



Муниципальный округ Архангельской области «Город Северодвинск»

## ГЛАВА СЕВЕРОВДИНСКА

# ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 17.07.2025 № 23.....  
г. Северодвинск Архангельской области

### Об утверждении схемы теплоснабжения на период до 2040 года, актуализированной на 2026 год

В соответствии со статьей 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», пунктом 4.2 части 1 статьи 17 Федерального закона от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», пунктом 3 постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808, учитывая протокол и заключение о результатах публичных слушаний по рассмотрению проекта схемы теплоснабжения на период до 2040 года, актуализированной на 2026 год, от 11.06.2025,

### ПОСТАНОВЛЯЮ:

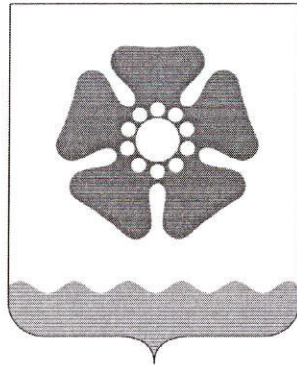
1. Утвердить прилагаемую схему теплоснабжения на период до 2040 года, актуализированную на 2026 год.
2. Отделу по связям со средствами массовой информации Администрации Северодвинска обнародовать настоящее постановление, разместив его в сетевом издании «Вполне официально» (вполне-официально.рф).

Глава Северодвинска



И.В. Арсентьев

УТВЕРЖДЕНА  
постановлением Главы Северодвинска  
от 17.07.2025 № 23



**Схема теплоснабжения  
на период до 2040 года  
(Актуализация на 2026 год)**

**Шифр ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.000.000.А-2026**

## СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения	ТГ-03-20.УЧ-ПСТ.001.000.А-2026
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.001.000.А-2026
Книга 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.002.000.А-2026
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.003.000.А-2026
Книга 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.004.000.А-2026
Книга 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.005.000.А-2026
Книга 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.006.000.А-2026
Книга 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.007.000.А-2026
Книга 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.008.000.А-2026
Книга 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.009.000.А-2026
Книга 10. Перспективные топливные балансы	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.010000.А-2026
Книга 11. Оценка надежности теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.011.000.А-2026
Книга 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.012.000.А-2026
Книга 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.013.000.А-2026
Книга 14. Ценовые (тарифные) последствия	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.014.000.А-2026
Книга 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.015.000.А-2026
Книга 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.016.000.А-2026
Книга 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.017.000.А-2026

## СОДЕРЖАНИЕ

1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА	10
1.1 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	10
1.2 Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (этапы)	17
1.3 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах	19
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	20
2.1 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	20
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	22
2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	23
2.4 Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	29
3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	36
4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	38
4.1 Описание вариантов развития систем теплоснабжения города	38
4.2 Ограничения тепловой мощности СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	45
4.3 Распределение тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	47
4.4 Оценка загрузки оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам	49
4.5 Техничко-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам	52
4.6 Оценка необходимых инвестиций для реализации мероприятий по вариантам	53
4.7 Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города	56
4.8 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения	58

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	61
5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях муниципального округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии	61
5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	61
5.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	61
5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	69
5.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно	69
5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа	69
5.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации	69
5.8 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе	69
5.9 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения	69
5.10 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей	70
5.11 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	70
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	71

6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)	71
6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, муниципального округа под жилищную, комплексную или производственную застройку	71
6.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	76
6.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	77
6.5 Предложения по реконструкции тепловых сетей, выработавших нормативный срок службы	79
6.6 Предложения по обеспечению надежного теплоснабжения на основе результатов расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей города Северодвинска	94
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	95
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	99
8.1 Существующие и перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива	99
8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	102
9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	103
9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	104
9.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	105
9.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	108
9.4 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	108
10. РЕШЕНИЕ О ПРОИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	109

11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	113
12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	114
13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	116
13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	116
13.2 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития ЕЭС России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения	116
13.3 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в Схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии	117
13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения. Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения	117
14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	118
15. ТАРИФНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ	133
15.1 Тарифные последствия в зонах деятельности ПАО «ТГК-2»	133



## ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1-1 – Тепловые нагрузки по элементам территориального деления.....	11
Таблица 1-2 – Тепловые нагрузки источникам тепловой энергии.....	11
Таблица 1-3 – Сводные данные по приросту нагрузки и площадей в соответствии с выданными ТУ и УП .....	12
Таблица 1-4 – Ввод зданий и строений за 2020-2024 годы .....	12
Таблица 1-5 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч.....	14
Таблица 1-6 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч.....	14
Таблица 1-7 – Прогнозные тепловые нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч.....	15
Таблица 1-8 – Прогнозные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч .....	16
Таблица 1-9 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов в зонах действия источников тепловой энергии, тыс. м <sup>2</sup> .....	18
Таблица 1-10 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов по элементам территориального деления, тыс. м <sup>2</sup> .....	18
Таблица 2-1 – Балансы тепловой мощности источников ПАО «ТГК-2» и перспективной тепловой нагрузки в городе Северодвинск .....	24
Таблица 2-2 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в ул. Водогон .....	26
Таблица 2-3 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в с. Нёнокса .....	27
Таблица 2-4 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в п. Белое Озеро .....	28
Таблица 3-1 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....	37
Таблица 4-1 – Варианты развития систем теплоснабжения города Северодвинска.....	44
Таблица 4-2 – Электрическая нагрузка СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в наиболее холодную пятидневку.....	45
Таблица 4-3 – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки по вариантам.....	47
Таблица 4-4 – Фактические нагрузки на коллекторах СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 при средней за отопительный период температуре наружного воздуха.....	50
Таблица 4-5 – Сводные технико-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 .....	52
Таблица 4-6 – Мероприятия по вариантам развития системы теплоснабжения и необходимый объем инвестиций для их реализации .....	54
Таблица 4-7 – Инвестиции в реализацию мероприятий по выбранному варианту развития....	57
Таблица 4-8 – Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения.....	57
Таблица 5-1 – Характеристики вводимого в эксплуатацию котельного оборудования СТЭЦ-1.....	61

Таблица 5-2 – Характеристики вводимого в эксплуатацию турбинного оборудования СТЭЦ-1 после реконструкции .....	62
Таблица 5-3 – Планируемые мероприятия по реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 .....	63
Таблица 6-1 – Участки теплосетей, запланированные к строительству в 2025-2026 годах для подключения новых потребителей .....	71
Таблица 6-2 – Строительство объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей .....	75
Таблица 6-3 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей в целях подключения новых потребителей.....	75
Таблица 6-4 – Мероприятия по строительству новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей.....	78
Таблица 6-5 – Мероприятия по реконструкции или модернизации существующих тепловых сетей .....	79
Таблица 6-5-1 – Реконструкция, модернизация тепловых сетей ПАО «ТГК-2» в городе Северодвинске (норматив) в целях обеспечения надёжности теплоснабжения.....	82
Таблица 7-1 – Суммарная стоимость мероприятия .....	95
Таблица 7-2 – Перевод на закрытую ГВС.....	96
Таблица 8-1 – Существующие и перспективные топливные балансы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 .....	100
Таблица 8-2 – Существующие и перспективные топливные балансы котельных .....	100
Таблица 9-1 – Капитальные вложения в источники тепловой энергии .....	104
Таблица 9-2 – Капитальные вложения в тепловые сети и сооружения на них .....	106
Таблица 10-1 - Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО .....	110
Таблица 10-2 - Реестр зон деятельности ЕТО на территории Северодвинска .....	112
Таблица 12-1 – Бесхозные тепловые сети.....	115
Таблица 13-1 – Ввод и вывод генерирующих мощностей СТЭЦ-1.....	117
Таблица 14-1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в городе Северодвинске .....	119
Таблица 14-2 – Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии .....	120
Таблица 14-3 – Индикаторы, характеризующие работу котельных .....	122
Таблица 14-4 – Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей.....	124
Таблица 14-5– Индикаторы, характеризующие потребность в инвестициях .....	129
Таблица 15-1 – Прогноз тарифа на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2», систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	133
Таблица 15-2 – Прогноз тарифов на тепловую энергию для потребителей Северодвинска, за исключением систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 .....	134

## ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 2-1 – Зоны действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	20
Рисунок 2-2 – Зоны действия котельной на ул. Водогон.....	21
Рисунок 2-3 – Зоны действия котельной в с. Ненокса .....	21
Рисунок 2-4 – Зоны действия котельной в п. Белое озеро.....	21
Рисунок 2-5 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения генерация.....	30
Рисунок 2-6 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя.....	31
Рисунок 4-1 – Удельный расход тепла на выработку электроэнергии турбины Т-110/120-130 .....	46
Рисунок 4-2- График Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	50

# 1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА

1.1 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

В настоящее время в муниципальном округе Архангельской области «Город Северодвинск» действует 4 системы централизованного теплоснабжения потребителей, от пяти источников тепловой энергии:

- Система теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2»;
- Система теплоснабжения от котельной по ул. Водогон МПЖРЭП Северодвинска;
- Система теплоснабжения от котельной с. Нёнокса по ул. Школьная д. 7Б МПЖРЭП Северодвинска;
- Система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро СМУП «Белое Озеро»

Расчетные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, определенные по данным за наиболее холодную пятидневку с 29 января по 2 февраля 2023 года и пересчитаны на расчетную температуру холодного воздуха  $-30^{\circ}\text{C}$ . представлены в таблице 1.1, по системам теплоснабжения представлены в таблице 1.2.

Таблица 1-1 – Тепловые нагрузки по элементам территориального деления

Наименование	Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч			
	город Северодвинск	п. Белое Озеро	с. Нёнокса	Всего по МО Северодвинск
Расчетная нагрузка, в т.ч.:	779,10	0,20	0,16	779,46
В сетевой воде, в т.ч.:	728,86	0,20	0,16	729,22
Отопление и вентиляция	665,06	0,20	0,16	665,42
ГВС (средненедельная)	63,80	0,00	0,00	63,80
В паре	50,24	0,00	0,00	50,24

Таблица 1-2 – Тепловые нагрузки источникам тепловой энергии

Наименование	Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч				
	СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	Котельная ул. Водогон	Котельная п. Белое Озеро	Котельная с. Нёнокса	Всего по МО Северодвинск
Расчетная нагрузка, в т.ч.:	778,94	0,16	0,20	0,16	779,48
В сетевой воде, в т.ч.:	728,70	0,16	0,20	0,16	729,24
Отопление и вентиляция	664,90	0,16	0,20	0,16	665,44
ГВС (средненедельная)	63,80	0,00	0,00	0,00	63,80
В паре	50,24	0,00	0,00	0,00	50,24

Для разработки прогноза спроса на тепловую мощность в городе Северодвинск использовались данные выданных технических условий на подключение (технологическое присоединение). Сводные данные по приросту нагрузки и площадей в соответствии с выданными ТУ и УП на присоединения к системам теплоснабжения представлены в таблице 1-3. Более подробно выданные ТУ и УП на присоединение к тепловым сетям рассмотрены в Приложении 1 к Книге 2 обосновывающих материалов.

**Таблица 1-3 – Сводные данные по приросту нагрузки и площадей в соответствии с выданными ТУ и УП**

Наименование	
Прирост нагрузки в соответствии выданными ТУ и УП, Гкал/ч	70,35
Прирост нагрузки в соответствии выданными ТУ и УП (средненедельная нагрузка ГВС), Гкал/ч	60,11
Жилые здания (максимальная часовая ГВС), Гкал/ч	44,49
Жилые здания (средненедельная нагрузка ГВС), Гкал/ч	34,26
Прочие объекты, Гкал/ч	25,85
Ввод строений нагрузки в соответствии выданными ТУ и УП*, тыс. м <sup>2</sup>	1180,82
Жилье*, тыс. м <sup>2</sup>	739,78
Прочие объекты*, тыс. м <sup>2</sup>	441,04

\* - площади строительства определены исходя из удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС, с учетом требований по энергосбережению для жилых и не жилых помещений (удельных расходов тепловой энергии приведены разделе 3 данной Книги). При расчете площадей для жилых зданий нагрузки ГВС предварительно пересчитаны на средненедельные значения, значения удельного расхода тепловой энергии на ГВС (так же приведены в разделе 3 данной Книги).

В таблице 1-4 приведены данные по тепловым нагрузкам, вводимых зданий и строений за 2020-2024 годы.

**Таблица 1-4 – Ввод зданий и строений за 2020-2024 годы**

Нагрузки	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Среднее
Отопление, Гкал/ч	3,343	4,864	2,872	4,685	6,757	4,504
Вентиляция, Гкал/ч	0,412	0,841	0,144	0,000	0,262	0,332
ГВС (средненедельная), Гкал/ч	1,130	1,018	0,998	1,807	1,513	1,293
<b>Всего, Гкал/ч</b>	<b>4,885</b>	<b>6,723</b>	<b>4,014</b>	<b>6,492</b>	<b>8,532</b>	<b>6,129</b>

Из таблицы 1-4 видно, что прирост тепловой нагрузки составит 60,11 Гкал/ч, учитывая срок действия ТУ (три года), это соответствует 20,04 Гкал/год. Данный темп прироста тепловой нагрузки значительно не соответствует реальному темпу прироста тепловых нагрузок, который за последние пять лет составлял в среднем 6,129 Гкал/год.

Следует отметить, что выданные, ТУ и УП хоть и превышают многократно реальные приросты, объекты на которые они получены, будут построены с высокой вероятностью. Поэтому при формировании перспективы используем следующий подход, объекты строительства по ТУ и УП распределяются равномерно, исходя из нагрузок, на десять лет, с выдачей новых ТУ. Средний темп прироста тепловой нагрузки на жилье и прочие 4,29 Гкал/ч и 3,24 Гкал/ч соответственно. При формировании перспективы, ориентируемся на данные значения, также учитываются требования по энергосбережению для вновь вводимых зданий.

Перспективу 2031-2040 года формируем исходя из Генерального плана города, утвержденного министерством строительства и архитектуры Архангельской области от 29.12.2021 г. №74-п.

Также при формировании перспективных приростов тепловой нагрузки учитывается запланированный снос ветхого жилья.

Приросты тепловых нагрузок в зонах действия источников централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 1-5. Приросты тепловой нагрузки по элементам территориального деления представлены в таблице 1-6.

Перспективные тепловые нагрузки потребителей в зонах действия источников централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 1-7. Перспективные тепловые нагрузки потребителей по элементам территориального деления представлены в таблице 1-8.

Таблица 1-5 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	7,53	6,26	7,35	4,06	6,15	5,82	5,20	4,92	4,44	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	88,70
Жилье	4,29	3,85	3,75	3,60	3,61	3,42	3,17	3,07	3,10	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	57,16
Прочие здания	3,24	3,50	3,60	2,25	2,54	2,40	2,03	1,85	1,34	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	37,03
Снос	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,49
Котельная ул. Водогон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по МО Северодвинск</b>	<b>7,53</b>	<b>6,26</b>	<b>7,35</b>	<b>4,06</b>	<b>6,15</b>	<b>5,82</b>	<b>5,20</b>	<b>4,92</b>	<b>4,44</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>88,70</b>

Таблица 1-6 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч

Единица территориального деления	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
г. Северодвинск, в т.ч.:	7,53	6,26	7,35	4,06	6,15	5,82	5,20	4,92	4,44	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	88,70
Жилье	4,29	3,85	3,75	3,60	3,61	3,42	3,17	3,07	3,10	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	57,16
Прочие здания	3,24	3,50	3,60	2,25	2,54	2,40	2,03	1,85	1,34	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	37,03
Снос	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,49
п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по МО Северодвинск</b>	<b>0</b>	<b>6,26</b>	<b>7,35</b>	<b>4,06</b>	<b>6,15</b>	<b>5,82</b>	<b>5,20</b>	<b>4,92</b>	<b>4,44</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>3,21</b>	<b>88,70</b>

Таблица 1-7 – Прогнозные тепловые нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	791,35	797,61	804,96	809,02	815,17	820,99	826,19	831,11	835,55	838,76	841,97	845,18	848,39	851,6	854,81	858,02	861,23	864,44	867,65
Отопление и вентиляция	675,86	680,87	687,23	690,85	695,84	700,55	704,71	708,59	712,01	714,41	716,81	719,21	721,60	724,00	726,4	728,8	731,2	733,6	736,00
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	79,79	80,60	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24
Котельная ул. Водогон, в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Отопление и вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная с. Нёнокса, в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Отопление и вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная п. Белое Озеро	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Отопление и вентиляция	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по МО Северодвинск</b>	<b>791,87</b>	<b>798,13</b>	<b>805,48</b>	<b>809,54</b>	<b>815,69</b>	<b>821,51</b>	<b>826,71</b>	<b>831,63</b>	<b>836,07</b>	<b>839,28</b>	<b>842,49</b>	<b>845,70</b>	<b>848,91</b>	<b>852,12</b>	<b>855,33</b>	<b>858,54</b>	<b>861,75</b>	<b>864,96</b>	<b>868,17</b>
Отопление и вентиляция	676,38	681,39	687,75	691,37	696,36	701,07	705,23	709,11	712,53	714,93	717,33	719,73	722,12	724,52	726,92	729,32	731,72	734,12	736,52
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	79,79	80,6	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24

Таблица 1-8 – Прогнозные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
город Северодвинск, в т.ч.:	791,51	797,77	805,12	809,18	815,33	821,15	826,35	831,27	835,71	838,92	842,13	845,34	848,55	851,76	854,97	858,18	861,39	864,6	867,81
Отопление и вентиляция	676,02	681,03	687,39	691,01	696,00	700,71	704,87	708,75	712,17	714,57	716,97	719,37	721,76	724,16	726,56	728,96	731,36	733,76	736,16
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,20	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	78,79	80,6	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24
с. Нёнокса, в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Отопление и вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
п. Белое Озеро	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Отопление и вентиляция	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по МО Северодвинск</b>	<b>791,87</b>	<b>798,13</b>	<b>805,48</b>	<b>809,54</b>	<b>815,69</b>	<b>821,51</b>	<b>826,71</b>	<b>831,63</b>	<b>836,07</b>	<b>839,28</b>	<b>842,49</b>	<b>845,70</b>	<b>848,91</b>	<b>852,12</b>	<b>855,33</b>	<b>858,54</b>	<b>861,75</b>	<b>864,96</b>	<b>868,17</b>
Отопление и вентиляция	676,38	681,39	687,75	691,37	696,36	701,07	705,23	709,11	712,53	714,93	717,33	719,73	722,12	724,52	726,92	729,32	731,72	734,12	736,52
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	78,79	80,6	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24

**1.2 Величина существующей отопливаемой площади строительных фондов и приросты отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (этапы)**

Население муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» в 2024 году составило 155,64 тыс. чел. Отопливаемая площадь жилых зданий 4689,1 тыс. м<sup>2</sup>.

Приросты строительных площадей определяем из прогноза нагрузок. Так же при расчете учитываются требования к энергосбережению, вводимых, зданий.

Приросты площадей строительных фондов в зонах действия источников централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 1-9. Приросты площадей строительных фондов, подключенных к централизованной системе теплоснабжения, по элементам территориального деления представлены в таблице 1-10.

Таблица 1-9 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов в зонах действия источников тепловой энергии, тыс. м²

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	106,88	131,60	124,98	127,73	159,83	161,96	166,06	156,36	139,73	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	2554,7
Жилье	92,94	92,66	92,44	92,83	92,26	92,38	92,79	92,17	92,44	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	1630,19
Прочие здания	33,76	47,05	32,54	48,79	67,57	69,58	73,27	64,19	47,29	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	966,33
Снос	-19,82	-8,12	0	-13,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-41,82
Котельная ул. Водогон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по МО</b>	<b>106,88</b>	<b>131,60</b>	<b>124,98</b>	<b>127,73</b>	<b>159,83</b>	<b>161,96</b>	<b>166,06</b>	<b>156,36</b>	<b>139,73</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>2554,7</b>
<b>Северодвинск</b>	<b>106,88</b>	<b>131,60</b>	<b>124,98</b>	<b>127,73</b>	<b>159,83</b>	<b>161,96</b>	<b>166,06</b>	<b>156,36</b>	<b>139,73</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>2554,7</b>

Таблица 1-10 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов по элементам территориального деления, тыс. м²

Единица территориального деления	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
город Северодвинск, в т.ч.:	106,88	131,60	124,98	127,73	159,83	161,96	166,06	156,36	139,73	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	2554,7
Жилье	92,94	92,66	92,44	92,83	92,26	92,38	92,79	92,17	92,44	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	1630,19
Прочие здания	33,76	47,05	32,54	48,79	67,57	69,58	73,27	64,19	47,29	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	966,33
Снос	-19,82	-8,12	0	-13,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-41,82
п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по МО</b>	<b>106,88</b>	<b>131,60</b>	<b>124,98</b>	<b>127,73</b>	<b>159,83</b>	<b>161,96</b>	<b>166,06</b>	<b>156,36</b>	<b>139,73</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>2554,7</b>
<b>Северодвинск</b>	<b>106,88</b>	<b>131,60</b>	<b>124,98</b>	<b>127,73</b>	<b>159,83</b>	<b>161,96</b>	<b>166,06</b>	<b>156,36</b>	<b>139,73</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>111,82</b>	<b>2554,7</b>

### **1.3 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах**

Согласно выданным техническим условиям на присоединения к тепловым сетям планируется строительство, либо расширение ряда промышленных объектов. Перечень промышленных объектов запланированных к строительству, либо расширению, а так же их параметры представлены в приложении 1 Книги 2 Обосновывающих материалов.

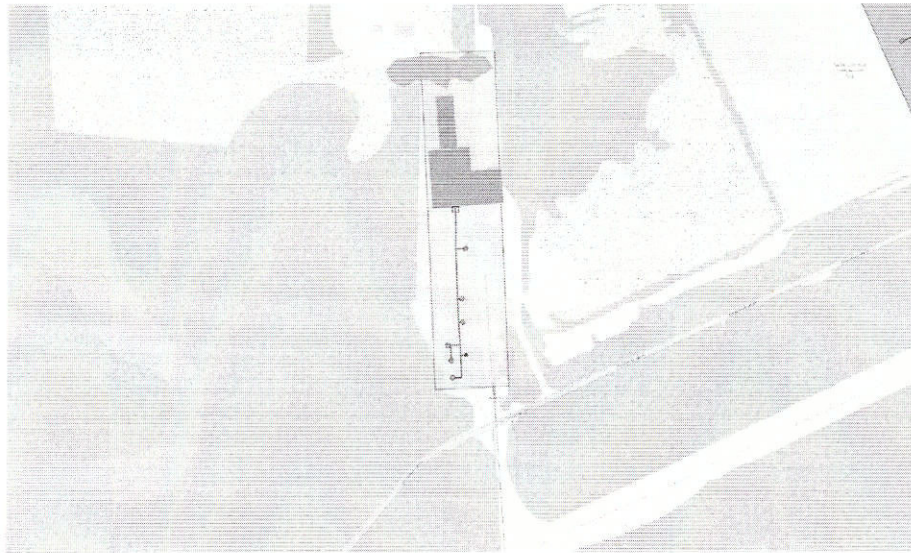
## 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМощности Источников ТЕПЛОМощности ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОМощности НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 2.1 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

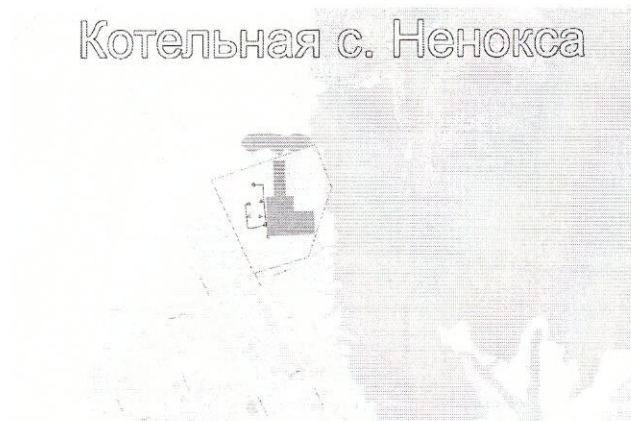
Существующая зона действия систем теплоснабжения источников комбинированной (СТЭЦ-1, СТЭЦ-2) и некомбинированной (котельные) выработки тепловой энергии представлены на рисунках ниже.



Рисунок 2-1 – Зоны действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2



**Рисунок 2-2 – Зоны действия котельной на ул. Водогон**



**Рисунок 2-3 – Зоны действия котельной в с. Ненокса**



**Рисунок 2-4 – Зоны действия котельной в п. Белое озеро**

На перспективу до 2040 года изменение зон деятельности источников тепловой энергии определяется расширением зон деятельности за счет подключаемых потребителей. Все объекты перспективной застройки находятся внутри существующей зоны теплоснабжения, освоение территории вне существующей зоны теплоснабжения не

планируется.

## **2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии**

Индивидуальное теплоснабжение в муниципальном округе Архангельской области «Город Северодвинск» представлено в виде печного отопления и осуществляется в следующих зонах:

- **г. Северодвинск**, зоны действия индивидуального теплоснабжения сформированы в исторически сложившихся на территории города микрорайонах с индивидуальной жилой застройкой. Квартала ограниченные улицами: 6-й Южный переулок, ул. Южная, ул. Георгия Седова, дома по ул. Матросова, ул. Павлика Морозова, ул. Зои Космодемьянской, дома в квартале 126 по ул. Садовая, дома на территории Камбалица;

- **п. Белое Озеро**, за исключением потребителей, присоединенных к котельной п. Белое озеро;

- **с. Ненокса**, за исключением потребителей, присоединенных к котельной с. Ненокса;

- п. Зеленый Бор;
- п. Палозеро;
- п. Сопка;
- д. Таборы;
- д. Волость;
- д. Лахта;
- д. Солза;
- д. Сюзьма.

В перспективе зона действия индивидуального теплоснабжения планируется на земельных участках в кварталах 164 и 175 города Северодвинска. Жилые дома построенные в указанных кварталах будут иметь индивидуальное отопление. Вид индивидуального отопления определяется каждым домовладением самостоятельно.

В период действия схемы теплоснабжения обеспечение тепловой энергией перспективной индивидуальной жилой застройки планируется от индивидуальных источников теплоснабжения.

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения (печное отопление, индивидуальные электродкотлы или котлы на газообразном топливе). Использование

автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

Согласно п. 15, с. 14, Федерального Закона № 190 от 27.07.2010 «О теплоснабжении», запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

### **2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе**

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки и перспективной тепловой нагрузки на территории муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» на расчетный срок до 2040 года представлены в таблице 2-1.

Балансы тепловой мощности котельных и перспективной тепловой нагрузки представлены в таблицах 2-2 – 2-4.

Таблица 2-1 – Балансы тепловой мощности источников ПАО «ТГК-2» и перспективной тепловой нагрузки в городе Свердловск

Наименование	Баланс существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии										Баланс перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки по предлагаемому к реализации варианту (с учетом решений по модернизации энергоисточников и теплосетевому строительству)									
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	
<b>СТЭЦ-1</b>	Гкал/ч																			
Установленная тепловая мощность	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578,0	578,0	578,0	681,2	767,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	
Отбор турбин	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398,0	398,0	398,0	398,0	377,8	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	
Водогрейные котлы	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180,0	180,0	180,0	283,2	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	
Располагаемая тепловая мощность	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533,0	533,0	533,0	681,2	767,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	
Отбор турбин	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398,0	398,0	398,0	398,0	377,8	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	
Водогрейные котлы	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135,0	135,0	135,0	283,2	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	
Собственные нужды	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
Располагаемая тепловая мощность нетто	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507,0	507,0	507,0	655,2	741,0	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0	
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	322,0	323,7	325,9	328,5	329,9	331,2	349,7	364,3	378,9	328,5	329,9	331,2	335,8	340,4	345,0	349,7	364,3	378,9	378,9	
Тепловая нагрузка в горячей воде	271,76	273,47	275,66	278,24	279,63	280,92	299,42	314,02	328,62	278,2	279,6	280,9	285,5	290,2	294,8	299,4	314,0	328,6	328,6	
Тепловая нагрузка в паре	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	27	27	27	28	28	28	28	29	30	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	27	27	27	28	28	28	28	29	30	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	349	351	353	356	358	359	378	393	408	356	358	359	364	368	373	378	393	409	409	
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	299	301	303	306	307	309	328	343	358	306	308	309	314	318	323	327	343	359	359	
Тепловая нагрузка на выводах в паре	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	
Дефицит/Резерв тепловой мощности	157,8	156	153,7	150,9	149,4	147,9	128,9	113,9	98,9	150,5	149,1	147,8	291,4	372,6	176,9	172,3	156,7	141,1	141,1	
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	43,2	41,8	40,1	38	36,9	35,9	21,1	9,4	0	15,5	14,1	12,8	156,4	237,6	99,1	94,5	78,9	63,3	63,3	
<b>СТЭЦ-2</b>	Гкал/ч																			
Установленная тепловая мощность	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	1105,0	
Отбор турбин	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705,0	705,0	705,0	705,0	705,0	705,0	705,0	705,0	705,0	705,0	
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Водогрейные котлы	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Располагаемая тепловая мощность	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	725,0	
Отбор турбин	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	325,0	
РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Водогрейные котлы	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Собственные нужды	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Располагаемая тепловая мощность нетто	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0	
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	514,71	517,88	521,95	526,72	530,53	534,14	535,81	537,58	539,35	526,72	530,53	534,14	534,56	534,98	535,39	535,81	537,58	539,35	539,35	

Тепловая нагрузка в горячей воде	Г кал/ч	514,71	517,88	521,95	526,72	530,53	534,14	535,81	537,58	539,35	526,72	530,53	534,14	534,56	534,98	535,39	535,81	537,58	539,35
Тепловая нагрузка в паре	Г кал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Г кал/ч	50	51	51	51	51	52	53	54	55	55	51	52	52	53	53	53	54	55
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Г кал/ч	50	51	51	51	51	52	53	54	55	55	51	52	52	53	53	53	54	55
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Г кал/ч	565	569	573	578	582	586	589	591	593	578	582	586	587	587	588	589	591	593
Тепловая нагрузка на выволах с горячей водой	Г кал/ч	565	569	573	578	582	586	589	591	593	578	582	586	587	587	588	589	591	593
Тепловая нагрузка на выволах в паре	Г кал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Г кал/ч	145,0	141,0	137,0	132,0	128,0	124,0	121,0	119,0	117,0	132,3	128,5	123,9	122,5	122,5	122,9	121,2	210,0	208,0
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Г кал/ч	107,0	104,5	101,3	97,4	94,4	91,5	90,2	88,7	86,7	96,3	92,5	87,9	86,5	86,5	176,9	176,2	174,0	172,0
<b>Суммарно по СЦТ СТЭЦ-1, СТЭЦ-2</b>	Г кал/ч																		
Установленная тепловая мощность	Г кал/ч	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1786	1872	1681	1681	1681	1681
Располагаемая тепловая мощность	Г кал/ч	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1406	1492	1392	1392	1392	1392
Собственные нужды	Г кал/ч	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
Располагаемая тепловая мощность нетто	Г кал/ч	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1365	1451	1351	1351	1351	1351
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах	Г кал/ч	914	920	926	934	940	945	967	984	1001	934	939	945	951	956	961	966	984	1002
Тепловая нагрузка на выволах с горячей водой	Г кал/ч	864	870	876	884	889	895	917	934	951	884	890	895	900	906	911	916	934	952
Тепловая нагрузка на выволах в паре	Г кал/ч	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Г кал/ч	77	78	78	79	79	80	81	83	85	79	79	80	80,25	80,5	80,75	81	83	85
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Г кал/ч	77	78	78	79	79	80	81	83	85	79	79	80	80,25	80,5	80,75	81	83	85
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Г кал/ч	303	297	291	283	277	272	250	233	216	283	278	272	415	495	390	384	367	349
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Г кал/ч	150,2	146,3	141,4	135,4	131,3	127,4	111,3	98,1	86,7	111,8	106,6	100,7	243,6	324,1	276,0	270,7	252,9	235,3

Таблица 2-2 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в ул. Вологон

Показатель	Ед. изм. год	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)											
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040			
Установленная мощность	Г кал/час	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
Располагаемая мощность	Г кал/час	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
Собственные нужды	Г кал/час	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
	%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%
Тепловая мощность нетто	Г кал/час	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834
	%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%
Потери в тепловых сетях	Г кал/час	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
Присоединенная договорная нагрузка	Г кал/час	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
<i>Отопление</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>Вентиляция</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная нагрузка	Г кал/час	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
	Г кал/час	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
<i>Отопление</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>Вентиляция</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв("+)/Дефицит("-") (по договорной нагрузке)	Г кал/час	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463
	%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%
Резерв("+)/Дефицит("-") (по расчетной нагрузке)	Г кал/час	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545
	%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Г кал/час	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Г кал/час	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294
Резерв("+)/Дефицит("-") (при аварийном выводе котла)	Г кал/час	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
	%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%

Таблица 2-3 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в с. Нёнокса

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)											
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040			
Установленная мощность	Гкал/час	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Собственные нужды	Гкал/час	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
	%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
	%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
<i>Отопление</i>	Гкал/час	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
<i>Вентиляция</i>	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная нагрузка	Гкал/час	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
<i>Отопление</i>	Гкал/час	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
<i>Вентиляция</i>	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв("+)/Дефицит("-") (по договорной нагрузке)	Гкал/час	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
	%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%
Резерв("+)/Дефицит("-") (по расчетной нагрузке)	Гкал/час	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363
	%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Резерв("+)/Дефицит("-") (при аварийном выводе котла)	Гкал/час	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063
	%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%

Таблица 2-4 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в п. Белое Озеро

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)											
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040			
Установленная мощность	Г кал/час	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585
Располагаемая мощность	Г кал/час	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585
Собственные нужды	Г кал/час	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%
Тепловая мощность нетто	Г кал/час	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574
Потери в тепловых сетях	Г кал/час	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
	%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%
Присоединенная договорная нагрузка	Г кал/час	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204
<i>Отопление</i>	Г кал/час	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204
<i>Вентиляция</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная нагрузка	Г кал/час	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325
<i>Отопление</i>	Г кал/час	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325
<i>Вентиляция</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	Г кал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв("+) / Дефицит(" -") (по договорной нагрузке)	Г кал/час	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323
%		84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%
Резерв("+) / Дефицит(" -") (по расчетной нагрузке)	Г кал/час	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202
%		76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Г кал/час	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Г кал/час	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034
Резерв("+) / Дефицит(" -") (при аварийном выводе котла)	Г кал/час	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662
%		64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%

## 2.4 Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно Федеральному закону 190-ФЗ «О теплоснабжении» эффективный радиус теплоснабжения - это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки потребителя тепловой энергии до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Расчет предельного радиуса эффективного теплоснабжения определяется в соответствии с методикой, приведенной в методических указаниях по разработке схем теплоснабжения утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212.

Согласно методике предельный радиус эффективного теплоснабжения определяется из следующего условия: если дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя превышает полезный срок службы тепловой сети, определенный в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Для тепловой нагрузки заявителя  $Q_{\text{сумм}}^{м.ч} < 0,1$  Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя определяется в соответствии с формулой.

$$ДСО_{\text{тс}} = \sum_{t=1}^n \frac{ПДС_t}{\left(1 + \frac{1}{(1+НД)}\right)^t}, \text{ лет, где}$$

$ДСО_{\text{тс}}$  – дисконтированный срок окупаемости инвестиций в строительство тепловой сети, лет;

$n$  – число периодов окупаемости, лет;

$ПДС_0$  – приток денежных средств от операционной деятельности исполнителя по теплоснабжению объекта заявителя, подключенного к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя (без НДС), тыс. руб.;

$НД$  – норма доходности инвестированного капитала;

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

Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя следует выполнить следующие действия:

В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя устанавливается адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения

На топооснове города осуществляется привязка объекта заявителя к точке подключения тепловой сети (формируется объект – тепловая камера для подключения и рассчитываются протяжённость и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

В электронной модели системы теплоснабжения формируется путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющей установке объекта заявителя (см. рис. 2-5 – красная пунктирная линия).

В электронной модели системы теплоснабжения рассчитывается пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя (см. рис. 2-6).

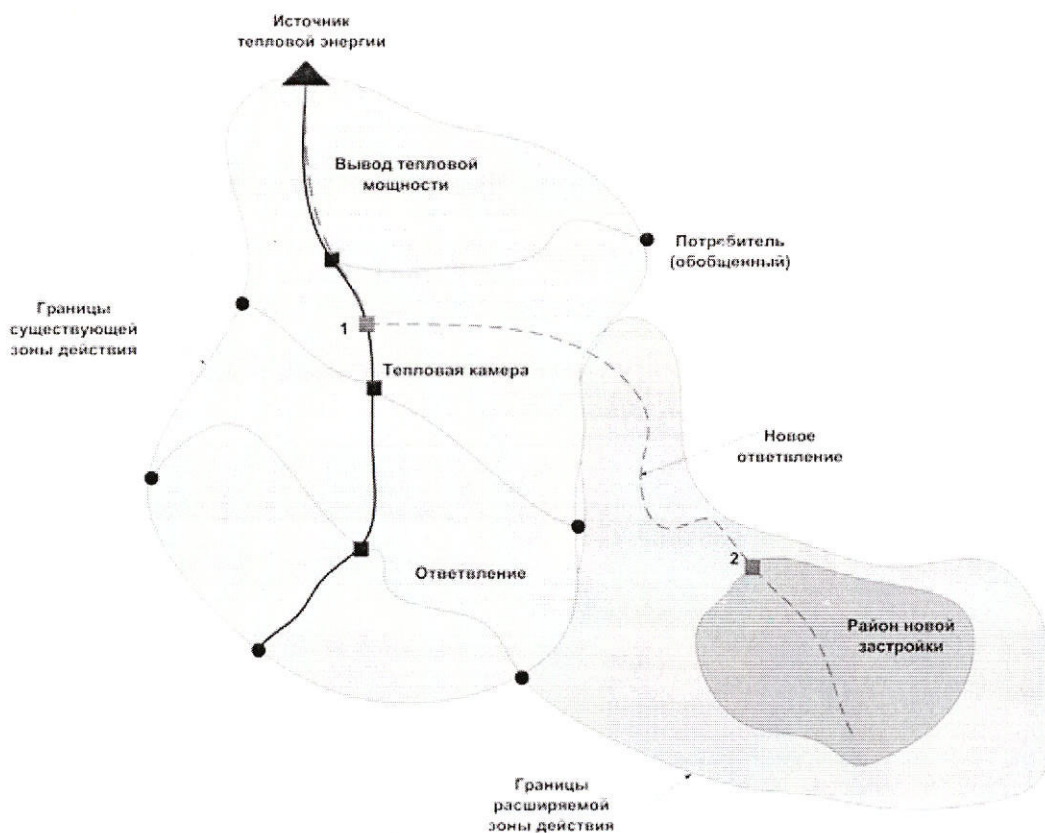


Рисунок 2-5 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения генерация



тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{Dy,i}, k_{Dy,j}$  – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром  $Dy_i(Dy_j)$  (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства (далее - НЦС) для объектов капитального строительства непромышленного назначения «Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 205/пр от 28 июля 2022 года., тыс. руб./км;

$N$  – число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами ( $Dy_i$ );

$M$  – число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до  $Dy_j$  (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов.

$ИЦП_t$  – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в  $t$ -м расчетном периоде, определяемый в соответствии с пунктом П40.6 настоящих методических указаний;

$ПВП_t$  – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой  $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$  Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с пунктом 163 подпунктом 1 приказа Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» в размере 550 руб/км (с НДС);

$НДС_t$  – а налога на добавленную стоимость в  $t$ -м расчетном периоде.

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в  $t$ -м расчетном периоде ( $ИЦП_t$ ) определяется по формуле:

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{6+1}^n) \times (1 + ИЦП_{6+2}^n) \times K \times (1 + ИЦП_t^n),$$

где  $ИЦП_{6+1}^n, ИЦП_{6+2}^n, \dots, ИЦП_t^n$  - индексы цен производителей промышленной

продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2021+1)-й, (2022+2)-й,...  $t$ -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на  $t$ -й расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени  $t$  за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединённому к тепловой сети исполнителя определяется по формуле:

$$ПДС_t = B_t - Z_t, \text{ тыс. руб./год}$$

где

- $B_t$  – выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, тепловой энергии за период тыс. руб. в год,;
- $Z_t$  – затраты, понесённые исполнителем на выработку тепловой энергии и передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя для теплоснабжения объекта заявителя за период  $t$ , тыс. руб. в год;

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, рассчитывается по формуле:

$$B_t = Q_3^{пз} \times C_{тэ,t} \times ИСПГ_t = Q_{0,3}^{мч} \times ЧЧМ_{ср} \times C_{тэ,t} \times ИСПГ_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

- $Q_3^{пз}$  – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год
- $Q_{0,3}^{мч}$  – максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении, в соответствии с пунктом 35 Постановления Правительства РФ от 5 июля 2018 г. № 787, Гкал/ч;
- $ЧЧМ_{ср}$  – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;
- $C_{тэ,t}$  – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в  $t$ -м расчетном периоде.
- $ИСПГ$  – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов

изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 30 апреля 2014 года №400)  $t$ -м расчетном периоде.

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, рассчитывается по формуле:

$$Z_t = (Z_{\tau} + Z_{\text{пер}})_t, \text{ тыс. руб./год}$$

где

$Z_{\tau,t}$  – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в  $t$ -м расчетном периоде, тыс. руб./год;

$Z_{\text{пер},t}$  – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в  $t$ -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, рассчитывается по формуле:

$$Z_{\tau,t} = Q_3^{\text{пл}} \times b_{\text{фт},t} \times C_{\tau,t} \times (1 + I_t^{\text{п}}) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

$Q_3^{\text{пл}}$  – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

$b_{\text{фт}}$  – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в  $t$ -м расчетном периоде, кг/Гкал;

$C_{\tau,t}$  – цена топлива фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в  $t$ -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т.у.т.

$I_t^{\text{п}}$  – прогнозный индекс роста цены на  $k$ -й вид топлива в  $t$ -м расчетном периоде, определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на  $t$ -м расчетном периоде, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый

вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям определяются аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой

$$Z_{\text{пер,t}} = \gamma_{\text{ст}} \times M_{\text{нтс}} = \gamma_{\text{ст}} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \text{ тыс. руб./год,}$$

где

- $\gamma_{\text{ст}}$  – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе снабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются т заявителя, руб./м<sup>2</sup>;
- $M_{\text{нтс}}$  – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для получения объекта заявителя, м<sup>2</sup>;
- $L_{\text{нтс,i}}$  – протяженность  $i$ -того участка вновь построенной тепловой сети с ным диаметром  $D_{\text{у,нтс,i}}$ , м;
- $D_{\text{у,нтс,i}}$  – условный диаметр  $i$ -того участка вновь построенной тепловой сети, м.

Согласно представленной методике подключение новых потребителей к системе теплоснабжения должно быть просчитано на основании представленной методики и определена целесообразность подключения объектов.

Перспективные потребители города Северодвинска, определенные исходя из выданных технических условий и градостроительные планы, включенные в данную Схему теплоснабжения, удовлетворяют условию целесообразности подключения к указанным источникам тепловой энергии, при условии выполнения предусмотренных данной Схемой теплоснабжения мероприятий по источникам тепловой энергии и тепловым сетям, обеспечивающие технические условия для подключения данных потребителей.

Оценка целесообразности подключение к централизованным системам теплоснабжения перспективных потребителей, не вошедших в Схему теплоснабжения, должна проводиться, на основании данной методики, и в случае получения отрицательного результата, решение о возможности подключения потребителя принимается на усмотрение теплоснабжающей организации.

### **3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ**

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения рассчитывался в соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»:

– в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

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

– для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают на единую систему теплоснабжения поэтому рассматриваются совместно. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя по системе теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 с учетом развития системы теплоснабжения представлены в таблице 3-1.

На котельных муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» отсутствуют системы водоподготовки.

Таблица 3-1 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителями, в том числе в аварийных режимах

Параметры	Ед. изм.	2021 факт	СТЭЦ-1														
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Производительность ВПУ	т/ч	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6
Собственные нужды	т/ч	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Емкость баков-аккумуляторов	м³	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
СТЭЦ-2																	
Производительность ВПУ	т/ч	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Собственные нужды	т/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Емкость баков-аккумуляторов	м³	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Система теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2																	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1599,1	1599,4	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	149,1	149,4	149,7	149,9	150,2	150,6	150,9	151,2	151,4	151,6	151,8	152,0	152,2	152,3	153,3	153,3
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вода на нужды ГВС*	т/ч	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	2038	2039	2039	2040	2040	2041	2042	2042	2043	2043	2044	2044	2044	2045	2045	2046
Аварийная подпитка тепловой сети (в период повреждения участка)	т/ч	3231	3234	3237	3239	3242	3246	3249	3252	3254	3256	3258	3260	3262	3263	3271	3271
Резерв/Дефицит к подпитке тепловой сети	т/ч	741	741	740	740	739	738	738	737	737	736	736	736	735	735	736	736
Доля резерва/дефицита к подпитке тепловой сети	%	26,5	26,5	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,2	26,1	26,1
Резерв/Дефицит к аварийной подпитке	т/ч	-452	-454	-457	-459	-463	-466	-469	-472	-475	-476	-478	-480	-482	-484	-494	-494
Доля резерва/дефицита к аварийной подпитке	%	-16,3	-16,3	-16,4	-16,5	-16,6	-16,8	-16,9	-17,0	-17,1	-17,1	-17,2	-17,3	-17,3	-17,4	-17,5	-17,5

\* - Сроки перевода систем теплоснабжения на закрытую схему ГВС в настоящий момент\* не определены.

## **4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

### **4.1 Описание вариантов развития систем теплоснабжения города**

Северодвинская ТЭЦ-1 – старейшая тепловая электростанция Архангельской области, введена в эксплуатацию в 1941 году. Оборудование ТЭЦ-1 физически и морально изношено, парковый ресурс неоднократно продлялся. При этом, Северодвинская ТЭЦ-2, более современная и достаточно мощная, оборудование которой используется менее чем на 50%.

В связи с этим ПАО «ТГК-2» планирует провести техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1, предусматривающее установку двух турбин ПТ-30/40-8,8/1,3 по 30 МВт и трех паровых энергетических котлов Е-160-9,8-540ГМ и строительство водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч). Основным топливом энергетических котлов запроектирован природный газ, резервным мазут.

После ввода нового оборудования планируется вывод из эксплуатации всех старых энергетических котлов и турбин.

После технического перевооружения электрическая мощность ТЭЦ-1 составит 60 МВт. Тепловая мощность турбоагрегатов после реконструкции составит 156 Гкал/ч, так же будут установлены РОУ которые при номинальной нагрузке турбоагрегатов смогут выдавать 34 Гкал/ч. Для дальнейшего использования котла ПТВМ-180 необходима его реконструкция с переводом на сжигание природного газа, и с доведением его до современных требований. Для покрытия тепловых нагрузок планируется строительство водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч).

В рамках схемы теплоснабжения рассматривается семь вариантов развития системы теплоснабжения города после проведения модернизации СТЭЦ-1 и вывода из эксплуатации старого оборудования. Варианты различаются оборудованием, установленным на СТЭЦ-1 для покрытия тепловых нагрузок, а также перераспределением тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

Первый вариант предусматривает:

- строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим.

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 570 Гкал/ч. Перераспределение

тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 вариантом не предусмотрено.

Второй вариант предусматривает:

- вывод из эксплуатации котла ПТВМ-180 на ТЭЦ-1;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 159 Гкал/ч.

Данный вариант не предусматривает ввода дополнительных мощностей на СТЭЦ-1 и предполагает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 190 Гкал/ч.

Третий вариант предусматривает:

- строительство на ТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 100 Гкал/ч, в составе двух котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 59 Гкал/ч.

- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 470 Гкал/ч.

Четвертый вариант предусматривает:

- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 159 Гкал/ч.

Данный вариант не предусматривает ввода дополнительных мощностей на СТЭЦ-1 и предполагает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч.

Пятый вариант предусматривает:

- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- строительство водогрейной котельной на острове Ягры суммарной мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на новую котельную в объеме 144 Гкал/ч, и на СТЭЦ-2 в объеме 49

Гкал/ч.

Данный вариант не предусматривает ввода дополнительных мощностей на СТЭЦ-1 и предполагает максимальную передачу тепловой нагрузки на новую котельную на о. Ягры и на СТЭЦ-2. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч.

Шестой вариант предусматривает:

- строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- вывод из эксплуатации котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 74 Гкал/ч.

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 390 Гкал/ч.

Седьмой вариант предусматривает:

- строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч), в составе четырех 4 водогрейных котлов, с установленной тепловой мощностью каждой единицы 60 МВт (51,6 Гкал/ч), топливо – природный газ;
- вывод из эксплуатации ПТ-30-90/10 ст.№3;
- установку 2 паровых турбин ПТ-30/40-8,8/1,3, с установленной электрической мощностью каждой единицы 30 МВт, тепловой мощностью каждой единицы 77,8 Гкал/ч;
- комплексную замену котлоагрегатов ПК-10-2 ст.№5 и ст.№6 на 2 котла Е-160-9,8ГМ (с трубопроводами связи) ст.№11 и ст.№12;
- комплексную замену котлоагрегата ПК-10-2 ст.№4 на котел Е-160-9,8ГМ ст.№10 (с трубопроводами связи);
- вывод из эксплуатации ПТ-59,1-90/13 ст.№5 и ПТ-60-90/13 ст.№6;
- строительство третьей линии электропередачи между Северодвинскими ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения узла потребления Северодвинской ТЭЦ-1.

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 576 Гкал/ч. Перераспределение тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 вариантом не предусмотрено.

Для реализации распределений тепловой нагрузки в соответствии с разработанными вариантами, а также обеспечения перспективных нагрузок, необходим ряд мероприятий на тепловых сетях, обеспечивающие устойчивость гидравлического режима. Мероприятия включают в себя строительство новых тепловых сетей, реконструкцию с увеличением диаметров трубопроводов, строительство насосных станций.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 1:

- Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на обратном трубопроводе (Гобр=2200 т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 2:

- Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж на тепломагистрали “Ж” Ду1000 (верхний ярус) и Ду1200 (нижний ярус) с насосами на подающем и обратном трубопроводах (Гпр=10100 т/ч, Гобр=9200 т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.
- Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;
- Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 3:

- Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на подающем и обратном трубопроводах (Гпр=2600 т/ч, Гобр=1900 т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;

-Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 4:

-Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж на тепломагистрали “Ж” Ду1000 (верхний ярус) и Ду1200 (нижний ярус) с насосами на подающем и обратном трубопроводах ( $G_{пр}=10100$  т/ч,  $G_{обр}=9200$  т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для обратного трубопровода;

-Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с Ду1000 на Ду1200, протяженностью 850м;

-Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

-Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;

-Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 5:

-Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на подающем и обратном трубопроводах ( $G_{пр}=2700$  т/ч,  $G_{обр}=1800$  т/ч);

-Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с Ду1000 на Ду1200, протяженностью 850м;

-Строительство на острове Ягры газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч ( $G_{пр}=3000$  т/ч,  $G_{обр}=2850$  т/ч);

-Строительство участка теплосети от новой котельной до ТК 4Я диаметром Ду800, протяженностью 200м (подключение котельной к существующим тепловым сетям);

-Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 6:

-Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе

ТК-14А с насосами на подающем и обратном трубопроводах ( $G_{пр}=2600$  т/ч,  $G_{обр}=2000$  т/ч. На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для обратного трубопровода;

-Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;

Вариантом 7 переключение тепловой нагрузки СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2 не предусматривается, для обеспечения устойчивого гидравлического режима необходимо выполнение следующего мероприятия:

-Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800.

По прочим теплоснабжающим организациям муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» мероприятий не предусмотрено.

Варианты развития систем теплоснабжения города Северодвинска, и предусмотренные вариантами мероприятия представлены в таблице 4-1.

Таблица 4-1 – Варианты развития систем теплоснабжения города Свердловска

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной в составе четырех котлов тепловой мощностью 200 Гкал/ч и проведение реконструкции котла ПТВМ-180, суммарная тепловая мощность ГЭЦ-1 составит 570 Гкал/ч.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 318 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 616 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч;</li> <li>• Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;</li> <li>• На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для работоспособности ПТВМ-180;</li> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №4 КТК-100 в пиковый режим;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-2 в районе ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-1 в районе ТК-14А (G<sub>гр</sub>=2200 т/ч).</li> </ul>	<p>Вывод из эксплуатации котла ПТВМ-180 на ТЭЦ-1, без ввода тепловой мощности СТЭЦ-1 составит 190 Гкал/ч. Данный вариант предусматривает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 159 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 775 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №4 КТК-100 в пиковый режим;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ПП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;</li> <li>• Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.</li> </ul>	<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной, в составе двух котлов тепловой мощностью 100 Гкал/ч, а также проведение реконструкции котла ПТВМ-180, с переводом его на сжигание природного газа – суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 470 Гкал/ч. Вариант предусматривает передачу значительной части тепловой нагрузки на СТЭЦ-2, в объеме, который позволит не задымлять на СТЭЦ-2 водогрейный котел КТК-100 ст. №4.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 259 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 675 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;</li> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №4 КТК-100 в пиковый режим;</li> <li>• На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для работоспособности ПТВМ-180;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-2 в районе ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-1 в районе ТК-14А (G<sub>гр</sub>=1900 т/ч).</li> </ul>	<p>Реконструкцию котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1 с переводом его на сжигание природного газа, без ввода дополнительного газа, без ввода мощности СТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч. Данный вариант предусматривает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 159 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 775 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;</li> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №4 КТК-100 в пиковый режим;</li> <li>• На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для работоспособности ПТВМ-180;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-2 в районе ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-1 в районе ТК-14А (G<sub>гр</sub>=2600 т/ч).</li> </ul>	<p>Пять вариант предполагает строительство водогрейной котельной на острове Ятры в составе четырех котлов мощностью 200 Гкал/ч, для обеспечения потребителей данной зоны. Данный вариант предусматривает реконструкцию котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1, суммарная тепловая мощность ГЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 125 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 665 Гкал/ч, на коллекторах котельной о. Ятры – 144 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Строительство на острове Ятры газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч;</li> <li>• Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;</li> <li>• На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для работоспособности ПТВМ-180;</li> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №4 КТК-100 в пиковый режим;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-2 в районе ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-1 в районе ТК-14А (G<sub>гр</sub>=2700 т/ч).</li> </ul>	<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной в составе четырех котлов тепловой мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котел ПТВМ-180 выводится из эксплуатации, суммарная тепловая мощность ГЭЦ-1 составит 390 Гкал/ч. Часть тепловой нагрузки передается на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 244 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 639 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами Einghelm 60-150, мощностью 240 Гкал/ч;</li> <li>• Строительство третьей линии электропередачи между СТЭЦ-2 и СТЭЦ-1 для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения узла потребления СТЭЦ-1;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-2 в районе ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м.</li> </ul>	<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной в составе четырех котлов тепловой мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котел ПТВМ-180 выводится из эксплуатации, суммарная тепловая мощность ГЭЦ-1 составит 390 Гкал/ч. Часть тепловой нагрузки передается на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 244 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 639 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами Einghelm 60-150, мощностью 240 Гкал/ч;</li> <li>• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. №4 КТК-100 в пиковый режим;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-2 в районе ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м;</li> <li>• Реконструкция теплосетевой станции ПНС-1 в районе ТК-14А (G<sub>гр</sub>=2600 т/ч).</li> </ul>

Техническое перевооружение Свердловской ТЭЦ-1 с заменой устаревшего оборудования и переходом на другой вид топлива – природный газ. Предполагаемые мероприятия:

Ввод трех энергетических котлов типа Е-1(60-9,8-540ТМ) и двух турбин ПП-30(40-8,8)1,3; Вывод из энергетических котлов (ст. №5 – 9) и турбин (ст. №3 – 6) из эксплуатации.

## 4.2 Ограничения тепловой мощности СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

На СТЭЦ-2 имеются ограничения тепловой мощности, определяемые ограничениями по спросу на электрическую нагрузку. Существующая электрическая нагрузка в наиболее холодный период составляет в среднем 173 МВт, что позволяет находиться одновременно в работе лишь двум турбинам. Ограничение мощности составляет порядка 395 Гкал/ч.

После планируемой реконструкции электрическая мощность СТЭЦ-1 сократится с 150 МВт до 60 МВт, что позволит перераспределить электрические нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. В таблице 4-2 приведены данные по загрузке СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в наиболее холодную пятидневку отопительного сезона 2021-2022 года.

Таблица 4-2 – Электрическая нагрузка СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в наиболее холодную пятидневку

Наименование	29.01.2021	30.01.2021	31.01.2021	01.02.2022	02.02.2022	Среднее за период
<b>СТЭЦ-1</b>						
Максимальная нагрузка, МВт	108	109	115	114	113	112
Среднесуточная нагрузка, МВт	105	106	112	113	108	109
Минимальная нагрузка, МВт	102	103	108	112	102	105
<b>СТЭЦ-2</b>						
Максимальная нагрузка, МВт	172	172	174	174	172	173
Среднесуточная нагрузка, МВт	168	171	171	171	162	168
Минимальная нагрузка, МВт	146	168	161	161	135	154
<b>Суммарная нагрузка СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2</b>						
Максимальная нагрузка, МВт	280	281	289	288	285	285
Среднесуточная нагрузка, МВт	273	277	283	284	269	277
Минимальная нагрузка, МВт	248	271	269	273	237	260

Исходя из надежности теплоснабжения, в качестве ориентира возьмем среднюю из минимальных электрических нагрузок, за наиболее холодную пятидневку. Таким образом, электрическая нагрузка по обеим ТЭЦ составит 260 МВт. После реконструкции СТЭЦ-1 будет обеспечивать 50 МВт минимальной нагрузки, на СТЭЦ-2 придется 210 МВт. Данная электрическая нагрузка позволит держать в работе на СТЭЦ-2 три турбины Т-110/120-130 со средней нагрузкой 70 МВт. Исходя из энергетической характеристики турбины (см. рисунок 3-1) при электрической нагрузке 70 МВт турбина может выдать 130 Гкал/ч тепловой мощности. Собственные нужды станции обеспечиваются за счет РОУ, таким

образом, располагаемая тепловая мощность СТЭЦ-2 после реконструкции СТЭЦ-1 составит 790 Гкал/ч, с учетом собственных нужд обеспечиваемых РОУ 816 Гкал/ч.

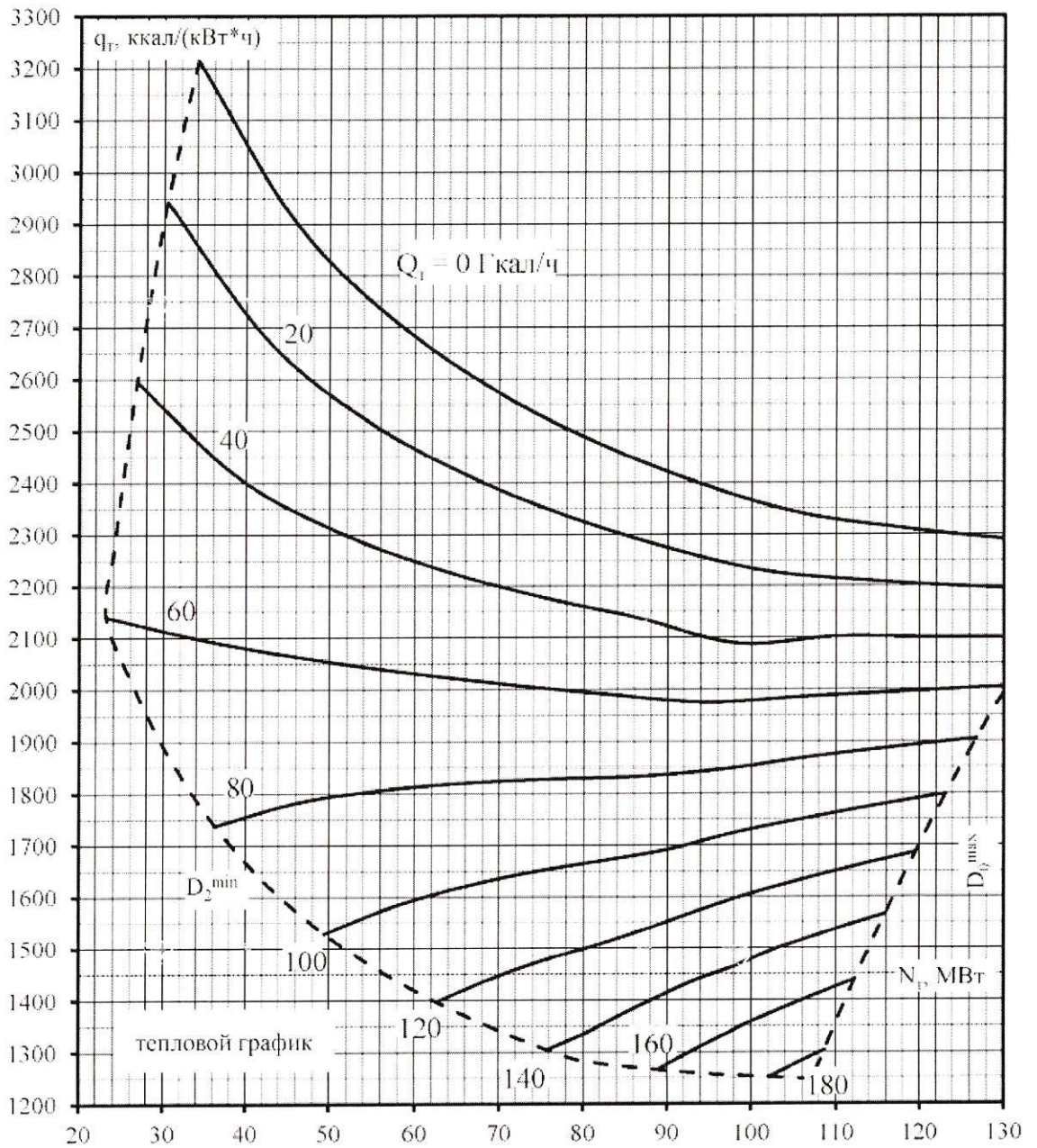


Рисунок 4-1 – Удельный расход тепла на выработку электроэнергии турбины Т-110/120-130

Ограничений тепловой установленной тепловой мощности на СТЭЦ-1 после проведения реконструкции не планируется.

### 4.3 Распределение тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

В таблице 4-3 представлены балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки для каждого варианта развития системы теплоснабжения, с соответствующим перераспределением тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. При составлении баланса учтена перспективная тепловая нагрузка до 2040 года.

Таблица 4-3– Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки по вариантам

	Тепловые мощности и тепловые нагрузки по вариантам развития, Гкал/ч						
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
<b>ГОРОД</b>							
Существующая тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	856	856	856	856	856	856	856
Прирост тепловой нагрузки за счет перспективных потребителей	78	78	78	78	78	78	78
Перспективная тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	934	934	934	934	934	934	934
<b>СТЭЦ-1</b>							
Установленная тепловая мощность	570	190	470	370	370	390	576
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	570	190	470	370	370	390	576
Отборов турбин	156	156	156	156	156	156	156
РОУ	34	34	34	34	34	34	34
Водогрейные котлы	380	0	280	180	180	200	386
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	318	159	259	159	125	244	347
Собственные нужды	15	15	15	15	15	15	15
Тепловая нагрузка пар	50	50	50	50	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка	383	224	324	224	190	309	397
Резерв тепловой мощности	187	-34	146	146	180	81	164
<b>СТЭЦ-2</b>							
Установленная тепловая мощность	1105	1105	1105	1105	1105	1106	1105
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	816	816	816	816	816	816	816
Отборов турбин	390	390	390	390	390	390	390
РОУ (собственные нужды)	26	26	26	26	26	26	26
Водогрейные котлы	400	400	400	400	400	400	400
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	616	775	675	775	665	690	587

	Тепловые мощности и тепловые нагрузки по вариантам развития, Гкал/ч						
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Собственные нужды	26	26	26	26	26	26	26
Суммарная тепловая нагрузка	642	801	701	801	691	716	587
Резерв тепловой мощности	174	15	115	15	125	100	203
<b>ВК (о. Ягры)</b>							
Установленная тепловая мощность	0	0	0	0	200	0	0
Располагаемая тепловая мощность	0	0	0	0	200	0	0
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	0	0	0	0	144	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0	4	0	0
Резерв тепловой мощности	0	0	0	0	52	0	0
<b>По системе объединенной теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2</b>							
Установленная тепловая мощность	1675	1295	1575	1475	1475	1496	1681
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	1386	1006	1286	1186	1186	1206	1392
Отборов турбин	546	546	546	546	546	546	546
РСУ	60	60	60	60	60	60	60
Водогрейные котлы	780	400	680	580	580	600	786
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	934	934	934	934	790	934	934
Собственные нужды	41	41	41	41	41	41	41
Тепловая нагрузка пар	50	50	50	50	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка	1025	1025	1025	1025	881	1025	984
Резерв тепловой мощности	361	-19	261	161	305	181	367
Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого мощного агрегата	181	-119*	81	-19	125	81*	253

\*- По СТЭЦ-2 в качестве самого большого по тепловой мощности агрегата рассмотрен водогрейный котел мощностью 100 Гкал/ч, поскольку энергоблок Т-110/120-130 резервирует энергоблок ПТ-80/100-130/13

На СТЭЦ-2, при выходе из строя энергоблока Т-110/120-130, его нагрузку может нести энергоблок ПТ-80/100-130/13, но при электрической нагрузке 70 МВт максимальная тепловая нагрузка теплофикационного отбора турбины составит 115 Гкал/ч. Также при разработке вариантов учтено, что на СТЭЦ-2 энергоблок ПТ-80/100-130/13 не может резервировать водогрейные котлы.

Как видно из таблицы 3-2, во всех вариантах, за исключением варианта 2, на СТЭЦ-1 имеется резерв тепловой мощности при обеспечении текущих и перспективных

тепловых нагрузок. СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают на единую систему теплоснабжения и могут в случае аварийного выхода из строя оборудования на одном из источников компенсировать недостаток тепловой мощности за счет другого источника тепловой энергии.

В вариантах 2 и 4 при выходе из строя самого большого агрегата образуется дефицит тепловой мощности. Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при выходе из строя самого большого агрегата должно быть обеспечено 87% нагрузки отопления. Паровые потребители ТЭЦ-1 при ограничении мощности не могут быть ограничены, поскольку являются потребителями 1-й категории. Таким образом, минимально допустимое снижение тепловой мощности по объединенной системе теплоснабжения в вариантах 3 и 4 составляет 864 Гкал/ч. Тепловая мощность, при выходе из строя самого большого турбоагрегата, составит 906 Гкал/ч в варианте 2 и 1006 Гкал/ч в варианте 4, то есть возможное снижение отпуска тепловой энергии будет находиться в пределах допустимых значений.

#### **4.4 Оценка загрузки оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам**

Оптимальная загрузка по тепловой энергии ТЭЦ будет при максимально возможном использовании теплофикационных мощностей обеспечивающих комбинированную выработку тепловой и электрической энергии.

На рисунке 4-2 представлен график Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, по данным с приборов учета за отопительный период 2021-2022 года.

Из графика видно, что наибольшее время в отопительном периоде нагрузка находится в диапазоне 370-420 Гкал/ч, температура наружного воздуха находилась в диапазоне -5,8 до 4,8, средняя температура составила -0,4 °С, что практически соответствует средней температуре наружного воздуха, которая за отопительный период 2021-2022 года составила -0,3 °С. Для оценки теплофикационной загрузки оборудования, в наиболее длительных режимах, пересчитаем нагрузки по вариантам на среднюю температуру, результаты расчетов приведены в таблице 4-4.

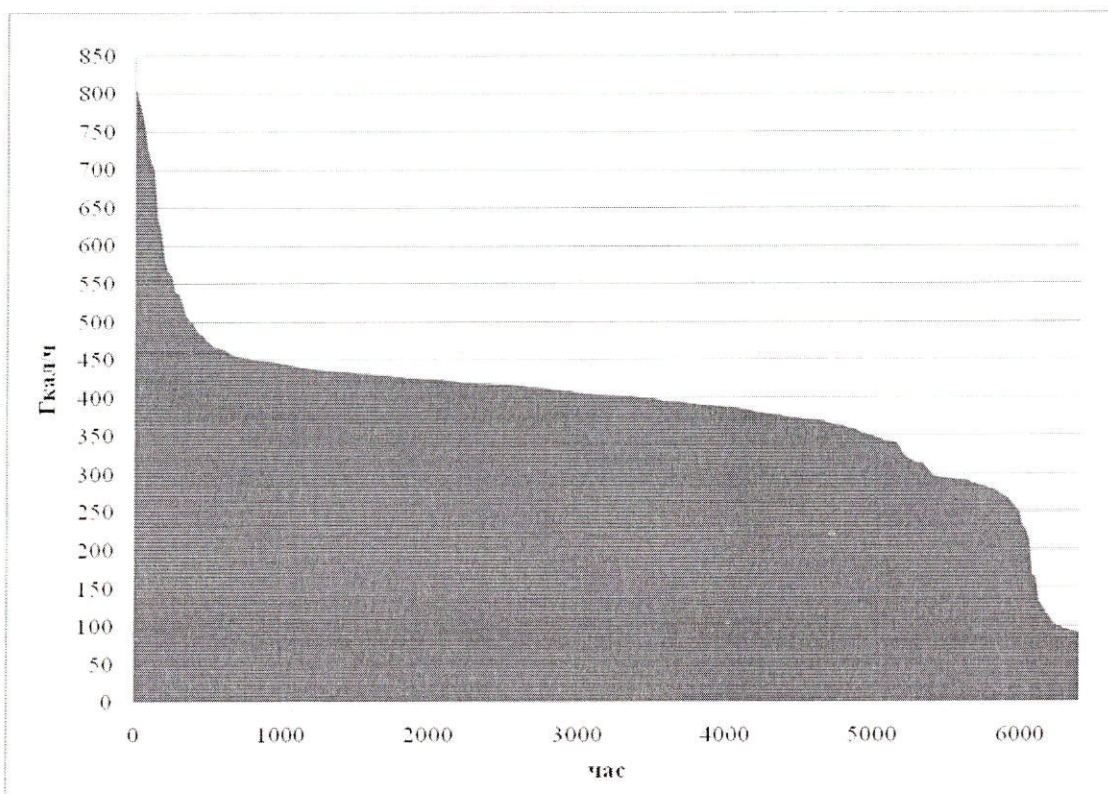


Рисунок 4-2- График Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Таблица 4-4 – Фактические нагрузки на коллекторах СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 при средней за отопительный период температуре наружного воздуха

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
<b>СТЭЦ-1</b>							
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	318	159	259	159	125	244	318
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на среднюю температуру наружного воздуха, Гкал/ч	145	85	125	85	72	112	145
Нагрузка потребителей пара, Гкал/ч	34	34	34	34	34	34	34
Располагаемая тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	156	156	156	156	156	156	156
Процент загрузки турбоагрегатов по располагаемой тепловой мощности, %	100	76	100	76	68	94	100
<b>СТЭЦ-2</b>							
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	616	775	675	775	665	690	616

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на среднюю температуру наружного воздуха, Гкал/ч	267	328	287	328	286	300	267
Располагаемая тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	390	390	390	390	390	390	390
Процент загрузки турбоагрегатов по располагаемой тепловой мощности, %	68	84	74	84	73	77	68
<b>СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2</b>							
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	934	934	934	934	790	934	934
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на среднюю температуру наружного воздуха, Гкал/ч	412	412	412	412	357	412	412
Нагрузка потребителей пара, Гкал/ч	34	34	34	34	34	34	34
Располагаемая тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	546	546	546	546	546	546	546
Процент загрузки турбоагрегатов по располагаемой тепловой мощности, %	77	82	81	82	72	82	77

Из таблицы видно, что уровень теплофикации ТЭЦ, при средней за отопительный период температуре, в варианте 5 ниже, чем в остальных, поскольку вариант 5 предполагает передачу значительной части тепловой нагрузки, на новую котельную на острове Ягры. Варианты 1, 3 и 7 предполагают в данных режимах использование водогрейных котлов, либо РОУ для выработки тепловой энергии. В вариантах 2, 4 и 6, при средней за отопительный период температуре наружного воздуха, обеспечивается выработка всей тепловой энергии турбоагрегатами, загрузка турбоагрегатов по тепловой нагрузке в данных вариантах оптимальна.

#### 4.5 Техничко-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам

В таблице 4-5 представлены технико-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по рассматриваемым вариантам.

Таблица 4-5 – Сводные технико-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Параметры	Ед. измерения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
<b>СТЭЦ-1</b>								
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	289040	289040	289040	289040	241628	289040	327 908
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1220400	697777	1030481	697777	599273	981958	1 212 326
Расход топлива, т.ч.	т.у.т.	267389	201412	243996	201412	179572	239698	289 459
Расход природного газа	т.у.т.	267389	201412	243996	201412	179572	239698	289 259
	тыс.м <sup>3</sup>	231506	174383	211252	174383	155474	207530	249 424
Расход мазута	т.у.т.	0	0	0	0	0	0	200
	т.	0	0	0	0	0	0	148
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	349,6	370,2	356,8	370,2	384,3	360,8	364,9
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	136,3	135,3	136,7	135,3	144,7	137,9	140,1
<b>СТЭЦ-2</b>								
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	1204665	1204665	1204665	1204665	1245343	1204665	1 225 872
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1924926	2447549	2114845	2447549	2139692	2163368	1 789 074
Расход топлива, т.ч.	т.у.т.	644830	707999	666079	707999	681929	670309	624 460
Расход природного газа	т.у.т.	644376	705901	665115	705901	681126	668418	622 679
	тыс.м <sup>3</sup>	557902	611169	575858	611169	589720	578717	536 926
Расход мазута	т.у.т.	453	2099	964	2099	803	1890	1 781
	т.	333	1542	708	1542	590	1389	1 303
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	305,5	298,6	302,4	298,6	301,2	301,6	317,4
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	143,8	142,3	142,7	142,3	143,4	141,9	131,6
<b>Суммарно по СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2</b>								
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	1493705	1493705	1493705	1493705	1486971	1493705	1 575 100
Отпуск тепловой энергии	Гкал	3145326	3145326	3145326	3145326	2738965	3145326	2 954 900
Потребленное топливо ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	т.у.т.	912218	909411	910075	909411	861502	910007	928 400
Расход природного газа	т.у.т.	911765	907312	909112	907312	860699	908116	925 900
	тыс.м <sup>3</sup>	789407	785552	787110	785552	745194	786248	798 103
Расход мазута	т.у.т.	453	2099	964	2099	803	1890	2 500
	т.	333	1542	708	1542	590	1389	1 831
Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	314,1	312,2	312,9	312,2	314,7	313,1	327,4

Параметры	Ед. измерения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	140,9	140,8	140,8	140,8	143,6	140,7	135,0

По результатам расчета технико-экономических показателей на перспективу, по эффективности, варианты имеют сопоставимые технико-экономические показатели, за исключением варианта 5, который имеет значительно меньшую эффективность. Наилучшие технико-экономические показатели в вариантах 2, 3, 4, 6, 7.

#### **4.6 Оценка необходимых инвестиций для реалии мероприятий по вариантам**

В таблице 4-6 представлены данные о необходимых мероприятиях в части водогрейных мощностей и перераспределения нагрузки при реализации каждого из вариантов, а также приведены необходимые объемы инвестиций для их реализации. Стоимости мероприятий приведены в ценах соответствующих лет.

Таблица 4-6 – Мероприятия по вариантам развития системы теплоснабжения и необходимый объем инвестиций для их реализации

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6		Вариант 7	
Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.
<b>Источники тепловой энергии</b>													
Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч	1 455 448	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 2 водогрейными котлами, мощностью 100 Гкал/ч	760 488	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на природного газа.	707 637	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч	1 389 920	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч	1 455 448	Строительство на ТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч), в составе четырех водогрейных котлов, единичной мощностью 50 Гкал/ч.	5 873 722
Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на природного газа.	707 637	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на природного газа.	-	Реконструкция на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 2 водогрейными котлами, мощностью 100 Гкал/ч	707 637	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на природного газа.	707 637	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	-	-
На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	139 502	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	-	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	139 502	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	139 502	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	132 502	-	-	-	-
Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	-	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	13 625	-	-	-	-
<b>Тепловые сети</b>													
Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переключки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792
Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632	Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632	Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632	Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632	Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632	Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632	Реконструкция тепломатрицали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	140 632

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6		Вариант 7	
Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.
Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G <sub>нр</sub> =2200 т/ч)	89 542	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G <sub>нр</sub> =10100 т/ч, G <sub>обр</sub> =9200 т/ч)	319 288	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G <sub>нр</sub> =2600 т/ч, G <sub>обр</sub> =1900 т/ч)	187 873	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G <sub>нр</sub> =10100 т/ч, G <sub>обр</sub> =9200 т/ч)	319 288	Строительство участка теплотрассы от новой котельной до ТК-4Я диаметром Ду800 протяженностью 200м	36 921	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G <sub>нр</sub> =2600 т/ч, G <sub>обр</sub> =2000 т/ч)	187 873	-	-
		Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе	3 385			Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе	3 385	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G <sub>нр</sub> =2700 т/ч, G <sub>обр</sub> =1800 т/ч)	187 873			-	-
		Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах	6 757			Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах	6 757					-	-
<b>Всего</b>	<b>2 553 179</b>	<b>Всего</b>	<b>490 479</b>	<b>Всего</b>	<b>1 956 550</b>	<b>Всего</b>	<b>1 337 619</b>	<b>Всего</b>	<b>2 622 903</b>	<b>Всего</b>	<b>1 804 370</b>	<b>Всего</b>	<b>5 880 514</b>

#### 4.7 Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города Северодвинска

Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города, и варианта реконструкции СТЭЦ-1 производится по следующим критериям:

- Надежность и качество теплоснабжения потребителей;
- Объем инвестиций необходимый для реализации проекта;
- Техничко-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2;
- Оптимальная загрузка турбоагрегатов СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

Вариант 1 имеет высокую стоимость реализации (выше в вариантах 5 и 7), кроме того не обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов, в наиболее длительных режимах работы, поскольку на СТЭЦ-1 в период средних температур часть тепловой мощности придется обеспечивать за счет РОУ либо водогрейных котлов. К положительным моментам данного варианта следует отнести минимальные затраты в тепловые сети и сооружения на них, а так же наличие значительных резервов мощности. Вариант имеет средние технико-экономические показатели.

Вариант 2, с учетом перспективного прироста нагрузки до 2040, не может быть рассмотрен к реализации ввиду недостаточности тепловой мощности для обеспечения потребителей в период наиболее низких температур. При выходе самого большого агрегата из строя дефицит мощности составит 110 Гкал/ч. Дефициты мощности не могут быть компенсированы ТЭЦ-2, поскольку на ТЭЦ-2 в данном варианте также отсутствуют резервы. При этом вариант 2 может рассматриваться как первый этап реализации модернизации системы теплоснабжения.

Вариант 3 имеет среднюю стоимость реализации. Вариант не обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов при средней за отопительный период температуре наружного воздуха, турбины ТЭЦ-1 загружены на 100%, что не позволяет регулировать электрическую нагрузку без дополнительных тепловых мощностей (РОУ, либо водогрейных котлов). Вариант предусматривает значительные резервы мощности в рабочем режиме, но при выходе из строя самого большого агрегата – водогрейного котла ПТВМ-180 в период наиболее низких температур наружного воздуха присутствует дефицит мощности, который не может быть компенсирован мощностями СТЭЦ-2.

Вариант 4 имеет низкую стоимость реализации, относительно других вариантов. Распределение нагрузки между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов в большинстве режимов. Вариант имеет лучшие технико-экономические показатели. В варианте предполагается наличие резерва тепловой мощности как на ТЭЦ-1, так и на ТЭЦ-2. В случае выхода из строя самого большого агрегата – водогрейного котла ПТВМ-

180 при минимальных температурах наружного воздуха по системе теплоснабжения присутствует небольшой дефицит мощности, который находится в допустимых пределах.

Вариант 5 имеет высокую стоимость реализации, распределение нагрузок между источниками тепловой энергии не обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, имеет худшие технико-экономические показатели среди рассматриваемых вариантов. Резервы тепловой мощности присутствуют на всех источниках тепловой энергии.

Вариант 6 имеет среднюю стоимость реализации, распределение нагрузки между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов, имеются резервы тепловой мощности как на ТЭЦ-1, так и на ТЭЦ-2, технико-экономические показатели на приемлемом уровне.

Вариант 7 обеспечивает максимальный резерв тепловой мощности, оптимальную загрузку турбоагрегатов, в наиболее длительных режимах работы, поскольку на СТЭЦ-1 в период средних температур часть тепловой мощности придется обеспечивать за счет РОУ либо водогрейных котлов. К положительным моментам данного варианта следует отнести также минимальные затраты в тепловые сети и сооружения на них.

По совокупности показателей в качестве приоритетного варианта запланирован к реализации **вариант со строительством водогрейной котельной** на СТЭЦ-1.

Для оптимизации инвестиций и перераспределения их части на более поздний период предполагается реализация следующих мероприятий:

- строительство Водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч);
- строительство и ввод в эксплуатацию КЛ-110 кВ Стационарная-3;
- комплексная замена котлоагрегатов ПК-10-2 ст.№5 и ст.№6 на 2 котла Е-160-9,8ГМ (с трубопроводами связи) ст.№11 и ст.№12;
- установка турбоагрегата ПТ-30/40-8,8/1,3 ст.№7 с генератором (вместо ст.№3);
- вывод из эксплуатации ПТ-30-90/10 ст.№3;
- комплексная замена котлоагрегата ПК-10-2 ст.№4 на котел Е-160-9,8ГМ ст.№10 (с трубопроводами связи);
- установка турбоагрегата ПТ-30/40-8,8/1,3 ст.№8 с генератором (вместо ст.№5);
- вывод из эксплуатации ПТ-59-90/13 ст. №5;
- вывод из эксплуатации ПТ-60-90/13 ст. №6.

В таблице 4-7 представлен список необходимых мероприятий и скорректированный объем инвестиций, необходимый для реализации мероприятий, с учетом этапов их реализации. Стоимости мероприятий представлены в ценах соответствующих лет.

Таблица 4-7 – Инвестиции в реализацию мероприятий по выбранному варианту развития

Мероприятие	Объем инвестиций, тыс. руб.	Стоимость
-------------	-----------------------------	-----------

	<b>2014- 2024 г. факт</b>	<b>2025 г. план</b>	<b>2026 г. план</b>	<b>2027- 2028 г. план</b>	<b>мероприятия, тыс. руб.</b>
Строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1	159 589	533 138	2 634 215	2 546 780	5 873 722
Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1	2 926 987	284 498	2 497 032	12 160 761	17 869 278
Строительство КЛ-110кВ Северодвинская ТЭЦ-2 – Северодвинская ТЭЦ-1 №3	43 817	0	0	285 229	329 046
<b>Всего</b>	<b>3 130 393</b>	<b>817 636</b>	<b>5 131 247</b>	<b>14 992 769</b>	<b>24 072 045</b>

#### **4.8 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения.**

В таблице 4-8 представлен сценарий развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы системы теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.

**Таблица 4-8 – Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения**

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Причина возникновения аварийной ситуации	Возможные характеристики развития аварии и последствия	Действия при ликвидации последствий аварийных ситуаций
1	Остановка работы источника тепловой энергии, ЦТП, насосной станции	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции в системах теплоснабжения потребителей, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Информирование об отсутствии электроэнергии ЕДДС, электросетевой организации. Перевод тепловой нагрузки на другой источник. Переход на резервный или автономный источник: электроснабжения (второй ввод, дизель-генератор). При длительном отсутствии электроэнергии организация ремонтных работ по предотвращению размораживания силами персонала теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами
2	Ограничение работы источника тепловой энергии, ЦТП	Прекращение подачи холодной воды на источник тепловой энергии, ЦТП	Ограничение циркуляции теплоносителя в системах теплоснабжения, понижение температуры воздуха в зданиях	Информирование об отсутствии холодной воды водоснабжающей организации, ЕДДС. Перевод тепловой нагрузки на другой источник. При длительном отсутствии подачи воды и открытой системе горячего водоснабжения, прекращение горячего водоснабжения, организация ремонтных работ и необходимых мер по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами
3	Не выдерживание нагрева воды на источнике тепловой энергии	Прекращение подачи топлива, выход из строя единицы оборудования	Ограничение (прекращение) подачи горячей воды в системы теплоснабжения, понижение температуры воздуха в зданиях	Информирование о прекращении подачи топлива газоснабжающей организации, ЕДДС. Перевод тепловой нагрузки на другой источник. Выполнение переключения на резервное оборудование, топливо. При длительном отсутствии подачи газа, отсутствии резервного топлива и оборудования организация ремонтных работ по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами
4	Полное прекращение циркуляции в магистральном трубопроводе тепловой сети	Разрушение трубопровода, выход из строя запорной арматуры	Прекращение циркуляции в части системы теплоснабжения, понижение температуры в зданиях. возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Организация переключения теплоснабжения поврежденного участка от другого участка тепловых сетей (через секционирующую арматуру). Оптимальную схему теплоснабжения населенного пункта (части населенного пункта) определить с применением электронного моделирования. При длительном отсутствии циркуляции организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организаций, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами

Порядок действия по ликвидации аварийных ситуаций в системе теплоснабжения города Северодвинска с учетом взаимодействия тепло-, электро-, водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии и служб жилищно-коммунального хозяйства отображен в инструкции «Взаимодействие диспетчерских служб Северодвинских городских тепловых сетей ПАО «ТГК-2», Управляющих компаний, предприятий и учреждений города, единой дежурной диспетчерской службы (ЕДДС) Северодвинска при проведении ремонтных работ и устранении аварийных ситуаций в системе теплоснабжения».

В качестве инструмента для решения задач с применением электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций в городе Северодвинске используется электронная модель, созданная в программно-расчетном комплексе Zulu (разработчик ООО «Политерм», г. Санкт-Петербург) в составе геоинформационной системы Zulu и расчетного модуля ZuluThermo.

Задачи, решаемые с применением электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций, относятся к процессам эксплуатации системы теплоснабжения, диспетчерскому и технологическому управлению системой и включает в себя:

- моделирование изменений гидравлического режима при аварийных переключениях и отключениях;
- формирование рекомендаций по локализации аварийных ситуаций и моделирование последствий выполнения этих рекомендаций;
- формирование перечней и сводок по отключаемым абонентам;
- иную информацию, необходимую для электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций.

## **5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии**

Схемой теплоснабжения предусмотрено обеспечение перспективных потребителей от существующих источников тепловой энергии, либо от индивидуального теплоснабжения. Строительство новых источников централизованного теплоснабжения не предусмотрено.

**5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии**

Реконструкция источников тепловой энергии, для обеспечения перспективной тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии Схемой теплоснабжения не предусмотрено

**5.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

Схемой теплоснабжения планируется техническое перевооружение и модернизация основного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

В период до 2029 года ПАО «ТГК-2» планирует провести техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1, предусматривающую установку двух турбин ПТ-30/40-8,8/1,3 по 30 МВт и трех паровых энергетических котлов Е-160-9,8-540ГМ и строительство водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч). Основным топливом оборудования запроектирован природный газ, резервным мазут.

Характеристики основного оборудования СТЭЦ-1 после реконструкции приведены в таблицах 5-1 и 5-2.

Таблица 5-1 – Характеристики вводимого в эксплуатацию котельного оборудования СТЭЦ-1

Ст. №	Тип	Производительность т/час	Температура перегретого пара, °С	Давление пара кгс/см <sup>2</sup>	Завод изготовитель	Ввод в эксплуатацию	Основное топливо
10	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	2028г.	Природный газ
11	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	2028г.	Природный газ

Ст. №	Тип	Производительность т/час	Температура перегретого пара, °С	Давление пара кгс/см <sup>2</sup>	Завод изготовитель	Ввод в эксплуатацию	Основное топливо
12	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	2028г.	Природный газ
	Водогрейная котельная мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч)					2027г.	Природный газ

Таблица 5-2 – Характеристики вводимого в эксплуатацию турбинного оборудования СТЭЦ-1 после реконструкции

Ст. №	Тип	Ввод в эксплуатацию	Номинальная электрическая мощность	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	
				П-отбор	Т-отбор
7	ПТ-30/40-8,8/1,3	2028	30	32	46
8	ПТ-30/40-8,8/1,3	2028	30	32	46

После вывода из эксплуатации турбоагрегата ст.№3 будет произведен ввод в эксплуатацию турбоагрегата ст.№7, далее после вывода из эксплуатации турбоагрегата ст.№5 будет произведен ввод в эксплуатацию турбоагрегата ст.№8 и вывод из эксплуатации турбоагрегата ст.№6.

В 2022 году ПАО «ТГК-2» подало в Министерство энергетики Российской Федерации (далее – Минэнерго России) заявление поставщика-участника оптового рынка о необходимости модернизации (реконструкции) или строительства генерирующих объектов тепловых электростанций в неценовой зоне оптового рынка, согласно которому в рамках программы ДПМ неценовой зоны предполагается модернизация оборудования СТЭЦ-1 в объеме строительства 3-х газовых котлоагрегатов и 2 паровых турбин. В июле 2024 года заявка была направлена повторно.

Вопрос по модернизации Северодвинской ТЭЦ-1 рассматривался 18.11.2024 на заседании Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики. Поддержано предложение Минэнерго России о внесении изменений в федеральный проект «Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией» комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, в части включения проекта модернизации Северодвинской ТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2».

Источник возврата вложенных инвестиций по титулам «Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1» и «Строительство КЛ 110кВ СТЭЦ-2 – СТЭЦ-1 №3» - надбавка к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов тепловых электростанций, модернизированных, реконструированных и (или) построенных на территориях ценовых зон оптового рынка (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010

№1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»).

Источник возврата вложенных инвестиций по титулу «Строительство водогрейной котельной на территории СТЭЦ-1» – прибыль в тарифе на тепловую энергию.

Инвестиционные мероприятия на СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по техническому перевооружению и модернизации основного и вспомогательного оборудования, а также энергосбережению, представлены в таблице 5-3.

Таблица 5-3 – Планируемые мероприятия по реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2  
**Заграты на реализацию мероприятий по техническому перевооружению оборудования на Северодвинской ТЭЦ №1, тыс. руб. (без НДС)**

№ п/п	Наименование мероприятий	Обеспечение безопасности (цель реализации)	Оценки и место расположения объекта	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий, тыс. рублей (без НДС)																							
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя				в т.ч. по годам																							
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия			2024 факт	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27							
3.2.143	Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1, в том числе:	Повышение надежности, качества и эффективности энергоснабжения	СТЭЦ-1	Установленная мощность	МВт	150/ 578	60/ 576	2019	2028	336 319	817 636	5 131 247	14 992 769	12 160 761	14 992 769																		
	272 426									284 498	2 497 032																						
	7 945									0	0	285 229																					
3.2.59	Строительство котельной КЭЛ 110 кВ Северодвинская ТЭЦ-2 - Северодвинская ТЭЦ-1 ЖЭС	Обеспечение надежности и качества теплоснабжения	СТЭЦ-1	Установленная мощность	МВт	0	240/	2023	2027	55 948	533 138	2 634 215	2 546 780																				
	Модернизация водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1	Улучшение условий работы персонала	СТЭЦ-1	Пропускная способность	кг	1000	1000	2024	2024	9 228																							
3.2.60	Модернизация лифта пассажирского г/п 320 кг, рег. №57231	Улучшение условий работы персонала	СТЭЦ-1	Грузоподъемность	кг	320	400	2025	2025		14 208																						
3.2.78	Модернизация слесарного пара ремонтно-механических мастерских СТЭЦ-1	Обеспечение ремонтных работ	СТЭЦ-1	количество	шт	1	3	2024	2026	2 335	3 642	4 455																					
3.2.85	Реконструкция здания усл. с.з. здания (СТЭЦ-1)	Обеспечение сохранности здания	СТЭЦ-1	отражающие конструкции, охранный оппашивания	шт	0	1	2019	2025	9 482																							
3.2.95	Модернизация сетевого подопревателя ст. № ОБ 1.2 с заменой трубной системы с применением труб ДА-77-2 (СТЭЦ-1)	Повышение надежности	СТЭЦ-1	материал трубной системы подопревателя	материал	Д-68	ДА-77-2	2024	2024	5 086																							
3.2.96	Модернизация ОБ-4-2 с заменой трубной системы с применением труб ДА-77-2 (СМР) (СТЭЦ-1)	Повышение надежности	СТЭЦ-1	материал трубной системы подопревателя	материал	Д-68	ДА-77-2	2023	2024	3 719																							
3.2.99	Модернизация ЗРУ-110 кВ с заменой оборудования грейды (6 шт.) (СТЭЦ-1)	Повышение надежности, обеспечение работы	СТЭЦ-1	Тип	Тип	Воздушный, ВВН-110/6	Элегазовый, ЦТБ-143Д/ДВ	2022	2025	17 404	19 909																						

№ п/п	Наименование мероприятий	Обеспечение потребности (даль реализацию)	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики				Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий, тыс. рублей (без НДС)																		
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя			Год начала реализации мероприятия	в т.ч. по годам																	
						по реализации мероприятия	после мероприятия			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
3.2.100	Модернизация системы компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 10 кВ с определением места замыкания и сигнализацией о замыкании (СТЭЦ-1)	Повышение надежности, обеспечение работы	СТЭЦ-1	Системы компенсации емкостных токов	Кол-во	1	1	2024	2025	0	30 252																
6.1	Создание системы обеспечения информационной безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры (СОБЕ ЗО КИИ) (СТЭЦ-1)	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-1	-	Кол-во	0	1	2024	2025	6 961																	
6.16	Монтаж линий связи Северовильской ТЭЦ-1	Повышение надежности	СТЭЦ-2	-	Кол-во	0	1	2025	2025	439																	
6.18	Оборудование не требующее монтажа	Обеспечение работы	СТЭЦ-1	-				2014	2040	3 149	19 019	439															17 235
6.21	Комплекс мероприятий по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности Северовильской ТЭЦ-1	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-1					2025	2028		2 941	50 809	6 127	9 847	10 280	10 295	11 205	11 698	12 212	12 750	13 311	13 896	14 508	15 146	15 813	16 508	17 235
6.22	HMA	Обеспечение работы	СТЭЦ-1	-		1	1	2025	2040		1 301	1 370	1 430	1 493	1 559	1 628	1 698	1 774	1 852	1 934	2 019	2 108	2 200	2 297	2 398	2 504	
6.23	Модернизация турбины паровой с генератором трехфазного тока №5 (тип № 2500015016) типа ПТ-60-90/13 с переводом значимого объекта критической информационной инфраструктуры (далее – ЗО КИИ) в Автоматизированной системы видеоконтроля турбоагрегата №5» СТЭЦ-1 на доверительные программно-аппаратные комплексы (СТЭЦ-1)	Повышение надежности, обеспечение безопасности	СТЭЦ-1	-	Кол-во	1	1	2025	2026		838	14 004	1 430	1 493	1 559	1 628	1 698	1 774	1 852	1 934	2 019	2 108	2 200	2 297	2 398	2 504	



Заграты на реализацию мероприятий по техническому перевооружению оборудования на Северодвинской ТЭЦ-2, тыс. руб. (без НДС)

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемные показатели (цель реализации)	Описание и место выполнения работ	Основные технические характеристики					Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС																		
				Наименование показателя	Ед. изм.	до реализации	Значение показателя	год начала реализации	год окончания реализации	по годам																	
										2024 факт	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
3.2.118	Модернизация противопожарного воловопровода (инв. № 2300001307) с переходом на полиэтиленовые трубы (СТЭЦ(2))	Повышение надежности, обеспечение работы	СТЭЦ(2)-2	количество	шт	1	1	2023	2028	0	9 247	8 769	6 153	3 740													
3.2.123	Монтаж лифта грузопассажирского № 3 (СТЭЦ(2))	Повышение надежности	СТЭЦ(2)-2	количество	шт	0	1	2025	2026	0	0	6 635															
3.2.130	Модернизация ОРУ-110 кВ с заменой выключателя 10кВ ОБ-110 и установкой новой панели защиты выключателя	Повышение надежности, обеспечение работы	СТЭЦ(2)-2	тип	тип	У-110	БЭБ-110	2022	2024	1 594	0																
3.2.136	Ремонтная конструкция № 2 (инв. № 2300001529) с заменой ряда наружного шкафа РПБ-100 и РПБ-250 на едином узле питания (СТЭЦ(2))	Повышение надежности, обеспечение работы	СТЭЦ(2)-2	количество	шт	1	1	2025	2025	5 545																	
3.2.141	Создание СКС (Структурированной кабельной системы) СТЭЦ(2)	Повышение надежности	СТЭЦ(2)-2	количество	шт	0	1	2023	2024	1 703																	
3.2.145	Модернизация системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОИАССО) Северодвинской ТЭЦ-2 ЦОД 41ТК2*(ПДР)(СТЭЦ(2))	Повышение надежности	СТЭЦ(2)-2	количество уровней	шт	1	3	2026	2026	0	0	2 986															
3.2.151	Модернизация ОРУ-110 кВ (инв. № 23000015026) с заменой масляного выключателя «МВ-10кВ-ВЛ Арктик» на элегазовый БЭБ-110 (СТЭЦ(2))	Повышение надежности, обеспечение работы	СТЭЦ(2)-2	тип	тип	У-110	БЭБ-110	2025	2026	20 821	767	20 821															
3.2.155	Модернизация комплектации ст. №2 (инв. № 2300001529) с увеличением объема в пароперегревателе с собственного конденсата на выпуск питательной воды (СТЭЦ(2))	Повышение надежности, повышение эффективности	СТЭЦ(2)-2	тип	тип	выпуск собственного конденсата	выпуск питательной воды	2025	2025	7 906																	
4.1.23	Установка водо-водяных теплообменников для подготовки водопроводной воды обратной сетевой водой (СТЭЦ(2))	Повышение эффективности	СТЭЦ(2)-2	количество	шт	0	1	2023	2025	19 428																	
4.1.24	Установка частотопреобразователя привода на питательные электромашины ПЭЦ(2) СТЭЦ(2)	Повышение эффективности	СТЭЦ(2)-2	Количество ЧРП насосов	шт	0	2	2023	2024	48 126																	
4.1.26	Модернизация волноводов № 4 (инв. № 23000015071) с заменой вилки холостого хода регулирующего воздухоподогревателя (СТЭЦ(2))	Повышение надежности	СТЭЦ(2)-2	тип	тип	эмалированная	интенсифицированная	2024	2025	21 833																	
6.2	Создание системы обеспечения информационной безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры (СОБЕ ЗО КИИ) (СТЭЦ(2))	Обеспечение безопасности	СТЭЦ(2)-2	-	кол-во	0	1	2024	2024	6 908																	

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости реализации	Описание и место расположения объекта	Основные технические мероприятия					Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС																
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя		Год окончания реализации мероприятия		2024 факт	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия																			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
6.14	Техническое перевооружение объекта «Топливное хозяйство Свердловской ТЭЦ-2» со снижением количества опасных веществ (ПХВ) (СТЭЦ-2)	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество	шт	71000	42083,6	2026	2027																	
6.17	Монтаж линий связи Свердловской ТЭЦ-2	Повышение надежности	СТЭЦ-2	-	кол-во	0	1	2024	2024	557																
6.18	Оборудование на требуемое количество	Обеспечение работ	СТЭЦ-2	-	-	-	-	2019	2040	2.21	14 469	6 792	8 171	8 531	8 906	9 298	9 707	10 134	10 580	11 046	11 532	12 039	12 569	13 122	13 699	14 302
6.19	Комплекс мероприятий по обеспечению безопасности в агрегатно-технологической аппаратуре Свердловской ТЭЦ-2	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-2	-	-	-	-	2025	2038																	
6.22	НМА	Обеспечение работ	СТЭЦ-2	-	-	-	-	2025	2040																	
отсутствует в ИП	Реконструкция котлагрегата ст. №3 Свердловской ТЭЦ-2 с заменой основных узлов	Повышение надежности, обеспечение работ	СТЭЦ-2					2039	2039		1 668	1 756	1 834	1 914	1 998	2 086	2 178	2 274	2 374	2 479	2 588	2 702	2 820	2 944	3 074	3 209
отсутствует в ИП	Реконструкция котлагрегата ст. №4 Свердловской ТЭЦ-2 с заменой основных узлов	Повышение надежности, обеспечение работ	СТЭЦ-2					2038	2038																	
отсутствует в ИП	Реконструкция котлагрегата ст. №2 Свердловской ТЭЦ-2 с заменой основных узлов	Повышение надежности, обеспечение работ	СТЭЦ-2					2039	2039																	
отсутствует в ИП	Модернизация автоматизированной системы управления технологическими процессами СУТП котлагрегатов ТЭЦ-2 ст. № 1, 2, 3, 4, КИП №1-100 ст. № 1, 2 и ТЭЦ, Свердловской ТЭЦ-2 с переводом на доверенные программно-аппаратные комплексы	Повышение надежности, обеспечение безопасности	СТЭЦ-2	количество	шт.	1		2027	2038																	
отсутствует в ИП	Модернизация котлагрегата ст. №4 (инв. № 2300015071) с заменой элементов газоходного тракта СТЭЦ-2	Повышение надежности, обеспечение работ	СТЭЦ-2																							
	Итого										80 737	85 103	71 698	52 674	10 905	11 385	11 866	12 408	12 954	13 524	14 120	14 741	15 389	856 067	1 891 773	17 511

#### **5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных**

СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают на единую систему теплоснабжения, совместная работа прочих источников Схемой теплоснабжения не предусмотрена.

#### **5.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно**

Схемой теплоснабжения не предусмотрен вывод из эксплуатации источников тепловой энергии.

#### **5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа**

При разработке Схемы теплоснабжения не выявлено котельных, для которых можно было бы рекомендовать реконструкцию с установкой оборудования для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

#### **5.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации**

Схема теплоснабжения муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» не предусматривает перевода котельных в пиковый режим, ввиду отсутствия данных объектов в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

#### **5.8 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе**

Схемой теплоснабжения не предусмотрено перераспределение нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в рамках реконструкции СТЭЦ-1.

#### **5.9 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения**

Тепловая энергия от источников ПАО «ТГК-2» отпускается к потребителям

централизованной системы теплоснабжения г. Северодвинска по температурному графику 114,6/70 °С качественного регулирования.

Тепловая энергия от источников МПЖРЭП Северодвинска – котельных на ул. Водогон и в с. Нёнокса отпускается потребителям по температурному графику 95/70 °С качественного регулирования.

Тепловая энергия от котельной п. Белое Озеро отпускается потребителям по температурному графику 95/70 °С качественного регулирования.

Температурные графики отпуска тепловой энергии подробно рассмотрены в разделе 1.3.6 Книги 1 Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения (шифр документа ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.001.000.А-2025)

Оснований для пересмотра существующих температурных графиков по остальным системам теплоснабжения нет, поскольку изменений в системах теплоснабжения требующих пересмотра температурных графиков схемой теплоснабжения не предусмотрено.

#### **5.10 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей**

В разделе 2 представлены перспективные тепловые мощности каждого источника, а также рассмотрены сведения о наличии резервов располагаемой тепловой мощности на каждом из тепловых источников муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск». Приведенные в разделе 2 балансы обосновывают предложения по величине перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии.

#### **5.11 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива**

В схеме теплоснабжения ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива не предусмотрено.

## 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

**6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)**

В рамках реконструкции СТЭЦ-1 не предполагается мероприятий по перераспределению тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

**6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку**

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия по строительству новых тепловых сетей от источников ПАО «ТГК-2» для подключения новых потребителей. Участки, предполагаемые к строительству с указанием необходимых объемов инвестиций представлены в таблице 6-1.

**Таблица 6-1 Участки теплосетей, запланированные к строительству в 2025-2026 годах для подключения новых потребителей**

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр тр-дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
<b>1. Объекты присоединения с нагрузкой до 0,1 Гкал/ч</b>						
1.1	Строительство теплотрассы от ТК-3/107 до ГЗУ г. Северодвинск, в районе ул. Народная, д. 10 (Соколов М. А.)	97,3	57	б/канал	2025	1 025
1.2	«Строительство теплотрассы до ИЖД по адресу: улица Народная, 10, Кадастровый № ЗУ 29:28:101107:518 (Антропов Д.П.)	2,5	57	б/канал		
1.3	Строительство теплотрассы до ГЗУ ИЖД, ул. Народная, д. 8. (Царькова А.В.)	25	57	б/канал	2025	527
1.4	«Строительство теплотрассы от точки врезки до ГЗУ по адресу: г. Северодвинск, в районе ул. Звездная, д. 3 (ИП Бичурин А.Н.)	37,8	57	б/канал	2025	1 050
1.5	Строительство теплотрассы от ТК-7Ж до ГЗУ г. Северодвинск, по проезду Узловому в районе КСКМ (Оганесян В. А.)	33	57	надземная	2024-2025	517

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр тр-дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
1.6	Строительство теплотрассы от ТК-2/52 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:106052:44 по адресу: г. Северодвинск, ул. Парковая, д. 25 (ИП Привалов К.В.)	5	57	б/канал	2026	198
1.7	Строительство теплотрассы от точки присоединения до ГЗУ с кадастровым №29:28:112215:459, (ИП Тимченко А. Ю.-Пакшина)	5	57	б/канал	2025	194
1.8	Строительство теплотрассы от ТК-4Ц до границы земельного участка с кадастровым номером 29:28:109135:420 (Крученков Д.А.)	7,7	57	надземная	2025	152
1.9	Строительство теплотрассы от ТК-3/167 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:104167:40 в районе пр. Победы, 51 (Полозов А.С.)	12	57	канал	2024-2025	969
1.10	Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-1/31 до ТК-2/31 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:102031:579 по адресу ул. Первомайская, в районе д. 21 (Ковалев А. В.)	5	57	б/канал	2025	750
1.11	Строительство теплотрассы от ТК-4-1Н до ГЗУ многоцелевого клуба по ул. Чехова, дом 2, строение 3 на ЗУ 29:28:101072:0028 (Хазов С.В.)	160	57	б/канал	2025-2026	3 375
1.12	Строительство теплотрассы от ТК-15/107 до ГЗУ ИЖД по ул. Южная, 1596 на ЗУ 29:28:101107:504 (Пешаков А. В.)	16,5	57	б/канал	2025-2026	348
<b>2. Объекты присоединения с нагрузкой более 0,1 Гкал/ч</b>						
2.1	Строительство теплотрассы от ТК-3/17 до наружной стены МЖД в районе ул. Республиканская, 17А, на ЗУ 29:28:102017:373 (ООО "СЗ «Экостройтранс»)	15,0	76	канал	2025	1 384
2.2	Строительство теплотрассы от ТК-4/167 до наружной стены МЖД в районе пр. Победы, 51 на ЗУ 29:28:104161:41 (ООО "СЗ «СтройИндустрия») СГТС	45,0	89	канал	2025	3 113
2.3	Строительство теплотрассы от ТК-5Н до наружной стены МЖД жилой застройки в границах улиц Тургенева, Чехова и Гайдара на ЗУ 29:28:000000:6559 (ООО "СЗ «Классика»)	12,0	133	канал	2025	1 626
2.4	Строительство теплотрассы от точки присоединения до МЖД по адресу: ул. Ленина, в районе д. 15/50, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:102008:422 (ООО «СпецСтройПроект»)	20	89	канал	2025	1 747

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр тр-дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
2.5	Строительство теплотрассы и ТК от точки присоединения между ТК-10Х и ТК-11Х до наружной стены МЖД в районе перекрестка ул. Северная и ул. Дзержинского на ЗУ 29:28:112218:19 (ООО «СЗ «Прайм Инвест»)	35,0	108	канал	2025	3 653
2.6	Строительство теплотрассы и ТК от ТК-9/85 до наружной стены МЖД в районе ул. Северная-Западная на ЗУ 29:28:103075:4613 (ООО "СЗ «Экостройтранс»)	85	325	б/канал	2025-2026	13 949
		20	133	канал		
2.7	Строительство теплотрассы от ТК-3/32 до наружной стены МЖД жилого комплекса по пр. Ленина, 3 ЗУ 29:28:102032:786 (ООО "СЗ «ЖК на Ленина»)	15,0	89	канал	2025	1 038
2.8	Строительство теплотрассы от ТК-5/32 до наружной стены МЖД жилого комплекса по пр. Ленина, 5 ЗУ 29:28:102032:787 (ООО "СЗ «ЖК на Ленина»)	20,0	76	канал	2025	1 383
2.9	Строительство теплотрассы от ТК-15Ю до наружной стены МЖД 1 корпуса ЖК "Квартал мечты" в квартале 163 на ЗУ 29:28:104150:369 (ООО "СЗ "Строй Центр")	158	325	б/канал	2025	17 526
		45	219	б/канал		
		12	108	канал		
2.10	Строительство теплотрассы от ТК-1/168 до МЖД по адресу: ул. Победы, ЗУ с кадастровым номером 29:28:104167:84 (2, 3 этапы строительства) (СОО СЗ «Победа»)	205	159	б/канал	2025	10 850
		80	133	канал		
2.11	Строительство теплотрассы от ТК-1/79 до МЖД (1,2 очереди строительства) в границах ЗУ с кадастровым номером 29:28:103075:3395 (ООО СЗ «Бриз»)	7,2	133	канал	2025	3 000
		71,6	133	б/канал		
2.12	Строительство теплотрассы от ТК-8-1"З" до МЖД по адресу: ул. Южная, д.18 на земельном участке с кадастровым номером 29:28:102127:74 (ООО «СЗ «Атлант-Инвест»)	40,0	133	канал	2025-2026	3 110
2.13	Строительство теплотрассы от ТК до МЖД по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, пр. Беломорский, д. 15/15, ул. Торцева, д.13, д. 11 на земельных участках с кадастровыми номерами № 29:28:102001:13, № 29:28:102001:6, № 29:28:102001:4 (ООО «Строй Центр»)	25,0	89	канал	2025-2026	1 561

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр тр-дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
2.14	Строительство теплотрассы от ТК до МЖД по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Республиканская, земельный участок 12/14 на земельном участке с кадастровым № 29:28:102002:14 (ООО «Строй Центр»)	18,0	89	канал	2025-2026	1 125
2.15	Строительство теплотрассы на участке теплосети от ТК-10/167 до МЖД 38-И, 39-И в квартале 167 г. Северодвинска», расположенных по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Набережная р. Кудьма, кадастровый номер ЗУ 29:28:104167:3382 (АО "ПО Севмаш"/ООО "Строй Центр")	115	89, 76	канал	2025	2 147
2.16	Строительство теплотрассы от ТК-1/168 до МЖД по адресу: г. Северодвинск, в районе пр. Победы, д. 43 на ЗУ с кад. номером 29:28:104167:85 (ООО «Специализированный застройщик «СоюзАрхПром») (3 очередь)	30	89	канал	2025-2026	3 000
2.17	Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-3В до ТК-4В до МЖД ул. Железнодорожная - ул. Первомайская, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:107054:232 (ООО СЗ «ОН-ЛАЙН»)	45	133, 108	канал	2025	900
2.18	Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-10Р до ТК-11Р до МЖД (2-7 очереди, ДОУ) (ООО СЗ «Аквилон»)	111	133	канал	2025-2026	4 000
2.19	Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-1/17 до ТК-3/17 до МЖД по адресу: ул. Республиканская, д. 17а, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:102017:372 (ООО «Группа компаний «Призма»)	3	76	канал	2024-2025	1 296
2.20	Строительство теплотрассы от ТК-2/207 до МЖД (1 этап строительства), ул. Мира д.5 в границах земельного участка с кадастровым номером 29:28:112207:37, 29:28:112207:2081 (ООО СЗ «Мир»)	68	108	канал	2024-2025	500
2.21	Строительство теплотрассы от ТК-1/42 до МЖД по адресу: ул. Советская/ул. Пионерская, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:102042:1 (ООО «СЗ «СУ «СМК»)	20	57	канал	2024-2025	500

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр тр-дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
2.22	Строительство теплотрассы от ТК-3/89 до МЖД по адресу: Архангельское шоссе, в районе д.83, ЗУ с кадастровым номером 29:28:103089:39 (ООО СЗ «Атлант-Инвест»)	73,3	76	б/канал	2024-2025	300
2.23	Строительство теплотрассы от ТК до МЖД ул. Торцева, 41 на ЗУ с кадастровым номером 29:28:102007:5 (ООО СЗ «Инвестстрой»)	8	76	канал	2025-2026	1 258
	<b>Итого</b>					<b>87 571</b>

Таблица 6-2 – Строительство объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей

№ п/п (по ИП)	Наименование мероприятия	Наименование объектов подключения	Расходы на реализацию, тыс. руб,	Год реализации
1	Строительство насосной станции в районе ТК-1"О" - ТК-5"О" (СГТС)	Многоквартирные жилые дома, объекты соцкультбыта в кварталах №№ 83, 84, 85 г. Северодвинска	64 375	2025-2026

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия по реконструкции тепловых сетей ПАО «ТГК-2» с увеличением диаметра для подключения новых потребителей. В таблице 6-3 представлены мероприятия по реконструкции тепловых сетей.

Таблица 6-3 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей в целях подключения новых потребителей

№ п/п	Мероприятия по реконструкции тепловых сетей	Наименование объекта	Расходы на реализацию, тыс. руб,	Год реализации по ИП
1	Реконструкция теплосети в кв. 99 от ТК-5/99 до точки «А» в районе ТК-7/99 (92,8 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=89 мм, 108 мм на Д=133 мм.	«Многофункциональная застройка г. Северодвинск, градостроительный квартал № 100. Жилой комплекс», расположенный по адресу: Архангельская область, город Северодвинск (ООО СЗ «Аквилон Северодвинск»)	2 463	2025
2	«Реконструкция теплотрассы магистрали «О» от ТК-1«О» до ТК-6«О» (инв. № 2500130178) (630,3 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=325 мм на Д=530 мм	Многоквартирные жилые дома, физкультурно-оздоровительный комплекс, магазин в квартале № 085 г. Северодвинска (ООО «СЗ «Экостройтранс»)	84 288	2025-2026

№ п/п	Мероприятия по реконструкции тепловых сетей	Наименование объекта	Расходы на реализацию, тыс. руб,	Год реализации по ИП
3	«Реконструкция теплотрассы квартала 084 от ТК-6«О» до ТК-4/84» (инв. № 2500130250) (264,5 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=219 мм, 273 мм на Д=426 мм	Многоквартирные жилые дома, физкультурно-оздоровительный комплекс, магазин в квартале № 085 г. Северодвинска (ООО «СЗ «Экостройтранс»)	41 368	2025-2026
4	Реконструкция теплотрассы кв. 205 от ТК-13/205 до ТК-14/205 (92,0 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=108 мм на Д=133 мм.	Многоквартирный дом по ул. Октябрьская, 19	8 010	2026
5	Реконструкция теплосетей кв. 46 от ул. Сажная, 18а до ул. комсомольская, 11 (28,1 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=159 мм на Д=325 мм	«Многоквартирный дом в квартале 027 г. Северодвинска», расположенный на земельных участках с кадастровыми номерами 29:28:102027:6, 29:28:102027:7, 29:28:102027:8, 29:28:102027:9	4 033	2026
6	Реконструкция магистрали «И» от ТК-8И до ТК-10И (130,0 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=273 мм на Д=325 мм	«Три девятиэтажных жилых дома со встроено-пристроенными одноэтажными нежилыми помещениями в угловых секциях в пределах земельного участка, расположенного по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Октябрьская, земельный участок: 29:28:112209:55. II этап строительства», расположенный по адресу: земельный участок с кадастровым номером: 29:28:112209:4120, Архангельская область, город Северодвинск, ул. Октябрьская (квартал 209). (ООО СЗ «Оконтант»)	17 796	2026
	<b>Итого</b>		<b>157 958</b>	

По остальным теплоснабжающим организациям данных мероприятий не предусмотрено.

### **6.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения**

Схема теплоснабжения не содержит мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях поставки тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии.

**6.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных**

Для повышения эффективности функционирования тепловых сетей от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 предусмотрены мероприятия по строительству новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей, список мероприятий представлен в таблице 6-4.

Таблица 6-4 – Мероприятия по строительству новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год реализации мероприятия	Расходы на реализацию, тыс. руб.
		Наименование показателя (площадь, протяженность, диаметр, и т.п.)	Ед.изм.	Значение показателя (наружный диаметр, тепловая изоляция)			
				до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
1	Строительство теплотрассы от ТК-3-1Я до пр. Машиностроителей, 24	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м.	нет	89мм, 90,0 м трассы, ППМи	2025-2026	7 330
2	Строительство тепловых сетей от ул. Комсомольская, 11 до ТК-8/22	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м.	нет	325мм, 400,0 м трассы, ППМи	2026-2027	60 473
	<b>Итого</b>						<b>67 803</b>

Строительство ПНС-2 в районе ТК-14А запланировать в случае значительного фактического прироста тепловых нагрузок потребителей в северо-западной части города.

## 6.5 Предложения по реконструкции или модернизации существующих тепловых сетей в целях снижения уровня износа

Для повышения эффективности функционирования тепловых сетей от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 предусмотрены мероприятия по реконструкции или модернизации существующих объектов системы централизованного теплоснабжения в целях снижения уровня износа и (или) поставки энергии от разных источников. Список мероприятий представлен в таблице 6-5.

**Таблица 6-5 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс**

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Годы реализации мероприятия	Расходы на реализацию, тыс. руб
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр, и т.п.)	Ед.изм	Значение показателя (наружный диаметр, тепловая изоляция)			
				до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
1	Реконструкция тепломагистрали "А" от ТП-3 до ТК-19А на участке от ТК-15А до ТК-16А	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	630 мм, 150,0 м трассы, минплита	820 мм, 150,0 м трассы, ППМи	2025-2026	46 460
2	Реконструкция участков тепловых сетей в рамках национального проекта «Безопасные качественные автодороги» г. Северодвинск	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	133, 159, 219, 273, 325, 426, 530 мм, минплита	133, 159, 219, 273, 325, 426, 530 мм, ППМи	2025-2026	50 510
3	Модернизация тепломагистрали "И" пр. Бутомы от ТК-12И от ТК-14И	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	325 мм, 169,0 м трассы, минплита	325 мм, 169,0 м трассы, ППМи	2025	10 990
4	Модернизация тепломагистрали "З" от ТК-1Ю до ТК-11"З" на участке от ТК-43 до ТК-63	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	530 мм, 171,4 м трассы, минплита	530 мм, 171,4 м трассы, ППМи	2025-2026	15 748
5	Реконструкция тепловых сетей квартала 97 от точки А за опуском до ТК-1/97	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	325 мм, 110,0 м трассы, битумокерамзит	325 мм, 110,0 м трассы, ППМи	2025	8 012
6	Реконструкция тепломагистрали "К" от ТК-4"К до ТК-5К на участке от ТК-2К" до т. 1 за ТК-3К	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	273 мм, 219 мм 145,5 м трассы, битумокерамзит	273 мм, 219 мм 145,5 м трассы, ППМ	2025	8 055

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Годы реализации мероприятия	Расходы на реализацию, тыс. руб
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр, и т.п.)	Ед.изм	Значение показателя (наружный диаметр, тепловая изоляция)			
				до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
7	Реконструкция тепломагистрали "Р" от ТК-29А до ТК-13Р на участке от точки 1 за ТК-29А до ТК-1-1Р	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	325 мм, 65,0 м трассы, минплита	325 мм, 65,0 м трассы, ППМи	2025	8 048
8	Реконструкция тепловых сетей квартала 100 от ТК-3/100 до ТК-5/100	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	108 мм, 319,0 м трассы, минплита	108 мм, 319,0 м трассы, ППМи	2025-2026	339
9	Реконструкция тепломагистрали "В" от ТК-1В до ТК-4В на участке от ТК-1В до ТК-2В (инв.№2500013063) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	530 мм, 59,0 м трассы, минплита	530 мм, 59,0 м трассы, ППМи	2025	7 083
10	Реконструкция тепломагистрали "Э" от ТК-5Ю до ТК-5Э на участке ТК-4Э до ТК-5Э (инв.№2500130173) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	530 мм, 51,0 м трассы, минплита	530 мм, 51,0 м трассы, ППМи	2025	8 043
11	Реконструкция тепловых сетей кв.154 на участке ТК-5Э до ТК-6Э (инв.№2500130272) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	530 мм, 28,5 м трассы, минплита	530 мм, 28,5 м трассы, ППМи	2025	4 495
12	Реконструкция тепломагистрали "Ж" от ТЭЦ-2 до ТК-10Ж Ду1200 мм на участке ТК-2-1Ж до ТК-3Ж (инв.№2500130146) СГТС (ремонт тепловой изоляции)	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	1220 мм, минплита	1220 мм, минплита	2025	8 050
13	Модернизация тепломагистрали "В" от ТК-9В до подъема (т.А) на участке в районе ул. Железнодорожной, 33 (БКАД) (инв.№2500013065) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	325 мм, 65,0 м трассы, минплита	325 мм, 65,0 м трассы, ППМи	2025	8 429

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Годы реализации мероприятия	Расходы на реализацию, тыс. руб
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр, и т.п.)	Ед.изм	Значение показателя (наружный диаметр, тепловая изоляция)			
				до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
14	Модернизация тепломагистральной "В" от ТК-9В до подъема (т.А) на участке от ТК-14В до ТК-15В (инв.№2500013065) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	325 мм, 65,0 м трассы, минплита	325 мм, 65,0 м трассы, ППМи	2025	9 300
15	Реконструкция тепломагистральной "А" от ТК-19А до ТП-6 на участке от ТК-24-1А до ТК-24-2А (инв.№2500130124) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	325 мм, 65,0 м трассы, минплита	325 мм, 65,0 м трассы, ППМи	2025-2026	8 289
16	Реконструкция тепловых сетей кв.123 на участке от ТК-113 до ТК-1/123 (инв.№2500130268) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	273 мм, 89,8 м трассы, минплита	273 мм, 89,8 м трассы, ППМи	2025-2026	6 625
17	Модернизация тепломагистральной "З" от ТК-110 до ТК-11"З" на участке от ТК-43 до ТК-63 (инв.№2500130151) СГТС	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	426-530 мм, минплита	426-530 мм, минплита	2025	15748
18	Реконструкция, модернизация тепловых сетей ПАО «ТГК-2» в г. Северодвинске (норматив) в целях обеспечения надёжности теплоснабжения (перечень участков приведен в таблице 6.5.1)	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	57-:-1220 мм, минплита	57-:-1220 мм, минплита, ППМи	2026-2030	7 298 909
19	Оборудование не требующее монтажа	Обеспечение надежности, обеспечение работы				2025-2040	291 987
20	Нематериальные активы	Обеспечение надежности, обеспечение работы					24 600
	<b>Итого</b>						<b>7 839 720</b>

Нормативные объемы перекладки тепловых сетей - не менее 5% в год. В таблице 6.5.1 указана потребность ПАО «ТГК-2» в реконструкции, модернизации, капитальному ремонту тепловых сетей в нормативных объемах в целях обеспечения надежного и качественного теплоснабжения потребителей.

**Таблица 6-5-1 Реконструкция, модернизация тепловых сетей ПАО «ТГК-2» в городе Северодвинске (норматив) в целях обеспечения надёжности теплоснабжения.**

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
2026 год						
1	Маг. "А" от НО-9 (у арки пож.въезда на СТЭЦ-1 у узла А) до точки между ТК-10Ж и ТК-11Ж	820	536	надземная	минплита, оцинкованная сталь	44 311
2	Маг. "А" ТК-16А - ТК-19А	630	1562	канальная	ППМ	156 052
3	Маг. "А" ТК-24А - ТК-25-1А	325	320	канальная	ППМ	23 449
4	Маг. "Ю" ТК-5Ю - ТК-5-1Ю	820	548	надземная	минплита, оцинкованная сталь	45 303
5	Маг. "Ю" ТК-3Ю - ТК-5Ю (не замененные участки 1977 года)	920	1651	надземная	минплита, оцинкованная сталь	149 511
6	Маг.Э ТК-6Э - ТК-6-1Э - т.1 ТК6-1Э - ТК7Э	530	274	канальная	ППМ	24 397
7	Маг. "Б" ТК-8Ж - ТК-5Б	530	316	надземная	минплита, оцинкованная сталь	42 571
		377	524	надземная	минплита, оцинкованная сталь	
8	Маг. "В" ТК-3А - ТК-1В	478	266	надземная	минплита, оцинкованная сталь	18 343
9	Маг. "З" т. 1 после ТК-113 - ТК-1/123	273	180	бесканальная	ППМ	6 844
10	Маг. "К" ТК-2Д - ТК-1К - ТК-2К ППУ (кроме участка 2018 г.)	325	207	бесканальная	ППМ	23 313
		273	405	бесканальная	ППМ	
11	Маг. "К*" ТК-2К* - ТК-3К* - точка 1 БКЗ	273	221	бесканальная	ППМ	11 285
		219	82	бесканальная	ППМ	
12	Маг. "Н" ТК-9Н - ТК-9-1Н (Южная - Труда)	530	126	канальная под дорогой	ППМ	10 761
13	Маг. "Н" ТК-1Н - ТК-1/74	219	404	канальная	ППМ	21 904
14	Маг. "Н" ТК-1Н - ТК-2Н - ТК-3Н ППУ	426	355	бесканальная	ППМ	21 571

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
15	Маг. "Н" т. 1 - . 2 между ТК-3Н - ТК-4Н	426	78	бесканальная	ППМ	4 554
16	Маг. "Р" т. 1 за ТК-29А - ТК-1Р (за исключением участка 2014 г.)	325	243	канальная	ППМ	17 289
17	Маг. "Р" ТК-3Р - ТК-7Р	273	470	канальная	ППМ	32 332
18	Маг. "Р" ТК-11Р - ТК-12Р - ТК-13Р до стенки Ломоносова 75	219	400	канальная	ППМ	25 558
		133	48		ППМ	
19	Маг. "С" ТК-29А - ТК-3С ППУ	530	375	канальная	ППМ	35 018
20	Кв. 97 т. А за опуском - ТК-1 - 2/97 БКЗ	325	787	бесканальная	ППМ	32 037
21	Кв. 97 т. А за опуском - ТК-19 - 20 - 21/97 часть ППУ	273	454	бесканальная,	ППМ	26 714
		273	130	канальная	ППМ	
		273	26	подвальная	минплита, рубероид	
22	Кв. 208 От задвижек в подвале Дзерж. 7 в сторону Дзерж. 9 и от Дзержинского 9 через ТК-1/208 до Дзерж. 11Б	108	334	канальная	ППМ	15 706
		219	40	канальная	ППМ	
23	Кв. 100 ТК-3 - ТК-4 - ТК-5 до ИТП ДЮЦ	108	857	канальная	ППМ	34 424
24	Кв. 38 ТК-3/38 - ГТЦ №5	76	290	надземная	минплита, оцинкованная сталь	4 905
25	Кв. 38 ТК-1/38 до ТК-1/106 и до т.1 перед Седова 22 (желательно с увеличением диаметра со 108 мм до 133 мм от ТК-1/38 до т. врезки Русановский 6, 7) и с врезками до всех ИТП (кроме участков 2015 и 2022 г.)	108	845	бесканальная	ППМ	15 485
		57	256	бесканальная	ППМ	
26	Кв. 39 Точка вход в Ломоносова 50 - ИТП Седова 15 (кроме участков 2003, 2013 гг.)	108	82	бесканальная	ППМ	5 715
		108	274	подвальная	минплита, рубероид	
27	Кв. 47 ТК-2Н - т. 1 в сорону Ломоносова 49	89	80	бесканальная	ППМ	912
28	Кв. 48 ТК-10з - ТК-1/48	219	198	канальная	ППМ	11 244
29	Кв. 50-46 ТК-8з - ТК-1/50 - ТК-1/46 - Южная 18А	325	292	канальная	ППМ	21 572
30	Кв. 52 ТК-3 - ТК-7 Парковая зона	133	688	канальная	ППМ	31 735

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
31	Кв. 59 ТК-2 - Торцева 2А - Ж/д 11 с подвалами (кроме участка 2006 г.)	76	16	канальная	ППМ	2 436
		76	120	подвальная	минплита, рубероид	
32	Кв. 91 вдоль Первомайская 54 т. 1 - т. 2	159	75	бесканальная	ППМ	1 339
33	Кв. 94 ТК-2/94 - ТК-3/94 - ТК-4/94 ППУ	325	418	бесканальная	ППМ	19 479
34	Кв. 100 ТК-12Р через ТК-8/100 до хозкорпуса Драмтеатра	159	130	канальная	ППМ	6 561
35	Кв. 100-101 ТК-9Н - ТК-5/100 ППУ	219	691	надземная	минплита, оцинкованная сталь	20 445
		219	149	бесканальная	ППМ	
36	Кв. 123 т. 1 - ГТЦ-1 - ГТЦ-2 (Садовая, Некрасова)	76	264	надземная	минплита, оцинкованная сталь	4 466
37	Кв. 151 ТК-13/151 - ТК-14/151	273	25	канальная	ППМ	3 555
38	Кв. 152 ТК-7Ю - ТК-1 - ТК-2 - ТК-3/152	273	368	надземная	минплита, оцинкованная сталь	60 290
		273	727	канальная	ППМ	
39	Кв. 152 ТК-3 - ТК-4 - ТК-6/152 - ввод в блок А и ТК-3 - ввод в инфекц. Корпус	159	421	канальная	ППМ	20 012
40	Кв. 153 ТК-16/153 - ТК-17/153	159	100	канальная	ППМ	6 274
41	Кв. 155 ТК-12/155 - ТК-14/155	219	135	канальная	ППМ	9 978
42	Кв. 37 ТК-1/37 - ТК-5/37	273	211	канальная	ППМ	26 808
		273	297	бесканальная	ППМ	
43	Кв. 209 ТК-19И - ТК-33 - 35 - 44 - 46 - 47 - 48 - 50 - 51/209	273	1395	канальная	ППМ	93 069
44	Кв. 209 ТК-15И - ТК-8 - 9 - 10 - 11 - 12 - 43/209	159	760	канальная	ППМ	37 512
45	Кв. 209 ТК-14И - ТК-16 - 17/209	219	270	канальная	ППМ	15 967
46	Кв. 209 ТК-17 - 18 - 21 - 22 - 23 - 24 - 25 - 26 - 28/209	159	716	канальная	ППМ	38 621
47	Кв. 218 ТК-1/218 - ТК-2/218	159	116	канальная	ППМ	5 962
48	Кв. 218 ТК-2/218 - ТК-3/218	159	126	канальная	ППМ	7 712
49	Кв. 313 ТК-1-4з - ТК-3/313	219	806	надземная	минплита, оцинкованная сталь	20 224
	Итого		23560			1 315 525
2027 год						

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
1	Маг. "А" ТК-5А - НО-33 перед ТК-6А	820	1152	надземная	минплита, оцинкованная сталь	103 793
2	Магистраль "А" ТК-1А-НО-9	820	578	надземная	минплита, оцинкованная сталь	52 077
3	Маг. "А" ТК-10Ж - ТК-5А	820	1312	надземная	минплита, оцинкованная сталь	113 240
4	Маг. "А" ТК-6А - в сторону КО32 по Арх. шоссе	820	150	надземная	минплита, оцинкованная сталь	12 400
5	Маг. "А" ТК-21А -ТК-26А - УП1 за ТК-26А	630	868	канальная	ППМ	98 637
6	Маг. 3 ТК-43 - ТК-17В	273	50	бесканал	ППМ	3 837
		325	52		ППМ	
7	Маг. В ТК-1В опуск - ТК-2В ППУ	530	120	бесканальная	ППМ	8 513
8	Маг. "П" ТК-9П -ТК-11П	273	860	надземная	минплита, оцинкованная сталь	31 503
9	Маг. "У" ТК-1У - ТК-2У	325	327	канальная	ППМ	24 972
10	Маг. 3 ТК-43 - подъём перед ТК-63	530	343	бесканальная	ППМ	24 120
11	Маг. "Т" ТК-6Я - ТК-1-1Т	325	318	надземная	минплита, оцинкованная сталь	13 166
12	Маг. "Э" ТК-3Э - ТК-4Э с заменой лотков канала	530	180	канальная	ППМ	17 367
13	Маг. "Э" ТК-4Э - ТК-6Э	530	235	канальная	ППМ	20 954
14	Маг."Э" ТК-5Ю - ТК-1Э - ТК-2Э - т. 2015г.	630	100	надземная	минплита, оцинкованная сталь	76 924
		630	637	канальная	ППМ	
15	Маг. "Б" ТК-5Б -ТК-8Б	219	981	надземная	минплита, оцинкованная сталь	24 616
16	Маг. "Е" ТК-8Е - ТК-10Е	219	450	канальная	ППМ	24 314
17	Маг. "И" т. 1 перед ТК-11И - ТК-11И	273	240	канальная	ППМ	16 684
18	Маг. "А" т.4 перед ТК-33А -ТК-34А - ТК-35А с заменой коробов	630	680	канальная	ППМ	70 928
19	Маг. С ТК-3С - ТК-4С ППУ	530	206	бесканальная	ППМ	16 696
20	Маг. "Т" ТК-5Т - ТК-6Т	325	168	канальная	ППМ	13 842
21	Маг. Ц т.1 перед ТК-1Ц - ТК-1Ц	325	270	надземная	минплита, оцинкованная сталь	11 179
22	Маг. Ц ТК-1Ц - ТК-4Ц	273	1071	надземная	минплита, оцинкованная сталь	39 233

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
23	Маг. Ц ТК-10Ц - ТК-10-1Ц	159	240	надземная	минплита, оцинкованная сталь	5 526
24	Маг. Ф ТК-7Ф - ТК-8Ф	273	396	канальная	ППМ	27 892
25	Маг. "X" ТК-10X - ТК-11X	273	360	канальная	ППМ	25 546
26	Маг. Ю ТК-11Ю - ТК-12Ю с заменой лотков канала	530	220	канальная	ППМ	19 616
27	Маг. "А" т.3 перед ТК-32А -ТК-32А ППУ	630	147	канальная	ППМ	15 333
28	Кв. 202 ТК-2-3-4/202 - Мира 4 и участок между Мира 4 и Мира 2 (кроме 2006 г.)	108	262	канальная	ППМ	13 475
29	Кв. 153 ТК-2М - ТК-1/153 - ТК-5/153 - ТК-10/153 с врезками	273	667	канальная	ППМ	98 741
		219	725		ППМ	
		108	302		ППМ	
30	Кв. 58 ТК-1 - т. 1 перед ТК-2	89	216	канальная	ППМ	8 383
31	Кв. 21 ТК-10Е - ТК-3/21 - Ломоносова 12А	133	290	канальная	ППМ	12 812
32	Кв. 31 ТК-1/31 - ТК-2/31	159	157	бесканальная	ППМ	5 008
33	Кв. 33 ТК-2/33 - Ленина 2, 4	76	35	бесканальная	ППМ	1 355
34	Кв. 33 ТК-2/33 - Ленина 2, 4	108	76	бесканальная	ППМ	
35	Кв. 3 ТК-2/3 - ТК-3/3	133	132	бесканальная	ППМ	4 159
36	Кв. 91 ТК-1/91 - т. 1	159	190	бесканальная	ППМ	4 582
37	Кв. 97 Подъём после ТК-35А - опуск перед Коновалова	325	714	надземная	минплита, оцинкованная сталь	29 562
38	Кв. 87 КМаркса24-26-26А-2830	133	379	подвальная	минплита, рубероид	28 104
		89	604			
		76	244			
39	Кв. 19 ТК-1 - ТК-2	159	247	канальная	ППМ	13 119
40	Кв. 28-23 ТК-1/28 - ТК-2/23 - ТК-3/23 - ТК-4/23	309	134	бесканальная	ППМ	8 642
41	Кв. 24 ТК-1/24 - ТК-2/34 - ТК-3/24	133	102	бесканальная	ППМ	5 824
		89	92			
42	Кв. 29 ТК-1/30 - ТК-2/29	219	192	канальная	ППМ	12 456
43	Кв. 37 ТК-7Д - т.7 - т.3	219	100	бесканальная	ППМ	2 689
44	Кв. 39 От т.1 (за ГК-17Д) до Ломоносова 44А с входом в подвал до точки разветвления	108	60	бесканальная	ППМ	785

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
45	Кв. 43 ТК-2 - ТК-3	159	94	бесканальная	ППИМ	3 834
46	Кв. 47 ТК-1 - ТК-2 - ТК-3	133	250	канальная	ППИМ	11 189
47	Кв. 48 ТК-1 - ТК-2	219	170	канальная	ППИМ	11 268
48	Кв. 51 ТК-4П - т. Д	219	42	бесканальная	ППИМ	2 171
49	Кв. 52 ТК-8-1А - Первомайская 16	108	209	канальная	ППИМ	8 257
50	Кв. 57 т.2 у ТК-3/57 - ТК-4/57	133	126	надземная	минплита, оцинкованная сталь	3 675
51	Кв. 69 ТК-2 - К.Маркса 12А (д/сад)	57	102	бесканальная	ППИМ	1 214
52	Кв. 69 Гагарина 12 - Гагарина 14/2 подвалы	76	190	подвальная	минплита, рубероид	3 355
53	Кв. 77 ТК-17А - ТК-1/77	219	214	канальная	ППИМ	12 604
54	Кв. 91 т. 1 - ТК-3/91	159	92	бесканальная	ППИМ	2 756
55	Кв. 94 ТК-27/94 - ТК-28/94 - ТК-29/94	159	283	канальная	ППИМ	15 769
56	Кв. 94 ТК-33 - ТК-34 - ТК-35 - ТК-36 - Б.Строителей 13	159	406	канальная	ППИМ	22 306
57	Кв. 95 ТК-22/95 - ТК-23/95	133	290	канальная	ППИМ	13 854
58	Кв. 96 ТК-4/94 - ТК-5/94	159	295	надземная	минплита, оцинкованная сталь	8 874
59	Кв. 97 ТК-4/97 - ТК-5/97 с проходом ТК-5/97	273	54	бесканальная	ППИМ	29 562
60	Кв. 97 ТК-5/97 - ТК-6/97 - ТК-7/97 кроме участка 2019 г.	219	300	канальная	ППИМ	19 333
61	Кв. 98 ТК-3 - Морской 30	89	160	канальная	ППИМ	6 480
62	Кв. 99 ТК-9/99 - ТК-10/99	219	256	канальная	ППИМ	15 914
63	Кв. 99 ТК-17/99 - ТК-18/99 - 19/99	133	382	канальная	ППИМ	18 629
64	Кв. 99 ТК-10/99 - Морской 41Б	108	266	канальная	ППИМ	11 550
65	Кв. 101 ТК-7Н - т.А (опуск) - ТК-2 - ТК-3 - ТК-4 с проходом ТК (стадион СЕВЕР)	108	111	надземная	минплита, оцинкованная сталь	12 385
		108	580	бесканальная	ППИМ	
66	Кв. 151 ТК-17 - ТК-18 - Морской 68	219	90	канал	ППИМ	13 967
		133	173			
			23765,60			1 411 550
2028 год						
1	Маг. "А" ТП-0-ТК-1А	820	826	надземная	минплита, оцинкованная сталь	71 293
2	Маг. "А" ТК-8А - ТК-10А	820	1285	надземная	минплита, оцинкованная сталь	120 831

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
3	Маг. "А" ТК-10А - ТК-12А	820	1249	надземная	минплита, оцинкованная сталь	122 631
4	Маг."В" т. НО - т. Б - ТК-4В - т. ТК ППУ	530	141	бесканальная	ППИМ	10 441
5	Маг. "Д" т. 2 перед ТК-16Д - ТК-17Д - ТК-18Д - ТК-19Д - ТК-20Д - ТК-20Д-1	325	475	канальная	ППИМ	49 380
		219	257	канальная	ППИМ	
6	Маг. "Д" ТК-12Д - ТК-14Д	325	259	канальная	ППИМ	19 359
7	Маг. "Е" ТК-3Е - ТК-7Е - ТК-8Е	273	518	канальная	ППИМ	34 332
8	Маг. "И" ТК-7И - ТК-15И	478	169	канальная	ППИМ	16 428
9	Маг. "И" ТК-15И - ТК-18И	377	814	канальная	ППИМ	57 566
10	Маг. "Е" ТК-10Е - ТК-12Е	159	464	канальная	ППИМ	21 642
11	Маг. "Ж" Узел А - ТК-11Ж - ТК-10Ж	1020	712	надземная	минплита, оцинкованная сталь	75 824
12	Маг. "Н" ТК-1Н - ТК-2Н ППУ	426	110	бесканальная	ППИМ	6 423
13	Магистраль "Ю" ТК-10Ю - ТК-11Ю	530	515	канальная	ППИМ	50 109
14	Кв. 72 Ломоносова 57, 59, 61, 63, 65, 67, 69,69А, 71, Труда 41	76	502	подвальная	минплита, рубероид	35 807
		76	128	канальная	ППИМ	
		89	196	подвальная	минплита, рубероид	
		89	60	канальная	ППИМ	
		108	151	подвальная	минплита, рубероид	
		108	98	канальная	ППИМ	
		133	210	подвальная	минплита, рубероид	
		133	110	канальная	ППИМ	
15	Кв. 72 Тургенева 2, 6, 10, 14, Труда 43	76	188	подвальная	минплита, рубероид	13 130
		89	52			
		108	138			
		133	274			
16	Кв. 74 Труда 27 - 39, Ломоносова 66 - 76, Воронина 36А	76	188	подвальная	минплита, рубероид	25 061
		89	317			
		108	160			
		133	78			
		159	453			
17	Кв. 71 Воронина 17, 19, 23, Гагарина 22, Индустриальная 71, 73, 75, 77, 79	57	364	подвальная	минплита, рубероид	26 931
		76	320			
		89	84			

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
		108	410			
		133	214			
18	Кв. 58 ТК-6В - Ж/д 13 - ТК-1/58 - Советская 2, 4 до т. 2019 г. с подвалом Ж/д 13 (транзит и врезки)	89	368	канальная	ППМ	24 829
		76	38	канальная	ППМ	
		133	246	канальная	ППМ	
19	Кв. 70 Гагарина 16, Воронина 13, К.Маркса 1, 5, 9	57	162	подвальная	минплита, рубероид	7 407
		76	94			
		108	136			
20	Кв. 2 т. 2018 г. - ТК-5/2 - ТК-6/2	108	155	канальная	ППМ	6 392
21	Кв. 40 ТК-20Д - ТК-1/40 ППУ	219	143	бесканальная	ППМ	4 014
22	Кв. 46 Точка 1 - ул. Строителей 41А(школа) с врезками	108	136	бесканальная	ППМ	2 168
		57	25	бесканальная	ППМ	2 168
23	Кв. 27 Точка А - ТК-3/27 с врезками Ломоносова 11, 13 до ИТП (кроме участка 2015 г.)	57	120	бесканальная	ППМ	6 053
		89	367	бесканальная	ППМ	
24	Кв. 28-23 ТК-1/28 - ТК-2/23 - ТК-3/23 - ТК-4/23	159	156	канальная	ППМ	7 276
25	Кв. 37 ТК-6/37 -ТК-7/37	219	64	бесканальная	ППМ	1 796
26	Кв. 50 ТК-1/50 - ТК-2/50	219	198	канальная	ППМ	11 167
27	Кв. 70 Воронина 7, 7А,, Гагарина 20, Ломоносова 62, 68, 70	57	46	подвальная	минплита, рубероид	15 781
		57	24	канальная	ППМ	
		76	186	подвальная	минплита, рубероид	
		89	192	подвальная	минплита, рубероид	
		133	326	подвальная	минплита, рубероид	
28	Кв. 71 Воронина 25, 29, 31, Гагарина 26, 28, Ломоносова 56, 58, 62, 64	76	378	подвальная	минплита, рубероид	15 131
		89	96			
		159	266			
29	Кв. 74 К.Маркса 17, 17А, 19, Труда 17 - 23	76	320	подвальная	минплита, рубероид	23 467
		76	37	канальная	ППМ	

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
		89	134	подвальная	минплита, рубероид	
		89	40	канальная	ППМ	
		133	256	подвальная	минплита, рубероид	
		133	160	канальная	ППМ	
30	Кв. 74 К.Маркса 11, 15, Воронина 16 - 22	76	84	подвальная	минплита, рубероид	13 571
		108	305	подвальная	минплита, рубероид	
		108	30	канальная	ППМ	
		133	218	подвальная	минплита, рубероид	
31	Кв. 88 Труда 40, 44, Ломоносова 78 - 88, Орджоникидзе 17	89	66	подвальная	минплита, рубероид	32 903
		108	572			
		159	848			
32	Кв. 90 К.Маркса 41, 43, 45, Морской 1, 3, 5, 7, 9, 13	76	167	подвальная	минплита, рубероид	23 243
		89	85			
		108	67			
		133	318			
		159	430			
33	Кв. 90 Морской 5 - Морской 9 - Морской 13	76	40	канальная	ППМ	8 506
		89	37			
		108	140			
34	Кв. 95 ТК-6С - т. 2019 г.	219	156	бесканальная	ППМ	4 379
35	Кв. 95 ТК-15/95 - ТК-16/95 и ТК-17/95 - ТК-18/95	219	96	бесканальная	ППМ	6 868
		219	74	канал	ППМ	
36	Кв. 159 ТК-2/159 - ТК-3/159 - ТК-1/169 - ТК-2/169	273	484	надземная	минплита, оцинкованная сталь	21 388
		133	132			
37	Кв. 162 ТК-5М - ТК-1/162 - ТК-2/162	159	372	канальная	ППМ	17 351
38	Кв. 202 Свободы 2, 4, Корабельная 3, 5, Мира 4, Нахимова 1, 3	108	874	подвальная	минплита, рубероид	17 275
	Итого		22953			1 030 321
2029 год						
	<b>Реконструкция тепловых сетей, в т.ч.</b>					
1	Маг. "Н" ТК-5Ю - ТК-9-1Н кроме участка 2008 г.	426	493	надземная	минплита, оцинкованная сталь	39 627
2	Маг. "А" ТК-26-3А - т.1 - ТК-27А - ТК-29А ППУ	630	653	канальная	ППМ	74 205
3	Маг. М ТК-6Ю - ТК-5М	426	561	канальная	ППМ	108 311
		377	805			

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
4	Маг. Ю ТК-1Ю - ТК-2Ю (кроме участка 2023 г.)	1020	2218	надземная	минплита, оцинкованная сталь	246 517
5	Маг. П ТК-14А - ТК-9П, ТК-11П - ТК-13П (кроме участка 2019 г.)	377	631	надземная	минплита, оцинкованная сталь	99 299
		325	547			
		273	599			
6	Маг. В т. 2006 г.(НО) - ТК-13В с проходом ТК-13В	377	189	канальная	ППМ	12 366
7	Маг. "Д" ТК-16Д в сторону ТК-15Д до т. 2 с проходом ТК-16Д	325	86	бесканальная	ППМ	3 858
8	Маг. Ю ТК-11Ю - ТК-12Ю с заменой лотков канала	530	320	канальная	ППМ	31 085
9	Маг. В т. НО - т. Б - ТК-4В - т. ТК ППУ	530	150	бесканальная	ППМ	11 593
10	Маг. "Ц" ТК-10-1Ц - ТК-11Ц	108	215	надземная	минплита, оцинкованная сталь	4 435
11	Маг. "Ц" ТК-4Ц - ТК-7Ц	159	761	надземная	минплита, оцинкованная сталь	19 088
12	Маг. Ю ТК-12Ю - ТК-13Ю	478	170	канальная	ППМ	18 783
13	Кв. 136 ТК-4Ц - ТК-6/136 (кроме участка 2016 г.), т.1 - т.2 между ТК-6/136 - ТК-1/142	219	229	надземная	минплита, оцинкованная сталь	20 608
		159	572			
14	Кв. 205 ТК-5 - Логинова 10, Логинова 2 - 12, ТК-6 - ТК-7, Октябрьская 3, 5	76	28	канальная	ППМ	24 556
		76	134	подвальная	минплита, рубероид	
		89	137	подвальная	минплита, рубероид	
		108	120	канальная	ППМ	
		108	472	подвальная	минплита, рубероид	
15	Кв. 90 К.Маркса 27, 27А, Орджоникидзе 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 28, Ломоносова 90	76	167	подвальная	минплита, рубероид	40 281
		89	359	подвальная		
		108	495	подвальная		
		133	139	подвальная		
		219	614	подвальная		
16	Кв.153 ТК-3М - ТК-16/153 с врезками	89	289	канальная	ППМ	48 549
		108	152			
		219	474			
17	Кв. 77 К.Маркса 12, 14, 18, 18А, Труда 9, 11, 13, 15, Воронина 8, 10	89	285	подвальная	минплита, рубероид	14 520
		108	237	подвальная		

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
		133	105	подвальная	ППМ	
		133	98	бесканальная		
18	Кв. 77 К.Маркса 12, 14, 18, 18А, Труда 9, 11, 13, 15, Воронина 8, 10	57	48	подвальная	минплита, рубероид	24 333
		89	659	подвальная		
		108	277	подвальная		
		159	200	подвальная		
19	Кв. 30 Комсомольская 49, 51, Полярная 38 - 44, ТК-3 - Ленина 43А, ТК-5 - Полярная 44	76	234	подвальная	минплита, рубероид	31 012
		76	90	канальная	ППМ	
		89	349	подвальная	минплита, рубероид	
		89	140	канальная	ППМ	
		108	178	подвальная	минплита, рубероид	
		108	124	канальная	ППМ	
20	Кв. 203 Нахимовца 4, 6, Мира 6, 8, Гоголя 3, 5, Корабельная 7, 9	89	488	подвальная	минплита, рубероид	12 421
		108	147			
21	Кв. 77 Воронина 2, 4, Первомайская 49, 51, 53, 55, Труда 1	76	93	подвальная	минплита, рубероид	21 177
		89	40	подвальная		
		108	48	подвальная		
		133	258	подвальная		
		159	422	подвальная		
		159	24	канальная	ППМ	
22	Кв. 94 ТК-11С в сторону Ломоносова 120 до т. 2018 г. (одна труба ГВС)	273	26	канальная	ППМ	2 529
23	Кв. 152 Юбилейная 49, 51 (Горбольница №2)	57	350	подвальная	минплита, рубероид	57 230
		76	58	подвальная		
		89	118	подвальная		
		108	366	подвальная		
		133	134	подвальная		
		159	750	канальная	ППМ	
24	Кв.153 Кириллова 1, 3, 5, Юбилейная 23, 27, 29, 35	76	243	подвальная	минплита, рубероид	28 296

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
		89	608			
		108	578			
25	Кв. 40 ТК-20Д - ТК-1/40 ППУ	219	150	бесканальная	ППМ	4 394
26	Кв.96 Ломоносова 104	133	61	подвальная	минплита, рубероид	6 138
		108	192			
		89	41			
27	Кв.96 Карла Маркса 49	89	246	подвальная	минплита, рубероид	4 733
28	Кв. 207 Мира 5, 7, 9А, 13, 13А, 15, Логинова 9	108	724	подвальная	минплита, рубероид	14 310
29	Кв. 208 ТК-2/208 - ТК-3/208	89	210	канальная	ППМ	9 625
30	Кв. 208 ТК-4/208 - ТК-6/208	159	140	канальная	ППМ	8 704
31	Кв. 96 Морской 2, 4, Карла Маркса 47	133	307	подвальная	минплита, рубероид	13 111
		108	81			
		89	31			
		76	230			
32	Кв. 69 Гагарина 12 - Гагарина 14/2 подвалы	89	98	подвальная	минплита, рубероид	4 139
		108	118			
33	Кв. 207 ТК-2/207 - Мира 5	108	278	канальная	ППМ	12 552
	Итого		23461,00			1 072 385
2030 год						
	<b>Реконструкция тепловых сетей, в т.ч.</b>					
1	Магистраль "Ю" ТК--5-1Ю - ТК-8Ю	820	2262	надземная	минплита, оцинкованная сталь	222 091
2	Магистраль "Ю" ТК--2Ю - ТК-3Ю	1020	1829	надземная	минплита, оцинкованная сталь	212 257
3	Маг. Ж ТК-1Ж - ТК-3Ж верхний и нижний яруса	1220	6422	надземная	минплита, оцинкованная сталь	806 447
4	Маг. И ТК-5Я - ТК-1И, ТК-2И - ТК-7И	530	1793	надземная	минплита, оцинкованная сталь	181 862
5	Магистраль "Ю" ТК--3Ж - ТК-1Ю	1020	1702	надземная	минплита, оцинкованная сталь	197 519
6	Магистраль "Ю" ТК-8Ю - ТК-12Ю	630	902	канальная	ППМ	191 719
		530	835	канальная	ППМ	
7	Маг. Ж ТК-10Ж - ТК-14Ж - граница с СЕВМАШ	1020	2641	надземная	минплита, оцинкованная сталь	306 491

№ п/п	Объект, оборудование, наименование работ	Диаметр тр-да, мм	Протяженность, п.м. (в 1 трубном исчислении)	Вид прокладки	Тепловая изоляция	Сметная стоимость, тыс. руб. (без НДС)
8	Маг. "А" Арка через Арх. шоссе к ТК-10Ж с заменой элементов металлоконструкции	820	228	надземная	минплита, оцинкованная сталь	22 386
9	Маг. Ш ТК-3Ю - ТК-3Ш	530	889	надземная	минплита, оцинкованная сталь	141 876
		426	603			
10	Кв. 156 ТК-1/156 - 3/156 - Звёздная 11 - Героев Североморцев 8, 10	159	277	надземная	минплита, оцинкованная сталь	37 022
		133	137	канальная	ППМ	
		76	412	канальная	ППМ	
		76	197	надземная	минплита, оцинкованная сталь	
11	Кв. 206 ТК-1/206 - ТК-2/206 - ТК-4/206	133	200	канальная	ППМ	22 705
		108	266			
12	Кв. 206 ТК-6/206 - ТК-7/206	133	245	канальная	ППМ	8 474
13	Кв. 206 ТК-8/206 - Мира 23В с мастерскими	89	110	канальная	ППМ	16370
		76	82	канальная	ППМ	
		76	140	подвальная	минплита, рубероид	
		57	166	канальная	ППМ	
14	Кв. 207 Мира 1 - Логина 9	108	150	канальная	ППМ	6 186
15	Кв. 153 ТК-10/153 - ТК-11/153 - Лебедева 2	159	362	канальная	ППМ	18 257
16	Кв. 153 ТК-16 - ТК-17 - ТК-18 - ТК-19	159	644	канальная	ППМ	31 899
17	Кв. 155 ТК-13/155 - ТК-21/155	219	134	бесканальная	ППМ	5 686
18	Кв. 205 ТК-2/205 - ТК-4/205	273	322	канальная	ППМ	24 762
19	Кв. 205 ТК-4/205 - ТК-8/205	219	222	канальная	ППМ	15 119
	Итого		24 172			2 469 128
	Итого всего		117 912			7 298 909

#### **6.6 Предложения по обеспечению надежного теплоснабжения на основе результатов расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей города Северодвинск в перспективном состоянии схемы теплоснабжения**

В текущем и перспективном состоянии тепловые сети от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 имеют многократное резервирование за счет существующих переемычек и колец. Дополнительное резервирование при текущем составе перспективных потребителей не требуется. На СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 мероприятия по повышению надежности не требуются. Кроме того, источники тепловой энергии имеют резервирование по тепловым сетям.

## 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В настоящее время, открытая система горячего водоснабжения применяется у подавляющей части потребителей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. Котельные, эксплуатируемые МПЖРЭП Северодвинска (ул. Водогон, с. Ненокса) и СМУП «Белое озеро», не отпускают тепловую энергию на нужды ГВС.

Переход на закрытую схему ГВС системы теплоснабжения города Северодвинска (СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2), предполагается осуществить путем модернизации ИТП, в связи с этим, реконструкция тепловых сетей не требуется.

В рамках перехода на закрытую схему ГВС (СТЭЦ-1, СТЭЦ-2), рекомендуется модернизировать 2609 ИТП, в том числе:

- 2040 с открытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления;
- 544 без ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления;
- 25 с открытой схемой подключения ГВС и без отопления.

В итоге планируется установить 2584 двухходовых клапанов системы отопления, 2065 двухходовых клапанов ГВС, 5168 насосов смешения, 2065 теплообменников системы ГВС и 4130 циркуляционных насосов системы ГВС. Стоимость оборудования актуализирована на 2022 год, с учетом временных коэффициентов (Письмо Минстроя России от 19.02.2020 N 5414-ИФ/09). Суммарная стоимость основного и вспомогательного оборудования, расходных материалов, проектных и монтажных работ при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП составит 2 815 585,9 тыс. руб. без НДС. Стоимость монтажа оборудования принята в размере 65 % от стоимости оборудования, проектные работы – 40 % от стоимости оборудования. Расчет стоимости мероприятия по переводу на закрытую схему ГВС, представлен в таблице 7-1.

Таблица 7-1 – Суммарная стоимость мероприятия

Оборудование	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Двухходовой клапан системы отопления	2 584	28 075,4
Двухходовой клапан системы ГВС	2 065	19 598,3
Насос смешения	5 168	50 199,9
Циркуляционный насос ГВС	4 130	18 523,6
Теплообменник системы ГВС	2 065	259 976,6
Вспомогательное оборудование и расходные материалы		997 082,8
ПИР		549 382,6
СМР		892 746,8

<b>Итого</b>	<b>2 815 585,9</b>
--------------	--------------------

С 2014 года все новостройки сдаются в эксплуатацию, только с закрытой схемой горячего водоснабжения.

В качестве пилотного проекта перехода на закрытую систему теплоснабжения может стать 19-ый квартал, который ограничен улицами Железнодорожной и Южной.

Это 12 домов в квартале - Комсомольская, Железнодорожная, Южная, Беломорский. После модернизации тепловых узлов горячая вода с ТЭЦ ПАО «ТГК-2» будет использоваться только для отопления. Она же, в теплообменнике, который установят в подвалах домов, будет подогревать холодную воду из Цеха 19. То есть вся вода, которая будет идти из крана - это вода 19-го цеха. А это увеличение расхода холодной воды и, как следствие реконструкция сетей.

Если дом по программе ремонта попадает до 2022 года, то могут быть использованы средства фонда капитального ремонта, именно средств, которые были собраны на капремонт, если же дом попал на этап, который реализуется после 2022 года, возможный источник финансирования прочие муниципальные и (или) федеральные программы, а так же средства фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства.

В качестве источника финансирования по переходу на закрытую схему ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей, приведенных в таблице 7-2, предусматривается использование средств фонда капитального ремонта.

**Таблица 7-2 – Перевод на закрытую ГВС**

№ п/п	№ квартала	Адрес	Вид ремонта
1	19	ул. Комсомольская, д. 5	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
2	19	ул. Комсомольская, д. 3	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
3	19	ул. Железнодорожная, д. 42	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
4	19	ул. Железнодорожная, д. 44	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
5	19	ул. Железнодорожная, д. 46	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
6	19	пр. Беломорский, д. 57	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
7	19	пр. Беломорский, д. 59	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
8	19	ул. Южная, д. 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
9	19	ул. Южная, д. 4а	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
10	19	ул. Южная, д. 2	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
11	19	ул. Южная, д. 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
12	19	ул. Южная, д. 8	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
13	13	Первомайская 1/2Д	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
14	32	Ленина 1/31	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
15	33	Ленина 2/33	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
16	74	Ломоносова 68	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
17	74	Ломоносова 74	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
18	87	Труда 8	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения

№ п/п	№ квартала	Адрес	Вид ремонта
19	87	Первомайская 65	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
20	88	Труда 38	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
21	90	Морской 1	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
22	90	С.Орджоникидзе 20	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
23	151	Чеснокова 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
24	151	Чеснокова 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
25	153	Лебедева 14	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
26	27	Комсомольская 11	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
27	27	Комсомольская 11а	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
28	28	Комсомольская 37	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
29	46	Южная 18а	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
30	151	Чеснокова 8	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
31	151	Чеснокова 10	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
32	151	Чеснокова 12	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
33	153	Кирилкина 7	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
34	153	Лебедева 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
35	153	Лебедева 16	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
36	153	Юбилейная 27	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
37	153	Юбилейная 35	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
38	162	Малая Кудьма 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
39	151	Морской 62	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
40	151	Морской 64	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
41	151	Морской 68/2	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
42	152	Малая Кудьма 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
43	153	Кирилкина 5	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
44	153	Кирилкина 15	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
45	153	Лебедева 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
46	162	Морской 83	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
47	162	Морской 85	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
48	162	Победы 96	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
49	162	Малая Кудьма 17	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения

Финансирование перевода остальных потребителей на закрытую схему ГВС, находится в стадии проработки.

Суммарный объем инвестиций для перехода на закрытую схему ГВС составит 2,816 млрд. руб., без учета средств в реконструкцию и модернизацию системы водоснабжения.

В Администрации Северодвинска создана и несколько лет действует рабочая группа, так как переход коснется не только многоквартирных домов, но и учреждений социальной сферы, субъектов бизнеса и градообразующих предприятий.

Поскольку полный перевод города на закрытую систему ГВС является очень затратным, он должен быть более длительным и поэтапным. В связи с этим подготовлено обращение в Минстрой России, чтобы рассмотреть для муниципалитетов возможность либо финансовой федеральной и субъектовой поддержки, либо продления

установленного законом переходного периода. Например, для Санкт-Петербурга это период продлили на пять лет.

Федеральный закон от 30 декабря 2021 № 438-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» предусматривает признание утратившей силу нормы, на запрет использования открытой системы ГВС с 1 января 2022 года.

Для принятия решения о переходе на закрытую схему горячего водоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения необходимо сделать обязательную оценку экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. В настоящее время Правительством Российской Федерации порядок оценки экономической эффективности по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) не утвержден.

Выбор системы горячего водоснабжения при реконструкции/ремонте существующих зданий производится на основании проектных решений, подтверждающих оптимальность определения схемы подключения горячего водоснабжения с учетом существующей практики эксплуатации систем горячего водоснабжения.

## **8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ**

### **8.1 Существующие и перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива**

Существующие и перспективные топливные годовые балансы источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 представлены в таблицах 8-1.

Существующие и перспективные годовые топливные балансы котельных представлены в таблице 8-2.

Таблица 8-1 – Существующие и перспективные топливные балансы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Источник теплоснабжения	Вид топлива источника	Единицы измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	
СТЭЦ-1 (на отпуск электрической и тепловой энергии) в т.ч.:	топочный мазут	тнт	10 592	12 850	9 166	9 163	11 081	4 317	2 183	4 513	2 927	3 568	5 436	3 629	3 973	3 103	2 544	267	268	268	268	
	каменный уголь	тнт	631 447	602 992	604 123	609 953	676 682	653 618	590 687	601 102	518 044	534 920	534 920	539 022	544 918	504 594	382 534	0	0	0	0	0
	газ природный	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14 825	61 877	254 753	255 568	257 936	260 304	
Отпуск электрической энергии коллекторов	млн. кВтч	тыс. Гкал	682,3	643,2	632,8	617,1	589,4	601	587,3	573,6	511,8	538,8	518,8	535,4	535,4	469,1	391,0	323,1	323,1	323,1	323,1	
		тыс. Гкал	477,70	345,60	364,10	429,40	338,70	384,70	300,40	334,40	334,40	207,70	175,99	223,55	262,20	257,00	253,71	257,22	260,73	264,24	281,79	299,33
СТЭЦ-2 (на отпуск электрической и тепловой энергии) в т.ч.:	топочный мазут	т	46	285	11 449	1 205	4 405	61	625	3 071	39	709	469	1 260	392	415	476	505	507	509	511	
		тыс. м3	390 959	356 105	388 624	406 807	458 851	410 226	406 352	466 850	461 210	460 638	499 290	457 720	462 729	487 216	558 479	592 318	595 614	597 494	599 356	
Отпуск электрической энергии коллекторов	млн. кВтч	тыс. Гкал	868,8	747,8	842,1	839,2	989,1	885,9	905,4	990,9	1 001,4	974,1	1 058,7	977,2	1 017,0	1 081,3	1 355,5	1 453,3	1 463,5	1 463,5	1 463,5	
		тыс. Гкал	314,10	306,20	410,10	525,70	579,10	455,20	567,40	796,20	796,72	792,81	732,13	772,43	726,101	730,95	735,79	740,64	745,48	745,48	769,71	793,94
Хозяйственные нужды ТЭЦ	тыс. Гкал	тыс. Гкал	11,79	11,34	12,47	13,01	13,18	12,58	11,79	13,71	12,39	12,05	12,25	12,72	12,228	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	12,23	
		тыс. Гкал	1,83	2,07	2,06	2,23	2,12	2,13	2,84	3,36	3,36	3,06	3,09	3,14	3,17	3,098	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	
Тепловые потери	тыс. Гкал	тыс. Гкал	360,1	340,4	334,2	380,2	374,9	373,9	378,6	404,3	383,86	389,84	395,55	396,07	397,876	398,33	398,79	399,24	399,70	401,97	404,25	
		тыс. Гкал	2 429,992	2 383,520	2 467,148	2 589,564	2 566,985	2 553,781	2 523,621	2 775,545	2 684,529	2 639,147	2 633,992	2 625,839	2 563,100	2 571,000	2 578,900	2 586,800	2 594,700	2 634,200	2 673,700	
Полезный отпуск тепловой энергии (потребителям) СТЭЦ-1, 2 в паре	тыс. Гкал	тыс. Гкал	160,337	160,048	172,790	193,624	188,220	187,121	184,395	184,374	212,379	218,126	210,540	204,960	184,300	184,300	184,300	184,300	184,300	184,300	184,300	
		тыс. Гкал	2 269,655	2 223,472	2 294,358	2 395,940	2 378,765	2 366,660	2 339,226	2 591,171	2 472,150	2 421,021	2 423,452	2 420,879	2 378,800	2 386,700	2 394,600	2 402,500	2 410,400	2 449,900	2 489,400	

Таблица 8-2 – Существующие и перспективные топливные балансы котельных

Параметр	Единицы измерения	МПКРЭП Северовишска котельная ул. Вологон																			
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040			
Отпуск в сеть, в том числе:	Гкал	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	
Расход условного топлива	т.у.т.	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>МПКРЭП Северовишска с. Непюкса</b>																					
Отпуск в сеть, в том числе:	Гкал	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	
Расход условного топлива	т.у.т.	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Отпуск в сеть, в том числе:		945,9	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	
УРУТ на отпуск тепловой энергии	Гкал кг.у.т./Гкал	206,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0
Расход условного топлива	т.у.т.	194,4	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1	267,1
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

## **8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии**

Основным топливом для СТЭЦ-1 является каменный уголь Кузнецкого и Хакасского месторождения, основным топливом для котла ПТВМ-180 является топочный мазут М-100. Мазут также применяется при сжигании угля в энергетических котлах. Резервным топливом является уголь и мазут.

После предусмотренной схемой теплоснабжения технического перевооружения основным топливом для СТЭЦ-1 станет природный газ. Старое оборудование, работающее на каменном угле, выводится из эксплуатации. В качестве резервного топлива после технического перевооружения предусмотрен мазут.

Основным топливом для СТЭЦ-2 является природный газ, для водогрейных котлов №3 и №4 основным топливом является мазут. Резервным топливом на СТЭЦ-2 является топочный мазут М-100.

Для котельной МПЖРЭП Северодвинска с. Ненокса основным топливом является каменный уголь, резервное топливо отсутствует.

Для котельной МПЖРЭП Северодвинска ул. Водогон и котельной СМУП «Белое озеро» основным топливом являются дрова, резервное топливо отсутствует.

## **9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ**

### **9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе**

Объем финансовых потребностей на реализацию плана развития схемы теплоснабжения муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» определен посредством суммирования финансовых потребностей на реализацию каждого мероприятия по строительству, реконструкции и техническому перевооружению.

Оценка капитальных вложений, необходимых для реализации мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии, сформированы на основе сметных расчетов, представленных организациями, материалам утвержденных инвестиционных программ предприятий, объектов аналогов, а также укрупненных нормативам цен строительства НЦС 81-02-13-2024 и НЦС 81-02-19-2024.

В таблице 9-1 приведены сводные данные по необходимым объемам инвестиций для реализации мероприятий на источниках тепловой энергии.

Таблица 9-1 – Капитальные вложения в источники тепловой энергии

Источники тепловой энергии	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)										
	2014-2024гг факт	2025г.	2026г.	2027г.	2028 г.	2029г.	2030-2040 г.	Всего			
ПАО «ТГК-2», в том числе:	СТЭЦ-1, за исключением ТП СТЭЦ-1	236 211	113 440	77 647	51 597	23 030	24 702	176 693	303 320		
	СТЭЦ-2	382 894	85 103	104 329	71 698	52 674	10 905	2 871 759	3 579 362		
МПЖРЭП Северодвинска котельные ул. Водогон и с. Ненокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
СМУП «Белое озеро» котельная п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Всего</b>	<b>619 106</b>	<b>198 543</b>	<b>181 976</b>	<b>123 295</b>	<b>75 704</b>	<b>35 607</b>	<b>3 048 452</b>	<b>4 282 683</b>			

Техническое перевооружение СТЭЦ-1

Источники тепловой энергии	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)				
	2014-2024гг факт	2025 г.	2026 г.	2027-2028 г.	Всего
ПАО «ТГК-2» Техническое перевооружение СТЭЦ-1	3 130 393	817 636	5 131 247	14 992 769	24 072 045
<b>Всего</b>	<b>3 130 393</b>	<b>817 636</b>	<b>5 131 247</b>	<b>14 992 769</b>	<b>24 072 045</b>

## **9.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе**

Оценка капитальных вложений необходимых для реализации мероприятий сформированы на основе сметных расчетов, представленных организациями, материалам утвержденных инвестиционных программ предприятий, объектов аналогов, а также укрупненных нормативов цен строительства НЦС 81-02-13-2024 и НЦС 81-02-19-2024.

В таблице 9.2 приведены сводные данные по необходимым объемам инвестиций для реализации мероприятий на тепловых сетях и сооружениях на них.

Суммарные расходы за период действия схемы теплоснабжения по тепловым сетям и сооружениям на них составят 9020,5 млрд. руб. без НДС.

Детализированные расчеты, необходимых объемов инвестиций для реализации мероприятий, с разбивкой по конкретным мероприятиям представлены в Разделе 6 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и/или модернизации тепловых сетей».

Таблица 9-2 – Капитальные вложения в тепловые сети и сооружения на них

Теплоснабжающие и теплосетевые организации	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)											Всего	
	2014-2024 факт	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034		2035-2040
<b>Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности и зоны с избытком тепловой мощности</b>													
ПАО «ТГК-2»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных потребителей тепловой энергией</b>													
ПАО «ТГК-2»	396 654	80 198	103 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>396 654</b>	<b>80 198</b>	<b>103 000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>579 852</b>
<b>Строительство объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей в целях подключения потребителей</b>													
ПАО «ТГК-2»	0	9 931	54 444	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64 375
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>9 931</b>	<b>54 444</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64 375</b>
<b>Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов с целью обеспечения теплоснабжением существующих и перспективных потребителей</b>													
ПАО «ТГК-2»	59 347	77 783	80 175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	217 305
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>59 347</b>	<b>77 783</b>	<b>80 175</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>217 305</b>
<b>Строительство новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей</b>													
ПАО «ТГК-2»	0	7 330	2 678	57 795	0	0	0	0	0	0	0	0	0
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67 803
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>0</b>	<b>7 330</b>	<b>2 678</b>	<b>57 795</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>67 803</b>
<b>Реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения</b>													
ПАО «ТГК-2»	251 439	206 455	1 373 129	1 426 269	1 045 688	1 088 428	2 485 877	17 486	18 255	19 059	19 897	139 177	8 091 159
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего</b>	<b>251 439</b>	<b>206 455</b>	<b>1 373 129</b>	<b>1 426 269</b>	<b>1 045 688</b>	<b>1 088 428</b>	<b>2 485 877</b>	<b>17 486</b>	<b>18 255</b>	<b>19 059</b>	<b>19 897</b>	<b>139 177</b>	<b>8 091 159</b>
Итого	707 440	381 697	1 613 426	1 484 064	1 045 688	1 088 428	2 485 877	17 486	18 255	19 059	19 897	139 177	9 020 494
в т.ч.:													
ПАО «ТГК-2»	707 440	381 697	1 613 426	1 484 064	1 045 688	1 088 428	2 485 877	17 486	18 255	19 059	19 897	139 177	9 020 494

Теплоснабжающие и теплосетевые организации	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)												Всего	
	2014-2024 факт	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-2040		
МПЖРЭП Свердловска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### **9.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения**

Схема теплоснабжения не содержит мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

### **9.4 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе**

Суммарная стоимость основного и вспомогательного оборудования, расходных материалов, проектных и монтажных работ при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП составит порядка 2,816 млрд. руб. без НДС. Финансирование перевода остальных потребителей на закрытую схему ГВС, находится в стадии проработки. Прорабатываются конкретные источники финансирования и сроки реализации мероприятий.

## **10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)**

На сегодняшний день действует Постановление Администрации муниципального образования «Северодвинск» от 23.10.2018 № 409-па «О присвоении статуса «Единой теплоснабжающей организации» в границах территории муниципального образования «Северодвинск», согласно которому присвоен статус единой теплоснабжающей организации по зонам деятельности:

- 1) в границах зоны деятельности ЕТО №1 – ПАО «ТГК-2»;
- 2) в границах зоны деятельности ЕТО №2 и ЕТО №3 – МПЖРЭП Северодвинска;
- 3) в границах зоны деятельности ЕТО №4 – СМУП «Белое озеро».

Для назначенных ЕТО в рамках текущей схемы теплоснабжения на 2024 год зоны их действия сохраняются.

Таким образом, на территории Северодвинска предлагается сохранить 4 зоны деятельности ЕТО, в том числе:

- зона деятельности ЕТО №1, образованная на базе СТЭЦ-1, СТЭЦ-2;
- зона деятельности ЕТО №2, образованная на базе котельной МПЖРЭП Северодвинска, ул. Водогон;
- зона деятельности ЕТО №3, образованная на базе котельной МПЖРЭП Северодвинска, с. Ненокса;
- зона деятельности ЕТО №4, образованная на базе котельной СМУП «Белое озеро».

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», представлено в таблице 10-1.

Таблица 10-1 - Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО

Код зоны деятельности ЕТО	Наименование источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Утвержденная ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО	Изменения, произошедшие за период действия утвержденной Схемы
1	СТЭЦ-1 СТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2» ООО «ТехЭнерго»	ПАО «ТГК-2»	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений
2	Котельная ул. Водогон	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений
3	Котельная с. Ненокса	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений
4	Котельная СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений

В результате выполнения разработки схемы теплоснабжения зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций сохранены в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения. Реестр ЕТО и зон их деятельности на территории муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск» представлен в таблице 10-2.

Таблица 10-2 - Реестр зон деятельности ЕТО на территории Северодвинска

Утвержденная ЕТО	Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или иным законном основании	
				Источник	Тепловые сети
ПАО «ТГК-2»	1	СТЭЦ-1, СТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2» ООО «ТехЭнерго»	ПАО «ТГК-2»	ПАО «ТГК-2»; ООО «ТехЭнерго»
МПЖРЭП Северодвинска	2	котельная ул. Водогон	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска
МПЖРЭП Северодвинска	3	котельная с. Ненокса	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска
СМУП «Белое озеро»	4	котельная СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»

## **11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Схемой теплоснабжения не предусмотрено перераспределение нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в рамках реконструкции СТЭЦ-1.

## 12.РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Порядок передачи бесхозяйных сетей регламентируется Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Основные положения относительно бесхозяйных сетей из документа:

– в случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют эксплуатацию тепловых сетей, собственник или иной законный владелец которых не установлен (бесхозяйные тепловые сети), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию таких тепловых сетей учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

– в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или муниципального округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

В муниципальном округе Архангельской области «Город Северодвинск» имеется участки тепловых сетей, в отношении которых проводятся мероприятия по признанию их бесхозяйным имуществом с последующей регистрацией права муниципальной собственности (при условии судебного решения в пользу муниципального образования «Северодвинск»). Постановлением Администрации Северодвинска от 01.04.2016 № 95-па ПАО «ТГК-2» определена как теплосетевая организация для содержания и обслуживания бесхозяйных тепловых сетей.

Список бесхозяйных сетей приведен в таблице 12-1.

Таблица 12-1 – Бесхозные тепловые сети

№ п.п.	Адрес объекта	Кадастровый номер	Границы тепловых сетей	Наружный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
1	2	3	4	5	6
1	квартал 009	29:28:102009:492	от УТ-6 до внешней стены здания дома № 27 по ул. Индустриальной	57	3,0
2	Архангельская область, г. Северодвинск, б-р Строителей, д. 25	29:28:103097:6461	от наружной стены тепловой камеры ТК-27/97 до первых фланцев отключающих задвижек ИТП МКД б-р Строителей, д. 25	133	24,0
3	Архангельская область, г. Северодвинск, в районе МКД № 21А, 21Б по ул. Железнодорожной	29:28:107056:2207	от точки врезки в тепловую сеть в подвале жилого дома по ул. Железнодорожная, д. 21, до первых фланцев отключающих задвижек в ИТП МКД ул. Железнодорожная, д. 21А	57	92,0
4	Архангельская область, г. Северодвинск, в районе пр-кт Чайный, д. 31	29:28:110270:203	От вторых соединений отключающей арматуры в ТК-1-1Я до вторых соединений арматуры ТК-2/273	133	428,0
5	Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Николая Островского, в районе д. 13, 15	29:28:101111:130	От ТС1сущ до ТС3	57	61,0
6	Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Николая Островского, д. 17, 19, 21	29:28:000000:6496	От наружной стены тепловой камеры ТК-1/111 до наружной стены тепловой камеры ТК-4/111	57	80,8
			От наружной стены тепловой камеры ТК-4/109 до наружной стены тепловой камеры ТК-2/111	76	94,2
7	Архангельская область, г. Северодвинск, в районе ул. Торцева, д. 16	29:28:102031:581	От наружной стены ТК-7/31 до наружной стены здания по ул. Торцева, д. 16 (в районе ИТП № 2)	76	49,91
			От наружной стены ТК-7/31 через ТК-6/31 до т. 1	89	59,40
			От т. 1 до т. 2	89	25,14
			От т. 2 до т. 3	89	27,75
			От т. 3 до наружной стены здания гаража	57	10,46
			От т. 3 до наружной стены здания по ул. Торцева, д. 16 (в районе ИТП № 1)	89	27,95

### **13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ**

**13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения**

Разработанный ранее проект схемы газоснабжения учитывал решения утвержденной схемы теплоснабжения.

Противоречия по вопросам развития инфраструктуры муниципального образования город Северодвинск между схемами теплоснабжения и газоснабжения не выявлены.

Схемой теплоснабжения рекомендуется при актуализации схем газоснабжения учесть актуальный перечень действующих, запланированных к реконструкции источников тепловой энергии, а также объемы потребления природного газа.

**13.2 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития ЕЭС России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения**

Во всех вариантах развития системы теплоснабжения предполагается техническое перевооружение СТЭЦ-1 с вводом нового и выводом старого генерирующих мощностей. В таблице 13-1 представлены данные по вводу и выводу генерирующих мощностей, согласно текущей информации от ПАО «ТГК-2», а также схеме и программе развития ЕЭС России на 2025 - 2030 годы утверждённой приказом Минэнерго России от 29.11.2024 №2328.

Таблица 13-1 – Ввод и вывод генерирующих мощностей СТЭЦ-1

Объект	Агрегат	Схема теплоснабжения	СиПР ЕЭС на 2024-2029 годы
СТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2»	Турбоагрегат ПТ-30-90/10 ст. №3	Вывод из эксплуатации в 2027 году	Вывод из эксплуатации в 2026 году
	Турбоагрегат ПТ-30/40-8,8/1,3 №7	Ввод в эксплуатацию в 2028 году	Ввод в эксплуатацию в 2026 году
	Турбоагрегат ПТ-59,1-90/13 ст. №5	Вывод из эксплуатации в 2028 году	Вывод не предусмотрен
	Турбоагрегат ПТ-30/40-8,8/1,3 №8	Ввод в эксплуатацию в 2029 году	Ввод не предусмотрен
	Турбоагрегат ПТ-60-90/13 ст. №6	Вывод из эксплуатации в 2029 году	Вывод не предусмотрен

Проектом схемы теплоснабжения рекомендуется при актуализации СиПР ЕЭС России учесть актуальные данные по вводу и выводу энергетического оборудования СТЭЦ-1.

**13.3 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в Схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии**

Строительство генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России проектом схемы не предусмотрено.

**13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения. Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения**

Противоречия по вопросам развития инфраструктуры муниципального образования между схемами теплоснабжения и водоснабжения не выявлены.

Схемой теплоснабжения рекомендуется при актуализации схем водоснабжения учесть мероприятия необходимые для перевода потребителей на закрытую систему ГВС.

## **14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ**

В данном разделе рассматриваются показатели работы систем теплоснабжения как города в целом, так и с разделением по организациям.

В таблице 14-1 представлены индикаторы характеризующие спрос на тепловую энергию в муниципального округа Архангельской области «Город Северодвинск», как в ретроспективном периоде, так и на перспективу до 2040 года.

Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, представлены в таблице 14-2

Индикаторы, характеризующие работу котельных, представлены в таблице 14-3.

Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, представлены в таблице 14-4.

Индикаторы, характеризующие потребность в инвестициях в развитие систем теплоснабжения согласно принятым решениям схемы теплоснабжения, представлены в таблице 14-5.

Таблица 14-1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в городе Северодвинске

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Общая отапливаемая площадь жилых зданий	тыс. м <sup>2</sup>	4171,8	4244,7	4317,5	4410,78	4503,72	4596,38	4688,82	4781,65	4873,91	4966,29	5059,08	5151,25	5243,69	5314,09	5384,49	5454,89	5525,29	5595,69					5947,69
Общая площадь общественно-деловых зданий	тыс. м <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Договорная тепловая нагрузка (пересчитанная на средние недельную нагрузку ГВС) в т.ч.:	Гкал/ч	1 271,69	1 297,20	1 282,21	1 272,45	1 271,20	1 273,41	1 274,27	1 280,40	1 286,53	1 292,16	1 297,80	1 303,43	1 309,07	1 314,70	1 320,34	1 325,97	1 331,61	1 337,24	1 342,88	1 348,51	1 354,15	1 359,78	1 365,42
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	1 050,82	1 055,49	1 044,87	1 037,96	1 037,88	1 039,19	1 039,77	1 043,27	1 046,77	1 050,10	1 053,44	1 056,77	1 060,11	1 063,44	1 066,78	1 070,11	1 073,45	1 076,78	1 080,12	1 083,45	1 086,79	1 090,12	1 093,46
ГВС среднеделовая	Гкал/ч	190,62	191,47	187,10	184,25	183,09	183,98	184,26	186,89	189,52	191,82	194,12	196,42	198,72	201,02	203,32	205,62	207,92	210,22	212,52	214,82	217,12	219,42	221,72
Промышленная	Гкал/ч	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24
Полезный отпуск	Гкал/год	2 566 985	2 553 781	2 523 621	2 775 545	2 684 529	2 639 147	2 633 992	2 625 839	2 563 100	2 571 000	2 578 900	2 586 800	2 594 700	2 602 600	2 610 500	2 618 400	2 626 300	2 634 200	2 642 100	2 650 000	2 657 900	2 665 800	2 673 700
Удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилом фонде	Гкал/м <sup>2</sup> /год	136,87	134,18	138,39	140,91	131	127,85	125,09	122,54	120,08	118,84	118,16	117,56	117,14	117,24	117,37	117,52	117,69	118,18					120,63
Градус-сутки отопительного периода	°С*сут	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827					5827
Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	ккал/м <sup>2</sup> /год/°С*сут	0,0235	0,023	0,0238	0,0242	0,0225	0,0219	0,0215	0,021	0,0206	0,0204	0,0203	0,0202	0,0201	0,0201	0,0201	0,0202	0,0202	0,0203					0,0208

Таблица 14-2 – Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Показатель	Единицы измерения																		
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
<b>СТЭЦ-1</b>																			
Установленная электрическая мощность	188,5	188,5	150	150	150	149,1	149,1	149,1	149,1	149,1	141,7	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Установленная тепловая мощность, в том числе:	679,0	679,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	681,2	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0
- Турбоагрегаты	499,0	499,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	377,8	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
- РОУ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
- Пиковые водогрейные котлы	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	283,2	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4
- Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	41	344	346	349	351	353	173	175	180	180	185	190	194	197	200	203	206	209	224
Доля резерва тепловой мощности	49,8	49,3	40,1	39,6	39,3	38,9	70,1	69,7	68,9	73,6	75,9	67,0	66,3	65,8	65,3	64,8	64,2	63,7	61,1
Доля тепловой энергии выработанной в комбинированном режиме	97,9	97,6	98,5	98	98,9	96,5	94,1	99,0	99,0	87,8	74,8	71,3	71,4	71,2	71,0	70,8	70,6	70,4	69,4
КИПТ	2,4	62,9	62,9	62,7	66,3	62,8	63,0	66,4	66,3	66,0	69,2	77,3	77,2	77,2	77,2	77,3	77,3	77,3	77,4
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	403,1	398,9	390,6	397,5	391,0	415,3	423,5	394,3	394,3	409,8	407,5	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5	366,5
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	138,2	138,6	138,9	138,6	144,8	144,7	147,9	142,4	142,4	148,9	148,9	141,6	142,0	142,0	142,1	142,1	142,2	142,2	142,4
Коэффициент использования установленной электрической мощности	43,2	44	53,3	52,6	47,1	49,4	48,2	49,3	49,5	44,2	39,4	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	22	22,7	25,7	25,9	24,6	23,4	23,8	26,0	25,7	21,7	19,3	25,6	25,7	25,7	25,8	25,9	26,0	26,0	26,4
Удельная установленная электрическая мощность ТЭЦ на одного жителя	1,03	1,03	0,82	0,83	0,83	1,17	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Относительный средневзвешенный остаток паркового ресурса турбоагрегатов	30449	23730	17011	10292	3573	270000	263000	249000	242000	242000	235000	228000	221000	214000	207000	200000	193000	186000	151000
<b>СТЭЦ-2</b>																			
Установленная электрическая мощность	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
Установленная тепловая мощность, в том числе:	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105
- Турбоагрегаты	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705
- РОУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Пиковые водогрейные котлы	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	552	557	560	565	569	573	761	764	770	771	771	772	773	773	774	774	775	775	777
Доля резерва тепловой мощности	50,0	49,6	49,3	48,9	48,5	48,1	31,1	30,9	30,3	30,2	30,2	30,1	30,0	30,0	30,0	30,0	29,9	29,9	29,7
Доля тепловой энергии выработанной в комбинированном режиме	86,3	92	91,4	89,9	85,6	83,9	84,5	88,5	88,9	89,7	96,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,4
КИПТ	64,7	66,8	70,9	68	74,2	73,3	68,3	73,4	72,4	70,8	63,7	61,9	61,8	61,9	61,9	62,0	62,1	62,1	62,4
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	324,2	309,7	287,7	307,2	301,0	305,7	330,5	301,5	301,5	307,8	307,7	312,8	312,8	312,8	312,7	312,7	312,6	312,6	312,4
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	136,8	137,1	135,2	136,4	131,5	135,0	134,1	135,4	135,4	135,7	134,7	135,4	135,4	135,3	135,2	135,1	135,1	135,0	134,5
Коэффициент использования установленной электрической мощности	27,5	24,7	25,2	25,8	32,3	31,6	34,0	31,5	32,8	35,0	37,7	40,5	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7	40,7

	14,1	13,8	14,8	14,8	17,9	17,8	17,0	19,0	18,5	18,6	18,7	18,7	18,8	18,8	18,8	18,9	18,9	19,0	19,2	
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%																			
Удельная установленная электрическая мощность ТЭЦ на одного жителя	2,23	2,24	2,25	2,26	2,27	2,28	2,29	2,29	2,3	2,31	2,32	2,33	2,34	2,35	2,36	2,37	2,38	2,39	2,41	
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Относительный средневзвешенный остаток паркового ресурса турбоагрегатов	108110	103767	99883	95982	91282	86582	81882	77182	72482	67782	65082	58382	53682	48982	44282	39582	34882	30182	6682	

Таблица 14-3 – Индикаторы, характеризующие работу котельных

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
		МПЖРЭП Северодвинска																		
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	0,8400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400
Присоединенная нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,2068	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185
Доля суммарного резерва тепловой мощности	%	75,4	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9
Количество котельных	шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	558,6	1324,9	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	188,3	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент полезного использования топлива	%	75,9	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8
Число часов использования установленной мощности	час/год	665	920	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
Относительный средневзвешенный срок службы автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше или равной 10 Гкал/ч	год	0,5	12,8	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	23,0
Доля котельных оборудования приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>СМУП «Белое озеро»</b>																				
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893
Присоединенная нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,2326	0,2332	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352
Доля суммарного резерва тепловой мощности	%	87,7	87,7	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6
Количество котельных	шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	945,0	943,5	945,4	989,0	989,0	989,0	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4	969,4
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	231,1	231,1	206,0	270,0	270,0	270,0	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент полезного использования топлива	%	61,8	61,2	65,2	62,2	62,2	62,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
		Г.г. по муниципальному округу Архангельской области «Город Северодвинск»																		
Число часов использования установленной мощности	час/год	499	498	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499
Относительный средневзвешенный срок службы	год	43,8	44,9	11	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	31,0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше или равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Г.г. по муниципальному округу Архангельской области «Город Северодвинск»																				
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	2,7330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330
Присоединенная нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,4394	0,6518	0,6537	0,6557	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537
Доля суммарного резерва тепловой мощности	%	83,9	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
Количество котельных	шт.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	1503,6	2268,4	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7
Удельный расход условного топлива на опущенную тепловую энергию	кг/Гкал	215,2	207,6	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент полезного использования топлива	%	66,4	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Число часов использования установленной мощности	час/год	550	681	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679
Относительный средневзвешенный срок службы	год	30,5	31,0	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	27,5
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше или равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 14-4 – Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
		ПАО «ТТК-2»																		
Протяженность сетей	м	227818,6	227818,6	227818,6	232454,6	233225,0	234604,0	236219,0	237108,6	238453,8	239723,8	240856,0	241925,0	242887,9	243582,9	244277,0	244970,3	245662,7	246354,3	249816,3
Материальная характеристика	м <sup>2</sup>	120476,1	120373,3	120664,6	121892,4	122094,3	122610,0	123212,9	123544,3	124045,0	124516,9	124936,9	125333,0	125689,3	125946,2	126202,6	126458,4	126713,7	126968,5	128245,0
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	31,2	32,2	33,2	34,2	34,7	35,7	35,9	36,1	36,4	36,7	37,0	37,2	37,3	36,9	36,3	35,7	35,1	34,6	32,1
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м <sup>2</sup> /чел	0,655	0,658	0,662	0,671	0,675	0,681	0,687	0,691	0,697	0,702	0,708	0,713	0,718	0,722	0,726	0,731	0,735	0,740	0,765
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	716,226	723,815	728,700	736,230	741,110	747,370	754,720	758,780	764,930	770,750	775,950	780,870	785,310	788,520	791,730	794,940	798,150	801,360	817,410
Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	168,2	166,3	165,6	165,6	164,7	164,1	163,3	162,8	162,2	161,6	161,0	160,5	160,1	159,7	159,4	159,1	158,8	158,4	157,2
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	391337	392544	394051	394483	394715	395200	395500	395800	396100	393014	389886	386681	383431	380113	376638	373158	369673	366184	348759
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	13,4	14,6	14,0	14,0	13,9	13,8	13,7	13,6	13,6	13,4	13,2	13,0	12,8	12,6	12,5	12,3	12,2	12,0	11,0
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	11,095	10,109	10,603	10,391	10,470	10,480	10,514	10,586	10,585	10,629	10,673	10,711	10,750	10,795	10,820	10,845	10,870	10,895	11020
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	318	360	376	374	365	365	352	340	329	318	308	298	288	278	269	261	252	244	204
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	1,40	1,58	1,65	1,61	1,56	1,56	1,49	1,43	1,38	1,33	1,28	1,23	1,18	1,14	1,10	1,06	1,03	0,99	0,79
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	76,3	76,3	76,3	76,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0,0164	0,0137	0,0056	0,0024	0,0154	0,0000	0,0218	0,0199	0,0198	0,0197	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196
<b>МПЖРЭН Северовиньска</b>																				
Протяженность сетей	м	490,2	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3
Материальная характеристика	м <sup>2</sup>	23,9	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	47,0	49,2	50,2	51,2	52,2	53,2	54,2	55,2	56,2	57,2	58,2	59,2	60,2	61,2	62,2	63,2	64,2	65,2	70,2
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м <sup>2</sup> /чел	0,443	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,1555	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195
Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	153,7	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях*	Гкал	189,41	314,64	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	28,9	23,7	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	0,386	0,400	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей																				
<b>СМУП «Белое озеро»</b>																				
Протяженность сетей	м	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0
Материальная характеристика	м <sup>2</sup>	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м <sup>2</sup> /чел	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	110,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	11,7	11,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	1,872	1,864	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ООО «Техэнерго»</b>																				
Протяженность сетей	м	0	0	0	862	862	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364
Материальная характеристика	м <sup>2</sup>	0	0	0	131,98	131,98	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	0	0	0	13	14	17,3	18,3	19,3	20,3	21,3	22,3	23,3	24,3	25,3	26,3	27,3	28,3	29,3	30,3
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м <sup>2</sup> /чел	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	4,125	4,125	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214
Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	0	0	0	31,996	31,996	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	0	0	0	63,19	582,89	1252,73	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	0	0	0	6,16	10,27	5,03	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	0	0	0	1,19	6,58	10,5	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Всего по муниципальному округу Архангельской области «Город Северовишице»</b>																					
Протяженность сетей	м	228751,8	229047,9	229047,9	234545,9	235316,3	238197,3	239812,3	240701,9	242047,1	243317,1	244449,3	245518,3	246481,2	247176,2	247870,3	248563,6	249256	249947,6	253409,6	
Материальная характеристика	м <sup>2</sup>	120578,2	120492,47	120783,77	122143,55	122345,45	123016,52	123619,42	123950,82	124451,52	124923,42	125343,42	125739,52	126095,82	126352,72	126609,12	126864,92	127120,22	127375,02	128651,52	
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	33,1	34,1	34,7	36,1	36,6	37,6	37,9	38,2	38,6	38,9	39,2	39,6	39,8	39,4	39,0	38,5	38,1	37,7	35,7	
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м <sup>2</sup> /чел	0,728	0,731	0,725	0,745	0,749	0,755	0,761	0,766	0,772	0,778	0,783	0,788	0,794	0,798	0,803	0,808	0,812	0,817	0,842	
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	716,586	721,39	729,224	736,754	741,634	747,894	755,244	759,304	765,45	771,274	776,474	781,394	785,834	789,044	792,254	795,464	799,574	801,884	817,934	
Относительная материальная характеристика	м <sup>2</sup> /Гкал/ч	186,7	184,6	181,2	183,5	182,6	181,8	180,8	180,3	179,5	178,7	178,1	177,5	176,9	176,5	176,1	175,7	175,4	175,0	173,0	
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	423778	425017	426895	427327	427559	428044	428344	428644	428944	428589	422731	419525	416275	412957	409482	406003	402518	399028	381603	
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	14,5	15,8	15,2	15,2	15,1	15,0	14,9	14,7	14,7	14,5	14,3	14,1	13,9	13,7	13,6	13,4	13,2	13,1	12,1	
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	10,379	9,448	10,038	9,848	9,925	9,937	9,973	10,043	10,045	10,089	10,134	10,172	10,211	10,255	10,280	10,306	10,331	10,356	10,481	

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	318	360	376	374	365	365	352	340	329	318	308	298	288	278	269	261	252	244	204
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	1,305	1,476	1,561	1,526	1,482	1,474	1,411	1,359	1,308	1,258	1,212	1,167	1,125	1,085	1,047	1,010	0,974	0,940	0,770
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	73,6	73,6	73,6	73,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0,0147	0,0123	0,0051	0,0022	0,0139	0,0000	0,0196	0,0179	0,0179	0,0178	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177



Показатель	Единицы измерения	2018 факт	2019 факт	2020 факт	2021 факт	2022	2023	2024.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																				
Собственные средства:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства застройщиков	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>СМУП «Белое озе.»</b>																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	
		факт	факт	факт	факт																
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																					
Собственные средства:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль, не включенная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства застройщиков	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ООО «Техэнерго»</b>																					
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																					
Собственные средства:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
		факт	факт	факт	факт															
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Зачисленные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства застройщиков	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по муниципальному округу Архангельской области «Город Северодвинск»</b>																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	418943	658259	1686559	3252688	1508228	278396	0	0	623060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Освоенные инвестиции в источники тепловой энергии	тыс. руб.	37020	613627	1716332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоенные инвестиции в источники тепловой энергии в процентах от плана	%	8,8	93,2	101,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	130735	108839	78337	118550	40705	77239	511834	352345	212443	223045	234177	245863	258133	271016	284541	298741	313650	329303	403848
Освоенные инвестиции в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	111248	97248	65725	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоенные инвестиции в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	85,1	89,4	83,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переходе к закрытой системе ГВС*	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоенные инвестиции в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоенные инвестиции в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	549678	767098	1764896	3371238	1548933	355635	511834	352345	835503	223045	234177	245863	258133	271016	284541	298741	313650	329303	403848
Всего освоенные инвестиции	тыс. руб.	148268	1,0875	1782057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоенные инвестиции в процентах от плана	%	27,0	92,7	101,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																				
Собственные средства:	тыс. руб.	512313	74534	1731044	375142	240284	397707	518621	533200	545312	568495	594852	628993	661980	693727	736749	777620	771589	649458	619307
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	94197	122732	130788	151262	159355	178968	187890	197257	207092	217417	228258	239639	251589	264135	277307	206009,1
Прибыль направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	280945	117552	266919	367360	373845	366344	380605	397594	421901	444563	465469	497109	526031	507454	372150	413212
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	37365	42564	33852	78874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	0	0	0	1326500	814000	172000	430000	126000	478000	226000	285000	355000	452000	300000	210000	140000	0	0	0
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы) *	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	1027,015	1088,425	1183,555	1266,31	1316,80	1369,48	1423,86	1481,14	1540,47	1602,06	1664,72	1732,77	1801,77	1871,69	1948,51	2025,83	2082,62	2085,30	2090,30
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	1232,42	1306,11	1420,27	1519,57	1580,16	1643,38	1708,64	1777,37	1848,57	1922,47	1997,66	2079,33	2162,13	2246,03	2338,21	2430,99	2499,15	2502,36	2508,36

\* - В настоящий момент еще не определены конкретные источники финансирования и сроки реализации мероприятий по переходу на закрытую систему ГВС.

## 15. ТАРИФНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ

### 15.1 Тарифные последствия в зонах деятельности ПАО «ТГК-2»

Таблица 15-1 – Прогноз тарифа на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2», систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Период регулирования (2023-2026 годы), в г.ом числе по годам:					рост платы граждан за коммунальные услуги со 2 кв согласно прогнозу Минэкономразвития РФ от сентября 2024г., %	
			2023 год	2024 год	рост к пред. году, %	2025 год	рост к пред. году, %		2026 год
установлено Постановлением Агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 20.12.2024 № 72-т/124									
1	Среднегодовой тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1 519,33	1 632,48	107,4%	1 899,24	116,3%	2 001,80	105,4%
2	Тарифы на тепловую энергию для населения без НДС:								рост к 1 кв, %
	с 01 января	руб/ Гкал	1 337,50	1 337,50		1470,42		1 835,05	
	с 01 июля	руб/ Гкал	1 337,50	1 470,42	109,9%	1 835,02	124,8%	1 934,14	105,4%

### 15.2 Тарифные последствия в зонах деятельности прочих теплоснабжающих организаций

По остальным теплоснабжающим организациям мероприятий схемой теплоснабжения не предусмотрено, а именно системы теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро СМУП «Белое озеро», котельных ул. Водогон и с. Ненокса МПЖРЭП Северодвинска.

Тарифы на тепловую энергию в данных системах теплоснабжения будут индексироваться в соответствии с индексами дефляторами прогноза Минэкономразвития.

В таблице 15-2 представлены прогнозные тарифы для потребителей данных систем теплоснабжения.

Таблица 15-2 – Прогноз тарифов на тепловую энергию для потребителей Свердловинска, за исключением систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Год	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
МПЖРЭП Свердловинска система теплоснабжения от котельной ул. Вологон, руб./Гкал без НДС	6314,47	6567,04	6829,73	7102,91	7387,03	7682,51	7989,81	8309,41	8641,78	8987,45	9346,95	9720,83	10109,66	10514,05	10934,61	11355,17	11775,73	12196,29	12616,85	13037,41
МПЖРЭП Свердловинска система теплоснабжения от котельной с. Ненокса, руб./Гкал без НДС	7430,01	7727,21	8036,30	8357,75	8692,06	9039,74	9401,33	9777,39	10168,48	10575,22	10998,23	11438,16	11895,69	12371,51	12866,37	13361,23	13856,09	14350,95	14845,81	15340,67
МПЖРЭП Свердловинска льготный тариф для населения системы теплоснабжения от котельных ул. Вологон и с. Ненокса, руб./Гкал с НДС	1204,50	1252,68	1302,79	1354,90	1409,09	1465,46	1524,08	1585,04	1648,44	1714,38	1782,95	1854,27	1928,44	2005,58	2085,80	2166,02	2246,24	2326,46	2406,68	2486,90
потребителей приравненных к населению системы теплоснабжения от котельных ул. Вологон и с. Ненокса, руб./Гкал без НДС	1093,75	1043,90	1085,66	1129,08	1174,25	221,22	1270,06	1320,87	1373,70	1428,65	1485,80	1545,23	1607,04	1671,3	1738,17	1805,02	1871,87	1938,72	2005,57	2072,42
СМУП «Белое озеро» система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро, руб./Гкал	5834,28	6067,65	6944,24	6944,24	7540,51	8057,36	8274,07	8274,07	8274,07	8274,07	8274,04	8274,04	8274,07	8274,07	8274,07	8274,07	8274,07	8274,07	8274,07	8274,07
СМУП «Белое озеро» льготный тариф для населения и потребителей приравненных к населению система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро, руб./Гкал	1204,50	1252,68	1387,00	1488,94	1788,14	1593,00	1677,00	1677,00	1677,00	1677,00	1677,00	1677,00	1928,44	2005,58	2085,80	2166,02	2246,24	2326,46	2406,68	2486,90