводе, м	114.584	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с		
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	1.818	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	8.82	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч		
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	1319.2	

Рисунок 3-9 – Пьезометрический график от Коллекторной до НСС-2а (Добр=0,515)



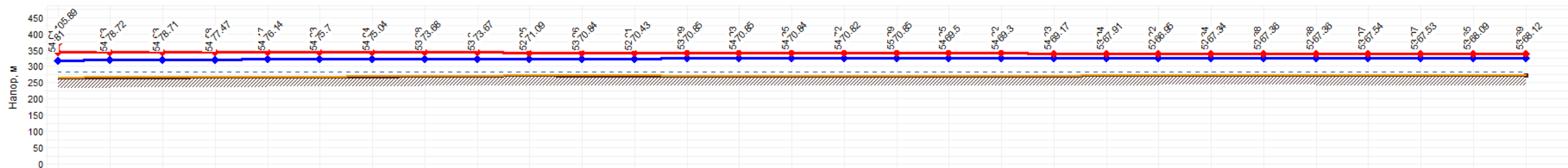
Наименование узла					Коллекторная
Геодезическая высота, м	244.32	232.91	230.97	246	250.32
Полный напор в обратном трубопроводе, м	405.9	384	376.4	355.1	291.3
Располагаемый напор, м	-83.521	-52.907	-42.209	-12.217	77.741
Длина участка, м	2314.4	808.9	2269.2	6818.4	
Диаметр участка, м	1	1	1	1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	8.804	3.079	8.653	26.143	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	21.81	7.619	21.339	63.815	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.726	1.726	1.728	1.733	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2.005	-2.005	-2.003	-1.998	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	3.458	3.46	3.467	3.486	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	8.567	8.562	8.549	8.509	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4738.44	4739.98	4744.31	4757.31	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-2084.1	-2083.51	-2081.87	-2076.95	

Рисунок 3-10 – Пьезометрический график от Коллекторной до НСС-2а (Дпод=1; Добр=0,616)



Наименование узла																									Д-4	Д-5	Д-6	Д-7	Д-8	Д-8а	Д-20	Д-20а	Д-21	Д-21/1	Д-21/2	Д-21/3	Д-21/4	Д-21/5	Д-21/5/1	Д-21/5/3	Д-21/5/4	Д-21/5/5	Д-21/6	Д/с №22
Геодезическая высота, м	236.2	236.31	236.57	236.84	237.55	237.95	237.55	235.87	238.75	238.96	239.31	239.1	241.98	243.35	241.58	243.71	244.37	249.68	250.81	250.25	251.43	248.9	246.91	247.63	246.41																			
Полный напор в обратном трубопроводе, м	266.1	266.2	266.4	266.7	267.1	267.2	267.2	267.9	268.5	268.7	269	269.4	269.6	269.7	269.7	269.7	269.7	269.7	269.7	269.7	269.8	269.8	269.8	269.8	270																			
Располагаемый напор, м	33.088	32.927	32.841	32.238	31.534	31.432	31.376	30.125	29.178	28.962	28.534	28.021	27.69	27.585	27.576	27.561	27.55	27.542	27.537	27.463	27.429	27.4	27.39	27.337	26.829																			
Длина участка, м	21.5	38.4	54.3	95	13.8	8	248.5	163.3	46	135.2	172.3	113.2	45.3	29.5	74.5	77.4	78.5	115.6	42.5	36.2	46.6	29.4	98	66.3																				
Диаметр участка, м	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.1	0.515	0.515	0.515	0.515	0.517	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.1	0.1	0.1	0.1	0.082	0.05																			
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.058	0.104	0.146	0.255	0.037	0.02	0.547	0.327	0.069	0.114	0.131	0.083	0.023	0.006	0.01	0.007	0.006	0.003	0.003	0.05	0.022	0.019	0.007	0.033	0.324																			
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.102	0.182	0.258	0.449	0.065	0.036	0.704	0.621	0.147	0.315	0.382	0.248	0.082	0.003	0.005	0.004	0.003	0.001	0.025	0.011	0.01	0.004	0.019	0.184																				
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.961	0.957	0.957	0.955	0.955	0.922	0.865	0.292	0.713	0.535	0.507	0.5	0.413	0.149	0.121	0.1	0.086	0.051	0.223	0.162	0.131	0.101	0.105	0.292																				
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.274	-1.27	-1.271	-1.268	-1.268	-1.237	-1.177	-0.403	-1.042	-0.89	-0.868	-0.863	-0.788	-0.102	-0.083	-0.069	-0.059	-0.036	-0.156	-0.115	-0.094	-0.073	-0.079	-0.22																				
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.468	2.45	2.449	2.438	2.437	2.272	2	1.818	1.359	0.766	0.689	0.67	0.456	0.189	0.125	0.086	0.064	0.023	1.06	0.561	0.371	0.22	0.31	4.445																				
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.333	4.309	4.309	4.294	4.295	4.084	2.577	3.454	2.901	2.116	2.013	1.99	1.653	0.09	0.06	0.041	0.031	0.012	0.526	0.286	0.193	0.119	0.177	2.529																				
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	697.19	694.63	694.61	692.94	692.89	668.91	627.62	7.73	517.15	387.96	367.8	362.73	301.99	17.23	13.99	11.56	9.94	5.9	5.89	4.28	3.47	2.66	1.86	1.86																				
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-924.22	-921.72	-921.74	-920.13	-920.18	-897.32	-853.93	-10.67	-756.03	-645.54	-629.6	-626.03	-576.2	-11.79	-9.59	-7.95	-6.86	-4.13	-4.14	-3.04	-2.49	-1.94	-1.4	-1.4																				

Рисунок 3-17 – Пьезометрический график НСС-2 – ул. Горная, 10а (ДОК-500)



Наименование узла	П-50																								жд				
Геодезическая высота, м	262.44	263.98	263.99	264.93	265.95	266.31	266.87	268.07	268.06	269.79	269.22	269.53	268.62	268.6	268.4	268.17	267.93	268.96	269.05	269.09	270.3	271.17	270.63	270.59	270.59	270.41	270.41	269.83	269.8
Полный напор в обратном трубопроводе, м	316.4	318.6	318.6	319.5	320.4	320.6	320.9	321.3	321.4	321.8	322.3	322.3	322.6	322.6	322.7	322.9	323	323.2	323.3	323.3	323.3	323.3	323.4	323.5	323.5	323.5	323.5	323.5	323.5
Располагаемый напор, м	26.996	24.094	24.083	22.883	21.668	21.373	21	20.403	20.379	19.04	17.773	17.625	16.861	16.823	16.491	16.101	15.76	15.249	15.074	14.948	14.87	14.736	14.498	14.481	14.48	14.469	14.468	14.441	14.437
Длина участка, м	401.9	1.4	166.3	169.5	54.7	85.2	138.4	0.98	141.3	69.3	8.5	46.5	2.5	22.7	26.6	26.3	39.5	16.4	1.3	34.1	110.6	108.8	25.3	1.6	34.5	1.1	42.5	5.8	
Диаметр участка, м	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.408	0.125	0.15	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.082	0.05	0.1	0.1	0.082	0.05	0.05	0.057	0.05	0.05	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.737	0.003	0.305	0.308	0.078	0.1	0.16	0.016	0.857	0.82	0.095	0.489	0.025	0.21	0.246	0.212	0.319	0.116	0.083	0.051	0.088	0.157	0.012	0.001	0.008	0.001	0.021	0.003	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	2.165	0.008	0.896	0.906	0.217	0.273	0.437	0.009	0.482	0.447	0.053	0.275	0.014	0.122	0.143	0.128	0.193	0.06	0.043	0.027	0.046	0.081	0.004	0	0.003	0	0.007	0.001	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.682	0.682	0.682	0.679	0.601	0.545	0.541	0.955	0.66	0.713	0.692	0.672	0.651	0.63	0.63	0.588	0.588	0.485	1.054	0.253	0.183	0.218	0.091	0.091	0.069	0.091	0.091	0.091	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.982	-0.983	-0.983	-0.979	-0.843	-0.757	-0.752	-0.716	-0.495	-0.526	-0.515	-0.503	-0.492	-0.48	-0.48	-0.457	-0.457	-0.347	-0.758	-0.182	-0.133	-0.157	-0.053	-0.053	-0.04	-0.053	-0.053	-0.053	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.667	1.666	1.666	1.654	1.294	1.064	1.051	14.533	5.51	10.761	10.154	9.563	8.983	8.422	8.421	7.34	7.339	6.426	57.374	1.366	0.72	1.316	0.439	0.439	0.217	0.438	0.438	0.438	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.897	4.9	4.9	4.861	3.606	2.914	2.87	8.179	3.103	5.865	5.621	5.378	5.137	4.899	4.9	4.431	4.431	3.305	29.698	0.71	0.38	0.68	0.153	0.153	0.076	0.154	0.154	0.154	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	309.94	309.81	309.81	308.72	272.91	247.49	245.94	39.84	39.84	18.87	18.33	17.79	17.24	16.69	16.69	15.58	15.58	8.55	6.7	6.7	4.85	3.85	0.577	0.577	0.577	0.576	0.576	0.576	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-255.2	-255.28	-255.28	-254.27	-218.92	-196.78	-195.29	-29.87	-29.87	-13.92	-13.63	-13.33	-13.02	-12.72	-12.72	-12.09	-12.09	-6.12	-4.82	-4.82	-3.51	-2.76	-0.337	-0.337	-0.337	-0.337	-0.337	-0.337	

Рисунок 3-18 – Пьезометрический график НСС-3 – п. 2 Татыш, ул. Залесского, 6

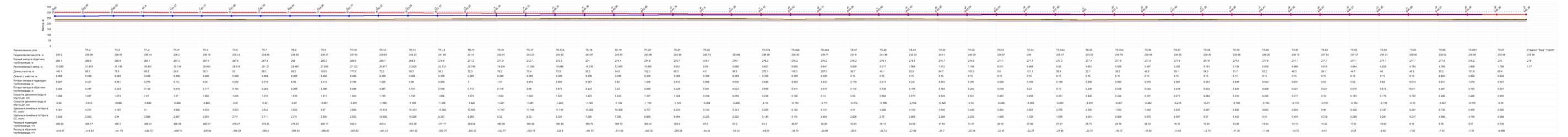


Рисунок 3-19 – Пьезометрический график НСС-2 – ул. Парковая, 1а (м-ль Ленина)

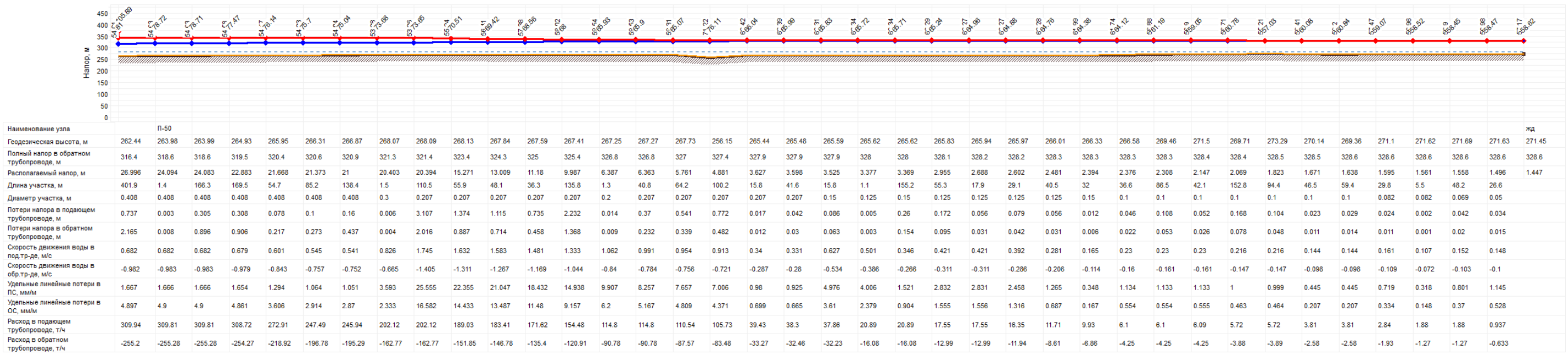
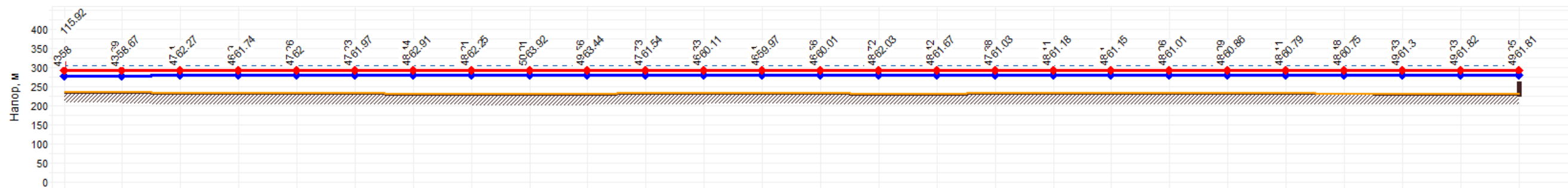


Рисунок 3-20 – Пьезометрический график НСС-3 –п. 2 Татыш, ул. М. Кольцевая, 2



Наименование узла	УТ-1	УТ-2А	УТ-2	УТ-3	УТ-4	УТ-5	УТ-6	УТ-7	УТ-7/1	УТ-7/2	УТ-7/3	УТ-7/4													ЖД		
Геодезическая высота, м	234.49	233.81	230.15	230.66	230.34	230.37	229.27	229.68	227.93	228.39	230.25	231.66	231.67	231.56	229.45	229.77	230.35	230.15	230.17	230.25	230.29	230.3	230.09	229.35	228.78	228.77	
Полный напор в обратном трубопроводе, м	277.5	277.5	277.5	277.6	277.6	277.6	277.7	277.9	277.9	278	278	278	278.1	278.1	278.2	278.2	278.2	278.2	278.3	278.3	278.3	278.4	278.4	278.6	278.7	278.7	278.7
Располагаемый напор, м	15	14.979	14.872	14.847	14.743	14.74	14.472	14.042	13.905	13.871	13.815	13.779	13.574	13.453	13.313	13.254	13.144	13.07	13.053	12.954	12.767	12.68	12.277	11.969	11.896	11.859	
Длина участка, м	25.2	126.6	28.9	171.1	5.4	452.8	871.1	344.4	85.1	139.3	138.3	60.9	50.4	88.4	26.9	23.3	20.3	4.7	26.9	69.2	46.5	58.8	94.2	36.9	8.5		
Диаметр участка, м	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.515	0.309	0.309	0.309	0.259	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.15	0.15	0.15	0.1		
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.012	0.062	0.014	0.061	0.002	0.156	0.255	0.082	0.02	0.033	0.022	0.127	0.075	0.087	0.036	0.067	0.045	0.011	0.06	0.115	0.054	0.251	0.193	0.046	0.023		
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.009	0.045	0.01	0.043	0.001	0.111	0.176	0.055	0.014	0.022	0.014	0.078	0.046	0.052	0.023	0.043	0.029	0.007	0.038	0.072	0.034	0.152	0.114	0.028	0.014		
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.406	0.406	0.406	0.347	0.342	0.342	0.314	0.284	0.284	0.284	0.234	0.611	0.516	0.419	0.44	0.556	0.491	0.491	0.491	0.422	0.353	0.553	0.383	0.297	0.338		
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-0.348	-0.348	-0.348	-0.293	-0.288	-0.288	-0.261	-0.232	-0.232	-0.232	-0.183	-0.48	-0.402	-0.324	-0.348	-0.446	-0.392	-0.392	-0.392	-0.335	-0.279	-0.431	-0.294	-0.233	-0.266		
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.443	0.443	0.443	0.324	0.314	0.314	0.266	0.217	0.217	0.217	0.147	1.896	1.358	0.896	1.233	2.603	2.035	2.034	2.034	1.505	1.054	3.878	1.863	1.121	2.428		
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.326	0.326	0.326	0.231	0.223	0.223	0.183	0.145	0.145	0.146	0.09	1.172	0.824	0.537	0.774	1.678	1.297	1.297	1.297	0.951	0.658	2.354	1.102	0.695	1.505		
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	294.86	294.84	294.78	251.95	247.93	247.93	227.96	205.99	205.81	205.77	169.41	158.63	134.17	108.91	80.15	64.38	56.89	56.89	56.89	48.9	40.9	33.41	23.13	17.92	8.94		
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-252.54	-252.55	-252.62	-212.45	-208.62	-208.62	-189.2	-168.2	-168.38	-168.42	-132.51	-124.61	-104.45	-84.25	-63.43	-51.65	-45.38	-45.38	-45.38	-38.83	-32.28	-26.01	-17.77	-14.09	-7.03		

Рисунок 3-21 – Пьезометрический график П-6 – ул. Заозерная, 12 (15 мкр)

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

Аварии на магистральных сетях за последние 5 лет отсутствовали. Количество утечек за последние 5 лет – 0,5 на 1 км. Места расположения утечек – это, как правило, вводы на здания и участки бесканальной прокладки теплосетей, а также места пересечения с иными коммуникациями (кабеля, водопроводы и т.п.).

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

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

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

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

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 3-6;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 3-6 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t, °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

3.12. 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.

Также производится экспертиза промышленной безопасности трубопроводов с технической диагностикой их состояния. По результатам экспертизы составляется заключение, которое согласовывается с Ростехнадзором, вносится в реестр заключений. В результате проведения экспертизы производится назначение дополнительного ресурса эксплуатации трубопроводов.

3.13. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов 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 строительного-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 ОЭТС и руководителю источника тепла 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 тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла 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 тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, 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 тепла 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 тепла 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°C.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

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.

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°C. 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 теплоснабжения 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 конструктивных решений, 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 гидрав-

лических 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 тепла.

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.

Процедуры летних ремонтов, параметры и методы испытаний тепловых сетей (гидравлических, температурных, на тепловые потери) проводимые ММПКХ, ФГУП «ПО Маяк» и ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» соответствуют нормативно-технической документации.

3.14. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Методика определения тепловых потерь через изоляцию трубопроводов регламентируется приказом Минэнерго №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии". Тепловые потери через изоляцию трубопроводов зависят от материальной характеристики тепловых сетей, а также года и способа прокладки тепловой сети.

Методика определения тепловых потерь с утечками теплоносителя также регламентируется приказом Минэнерго №265 от 4 октября 2005 года "Об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии".

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{утч.л} = \frac{\alpha \cdot V_{гр.год} \cdot \rho_{200}}{100} = \rho_{гр.год.л} \cdot \rho_{200}, \text{ м}^3,$$

где:

a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, ($\text{м}^3/\text{ч}\cdot\text{м}^3$), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;

$V_{\text{ср.год}}$ – среднегодовая емкость тепловой сети, м^3 ;

$n_{\text{год}}$ – продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч;

$m_{\text{у.год.н}}$ – среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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.

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.

3.16. Описание типов присоединений теплоснабжающих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

подавляющее большинство потребителей тепловой энергии Озерского городского округа подключены по элеваторной схеме присоединения с открытым водоразбором ГВС, которая представлена на рисунке 3-6. Регулятор температуры подачи горячего водоснабжения не функционирует.

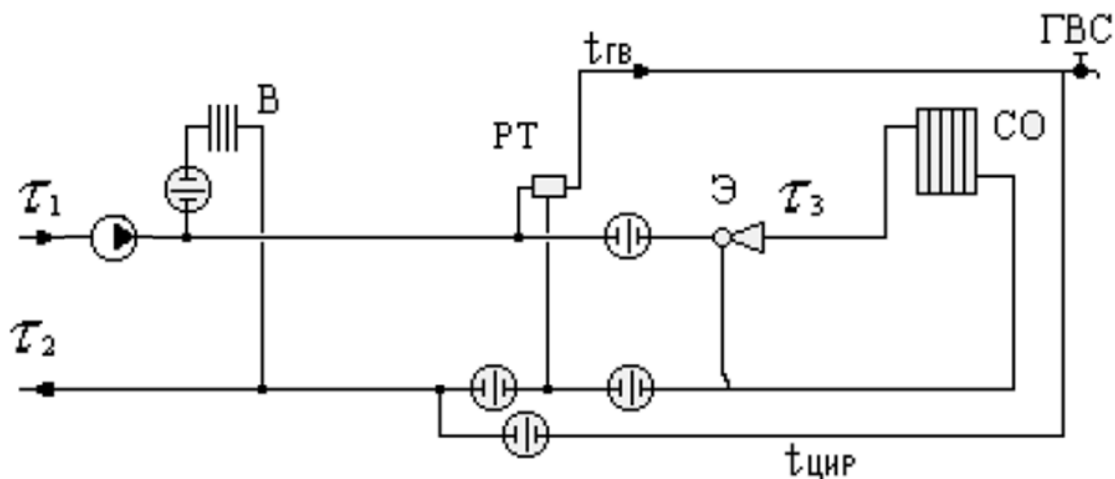


Рисунок 3-22 – Элеваторная схема присоединения потребителей

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

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям представлены в приложении.

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.

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

В г. Озерске организована единая диспетчерская служба. Диспетчерская служба ММПХХ оборудована телефонной связью, принимает сигналы об утечках и авариях на сетях от жителей города и обслуживающего персонала. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

Диспетчерская служба средствами автоматизации и телемеханизации не оснащена.

На ПО «Маяк» для дистанционного контроля давления в тепловых сетях используется комплекс бесконтактных устройств телемеханики типа ТМ-310. Дистанционное управление отсутствует.

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

Центральные тепловые пункты на территории Озерского городского округа отсутствуют. На насосных станциях круглосуточно присутствует обслуживающий персонал для регулирования запорной и регулирующей арматуры и ведение статистических данных.

3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для защиты тепловых сетей от превышения допустимого давления на НСС-2 и НСС-2А используются предохранительные клапаны, осуществляющие сброс теплоносителя из системы теплоснабжения при превышении допустимого давления.

На НСС-2 и НСС-2А установлены противоударные перемычки между обратным и подающим трубопроводами с установкой на ней обратного клапана. При внезапной остановке насосов, когда давление в обратном трубопроводе превышает давление в подающем, открывается обратный клапан на противоударной перемычке, что приводит к выравниванию давлений в трубопроводах и затуханию ударной волны.

Установленные устройства обеспечивают защиты тепловых сетей от превышения давления в соответствии с действующей НТД.

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

Согласно сведениям, предоставленным ММПКХ, в настоящее время бесхозные тепловые сети в Озерском городском округе являются сети, приведенные в таблице ниже.

Тепловые сети ММПКХ непосредственно соединены с бесхозными тепловыми сетями в Озерском городском округе.

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей, регламентировано статьей 15, пункт 6 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ.

Таким образом, в качестве организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных тепловых сетей, предлагается определить ММПКХ, либо единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения «Аргаяшская ТЭЦ + Пиковая котельная».

Перечень бесхозяйных тепловых сетей

Объект	Местонахождение	Длина	Право муниципальной собственности	Характеристика	КН
Тепловая сеть	Челябинская область, Озерский городской округ, город Озерск, от тепловой камеры Д-5/14, расположенной в 23 м на юго-запад от нежилого здания по ул. Кыштымская, 11, корпус 2, до тепловой камеры Д-5/14/4, расположенной в 11 м на северо-восток от нежилого здания по ул. Промышленная, 18, корпус 3	551,00	16.09.2019 № 74:41:0102016:1401-74/041/2019-3	Протяженность - 551 м Год постройки - данные отсутствуют (выписка из ЕГРН)	74:41:0102016:1401
Тепловая сеть	Челябинская область, Озерский городской округ, город Озерск, от тепловой камеры ТЛ-7/2, расположенной в 11 м на северо-восток от нежилого здания по пр. Ленина, 73а, до нежилого здания по пр. Ленина, 73а	11,00	16.09.2019 № 74:41:0101020:1379-74/041/2019-3	Протяженность - 11 м Год постройки - данные отсутствуют (выписка из ЕГРН)	74:41:0101020:1379
Теплосеть	Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, от тепловой камеры, расположенной в 39 м на северо-запад от нежилого здания по ул. Промышленная, 7, корпус 1, до тепловой камеры, расположенной в 12 м на восток от нежилого здания по ул. Промышленная, 7, корпус 1	76,00	25.01.2021 № 74:41:0102022:481-74/134/2021-3	Протяженность 76 м, Год постройки 1991г(выписка из ЕГРН)	74:41:0102022:481
Теплосеть	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, от тепловой камеры ТК-2, расположенной в 68 м на юго-запад от нежилого здания по ул. Промышленная, 7, корпус 11 до тепловой камеры ТК-3а, расположенной в 15 м на северо-восток от нежилого здания по ул. Промышленная, 5, корпус 4	458,00	25.01.2021 № 74:41:0102022:480-74/134/2021-3	Протяженность 458 м, год постройки 1998г. (выписка из ЕГРН)	74:41:0102022:480
Теплосеть от камеры Д-7/11 до холодильника на 3000 т по ул. Кыштымская, 12	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, от тепловой камеры Д-7/11, расположенной в 27 м на юго-запад от нежилого здания по ул. Кыштымская, 12, до нежилого здания по ул. Кыштымская, 12	38,00	23.09.2021 № 74:41:0102013:1184-74/134/2021-3	Протяженность 38 м , год постройки отсутствует (выписка из ЕГРН)	74:41:0102013:1184
Внутриквартальная теплосеть в 15 мкр. от камеры УТ-8 до УТ-8/6	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, от тепловой камеры УТ-8, расположенной в 25 м на юго-восток от жилого дома в мкр. Заозерный, д. 8, до тепловой камеры УТ-8/6, расположенной в 25 м на юго-запад от жилого дома в мкр. Заозерный, д. 13	533,00	23.09.2021 № 74:41:0101058:2468-74/134/2021-3	Протяженность 533 м, год постройки - данные отсутствуют (выписка из ЕГРН)	74:41:0101058:2468
Магистральная теплосеть в 15 мкр. от камеры УТ-7 до УТ-8	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, от тепловой камеры УТ-7, расположенной в 35 м на юг от жилого дома в мкр. Заозерный, д. 8, до тепловой камеры УТ-8, расположенной в 25 м на юго-восток от жилого дома в мкр. Заозерный, д. 8	139,00	23.09.2021 № 74:41:0101058:2469-74/134/2021-3	Протяженность 139 м , год постройки -данные отсутствуют(выписка из ЕГРН)	74:41:0101058:2469

Теплосеть от ТК-39 до здания по ул. Мира	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, п. Метлино, в 1 м на север от ориентира - нежилое здание-пождепо по ул. Мира, д. 14	73,00	23.09.2021 № 74:13:1002004:1332-74/134/2021-37	Протяженность 73 м , год постройки 2004г.(выписка из ЕГРН)	74:13:1002004:1332
Участок теплосети от камеры К-11 до зданий по Озерскому шоссе, 17	Российская Федерация, Челябинская область, г. Озерск, в 8 м на запад от ориентира - нежилое здание Озерское шоссе, 17, корп. 1	99,00	23.09.2021 № 74:41:0102018:219-74/134/2021-3	Протяженность 99 м, год постройки - данные отсутствуют (выписка ЕГРН)	74:41:0102018:219
Участок теплосети	Российская Федерация, Челябинская область, Озерский городской округ, г. Озерск, от корпуса № 4 по ул. Челябинская, 22, до корпуса № 5 по ул. Челябинская, 22	99,00	23.09.2021 № 74:41:0101056:1306 - 74/134/2021-3	Протяженность 99 м, год постройки - данные отсутствуют (выписка из ЕРГН)	74:41:0101056:1306

4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. Зона действия источников централизованного теплоснабжения

На территории Озерского городского округа теплоснабжение осуществляется от пяти крупных источников тепловой энергии:

- Аргаяшская ТЭЦ располагается в поселке Новогорный, является крупнейшим источником тепловой энергии на территории Озерского городского округа, а также единственным источником электрической энергии;

- Отопительная пиковая водогрейная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ и пускорезервной котельной тепловую сеть г. Озерск. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

- Пускорезервная котельная располагается по адресу г. Озерск, ул. Четвертая линия, 9 и работает совместно с Аргаяшской ТЭЦ и пускорезервной котельной на тепловую сеть г. Озерск. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

- Производственно-отопительная паровая котельная располагается рядом с отопительной пиковой водогрейной котельной, по адресу г. Озерск, ул. Кыштымская, 5. Котельная эксплуатируется и находится в собственности ФГУП ПО «Маяк»;

- Блочная котельная Медгородка располагается на пер. Поперечном и снабжает в отопительный период тепловой энергией строения ЦМСЧ-71 и ВНФС. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ);

- Котельная поселка Метлино располагается в пос. Метлино, ул. Федорова, 88 и снабжает тепловой энергией жилой фонд, общественные здания и промышленные предприятия пос. Метлино. Установленная мощность котельной 27 Гкал/ч. Котельная эксплуатируется и находится в хозяйственном ведении у Муниципального унитарного многоотраслевого предприятия коммунального хозяйства (ММПКХ).

Также на большей части площади Озерского городского округа для отопления используются системы индивидуального теплоснабжения.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отображены на рисунках 4-1, 4-2 и 4-3.

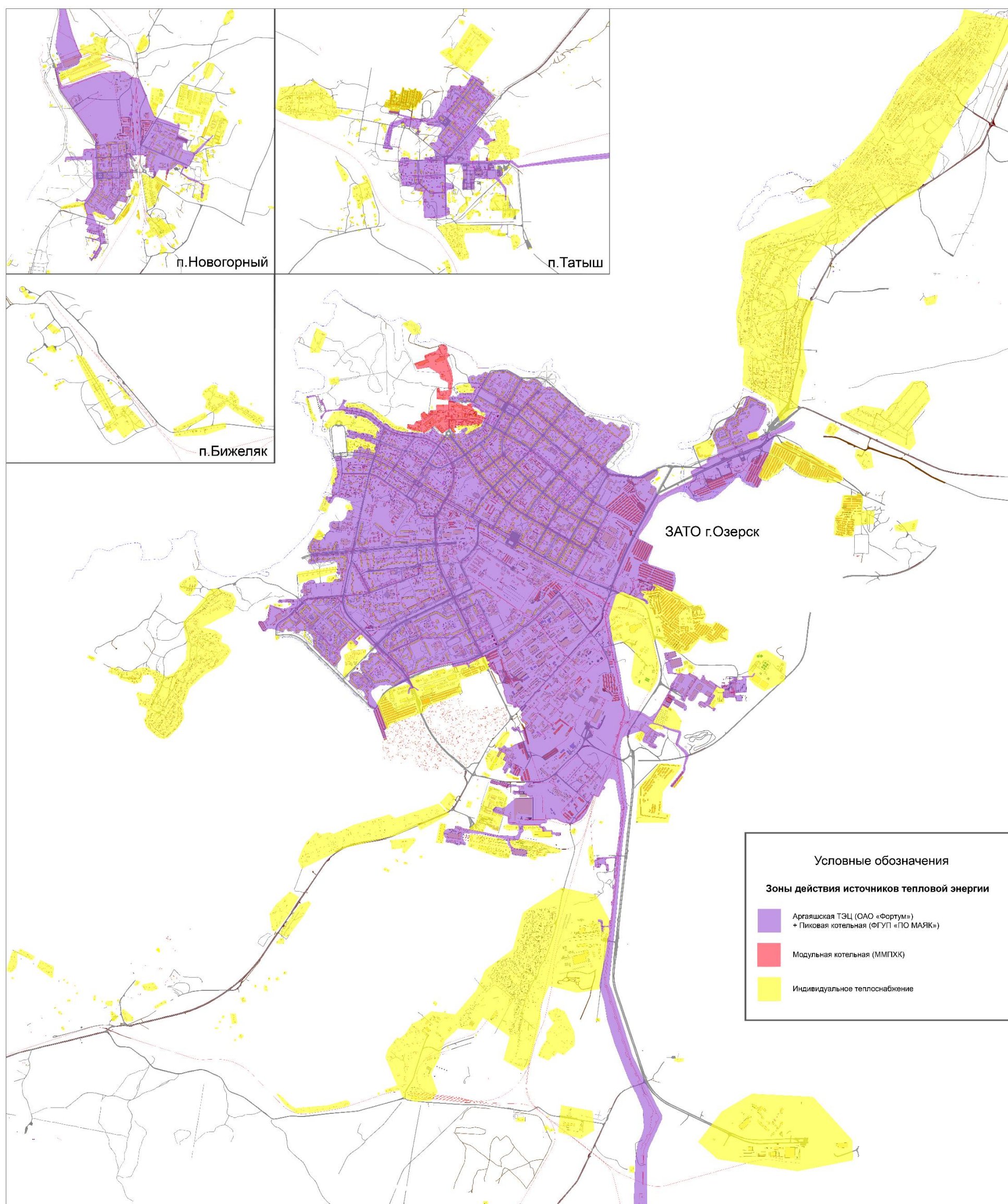


Рисунок 4-1 – Зона действия источников тепловой энергии на территории, ЗАТО г. Озерск

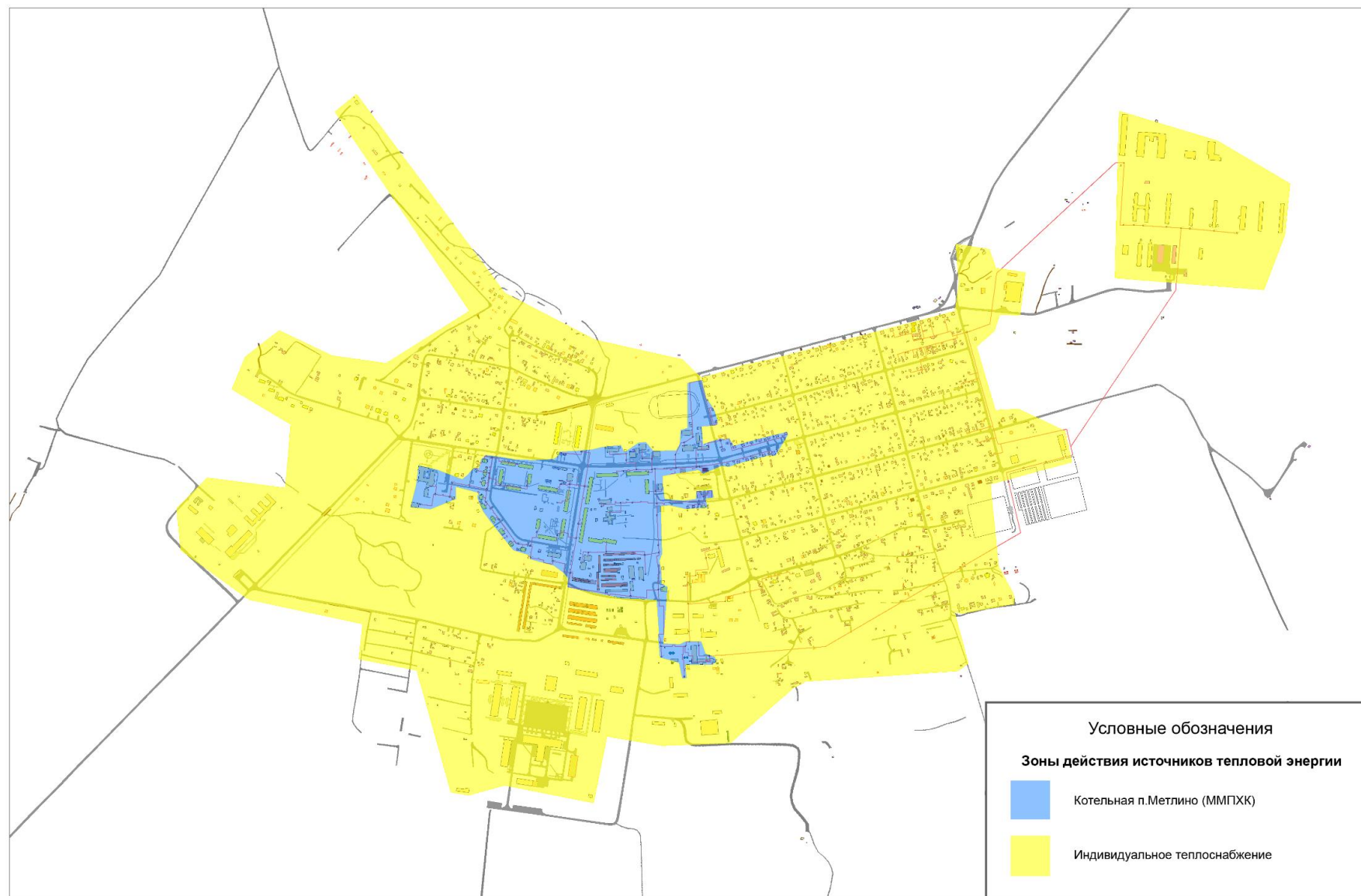
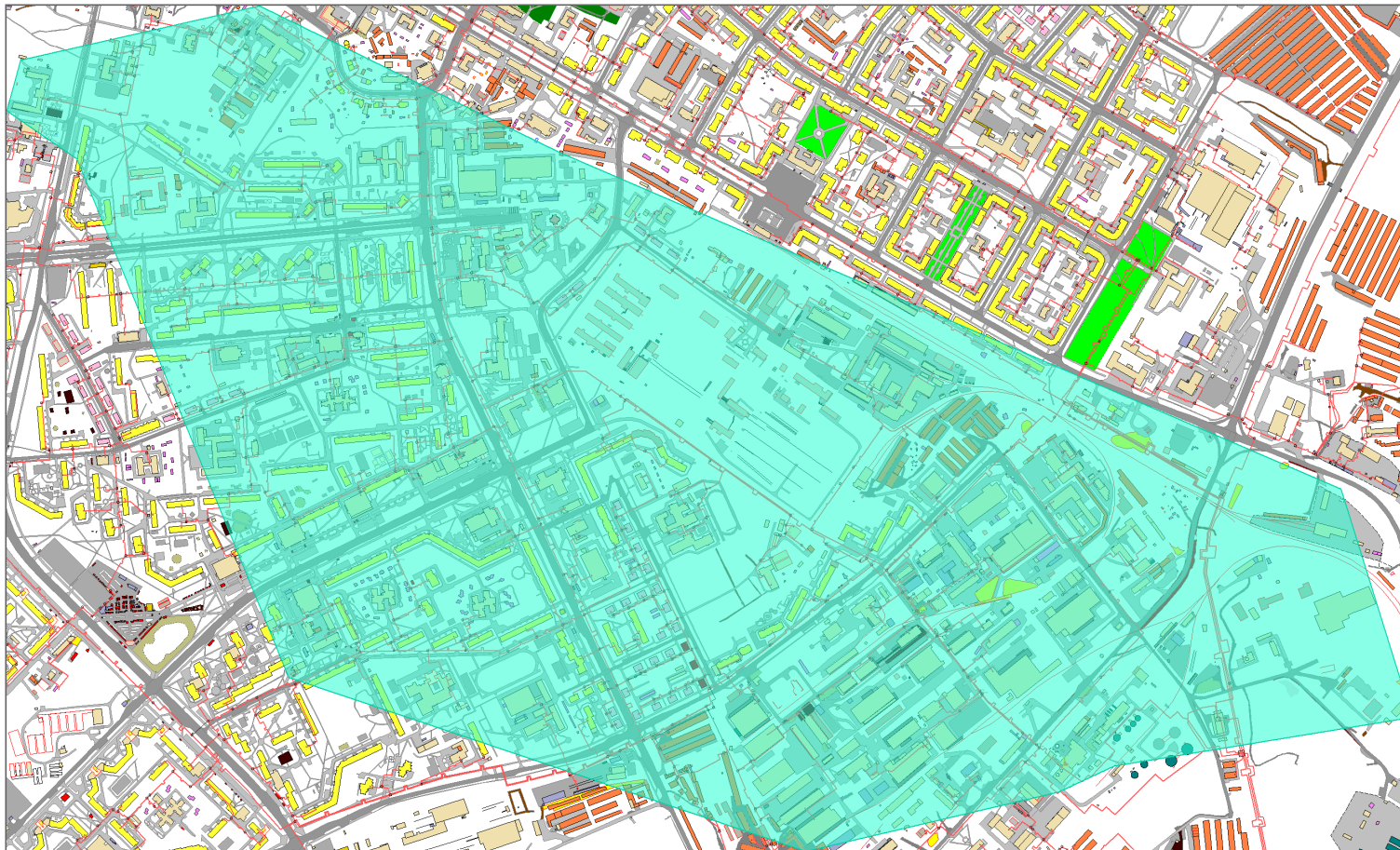


Рисунок 4-2 – Зоны действия источников тепловой энергии на территории п. Метлино



Условные обозначения


 Зона действия паровой котельной
на территории ЗАТО г.Озерск

Рисунок 4-3 – Зона действия производственно-отопительной паровой котельной

4.2. Определение эффективного радиуса теплоснабжения

В соответствии с пп.а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, разработанная НП «Российское теплоснабжение» и размещенная на общедоступном интернет-ресурсе «Ростепло.Ру» по адресу: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/sto_1806.zip. В соответствии с данными, приведенными на том же портале (<http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1464943089>), указанная методика получила одобрение Экспертного совета при Министре России.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа. В перспективе для определения попадания объекта, рассматриваемого для подключения к СЦТ, в границы радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо использовать вышеописанный метод, т.е. выполнять сравнительную оценку совокупных затрат на подключение и эффекта от подключения объекта; при этом в качестве расчетного периода используется полезный срок службы тепловых сетей и теплосетевых объектов.

5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

По данным СП 131.13330.2012 "Строительная климатология" расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и ГВС составляет минус 34°С.

Средняя температура отопительного сезона составляет минус 5.5°С.

Продолжительность отопительного сезона равна 233 дням.

В качестве расчетных элементов территориального деления Озерского городского округа принято разбиение:

- г. Озерск на районы №№I-VI, КСЗ, 15 мкр, Промплощадка;
- поселок №2;
- пос. Новогорный на районы «Энергетик» и «Строитель»;
- Блочная котельная Медгородка;
- пос. Метлино.

Тепловые нагрузки потребителей в каждом районе и от каждого источника энергии представлены в таблице 5-1.

Таблица 5-1 – Тепловые нагрузки потребителей

№	Наименование теплоисточника	Спрос на тепловую мощность (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч					
		отопление и вентиляция	ГВС _{max}	ГВС _{ср}	технология в паре	СУММА (ГВС _{max})	СУММА (ГВС _{ср})
ЕТСО № 001 – АО «РИР»							
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»							
1	Аргаяшская ТЭЦ	338,002	196,432	81,847	0,000	534,434	419,849
Котельные ФГУП «ПО «Маяк»							
2	Пиковая водогрейная котельная	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Пускорезервная котельная	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Котельные ММПКХ							
4	Блочная котельная Медгородка	12,600	2,580	1,075	0,000	15,180	13,675
	ИТОГО по ЕТСО № 001 АО «РИР»	350,602	199,012	82,922	0,000	549,614	433,524
ЕТСО № 002 – ММПКХ							
Котельные ММПКХ							
5	Котельная пос. Метлино	6,265	2,873	1,197	0,000	9,138	7,462
	ИТОГО по ЕТСО № 002 ММПКХ	6,265	2,873	1,197	0,000	9,138	7,462
ЕТСО № 003 – АО «РИР»							
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»							
6	Аргаяшская ТЭЦ (пос. Новогорный)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ИТОГО по ЕТСО № 003 АО «РИР»						

Прочие котельные, включая муниципальные и ведомственные							
Котельные ФГУП «ПО «Маяк»							
7	Паровая котельная	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ИТОГО по СЦТ на базе прочих котельных, включая муниципальные и ведомственные	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ИТОГО по теплоснабжающим организациям	356,867	201,885	84,119	0,000	558,752	440,986

5.2. Описание зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 4 эт. и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов и печное отопление. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в малоэтажном фонде (1-3 эт.). Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется.

5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Годовое потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления представлены в приложении.

5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

Данные не предоставлены.

5.5. Существующие нормативы 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:

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;

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 коммунальной услуги по отоплению в отопительный период утверждены постановлением от 1 марта 2012 г. № 604. Согласно которому утверждено «распределение» годового норматива (0,25 Гкал/кв.м.) потребления коммунальной услуги по отоплению в соответствии с календарной разбивкой, приведённой в таблице ниже.

Таблица 5-2 – Распределение годового норматива потребления коммунальной услуги по отоплению на отопительный период

Месяц	Гкал/кв. м в месяц с 01.01.2021
Январь	0,035715
Февраль	0,035714
Март	0,035714
Апрель	0,035714
Май	0
Июнь	0
Июль	0
Август	0
Сентябрь	0
Октябрь	0,035714
Ноябрь	0,035714
Декабрь	0,035715
Итого, год	0,25

6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В рамках работ по актуализации Схемы теплоснабжения на 2020 г. на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям энергоисточников были актуализированы тепловые балансы по тепловым источникам города.

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

«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».

6.1. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки источников тепловой энергии приведены в таблицах 6-1, 6-2 и 6-3.

Таблица 6-1 – Баланс мощностей в зоне действия Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной

Наименование показателя	Размерность	Величина
Установленная тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	521,00
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	521,00
<i>Собственные нужды</i>	Гкал/ч	4,75
<i>Тепловая мощность нетто</i>	Гкал/ч	516,25
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	29,24
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	505,57

жилые здания	Гкал/ч	238,15
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	170,53
нагрузка ГВС	Гкал/ч	67,61
общественные здания	Гкал/ч	149,89
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	132,45
нагрузка ГВС	Гкал/ч	17,44
прочие	Гкал/ч	0,00
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,00
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,00
промышленные предприятия	Гкал/ч	117,53
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	114,74
нагрузка ГВС	Гкал/ч	2,79
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	505,57
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	417,72
нагрузка ГВС	Гкал/ч	87,85
технология	Гкал/ч	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	-18,56
Доля резерва, %		-3,59%

Таблица 6-2 – Баланс мощностей в зоне действия блочной котельной Медгородка

Наименование показателя	Размерность	Величина
Установленная тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	26,00
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	26,00
<i>Собственные нужды</i>	Гкал/ч	0,08
<i>Тепловая мощность нетто</i>	Гкал/ч	25,92
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,68
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	15,49
жилые здания	Гкал/ч	0,03
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,02
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,01
общественные здания	Гкал/ч	12,68
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	10,50
нагрузка ГВС	Гкал/ч	2,18
прочие	Гкал/ч	0,00
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,00
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,00
промышленные предприятия	Гкал/ч	2,78
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,69
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,09
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	15,49
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	13,21
нагрузка ГВС	Гкал/ч	2,28
технология	Гкал/ч	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	9,75
Доля резерва, %		37,62%

Таблица 6-3 – Баланс мощностей в зоне действия котельной поселка Метлино

Наименование показателя	Размерность	Величина
Установленная тепловая мощность оборудования	Гкал/ч	38,50
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	38,50
<i>Собственные нужды</i>	Гкал/ч	0,19
<i>Тепловая мощность нетто</i>	Гкал/ч	38,31
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,60
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	8,47
жилые здания	Гкал/ч	4,33
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,39
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,94
общественные здания	Гкал/ч	4,14
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	3,75
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,39
промышленные предприятия	Гкал/ч	0,00
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,00
нагрузка ГВС	Гкал/ч	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка, в т. ч.:	Гкал/ч	8,47
отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка	Гкал/ч	7,14
нагрузка ГВС	Гкал/ч	1,32
технология	Гкал/ч	0,00
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	29,24
Доля резерва, %		76,33%

Результаты анализа данных таблиц представлены на рисунках 6-1, 6-2 и 6-3.

6.2. Резервы и дефициты тепловой мощности «нетто»

В зоне действия Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной имеется дефицит мощности равный 18,56 Гкал/час, что составляет 3,59% от тепловой мощности нетто источников тепловой энергии.

В зоне действия блочной котельной Медгородка имеется резерв мощности равный 9,75 Гкал/час, что составляет 37,62% от тепловой мощности нетто источника тепловой энергии.

В зоне действия котельной поселка Метлино имеется резерв мощности равный 29,24 Гкал/час, что составляет 76,33% от тепловой мощности нетто источника тепловой энергии.

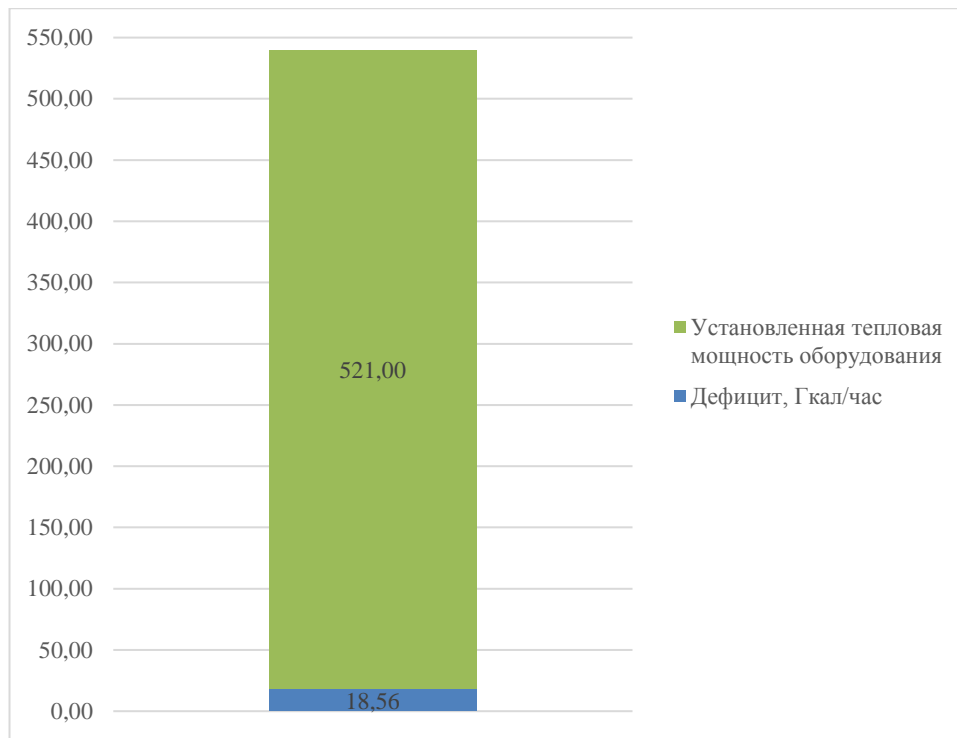


Рисунок 6-1 – Нагрузки в зоне действия Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной

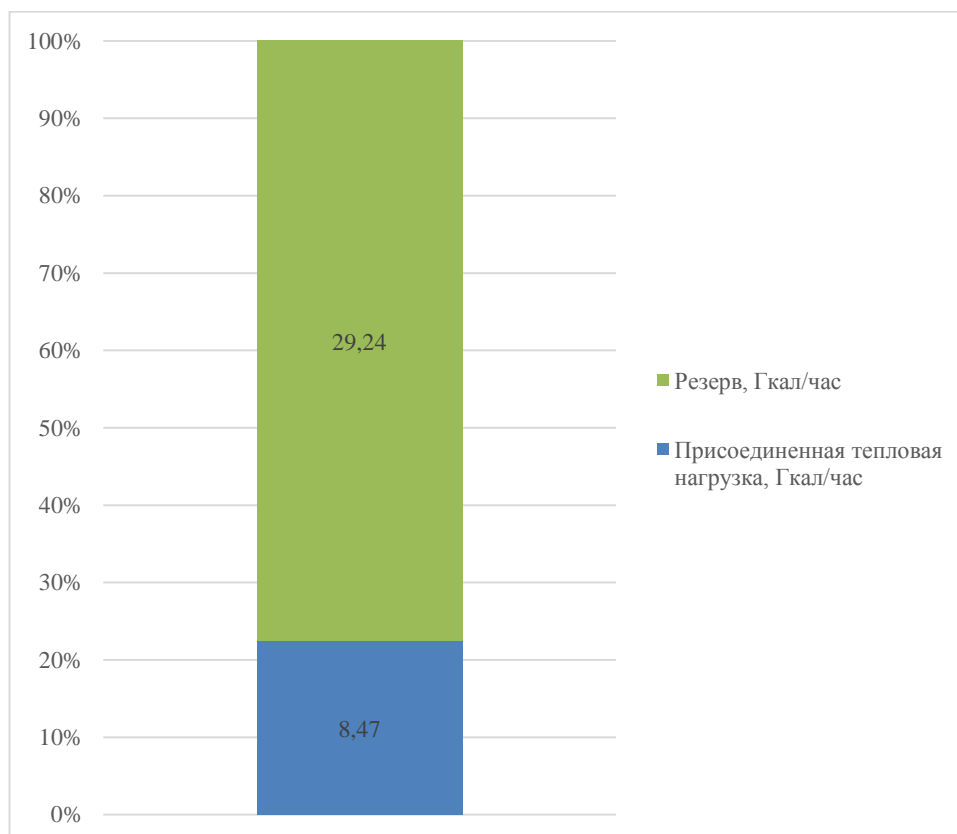


Рисунок 6-2 – Располагаемая тепловая мощность котельной поселка Метлино

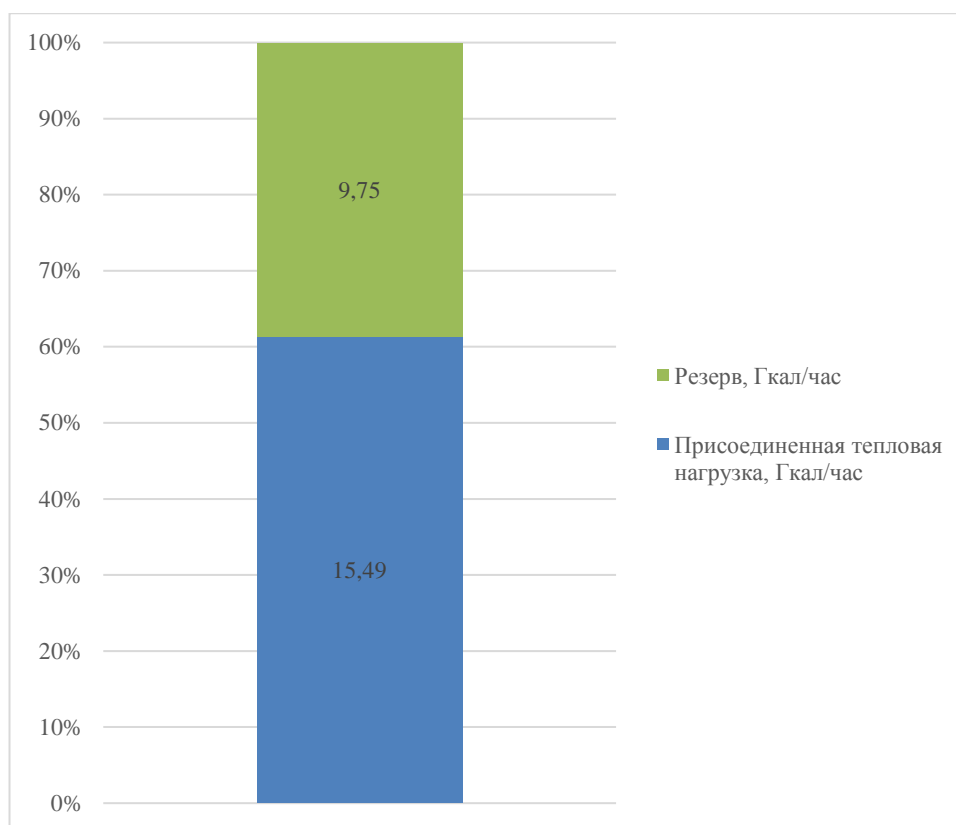


Рисунок 6-3 – Располагаемая тепловая мощность блочной котельной Медгородка

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

В магистральных тепловых трубопроводах от Аргаяшской ТЭЦ осуществляется качественно-количественное регулирование. ТЭЦ имеет два тепловых вывода: магистральный вывод на город Озерск и магистральный вывод на поселок Новогорный.

Расчетная величина давления в магистральных трубопроводах вывода Аргаяшской ТЭЦ на город Озерск в отопительный период равна соответственно в подающем трубопроводе $12,0 \text{ кгс/см}^2$, в обратном – $2,0 \text{ кгс/см}^2$. В межотопительный период в подающем – $6,0 \text{ кгс/см}^2$, в обратном – $2,0 \text{ кгс/см}^2$.

Зависимость расхода теплоносителя в магистральных трубопроводах вывода на город Озерск от температуры наружного воздуха отображена на рисунке ниже.

На другом выводе из ТЭЦ расчетная величина давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах равна соответственно $6,0 \text{ кгс/см}^2$ и $1,8 \text{ кгс/см}^2$. В межотопительный период в подающем трубопроводе – $3,0 \text{ кгс/см}^2$, в обратном – $1,8 \text{ кгс/см}^2$.

На рисунке 6-4 представлена зависимость расхода теплоносителя от температуры

наружного воздуха для вывода с ТЭЦ на поселок Новогорный.

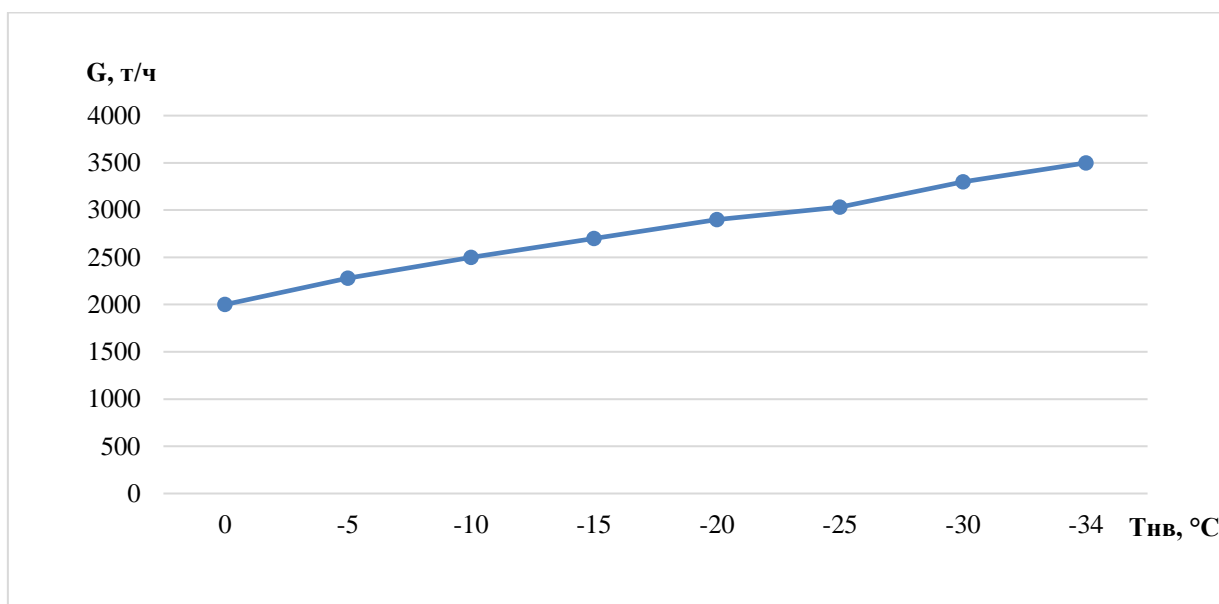


Рисунок 6-4 – Расход теплоносителя в магистральных трубопроводах Аргаяшской ТЭЦ

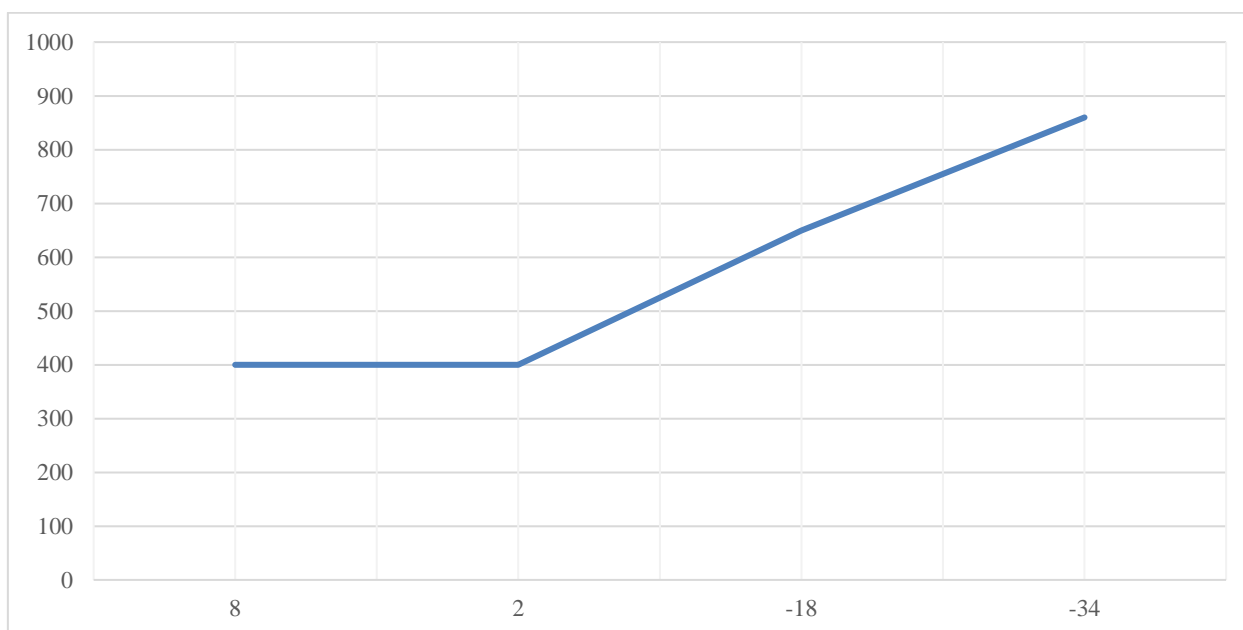


Рисунок 6-5 – Расход теплоносителя в тепловых сетях поселка Новогорный

В распределительных сетях, по которым потребитель попадает из НСС к потребителям, осуществляется качественное регулирование.

На выходе с НСС-2 давление в прямом трубопроводе равно $7,5 \text{ кгс/см}^2$, в обратном – $1,5 \text{ кгс/см}^2$ (расчётный режим). Фактическое давление составляет: в подающем трубопроводе – $8,0 \text{ кгс/см}^2$; в обратном – $2,8 \text{ кгс/см}^2$.

На выходе с НСС-2а расчетная величина давления в подающем и обратном трубопроводах соответственно равна $8,0 \text{ кгс/см}^2$ и $2,0 \text{ кгс/см}^2$. Фактические величины – $7,8 \text{ кгс/см}^2$ и $2,9 \text{ кгс/см}^2$ соответственно.

В тепловых сетях поселка Метлино и Медгородка осуществляется качественное регулирование: регулируется только температура теплоносителя, расход поддерживается постоянным.

Давление теплоносителя в отопительный период в системе теплоснабжения поселка Метлино в подающем и обратном трубопроводах равно соответственно 6,2 кгс/см² и 1,8 кгс/см².

Давление теплоносителя в отопительный период в системе теплоснабжения Медгородка в подающем и обратном трубопроводах равно соответственно 9,5 кгс/см² и 4,5 кгс/см².

Гидравлические режимы конечных потребителей по каждой тепловой магистрали города приведены в таблице ниже.

Таблица 6-4 – Гидравлические режимы конечных потребителей Озерского городского округа

Магистраль	Адрес конечного потребителя	P ₁ , м вод. ст.	P ₂ , м вод. ст.	Располагае- мый напор, м вод. ст.
Новогорный				
Строитель	ул. Восточная, 7	33,955	19,99	13,97
Энергетик	ул. Центральная, 26	50,825	16,93	33,90
Озерск				
3-я коллекторная	ул. Кыштымская, 79	54,54	53,37	11,17
ДОК-800	ул. Матросова, 44	57,32	44,32	13,00
Космонавтов	ул. Восточная, 5	40,77	38,83	1,94
ДОК-500	ул. Горная, 10а	50,729	23,9	26,83
Ленина	ул. Парковая, 1а	45,21	43,44	1,77
Победа	Царевского, 8	39,76	36,8	2,96
пос. №2	Залесского, 6	68,7	53,7	15,00
15 мкрн	Заозерная, 12	62	50	12,00
пос. Метлино				
	ул. Центральная, 90	47,027	28,29	18,74

В границах Озерского городского округа принята элеваторная схема подключения потребителей.

При существующих располагаемых напорах резерв пропускной способности тепловых сетей наблюдается на магистрали Энергетик поселка Новогорный, ДОК-500, пос №2, поселок Метлино.

Значительный дефицит пропускной способности тепловых сетей при существующих располагаемых напорах наблюдается на магистрали Ленина, Победы, Космонавтов.

6.4. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В зоне действия Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной наблюдается завышенная величина подключенных нагрузок потребителей тепловой энергии, однако фактического дефицита тепловой мощности не наблюдается, поэтому качество теплоснабжения соответствует нормативному.

6.5. Резервы тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможности расширения

Резерв мощности нетто имеется в зоне действия блочной котельной Медгородка. Резерв равен 9,75 Гкал/час, что составляет 37,62% от тепловой мощности нетто источника тепловой энергии.

В зоне действия котельной поселка Метлино также имеется резерв мощности равный 29,24 Гкал/час, что составляет 76,33% от тепловой мощности нетто источника тепловой энергии.

Расширение технологических зон действия вышеуказанных источников теплоснабжения в зону действия Аргаяшской ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной, где имеется дефицит тепловой мощности нетто, является нецелесообразным ввиду значительной территориальной удаленности зон действия источников друг от друга.

7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

7.1. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей

Балансы производительности водоподготовительных установок составляются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, чьи требования распространяются на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов систем теплоснабжения:

- СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- РД 34.20.501-95 "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" (15-е издание);
- Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115);
- Порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (утв. Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325).

Нормативный режим подпитки

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 (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). 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 (свыше 0,25% от объема теплосети), 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_y) не должен превышать значений, приведенных в Таблице 3 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». 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 , $\text{м}^3/\text{ч}$) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

где G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 3, либо ниже при условии такого согласования;

V_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м^3 .

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

Аварийный режим подпитки

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 (в терминологии названных выше документов), 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 (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, 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.

Удельная емкость систем теплоснабжения определена по МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», и МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения»

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствуют. Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть приведены в таблице 7-1.

7.2. Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В соответствии с п. 6.22 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная версия СП 124.13330.2012:

«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 тепло-

вой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора источника тепла, 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».

Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения отсутствуют.

Расчетные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения приведены в таблице 7-2.

Таблица 7-1 – Балансы теплоносителя в системах теплоснабжения Озерского городского округа

Аргаяшская ТЭЦ						
Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Номинальная производительность ВПУ	т/ч	100	100	100	100	100
Собственные нужды, т/ч	т/ч	0,5	0,5	0,3	0,3	0,8
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	17	17	12	10	25
Год ввода в эксплуатацию	—	1957	1957	1957	1957	1957
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	м ³	75	75	75	75	75
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	100	100	100	100	100
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	16,8	16,6	11,8	10,0	24,4
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	15	14,5	15	15,7	14
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	38	37	43	27	49
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	100	100	100	100	100

7.3. Оборудование водоподготовительной установки, соблюдение водно-химического режима АТЭЦ

7.3.1. Схема подготовки воды для подпитки т/с

Установка для подпитки теплосети предназначена для восполнения потерь в закрытой системе теплосети.

Проектная производительность установки для подпитки теплосети – 100 м³/час, фактическая – до 80 м³/час. Источником водоснабжения является вода из озера Улагач.

Подготовка подпиточной воды теплосети (обработка воды антинакипином) предусматривает обеспечение безнакипного режима работы системы теплоснабжения.

Обработка воды производится по следующей схеме:

1. В механических фильтрах происходит осветление воды путем освобождения ее от взвешенных веществ.

2. Осветленная вода, в которую дозируется антинакипин, подается в деаэратор №1 1,2 ата.

3. Установка дозирования реагента Гилуфер-422 находится на ХВО и предназначена для непрерывного дозирования товарного или разбавленного раствора реагента в подпиточную воду системы теплоснабжения в количестве, пропорциональном подпитке системы.

Таблица 7-2 – Средние показатели качества ВХР

№ п.п.	Объекты химического контроля	Жобщ мкг- экв/дм ³	Щобщ мкг- экв/дм ³	SiO ₂ ²⁻ мкг/дм ³	Fe ³⁺ мкг/дм ³	pH	Na ⁺ мкг/дм ³
1.	Исходная вода на ХВО	2920	3480	194	<50	8,55	38350
2.	Обессоленная вода	0,1	13	18	22	9,1	
3.	Подпиточная вода т/с	2500	3100	-	117	9,0	

7.3.2. Состояние оборудования ХВО АТЭЦ

Состояние оборудования ХВО АТЭЦ оценивается как работоспособное.

7.3.3. Качество подготавливаемой воды и режимы работы водоподготовительного оборудования

Качество подготавливаемой обессоленной воды для восполнения потерь пара и конденсата в технологическом цикле электростанции обеспечивает соблюдение норм качества питательной воды в соответствии с требованиями ПТЭ. Работа водоподготовительного оборудования соответствует режимным картам.

7.3.4. Состояние ремонта оборудования ХВО

Текущие и капитальные ремонты оборудования ХВО выполняются хозспособом, подрядной организацией.

Капитальные ремонты антикоррозионной защиты (АКЗ) оборудования ХВО выполняются подрядной организацией или хозспособом по результатам внутренних осмотров оборудования, технического диагностирования.

Ремонты выполняются в соответствии с графиком ремонта и технического обслуживания оборудования и ежемесячных планов работ, утвержденных техническим руководителем предприятия.

7.3.5. Уровень автоматизации ХВО, дистанционное управление арматурой и механизмами

На ХВО реализовано:

- автоматическое дозирование реагента-антинакипина в осветленную воду для подпитки теплосети;
- АВР насосов обессоленной воды;
- секционные задвижки на трубопроводах обессоленной воды снабжены электроприводами;
- на фильтрах применяются гидроприводы для механического управления арматурой;
- установлены кондуктометры-сигнализаторы КС-211 индивидуально на каждом анионитовом фильтре 1 ступени №1÷5;
- установлен солемер типа МПР-12С на коллекторе трубопроводов обессоленной воды;
- установлен многоточечный солемер с датчиками на частично-обессоленной воде 1 и 2 очередей, на Н-катионированной воде 2 ступени 2 и 3 очередей;
- установлен солемер типа САР-1-01 с датчиками на Н-катионированной воде, поступающей со всех Н-катионитовых фильтров 1 ступени;
- автоматический контроль активности ионов водорода в коллекторах обессоленной воды и подпиточной воды для теплосети производится рН-метром «Марк-902»;
- на линиях регенераций Н-катионитовых и анионитовых фильтров установлены кондуктометрические концентратомеры КК-8,9 и ЛК-563М1 для измерений удельной электропроводимости кислот и щелочей;
- на емкостях хранения кислот и щелочей установлены измерители-сигнализаторы уровня ИСУ 2000 И с выводом цифровой, световой и звуковой сигнализации на рабочее место оперативного персонала.

Однако система химико-технологического мониторинга не соответствует требованиям НТД: система химико-технологического мониторинга водно-химических режимов (СХТМ) функционирует на 5%, что не соответствует требованиям НТД (Общие технические требования к системам химико-технологического мониторинга водно-химических режимов тепловых электростанций (ОТТ СХТМ ВХР ТЭС) РД 153-34.1-37.532.4-2001 п. 2.1).

7.3.6. Состояние водно-химического режима на предприятии (качество пара, питательной воды, конденсата, подпиточной воды теплосети, наличие внутренних

отложений в котлоагрегатах, теплообменных аппаратах, проточной части турбин, организация химпромывок оборудования)

Качество пара, питательной воды, конденсата, подпиточной воды, теплосети, наличие внутренних отложений в котлоагрегатах, теплообменных аппаратах, проточной части турбин соответствуют требованиям НТД.

По состоянию отложений на внутренних поверхностях котельного оборудования на данный момент не требуется проведение химических промывок.

На Аргаяшской ТЭЦ применяется гидразинно-аммиачная коррекционная обработка питательной воды. Аммиак дозируется в обессоленную воду на ХВО, гидразин - в питательную воду на всас ПЭНов. В качестве коррекционной обработки котловой воды применяется фосфатирование раствором тринатрийфосфата с добавлением едкого натра. Водно-химический режим поддерживается таким образом, чтобы достигалось высокое качество питательной воды, пара и конденсата, обеспечивающее работу теплосилового оборудования без повреждений и снижения экономичности.

7.3.7. Водно-химический контроль (полнота, периодичность, состояние пробоотборников, представительность анализов, использование индикаторов коррозии, участие представителей химцеха в осмотре и оценке состояния тепломеханического оборудования, в приёмке его из ремонта)

Химический контроль на Аргаяшской ТЭЦ обеспечивает:

- своевременное выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;
- осуществление контроля за качеством воды, пара, конденсата, химических реагентов, консервирующих и промывочных растворов, топлива, газов, энергетических масел и сточных вод с применением современных методов анализов;
- проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;
- определение содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны и микроклимата производственных помещений.

На всех контролируемых участках пароводяного тракта установлены отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20-40°C.

Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников выполнены из нержавеющей стали.

Контроль водного режима ведется согласно графику объема и периодичности оперативного и дневного химконтроля за ВХР теплоэнергетического и теплосетевого оборудования Аргаяшской ТЭЦ.

Проведение водных отмывок тракта, процессы пуска и останова котлов и турбин, а также систематический контроль качества конденсата, пара и воды при работе основного и вспомогательного оборудования обеспечивает персонал котлотурбинного цеха. Представители химического отделения котлотурбинного цеха принимают участие в осмотре и оценке состояния оборудования во время текущих, средних и капитальных ремонтов.

На магистралях тепловых сетей жилпоселка и промобъекта организован систематический контроль внутренней коррозии трубопроводов путём анализов сетевой воды, а также по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках (на участках прямой и обратной линии системы теплосети).

7.3.8. Коррозия оборудования и трубопроводов, защита от коррозии

Скорость коррозии оборудования и трубопроводов тепловых сетей жилпоселка составляет от 0,02-0,08 мм/год и в соответствии с требованиями НТД оценивается как допустимая, скорость коррозии оборудования и трубопроводов тепловых сетей промобъекта составляет от 0,01-0,05 мм/год и в соответствии с требованиями НТД оценивается как низкая-допустимая. В трубопроводах сетевой воды на данный момент установлены все индикаторы коррозии.

В производстве подпиточной воды для теплосети и химводоснабжения, используются химреагенты (серная кислота, щелочь и др.), вызывающие коррозию металла. Для защиты от коррозии применяются трубопроводы из нержавеющей стали марки – 12Х18Н10Т.

Для защиты тепломеханического оборудования от коррозии применяется гидразинно-аммиачная коррекционная обработка воды. Для предотвращения коррозии металла внутренних поверхностей нагрева, как при режимных остановах (вывод в резерв на определённый и неопределённый сроки, вывод в текущий, средний и капитальный ремонт), так и при остановах в продолжительный резерв или ремонт (реконструкцию) на срок до 60 суток проводят консервацию основного оборудования, согласно НТД. В дополнение к внутреннему осмотру оборудования организованы вырезки образцов труб, а также осмотр проточной части турбин на наличие отложений. Данные мероприятия позволяют избежать коррозии оборудования и трубопроводов.

8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1. Топливные балансы тепло-, энергоисточников Озерского г.о.

8.1.1. Виды и количество используемого основного топлива Аргаяшской ТЭЦ

На Аргаяшской ТЭЦ в качестве основного топлива используются бурый уголь марки ЗБШ и природный газ. В качестве резервного топлива используется мазут. Калорийность угля в зависимости поставки колеблется от 2904 ккал/кг до 4150 ккал/кг, природного газа - от 7987 ккал/кг до 8002 ккал/кг. Калорийность мазута – 9590 ккал/кг. Аварийного топлива не предусмотрено.

Таблица 8-1 – Расходы топлива на Аргаяшской ТЭЦ

Год	Уголь						
	Марка угля	Калорийность Q _{нр} , ккал/кг	Зольность Ар, %	Влажность W _p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»							
Аргаяшская ТЭЦ							
2016	Челябинский бурый уголь	3210	4,1	9,4	329697	341227	67696
	Майкубинский уголь	4377	19,4	14,4	188725,5	188725,5	0
	Сарыкольский	4304	23,3	12,04	105939	99198	6741
2017	Челябинский бурый уголь	3107	4,23	9	209946	226337	51305
	Майкубинский уголь	4295	18,6	16,6	100840	92873	7967
	Сарыкольский Гамма	4111	18,6	14,2	177761	182497	2005
	Каражыра уголь	4761	17,7	13	33234	28557	4677
2018	Челябинский бурый уголь	—	—	—	0	0	51305
	Майкубинский уголь	4373	16,8	17	442203	446883	3287
	Каражыра уголь	4754	15	14,4	73619	76126	2170
2019	Челябинский бурый уголь	—	—	—	0	0	51305
	Майкубинский уголь	4481	17,2	16,7	771685	713071	61901
	Каражыра уголь	4754	15	14,4	6370	8540	0
2020	Челябинский бурый уголь	—	—	—	0	0	51305
	Майкубинский уголь	4463	14,31	18,67	198339	260240	0
	Каражыра уголь	4770	17,04	11,97	331818	287695	44123

Таблица 8-2 – Расходы топлива на Аргаяшской ТЭЦ (мазут)

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год Q _{нр} , ккал/кг	Влажность средняя за год W _р , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»					
Аргаяшская ТЭЦ					
2016	9590	—	452,92	313,38	339
2017	9590	—	194,3	299,3	234
2018	9590	—	449	334,38	348,62
2019	9590	—	321,96	444,58	226
2020	9590	—	516,22	528,22	214

Таблица 8-3 – Расходы топлива на Аргаяшской ТЭЦ (природный газ)

Год	Калорийность средняя за год Q _{нр} , ккал/м ³	Приход, тыс. м ³	Расход на производство, тыс. м ³	Расход на сторону, тыс. м ³
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии АО «РИР»				
Аргаяшская ТЭЦ				
2016	—	280427	280427	0
2017	—	237479	237479	0
2018	—	239212	239212	0
2019	—	145320	145320	0
2020	—	185247	185247	0

Как видно из диаграмм, в основном используется отсев угольный Коркинского разреза. Уголь на станцию доставляется железнодорожным транспортом разреза непосредственно на центральный склад хранения угля. Мазут также доставляется железнодорожным транспортом. Природный газ поступает на Аргаяшскую ТЭЦ по газопроводам.

8.1.2. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на отопительной пиковой водогрейной котельной ФГУП «ПО «МАЯК»

На котельных ФГУП «ПО «МАЯК» в качестве основного топлива используется природный газ. Аварийное топливо предусмотрено только на паровой котельной – мазут М-100.

Существует тенденция к уменьшению расхода газа. Это связано с уменьшением отпуска тепловой энергии по годам.

8.1.3. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на производственно-отопительной паровой котельной ФГУП «ПО «МАЯК»

На производственно-отопительной паровой котельной в качестве основного топлива используется природный газ. В качестве аварийного топлива используется мазут М-100.

Существует тенденция к уменьшению расхода газа. Это связано с уменьшением отпуски тепловой энергии по годам.

8.1.4. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на блочной котельной Медгородка ММПКХ

На производственно-отопительной паровой котельной в качестве основного топлива используется природный газ, резервное и аварийное топливо не предусмотрено (резерв в покрытии нагрузок – тепловые сети города). Потребление газа учитывается прибором учета СГ16МТ-800 марки ЕК-88/К.

8.1.5. Виды и количества используемого основного, резервного и аварийного топлива на котельной пос. Метлино ММПКХ

На котельной пос. Метлино в качестве основного и резервного топлива используется природный газ, аварийное топливо не предусмотрено.

8.2. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Основной причиной, влияющей на объемы поставок топлива на нужды коммунальных и энергетических компаний, является неисполнение в полном объеме оплаты топлива от поставщиков.

Срыва поставок основного и резервного топлива в период с 2012 по 2021 годы не зафиксировано.

Условиями Договоров поставки, заключаемыми между теплогенерирующими компаниями и поставщиками топлива оговаривается, что ограничение объемов поставок может быть применено, если потребитель создаст задолженность за поставленные объемы.

Лимиты на поставку топлива позволяют обеспечить работу всего оборудования энергоисточников и котельных при полной загрузке.

На период экстремальных погодных условий на предприятиях тепло-, энергогенерирующих компаний вводится усиленный контроль над работой систем и оборудования.

9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Термины и их определения

Термины и определения, используемые в данном разделе, соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике»:

- Надёжность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Это комплексное свойство, включающее единичные свойства безотказности, восстанавливаемости, долговечности, сохраняемости, живучести и ряд других [7-9].

- Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) – система, состоящая из одного или нескольких источников тепла (ИТ), тепловых сетей (ТС) (независимо от диаметра, числа и протяженности наружных теплопроводов) и потребителей теплоты. Как объект исследования надежности СЦТ – открытая человеко-машинная производственная система, состоящая из совокупности ИТ, ТС, сетевых сооружений и узлов потребления, и предназначенная для производства, преобразования, передачи, распределения тепла и снабжения им потребителей с разнородной тепловой нагрузкой [8-11].

- Надёжность СЦТ, ТС – свойство системы (СЦТ, ТС) снабжать потребителей теплотой в необходимом количестве требуемого качества и не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды [8].

- Надёжность теплоснабжения – аспект системной надежности ТС (СЦТ), отражающий требования со стороны потребителей в бесперебойном снабжении тепловой энергией [8, 9, 11].

- Полностью рабочее состояние ТС – рабочее состояние ТС, при котором обеспечивается нормальный режим подачи теплоты всем потребителям [8].

- Частично рабочее состояние ТС – рабочее состояние ТС, при котором теплоснабжение одного или части потребителей ниже расчетного [8].

- Нормальный режим – рабочее состояние ТС, при котором обеспечиваются заданные параметры режима работы в установленных пределах [8].

- Послеаварийный режим – режим, который устанавливается в ТС после отключения отказавшего элемента на время его восстановления [8-11].

- Отказ технологический ТС – вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования ТС, приведшее к нарушению процесса передачи тепловой энергии потребителям, если оно не содержит признаков аварии [12].

- Отказ функционирования ТС – событие, заключающееся в переходе ТС с одного относительного уровня функционирования на другой, более низкий [7, 8, 9, 11].

- Авария – событие, заключающееся, как правило, во внезапном переходе ТС с одного относительного уровня функционирования на другой, существенно более низкий с крупным нарушением режима работы, разрушением ТС и неконтролируемым выбросом теплоносителя [9].

- Резервирование ТС – способ повышения надежности ТС введением избыточности в схему сети (дополнительные связи) и увеличением диаметров теплопроводов сверх минимально необходимых для снабжения потребителей тепловой энергией в нормальных режимах [8, 11].

- Структурный элемент – неделимый при расчете надежности объект.

- Элемент линейной части тепловой сети – участок теплопровода между двумя секционирующими задвижками, отключающими его при отказе.

- Элемент оборудования – запорная и регулирующая арматура, насосные станции и тепловые пункты в целом, баки-аккумуляторы и т.п.

- Путь снабжения потребителя – последовательность элементов, доставляющая теплоноситель от источника тепловой энергии к узлу потребления.

9.2. Методика расчета надежности

Надежность СЦТ определяется структурой, параметрами, степенью резервирования и качеством элементов всех ее подсистем – ИТ, ТС, узлов потребления, систем автоматического регулирования, а также уровнем эксплуатации и строительно-монтажных работ.

В силу ряда как удаленных по времени, так и действующих сейчас причин положение в централизованном теплоснабжении характеризуется неудовлетворительным техническим уровнем и низкой экономической эффективности систем теплоснабжения, изношенностью оборудования, недостаточной надежностью теплоснабжения, неудовлетворительным уровнем комфорта в зданиях, большими потерями тепловой энергии.

Наиболее ненадежным звеном СЦТ являются ТС, особенно при их подземной прокладке. Это, в первую очередь, обусловлено низким качеством применяемых ранее конструкций теплопроводов, тепловой изоляции, запорной арматуры, недостаточным уровнем автоматического регулирования процессов передачи, распределения и потребления тепловой энергии, а также все увеличивающимся моральным и физическим старением ТС из-за хронического недофинансирования работ по их модернизации и реконструкции. Кроме того, структура ТС в крупных системах не соответствует их масштабам.

Методические положения

Объект исследования – ТС и подключенные к ним узлы потребления тепла.

Цели расчета – количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в

ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Методика решения этих задач определяется технологическими особенностями процессов теплоснабжения и свойствами ТС как объектов исследования надежности.

ТС в СЦТ являются пространственными нелинейными сетевыми структурами с произвольной топологией и большим числом узлов-потребителей, имеющих разнородную тепловую нагрузку (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, низкотемпературных технологических процессов) и предъявляющих различные требования к надежности теплоснабжения.

Важным свойством ТС является малая вероятность полного отказа системы. Для ТС с большим количеством элементов характерны частичные отказы, приводящие к отключению или снижению уровня теплоснабжения одного или части потребителей.

Для того, чтобы обеспечить выполнение основной функции ТС – надежную подачу тепловой энергии потребителям, рассредоточенным по узлам сети, в соответствии с их индивидуальными требованиями, надежность ТС необходимо оценивать узловыми показателями.

Интегральные показатели, оценивающие надежность системы в целом (например, суммарный часовой или годовой недоотпуск теплоты, средняя производительность системы и др.) мало информативны, а в задачах построения надежных систем «неработоспособны» и имеют вспомогательное значение. Показатели типа вероятностей безотказной работы, коэффициентов готовности и т.п. для системы в целом вообще не имеют смысла.

Социальный характер систем также требует рассматривать проблему надежности со стороны потребителей, отражая их требования к бесперебойности теплоснабжения, и оценивать не надежность системы, а надежность теплоснабжения потребителей.

Другая важная особенность ТС – наличие временного резерва, который создается аккумулярующей способностью отапливаемых зданий, а также возможностью некоторого снижения температуры воздуха в зданиях против расчетного значения во время восстановления теплоснабжения после отказа (при ограничении частоты отказов и их глубины в соответствии с физиологическими требованиями к температурному режиму в зданиях).

Временной резерв может быть увеличен резервированием ТС, позволяющим поддерживать в послеаварийных режимах некоторый (пониженный) уровень теплоснабжения потребителей.

Резервирование ТС, наряду с повышением качества и надежности конструкций, теплопроводов и оборудования, является основным средством обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения.

При разработке схем теплоснабжения требуется решить два типа задач, связанных с расчетами надежности.

Во-первых, это расчет ПН теплоснабжения потребителей по характеристикам надежности элементов ТС для заданных схем и параметров сети (задачи анализа надежности).

Во-вторых, выбор (корректировка) схемы и параметров ТС на рассматриваемую перспективу с учетом нормативных требований к надежности теплоснабжения потребителей (задачи синтеза (построения) надежной сети).

Общие методические положения подходов к решению этих задач состоят в следующем.

1. Для решения задач составляется *расчетная схема*, в которой участки ТС отображаются ветвями расчетной схемы, местом расположения ИТ, потребителей и разветвлений участков сети – узлами схемы с притоками и отборами теплоносителя или без них. Элементы оборудования указываются соответствующими обозначениями (графическими примитивами).

Степень детализации расчетной схемы зависит от постановки задачи. Так, в качестве потребителей могут рассматриваться отдельные здания, группы зданий, городские микрорайоны или другие совокупности потребителей, подключенных к узлу расчетной схемы. Соответствующую детализацию будет иметь ТС.

Расчетная схема может отображать только подающие или только обратные линии ТС (однолинейная расчетная схема). Потребители и источники в такой схеме моделируются отборами или притоками теплоносителя.

В двухлинейной расчетной схеме отображаются теплоподготовительные установки источников, подающие и обратные линии ТС и потребители. Двухлинейные расчетные схемы используются для расчетов после аварийных гидравлических режимов.

2. Рассматриваются два уровня теплоснабжения потребителей – расчетный и пониженный (аварийный). В соответствии со СНиП 41-02-2003 (таблица 2 и п. 6.33) пониженный уровень характеризуется подачей потребителям аварийной нормы тепла во время ликвидации отказов в резервируемой части ТС.

3. Понятия отказов функционирования, соответствующих расчетному и пониженному уровням теплоснабжения, формулируются с позиций потребителей как снижение температуры воздуха в зданиях ниже граничного значения.

Для расчетного уровня теплоснабжения это граничное значение соответствует расчетной температуре воздуха в здании, для пониженного уровня – нормам, установленным СНиП 41-02-2003 (п. 4.2).

Пониженный уровень поддерживается во время ликвидации отказов в резервируемой

части сети и характеризуется подачей резервной (аварийной) нормы тепла потребителям, нормируемой СНиП 41-02-2003 (таблица 2 и п. 6.33). Величина этой нормы определяет транспортный резерв сети.

4. Оценка надежности производится узловыми вероятностными показателями, определяемыми для потребителей, отнесенных к узлам расчетной схемы ТС. В связи с тем, что нарушения подачи теплоты на отопление и вентиляцию могут привести к катастрофическим последствиям, а ограничения нагрузки горячего водоснабжения лишь к временному снижению комфорта, ПН рассчитываются для отопительно-вентиляционной нагрузки.

Надежность расчетного уровня теплоснабжения потребителей оценивается коэффициентом готовности K_j , представляющим собой вероятность того, что в произвольный момент времени будет обеспечен расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя (среднее значение доли отопительного сезона, в течение которой теплоснабжение j -го потребителя не нарушается).

Надежность пониженного уровня теплоснабжения потребителей оценивается вероятностью безотказной работы P_j , представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях j -го потребителя не опустится ниже граничного значения.

5. Для решения задач анализа (расчета ПН теплоснабжения потребителей) используются вероятностные модели функционирования системы и расчета узловых показателей, а также детерминированные модели нестационарного теплообмена в зданиях и расчета послеаварийных гидравлических режимов.

С помощью этих моделей вычисляются вероятностные меры возможных состояний ТС (рабочего и с отказом каждого из элементов), определяется количество теплоты, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях, рассчитываются ПН теплоснабжения потребителей, учитывающие временной резерв потребителей и годовые графики регулирования отпуска тепла.

6. Определение вероятностей состояний ТС и расчет послеаварийных гидравлических режимов производятся для временного сечения, соответствующего расчетной температуре наружного воздуха.

7. ПН рассчитываются за отопительный период с учетом зависимости тепловых нагрузок от температуры наружного воздуха и продолжительностей стояния температур в течение отопительного периода.

8. В задачах синтеза (построения надежных ТС на рассматриваемую перспективу) обоснование мероприятий, обеспечивающих выполнение требований СНиП 41-02-2003 к

надежности теплоснабжения, производится на основе достижения двух следующих условий.

8.1. Вероятностные ПН должны удовлетворять нормативным значениям:

$$K_j \geq K_r, j \in J \quad (9.1)$$

$$P_j \geq P_{тс}, j \in J \quad (9.2)$$

где $K_r = 0,97$ – нормативное значение коэффициента готовности; $P_{тс} = 0,9$ – нормативное значение вероятности температуры воздуха в зданиях j -го потребителя не опустится ниже граничного значения теплоснабжения потребителей; J – множество узлов расчетной схемы ТС, к которым подключены потребители тепловой энергии.

8.2. Потребители во время отказов участков резервируемой части сети должны получать аварийную норму тепла $\varphi_n^{аб}$, т.е. для j -го потребителя при отказе k -го элемента:

$$\bar{q}_{j,k} = \frac{q_{j,k}}{q_j^p} \geq \varphi_n^{аб}, j \in J, k \in F_j^k, n \in N \quad (9.3)$$

где F_j^k – множество участков кольцевой части ТС, гидравлически связанных с j -м потребителем; N – количество типоразмеров диаметров теплопроводов, для которых установлена норма аварийной подачи тепла.

Величина $\varphi_n^{аб}$ нормирована в СНиП 41-02-2003 (пп. 6.33, 6.10) в зависимости от диаметра теплопровода и расчетной температуры наружного воздуха.

Вероятностные ПН K_j и P_j , а также детерминированный показатель $\varphi_k^{аб}$, хорошо отражают специфику резервирования в ТС и позволяют организовать рациональный алгоритм построения структуры ТС, удовлетворяющей требованиям надежности.

В ТС без резервирования величина K_j имеет наибольшее значение по сравнению с резервированной сетью, а P_j наименьшее. Введение в сеть минимальной структурной избыточности и дальнейшее увеличение объема резервирования ведут к повышению надежности обеспечения пониженного уровня теплоснабжения (значение P_j растет), что обусловлено увеличением временного резерва потребителей при отказах элементов резервированной части сети.

Однако одновременно уменьшается надежность обеспечения расчетного уровня, т.е. значение K_j (при норме аварийной подачи тепла меньше единицы по отношению к расчетной, что чаще всего имеет место). Это связано с тем, что в резервированной сети расчетное теплоснабжение потребителя нарушается не только при отказах элементов, входящих в путь его теплоснабжения, но и элементов кольцевой части сети, гидравлически связанной с этим потребителем.

Таким образом, если в тупиковой сети значения P_j удовлетворяют нормативному зна-

чению, резервирования сети не требуется. В противном случае должен быть определен такой объем резервирования, при котором значения P_j удовлетворят своему нормативу, а значения K_j своего норматива не нарушат.

Если в сети без резервирования величина показателя K_j меньше нормативного значения, это значит, что масштабы системы завышены и необходимо уменьшить радиус действия и общую длину сети от данного источника.

То же самое необходимо сделать, если при увеличении объема резервирования ТС величина показателя K_j становится меньше нормативного значения, а показатель P_j еще не достиг своего нормативного значения.

На основе расчета вероятностных показателей надежности теплоснабжения потребителей ТС делится на резервируемую и нерезервируемую части. В местах их сопряжения могут предусматриваться автоматизированные узлы управления потоками теплоносителя.

Показатель φ_n^{ab} определяет величину транспортного резерва ТС – диаметры участков резервированной части сети должны быть рассчитаны таким образом, чтобы подача тепла потребителям во время ликвидации отказов на участках этой части сети была не менее аварийной нормы φ_n^{ab} .

Затраты на резервирование могут быть снижены, если в системах есть возможность отключения нагрузки горячего водоснабжения во время ликвидации аварийных ситуаций. Неотключаемая по каким-либо причинам часть нагрузки горячего водоснабжения должна учитываться при расчете резервирования.

Данный методический подход обеспечен нормативными положениями, регламентами и показателями, включенными в СНиП 41-02-2003.

Основные разделы и положения СНиП 41-02-2003, используемые в расчете ПН теплоснабжения

Классификация

Потребители по надежности теплоснабжения делятся на три категории.

Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч.

К ним относятся жилые и общественные здания – снижение до 12°C; промышленные здания – снижение до 8 °C.

Третья категория – остальные потребители.

Схемы теплоснабжения и тепловых сетей

В составе СЦТ должны предусматриваться: АВС, численность персонала и техническая оснащенность которых должны обеспечивать полное восстановление теплоснабжения при отказах на ТС в сроки, указанные в таблице 9-1.

Надежность

Способность действующих и проектируемых ТС обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции и горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [K_Г], живучести [Ж]. Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя.

Таблица 9-1 – Время восстановления теплоснабжения при отказах ТС

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t _о , °С				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800-1000	40	66	75	80	79	82
1200-1400	до 54	71	79	83	82	85

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $P_{ИТ} = 0,97$;
- тепловых сетей $P_{ТС} = 0,9$;
- потребителя теплоты $P_{ПТ} = 0,99$;
- СЦТ в целом $P_{СЦТ} = 0,9 \times 0,97 \times 0,99 = 0,86$.

Заказчик вправе устанавливать в техническом задании на проектирование более высокие показатели.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе $K_{Г}$ принимается 0,97.

Рекомендуется определять:

- места соединения радиальных теплопроводов резервными связями;
- достаточность диаметров реконструируемых и новых теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

- конкретные участки для замены конструкций ТС и теплопроводов на более надежные, а также переход на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью выработавших свой ресурс;
- необходимость работ по дополнительному утеплению зданий.

Резервирование

При подземной прокладке тепловых сетей в непроходных каналах и бесканальной прокладке величина подачи теплоты (%) для обеспечения внутренней температуры воздуха в отапливаемых помещениях не ниже 12°C в течение ремонтно-восстановительного периода после отказа должна приниматься по таблице 2 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

Принятые допущения

Рассматривается марковский стационарный процесс смены состояний ТС с простым пуассоновским распределением потока отказов [14].

Вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как она пренебрежимо мала (на три-четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа).

Принимается, что при восстановлении отказавшего элемента ТС отказы других элементов ТС не происходят.

Интенсивность отказов теплопроводов λ определяется на основе статистической обработки данных об отказах – если такие данные имеются. Для получения обоснованных результатов выборки должны обладать соответствующей однородностью, полнотой и значимостью [15].

Если статистические данные по отказам не используются, расчет интенсивности отказов теплопроводов λ с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла [16] при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода $\lambda^{\text{нач}}$ равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год) [11]. Начальная интенсивность отказов соответствует периоду нормальной эксплуатации нового теплопровода после периода приработки.

Среднее время восстановления при отказах участков ТС в зависимости от их диаметра определяется на основе статистической обработки эксплуатационных данных о восстановлении отказавших элементов (если такие данные имеются). Для получения обоснованных результатов выборки должны обладать соответствующей однородностью, полнотой и значимостью.

Если статистические данные о времени восстановления не используются, расчет среднего времени восстановления участков ТС в зависимости от их диаметра и расстояния между СЗ производится в соответствии с формулой (9.6).

Для схем теплоснабжения городов и городских округов с общим количеством жителей более 100 тыс. человек расчет ПН выполняется для узлов с обобщенными потребителями. Коэффициент тепловой аккумуляции зданий в этом случае принимается пользователем либо для представительных в данном узле категорий зданий, либо для здания с наименьшей теплоустойчивостью.

Основные расчетные зависимости

1. Интенсивность отказов элементов ТС

1.1. Интенсивность отказов теплопровода λ , 1/(км·ч) с учетом времени его эксплуатации [3]:

$$\lambda = \lambda^{\text{нач}} \cdot (0,1 \cdot \tau^{\text{экспл}})^{\alpha-1}, \quad (9.4)$$

где $\lambda^{\text{нач}}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, 1/(км·ч); $\tau^{\text{экспл}}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет; α – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau^{\text{пэ}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau^{\text{пэ}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} & \text{при } \tau^{\text{пэ}} > 17 \end{cases}$$

2. Параметр потока отказов элементов ТС

2.1. Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, \text{ 1/ч} \quad (9.5)$$

где L – длина участка ТС, км;

3. Среднее время до восстановления элементов ТС

3.1. Среднее время до восстановления участков ТС [10]:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ ч} \quad (9.6)$$

где: $L_{\text{сз}}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м; d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a , b , c для формулы (9.6), приведенные в таблице 9-2, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003 (таблицей 9-3).

Расстояния $L_{\text{сз}}$ между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41-02-2003 (п. 10.17) [10] и приниматься в соответствии с таблицей 9-3.

Таблица 9-2 – Значения коэффициентов a , b , c в формуле (9.6)

Способ прокладки теплопровода	a	b	c
В канале (без канала)	2.913	20.89	-1.88

Таблица 9-3 – Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
до 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	Непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

4. Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu = \frac{1}{z^B}, 1/\text{ч} \quad (9.7)$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1}, \quad (9.8)$$

где N – число элементов ТС (участков).

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0, \quad (9.9)$$

7. Температура воздуха в здании j-го потребителя в конце периода восстановления f-го элемента:

$$t_{j,f}^B = t^{HP} + \frac{t_j^{BP} - t^{HP} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP})}{e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP}), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (9.10)$$

где t_j^{BP} – расчетная температура воздуха в здании j -го потребителя, $^\circ\text{C}$; t^{HP} – расчетная для отопления температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$; $q_{j,f}$ – часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{HP} ; q_j^p – расчетная часовая нагрузка j -го потребителя при t^{HP} , Гкал/ч; $\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_j^p}$ – относительный часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{HP} ; z_f^B – время восстановления f -го элемента ТС, ч; β_j – коэффициент тепловой аккумуляции здания j -го потребителя, ч.

8. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j -го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f, \quad (9.11)$$

где F_j – множество элементов ТС, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

9. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j -го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$P_j = e^{-[p_0 \cdot \sum_f (\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{pав})]}, \quad (9.12)$$

где $\tau_{j,f}^{pав}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха t^H ниже $t_{j,f}^{pав}$ – температуры наружного воздуха, при которой время восстановления f -го элемента z_f^B равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,min}^B$.

С помощью величин $t_{j,f}^{pав}$ и $\tau_{j,f}^{pав}$ выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f -го элемента влияет на величину P_j .

9.1. Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{pав}$, при которой время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя.

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j -ый потребитель при аварии на f -ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{pав} = \frac{t_j^{BP} - t_{j,min}^B \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (9.13)$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{BP}} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{BP}} - t^{\text{HP}}) - (t_{j \text{ min}}^{\text{B}} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{BP}} - t^{\text{HP}})) \cdot e^{\left(\frac{z_f^{\text{B}}}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^{\text{B}}}{\beta_j}\right)}} \quad (9.14)$$

Здесь $t_{j \text{ min}}^{\text{B}}$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j -го потребителя, °С.

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000 [17].

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10 [15], $t_{j \text{ min}}^{\text{B}}$ – по СНиП 41-02-2003 (п. 4.2) [10].

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология» [19].

9.2. Правила определения $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$.

Если $t_{j,f}^{\text{пав}}$ оказывается равной или выше $+8^{\circ}\text{C}$ (начало отопительного сезона), это означает, что отказ f -го элемента нарушает пониженный уровень теплоснабжения j -го потребителя при любой температуре наружного воздуха и в формуле (9.12) величина $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ берется равной продолжительности отопительного периода.

Если $t_{j,f}^{\text{пав}}$ оказывается равной $t^{\text{HP}} + \delta$, в формуле (9.12) $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ берется равной числу часов стояния температуре наружного воздуха ниже t^{HP} .

Если $t_{j,f}^{\text{пав}}$ оказывается ниже $t^{\text{HP}} + \delta$, отказ f -го элемента не влияет на теплоснабжение j -го потребителя и в формуле (9.12) $\tau_{j,f}^{\text{пав}} = 0$.

Если $t^{\text{HP}} < t_{j,f}^{\text{пав}} < +8^{\circ}\text{C}$, то $0 < \tau_{j,f}^{\text{пав}} < \tau^{\text{OT}}$ и значение $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ определяется по графику продолжительностей стояния температур (график Россандера) [20]:

$$\tau_{j,f}^{\text{пав}} = \tau^{\text{хол}} + (\tau^{\text{OT}} - \tau^{\text{хол}}) \cdot \left(\frac{t_{j,f}^{\text{пав}} - t^{\text{HP}}}{8 - t^{\text{HP}}} \right)^{\frac{t^{\text{H CP}} - t^{\text{HP}}}{8 - t^{\text{HP}}}} \quad (9.14)$$

где $\tau^{\text{хол}}$ – продолжительность стояния температуры наружного воздуха ниже расчетной для отопления, ч; τ^{OT} – продолжительность отопительного периода, ч; $t^{\text{H CP}}$ – средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °С.

10. Средний суммарный недоотпуск теплоты j -му потребителю в течение отопительного периода:

$$Q_j^- = (g_j^{\text{p}} - \sum_{f \in I} p_f g_{j,f}) \cdot (t_1^{\text{p}} - t_2^{\text{p}}) \cdot \frac{t_j^{\text{BP}} - t^{\text{H CP}}}{t_j^{\text{BP}} - t^{\text{HP}}} \cdot \tau^{\text{OT}} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/от. период} \quad (9.15)$$

где g_j^p – расчетный при t^{HP} часовой расход теплоносителя у j -го потребителя, т/ч; $g_{j,f}$ – часовой расход теплоносителя у j -го потребителя при отказе f -го элемента, т/ч; τ_1^p и τ_2^p – расчетные (при t^{HP}) температуры воды в подающей и обратной магистралях ТС, °С.

Порядок расчета

Расчет показателей надежности теплоснабжения потребителей производится в следующем порядке.

1. При наличии статистических данных об отказах они заносятся в базы данных электронной модели схемы теплоснабжения, производится обработка статистики, на основе которой определяется интенсивность отказов теплопроводов λ .

2. Если статистические данные отсутствуют, по выражению (9.4) определяется интенсивность отказов λ для теплопроводов, имеющих продолжительность эксплуатации до 25 лет. Значение $\lambda^{нач}$ для теплопроводов принимается равным $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год).

Участки сети, работающие более 25 лет, выделяются в отдельную группу как потенциально ненадежные. На основе дополнительного анализа их состояния выбираются участки, требующие первоочередной перекладки.

3. Для дальнейших расчетов интенсивность отказов теплопроводов на этих участках λ принимается как для новых теплопроводов в период нормальной эксплуатации ($5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год)), а для участков этой группы, не рекомендуемых к перекладке – соответствующей интенсивности отказов теплопроводов с продолжительностью эксплуатации 25 лет.

В соответствии с формулой (9.5) определяются параметры потока отказов участков ТС, 1/ч.

4. При наличии статистических данных о времени восстановления теплоснабжения при отказах участков ТС они заносятся в базы данных электронной модели схемы теплоснабжения, производится обработка статистики, на основе которой определяется среднее время восстановления отказавших участков в зависимости от их диаметра.

Полученные значения сопоставляются с рекомендованными СНиП 41-02-2003 (таблица 2) сроками восстановления теплоснабжения. При несоблюдении этих рекомендаций разрабатываются предложения по снижению времени восстановления теплоснабжения при отказах (повышение технической оснащенности АВС, увеличение численности ремонтного персонала и др.).

5. При отсутствии статистических данных о времени восстановления теплоснабжения при отказах участков ТС с помощью формулы (9.6) и таблицы 1 (СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) определяется среднее время

до восстановления участков ТС – в зависимости от их диаметров и расстояний между СЗ.

6. По выражению (9.7) рассчитываются интенсивности восстановления элементов ТС (участков и задвижек).

7. В соответствии с выражениями (9.8) и (9.9) определяются: вероятность рабочего состояния ТС и вероятности ее состояний, соответствующие отказам элементов.

8. Для расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей вычисленным вероятностям состояний сети необходимо поставить в соответствие количество тепловой энергии, подаваемой каждому потребителю в этих состояниях, т.е. определить подачу теплоносителя и подачу теплоты (абсолютные и относительные) каждому потребителю при выходе в аварию каждого из элементов ТС.

Если ТС тупиковая (не имеет кольцевой части), очевидно, что при выходе из строя одного из элементов ТС полностью прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за этим элементом. Теплоснабжение остальных потребителей не нарушается.

В ТС, имеющих кольцевую часть, каждому состоянию, характеризуемому выходом из строя того или иного элемента кольцевой части сети, соответствует свой уровень подачи тепловой энергии потребителям. Этот уровень может быть определен только на основе расчетов соответствующих послеаварийных гидравлических режимов.

9. Расчеты послеаварийных гидравлических режимов производятся для двухлинейной расчетной схемы, ветви которой отображают подающие и обратные линии ТС, схемы установок потребителей и водоподогревательной установки ИТ.

Расчеты выполняются с помощью математических моделей потокораспределения, реализованных в соответствующих геоинформационных системах и программно-расчетных комплексах (например, ГИС Zulu и ППК ZuluThermo). Моделирование послеаварийных ситуаций производится путем автоматического поочередного исключения элементов из расчетной схемы ТС.

10. На основе расчетов послеаварийных гидравлических режимов составляются матрицы относительных расходов теплоносителя у потребителей в этих режимах (по отношению к расчетному) и соответствующих им температуры воздуха в зданиях в конце периода восстановления теплоснабжения ($t_{j,f}^B$), вычисляемых по зависимости (9.10).

11. По полученным данным определяются элементы ТС, выход которых в аварию нарушает расчетный уровень теплоснабжения каждого потребителя, и формируются множества F_j для выражений (9.11).

12. По зависимости (9.11) определяются коэффициенты готовности системы к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя.

13. В соответствии с зависимостью (9.12) рассчитываются вероятности безотказного

теплоснабжения потребителей в течение отопительного периода.

Предварительно по формулам (9.13) или (9.13а) определяются температуры наружного воздуха $t_{j,f}^H$, при которых время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя и определяется число часов стояния этих температур (по зависимости (9.14) и правилам, изложенным выше в п. 9.3).

14. Проверяется выполнение требований (9.1)-(9.3) к надежности теплоснабжения потребителей и, если они удовлетворяются, задача решена.

15. Если при соблюдении ограничений (9.1) все или часть ограничений (9.2) не выполняются, то необходимо разработать мероприятия по повышению надежности теплоснабжения, основными из которых являются следующие:

15.1. Дополнительная перекладка участков сети с высокими значениями параметра потока отказов, которая моделируется в электронной модели схемы теплоснабжения путем изменения характеристик трубопроводов «критических» участков на характеристики «новых» трубопроводов. Необходимо иметь в виду, что техническое несовершенство систем недопустимо компенсировать резервированием.

15.2. Введение или увеличение объема резервирования тепловой сети путем устройства аварийных перемычек, дублирования участков сети, увеличения диаметров теплопроводов, увеличения располагаемого напора на коллекторах источника. При этом сначала следует резервировать головные участки ТС, при необходимости наращивая объем резервирования к периферии. Диаметры перемычек следует выбирать по наибольшему диаметру смежных участков сети.

Для вариантов резервирования моделируются и рассчитываются послеаварийные гидравлические режимы, соответствующие отказам элементов кольцевой части сети, и проверяется, обеспечиваются ли потребители во время ликвидации отказов нормой аварийной подачи тепла φ_n^{AB} (см. выражение (9.3)).

Выполнение ограничений (9.3) означает, что диаметры реконструируемых существующих и новых проектируемых участков ТС и располагаемый напор на коллекторах ИТ достаточны.

Если выполняются не все ограничения (9.3), необходимо увеличение диаметров на некоторых участках кольцевой части сети и, возможно, располагаемого напора на источнике.

Для «перекладки» в первую очередь выбираются участки с максимальными удельными потерями давления.

15.3. Снижение времени восстановления теплоснабжения после отказов. При необходимости могут быть разработаны рекомендации по организации АВС с более высоким

уровнем технической оснащённости и увеличенной численностью персонала.

16. Если не соблюдаются ограничения (9.1), это означает, что необходимо уменьшить радиус действия и общую длину сети от данного источника.

Проверка эффективности планируемых к реализации мероприятий по обеспечению надежного теплоснабжения потребителей осуществляется путем моделирования выполнения этих мероприятий, расчета новых значений ПН и их сопоставления с ПН предыдущих вариантов и с нормативными значениями ПН.

После получения варианта, в котором выполняются ограничения (9.1)-(9.3) по выражению (9.15) рассчитывается средний суммарный недоотпуск теплоты потребителям в течение отопительного периода.

9.3. Расчет показателей надёжности теплоснабжения потребителей тепла г. Озерска

Источниками теплоты в системах теплоснабжения, подлежащих расчёту показателей надёжности, расположенными в Озерске, являются АТЭЦ, ответвление АТЭЦ в п. Новогорный, котельная Медгородка и котельная Метлино.

Расчётная температура наружного воздуха: $t^{HP} = -34^{\circ}\text{C}$, продолжительность отопительного периода: $\tau^{OT} = 5592$ часов. Средняя температура отопительного периода: $t^{H,CP} = -5,5^{\circ}\text{C}$. Тепловая энергия подаётся по двухтрубным водяным тепловым сетям преимущественно в непроходных каналах. Из АТЭЦ, находящейся в п. Новогорный, выходит 3 магистрали, две из которых идут в г. Озерск и одна обеспечивает теплом п. Новогорный. В городе имеется пиковая котельная, работающая на одну тепловую сеть с АТЭЦ. Магистрали от пиковой котельной и АТЭЦ идут на наносные станции, которые полностью резервированы. В тепловых сетях г. Озерска имеется большое количество закольцованных участков, так что в случае аварии открываются соответствующие задвижки и происходит перераспределение потоков. Система теплоснабжения п. Новогорный также закольцована. Система теплоснабжения котельной Медгородка связана перемычками с сетью г. Озерска. Система теплоснабжения п. Метлино имеет небольшое кольцо на выходе из котельной, в целом же является тупиковой разветвлённой сетью.

Магистраль от АТЭЦ в г. Озерск

Магистраль от АТЭЦ в г. Озерск включает 292 участка и 220 потребителей (рисунок 9-1 – 9-7). Общая длина магистрали 56,478 км. Наиболее удалённым от ИТ является потребитель в узле 65 (25,428 км).

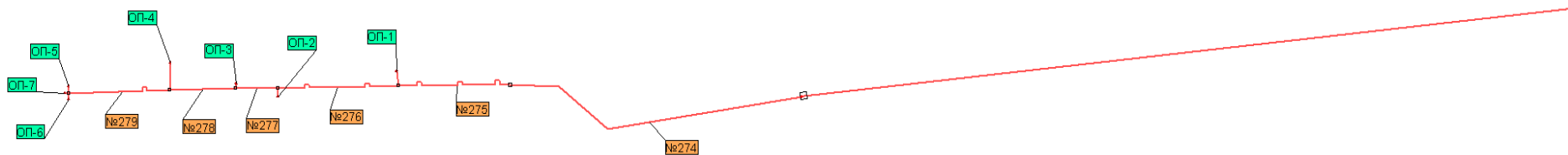


Рисунок 9-1 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭЦ+Пиковая котельная (часть 1)

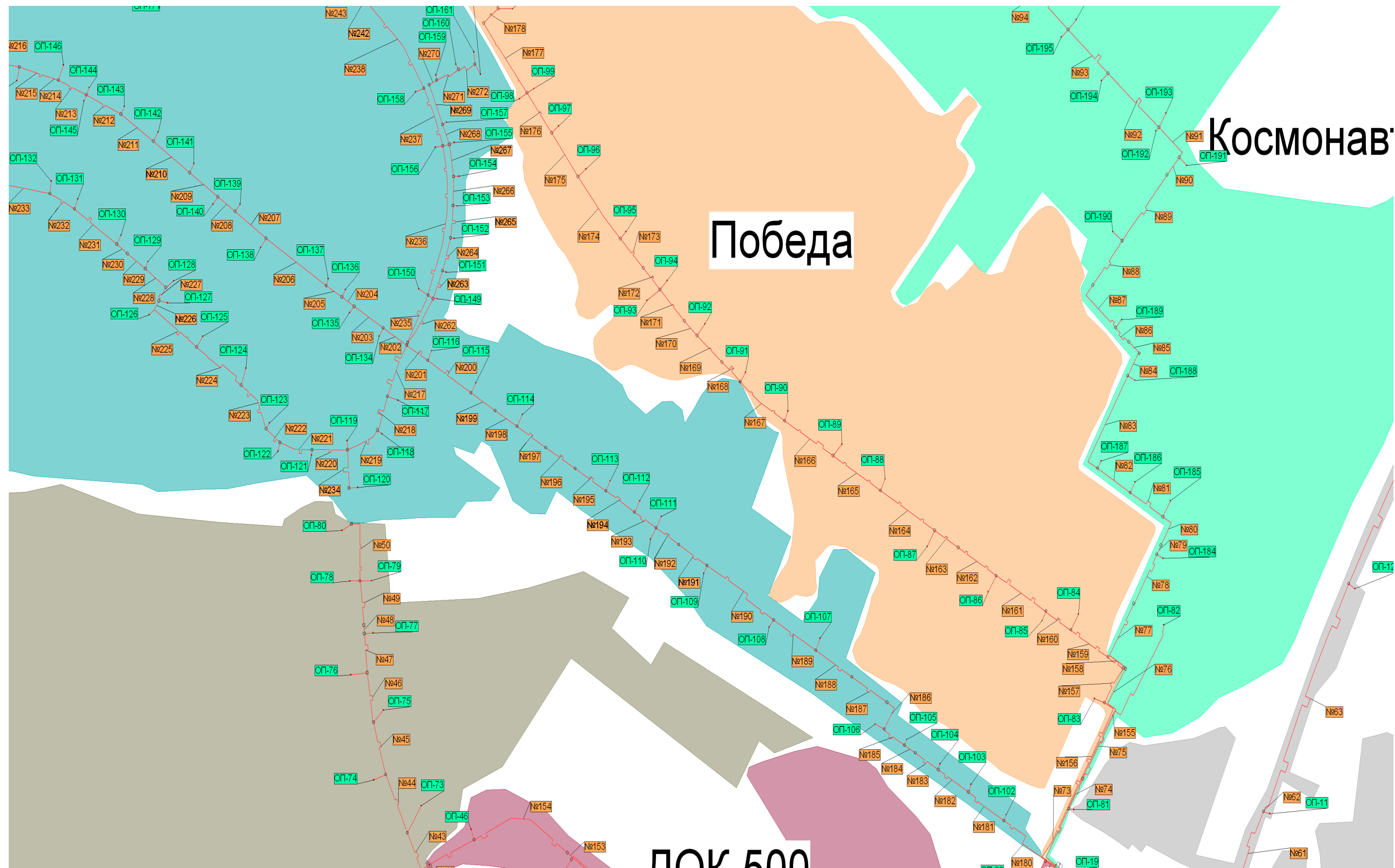


Рисунок 9-2 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭС+Пиковая котельная (часть 2)

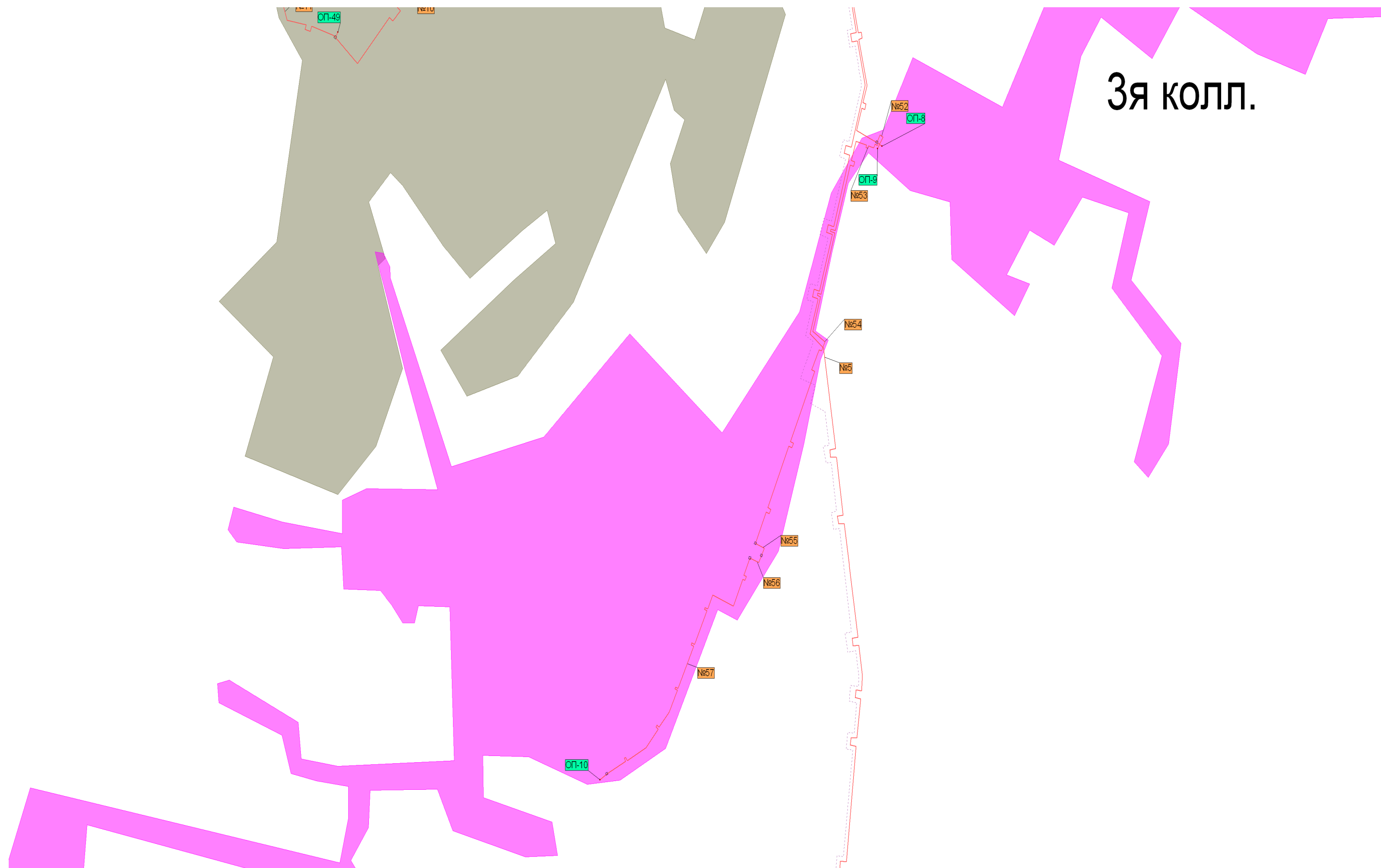


Рисунок 9-3 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭЦ+Пиковая котельная (часть 3)

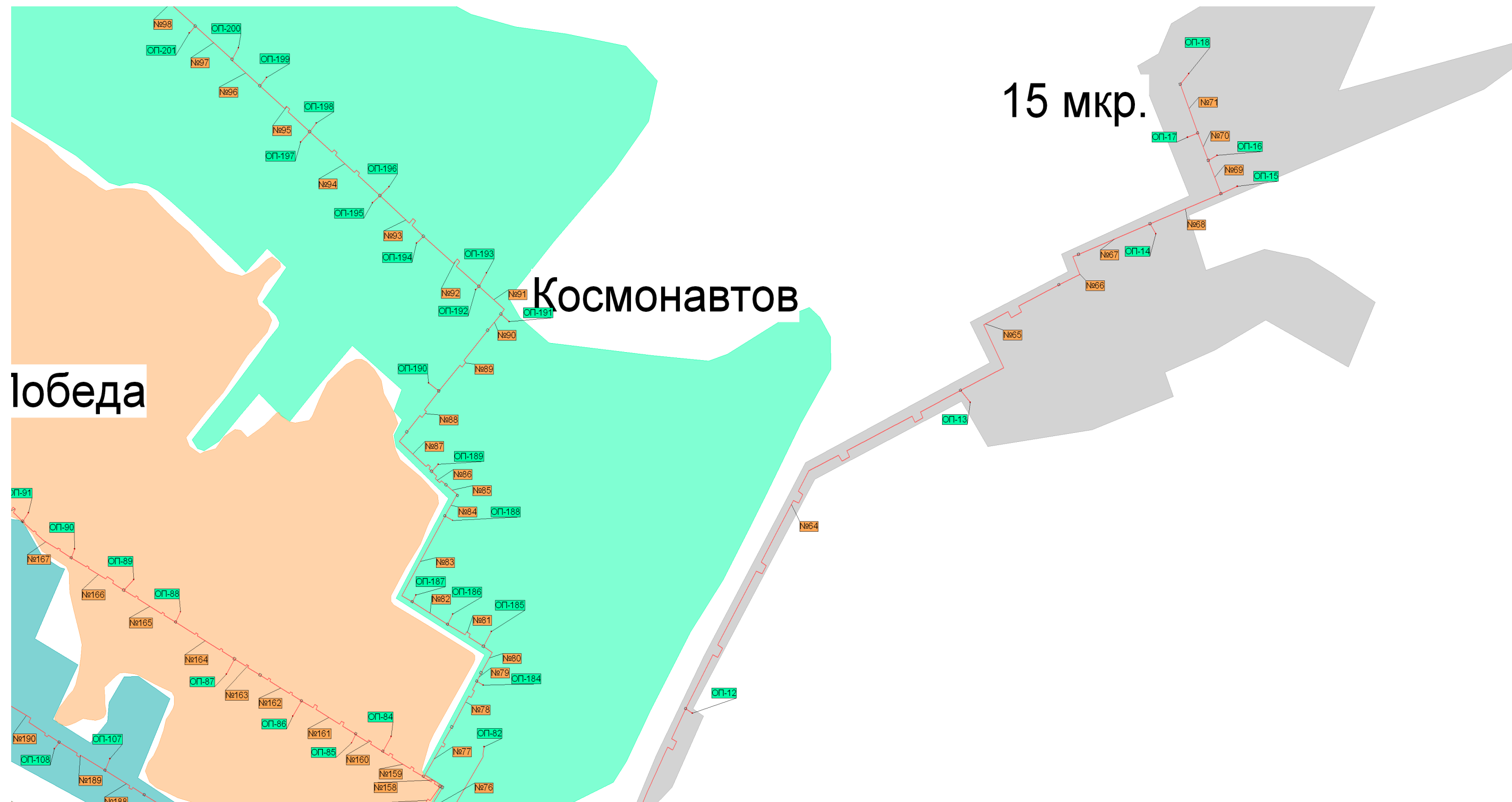


Рисунок 9-4 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭЦ+Пиковая котельная (часть 4)

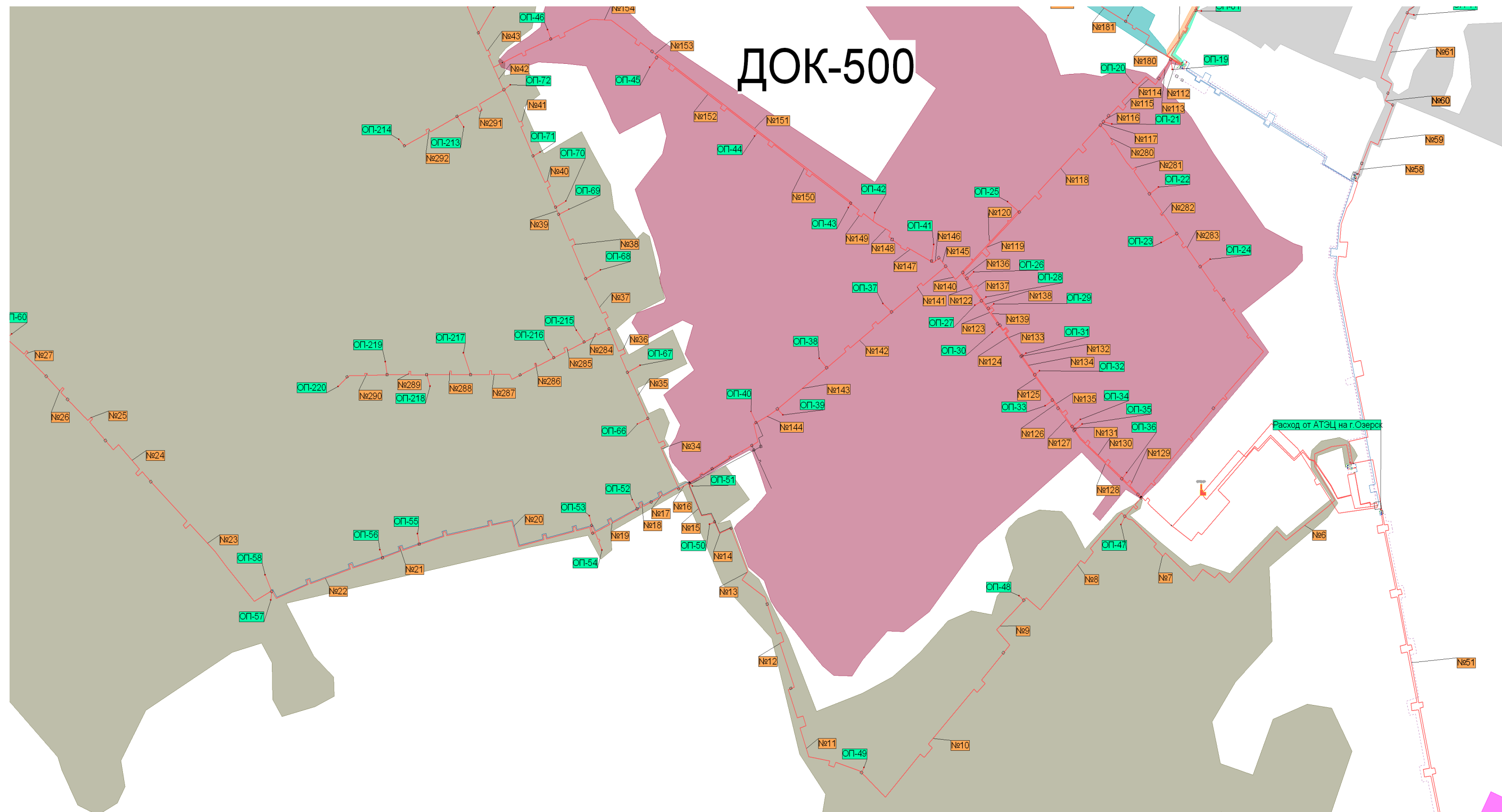


Рисунок 9-5 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭЦ+Пиковая котельная (часть 5)

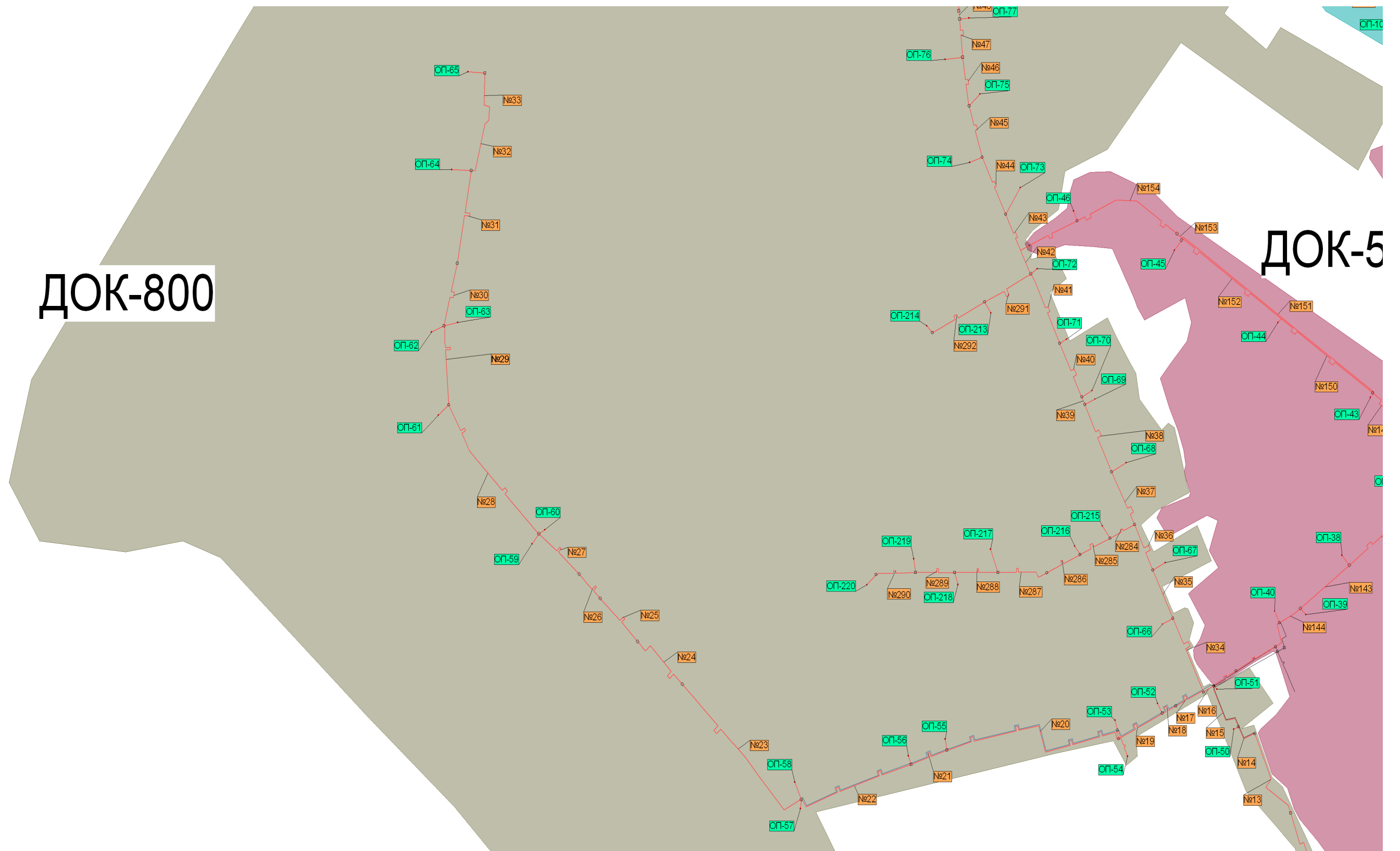


Рисунок 9-6 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭС+Пиковая котельная (часть б)

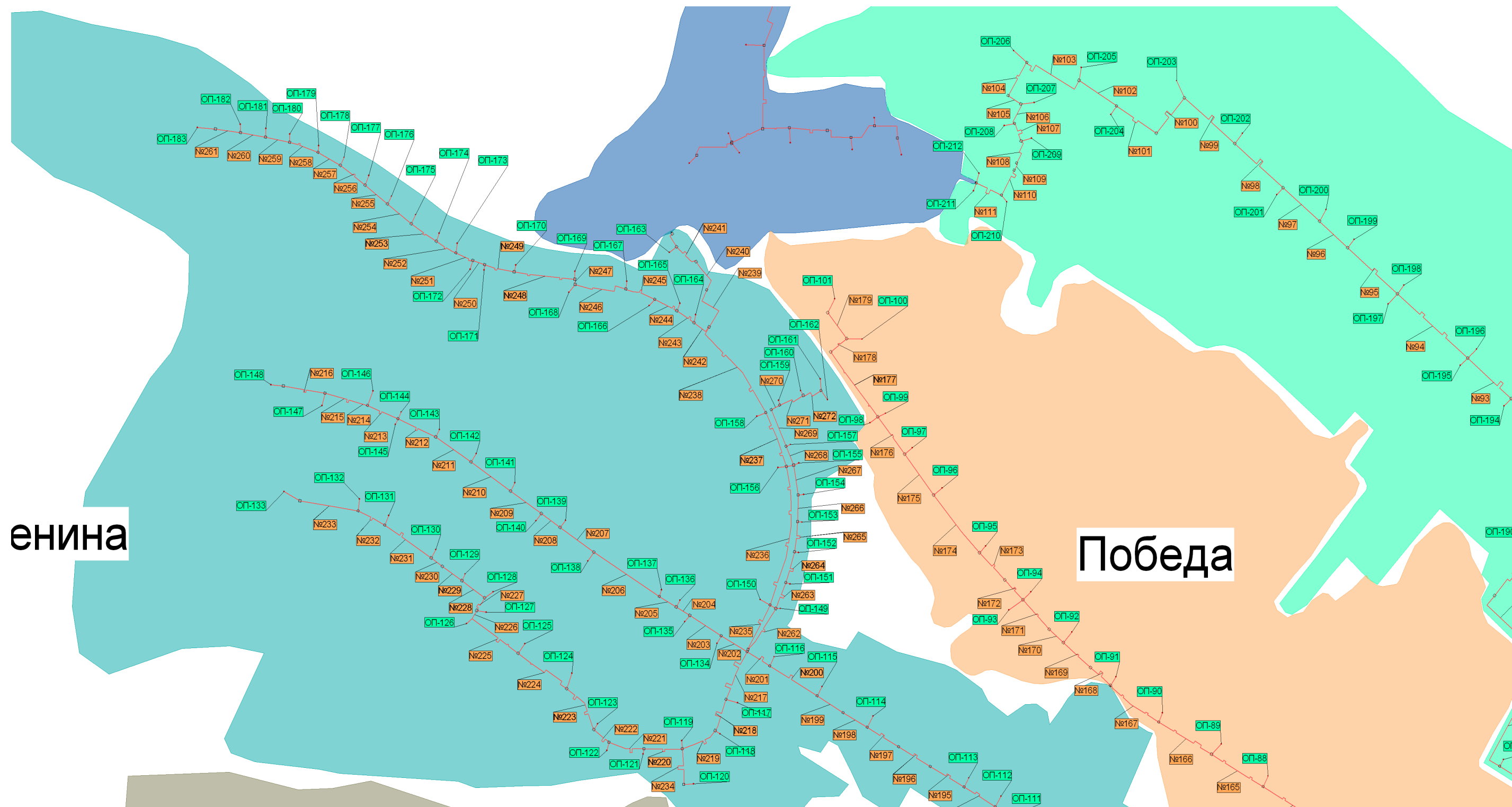


Рисунок 9-7 – Расчетная схема системы теплоснабжения АТЭС+Пиковая котельная (часть 7)

По имеющимся данным по отказам не удалось собрать достаточную статистику, поэтому интенсивности отказов участков сети определялись по зависимости (9.4) при начальной интенсивности отказов теплопроводов $\lambda^{\text{нач}} = 5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/км·ч.

Результаты расчёта

1. Результаты расчёта интенсивности отказов (с учётом положений п. 2 основных расчетных зависимостей), параметра потока отказов, среднего времени до восстановления, интенсивности восстановления и вероятности состояний сети, соответствующих отказу каждого из участков ТС, приведены в таблице 9-4. На рисунке 9-8 представлены результаты расчёта интенсивности отказов участков ТС.

Таблица 9-4 – Технические характеристики и показатели надёжности участков ТС (АТЭЦ)

№ участка	Длина участка	$d_{\text{вн}}$	$\tau_{\text{эспл}}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
1	4110,48	1	25	2,25652E-05	9,27536E-05	41,3	0,02423962	0,003717525
2	4191	0,616	25	2,25652E-05	9,45706E-05	24,1	0,041487403	0,002214565
3	9087,53	1	25	2,25652E-05	0,000205062	14,0	0,071437464	0,002788733
4	808,92	1	25	2,25652E-05	1,82534E-05	59,3	0,016853298	0,001052223
5	2314,38	1	25	2,25652E-05	5,22244E-05	51,1	0,019572916	0,002592187
6	499,13	0,804	25	2,25652E-05	1,12629E-05	47,6	0,020988201	0,000521345
7	205,98	0,804	25	2,25652E-05	4,64797E-06	48,9	0,020457651	0,000220727
8	281,83	0,804	25	2,25652E-05	6,35954E-06	48,6	0,020592337	0,000300033
9	122,41	0,804	25	2,25652E-05	2,7622E-06	49,2	0,020311282	0,000132119
10	417,45	0,804	25	2,25652E-05	9,41983E-06	48,0	0,020837629	0,000439181
11	261,52	0,804	25	2,25652E-05	5,90124E-06	48,6	0,020556099	0,000278902
12	168,83	0,804	25	2,25652E-05	3,80968E-06	49,0	0,020392325	0,000181497
13	159,1	0,804	25	2,25652E-05	3,59012E-06	49,1	0,020375284	0,00017118
14	43,55	0,804	25	2,25652E-05	9,82713E-07	49,6	0,02017507	4,73217E-05
15	91,97	0,804	25	2,25652E-05	2,07532E-06	49,4	0,020258487	9,95237E-05
16	21,44	0,515	25	2,25652E-05	4,83797E-07	30,3	0,03299888	1,42434E-05
17	70,3	0,515	25	2,25652E-05	1,58633E-06	30,2	0,033130813	4,65169E-05
18	42,76	0,515	25	2,25652E-05	9,64886E-07	30,3	0,033056319	2,83577E-05
19	105,06	0,515	25	2,25652E-05	2,3707E-06	30,1	0,033225316	6,93195E-05
20	421,6	0,515	25	2,25652E-05	9,51347E-06	29,3	0,034111378	0,00027095
21	84,33	0,515	25	2,25652E-05	1,90292E-06	30,1	0,033168892	5,57363E-05
22	248,24	0,515	25	2,25652E-05	5,60158E-06	29,7	0,033620337	0,000161866
23	331,15	0,515	25	2,25652E-05	7,47245E-06	29,5	0,033853403	0,000214442
24	138,34	0,515	25	2,25652E-05	3,12166E-06	30,0	0,033316302	9,10286E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
25	113,74	0,515	25	2,25652E-05	2,56656E-06	30,1	0,033248999	7,49932E-05
26	71,02	0,515	25	2,25652E-05	1,60258E-06	30,2	0,033132765	4,69905E-05
27	113,37	0,515	25	2,25652E-05	2,55821E-06	30,1	0,033247989	7,47515E-05
28	296,24	0,515	25	2,25652E-05	6,6847E-06	29,6	0,033754876	0,000192395
29	145,57	0,515	25	2,25652E-05	3,28481E-06	30,0	0,033336135	9,57291E-05
30	115,48	0,515	25	2,25652E-05	2,60582E-06	30,1	0,03325375	7,61295E-05
31	169,43	0,515	25	2,25652E-05	3,82321E-06	29,9	0,033401753	0,000111201
32	104,19	0,515	25	2,25652E-05	2,35106E-06	30,1	0,033222944	6,87504E-05
33	72,04	0,517	25	2,25652E-05	1,62559E-06	30,3	0,032996549	4,78622E-05
34	148,87	0,517	25	2,25652E-05	3,35928E-06	30,1	0,033205428	9,82845E-05
35	85,88	0,517	25	2,25652E-05	1,9379E-06	30,3	0,033033981	5,69926E-05
36	98,97	0,517	25	2,25652E-05	2,23327E-06	30,2	0,033069464	6,5609E-05
37	108,2	0,515	25	2,25652E-05	2,44155E-06	30,1	0,033233879	7,13729E-05
38	132,62	0,515	25	2,25652E-05	2,99259E-06	30,0	0,033300629	8,73059E-05
39	13,03	0,515	25	2,25652E-05	2,94024E-07	30,3	0,032976277	8,66223E-06
40	107,79	0,515	25	2,25652E-05	2,4323E-06	30,1	0,033232761	7,11048E-05
41	132,88	0,515	25	2,25652E-05	2,99846E-06	30,0	0,033301341	8,74752E-05
42	44,66	0,408	25	2,25652E-05	1,00776E-06	23,6	0,042404999	2,30881E-05
43	72,2	0,408	25	2,25652E-05	1,6292E-06	23,5	0,04249769	3,72442E-05
44	108,47	0,408	25	2,25652E-05	2,44764E-06	23,5	0,042620384	5,5793E-05
45	94,14	0,408	25	2,25652E-05	2,12428E-06	23,5	0,042571824	4,84774E-05
46	87,34	0,408	25	2,25652E-05	1,97084E-06	23,5	0,04254882	4,5E-05
47	71,5	0,408	25	2,25652E-05	1,61341E-06	23,5	0,042495329	3,68852E-05
48	13,35	0,408	25	2,25652E-05	3,01245E-07	23,6	0,04230011	6,91874E-06
49	78,07	0,408	25	2,25652E-05	1,76166E-06	23,5	0,042517499	4,02535E-05
50	116,72	0,408	25	2,25652E-05	2,63381E-06	23,4	0,04264839	5,9997E-05
51	846,84	0,408	25	2,25652E-05	1,91091E-05	22,1	0,045281753	0,000409982
52	33,25	0,408	25	2,25652E-05	7,50292E-07	23,6	0,042366715	1,7205E-05
53	64	0,408	25	2,25652E-05	1,44417E-06	23,5	0,042470049	3,30358E-05
54	765,78	0,408	25	2,25652E-05	1,72799E-05	22,2	0,044973451	0,00037328
55	31,6	0,408	25	2,25652E-05	7,13059E-07	23,6	0,042361185	1,63533E-05
56	31,36	0,408	25	2,25652E-05	7,07643E-07	23,6	0,042360381	1,62294E-05
57	555,84	0,408	25	2,25652E-05	1,25426E-05	22,6	0,044194147	0,000275722
58	25,24	0,515	9	0,0000114	2,87736E-07	30,3	0,033009103	8,46855E-06
59	126,56	0,515	9	0,0000114	1,44278E-06	30,0	0,033284039	4,21128E-05
60	28,86	0,515	9	0,0000114	3,29004E-07	30,3	0,033018848	9,68028E-06
61	171,11	0,515	9	0,0000114	1,95065E-06	29,9	0,033406383	5,67283E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
62	5,43	0,515	9	0,0000114	6,1902E-08	30,3	0,032955878	1,82482E-06
63	452,77	0,515	9	0,0000114	5,16158E-06	29,2	0,034201192	0,000146619
64	871,06	0,515	9	0,0000114	9,93008E-06	28,2	0,0354539	0,000272106
65	344,43	0,515	9	0,0000114	3,9265E-06	29,5	0,033891035	0,000112556
66	85,09	0,515	9	0,0000114	9,70026E-07	30,1	0,033170957	2,84102E-05
67	139,28	0,515	9	0,0000114	1,58779E-06	30,0	0,03331888	4,62969E-05
68	138,25	0,515	9	0,0000114	1,57605E-06	30,0	0,033316056	4,59584E-05
69	60,9	0,309	9	0,0000114	6,9426E-07	17,7	0,056501279	1,19375E-05
70	50,41	0,309	9	0,0000114	5,74674E-07	17,7	0,056456508	9,88909E-06
71	88,41	0,309	9	0,0000114	1,00787E-06	17,7	0,056619029	1,72939E-05
73	117,57	0,515	25	2,25652E-05	2,65299E-06	30,1	0,03325946	7,74941E-05
74	58,62	0,408	25	2,25652E-05	1,32277E-06	23,6	0,042451934	3,02716E-05
75	138,19	0,408	14	0,0000114	1,57537E-06	23,4	0,042721449	3,58248E-05
76	86,75	0,408	25	2,25652E-05	1,95753E-06	23,5	0,042546825	4,46981E-05
77	143,81	0,408	14	0,0000114	1,63943E-06	23,4	0,042740614	3,72651E-05
78	99,1	0,408	15	0,0000114	1,12974E-06	23,5	0,042588619	2,57711E-05
79	16,28	0,408	25	2,25652E-05	3,67361E-07	23,6	0,042309904	8,43528E-06
80	59,17	0,408	25	2,25652E-05	1,33518E-06	23,6	0,042453785	3,05543E-05
81	85,9	0,408	25	2,25652E-05	1,93835E-06	23,5	0,042543951	4,42632E-05
82	74,93	0,408	25	2,25652E-05	1,69081E-06	23,5	0,042506901	3,86441E-05
83	177,94	0,408	25	2,25652E-05	4,01524E-06	23,3	0,042857374	9,10196E-05
84	42,79	0,408	25	2,25652E-05	9,65563E-07	23,6	0,04239872	2,21247E-05
85	27,54	0,408	25	2,25652E-05	6,21444E-07	23,6	0,042347583	1,42568E-05
86	43,75	0,408	25	2,25652E-05	9,87226E-07	23,6	0,042401944	2,26193E-05
87	107,31	0,408	25	2,25652E-05	2,42147E-06	23,5	0,042616449	5,52014E-05
88	100,45	0,408	25	2,25652E-05	2,26667E-06	23,5	0,042593193	5,17008E-05
89	145,42	0,408	25	2,25652E-05	3,28143E-06	23,4	0,042746108	7,45787E-05
90	36,5	0,408	25	2,25652E-05	8,23628E-07	23,6	0,042377613	1,88818E-05
91	70,47	0,408	25	2,25652E-05	1,59017E-06	23,5	0,042491856	3,63568E-05
92	152,02	0,408	25	2,25652E-05	3,43036E-06	23,4	0,042768643	7,79224E-05
93	124,71	0,408	25	2,25652E-05	2,8141E-06	23,4	0,04267555	6,40633E-05
94	188,22	0,408	25	2,25652E-05	4,24721E-06	23,3	0,042892667	9,61988E-05
95	129,73	0,408	7	0,0000114	1,47892E-06	23,4	0,042692631	3,36543E-05
96	68,16	0,408	25	2,25652E-05	1,53804E-06	23,5	0,042484068	3,51715E-05
97	87,01	0,408	25	2,25652E-05	1,96339E-06	23,5	0,042547704	4,48312E-05
98	133,82	0,408	25	2,25652E-05	3,01967E-06	23,4	0,042706558	6,86932E-05
99	139,02	0,408	25	2,25652E-05	3,13701E-06	23,4	0,042724278	7,13329E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
100	98,68	0,408	25	2,25652E-05	2,22673E-06	23,5	0,042587196	5,07969E-05
101	95,29	0,408	25	2,25652E-05	2,15023E-06	23,5	0,042575717	4,90651E-05
102	80,81	0,408	25	2,25652E-05	1,82349E-06	23,5	0,042526752	4,16572E-05
103	132,94	0,309	25	2,25652E-05	2,99981E-06	17,6	0,056810672	5,12995E-05
104	71,97	0,259	25	2,25652E-05	1,62401E-06	14,9	0,067275105	2,34522E-05
105	26,44	0,259	25	2,25652E-05	5,96623E-07	14,9	0,06705276	8,64434E-06
106	39,26	0,259	25	2,25652E-05	8,85908E-07	14,9	0,067115217	1,28238E-05
107	46,19	0,259	25	2,25652E-05	1,04228E-06	14,9	0,067149028	1,50798E-05
108	45,58	0,259	25	2,25652E-05	1,02852E-06	14,9	0,06714605	1,48813E-05
109	14,65	0,259	25	2,25652E-05	3,3058E-07	14,9	0,066995423	4,7938E-06
110	61,23	0,259	25	2,25652E-05	1,38166E-06	14,9	0,067222523	1,99681E-05
111	66,22	0,259	25	2,25652E-05	1,49426E-06	14,9	0,067246943	2,15876E-05
112	21,5	0,515	25	2,25652E-05	4,85151E-07	30,3	0,032999041	1,42832E-05
113	38,44	0,515	25	2,25652E-05	8,67405E-07	30,3	0,033044664	2,55017E-05
114	54,33	0,515	25	2,25652E-05	1,22597E-06	30,2	0,033087574	3,59966E-05
115	95,02	0,515	25	2,25652E-05	2,14414E-06	30,1	0,033197965	6,27467E-05
116	13,75	0,515	25	2,25652E-05	3,10271E-07	30,3	0,032978211	9,14035E-06
117	8,04	0,515	25	2,25652E-05	1,81424E-07	30,3	0,032962881	5,3471E-06
118	248,46	0,515	25	2,25652E-05	5,60654E-06	29,7	0,033620952	0,000162007
119	165,9	0,515	25	2,25652E-05	3,74356E-06	29,9	0,033392029	0,000108916
120	163,32	0,1	25	2,25652E-05	3,68534E-06	6,7	0,149340572	2,39745E-05
122	58,63	0,259	25	2,25652E-05	1,323E-06	14,9	0,067209806	1,91238E-05
123	48,54	0,259	25	2,25652E-05	1,09531E-06	14,9	0,067160501	1,58443E-05
124	81,17	0,259	25	2,25652E-05	1,83161E-06	14,9	0,067320212	2,64324E-05
125	96,42	0,259	25	2,25652E-05	2,17573E-06	14,8	0,067395115	3,13636E-05
126	17,47	0,259	25	2,25652E-05	3,94213E-07	14,9	0,067009128	5,71539E-06
127	46,98	0,259	25	2,25652E-05	1,06011E-06	14,9	0,067152884	1,53368E-05
128	158,87	0,309	25	2,25652E-05	3,58493E-06	17,6	0,056922866	6,11846E-05
129	53,35	0,259	25	2,25652E-05	1,20385E-06	14,9	0,067183996	1,74083E-05
130	145,67	0,259	25	2,25652E-05	3,28707E-06	14,8	0,067638159	4,72134E-05
131	6,87	0,259	25	2,25652E-05	1,55023E-07	14,9	0,066957641	2,24928E-06
132	1,6	0,1	25	2,25652E-05	3,61043E-08	6,8	0,1481046	2,36831E-07
133	78,12	0,259	9	0,0000114	8,90568E-07	14,9	0,067305251	1,28548E-05
134	39,82	0,259	25	2,25652E-05	8,98545E-07	14,9	0,067117948	1,30062E-05
135	123,74	0,259	25	2,25652E-05	2,79221E-06	14,8	0,067529721	4,017E-05
136	12,26	0,259	25	2,25652E-05	2,76649E-07	14,9	0,066983812	4,01243E-06
137	58,33	0,259	25	2,25652E-05	1,31623E-06	14,9	0,067208339	1,90264E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
138	18,27	0,259	25	2,25652E-05	4,12265E-07	14,9	0,067013017	5,97677E-06
139	48,56	0,259	25	2,25652E-05	1,09576E-06	14,9	0,067160599	1,58508E-05
140	45,99	0,515	25	2,25652E-05	1,03777E-06	30,2	0,033065039	3,04917E-05
141	135,19	0,515	25	2,25652E-05	3,05058E-06	30,0	0,033307669	8,8979E-05
142	172,32	0,515	25	2,25652E-05	3,88843E-06	29,9	0,033409718	0,000113071
143	113,23	0,515	25	2,25652E-05	2,55505E-06	30,1	0,033247606	7,466E-05
144	45,31	0,517	25	2,25652E-05	1,02243E-06	30,4	0,032924492	3,01691E-05
145	19,04	0,414	25	2,25652E-05	4,29641E-07	24,0	0,041673434	1,0016E-05
146	17,59	0,414	25	2,25652E-05	3,96921E-07	24,0	0,041668648	9,2543E-06
147	88,57	0,414	25	2,25652E-05	1,9986E-06	23,9	0,041904208	4,63357E-05
148	53,8	0,414	25	2,25652E-05	1,21401E-06	23,9	0,041788486	2,82236E-05
149	64,33	0,414	25	2,25652E-05	1,45162E-06	23,9	0,041823464	3,37195E-05
150	231,34	0,408	25	2,25652E-05	5,22022E-06	23,2	0,043041342	0,000117829
151	435,35	0,414	25	2,25652E-05	9,82374E-06	23,2	0,04309444	0,000221465
152	246,18	0,414	25	2,25652E-05	5,55509E-06	23,6	0,04243691	0,000127173
153	12,85	0,408	25	2,25652E-05	2,89962E-07	23,6	0,042298439	6,65987E-06
154	233,03	0,408	25	2,25652E-05	5,25836E-06	23,2	0,04304719	0,000118674
155	85,23	0,207	25	2,25652E-05	1,92323E-06	12,0	0,083089641	2,24871E-05
156	229,92	0,408	10	0,0000114	2,62109E-06	23,2	0,04303643	5,9169E-05
157	74,53	0,359	10	0,0000114	8,49642E-07	20,6	0,048561417	1,69978E-05
158	42,32	0,359	25	2,25652E-05	9,54958E-07	20,6	0,04844005	1,91526E-05
159	103,16	0,359	25	2,25652E-05	2,32782E-06	20,5	0,048669805	4,64664E-05
160	66,24	0,359	25	2,25652E-05	1,49472E-06	20,6	0,048530122	2,99224E-05
161	137,59	0,359	25	2,25652E-05	3,10474E-06	20,5	0,048800794	6,18083E-05
162	99,73	0,359	25	2,25652E-05	2,25042E-06	20,6	0,048656794	4,49334E-05
163	59,79	0,359	25	2,25652E-05	1,34917E-06	20,6	0,048505801	2,70223E-05
164	136,76	0,309	25	2,25652E-05	3,08601E-06	17,6	0,056827173	5,27582E-05
165	119,69	0,309	25	2,25652E-05	2,70082E-06	17,6	0,056753513	4,6233E-05
166	124	0,309	25	2,25652E-05	2,79808E-06	17,6	0,056772093	4,78822E-05
167	117,76	0,309	6	0,0000114	1,34246E-06	17,6	0,056745197	2,29838E-05
168	60,8	0,259	25	2,25652E-05	1,37196E-06	14,9	0,06722042	1,98285E-05
169	68,72	0,259	25	2,25652E-05	1,55068E-06	14,9	0,067259184	2,23985E-05
170	34,06	0,259	25	2,25652E-05	7,68569E-07	14,9	0,06708987	1,11295E-05
171	73,33	0,259	25	2,25652E-05	1,6547E-06	14,9	0,067281769	2,3893E-05
172	56	0,207	25	2,25652E-05	1,26365E-06	12,1	0,082923026	1,48047E-05
173	73,12	0,207	25	2,25652E-05	1,64996E-06	12,0	0,083020531	1,9308E-05
174	128,29	0,207	25	2,25652E-05	2,89488E-06	12,0	0,083336312	3,37478E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
175	86,18	0,207	25	2,25652E-05	1,94467E-06	12,0	0,083095067	2,27362E-05
176	84,41	0,207	25	2,25652E-05	1,90473E-06	12,0	0,083084958	2,2272E-05
177	145,6	0,15	25	2,25652E-05	3,28549E-06	9,1	0,110168988	2,89727E-05
178	42,12	0,15	25	2,25652E-05	9,50444E-07	9,1	0,109467519	8,4351E-06
179	55,65	0,125	25	2,25652E-05	1,25575E-06	7,9	0,126480904	9,64556E-06
180	145,12	0,408	25	2,25652E-05	3,27466E-06	23,4	0,042745084	7,44266E-05
181	90,53	0,408	25	2,25652E-05	2,04282E-06	23,5	0,042559608	4,66318E-05
182	76,54	0,408	25	2,25652E-05	1,72714E-06	23,5	0,042512334	3,94694E-05
183	60,76	0,408	25	2,25652E-05	1,37106E-06	23,6	0,042459138	3,13714E-05
184	24,76	0,408	25	2,25652E-05	5,58713E-07	23,6	0,042338274	1,28205E-05
185	56,32	0,408	25	2,25652E-05	1,27087E-06	23,6	0,042444194	2,90892E-05
186	55	0,408	25	2,25652E-05	1,24108E-06	23,6	0,042439753	2,84104E-05
187	88,26	0,408	25	2,25652E-05	1,9916E-06	23,5	0,04255193	4,54707E-05
188	90,18	0,408	6	0,0000114	1,02805E-06	23,5	0,042558424	2,34681E-05
189	103,57	0,408	6	0,0000114	1,1807E-06	23,5	0,042603767	2,6924E-05
190	177,84	0,408	19	1,37575E-05	2,44663E-06	23,3	0,042857031	5,5462E-05
191	72,17	0,309	25	2,25652E-05	1,62853E-06	17,7	0,056549458	2,79779E-05
192	58,34	0,309	25	2,25652E-05	1,31645E-06	17,7	0,056490347	2,26402E-05
193	56,29	0,309	25	2,25652E-05	1,27019E-06	17,7	0,056481595	2,1848E-05
194	72,33	0,309	25	2,25652E-05	1,63214E-06	17,7	0,056550143	2,80396E-05
195	78,19	0,309	25	2,25652E-05	1,76437E-06	17,7	0,056575227	3,02979E-05
196	75,37	0,309	25	2,25652E-05	1,70074E-06	17,7	0,056563153	2,92114E-05
197	73,78	0,309	25	2,25652E-05	1,66486E-06	17,7	0,056556348	2,85986E-05
198	50,24	0,309	25	2,25652E-05	1,13367E-06	17,7	0,056455783	1,95087E-05
199	54,87	0,309	25	2,25652E-05	1,23815E-06	17,7	0,056475535	2,12991E-05
200	112,33	0,309	25	2,25652E-05	2,53474E-06	17,6	0,056721812	4,34143E-05
201	60,27	0,309	25	2,25652E-05	1,36E-06	17,7	0,056498588	2,33857E-05
202	54,14	0,207	25	2,25652E-05	1,22168E-06	12,1	0,082912447	1,43148E-05
203	66,82	0,207	25	2,25652E-05	1,5078E-06	12,1	0,082984624	1,76521E-05
204	28,19	0,207	25	2,25652E-05	6,36112E-07	12,1	0,082765125	7,46681E-06
205	35,45	0,207	25	2,25652E-05	7,99935E-07	12,1	0,082806288	9,38512E-06
206	140,34	0,207	25	2,25652E-05	3,16679E-06	12,0	0,083405603	3,6887E-05
207	74,25	0,207	25	2,25652E-05	1,67546E-06	12,0	0,083026975	1,96049E-05
208	40,94	0,15	25	2,25652E-05	9,23818E-07	9,1	0,109459571	8,19938E-06
209	67,42	0,15	25	2,25652E-05	1,52134E-06	9,1	0,109638196	1,34807E-05
210	86,77	0,15	25	2,25652E-05	1,95798E-06	9,1	0,109769093	1,73291E-05
211	76,91	0,15	25	2,25652E-05	1,73549E-06	9,1	0,109702354	1,53693E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
212	83,11	0,15	25	2,25652E-05	1,87539E-06	9,1	0,10974431	1,66019E-05
213	67,75	0,15	25	2,25652E-05	1,52879E-06	9,1	0,109640426	1,35465E-05
214	16,81	0,15	25	2,25652E-05	3,7932E-07	9,1	0,109297305	3,37167E-06
215	71,49	0,15	8	0,0000114	8,14986E-07	9,1	0,109665702	7,21985E-06
216	84,61	0,15	8	0,0000114	9,64554E-07	9,1	0,109754466	8,53794E-06
217	129,81	0,408	25	2,25652E-05	2,92918E-06	23,4	0,042692904	6,66561E-05
218	76,92	0,408	25	2,25652E-05	1,73571E-06	23,5	0,042513617	3,96642E-05
219	81,1	0,408	25	2,25652E-05	1,83003E-06	23,5	0,042527732	4,18057E-05
220	78,18	0,207	25	2,25652E-05	1,76414E-06	12,0	0,083049394	2,0637E-05
221	77,98	0,207	25	2,25652E-05	1,75963E-06	12,0	0,083048253	2,05845E-05
222	46,61	0,207	25	2,25652E-05	1,05176E-06	12,1	0,082869644	1,23302E-05
223	112,47	0,207	25	2,25652E-05	2,5379E-06	12,0	0,083245517	2,96185E-05
224	120,39	0,207	25	2,25652E-05	2,71662E-06	12,0	0,083290947	3,16869E-05
225	118,85	0,207	25	2,25652E-05	2,68187E-06	12,0	0,083282109	3,12849E-05
226	16,28	0,207	25	2,25652E-05	3,67361E-07	12,1	0,082697685	4,31567E-06
227	32,37	0,125	25	2,25652E-05	7,30434E-07	7,9	0,126312929	5,618E-06
228	50,35	0,207	25	2,25652E-05	1,13616E-06	12,1	0,082890898	1,33162E-05
229	42,8	0,207	25	2,25652E-05	9,65789E-07	12,1	0,082848003	1,13253E-05
230	25,08	0,207	25	2,25652E-05	5,65934E-07	12,1	0,082747504	6,64446E-06
231	112,76	0,207	25	2,25652E-05	2,54445E-06	12,0	0,083247179	2,96943E-05
232	62,87	0,15	25	2,25652E-05	1,41867E-06	9,1	0,109607462	1,25745E-05
233	106,61	0,15	25	2,25652E-05	2,40567E-06	9,1	0,10990363	2,12654E-05
234	79,81	0,408	25	2,25652E-05	1,80093E-06	23,5	0,042523375	4,1145E-05
235	96,46	0,309	25	2,25652E-05	2,17664E-06	17,7	0,056653578	3,73256E-05
236	276,05	0,309	25	2,25652E-05	6,22911E-06	17,4	0,057435454	0,000105365
237	116,33	0,309	25	2,25652E-05	2,625E-06	17,6	0,056739036	4,49466E-05
238	207,54	0,309	25	2,25652E-05	4,68317E-06	17,5	0,057134651	7,96323E-05
239	88,05	0,309	25	2,25652E-05	1,98686E-06	17,7	0,056617485	3,40931E-05
240	59,49	0,309	25	2,25652E-05	1,3424E-06	17,7	0,056495257	2,30844E-05
241	56,51	0,309	25	2,25652E-05	1,27516E-06	17,7	0,056482534	2,1933E-05
242	36,69	0,15	25	2,25652E-05	8,27916E-07	9,1	0,109430956	7,35012E-06
243	45,08	0,15	25	2,25652E-05	1,01724E-06	9,1	0,10948746	9,02624E-06
244	52,79	0,15	25	2,25652E-05	1,19121E-06	9,1	0,109539435	1,0565E-05
245	64,74	0,15	25	2,25652E-05	1,46087E-06	9,1	0,109620091	1,2947E-05
246	103,31	0,15	25	2,25652E-05	2,33121E-06	9,1	0,10988123	2,06113E-05
247	8,63	0,15	25	2,25652E-05	1,94737E-07	9,2	0,109242406	1,73184E-06
248	121,14	0,15	3	1,45038E-05	1,75699E-06	9,1	0,110002369	1,55173E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
249	59,61	0,15	3	1,45038E-05	8,64569E-07	9,1	0,109585452	7,66471E-06
250	22,06	0,15	3	1,45038E-05	3,19953E-07	9,1	0,109332569	2,84306E-06
251	38,23	0,15	3	1,45038E-05	5,54479E-07	9,1	0,109441323	4,92212E-06
252	45,59	0,15	3	1,45038E-05	6,61226E-07	9,1	0,109490896	5,86707E-06
253	59,06	0,15	3	1,45038E-05	8,56592E-07	9,1	0,109581739	7,59424E-06
254	54,28	0,15	3	1,45038E-05	7,87264E-07	9,1	0,109549485	6,98166E-06
255	51,7	0,15	25	2,25652E-05	1,16662E-06	9,1	0,109532084	1,03475E-05
256	61,24	0,15	6	0,0000114	6,98136E-07	9,1	0,109596456	6,1886E-06
257	46,26	0,15	6	0,0000114	5,27364E-07	9,1	0,109495411	4,67911E-06
258	59,09	0,15	25	2,25652E-05	1,33338E-06	9,1	0,109581942	1,18212E-05
259	44,74	0,15	25	2,25652E-05	1,00957E-06	9,1	0,109485169	8,95835E-06
260	46,04	0,15	6	0,0000114	5,24856E-07	9,1	0,109493929	4,65692E-06
261	45,77	0,15	25	2,25652E-05	1,03281E-06	9,1	0,109492109	9,164E-06
262	98,45	0,207	25	2,25652E-05	2,22154E-06	12,0	0,083165217	2,59514E-05
263	60,12	0,207	25	2,25652E-05	1,35662E-06	12,1	0,08294647	1,58894E-05
264	66,47	0,207	25	2,25652E-05	1,49991E-06	12,1	0,08298263	1,756E-05
265	63,22	0,207	25	2,25652E-05	1,42657E-06	12,1	0,082964119	1,67052E-05
266	45,18	0,207	25	2,25652E-05	1,01949E-06	12,1	0,08286152	1,19531E-05
267	51	0,207	25	2,25652E-05	1,15082E-06	12,1	0,082894593	1,34875E-05
268	34,18	0,207	25	2,25652E-05	7,71277E-07	12,1	0,082799084	9,04969E-06
269	67,81	0,207	25	2,25652E-05	1,53014E-06	12,0	0,082990264	1,79124E-05
270	16,79	0,207	25	2,25652E-05	3,78869E-07	12,1	0,082700571	4,45071E-06
271	50,42	0,207	25	2,25652E-05	1,13774E-06	12,1	0,082891296	1,33346E-05
272	40,5	0,207	25	2,25652E-05	9,13889E-07	12,1	0,082834945	1,07184E-05
273	6232,46	0,515	25	2,25652E-05	0,000140636	15,0	0,066827511	0,00204452
274	401,88	0,408	25	2,25652E-05	9,06849E-06	22,9	0,043639593	0,000201884
275	166,28	0,309	25	2,25652E-05	3,75213E-06	17,6	0,056955009	6,40022E-05
276	169,46	0,309	25	2,25652E-05	3,82389E-06	17,6	0,056968814	6,52104E-05
277	54,66	0,309	25	2,25652E-05	1,23341E-06	17,7	0,056474638	2,12179E-05
278	85,21	0,309	25	2,25652E-05	1,92278E-06	17,7	0,056605307	3,30005E-05
279	138,38	0,309	25	2,25652E-05	3,12257E-06	17,6	0,056834173	5,33766E-05
280	54,57	0,359	25	2,25652E-05	1,23138E-06	20,6	0,048486136	2,46731E-05
281	111,56	0,359	25	2,25652E-05	2,51737E-06	20,5	0,048701698	5,02171E-05
282	92,26	0,359	25	2,25652E-05	2,08186E-06	20,6	0,048628483	4,1592E-05
283	79,36	0,309	25	2,25652E-05	1,79077E-06	17,7	0,056580238	3,07485E-05
284	58,13	0,309	25	2,25652E-05	1,31171E-06	17,7	0,05648945	2,2559E-05
285	73,66	0,309	25	2,25652E-05	1,66215E-06	17,7	0,056555834	2,85523E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
286	79,69	0,309	25	2,25652E-05	1,79822E-06	17,7	0,056581652	3,08756E-05
287	109,81	0,309	25	2,25652E-05	2,47788E-06	17,6	0,056710966	4,24485E-05
288	91,62	0,309	25	2,25652E-05	2,06742E-06	17,7	0,0566328	3,54658E-05
289	84,48	0,309	25	2,25652E-05	1,9063E-06	17,7	0,056602177	3,27196E-05
290	80,19	0,309	25	2,25652E-05	1,8095E-06	17,7	0,056583794	3,10681E-05
291	117,14	0,309	25	2,25652E-05	2,64328E-06	17,6	0,056742525	4,52568E-05
292	120,81	0,309	25	2,25652E-05	2,7261E-06	17,6	0,05675834	4,66617E-05

Большие значения интенсивностей отказов большинства участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене участков.

2. Учёт длины участков в значениях параметра потока отказов, выделяет участки с наибольшими вероятностями отказов: 1, 2, 3, 5, 273 (рисунок 9-9).

3. Значение стационарной вероятности рабочего состояния сети составляет 0,97151 (формула 9.8).

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС и рассчитанные по формуле (9.9), приведены на рисунке 9-10.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояние ТС с отказами вносят участки 1, 2, 3, 4, 5, 273.

4. В случае аварии в тепловых сетях, происходит перераспределение потоков, открывают задвижки на перемычках. Проведя гидравлические расчёты при авариях в программном пакете Zulu, были получены расходы теплоносителя у потребителей относительно расчётного уровня. В тупиковых ответвлениях, при аварии на участке, отключается теплоснабжения всех потребителей, находящихся за этим участком.

5. Коэффициенты готовности относительно расчётного уровня теплоснабжения потребителей (K_j) определяются в соответствии с (9.11), при этом для каждого потребителя в множество F_j включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

6. Для определения по формуле (9.12) величин P_j – вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются

температуры наружного воздуха $t_{j,f}^{\text{пав}}$ (формулы (9.13) и (9.14)), при которых время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя. В формулах (9.13) и (9.14) учитываются относительные расходы тепла у потребителей при отказе элементов, полученные из гидравлических расчётов.

Для расчёта $t_{j,f}^{\text{пав}}$ будем использовать следующие значения: коэффициент аккумуляции зданий $\beta=40$ ч, расчётная температура в здании $t^{\text{вп}}=20^\circ\text{C}$, минимально допустимая внутренняя температура $t_{\text{min}}^{\text{в}}=20^\circ\text{C}$.

Далее по формуле (9.15) рассчитаем продолжительности стояния этих температур $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ (правила и зависимости для их определения изложены в п. 9.2 порядка расчета).

7. Значения рассчитанных показателей надёжности теплоснабжения приведены в таблице 9-5.

8. Сопоставление полученных значений показателей надёжности с нормативными значениями показывает, что коэффициент готовности (K_j) для всех потребителей намного выше нормативного значения (рисунок 9-11), а вероятность безотказного теплоснабжения (P_j) выше нормативного значения для всех кроме потребителей поселка № 2 г. Озерска (рисунок 9-12).

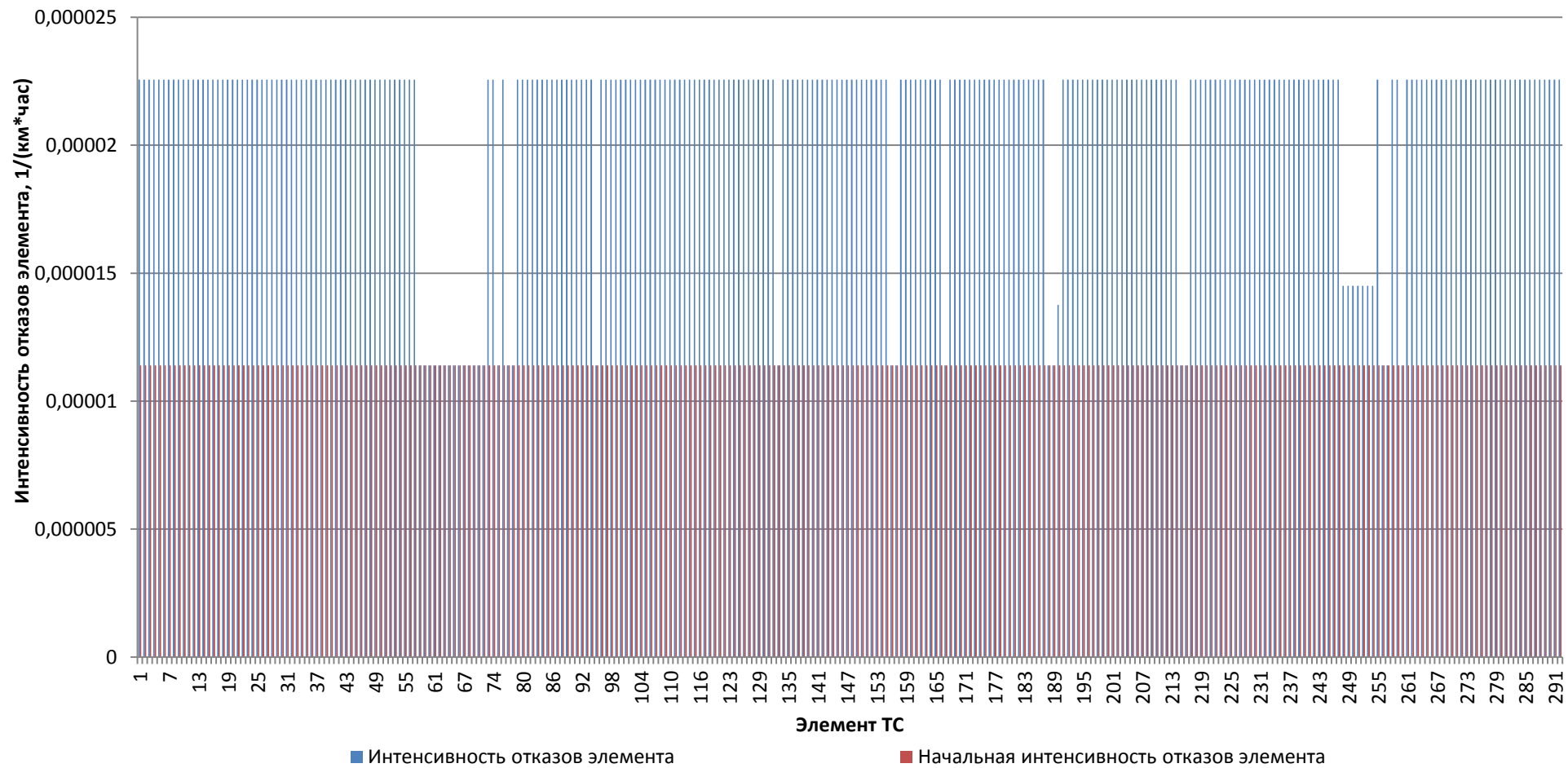


Рисунок 9-8 – Интенсивность отказов участков (АТЭЦ)

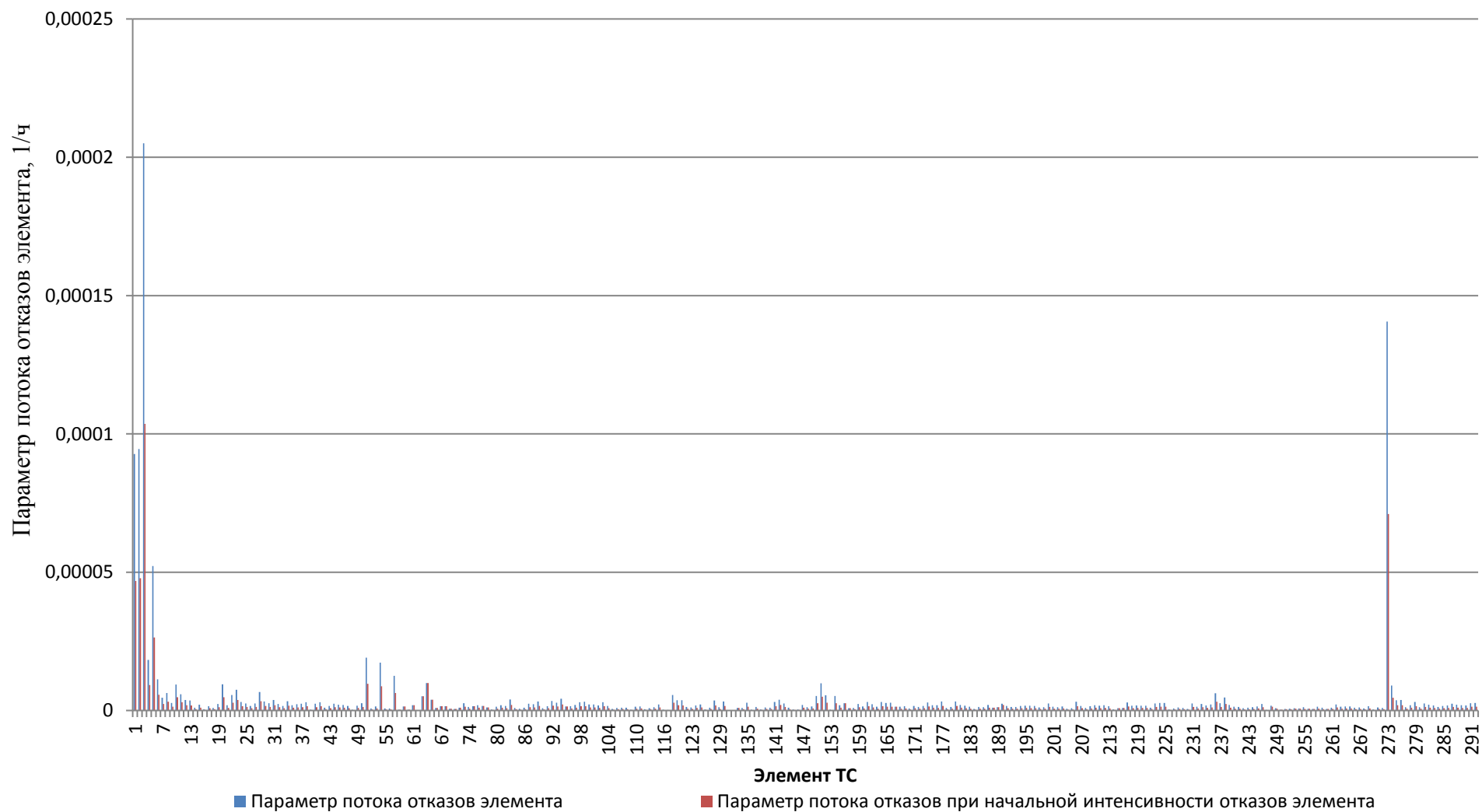


Рисунок 9-9 – Параметр потока отказов элемента ТС (АТЭЦ)

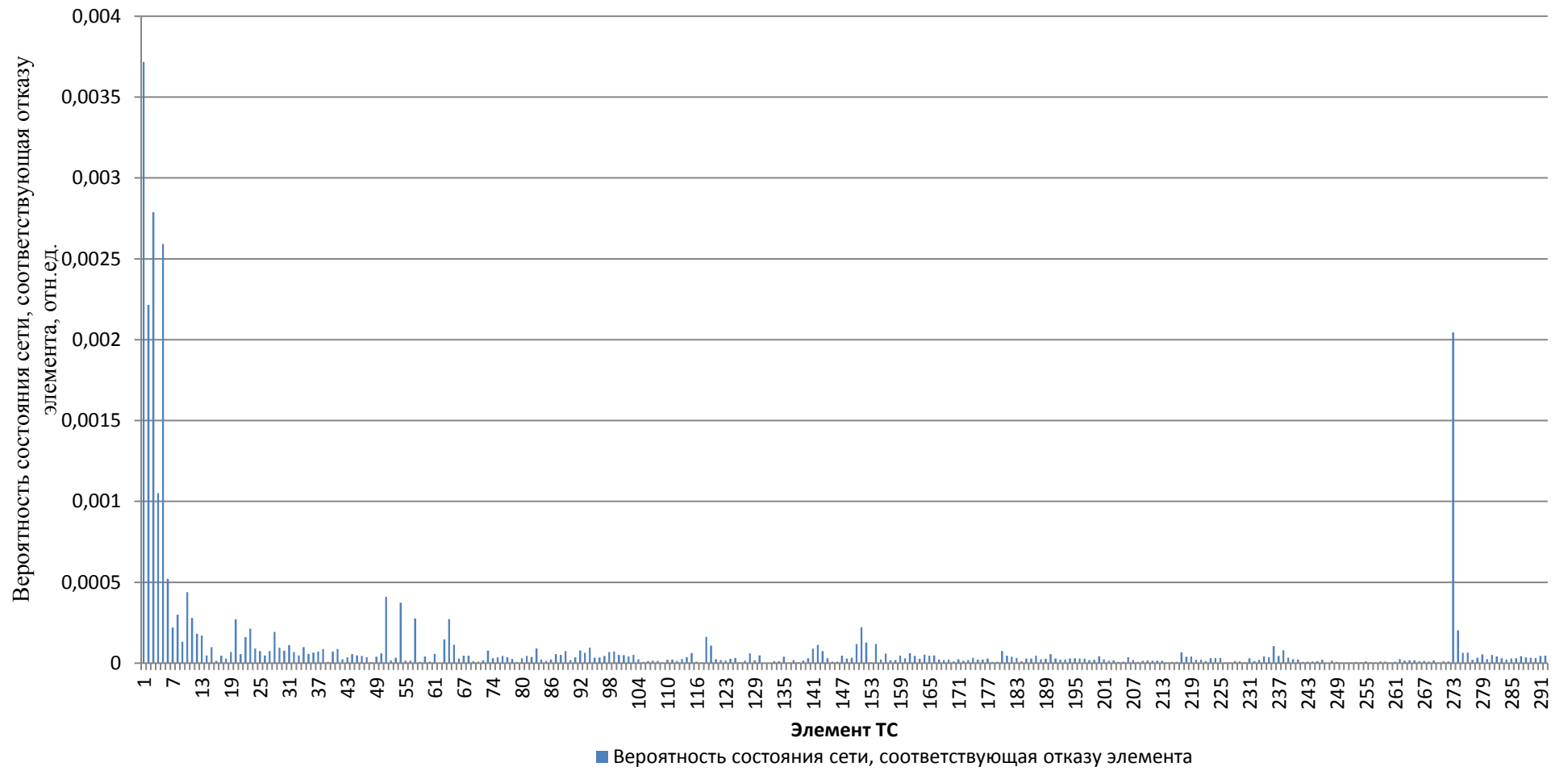


Рисунок 9-10 – Вероятности состояния ТС, соответствующие отказам её элементов (АТЭЦ)

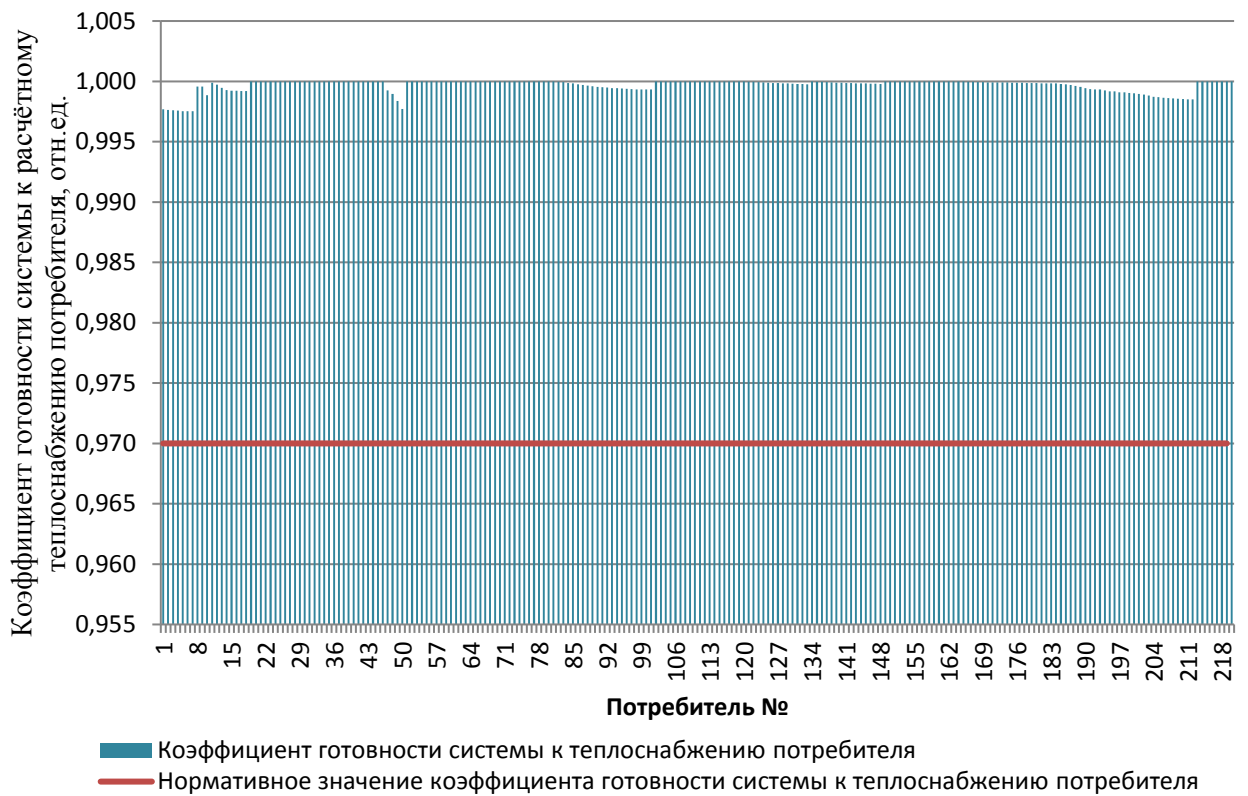


Рисунок 9-11 – Сопоставление коэффициентов готовности (K_j) с нормативным значением (АТЭЦ)

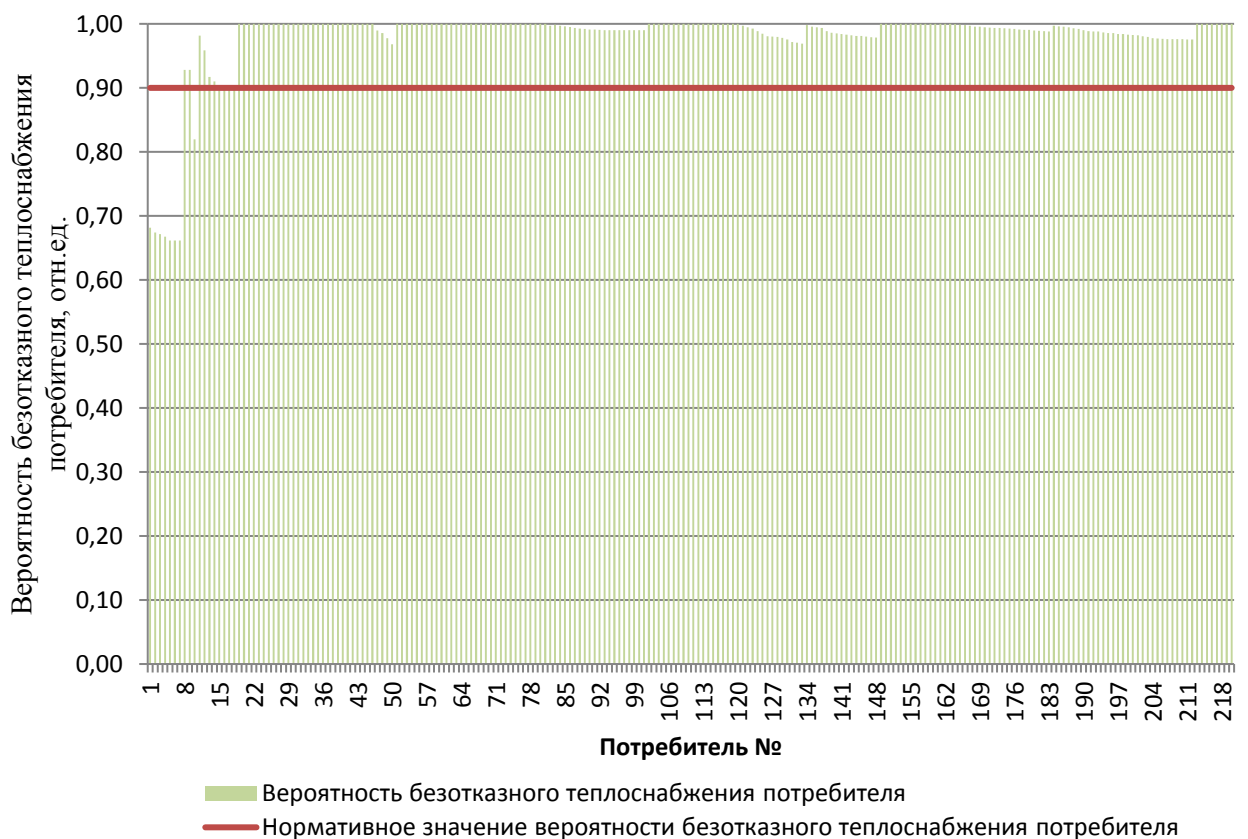


Рисунок 9-12 – Сопоставление вероятностей (P_j) с нормативным значением (АТЭЦ)

Таблица 9-5 – Показатели надежности теплоснабжения потребителей (АТЭЦ)

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
1	15102,1	0,998	0,68
2	15271,56	0,998	0,67
3	15326,22	0,998	0,67
4	15411,43	0,998	0,67
5	15549,81	0,998	0,66
6	15549,81	0,998	0,66
7	15549,81	0,998	0,66
8	21392,4	1,000	0,93
9	21392,4	1,000	0,93
10	22840,98	0,999	0,82
11	20864,08	1,000	0,98
12	21322,28	1,000	0,96
13	22193,34	0,999	0,92
14	22762,14	0,999	0,91
15	22900,39	0,999	0,90
16	22961,29	0,999	0,90
17	23011,7	0,999	0,90
18	23100,11	0,999	0,90
19	20533,81	1,000	1,00
20	20626,58	1,000	1,00
21	20735,35	1,000	1,00
22	20909,52	1,000	1,00
23	21001,78	1,000	1,00
24	21081,14	1,000	1,00
25	20991,85	1,000	1,00
26	21333,33	1,000	1,00
27	21379,7	1,000	1,00
28	21391,66	1,000	1,00
29	21409,93	1,000	1,00
30	21726,55	1,000	1,00
31	21511,01	1,000	1,00
32	21550,83	1,000	1,00
33	21605,83	1,000	1,00
34	21674,57	1,000	1,00
35	22200,2	1,000	1,00
36	21882,5	1,000	1,00

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
37	21502,25	1,000	1,00
38	21674,57	1,000	1,00
39	21787,8	1,000	1,00
40	21833,11	1,000	1,00
41	21403,69	1,000	1,00
42	21546,06	1,000	1,00
43	21610,39	1,000	1,00
44	21841,73	1,000	1,00
45	22523,26	1,000	1,00
46	22769,14	1,000	1,00
47	21217,42	0,999	0,99
48	21499,25	0,999	0,99
49	22039,11	0,998	0,98
50	22672,11	0,998	0,97
51	22764,08	1,000	1,00
52	22898,58	1,000	1,00
53	23003,64	1,000	1,00
54	23003,64	1,000	1,00
55	23425,24	1,000	1,00
56	23509,57	1,000	1,00
57	23757,81	1,000	1,00
58	23757,81	1,000	1,00
59	24525,43	1,000	1,00
60	24525,43	1,000	1,00
61	24821,67	1,000	1,00
62	24967,24	1,000	1,00
63	24967,24	1,000	1,00
64	25252,15	1,000	1,00
65	25428,38	1,000	1,00
66	22934,39	1,000	1,00
67	23020,27	1,000	1,00
68	23227,44	1,000	1,00
69	23360,06	1,000	1,00
70	23373,09	1,000	1,00
71	23480,88	1,000	1,00
72	23613,76	1,000	1,00
73	23730,62	1,000	1,00

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
74	23839,09	1,000	1,00
75	23933,23	1,000	1,00
76	24020,57	1,000	1,00
77	24092,07	1,000	1,00
78	24183,49	1,000	1,00
79	24183,49	1,000	1,00
80	24300,21	1,000	1,00
81	20629,88	1,000	1,00
82	20715,11	1,000	1,00
83	20859,8	1,000	1,00
84	21079,81	1,000	1,00
85	21146,05	1,000	1,00
86	21283,64	1,000	1,00
87	21443,16	1,000	0,99
88	21579,92	1,000	0,99
89	21699,61	1,000	0,99
90	21823,61	1,000	0,99
91	21941,37	1,000	0,99
92	22070,89	0,999	0,99
93	22178,28	0,999	0,99
94	22178,28	0,999	0,99
95	22307,4	0,999	0,99
96	22435,69	0,999	0,99
97	22521,87	0,999	0,99
98	22606,28	0,999	0,99
99	22606,28	0,999	0,99
100	22794	0,999	0,99
101	22849,65	0,999	0,99
102	20657,43	1,000	1,00
103	20747,96	1,000	1,00
104	20824,5	1,000	1,00
105	20910,02	1,000	1,00
106	20966,34	1,000	1,00
107	21199,78	1,000	1,00
108	21303,35	1,000	1,00
109	21481,19	1,000	1,00
110	21611,7	1,000	1,00

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
111	21611,7	1,000	1,00
112	21667,99	1,000	1,00
113	21740,32	1,000	1,00
114	21967,66	1,000	1,00
115	22072,77	1,000	1,00
116	22185,1	1,000	1,00
117	22375,18	1,000	1,00
118	22452,1	1,000	1,00
119	22533,2	1,000	1,00
120	22613,01	1,000	1,00
121	22611,38	1,000	1,00
122	22689,36	1,000	0,99
123	22735,97	1,000	0,99
124	22848,44	1,000	0,99
125	22968,83	1,000	0,98
126	23087,68	1,000	0,98
127	23103,96	1,000	0,98
128	23136,33	1,000	0,98
129	23186,68	1,000	0,98
130	23254,56	1,000	0,98
131	23367,32	1,000	0,97
132	23430,19	1,000	0,97
133	23536,8	1,000	0,97
134	22299,51	1,000	1,00
135	22366,33	1,000	1,00
136	22394,52	1,000	0,99
137	22429,97	1,000	0,99
138	22570,31	1,000	0,99
139	22644,56	1,000	0,99
140	22685,5	1,000	0,99
141	22752,92	1,000	0,98
142	22839,69	1,000	0,98
143	22916,6	1,000	0,98
144	22999,71	1,000	0,98
145	22999,71	1,000	0,98
146	23067,46	1,000	0,98
147	23155,76	1,000	0,98

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
148	23240,37	1,000	0,98
149	22343,82	1,000	1,00
150	22341,83	1,000	1,00
151	22403,94	1,000	1,00
152	22470,41	1,000	1,00
153	22533,63	1,000	1,00
154	22578,81	1,000	1,00
155	22629,81	1,000	1,00
156	22617,88	1,000	1,00
157	22663,99	1,000	1,00
158	22734,21	1,000	1,00
159	22748,59	1,000	1,00
160	22799,01	1,000	1,00
161	22839,51	1,000	1,00
162	22839,51	1,000	1,00
163	23145,8	1,000	1,00
164	22978,44	1,000	1,00
165	23023,52	1,000	1,00
166	23076,31	1,000	1,00
167	23141,05	1,000	1,00
168	23244,36	1,000	1,00
169	23252,99	1,000	1,00
170	23374,13	1,000	0,99
171	23433,74	1,000	0,99
172	23455,8	1,000	0,99
173	23494,03	1,000	0,99
174	23539,62	1,000	0,99
175	23598,68	1,000	0,99
176	23652,96	1,000	0,99
177	23704,66	1,000	0,99
178	23765,9	1,000	0,99
179	23812,16	1,000	0,99
180	23871,25	1,000	0,99
181	23915,99	1,000	0,99
182	23962,03	1,000	0,99
183	24007,8	1,000	0,99
184	21156,35	1,000	1,00

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
185	21231,8	1,000	1,00
186	21317,7	1,000	1,00
187	21392,63	1,000	0,99
188	21570,57	1,000	0,99
189	21684,65	1,000	0,99
190	21892,41	0,999	0,99
191	22074,33	0,999	0,99
192	22144,8	0,999	0,99
193	22144,8	0,999	0,99
194	22296,82	0,999	0,99
195	22421,53	0,999	0,99
196	22421,53	0,999	0,99
197	22609,75	0,999	0,98
198	22609,75	0,999	0,98
199	22739,48	0,999	0,98
200	22807,64	0,999	0,98
201	22894,65	0,999	0,98
202	23028,47	0,999	0,98
203	23167,49	0,999	0,98
204	23361,46	0,999	0,98
205	23442,27	0,999	0,98
206	23575,21	0,999	0,98
207	23673,62	0,999	0,98
208	23712,88	0,999	0,98
209	23759,07	0,999	0,98
210	23880,53	0,999	0,98
211	23946,75	0,999	0,98
212	23946,75	0,999	0,98
213	23730,9	1,000	1,00
214	23851,71	1,000	1,00
215	23177,37	1,000	1,00
216	23745,55	1,000	1,00
217	23935,05	1,000	1,00
218	24026,67	1,000	1,00
219	24111,15	1,000	1,00
220	24191,34	1,000	1,00

ТС Медгородка

Тепловые сети Медгородка включают 27 участков и 12 потребителей (рисунок 9-13). Общая длина магистрали 1,642 км. Наиболее удалённым от ИТ является потребитель в узле 7 (0,761 км).

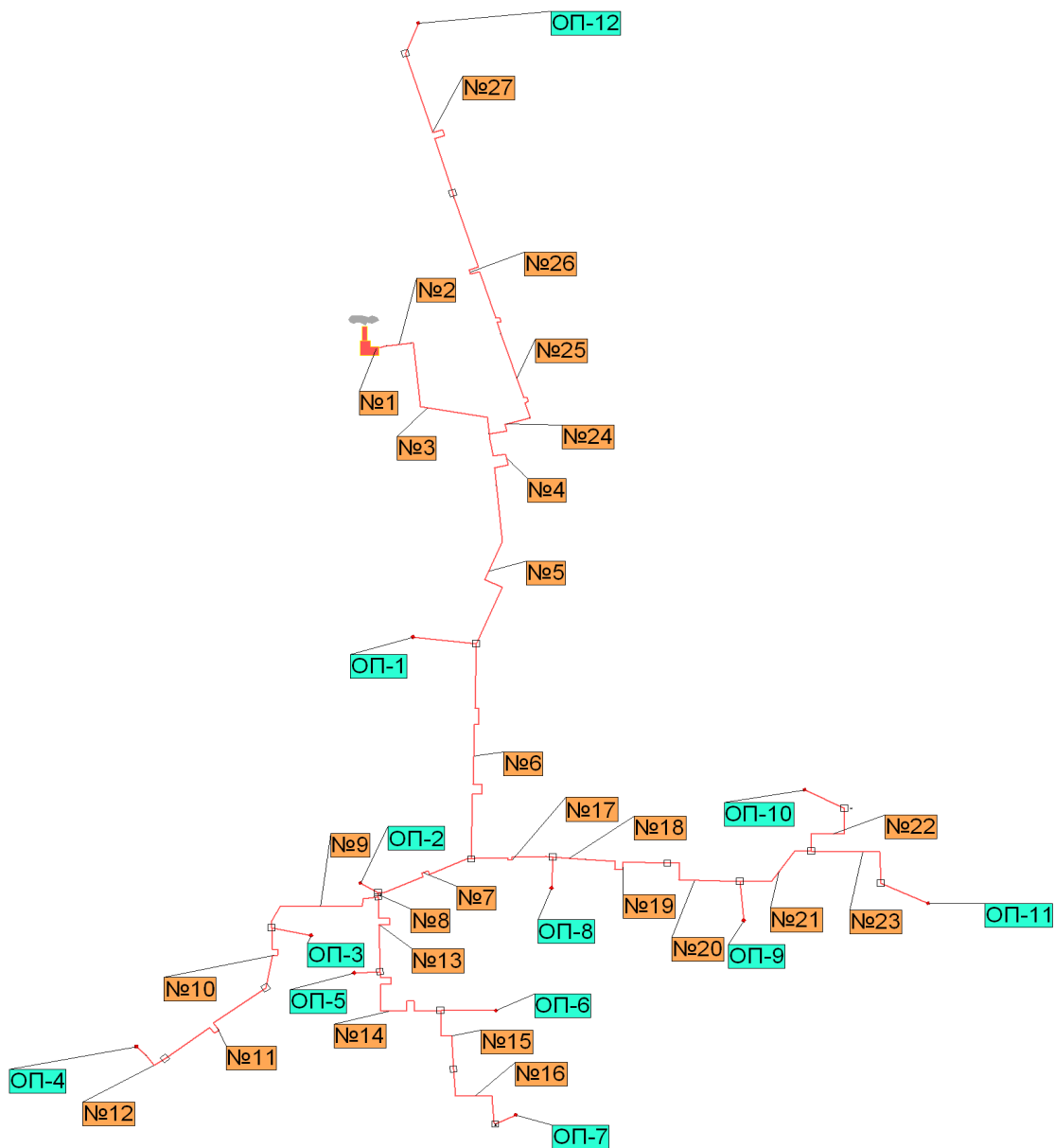


Рисунок 9-13 – Расчетная схема системы теплоснабжения котельной Медгородка

По имеющимся данным по отказам не удалось собрать достаточную статистику, поэтому интенсивности отказов участков сети определялись по зависимости (9.4) при начальной интенсивности отказов теплопроводов $\lambda^{\text{нач}} = 5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/км·ч.

Результаты расчёта

1. Результаты расчёта интенсивности отказов, параметра потока отказов, среднего

времени до восстановления, интенсивности восстановления и вероятности состояний сети, соответствующих отказу каждого из участков ТС, приведены в таблице 9-6. На рисунке 9-14 представлены результаты расчёта интенсивности отказов участков ТС.

Таблица 9-6 – Технические характеристики и показатели надежности участков ТС (Медгородок)

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
1	13,48	0,414	10	0,0000114	1,53672E-07	24,0	0,041655089	3,68806E-06
2	14,33	0,414	10	0,0000114	1,63362E-07	24,0	0,041657893	3,92035E-06
3	94,72	0,414	10	0,0000114	1,07981E-06	23,9	0,041924743	2,57482E-05
4	48,97	0,359	10	0,0000114	5,58258E-07	20,6	0,048465057	1,15154E-05
5	115,02	0,359	10	0,0000114	1,31123E-06	20,5	0,048714847	2,69084E-05
6	156,33	0,359	10	0,0000114	1,78216E-06	20,5	0,048872388	3,64548E-05
7	64,82	0,259	10	0,0000114	7,38948E-07	14,9	0,06724009	1,09864E-05
8	2,39	0,309	10	0,0000114	2,7246E-08	17,8	0,056252463	4,84209E-07
9	78,95	0,309	10	0,0000114	9,0003E-07	17,7	0,056578482	1,59029E-05
10	45,72	0,309	10	0,0000114	5,21208E-07	17,7	0,056436514	9,23256E-06
11	85,31	0,309	10	0,0000114	9,72534E-07	17,7	0,056605736	1,71757E-05
12	15,67	0,1	10	0,0000114	1,78638E-07	6,7	0,148211319	1,20494E-06
13	61,77	0,207	10	0,0000114	7,04178E-07	12,1	0,082955863	8,48607E-06
14	85,95	0,207	10	0,0000114	9,7983E-07	12,0	0,083093754	1,17884E-05
15	45,09	0,207	10	0,0000114	5,14026E-07	12,1	0,082861009	6,20163E-06
16	57,94	0,207	10	0,0000114	6,60516E-07	12,1	0,082934064	7,96199E-06
17	52,54	0,259	10	0,0000114	5,98956E-07	14,9	0,067180039	8,91304E-06
18	19,62	0,259	10	0,0000114	2,23668E-07	14,9	0,067019581	3,33636E-06
19	58,89	0,259	10	0,0000114	6,71346E-07	14,9	0,067211078	9,98566E-06
20	54,5	0,259	10	0,0000114	6,213E-07	14,9	0,067189616	9,24422E-06
21	53,11	0,259	10	0,0000114	6,05454E-07	14,9	0,067182824	9,00937E-06
22	48,27	0,207	10	0,0000114	5,50278E-07	12,1	0,082879076	6,63756E-06
23	60,94	0,259	10	0,0000114	6,94716E-07	14,9	0,067221105	1,03317E-05
24	30,43	0,15	10	0,0000114	3,46902E-07	9,1	0,109388836	3,17033E-06
25	61,39	0,207	10	0,0000114	6,99846E-07	12,1	0,0829537	8,43409E-06
26	108,27	0,207	10	0,0000114	1,23428E-06	12,0	0,083221445	1,48269E-05
27	107,7	0,207	10	0,0000114	1,22778E-06	12,0	0,083218179	1,47494E-05

Большие значения интенсивностей отказов большинства участков обусловлены дли-

тельным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене участков.

2. Учёт длины участков в значениях параметра потока отказов, выделяет участки с наибольшими вероятностями отказов: 3, 5, 6, 26, 27 (рисунок 9-15).

3. Значение стационарной вероятности рабочего состояния сети составляет 0,99970 (формула 9.8).

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС и рассчитанные по формуле (9.9), приведены на рисунке 9-16 и в таблице 9-6.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояние ТС с отказами вносят участки 3, 5, 6.

4. Расчет послеаварийных гидравлических режимов в данном случае проводить не требуется, так как данная сеть связана с сетью г. Озерска, и в случае любой аварии, путём открытия перемычек, у всех потребителей будет поддерживаться расчётный расход теплоносителя.

5. Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей (K_j) определяются в соответствии с (9.11), при этом для каждого потребителя в множество F_j включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

6. Для определения по формуле (9.12) величин P_j – вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха $t_{j,f}^{pав}$ (формулы (9.13) и (9.14)), при которых время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя.

Для расчёта $t_{j,f}^{pав}$ будем использовать следующие значения: коэффициент аккумуляции зданий $\beta=40$ ч, расчётная температура в здании $t^{BP}=20^\circ\text{C}$, минимально допустимая внутренняя температура $t_{min}^B=20^\circ\text{C}$.

Далее по формуле (9.15) рассчитаем продолжительности стояния этих температур $\tau_{j,f}^{pав}$ (правила и зависимости для их определения изложены в п. 9.2 порядка расчета).

7. Значения рассчитанных показателей надёжности теплоснабжения приведены в таблице 9-7.

8. Сопоставление полученных значений показателей надёжности с нормативными значениями показывает, что коэффициент готовности (K_j) и вероятность безотказного теплоснабжения (P_j) для всех потребителей намного выше нормативного значения (рисунок 9-17 – 9-18).

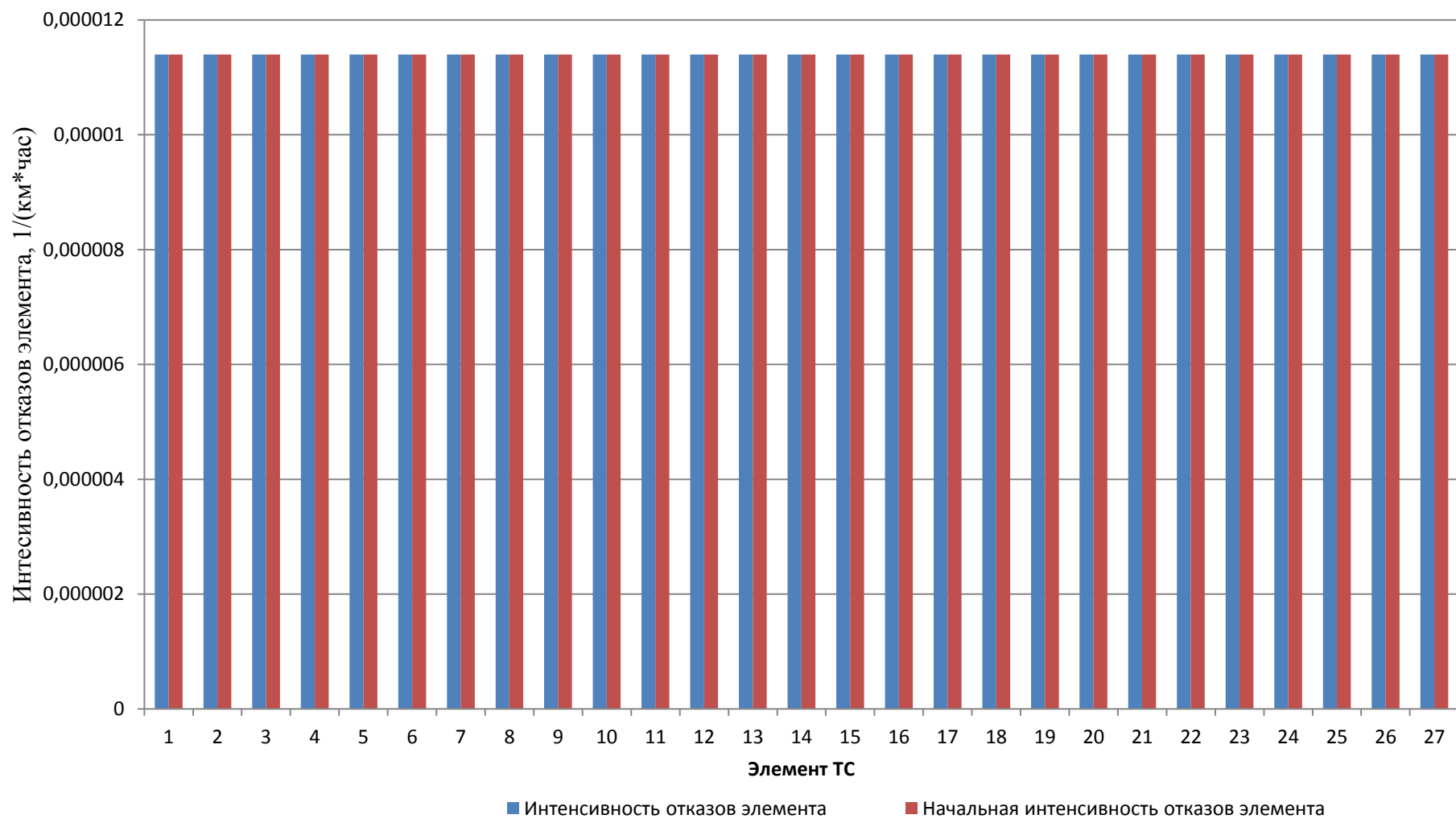


Рисунок 9-14 – Интенсивность отказов участков (Медгородок)

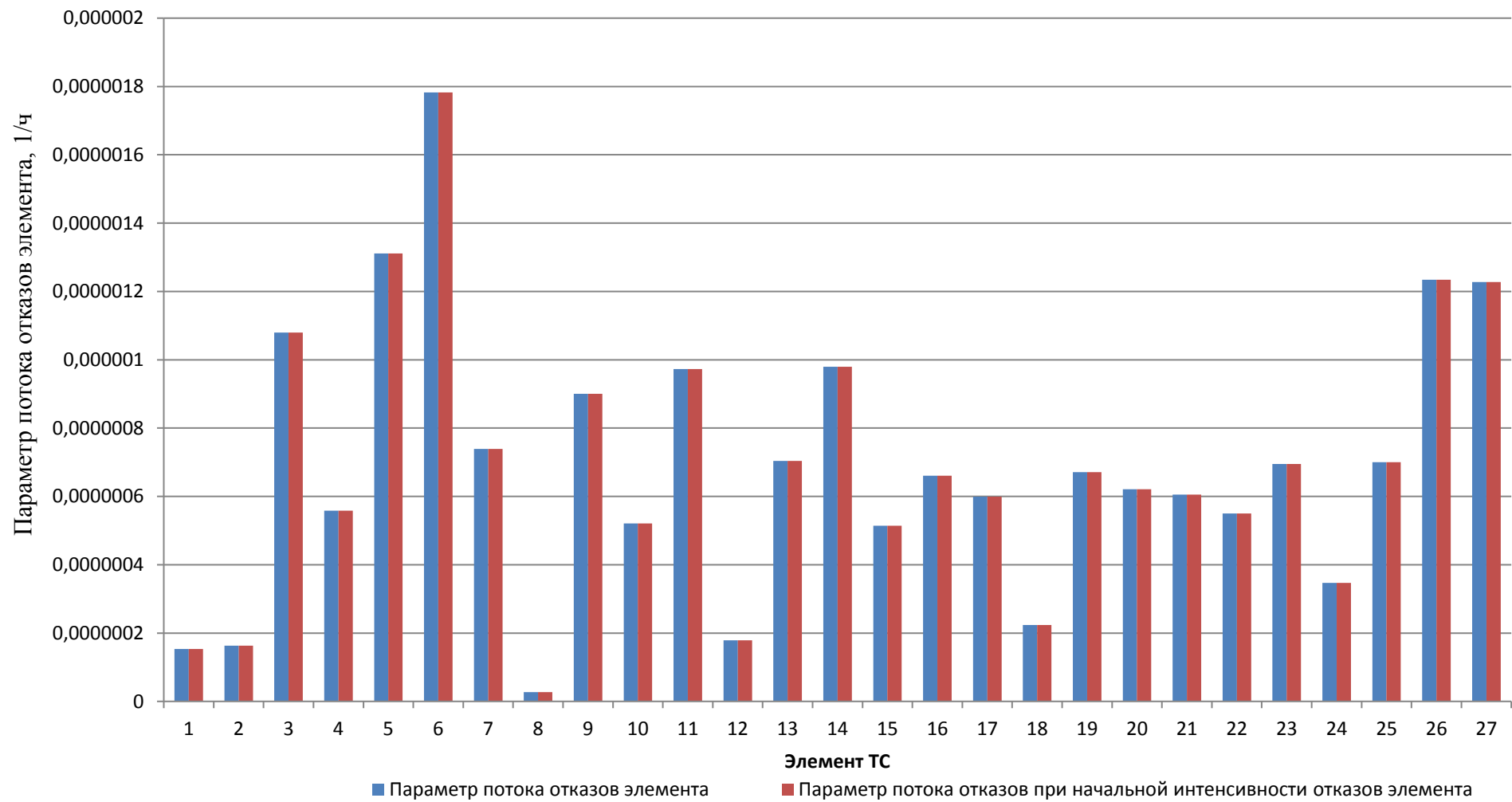


Рисунок 9-15 – Параметр потока отказов элемента ТС (Медгородок)

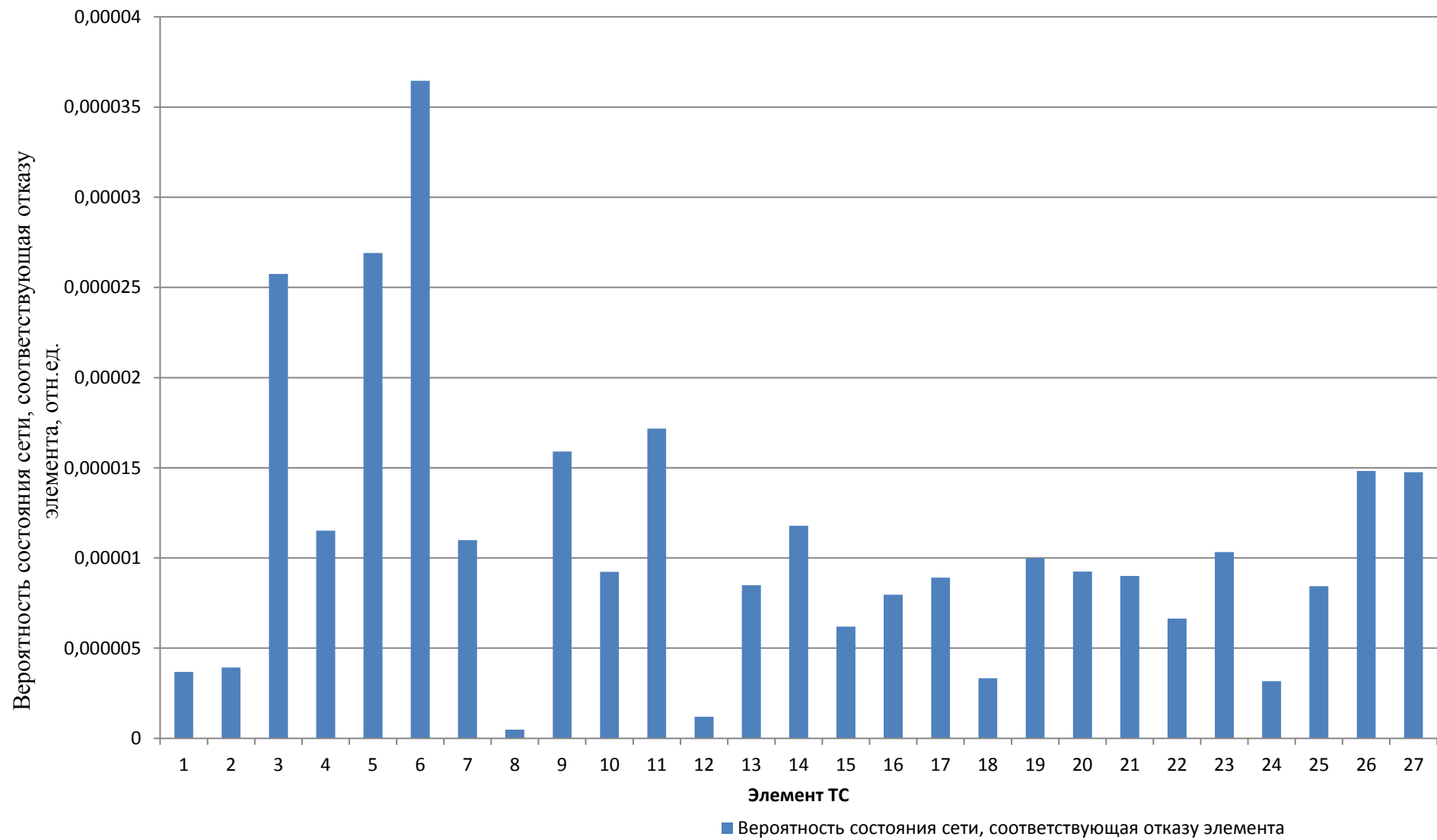


Рисунок 9-16 – Вероятности состояния ТС, соответствующие отказам её элементов (Медгородок)

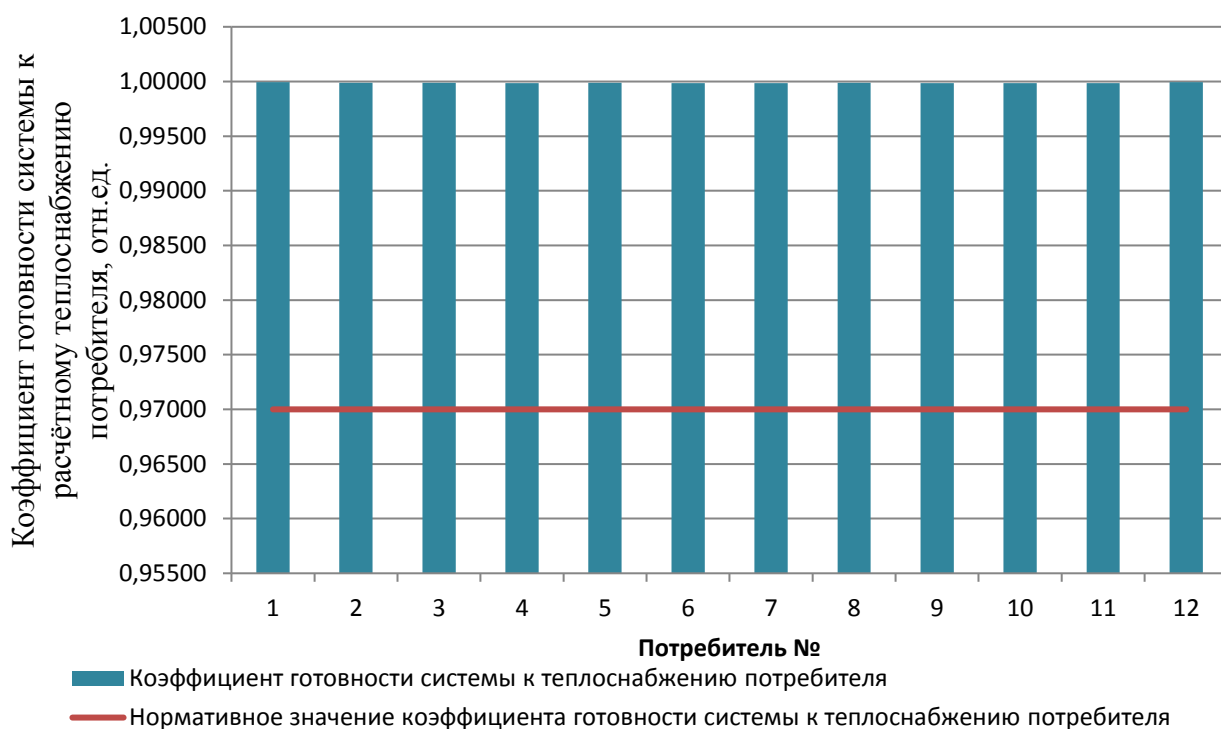


Рисунок 9-17 – Сопоставление коoeffициентов готовности (K_j) с нормативным значением (Медгородок)

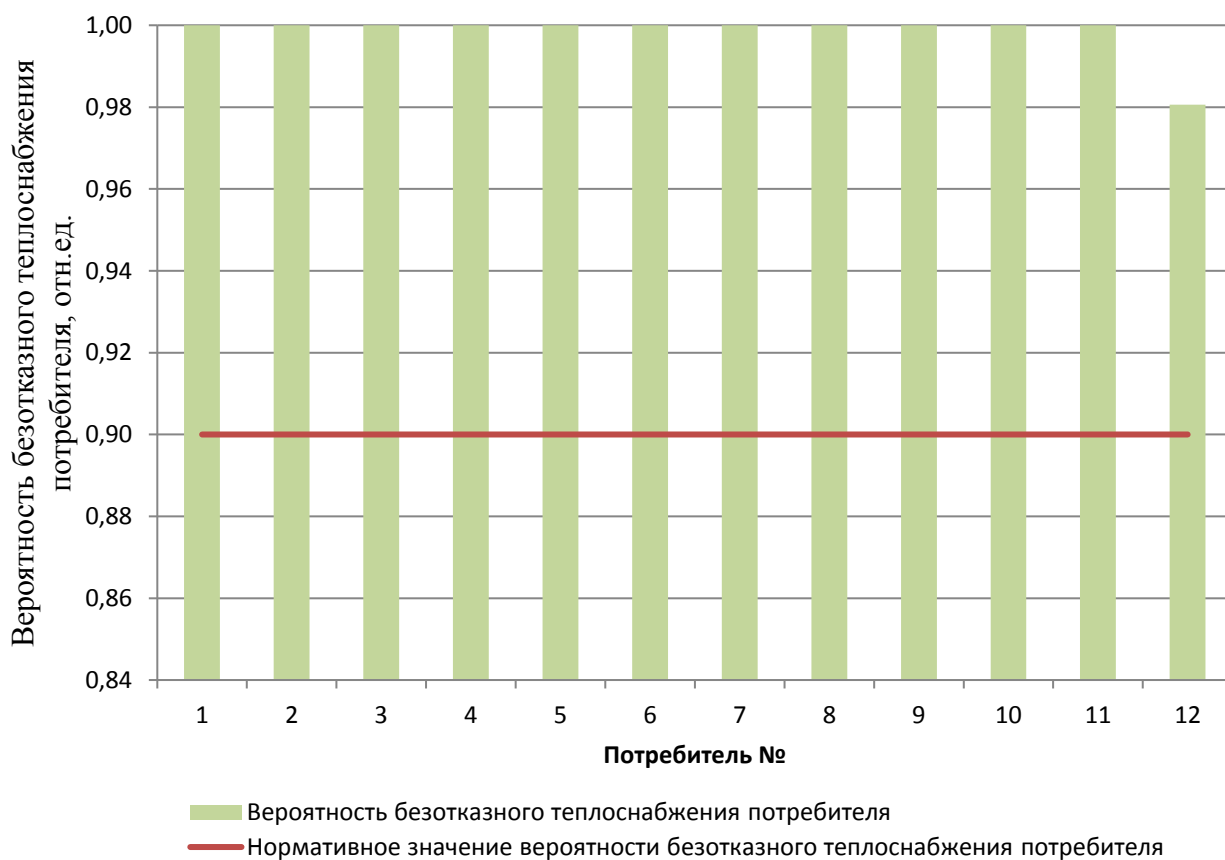


Рисунок 9-18 – Сопоставление вероятностей (P_j) с нормативным значением (Медгородок)

Таблица 9-7 – Показатели надежности теплоснабжения потребителей (Медгородок)

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
1	286,52	0,99993	1,00
2	507,67	0,99988	1,00
3	589,01	0,99986	1,00
4	735,71	0,99984	1,00
5	571,83	0,99987	1,00
6	657,78	0,99986	1,00
7	760,81	0,99985	1,00
8	495,39	0,99988	1,00
9	628,4	0,99986	1,00
10	729,78	0,999845	1,00
11	742,45	0,999841	1,00
12	430,32	0,9999	0,98

ТС п. Метлино

Система теплоснабжения котельной п. Метлино включает 18 участков и 10 потребителей (рисунок 9-19). Общая длина магистрали 1,750 км. Наиболее удалённым от ИТ является потребитель в узле 10 (1,325 км).

По имеющимся данным по отказам не удалось собрать достаточную статистику, поэтому интенсивности отказов участков сети определялись по зависимости (9.4) при начальной интенсивности отказов теплопроводов $\lambda^{\text{нач}} = 5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/км·ч.

Результаты расчёта

1. Результаты расчёта интенсивности отказов, параметра потока отказов, среднего времени до восстановления, интенсивности восстановления и вероятности состояний сети, соответствующих отказу каждого из участков ТС, приведены в таблице 9-8. На рисунке 9-20 представлены результаты расчёта интенсивности отказов участков ТС.

Большие значения интенсивностей отказов участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене участков.

2. Учёт длины участков в значениях параметра потока отказов, выделяет участки с наибольшими вероятностями отказов: 7, 15 (рисунок 9-21).

3. Значение стационарной вероятности рабочего состояния сети составляет 0,99945 (формула 8).

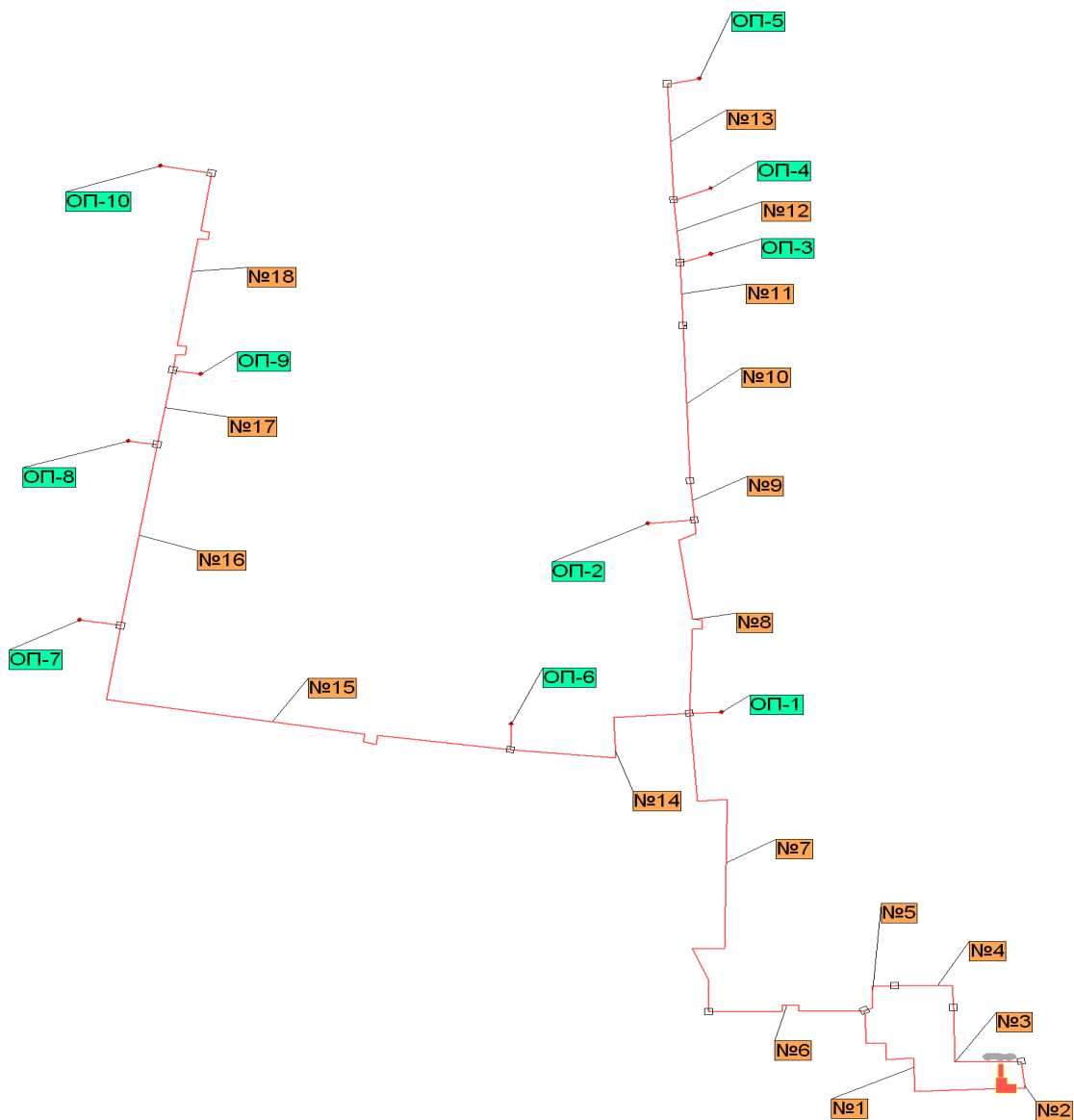


Рисунок 9-19 – Расчетная схема системы теплоснабжения котельной пос. Метлино

Таблица 9-8 – Технические характеристики и показатели надежности участков ТС (п. Метлино)

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
1	122,32	0,309	25	2,25652E-05	2,76017E-06	17,6	0,056764849	4,85981E-05
2	28,39	0,259	25	2,25652E-05	6,40625E-07	14,9	0,067062253	9,54747E-06
3	70,04	0,259	25	2,25652E-05	1,58046E-06	14,9	0,06726565	2,3483E-05
4	45,19	0,259	25	2,25652E-05	1,01972E-06	14,9	0,067144147	1,51787E-05
5	28,81	0,259	25	2,25652E-05	6,50102E-07	14,9	0,067064297	9,68842E-06
6	89,58	0,408	25	2,25652E-05	2,02139E-06	23,5	0,042556395	4,74731E-05
7	228,4	0,259	25	2,25652E-05	5,15388E-06	14,7	0,068050393	7,56949E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
8	141,1	0,259	25	2,25652E-05	3,18394E-06	14,8	0,067615533	4,70632E-05
9	25,56	0,207	25	2,25652E-05	5,76765E-07	12,1	0,082750223	6,96615E-06
10	101,11	0,207	25	2,25652E-05	2,28156E-06	12,0	0,08318044	2,74141E-05
11	41,08	0,207	25	2,25652E-05	9,26977E-07	12,1	0,082838238	1,11841E-05
12	41,12	0,207	25	2,25652E-05	9,27879E-07	12,1	0,082838465	1,1195E-05
13	75,53	0,207	25	2,25652E-05	1,70435E-06	12,0	0,083034276	2,05146E-05
14	120,74	0,207	25	2,25652E-05	2,72452E-06	12,0	0,083292956	3,26922E-05
15	273,9	0,207	25	2,25652E-05	6,1806E-06	11,9	0,084181405	7,33799E-05
16	119,28	0,207	25	2,25652E-05	2,69157E-06	12,0	0,083284577	3,23001E-05
17	49,06	0,207	25	2,25652E-05	1,10705E-06	12,1	0,082883566	1,33494E-05
18	149,16	0,207	25	2,25652E-05	3,36582E-06	12,0	0,083456394	4,03083E-05

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС и рассчитанные по формуле (9), приведены на рисунке 9-12 и в таблице 9-8.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояние ТС с отказами вносят участки 7, 15.

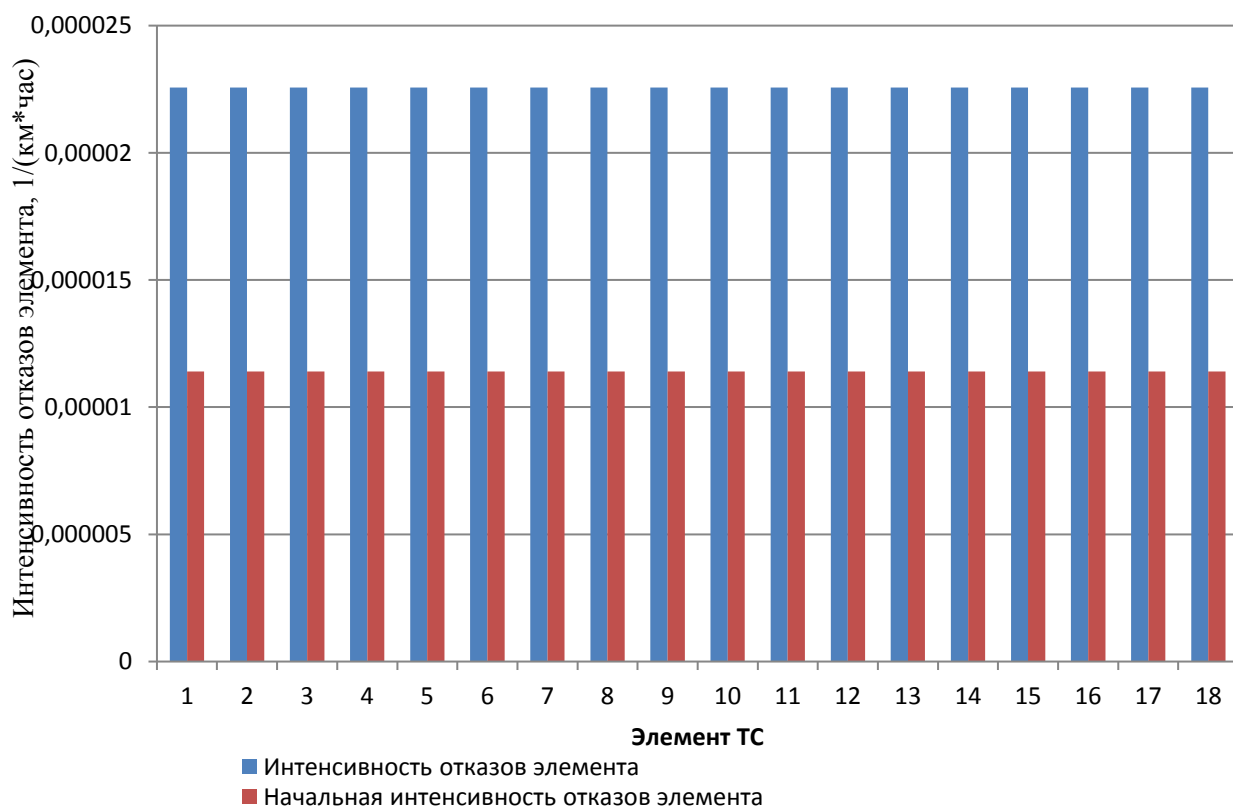


Рисунок 9-20 – Интенсивность отказов элементов ТС (п. Метлино)

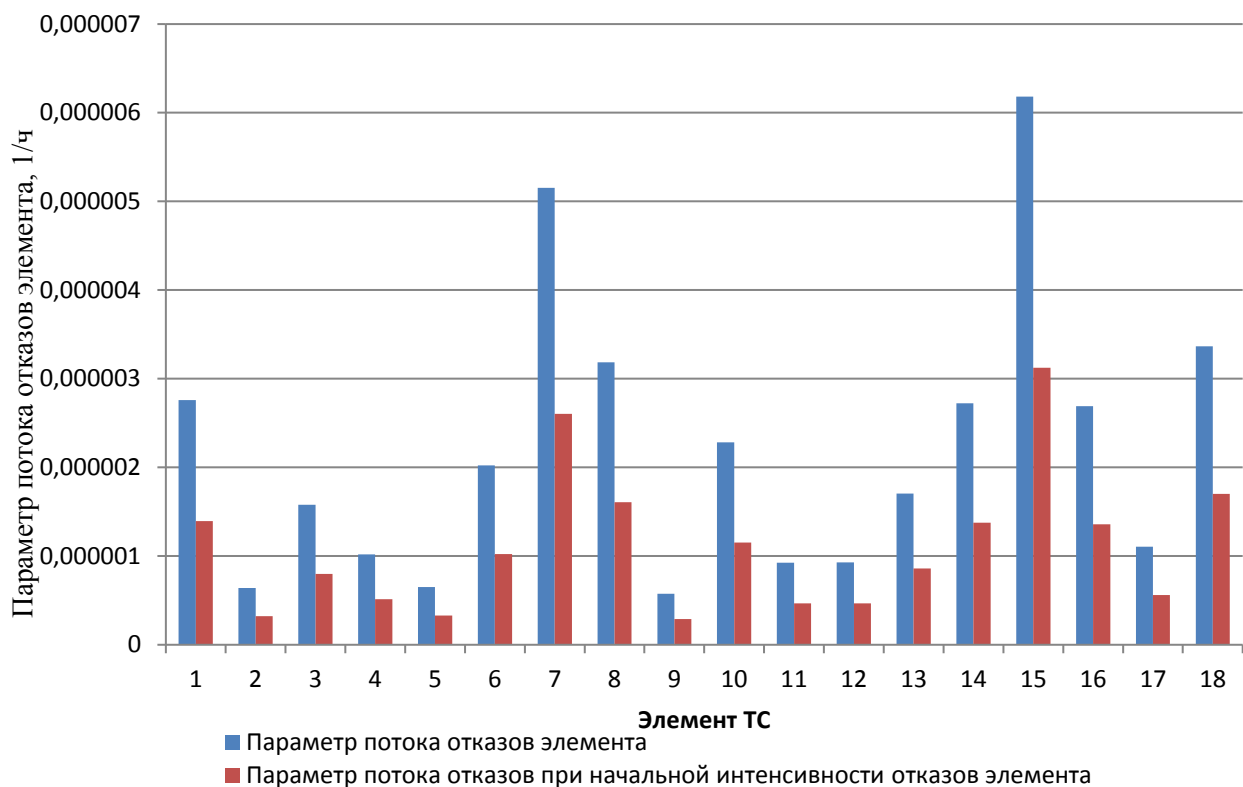


Рисунок 9-21 – Параметр потока отказов элементов ТС (п. Метлино)

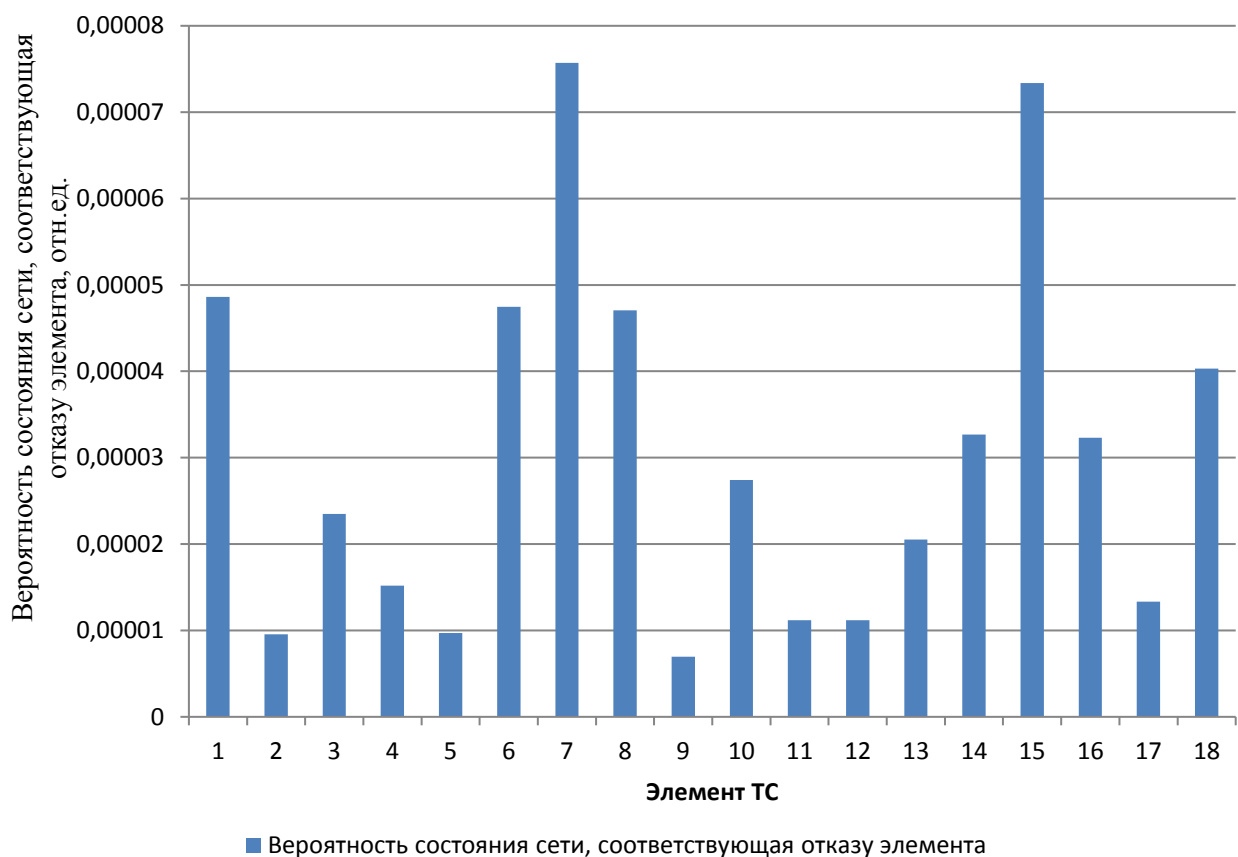


Рисунок 9-22 – Вероятности состояния ТС, соответствующие отказам её элементов (п. Метлино)

4. Расчет послеаварийных гидравлических режимов в данном случае проводить не требуется, так как рассматриваемая ТС не имеет кольцевой части. В этом случае очевидно, что при выходе из строя одного из элементов ТС полностью прекращается теплоснабжение потребителей, путь снабжения которых разрывается, а теплоснабжение остальных потребителей не нарушается.

5. Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей (K_j) определяются в соответствии с (9.11), при этом для каждого потребителя во множество F_j включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

6. Для определения по формуле (9.12) величин P_j – вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха $t_{j,f}^{pав}$ (формулы (9.13) и (9.14)), при которых время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя. В формулах (9.13) и (9.14) учитываются относительные расходы тепла у потребителей при отказе элементов, полученные из гидравлических расчётов.

Для расчёта $t_{j,f}^{pав}$ будем использовать следующие значения: коэффициент аккумуляции зданий $\beta=40$ ч, расчётная температура в здании $t^{BP}=20^\circ\text{C}$, минимально допустимая внутренняя температура $t_{min}^B=20^\circ\text{C}$.

Далее по формуле (9.15) рассчитаем продолжительности стояния этих температур $\tau_{j,f}^{pав}$ (правила и зависимости для их определения изложены в п. 9.2 порядка расчета).

7. Значения рассчитанных показателей надёжности теплоснабжения приведены в таблице 9-9.

Таблица 9-9 – Показатели надёжности теплоснабжения потребителей (п. Метлино)

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя
j	м	-	-
1	612,73	0,99977	0,98
2	753,83	0,99972	0,97
3	921,58	0,99968	0,97
4	962,7	0,99967	0,96
5	1038,23	0,99965	0,96
6	733,47	0,99974	0,98
7	1007,37	0,99966	0,97
8	1126,65	0,99963	0,96
9	1175,71	0,99962	0,96
10	1324,87	0,99958	0,95

8. Сопоставление полученных значений показателей надёжности с нормативными значениями показывает, что коэффициент готовности (K_j) и вероятность безотказного теплоснабжения (P_j) для всех потребителей намного выше нормативного значения (рисунок 9-23, 9-24).

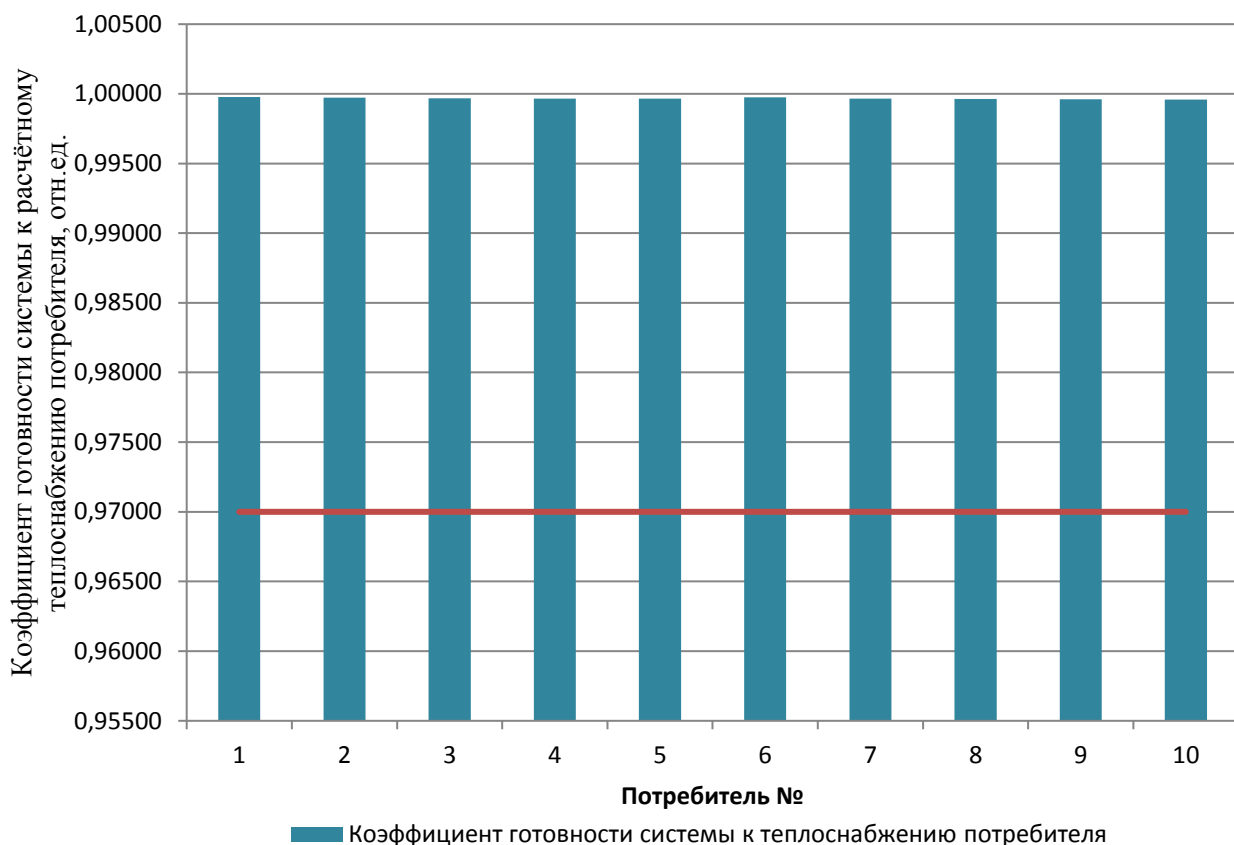


Рисунок 9-23 – Сопоставление коэффициентов готовности (K_j) с нормативным значением (п. Метлино)

ТС п. Новогорный

Система теплоснабжения п. Новогорный включает 66 участка и 39 потребителей (рисунок 9-25). Общая длина магистрали 9,459 км. Наиболее удалённым от ИТ является потребитель в узле 36 (3,470 км).

По имеющимся данным по отказам не удалось собрать достаточную статистику, поэтому интенсивности отказов участков сети определялись по зависимости (9.4) при начальной интенсивности отказов теплопроводов $\lambda^{\text{нач}} = 5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/км} \cdot \text{ч}$.

Результаты расчёта

1. Результаты расчёта интенсивности отказов, параметра потока отказов, среднего времени до восстановления, интенсивности восстановления и вероятности состояний сети, соответствующих отказу каждого из участков ТС, приведены в таблице 9-10. На рисунке 9-26 представлены результаты расчёта интенсивности отказов участков ТС.

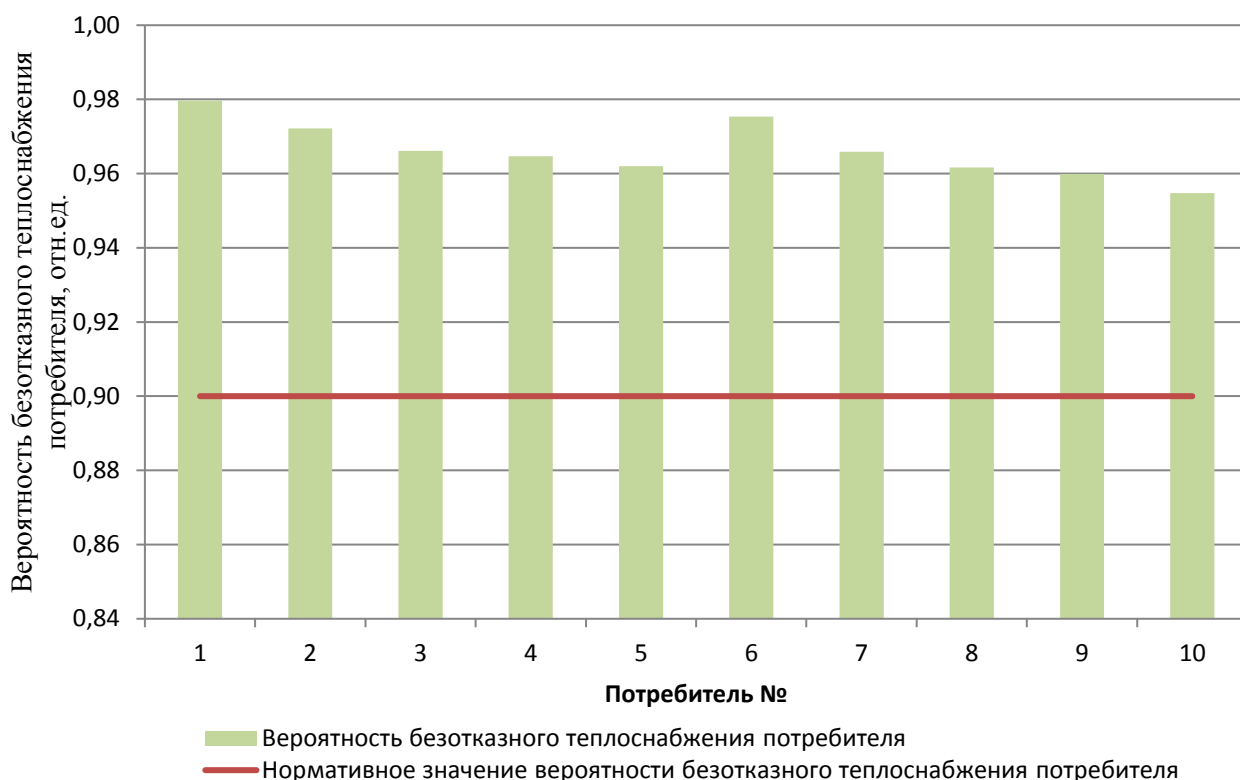


Рисунок 9-24 – Сопоставление вероятностей (P_i) с нормативным значением (п. Метлино)

Таблица 9-10 – Технические характеристики и показатели надежности участков ТС (п. Новогорный)

№ участка	Длина участка	d _{вн}	τ _{экспл}	λ	ω	z ^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	p _f
1	196,7	0,515	25	2,32344E-05	4,5702E-06	29,9	0,033477066	0,000135989
2	86,43	0,515	25	2,32344E-05	2,00815E-06	30,1	0,033174599	6,02986E-05
3	292,94	0,515	25	2,32344E-05	6,80628E-06	29,6	0,033745592	0,000200914
4	229,65	0,515	25	2,32344E-05	5,33578E-06	29,8	0,033568519	0,000158337
5	166,88	0,515	25	2,32344E-05	3,87735E-06	29,9	0,033394728	0,000115658
6	365,3	0,515	25	2,32344E-05	8,48752E-06	29,5	0,033950343	0,000249031
7	114,33	0,515	25	2,32344E-05	2,65639E-06	30,1	0,03325061	7,95809E-05
8	14,18	0,408	25	2,32344E-05	3,29464E-07	23,6	0,042302884	7,75808E-06
9	8	0,408	25	2,32344E-05	1,85875E-07	23,7	0,042282239	4,37905E-06
10	78,54	0,408	25	2,32344E-05	1,82483E-06	23,5	0,042519086	4,27519E-05
11	70,04	0,309	25	2,32344E-05	1,62734E-06	17,7	0,056540346	2,86705E-05
12	466,12	0,309	25	2,32344E-05	1,083E-05	17,2	0,058286812	0,000185087
13	125,06	0,309	25	2,32344E-05	2,90569E-06	17,6	0,056776665	5,09796E-05
14	127,12	0,309	25	2,32344E-05	2,95355E-06	17,6	0,056785551	5,18113E-05
15	11	0,207	25	2,32344E-05	2,55578E-07	12,1	0,082667823	3,07967E-06

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
16	11,96	0,207	25	2,32344E-05	2,77883E-07	12,1	0,082673251	3,34822E-06
17	72,57	0,207	25	2,32344E-05	1,68612E-06	12,0	0,083017395	2,02319E-05
18	18,07	0,207	25	2,32344E-05	4,19845E-07	12,1	0,082707814	5,05661E-06
19	63,55	0,207	25	2,32344E-05	1,47655E-06	12,1	0,082965998	1,77282E-05
20	31,44	0,207	25	2,32344E-05	7,30489E-07	12,1	0,082783547	8,78996E-06
21	194,24	0,207	25	2,32344E-05	4,51305E-06	11,9	0,083716962	5,36999E-05
22	50,32	0,207	25	2,32344E-05	1,16915E-06	12,1	0,082890727	1,40502E-05
23	426,55	0,207	25	2,32344E-05	9,91063E-06	11,8	0,085085957	0,000116027
24	176	0,207	25	2,32344E-05	4,08925E-06	12,0	0,083611337	4,87187E-05
25	111,3	0,207	25	2,32344E-05	2,58599E-06	12,0	0,083238809	3,09469E-05
26	16,24	0,359	25	2,32344E-05	3,77326E-07	20,7	0,048342225	7,77513E-06
27	283,3	0,359	25	2,32344E-05	6,5823E-06	20,3	0,049363045	0,000132829
28	765,24	0,309	25	2,32344E-05	1,77799E-05	16,8	0,059678961	0,000296773
29	511,04	0,309	25	2,32344E-05	1,18737E-05	17,1	0,058491718	0,000202213
30	115,56	0,309	25	2,32344E-05	2,68497E-06	17,6	0,05673572	4,7141E-05
31	438,76	0,309	25	2,32344E-05	1,01943E-05	17,2	0,05816271	0,000174594
32	20,06	0,309	25	2,32344E-05	4,66082E-07	17,8	0,056327374	8,24251E-06
33	124,43	0,309	25	2,32344E-05	2,89105E-06	17,6	0,056773947	5,07252E-05
34	17,53	0,309	25	2,32344E-05	4,07299E-07	17,8	0,056316636	7,20433E-06
35	84,6	0,309	25	2,32344E-05	1,96563E-06	17,7	0,056602692	3,45925E-05
36	7,25	0,515	25	2,32344E-05	1,68449E-07	30,3	0,032960761	5,09083E-06
37	24	0,259	25	2,32344E-05	5,57625E-07	14,9	0,067040886	8,28552E-06
38	142	0,259	25	2,32344E-05	3,29928E-06	14,8	0,067619987	4,86028E-05
39	56,65	0,259	25	2,32344E-05	1,31623E-06	14,9	0,067200125	1,95109E-05
40	68,92	0,259	25	2,32344E-05	1,60131E-06	14,9	0,067260164	2,37157E-05
41	134,11	0,259	25	2,32344E-05	3,11596E-06	14,8	0,067580954	4,59288E-05
42	53,23	0,259	25	2,32344E-05	1,23677E-06	14,9	0,06718341	1,83376E-05
43	127,7	0,259	25	2,32344E-05	2,96703E-06	14,8	0,067549276	4,37541E-05
44	83,06	0,259	25	2,32344E-05	1,92985E-06	14,9	0,067329486	2,85519E-05
45	47,2	0,259	25	2,32344E-05	1,09666E-06	14,9	0,067153958	1,62674E-05
46	75	0,259	25	2,32344E-05	1,74258E-06	14,9	0,067289954	2,57964E-05
47	89,74	0,259	25	2,32344E-05	2,08505E-06	14,8	0,067362285	3,08331E-05
48	42,63	0,259	25	2,32344E-05	9,90482E-07	14,9	0,067131655	1,46973E-05
49	4,58	0,259	25	2,32344E-05	1,06413E-07	14,9	0,066946529	1,58338E-06
50	100,93	0,259	25	2,32344E-05	2,34505E-06	14,8	0,067417299	3,46495E-05
51	122,92	0,259	25	2,32344E-05	2,85597E-06	14,8	0,067525673	4,2131E-05
52	63,07	0,259	25	2,32344E-05	1,46539E-06	14,9	0,067231526	2,17119E-05

№ участка	Длина участка	$d_{вн}$	$\tau_{экспл}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км·ч)	1/ч	ч	1/ч	P_f
53	55,54	0,259	25	2,32344E-05	1,29044E-06	14,9	0,067194699	1,91302E-05
54	70,33	0,259	25	2,32344E-05	1,63407E-06	14,9	0,06726707	2,41984E-05
55	46,48	0,259	25	2,32344E-05	1,07993E-06	14,9	0,067150443	1,60201E-05
56	13,33	0,259	25	2,32344E-05	3,09714E-07	14,9	0,06698901	4,60548E-06
57	66,76	0,259	25	2,32344E-05	1,55113E-06	14,9	0,067249587	2,2976E-05
58	28,18	0,259	25	2,32344E-05	6,54745E-07	14,9	0,06706123	9,72563E-06
59	11,93	0,259	25	2,32344E-05	2,77186E-07	14,9	0,066982209	4,1222E-06
60	9,72	0,259	25	2,32344E-05	2,25838E-07	14,9	0,066971477	3,35911E-06
61	1089,11	0,259	25	2,32344E-05	2,53048E-05	13,8	0,072657473	0,000346928
62	252,48	0,259	25	2,32344E-05	5,86622E-06	14,7	0,068171326	8,57183E-05
63	378,19	0,259	25	2,32344E-05	8,78701E-06	14,5	0,068809706	0,000127206
64	35,62	0,309	25	2,32344E-05	8,27609E-07	17,7	0,056393505	1,46188E-05
65	243,68	0,309	25	2,32344E-05	5,66175E-06	17,5	0,057292935	9,8439E-05
66	29,4	0,15	25	2,32344E-05	6,83091E-07	9,1	0,109381908	6,22085E-06

Большие значения интенсивностей отказов участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене участков.

2. Учёт длины участков в значениях параметра потока отказов, выделяет участки с наибольшими вероятностями отказов: 28, 29, 61 (рисунок 9-27).

3. Значение стационарной вероятности рабочего состояния сети составляет 0,99613 (формула 9.8).

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС и рассчитанные по формуле (9.9), приведены на рисунке 9-28 и в таблице 9-10.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояние ТС с отказами вносят участки 6, 28, 61.

4. В случае аварии в тепловых сетях, происходит перераспределение потоков, открывают задвижки на перемычках. Проведя гидравлические расчёты при авариях в программном пакете Zulu, были получены расходы теплоносителя у потребителей относительно расчётного уровня. В тупиковых ответвлениях, при аварии на участке, отключается теплоснабжения всех потребителей, находящихся за этим участком.

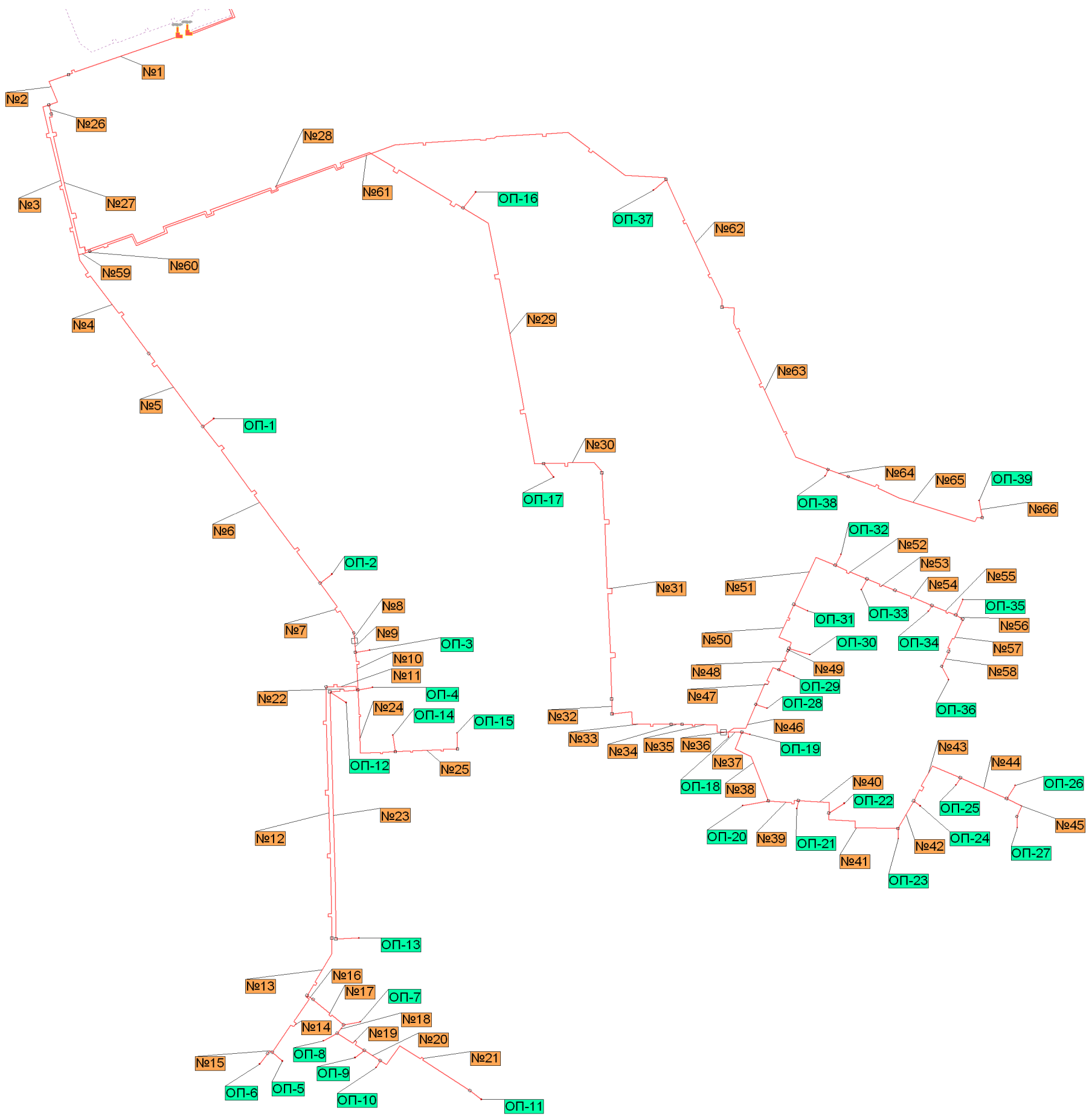


Рисунок 9-25 – Расчетная схема системы теплоснабжения пос. Новогорный

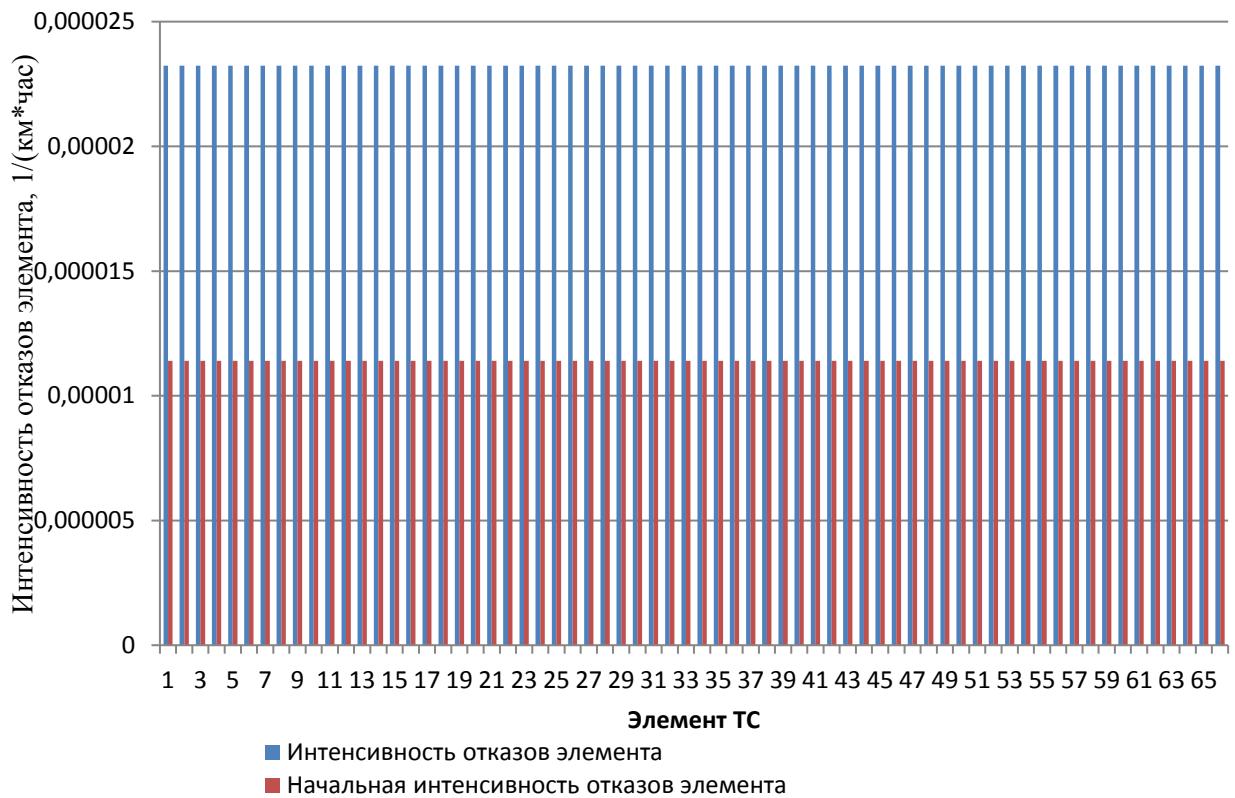


Рисунок 9-26 – Интенсивность отказов элементов ТС (п. Новогорный)

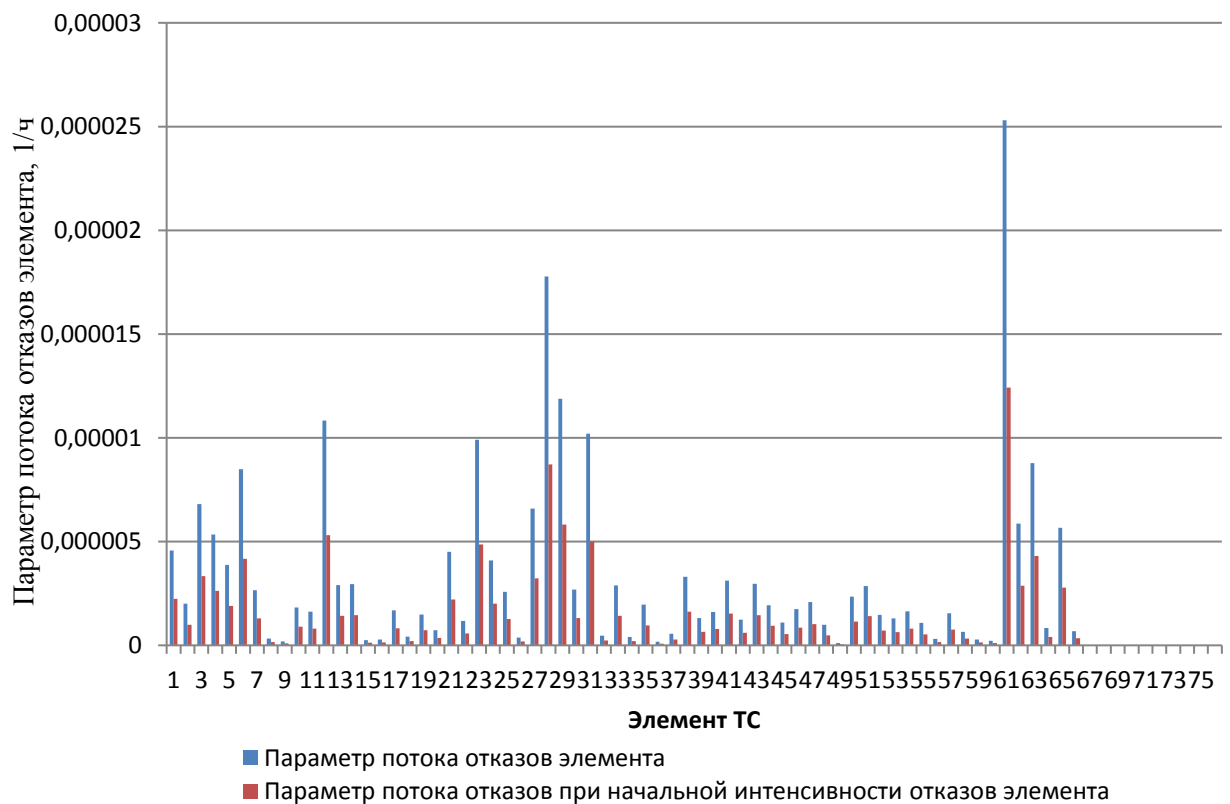


Рисунок 9-27 – Параметр потока отказов элементов ТС (п. Новогорный)

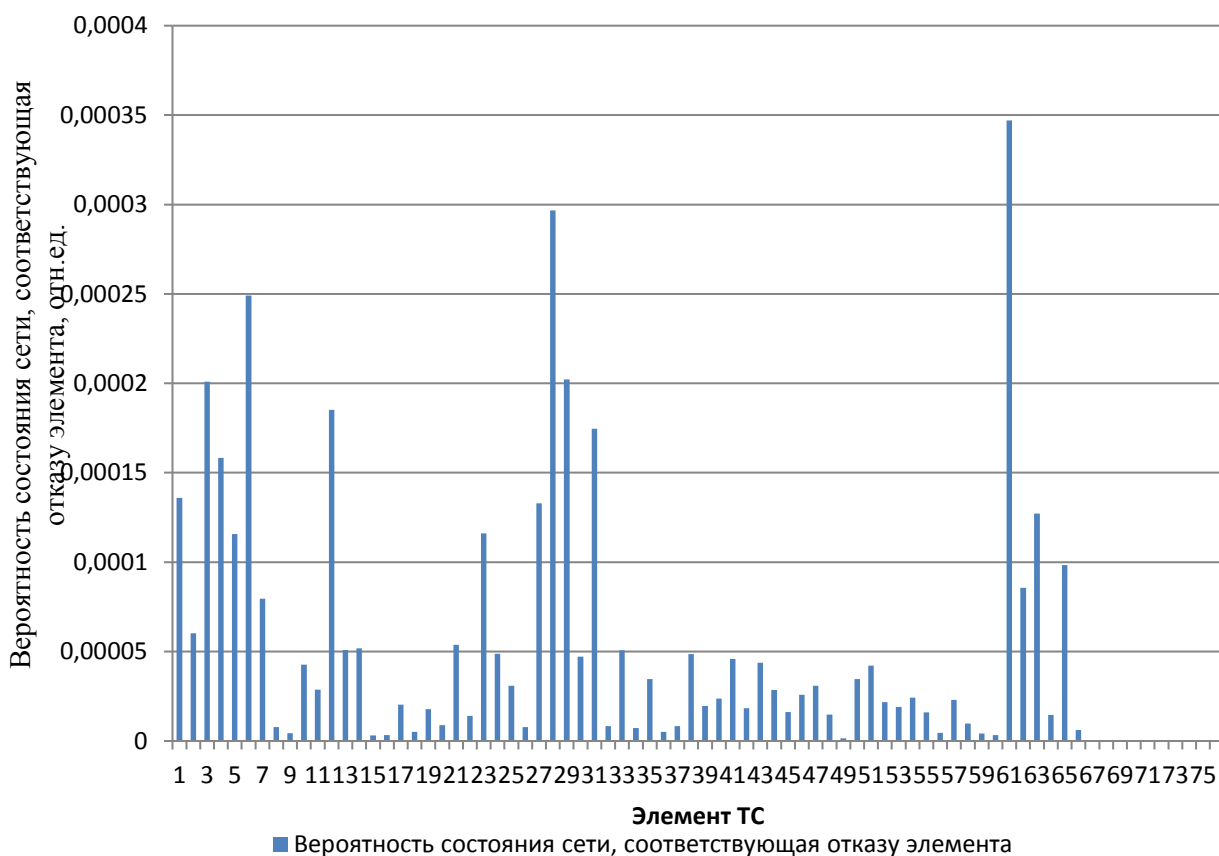


Рисунок 9-28 – Вероятности состояния ТС, соответствующие отказам её элементов (п. Новогорный)

5. Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей (K_j) определяются в соответствии с (9.11), при этом для каждого потребителя во множество F_j включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

6. Для определения по формуле (9.12) величин P_j – вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха $t_{j,f}^{pав}$ (формулы (9.13) и (9.14)), при которых время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя. В формулах (9.13) и (9.14) учитываются относительные расходы тепла у потребителей при отказе элементов, полученные из гидравлических расчётов.

Для расчёта $t_{j,f}^{pав}$ будем использовать следующие значения: коэффициент аккумуляции зданий $\beta=40$ ч, расчётная температура в здании $t^{BP}=20^\circ\text{C}$, минимально допустимая внутренняя температура $t_{min}^B=20^\circ\text{C}$.

Далее по формуле (9.15) рассчитаем продолжительности стояния этих температур $\tau_{j,f}^{pав}$ (правила и зависимости для их определения изложены в п. 9.2 порядка расчета).

7. Значения рассчитанных показателей надёжности теплоснабжения приведены в таблице 9-11.

8. Сопоставление полученных значений показателей надёжности с нормативными значениями показывает, что коэффициент готовности (K_j) и вероятность безотказного теплоснабжения (P_j) для всех потребителей намного выше нормативного значения (рисунок 9-29 – 9-30).

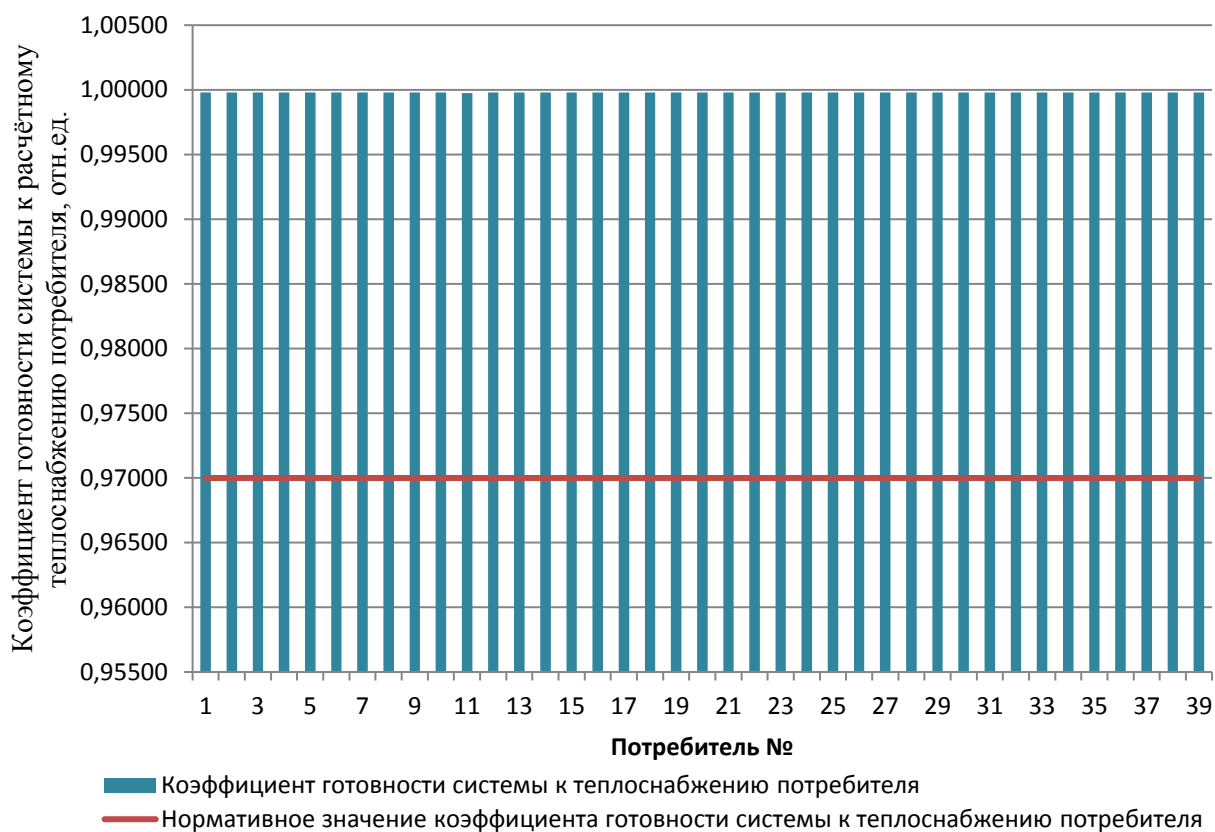


Рисунок 9-29 – Сопоставление коэффициентов готовности (K_j) с нормативным значением (п. Новогорный)

Таблица 9-11 – Показатели надёжности теплоснабжения потребителей (п. Новогорный)

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
j	м	-	-
1	972,6	0,99980	0,969
2	1337,9	0,99980	0,969
3	1474,4	0,99980	0,969
4	1553,0	0,99980	0,969
5	2341,3	0,99980	0,969
6	2352,3	0,99980	0,969
7	2298,7	0,99980	0,969
8	2316,8	0,99980	0,969
9	2380,3	0,99980	0,969
10	2411,8	0,99980	0,969

№ потребителя	Расстояние до источника	Коэффициент готовности	Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя
11	2606,0	0,99975	0,962
12	1603,3	0,99980	0,969
13	2029,8	0,99980	0,969
14	1729,0	0,99980	0,969
15	1840,3	0,99980	0,969
16	1347,9	0,99980	0,969
17	1859,0	0,99980	0,969
18	2667,1	0,99980	0,969
19	2691,1	0,99980	0,969
20	2833,1	0,99980	0,969
21	2889,8	0,99980	0,969
22	2958,7	0,99980	0,969
23	3092,8	0,99980	0,969
24	3146,1	0,99980	0,969
25	3273,8	0,99980	0,969
26	3356,8	0,99980	0,969
27	3404,0	0,99979	0,967
28	2766,1	0,99980	0,969
29	2855,9	0,99980	0,969
30	2903,1	0,99980	0,969
31	3004,0	0,99980	0,969
32	3126,9	0,99980	0,969
33	3190,0	0,99980	0,969
34	3315,9	0,99980	0,969
35	3362,4	0,99980	0,969
36	3470,6	0,99980	0,969
37	1686,8	0,99980	0,969
38	2317,5	0,99980	0,969
39	2626,2	0,99980	0,969

9.4. Анализ результатов расчета

Проанализировав результаты расчёта надёжности теплоснабжения потребителей от АТЭЦ, котельной Медгородка, котельной п. Метилино получены следующие итоги:

- Возраст большинства трубопроводов превышает 25 лет, соответственно, необходима разработка инвестиционной программы по замене трубопроводов.

- Для потребителей поселка №2 г. Озерск вероятность безотказного теплоснабжения

ниже 0,9 вследствие недостаточного резервирования на соответствующих участках тепловых сетей. Также желательно зарезервировать магистраль идущую в микрорайон №15, т.к. надёжность теплоснабжения этих потребителей незначительно превышает нормативную.

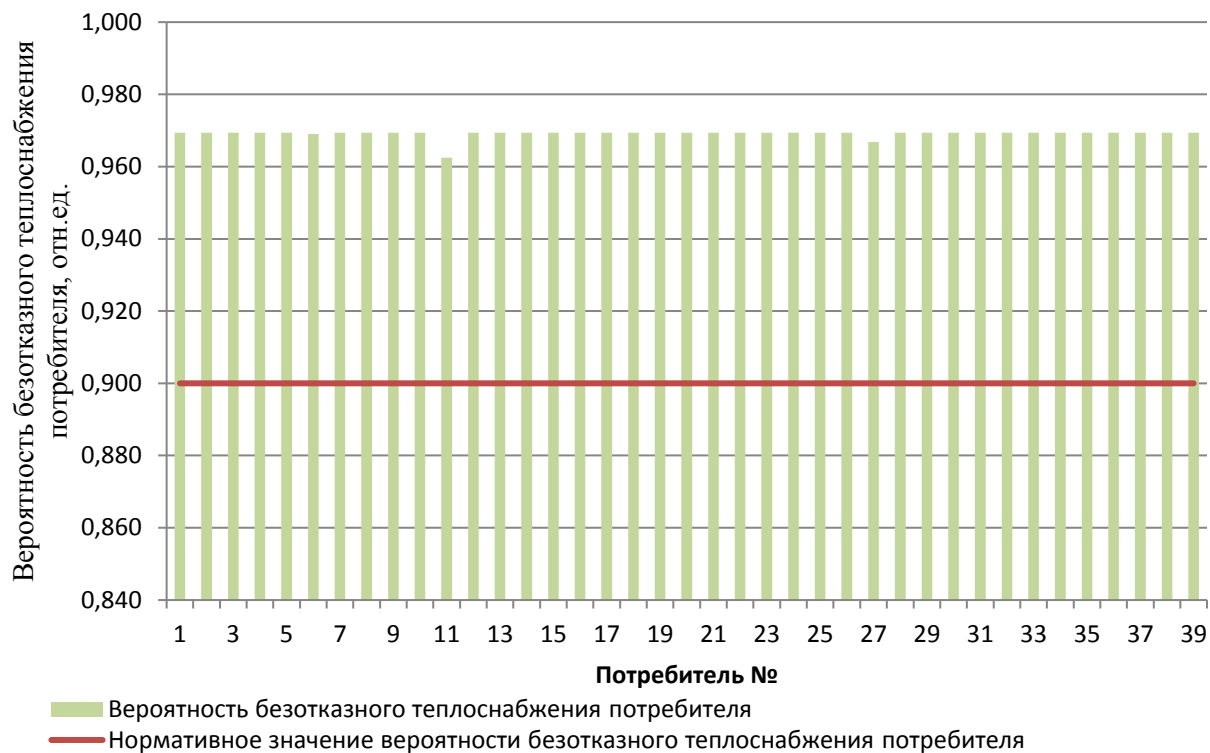


Рисунок 9-30 – Сопоставление вероятностей (P_j) с нормативным значением (п. Новогорный)

10. ТЕХНИКО-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:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) 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;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;

ж) о порядке выполнения технологических, технических 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.

10.1. Технико-экономические показатели ФГУП «ПО «Маяк»

ФГУП «ПО «Маяк» осуществляет передачу тепловой энергии от Аргаяшской ТЭЦ, выработку тепловой энергии с паром от производственно-отопительной паровой котельной, выработку тепловой энергии с ГВ от отопительной пиковой водогрейной котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ФГУП «ПО «Маяк» представлена в таблице ниже.

Таблица 10-1 – Основные показатели деятельности ФГУП «ПО «Маяк» Озерского городского округа по передаче тепловой энергии ММПКХ на долгосрочный период регулирования 2019 – 2023гг.

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Необходимая валовая выручка, тыс. руб.	131 771	136 150	140 776	145 566	150 463
Объем полезного отпуска тепловой энергии, Гкал	895 708	899 950	899 950	899 950	899 950
Одноставочный тариф, руб./Гкал	147.11	151.29	156.43	161.75	167.19

10.2. Технико-экономические показатели ММПКХ

Основными видами деятельности ММПКХ являются передача тепловой энергии с ГВ и паром от ФГУП ПО Маяк, передача тепловой энергии от Аргаяшской ТЭЦ АО «РИР», производство и передача тепловой энергии от модульной котельной и котельной пос. Метлино.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ММПКХ представлена в таблице 10-2.

Таблица 10-2 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ММПКХ

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Вид регулируемой деятельности	х	производство (некомбинированная выработка) + передача+сбыт
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	690 026,90
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	731 048,60
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	586 605,70
3.2	Расходы на топливо	тыс.руб.	3,32
3.2.1	газ природный по регулируемой цене	тыс.руб.	26 503,40
	Стоимость	тыс.руб.	3,32
	Объем	тыс. м3	7 975,40
	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	5 411,07
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	1 880,9000
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	2 518,43
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	549,99
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	18 341,10
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	5 482,78
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	5 413,37
3.9	Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	9,00
3.10	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	91 332,34
3.10.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5 161,86
3.10.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 557,10

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
3.11	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	9 231,69
3.11.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	6 244,11
3.11.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 837,02
3.12	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	3 829,71
3.12.1	Справочная: расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	1 384,57
3.12.2	Справочная: расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	2 445,14
3.13	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	2 320,10
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс.руб.	-41 021,70
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	-41 021,70
5.1	чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.	804,77
6.1	за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	804,77
6.1.1	Справочная: стоимость введенных в эксплуатацию основных фондов	тыс.руб.	837,16
6.1.2	Справочная: стоимость выведенных из эксплуатацию основных фондов	тыс.руб.	32,39
6.1.3	Справочная: стоимость основных фондов на начало отчетного периода	тыс.руб.	484 522,69
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	54,00
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	31,40
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	55,5700
9.1	Справочная: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	1,2700
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	1 073,4800
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	942,9400
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	328,5000
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	614,4400
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	16,37
13	Справочная: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	92,4200
14	Справочная: потери тепла через утечки	тыс.Гкал	92,4200
15	Справочная: потери тепла, ВСЕГО	тыс.Гкал	184,8400
16	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однострубно́м исчислении)	км	235,52
17	Протяженность разводящих сетей (в однострубно́м исчислении)	км	96,72
18	Количество теплоэлектростанций	ед.	0
19	Количество тепловых станций и котельных	ед.	4
20	Количество тепловых пунктов	ед.	0
21	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	145
22	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	168,91
23	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	34,64
24	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой	куб.	5,53

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
	энергии, отпускаемой в тепловую сеть	м/Гкал	

10.3. Техничко-экономические показатели ММУП ЖКХ пос. Новогорный

Основными видами деятельности ММУП ЖКХ пос. Новогорный являются передача тепловой энергии, вырабатываемой Аргаяшской ТЭЦ, потребителям поселка Новогорный.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ММУП ЖКХ пос. Новогорный представлена в таблице 1.70.

Таблица 10-3 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ММУП ЖКХ пос. Новогорный

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	Вид регулируемой деятельности	х	производство (некомбинированная выработка) +передача+сбыт
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	64 445,61
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	64 445,61
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	56 151,60
3.2	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00
3.2.1	Стоимость	тыс.руб.	0,00
	Объем	Гкал	101 300,00
	Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	0,00
	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	2 389,90
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч (с учетом мощности)	руб.	3,80
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	628,9000
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	1 582,67
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	477,97
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	321,00
3.9	Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	179,86

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
3.10	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	203,50
3.10.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	156,30
3.10.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	47,20
3.11	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	1 153,35
3.11.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	205,93
3.11.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	62,19
3.12	Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	тыс.руб.	702,52
3.12.1	Справочно: расходы на капитальный ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	0,00
3.12.2	Справочно: расходы на текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	702,52
3.13	Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс.руб.	1 283,24
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс.руб.	0,00
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	0,00
5.1	чистая прибыль на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой по развитию системы теплоснабжения	тыс.руб.	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов	тыс.руб.	0,00
6.1	за счет ввода (вывода) из эксплуатации	тыс.руб.	0,00
6.1.1	Справочно: стоимость введенных в эксплуатацию основных фондов	тыс.руб.	0,00
6.1.2	Справочно: стоимость выведенных из эксплуатации основных фондов	тыс.руб.	0,00
6.1.3	Справочно: стоимость основных фондов на начало отчетного периода	тыс.руб.	0,00
7	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,00
8	Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,00
9	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,0000
9.1	Справочно: объем тепловой энергии на технологические нужды производства	тыс. Гкал	0,0000
10	Объем покупаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	101,3000
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	78,3100
11.1	По приборам учета	тыс. Гкал	0,0000

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
11.2	По нормативам потребления	тыс. Гкал	78,3100
12	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	22,7
13	Справочно: потери тепла через изоляцию труб	тыс.Гкал	22,9900
14	Протяженность магистральных сетей и тепловых вводов (в однотрубном исчислении)	км	0,00
15	Протяженность разводящих сетей (в однотрубном исчислении)	км	48,59
16	Количество теплоэлектростанций	ед.	0
17	Количество тепловых станций и котельных	ед.	0
18	Количество тепловых пунктов	ед.	0
19	Среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	13
20	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	0,00
21	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кВт*ч/Гкал	0,00
22	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб. м/Гкал	0,00

10.4. Технико-экономические показатели АО «РИР»

Основным видом деятельности предприятия является выработка тепловой энергии.

АО «РИР» владеет на правах собственности крупнейшим источником тепловой энергии на территории ОГО Озерск -- Аргаяшской ТЭЦ. Установленная тепловая мощность Аргаяшской ТЭЦ – 1088,85 Гкал/ч, электрическая – 256 МВт.

11. ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель утверждаются на заседаниях Правления Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

На 2021 г. регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения осуществляют 5 теплоснабжающих (теплосетевых) организаций – перечень представлен в таблице 11-1.

Таблица 11-1 – Перечень теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения на территории Челябинского городского округа

№	Наименование организации
1	АО «РИР»
2	ФГУП «ПО «Маяк»
3	ММПКХ
4	ММУП «ЖКХ пос. Новогорный»
5	ООО «Сервисный центр»

11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов)

В таблице ниже представлена динамика тарифов на тепловую энергию, установленных постановлениями Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области. По большинству организаций прослеживается постоянный рост тарифа на поставки тепловой энергии и теплоноситель.

По состоянию базового периода актуализации схемы теплоснабжения (2021 г.) тарифы на услуги теплоснабжения формировались следующим образом:

1) АО «РИР» формирует тариф на отпуск тепловой энергии от энергоисточника – Аргашской ТЭЦ, находящейся в эксплуатации у организации.

2) ФГУП «ПО «Маяк» формирует тариф на передачу тепловой энергии по сетям на балансе организации, а также тариф на отпуск тепловой энергии от собственных источников – пиковой водогрейной котельной и паровой котельной.

3) ММПКХ формирует тариф на передачу и сбыт тепловой энергии по сетям на балансе организации (зона ЕТО №№ 01 и 02), а также тариф на отпуск тепловой энергии от собственных источников – блочной котельной Медгородка и котельной пос. Метлино.

4) ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» формирует тариф на тепловую энергию для конечных потребителей выступая в качестве единого поставщика в зоне ЕТО № 03.

В таблице 11-1 приведена динамика утвержденных тарифов по каждому из регулируемых видов деятельности для теплосетевых и теплоснабжающих организаций Озерского

городского округа за период 2014-2020 гг. в соответствии с информацией из открытых источников Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области.

Основной причиной роста тарифов на тепловую энергию на территории Озерского городского округа является постоянный рост цен на основное топливо (уголь и природный газ).

Таблица 11-2 – Динамика утвержденных тарифов теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения на территории Озерского городского округа

№	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф (одноставочный), руб./Гкал, руб./м³		Ставка за тепловую энергию, руб./Гкал		Ставка за содержание тепловой мощности, тыс. руб./Гкал/ч в мес.		Реквизиты постановлений МТРИЭ Челябинской области
			население (с НДС)	прочие (без НДС)	население (с НДС)	прочие (без НДС)	население (с НДС)	прочие (без НДС)	
ММПКХ									
1	Тариф на тепловую энергию, вырабатываемую Аргаяшской ТЭЦ ПАО "Фортум", котельной пос. Метлино, модульной котельной	01.01.2016	1096,01	928,82	—	—	—	—	№ 65/94 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	1186,76	1005,73	—	—	—	—	№ 65/94 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	1186,76	1005,73	—	—	—	—	№ 65/94 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	1217,74	1031,98	—	—	—	—	№ 65/94 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	1217,74	1031,98	—	—	—	—	№ 65/94 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	1259,04	1066,98	—	—	—	—	№ 65/94 от 15.12.2017 г.
2	Тариф на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии (модульная котельная)	01.01.2016	—	748,79	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	747,86	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	747,86	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	752,89	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	752,89	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	752,89	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
3	Тариф на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии (котельная поселка Метлино)	01.01.2016	—	1272,14	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	1401,35	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	1401,35	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	1463,09	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	1463,09	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	1518,75	—	—	—	—	№ 65/57 от 15.12.2017 г.

4	Тариф на теплоноситель (вода), поставляемый ТСО, владеющей источником ТЭ, на котором производится теплоноситель (котельная пос. Метлино)	01.01.2016	51,6	51,6	—	—	—	—	№ 65/60 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	54,27	54,27	—	—	—	—	№ 65/60 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	54,27	54,27	—	—	—	—	№ 65/60 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	56,28	56,28	—	—	—	—	№ 65/60 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	56,28	56,28	—	—	—	—	№ 65/60 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	58,42	58,42	—	—	—	—	№ 65/60 от 15.12.2017 г.
5	Передача тепловой энергии с ГВ потребителям ФГУП «ПО «Маяк»	01.01.2014	—	139,15	—	—	—	—	№ 58/83 от 19.12.2013 г.
		01.07.2014	—	147,5	—	—	—	—	№ 58/83 от 19.12.2013 г.
		01.01.2015	—	147,5	—	—	—	—	—
		01.07.2015	—	157,97	—	—	—	—	—
		01.01.2016	—	133,87	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	142,84	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	142,84	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	148,41	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	148,41	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	146,14	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
6	Передача тепловой энергии с паром потребителям ФГУП «ПО «Маяк»	01.01.2014	—	566,38	—	—	—	—	№ 58/83 от 19.12.2013 г.
		01.07.2014	—	625,99	—	—	—	—	№ 58/83 от 19.12.2013 г.
		01.01.2015	—	625,99	—	—	—	—	—
		01.07.2015	—	1851,15	—	—	—	—	—
		01.01.2016	—	1568,77	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	1836,77	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	1836,77	—	—	—	—	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	—	—	0	—	615,42262	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	—	—	0	—	615,42262	№ 65/93 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	—	—	0	—	648,48337	№ 65/93 от 15.12.2017 г.

ФГУП «ПО «Маяк»									
1	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии ММПКХ	01.01.2014	102,29	223,45	—	—	—	—	№ 58/86 от 19.12.2013 г.
		01.07.2014	113,63	—	—	—	—	—	—
		01.01.2015	113,63	—	—	—	—	—	—
		01.07.2015	121,7	—	—	—	—	—	—
		01.01.2016	—	121,7	—	—	—	—	№ 65/95 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	129	—	—	—	—	№ 65/95 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	129	—	—	—	—	№ 65/95 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	138,28	—	—	—	—	№ 65/95 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	138,28	—	—	—	—	№ 65/95 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	140,83	—	—	—	—	№ 65/95 от 15.12.2017 г.
2	Отпуск тепловой энергии с ГВ на коллекторах источника, вырабатываемой отопительной пиковой водогрейной котельной	01.01.2014	—	675,03	—	—	—	—	№ 57/46 от 18.12.2013 г.
		01.07.2014	—	682,47	—	—	—	—	—
		01.01.2015	—	682,47	—	—	—	—	—
		01.07.2015	—	729,31	—	—	—	—	—
		01.01.2016	—	729,31	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	776,04	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	776,04	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	796,09	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	796,09	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	796,09	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
3	Отпуск тепловой энергии с паром на коллекторах производственно-отопительной паровой котельной (отборный пар давлением от 2,5 до 7,0 кг/см ²)	01.01.2014	—	728,04	—	—	—	—	№ 57/46 от 18.12.2013 г.
		01.07.2014	—	750	—	—	—	—	—
		01.01.2015	—	750	—	—	—	—	—
		01.07.2015	—	803,12	—	—	—	—	—
		01.01.2016	—	803,12	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.

		01.07.2016	—	858,64	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	858,64	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	882,21	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	882,21	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	905,06	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
4	Тариф на тепловую энергию, поставляемую ФГУП «ПО «Маяк» по сетям ММПКС (вода)	01.01.2016	—	863,18	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	918,88	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	918,88	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	944,5	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	942,23	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
01.07.2018	—	942,23	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.		
5	Тариф на тепловую энергию, поставляемую ФГУП «ПО «Маяк» по сетям ММПКС (отборный пар давлением от 2,5 до 7,0 кг/см ²)	01.01.2016	—	2371,89	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	2695,41	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	2695,41	—	—	—	—	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	—	—	646,83	—	743,6542	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	—	—	646,83	—	743,6542	№ 65/58 от 15.12.2017 г.
01.07.2018	—	—	—	668,41	—	778,3534	№ 65/58 от 15.12.2017 г.		
6	Тарифы на теплоноситель (вода)	01.01.2014	—	17,24	—	—	—	—	№ 58/94 от 19.12.2013 г.
		01.07.2014	—	17,85	—	—	—	—	—
		01.01.2015	—	17,85	—	—	—	—	—
		01.07.2015	—	18,94	—	—	—	—	—
		01.01.2016	—	18,94	—	—	—	—	№ 65/59 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	20,06	—	—	—	—	№ 65/59 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	20,06	—	—	—	—	№ 65/59 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	20,83	—	—	—	—	№ 65/59 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	20,83	—	—	—	—	№ 65/59 от 15.12.2017 г.

		01.07.2018	—	21,63	—	—	—	—	№ 65/59 от 15.12.2017 г.
7	Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии на территории промплощадки (вода)	01.01.2016	—	243,35	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	264,74	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	264,74	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	275,06	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	275,06	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	285,52	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
АО «РИР»									
1	Тарифы на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии (отборный пар давлением свыше 13,0 кг/см ²)	01.01.2016	—	616,33	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	662,85	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	662,85	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	662,85	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	662,85	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	662,85	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
2	Тарифы на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии (вода)	01.01.2016	—	587,9	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	632,27	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	632,27	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	632,27	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	632,27	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	632,27	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
3	Тарифы на теплоноситель (вода)	01.01.2016	—	25,39	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	25,39	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	15,73	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	15,73	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	15,73	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	20,45	—	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.

4	Тарифы на теплоноситель (пар)	01.01.2016	—	35,44	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	35,44	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	29,09	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	29,09	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	29,09	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	35,74	—	—	—	№ 65/96 от 15.12.2017 г.
ММУП «ЖКХ поселка Новогорный»								
1	Тарифы на тепловую энергию (вода)	01.01.2016	1072,68	974,19	—	—	—	№ 65/97 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	1149,54	974,19	—	—	—	№ 65/97 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	1144,27	969,72	—	—	—	№ 65/97 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	1144,27	969,72	—	—	—	№ 65/97 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	1142,59	968,3	—	—	—	№ 65/97 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	1142,59	968,3	—	—	—	№ 65/97 от 15.12.2017 г.
2	Тарифы на теплоноситель потребителей пос. Новогорный (вода)	01.01.2016	—	25,39	—	—	—	№ 65/98 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	25,39	—	—	—	№ 65/98 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	15,82	—	—	—	№ 65/98 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	15,82	—	—	—	№ 65/98 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	15,82	—	—	—	№ 65/98 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	20,45	—	—	—	№ 65/98 от 15.12.2017 г.
ООО «Сервисный центр»								
1	Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии (вода)	01.01.2016	—	133,94	—	—	—	№ 65/99 от 15.12.2017 г.
		01.07.2016	—	144,82	—	—	—	№ 65/99 от 15.12.2017 г.
		01.01.2017	—	144,82	—	—	—	№ 65/99 от 15.12.2017 г.
		01.07.2017	—	148,8	—	—	—	№ 65/99 от 15.12.2017 г.
		01.01.2018	—	148,8	—	—	—	№ 65/99 от 15.12.2017 г.
		01.07.2018	—	153,54	—	—	—	№ 65/99 от 15.12.2017 г.

11.2. Структура цен (тарифов) на тепловую энергию

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.

11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Согласно статье 8 главы 3 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», плата за подключение к системе теплоснабжения подлежит государственному регулированию. Пунктом 163 Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденных приказом ФСТ России от 13.06.2013 г. № 760-э (далее - Методические указания), определены критерии установления платы за подключение для определенных категорий потребителей. Так, для потребителей с подключаемой тепловой нагрузкой от 0,1 Гкал/ч до 1,5 Гкал/ч, а также для потребителей свыше 1,5 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения плата устанавливается на период регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки.

Согласно пункту 165 Методических указаний размер платы за подключение для вышеуказанных категорий заявителей рассчитывается теплоснабжающей (теплосетевой) организацией путем умножения платы за подключение в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки на подключаемую тепловую нагрузку объекта заявителя.

Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской

области от 16.12.2016 г. № 62/56 определена плата за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения ФГУП «ПО «Маяк», ММПКХ, ММУП «ЖКХ пос. Новогорный» и ООО «Сервисный центр» в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (таблица 11-2).

Плата за подключение к системам теплоснабжения вышеперечисленных теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Озерского городского округа в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения определяется согласно таблице 11-3.

Таблица 11-3 – Плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Челябинской области, в случае если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя более 0,1 Гкал/час и не превышает 1,5 Гкал/час

№ п/п	Наименование	Размер ставки (тыс. руб./Гкал/ч)	
		без учета НДС	с учетом НДС
1	2	3	4
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	13,23	15,61
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч (П2.1), в том числе:		
2.1	Надземная (наземная) прокладка		
2.1.1	50 - 250 мм	1 005,74	1 186,77
2.2	Подземная прокладка, в том числе:		
2.2.1	канальная прокладка		
2.2.1.1	50 - 250 мм	1 987,75	2 345,54
2.2.2	бесканальная прокладка		
2.2.2.1	50 - 250 мм	1 493,77	1 762,65
3	Налог на прибыль:		
3.1	Надземная (наземная) прокладка		
3.1.1	50 - 250 мм	253,65	299,31
3.2	Подземная прокладка, в том числе:		
3.2.1	канальная прокладка		
3.2.1.1	50 - 250 мм	501,32	591,56
3.2.2	бесканальная прокладка		
3.2.2.1	50 - 250 мм	376,74	444,55

Таблица 11-4 – Плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Челябинской области в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя превышает 1,5 Гкал/час при наличии технической возможности подключения

№ п/п	Наименование	Размер ставки (тыс. руб./Гкал/ч)	
		без учета НДС	с учетом НДС
1	2	3	4
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	13,23	15,61
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей, подключаемая тепловая нагрузка которых превышает 1,5 Гкал/ч (П2.1), в том числе:		
2.1	Надземная (наземная) прокладка		
2.1.1	50 - 250 мм	352,76	416,25
2.1.2	251-400 мм	825,59	974,20
2.2	Подземная прокладка, в том числе:		
2.2.1	канальная прокладка		
2.2.1.1	50 - 250 мм	1 142,90	1 348,63
2.2.1.2	251-400 мм	1 066,98	1 259,03
2.2.2	бесканальная прокладка		
2.2.2.1	50 - 250 мм	1 081,36	1 276,00
2.2.2.2	251-400 мм	1 328,18	1 567,25
3	Налог на прибыль		
3.1	Надземная (наземная) прокладка		
3.1.1	50 - 250 мм	88,97	104,98
3.1.2	251-400 мм	208,22	245,70
3.2	Подземная прокладка, в том числе:		
3.2.1	канальная прокладка		
3.2.1.1	50 - 250 мм	288,25	340,13
3.2.1.2	251-400 мм	269,10	317,54
3.2.2	бесканальная прокладка		
3.2.2.1	50 - 250 мм	272,73	321,82
3.2.2.2	251-400 мм	334,98	395,27

12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

1) Система теплоснабжения «АТЭЦ+Пиковая котельная» гидравлически разбалансирована, что приводит к завышенным расходам теплоносителя у начальных потребителей магистрали и занижению расхода у конечных потребителей, следовательно, происходит недоотпуск тепловой энергии. В настоящее время происходит опрокидывание циркуляции у конечных потребителей на магистралях «Ленина» и «Космонавтов»

2) Отличие фактического температурного графика от утвержденного приводит к снижению качества теплоснабжения потребителей.

3) Отсутствие или нарушение изоляции трубопроводов тепловой сети котельной пос. Метлино приводит к сверхнормативным тепловым потерям в тепловых сетях, которые достигают 30 % полезного отпуска тепловой энергии.

4) В летний период циркуляция теплоносителя по тепловой сети осуществляется посредством циркуляционного насоса в здании 15. Неудовлетворительное техническое состояние насоса влечет за собой снижение расхода и скорости теплоносителя, а следовательно и качества ГВС в летний период.

12.2. Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения

1) Большая часть тепловых сетей Озерского городского округа имеет высокий физический износ, что приводит к увеличению вероятности потенциальных аварий и инцидентов в системах теплоснабжения

2) Схема присоединения абонентов к системе теплоснабжения на территории г. Озерска – элеваторная с открытым водоразбором ГВС. Отсутствие на ряде потребителей необходимого для элеватора располагаемого напора (15 м вод. ст.) приведет к повышению температуры теплоносителя в подающей линии системы отопления выше нормативной при работе тепловых сетей по графику 150/70°С.

3) Установленные в ИТП регуляторы температуры ГВС вышли из строя. Таким образом, отсутствует возможность регулирования температуры ГВС. В отопительный период температура ГВС в местах водоразбора поднимается выше максимума, предусмотренного СанПиН 2.1.4.2496-09.

4) Оборудование котельной п. Метлино имеет высокую степень износа, что увеличивает вероятность аварий и отказов на источнике.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

1) Применение открытой системы теплоснабжения в системах теплоснабжения городского округа (кроме пос. Новогорный). Согласно федеральному закону «О теплоснабжении» №190-ФЗ от 27.07.2010, применение открытой системы теплоснабжения запрещено с 01.01.2022 г. К этому моменту необходимо выполнить мероприятия по обеспечению потребителей горячим водоснабжением с отсутствием водоразбора из сетевого контура.

2) Отсутствие автоматического сбора информации о параметрах работы системы теплоснабжения. Отсутствует возможность оперативного контроля работы системы теплоснабжения, возможность оперативной корректировки работы оборудования, в случае отклонения от расчетных режимов.

12.4. Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Поставка топлива для котельных осуществляется по газопроводам. Нарушения в поставке топлива не наблюдается.

На Пиковой котельной организовано хранение нормативного запаса резервного топлива – мазута.

Доставка топлива на АТЭЦ осуществляется как по газопроводам, так и по железной дороге (твердое топливо). Сбоев в поставке топлива зафиксировано не было. На Аргаяшской ТЭЦ организован НЭЗТ и ННЗТ твердого и жидкого топлив.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлены.