



## ОАО «ФИРМА ОРГРЭС»

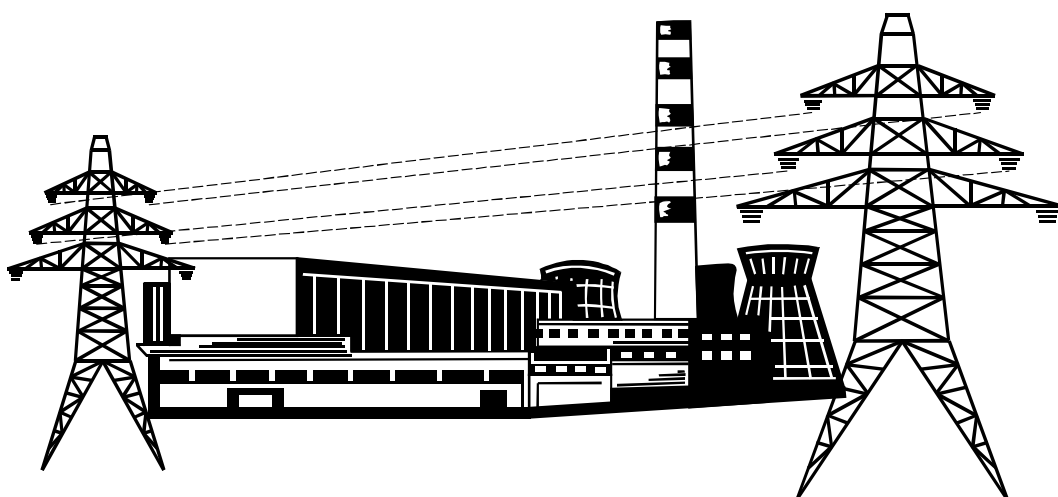
«ФИРМА ПО НАЛАДКЕ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ  
И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ОРГРЭС»

Россия, 107023, Москва, Семеновский пер., д. 15

Телефон: (495) 223-41-14, Факс: (495) 926-30-43

E-mail: [orgres@orgres-f.ru](mailto:orgres@orgres-f.ru) <http://www.orgres-f.ru>

**УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ  
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СЕВЕРОДВИНСК  
НА ПЕРИОД С 2014 ДО 2028 ГОДА**



Москва 2014



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ФИРМА ПО НАЛАДКЕ,  
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ ОРГРЭС»  
**ОАО «ФИРМА ОРГРЭС»**

«Утверждаю»

Первый заместитель генерального  
директора – Главный инженер  
И.Н. Ларионов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.



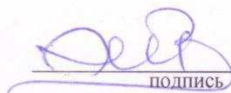
**УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ  
СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ  
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СЕВЕРОДВИНСК  
НА ПЕРИОД С 2014 ДО 2028 ГОДА**

Шифр работы: 2013.119.002

Начальник центра по  
нормированию и  
энергоэффективности  
\_\_\_\_\_

должность

\_\_\_\_\_



подпись

М.В. Афанасьев

\_\_\_\_\_

Ф.И.О.

Москва 2014

## **СОСТАВ РАБОТ**

**Схема теплоснабжения МО «Северодвинск». Утверждаемая часть**

**Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения МО «Северодвинск»:**

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

**Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения**

**Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения Муниципального образования Северодвинск**

**Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки**

**Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей**

**Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

**Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

**Глава 8. Перспективный топливный баланс**

**Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения**

**Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

**Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации**

**Мастер-план схемы теплоснабжения МО «Северодвинск»**

## СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	8
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ .....	9
РАЗДЕЛ 1 ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА .....	10
1.1 Площадь строительных фондов и приросты 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 (далее – этапы).....	10
1.2 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	12
1.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе. ....	15
РАЗДЕЛ 2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	19
2.1 Радиус эффективного теплоснабжения.....	19
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии .....	21
2.3 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии.....	23
2.4 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.....	27
2.4.1 Источники комбинированной выработки (СТЭЦ-1, СТЭЦ-2) .....	27
2.4.2 Источники некомбинированной выработки (котельные) .....	29
2.5 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии .....	31
2.6 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии .....	32
2.7 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии .....	33
2.8 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто .....	34
2.9 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь.....	35

2.10 Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей.....	37
2.11 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности .....	38
2.12 Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф.....	39
<b>РАЗДЕЛ 3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....</b>	<b>40</b>
3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей .....	40
3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения .....	42
<b>РАЗДЕЛ 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....</b>	<b>43</b>
4.1 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. Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения .....	43
4.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения .....	44
4.3 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, 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.....	45
4.4 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа.....	46
4.5 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода .....	47
4.6 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 .....	49

4.7	Оптимальный 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 оценка затрат при необходимости его изменения .....	51
4.8	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 .....	53
<b>РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ</b>		
5.1	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) .....	54
5.2	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку .....	55
5.3	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 .....	59
5.4	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 .....	60
5.5	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти .....	61
<b>РАЗДЕЛ 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ</b> .....		
6.1	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа .....	65
6.1.1	Источники комбинированной выработки .....	65
6.1.2	Источники некомбинированной выработки (котельные) .....	66
6.1.3	Годовой расход топлива по источникам тепловой энергии в МО «Северодвинск» .....	68
6.2	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива .....	69
6.2.1	СТЭЦ-1 .....	69
6.2.2	СТЭЦ-2 .....	71
6.2.3	Котельные .....	71
<b>РАЗДЕЛ 7 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ</b> .....		
7.1	Строительство и перекладка тепловых сетей .....	72
7.1.1	Перекладка тепловых сетей в г. Северодвинск .....	72
7.1.2	Перекладка тепловых сетей в п. Белое озеро, п. Водогон и с. Ненокса (Вариант К1) ..	73

7.2 Стоимость строительства индивидуальных источников тепловой энергии (Вариант К2)...	74
7.3 Строительство насосной станции в районе ТК-14А .....	76
7.4 Укрупненные капитальные затраты для реконструкции химводоочистки подпитки тепловой сети источников .....	77
7.5 Укрупненные капитальные затраты для реконструкции ТФУ на СТЭЦ-1 .....	78
7.6 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП .....	79
<b>РАЗДЕЛ 8 РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ) .....</b>	<b>80</b>
8.1 Реестр зон действия источников теплоснабжения .....	80
8.2 Предложение по присвоению статуса ЕТО .....	84
<b>РАЗДЕЛ 9 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ .....</b>	<b>85</b>
<b>РАЗДЕЛ 10 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ.....</b>	<b>86</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>87</b>

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

- **зона действия источника тепловой энергии** – территория поселения, городского округа, или её часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
- **зона действия системы теплоснабжения** – территория поселения, городского округа, или её часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- **зона деятельности единой теплоснабжающей организации** – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;
- **мощность источника тепловой энергии нетто** – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки собственных и хозяйственных нужд;
- **мощность источника тепловой энергии располагаемая** – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом мощности, не реализуемой по техническим причинам; к ограничениям по техническим причинам относятся те, которые связаны со снижением тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе;
- **мощность источника тепловой энергии установленная** – сумма номинальных тепловых мощностей, принятых по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и на собственные нужды;
- **радиус эффективного теплоснабжения** – радиус окружности, описанной около источника теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии;
- **расчетный элемент территориального деления** – территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения;
- **теплосетевые объекты** – сооружения и оборудование на тепловых сетях обеспечивающие транспорт тепловой энергии от источника до потребителей тепловой энергии.



## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГВС – горячее водоснабжение;  
ГИС – геоинформационная система;  
ЖД – жилой дом;  
МКД – многоквартирный дом;  
МО «Северодвинск» – Муниципальное образование «Северодвинск»;  
ОВ – отопление и вентиляция;  
ОЗ – общественное здание;  
п. – поселок;  
ПЗ – промышленное здание;  
с. – село;  
СМУП – Северодвинское муниципальное унитарное предприятие;  
СТЭЦ – Северодвинская теплоэлектроцентраль;  
ТФУ – теплофикационная установка;

## РАЗДЕЛ 1 ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

**1.1 Площадь строительных фондов и приросты 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 (далее – этапы)**

По причине отсутствия информации о площади перспективных строительных фондов, их значения находились расчетным путем из предоставленной тепловой нагрузки перспективных потребителей в соответствии с [6].

При расчете для различных типов зданий принимались средние значения удельной отопительной характеристики, указанные в таблице ниже.

Т а б л и ц а 1 – Удельная отопительная характеристика для различных типов зданий

Тип перспективной застройки (МКД, ЖД, ОЗ, ПЗ)	Удельная отопительная характеристика ккал/м <sup>3</sup> ·ч·°С
ЖД	0,646
МКД	0,386
ОЗ и ПЗ	0,355

Прирост строительных фондов осуществляется только в одном расчетном элементе территориального деления МО «Северодвинск», а именно в г. Северодвинск.

В таблице ниже представлен прирост площади строительных фондов с разделением по типам зданий перспективной застройки.

Т а б л и ц а 2 – Прирост площади строительных фондов с разделением по типам зданий перспективной застройки, м<sup>2</sup>.

Тип зданий	ЖД	МКД	ОЗ	ПЗ	ИТОГО
2014 г.	7 330	68 663	88 470	4 940	169 403
2015 г.	18 950	111 573	63 180	8 400	202 103
2016 г.	79 560	280 663	181 440	0	541 663
2017 г.	98 590	137 230	116 370	0	352 190
2018 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2019 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2020 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2021 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2022 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2023 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2024 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2025 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2026 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2027 г.	26 132	1 444	0	0	27 575
2028 г.	26 132	1 444	0	0	27 575



Рисунок 1 – Прирост площади строительных фондов по этапам

**1.2 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**

Величина объема потребления тепловой энергии с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления представлена в таблице ниже.

Т а б л и ц а 3 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления

<b>Расчетный элемент территориального деления</b>	<b>Расчетная нагрузка на ОВ, Гкал/ч</b>	<b>Расчетная максимальная нагрузка на ГВС, Гкал/ч</b>
г. Северодвинск	687,188	144,240
д. Волость	0,012	-
д. Лахта	0,005	-
д. Солза	0,521	-
п. Белое озеро	0,673	-
с. Ненокса	3,183	-
д. Сюзьма	0,074	-
п. Зеленый Бор	0,055	-
п. Палозеро	0,373	-
<b>Общий итог</b>	<b>692,560</b>	<b>144,240</b>

Прирост тепловой энергии в МО «Северодвинск» прогнозируется только в г. Северодвинск за счет двух факторов:

- перспективная застройка в г. Северодвинск;
- увеличение тепловой нагрузки за счет промышленных потребителей.

Полученные данные по приростам тепловой мощности представлены в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 4 – Прирост тепловой энергии в МО «Северодвинск»

<b>Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч</b>		<b>2014 г.</b>	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2026 г.</b>	<b>2027 г.</b>	<b>2028 г.</b>
Прирост тепловой нагрузки на ОВ, Гкал/ч	Перспективная застройка	9,271	11,624	32,276	22,747	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512	2,512
	Промышленные потребители	22,372	21,613	30,741	21,931	22,113	22,103	22,103	22,103	22,103	22,103	22,664	22,664	22,664	22,664	22,664
	<b>ИТОГО</b>	<b>31,642</b>	<b>33,237</b>	<b>63,017</b>	<b>44,678</b>	<b>24,625</b>	<b>24,615</b>	<b>24,615</b>	<b>24,615</b>	<b>24,615</b>	<b>24,615</b>	<b>25,176</b>	<b>25,176</b>	<b>25,176</b>	<b>25,176</b>	<b>25,176</b>
Прирост тепловой нагрузки на ГВС, Гкал/ч	Перспективная застройка	4,824	7,325	21,049	15,163	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041	2,041
	Промышленные потребители	3,689	3,278	3,323	3,194	3,158	3,176	3,176	3,176	3,176	3,176	3,248	3,248	3,248	3,248	3,248
	<b>ИТОГО</b>	<b>8,512</b>	<b>10,603</b>	<b>24,371</b>	<b>18,357</b>	<b>5,199</b>	<b>5,217</b>	<b>5,217</b>	<b>5,217</b>	<b>5,217</b>	<b>5,217</b>	<b>5,289</b>	<b>5,289</b>	<b>5,289</b>	<b>5,289</b>	<b>5,289</b>
Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	Перспективная застройка	14,094	18,949	53,324	37,910	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553	4,553
	Промышленные потребители	26,061	24,891	34,064	25,125	25,271	25,279	25,279	25,279	25,279	25,279	25,912	25,912	25,912	25,912	25,912
	<b>ИТОГО</b>	<b>40,155</b>	<b>43,839</b>	<b>87,388</b>	<b>63,035</b>	<b>29,824</b>	<b>29,832</b>	<b>29,832</b>	<b>29,832</b>	<b>29,832</b>	<b>29,832</b>	<b>30,465</b>	<b>30,465</b>	<b>30,465</b>	<b>30,465</b>	<b>30,465</b>
<b>Прирост тепловой нагрузки нарастающим итогом, Гкал/ч</b>		<b>2014 г.</b>	<b>2015 г.</b>	<b>2016 г.</b>	<b>2017 г.</b>	<b>2018 г.</b>	<b>2019 г.</b>	<b>2020 г.</b>	<b>2021 г.</b>	<b>2022 г.</b>	<b>2023 г.</b>	<b>2024 г.</b>	<b>2025 г.</b>	<b>2026 г.</b>	<b>2027 г.</b>	<b>2028 г.</b>
Прирост тепловой нагрузки на ОВ, Гкал/ч	Перспективная застройка	9,271	20,895	53,170	75,917	78,430	80,942	83,455	85,967	88,479	90,992	93,504	96,017	98,529	101,041	103,554
	Промышленные потребители	22,372	43,985	74,726	96,656	118,769	140,872	162,975	185,078	207,181	229,284	251,948	274,611	297,275	319,939	342,602
	<b>ИТОГО</b>	<b>31,642</b>	<b>64,879</b>	<b>127,896</b>	<b>172,574</b>	<b>197,199</b>	<b>221,814</b>	<b>246,430</b>	<b>271,045</b>	<b>295,660</b>	<b>320,276</b>	<b>345,452</b>	<b>370,628</b>	<b>395,804</b>	<b>420,980</b>	<b>446,156</b>
Прирост тепловой нагрузки на ГВС, Гкал/ч	Перспективная застройка	4,824	12,148	33,197	48,360	50,401	52,442	54,483	56,523	58,564	60,605	62,646	64,687	66,728	68,769	70,810
	Промышленные потребители	3,689	6,967	10,289	13,483	16,641	19,817	22,993	26,169	29,345	32,520	35,769	39,017	42,265	45,513	48,761
	<b>ИТОГО</b>	<b>8,512</b>	<b>19,115</b>	<b>43,486</b>	<b>61,843</b>	<b>67,042</b>	<b>72,259</b>	<b>77,475</b>	<b>82,692</b>	<b>87,909</b>	<b>93,126</b>	<b>98,415</b>	<b>103,704</b>	<b>108,993</b>	<b>114,282</b>	<b>119,571</b>
Прирост тепловой нагрузки, Гкал/ч	Перспективная застройка	14,094	33,043	86,367	124,277	128,830	133,384	137,937	142,490	147,044	151,597	156,151	160,704	165,257	169,811	174,364
	Промышленные потребители	26,061	50,951	85,015	110,140	135,410	160,689	185,968	211,247	236,525	261,804	287,716	313,628	339,540	365,452	391,364
	<b>ИТОГО</b>	<b>40,155</b>	<b>83,994</b>	<b>171,382</b>	<b>234,417</b>	<b>264,240</b>	<b>294,073</b>	<b>323,905</b>	<b>353,737</b>	<b>383,569</b>	<b>413,401</b>	<b>443,867</b>	<b>474,332</b>	<b>504,797</b>	<b>535,262</b>	<b>565,728</b>

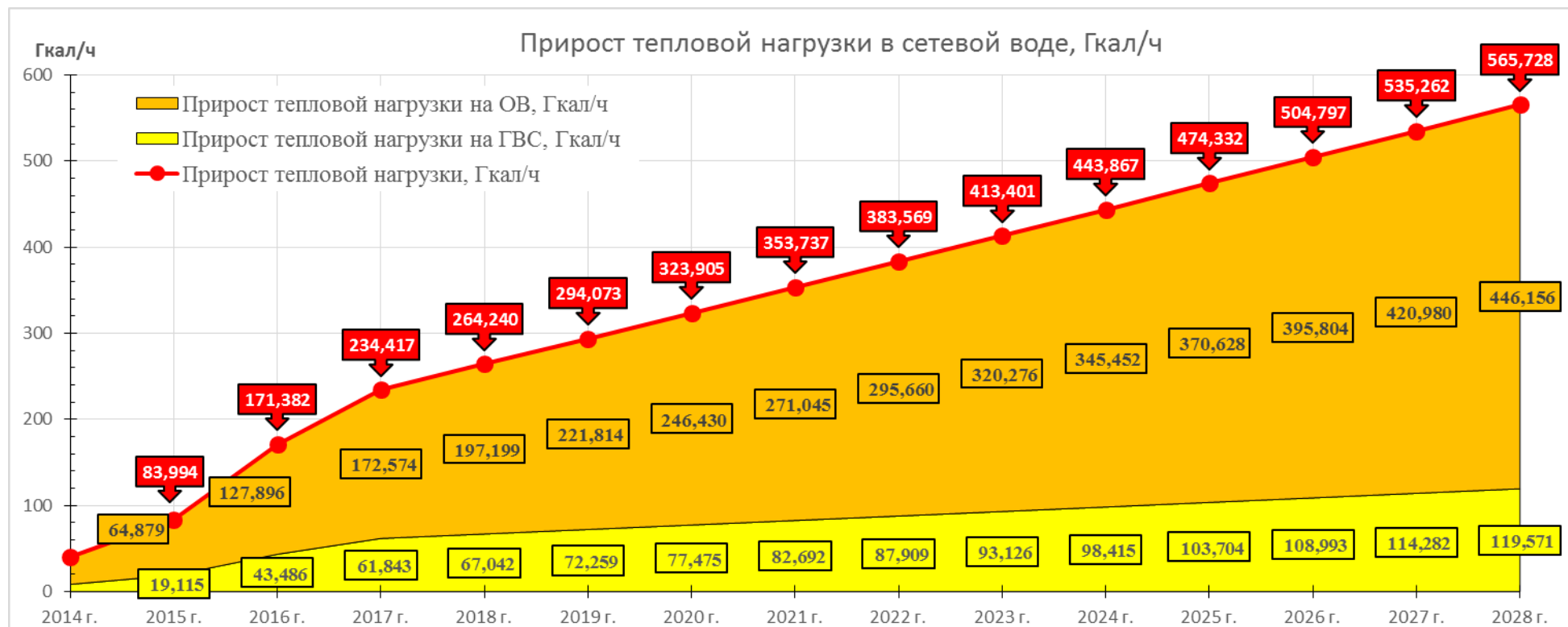


Рисунок 1 – Прирост тепловой энергии в МО «Северодвинск»

**Вывод:** в результате спрогнозированного прироста, тепловая нагрузка потребителей к 2028 г. возрастет на 565,728 Гкал/ч, что составляет 68% от существующей фактической нагрузки потребителей.

**1.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) на каждом этапе.**

Наибольшими промышленными потребителями тепловой энергии в МО «Северодвинск» являются:

- ОАО "ПО "Севмаш", договорная тепловая нагрузка 460,470 Гкал/ч;
- ОАО "ЦС" Звёздочка", договорная тепловая нагрузка 119,067 Гкал/ч;
- ОАО "Северный Рейд", договорная тепловая нагрузка 32,505 Гкал/ч;
- ОАО "СПО Арктика", договорная тепловая нагрузка 24,473 Гкал/ч;

Эти организации потребляют 90 % всей тепловой энергии, отпускаемой промышленным потребителям. Перспективные нагрузки, оцененные по этим предприятиям, будут наиболее точно отражать прирост тепловой нагрузки для данного типа потребителей, в зоне действия источников тепловой энергии СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

Прирост тепловой нагрузки промышленных предприятий принимался разработчиком как сумма, состоящая из двух слагаемых:

- Прирост перспективной договорной тепловой нагрузки по данным промышленных потребителей;
- Выход к 2028 году промышленных потребителей на договорные тепловые нагрузки в связи с увеличением загрузки производственных мощностей.

С учетом приростов тепловая нагрузка промышленных потребителей составит:

Т а б л и ц а 5 – Перспективная тепловая нагрузка промышленных потребителей

Тепловая нагрузка при температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>ОАО "ЦС" Звёздочка"</b>	<b>В сетевой воде, в т.ч.</b>	<b>52,804</b>	<b>58,612</b>	<b>63,250</b>	<b>77,060</b>	<b>81,932</b>	<b>86,949</b>	<b>91,975</b>	<b>97,001</b>	<b>102,027</b>	<b>107,053</b>	<b>112,078</b>	<b>117,737</b>	<b>123,396</b>	<b>129,055</b>	<b>134,714</b>	<b>140,373</b>
	ГВС	12,296	13,672	14,638	15,648	16,529	17,374	18,237	19,101	19,964	20,827	21,691	22,626	23,562	24,497	25,433	26,368
	отопление	13,707	15,220	16,529	18,344	19,552	20,845	22,127	23,409	24,692	25,974	27,256	28,582	29,908	31,234	32,560	33,886
	вентиляция	26,802	29,719	32,083	43,069	45,851	48,730	51,611	54,491	57,371	60,251	63,131	66,529	69,926	73,323	76,721	80,118
<b>ОАО "СПО Арктика"</b>	<b>В сетевой воде, в т.ч.</b>	<b>8,194</b>	<b>9,279</b>	<b>10,364</b>	<b>11,450</b>	<b>12,535</b>	<b>13,620</b>	<b>14,705</b>	<b>15,791</b>	<b>16,876</b>	<b>17,961</b>	<b>19,046</b>	<b>20,132</b>	<b>21,217</b>	<b>22,302</b>	<b>23,387</b>	<b>24,473</b>
	ГВС	0,624	0,920	1,215	1,511	1,806	2,102	2,397	2,693	2,988	3,284	3,580	3,875	4,171	4,466	4,762	5,057
	отопление	2,390	2,640	2,891	3,141	3,391	3,641	3,892	4,142	4,392	4,643	4,893	5,143	5,393	5,644	5,894	6,144
	вентиляция	5,180	5,719	6,259	6,798	7,338	7,877	8,416	8,956	9,495	10,035	10,574	11,113	11,653	12,192	12,732	13,271
<b>ОАО "ПО "Севмаш"</b>	<b>В сетевой воде, в т.ч.</b>	<b>198,482</b>	<b>215,948</b>	<b>233,414</b>	<b>250,880</b>	<b>268,345</b>	<b>285,811</b>	<b>303,277</b>	<b>320,743</b>	<b>338,209</b>	<b>355,675</b>	<b>373,141</b>	<b>390,606</b>	<b>408,072</b>	<b>425,538</b>	<b>443,004</b>	<b>460,470</b>
	ГВС	40,632	42,580	44,527	46,475	48,422	50,370	52,318	54,265	56,213	58,161	60,108	62,056	64,003	65,951	67,899	69,846
	отопление	78,280	85,976	93,673	101,369	109,065	116,761	124,458	132,154	139,850	147,546	155,243	162,939	170,635	178,331	186,028	193,724
	вентиляция	79,570	87,392	95,214	103,036	110,858	118,680	126,502	134,324	142,146	149,968	157,790	165,612	173,434	181,256	189,078	196,900
	<b>В паре, в т.ч.</b>	<b>18,908</b>	<b>20,997</b>	<b>23,086</b>	<b>25,174</b>	<b>27,263</b>	<b>29,352</b>	<b>31,441</b>	<b>33,530</b>	<b>35,618</b>	<b>37,707</b>	<b>39,796</b>	<b>41,885</b>	<b>43,974</b>	<b>46,062</b>	<b>48,151</b>	<b>50,240</b>
	технология	18,908	20,997	23,086	25,174	27,263	29,352	31,441	33,530	35,618	37,707	39,796	41,885	43,974	46,062	48,151	50,240
<b>ОАО "Северный Рейд"</b>	<b>В сетевой воде, в т.ч.</b>	<b>6,976</b>	<b>8,678</b>	<b>10,380</b>	<b>12,082</b>	<b>13,784</b>	<b>15,486</b>	<b>17,188</b>	<b>18,890</b>	<b>20,592</b>	<b>22,293</b>	<b>23,995</b>	<b>25,697</b>	<b>27,399</b>	<b>29,101</b>	<b>30,803</b>	<b>32,505</b>
	ГВС	0,166	0,236	0,305	0,374	0,444	0,513	0,583	0,652	0,722	0,791	0,860	0,930	0,999	1,069	1,138	1,208
	отопление	1,730	2,145	2,559	2,974	3,389	3,804	4,218	4,633	5,048	5,463	5,877	6,292	6,707	7,122	7,536	7,951
	вентиляция	5,080	6,298	7,516	8,733	9,951	11,169	12,387	13,604	14,822	16,040	17,258	18,475	19,693	20,911	22,129	23,347
<b>ИТОГО</b>	<b>В сетевой воде, в т.ч.</b>	<b>266,457</b>	<b>292,517</b>	<b>317,408</b>	<b>351,472</b>	<b>376,596</b>	<b>401,867</b>	<b>427,146</b>	<b>452,424</b>	<b>477,703</b>	<b>502,982</b>	<b>528,261</b>	<b>554,173</b>	<b>580,085</b>	<b>605,996</b>	<b>631,908</b>	<b>657,820</b>
	ГВС	53,718	57,407	60,685	64,008	67,201	70,359	73,535	76,711	79,887	83,063	86,239	89,487	92,735	95,983	99,231	102,479
	отопление	96,107	105,982	115,652	125,827	135,397	145,051	154,695	164,338	173,982	183,626	193,269	202,956	212,644	222,331	232,018	241,705
	вентиляция	116,632	129,129	141,071	161,636	173,997	186,456	198,916	211,375	223,834	236,294	248,753	261,729	274,706	287,682	300,659	313,635
	<b>В паре, в т.ч.</b>	<b>18,908</b>	<b>20,997</b>	<b>23,086</b>	<b>25,174</b>	<b>27,263</b>	<b>29,352</b>	<b>31,441</b>	<b>33,530</b>	<b>35,618</b>	<b>37,707</b>	<b>39,796</b>	<b>41,885</b>	<b>43,974</b>	<b>46,062</b>	<b>48,151</b>	<b>50,240</b>
технология	18,908	20,997	23,086	25,174	27,263	29,352	31,441	33,530	35,618	37,707	39,796	41,885	43,974	46,062	48,151	50,240	

На рисунках ниже представлены прирост тепловой нагрузки к уровню базового потребления (2013 г) и перспективная тепловая нагрузка за каждый год с 2014 по 2028.



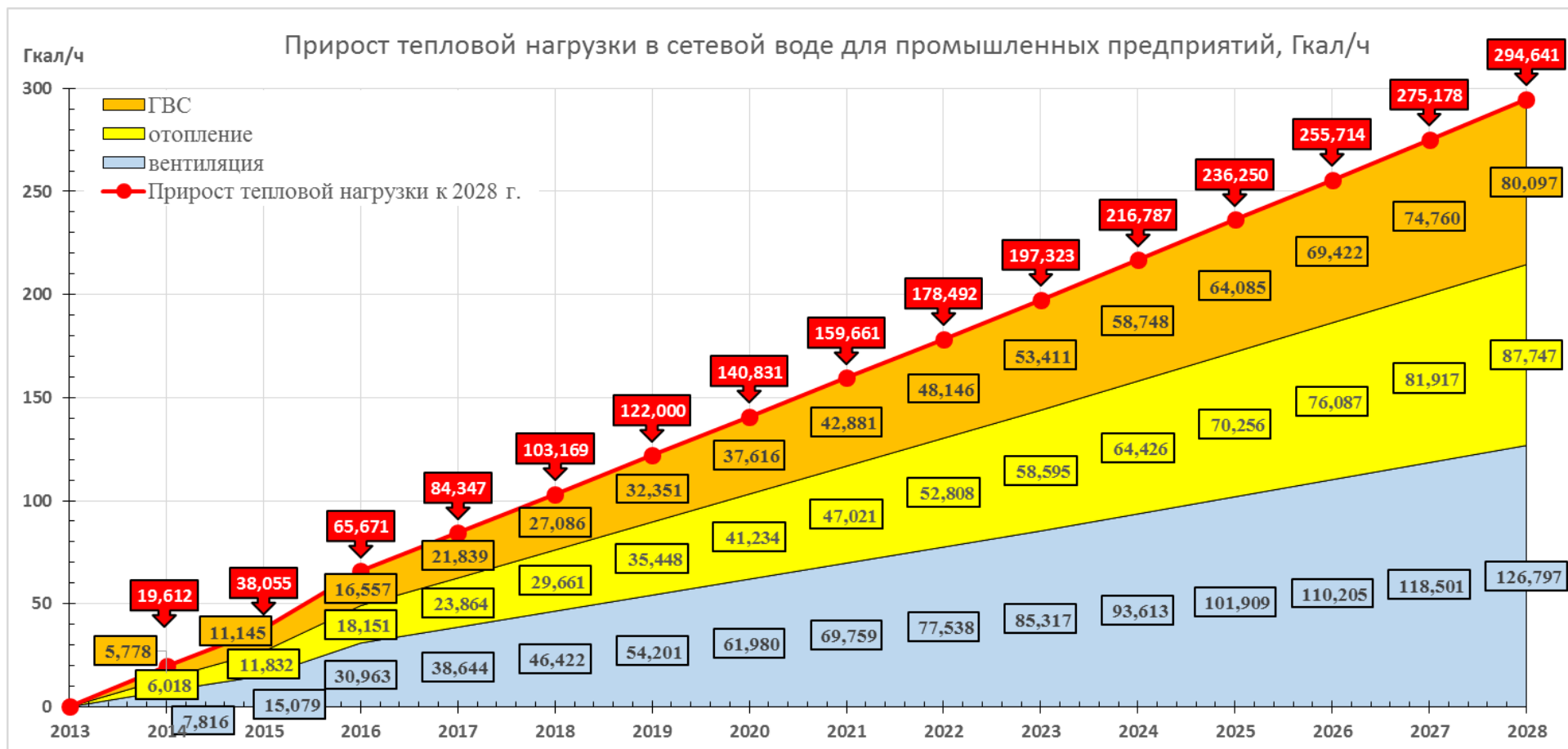


Рисунок 2 – Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде для промышленных потребителей, Гкал/ч

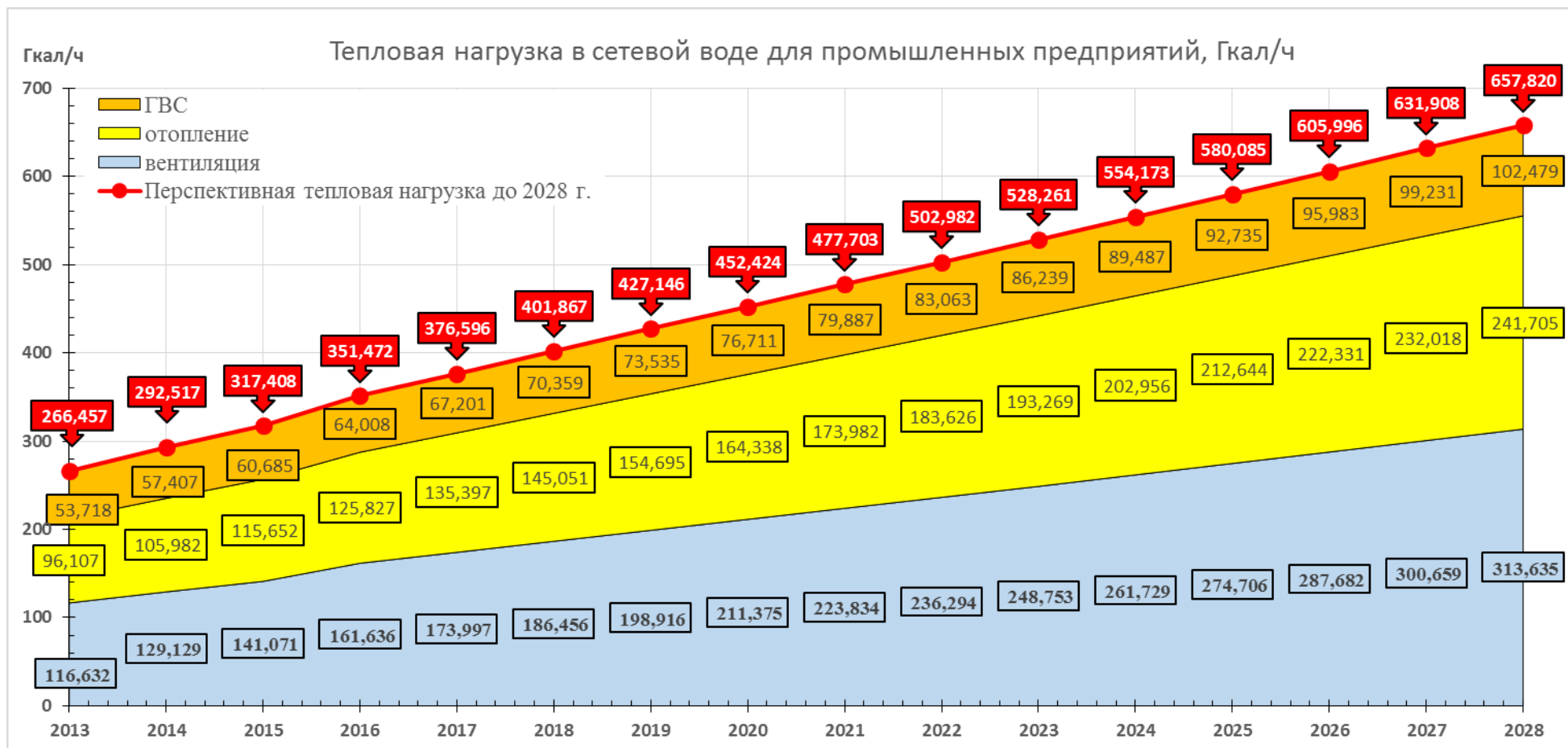


Рисунок 3 – Перспективная тепловая нагрузка промышленных потребителей тепловой энергии до 2028 г.

**Вывод:** Тепловая нагрузка промышленных потребителей к 2028 году достигнет 657,82 Гкал/ч (прирост к уровню 2013 г. – 294,6 Гкал/ч), что объясняется увеличением загрузки промышленных мощностей для выполнения новых оборонных заказов.

## РАЗДЕЛ 2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 2.1 Радиус эффективного теплоснабжения

Расчет эффективного радиуса теплоснабжения по источникам тепловой энергии производится по методике, приведенной в [8]. Подробное описание этапов определения эффективного радиуса теплоснабжения приведено в п. 4.2 Главы 1 Обосновывающих материалов.

Согласно расчету эффективного радиуса теплоснабжения (см. Часть 4 Главы 1 обосновывающих материалов), все существующие потребители тепловой энергии, подключенные к источникам тепловой энергии, находятся в зоне эффективного радиуса теплоснабжения от данных источников. Т.е. Эффективный радиус теплоснабжения значительно превышает расстояние от источника до самого удаленного потребителя. Данное условие выполняется как для источников комбинированной, так и некомбинированной (котельные) выработки тепловой энергии.

На рисунке ниже представлено графическое соотношение расстояний до самого удаленного потребителя и эффективных радиусов теплоснабжения для СТЭЦ-1, СТЭЦ-2. Как видно по рисунку эффективный радиус СТЭЦ-1, СТЭЦ-2 значительно превышает не только расстояние от каждого источника до самого удаленного потребителя, но и границы МО «Северодвинск».

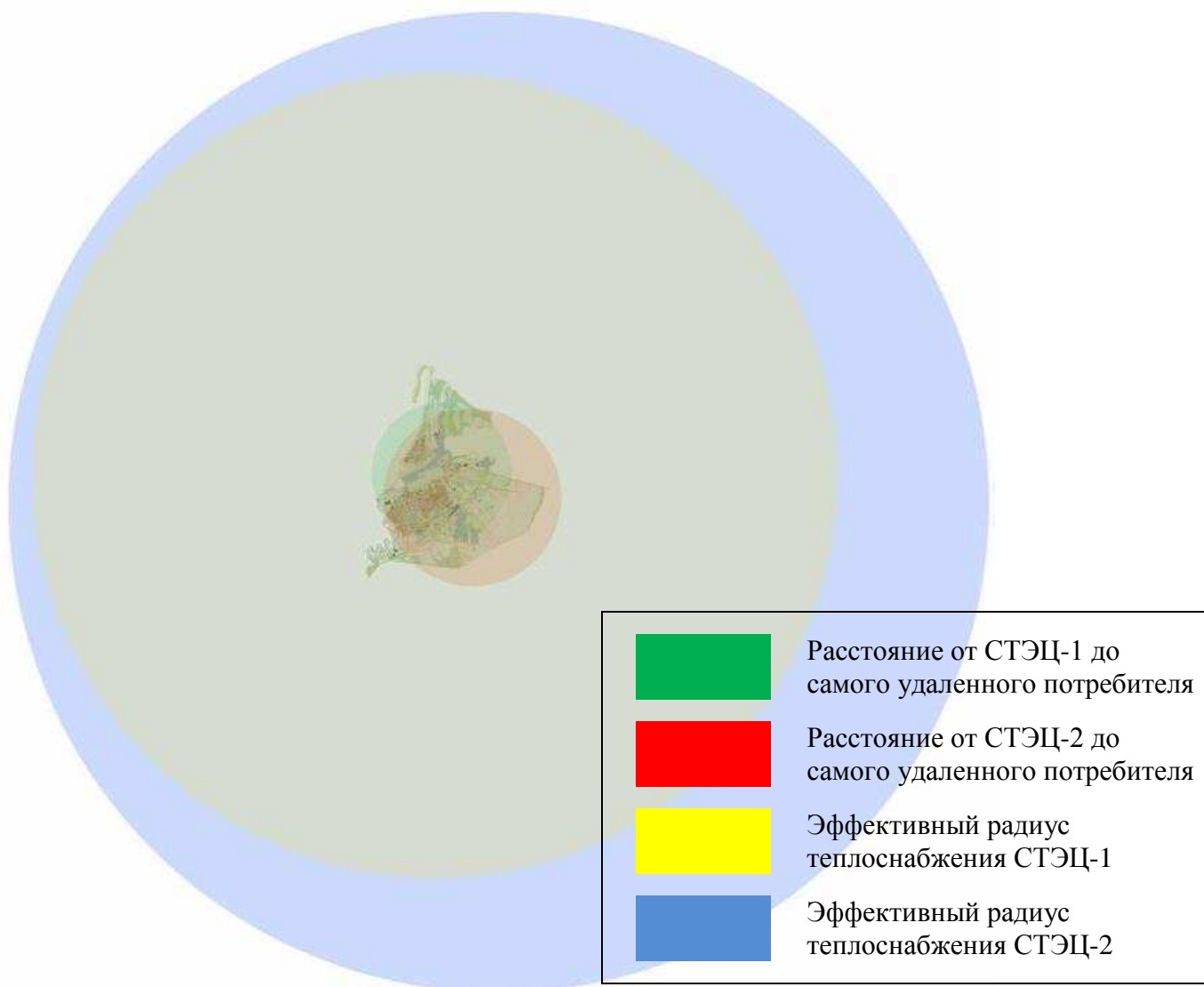


Рисунок 2 - Графическое соотношение расстояния до самого удаленного потребителя и эффективного радиуса теплоснабжения для СТЭЦ-1, СТЭЦ-2

## 2.2 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.

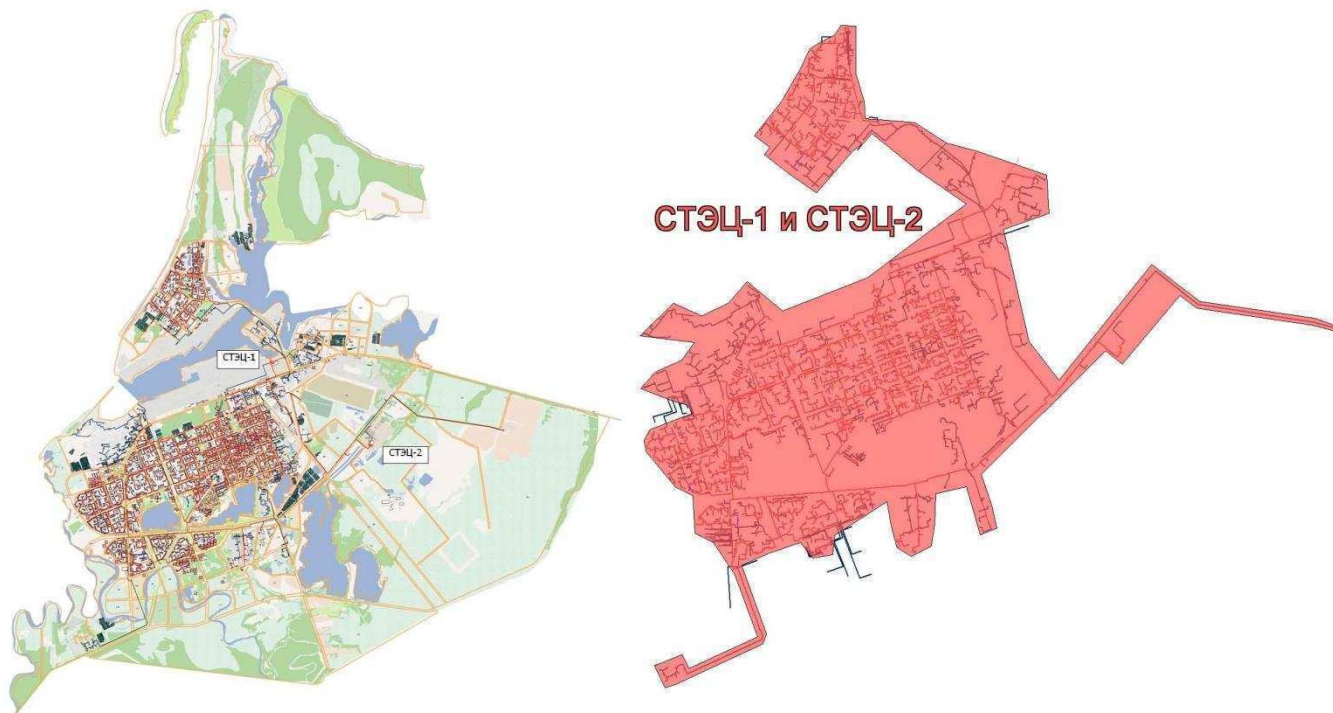
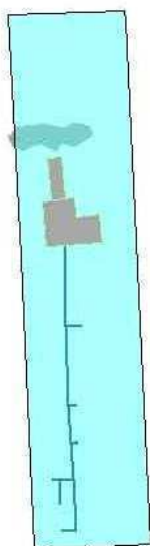
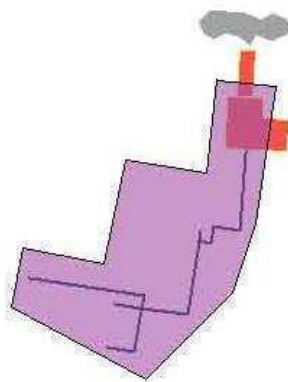


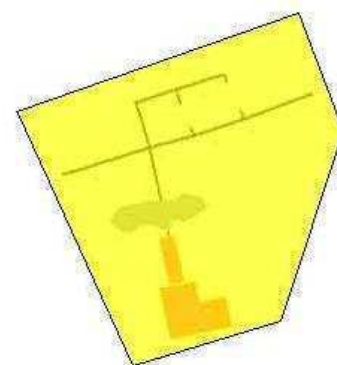
Рисунок 4 – Существующая зона теплоснабжения СТЭЦ-1, СТЭЦ-2



Котельная п. Водогон



Котельная п. Белое Озеро



Котельная с. Ненокса

Рисунок 5 – Существующая зона теплоснабжения котельных

Все объекты перспективной застройки находятся внутри существующей зоны теплоснабжения, освоение территории вне существующей зоны теплоснабжения не планируется. На рисунке ниже красными квадратами и оранжевыми зонами показаны объекты перспективной застройки.

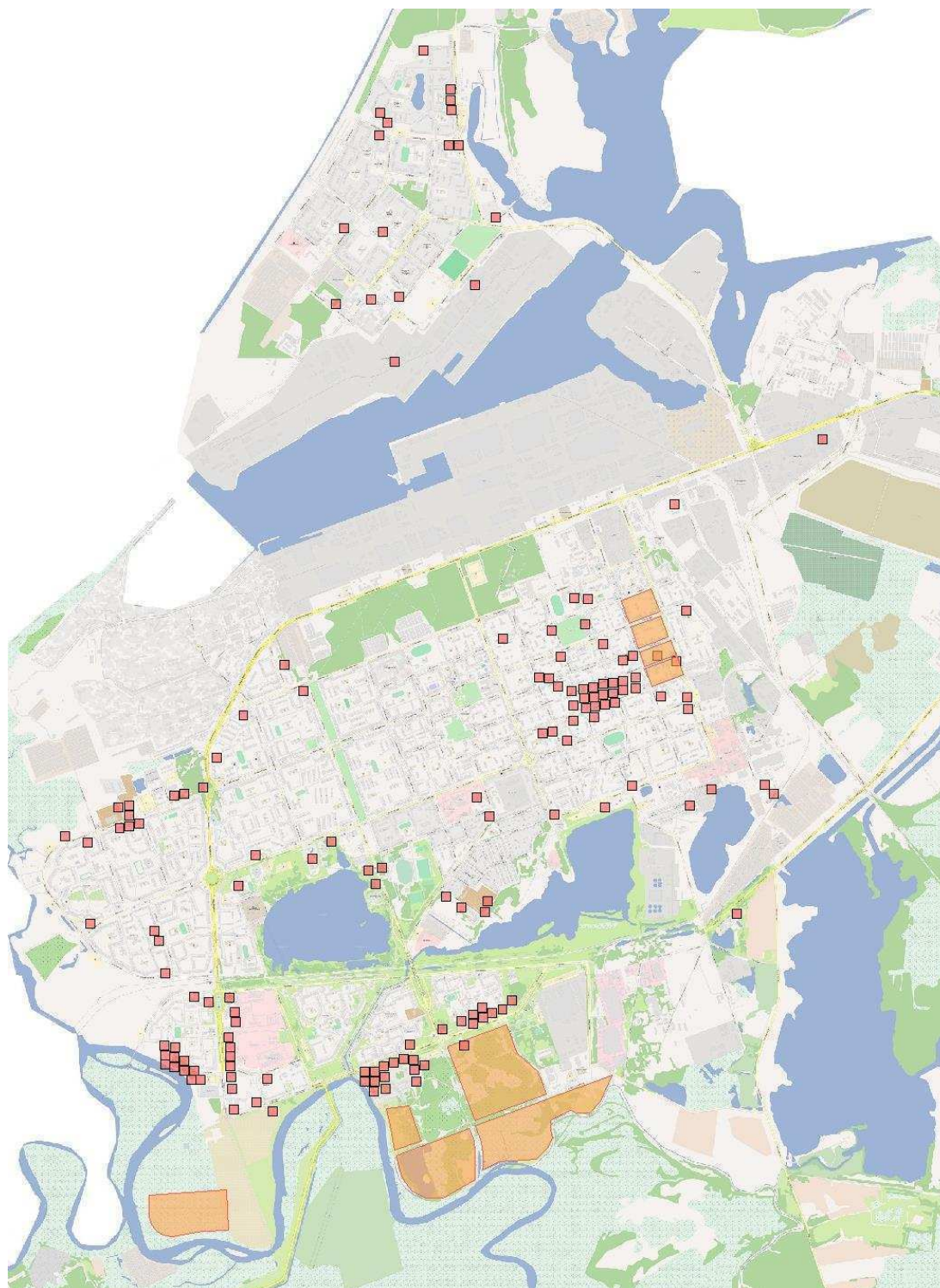


Рисунок 6 – Объекты перспективной застройки в существующей зоне теплоснабжения

Строительство новых объектов, потребляющих тепловую энергию, в перспективе до 2028 года в зоне действия систем теплоснабжения котельных не планируется.

### 2.3 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Индивидуальное теплоснабжение в МО «Северодвинск» представлено в виде печного отопления и осуществляется в следующих зонах:

- **г. Северодвинск.** Потребители в соответствии с таблицей ниже:

Т а б л и ц а 6 – Индивидуальное теплоснабжение в г. Северодвинск

Адрес	Назначение здания	Общая площадь дома, м <sup>2</sup>	Общая площадь жилых помещений дома, м <sup>2</sup>
д.Кудьма,12	ЖД	318,6	318,6
д.Кудьма,14	ЖД	325,9	325,9
Дал. Ягры, 19	ЖД	226,7	226,7
Дал. Ягры, 20	ЖД	226,6	226,6
Дал. Ягры, 3	ЖД	115,8	64,3
Дал. Ягры, 4	ЖД	116,0	65,3
Дал. Ягры, 5	ЖД	129,0	97,6
Матросова, 30	ЖД	69,9	39,3
Матросова, 32	ЖД	62,7	40,0
Матросова, 36	ЖД	103,9	76,5
Матросова, 39	ЖД	72,2	34,9
Матросова, 47	ЖД	81,9	56,4
п. Камбалица, 9	ЖД	43,5	28,2
Рикасиха, 2	ЖД	330,1	330,1
Сярзеньга,16	ЖД	407,0	407,0

- **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.

На рисунках ниже оранжевым цветом представлены зоны действия индивидуальных источников отопления.

При реализации сценариев развития системы теплоснабжения МО «Северодвинск» потребителей, присоединенных к котельным п. Белое озеро, п. Водогон и с Ненокса планируется перевести на индивидуальные источники тепловой энергии к 2016 году.

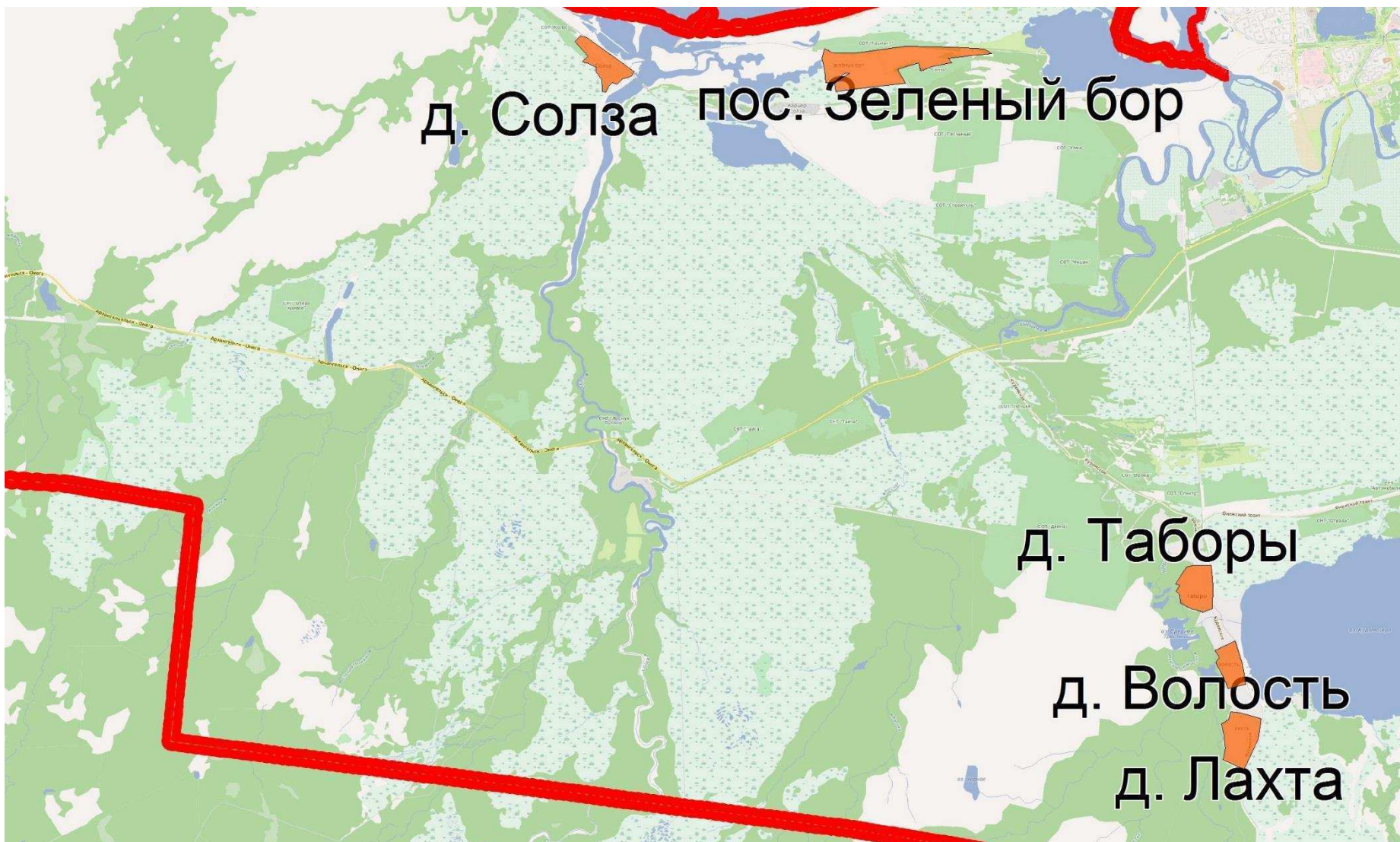


Рисунок 7 – Зона действия индивидуальных источников поселка Зеленый бор и деревень Солза, Таборы, Волость, Лахта.



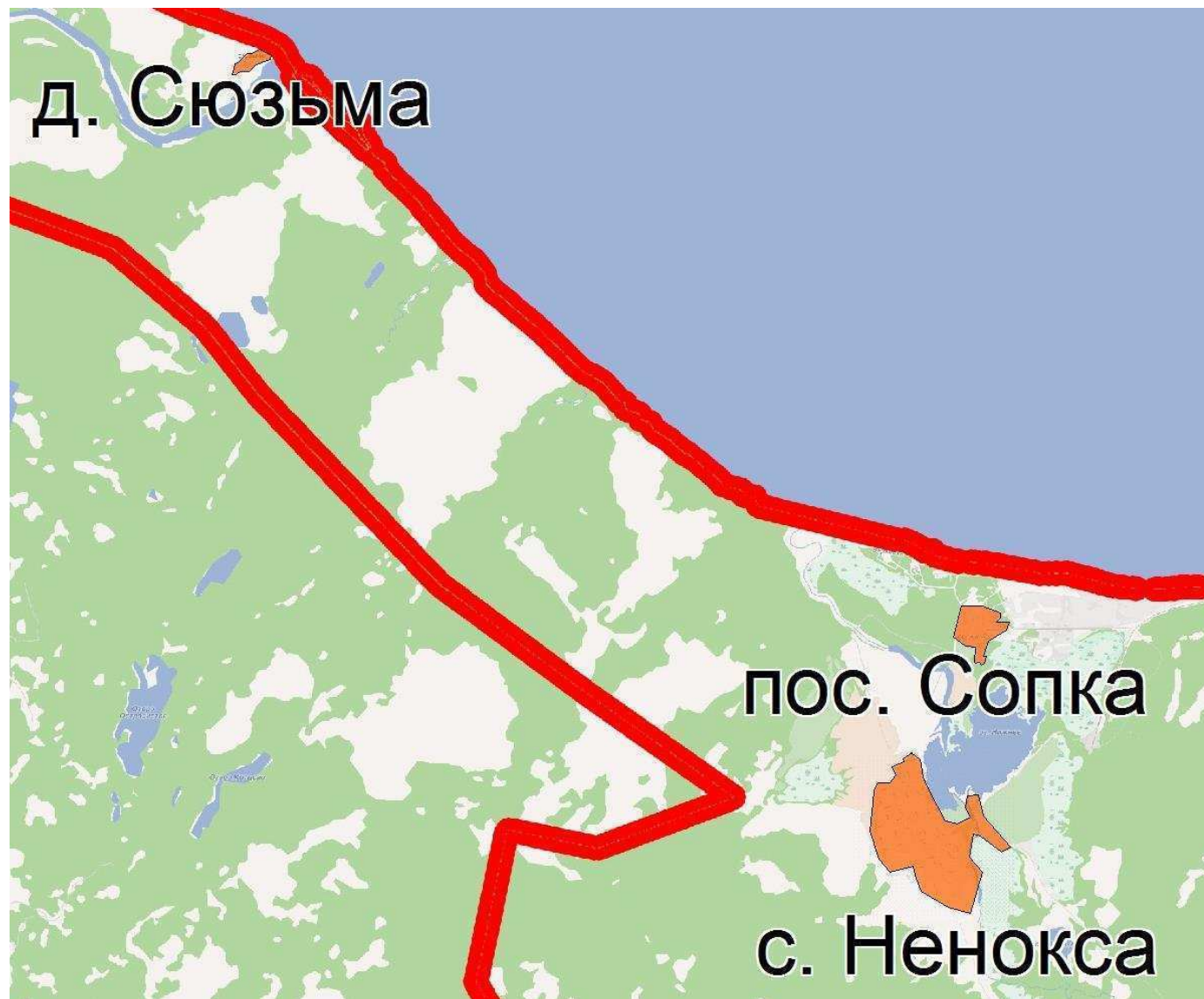


Рисунок 8 – Зона действия индивидуальных источников пос. Сопка, с. Ненокса, д. Сюзма

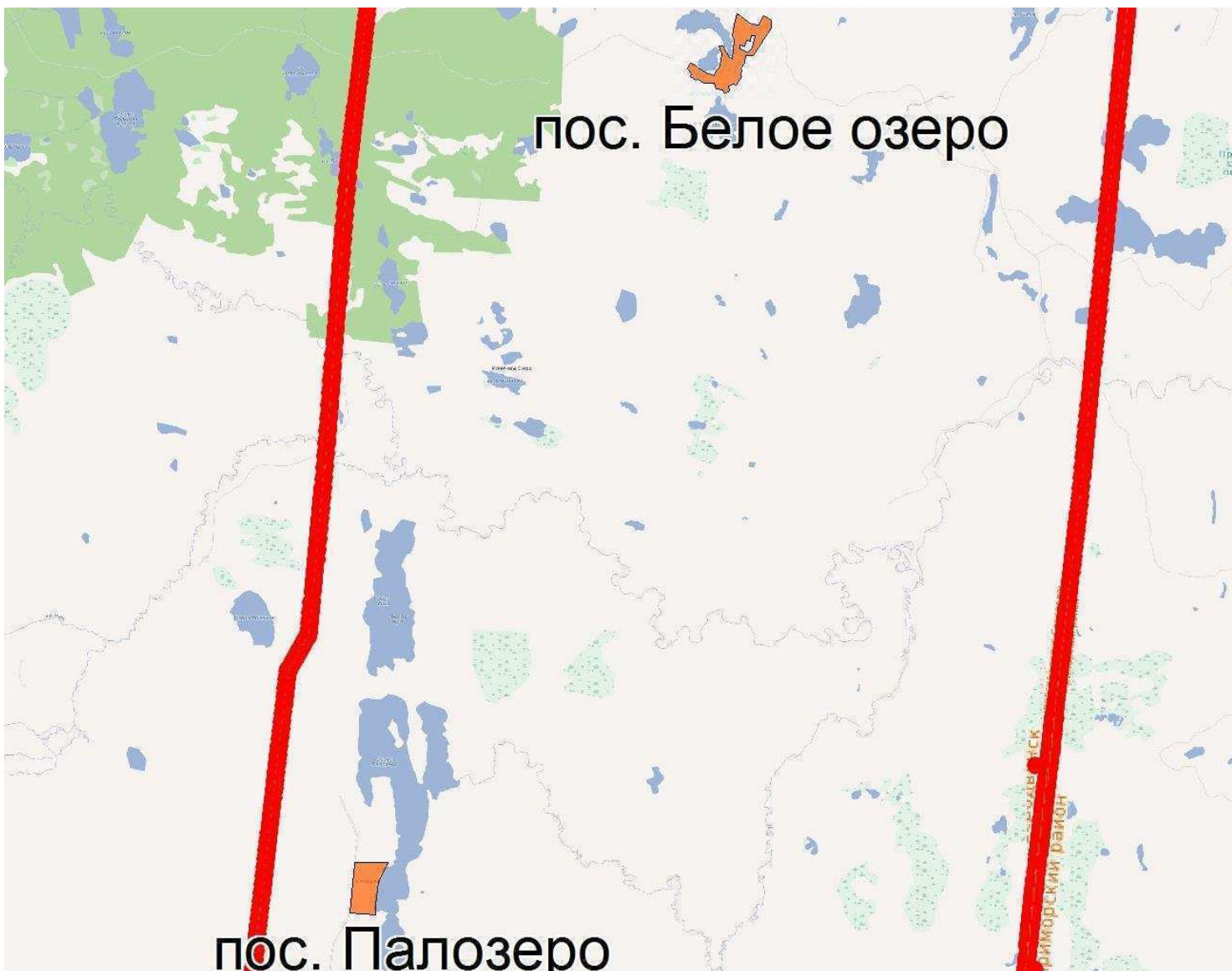


Рисунок 9 – Зона действия индивидуальных источников поселков Палозеро и Белое озеро

**2.4 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**

**2.4.1 Источники комбинированной выработки (СТЭЦ-1, СТЭЦ-2)**

СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 образуют единую систему теплоснабжения и производят отпуск тепловой энергии в объединенную тепловую сеть. Распределение перспективной тепловой нагрузки между станциями произведено на основании относительных приростов в расходе сетевой воды, определенных с помощью электронной модели МО «Северодвинск» (программный комплекс ГИС Zulu).

Т а б л и ц а 7 – Существующие и перспективные значения расходов сетевой воды

Источник	Расход сетевой воды от источника, т/ч		Прирост, т/ч	Прирост, %
	существующий	перспективный		
СТЭЦ-1	7 880	10 401	2 521	43,2%
СТЭЦ-2	8 320	11 637	3 317	56,8%

Т а б л и ц а 8 – Существующие и перспективные тепловые нагрузки на СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Наименование		Года							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
СТЭЦ-1	Тепловая нагрузка ОВ, Гкал/ч	325,4	334,3	343,5	365,2	379,1	384,5	420,6	469,0
	Тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	30,1	31,6	33,3	37,4	40,4	41,1	45,5	50,3
	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	355,5	365,9	376,8	402,5	419,5	425,7	466,0	519,3
	Потери тепловой энергии в сетях, %	12,65%	12,57 %	12,49 %	12,41 %	12,33 %	12,25 %	11,86 %	11,46 %
	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал/ч	51,5	52,6	53,8	57,0	59,0	59,4	62,7	67,2
	Отпуск тепловой энергии в сетевой воде, Гкал/ч	407,0	418,5	430,6	459,6	478,5	485,1	528,7	<b>586,5</b>
СТЭЦ-2	Тепловая нагрузка ОВ, Гкал/ч	361,4	373,1	385,2	413,7	432,0	439,2	486,5	550,3
	Тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	30,0	31,9	34,1	39,4	43,4	44,4	50,1	56,4
	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	391,4	405,0	419,3	453,1	475,5	483,5	536,6	606,6
	Потери тепловой энергии в сетях, %	12,65%	12,57 %	12,49 %	12,41 %	12,33 %	12,25 %	11,86 %	11,46 %
	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал/ч	56,7	58,2	59,9	64,2	66,9	67,5	72,2	78,5
	Отпуск тепловой энергии в сетевой воде, Гкал/ч	448,0	463,2	479,2	517,4	542,3	551,1	608,8	<b>685,2</b>

Величины резерва тепловой мощности на источниках с учетом перспективной нагрузки приведены в таблицах ниже. Для СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 соответственно:

- резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям пара в 2028 г. составляет 39,8 и 80,0 Гкал/ч.
- резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям горячей воды в 2028 г. составляет 47,5 и 339,8 Гкал/ч.
- резерв тепловой мощности нетто при передаче от источника потребителям пара и горячей воды в 2028 г. составляет 41,0 и 355,1 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 9 – Определение резервов тепловой мощности СТЭЦ-1

Наименование	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	693,0	692,1	691,0	688,8	687,2	686,6	682,7	677,7
Отпуск тепла от источника потребителям пара и горячей воды, Гкал/ч	425,9	439,5	453,7	484,8	505,8	514,5	568,5	636,7
Резерв тепловой мощности нетто при передаче от источника потребителям пара и горячей воды, Гкал/ч	267,1	252,5	237,3	204,0	181,5	172,1	114,1	41,0
Располагаемая тепловая мощность при передаче от источника потребителям пара, Гкал/ч	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0
Отпуск тепла от источника потребителям пара, Гкал/ч	18,9	21,0	23,1	25,2	27,3	29,4	39,8	50,2
Резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям пара, Гкал/ч	71,1	69,0	66,9	64,8	62,7	60,6	50,2	39,8
Располагаемая тепловая мощность при передаче от источника потребителям горячей воды, Гкал/ч	634,0	634,0	634,0	634,0	634,0	634,0	634,0	634,0
Отпуск тепла от источника потребителям горячей воды, Гкал/ч	407,0	418,5	430,6	459,6	478,5	485,1	528,7	586,5
Резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям горячей воды, Гкал/ч	227,0	215,5	203,4	174,4	155,5	148,9	105,3	47,5

Т а б л и ц а 10 – Определение резервов тепловой мощности СТЭЦ-2

Наименование	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	1 062,7	1 061,3	1 059,8	1 056,2	1 053,8	1 053,0	1 047,5	1 040,3
Отпуск тепла от источника потребителям пара и горячей воды, Гкал/ч	448,0	463,2	479,2	517,4	542,3	551,1	608,8	685,2
Резерв тепловой мощности нетто при передаче от источника потребителям пара и горячей воды, Гкал/ч	614,7	598,1	580,6	538,8	511,5	501,9	438,7	355,1
Располагаемая тепловая мощность при передаче от источника потребителям пара, Гкал/ч	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Отпуск тепла от источника потребителям пара, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям пара, Гкал/ч	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Располагаемая тепловая мощность при передаче от источника потребителям горячей воды, Гкал/ч	1 025,0	1 025,0	1 025,0	1 025,0	1 025,0	1 025,0	1 025,0	1 025,0
Отпуск тепла от источника потребителям горячей воды, Гкал/ч	448,0	463,2	479,2	517,4	542,3	551,1	608,8	685,2
Резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям горячей воды, Гкал/ч	577,0	561,8	545,8	507,6	482,7	473,9	416,2	339,8

#### **2.4.2 Источники некомбинированной выработки (котельные)**

В период 2014-2028 подключение дополнительных потребителей к системам теплоснабжения котельных не запланировано. В качестве основного варианта принят вариант К2 - вывод котельных из эксплуатации с 2017 года, с переводом потребителей на индивидуальные источники теплоснабжения (см. Часть 8 Главы 6 Обосновывающих материалов).

К концу 2016 г. резерв тепловой мощности нетто на котельных составит:

- котельная п. Водогон 0,403 Гкал/ч;
- котельная п. Белое Озеро 1,219 Гкал/ч;
- котельная с. Ненокса 0,336 Гкал/ч.

В таблицах ниже представлены значения существующей и перспективной тепловой мощности нетто, определена величина резерва для всех трех котельных.

Т а б л и ц а 11 – Значение существующей и перспективной тепловой мощности нетто, определение величины резерва (котельная п. Водогон)

Наименование	2013	2014	2015	2016	2017-2028
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	котельная закрыта
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	4,8	4,8	4,8	4,8	
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,57	0,57	0,57	0,57	
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,134	0,134	0,134	0,134	
Отпуск тепла от источника потребителям, Гкал/ч	0,168	0,168	0,168	0,168	
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	0,403	0,403	0,403	0,403	

Т а б л и ц а 12 – Значение существующей и перспективной тепловой мощности нетто, определение величины резерва (котельная п. Белое Озеро)

Наименование	2013	2014	2015	2016	2017-2028
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	1,59	1,59	1,59	1,59	котельная закрыта
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	1,59	1,59	1,59	1,59	
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	2,1	2,1	2,1	2,1	
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	1,56	1,56	1,56	1,56	
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,294	0,294	0,294	0,294	
Отпуск тепла от источника потребителям, Гкал/ч	0,338	0,338	0,338	0,338	
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	1,219	1,219	1,219	1,219	

Т а б л и ц а 13 – Значение существующей и перспективной тепловой мощности нетто, определение величины резерва (котельная с. Ненокса)

Наименование	2013	2014	2015	2016	2017-2028
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	котельная закрыта
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	0,6	0,6	0,6	0,6	
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, %	3,5	3,5	3,5	3,5	
Тепловая мощность нетто, при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	0,58	0,58	0,58	0,58	
Тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	0,182	0,182	0,182	0,182	
Отпуск тепла от источника потребителям, Гкал/ч	0,243	0,243	0,243	0,243	
Резерв тепловой мощности нетто, Гкал/ч	0,336	0,336	0,336	0,336	

## 2.5 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

В таблице ниже представлены существующие значения установленной мощности основного оборудования источников комбинированной и некомбинированной выработки тепловой энергии. В перспективе до 2028 г. изменение основного оборудования источников тепловой энергии не планируется.

Т а б л и ц а 14 - Значения установленной мощности основного оборудования источников

№	Наименование источника	Тип основного оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Источники комбинированной выработки			
1	СТЭЦ-1	паровые котлы энергетические	804
		паровые турбины	499
		водогрейные котлы	180
		ИТОГО	1 483
2	СТЭЦ-2	паровые котлы энергетические	1 200
		паровые турбины	705
		водогрейные котлы	400
		ИТОГО	2 305
Источники некомбинированной выработки			
3	Котельная п. Водогон	котлы	0,6
4	Котельная п. Белое Озеро	котлы	1,585
5	Котельная с. Ненокса	котлы	0,6

## 2.6 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии

В таблице ниже представлены значения располагаемой тепловой мощности основного оборудования источников комбинированной и некомбинированной выработки тепловой энергии.

Т а б л и ц а 15 - Значения располагаемой мощности основного оборудования источников

№	Наименование источника	Тип основного оборудования	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Источники комбинированной выработки			
1	СТЭЦ-1	паровые котлы энергетические	804
		паровые турбины	499
		водогрейные котлы	135 <sup>1</sup>
		ИТОГО	1 438
2	СТЭЦ-2	паровые котлы энергетические	1 200
		паровые турбины	705
		водогрейные котлы	400
		ИТОГО	2 305
Источники некомбинированной выработки			
3	Котельная п. Водогон	котлы	0,6
4	Котельная п. Белое Озеро	котлы	1,585
5	Котельная с. Ненокса	котлы	0,6

<sup>1</sup> Ограничение тепловой мощности водогрейного котла ст. № 2 связано с использованием мазута в качестве основного топлива



## 2.7 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии

Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды на перспективу до 2028 года принимались исходя из сохранения существующей доли собственных и хозяйственных нужд в структуре отпуска тепловой энергии, а именно: 7,3% на СТЭЦ-1, 9,4% на СТЭЦ-2. Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С на период 2014-2027 представлены графически на рисунке ниже.

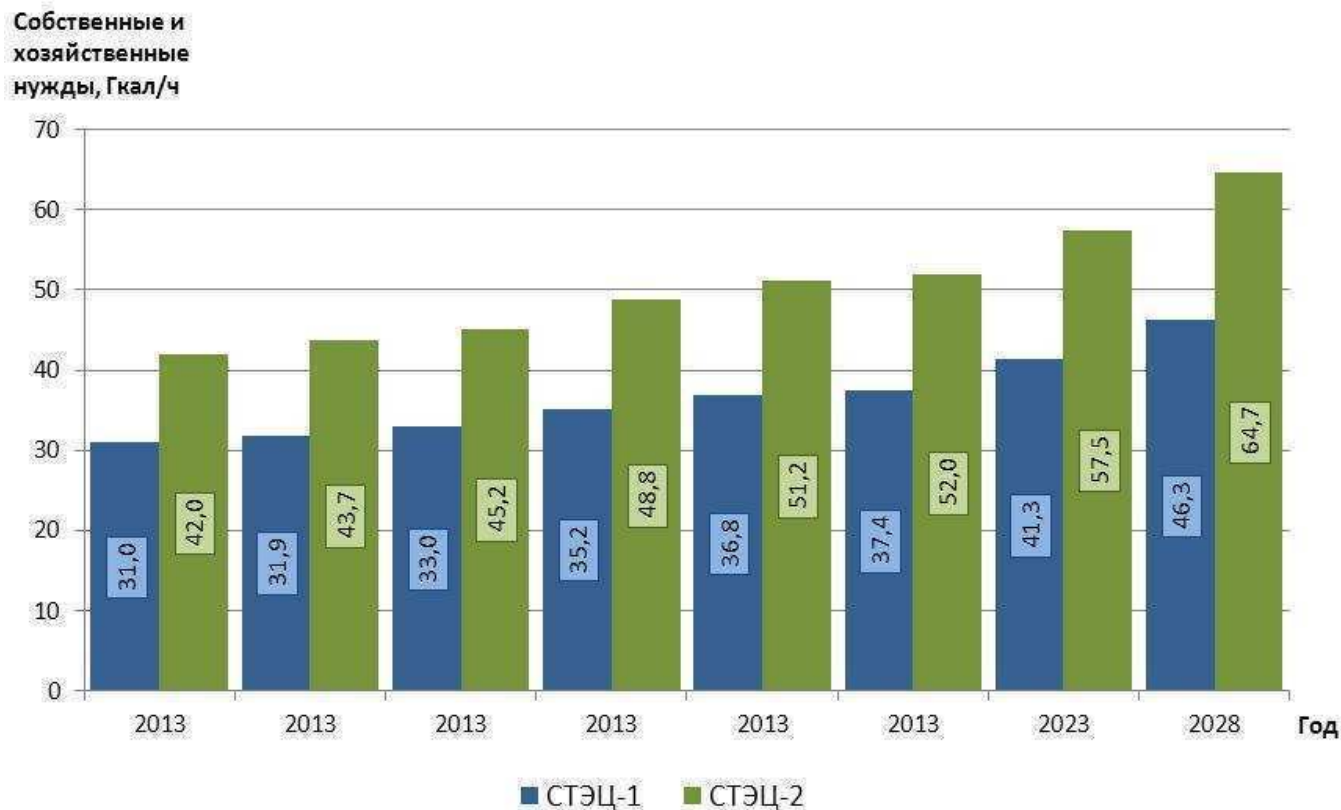


Рисунок 10 – Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды СТЭЦ-1, СТЭЦ-2

## 2.8 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто

Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды. В таблице ниже представлены следующие показатели по СТЭЦ-1, СТЭЦ-2 на период 2014-2028: располагаемая мощность, затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, тепловая мощность нетто. Разница между существующей и перспективной тепловой мощностью нетто представлена ниже графически.

Т а б л и ц а 16 – Существующая и перспективная тепловая мощность нетто СТЭЦ-1, СТЭЦ-2

Наименование	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
СТЭЦ-1								
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	724,0	724,0	724,0	724,0	724,0	724,0	724,0	724,0
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	31,0	31,9	33,0	35,2	36,8	37,4	41,3	46,3
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	693,0	692,1	691,0	688,8	687,2	686,6	682,7	677,7
СТЭЦ-2								
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1 105,0	1 105,0	1 105,0	1 105,0	1 105,0	1 105,0	1 105,0	1 105,0
Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды при расчетной температуре наружного воздуха -30 °С, Гкал/ч	42,0	43,7	45,2	48,8	51,2	52,0	57,5	64,7
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	1 062,7	1 061,3	1 059,8	1 056,2	1 053,8	1 053,0	1 047,5	1 040,3

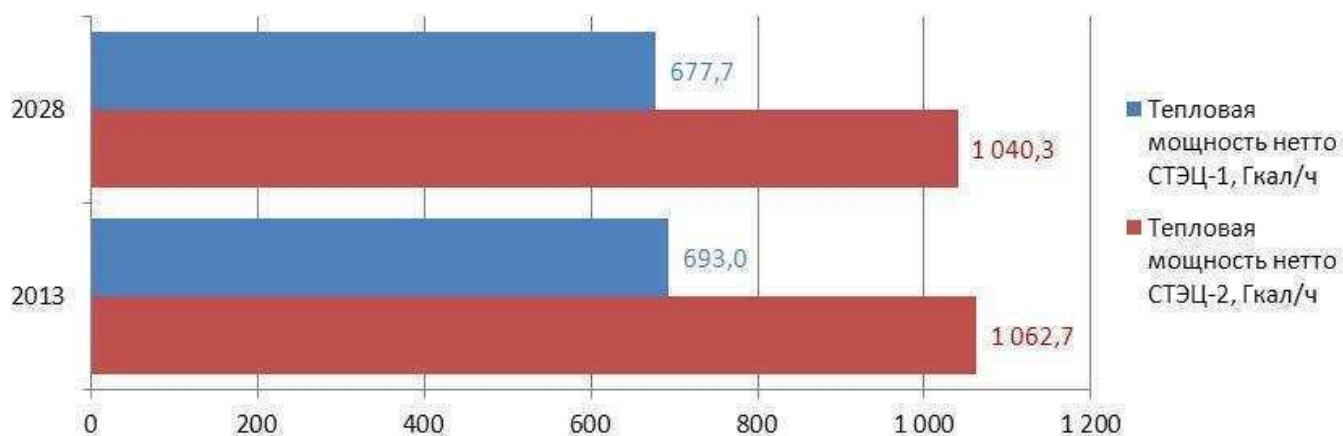


Рисунок 11 – Существующая и перспективная тепловая мощность нетто СТЭЦ-1, СТЭЦ-2

**2.9 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и потери теплоносителя, с указанием затрат теплоносителя на компенсацию этих потерь**

В таблицах 19 и 20 приведены значения нормативов и фактических значений технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям Северодвинских городских тепловых сетей ГУ ОАО «ТГК-2» по Архангельской области в 2010-2012 гг.

Нормативы на 2010 г. и 2011 г. были утверждены в Минэнерго России приказами № 513 от 20.11.2009 и № 563 от 28.02.11 соответственно.

В период 2011-2012 гг. фактические потери тепловой энергии, потери теплоносителя и затраты электроэнергии не превышают нормативные значения.

Изменение потерь тепловой энергии в г. Северодвинск прогнозируется в связи с перекладками:

- ненадежных участков тепловой сети;
- участков тепловой сети для обеспечения необходимого располагаемого напора у существующих и перспективных потребителей тепловой энергии.

Для прогнозирования снижения тепловых потерь по итогам выполнения мероприятий по строительству и реконструкции т/с, величина потерь по годам была пересчитана в процент от отпуска тепловой энергии за 2013 г. Результаты представлены в таблице 17.

Т а б л и ц а 17 – Снижение потерь тепловой энергии к 2028 г.

Год	Вся сеть, Гкал	Участки к перекладке, Гкал	Остальные сети, Гкал	Расчетный отпуск тепловой энергии в 2013 г., Гкал	Доля потерь от отпуска, %
2013 г.	355 574	112 006	243 568	2 810 862	12,65%
2028 г.	322 001	78 434	243 568	2 810 862	11,46%

Разбиение снижения потерь тепловой энергии по годам производилось линейно. Результат представлен в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 18 – Снижение потерь тепловой энергии в сетях по годам

Год	Процент потерь тепловой энергии в сетях от отпуска источников тепловой энергии <sup>2</sup>
2013	12,65%
2014	12,57%
2015	12,49%
2016	12,41%
2017	12,33%
2018	12,25%
2019	12,17%
2020	12,09%
2021	12,02%
2022	11,94%
2023	11,86%
2024	11,78%
2025	11,70%
2026	11,62%
2027	11,54%
2028	11,46%
<b>Снижение в год</b>	<b>0,079%</b>

<sup>2</sup> Снижение тепловых потерь в сетях по годам достигается при условии выполнения запланированного объема перекладок тепловых сетей (см. раздел 5)

Т а б л и ц а 19 – Потери тепловой энергии

Наименование системы централизованного теплоснабжения, населенного пункта	Предшествующий базовому период 2010 г						Базовый период 2011 г						Утвержденный период 2012 г					
	норматив, тыс. Гкал			отчёт, тыс. Гкал в т.ч. факт по приборам учета	отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	% к отпуску (гр. 2: гр. 6)	норматив, тыс. Гкал			отчёт, тыс. Гкал в т.ч. факт по приборам учета	отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	% к отпуску (гр. 8: гр. 12)	норматив, тыс. Гкал			отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	% к отпуску (гр. 16: гр. 17)	
	значение	№ и дата приказа Министерства энергетики	учтено РЭК в тарифах				значение	№ и дата приказа Министерства энергетики	учтено РЭК в тарифах				значение	№ и дата приказа Министерства энергетики	учтено РЭК в тарифах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
СЦТ г. Северодвинска	334,79	№ 513 от 20.11.2009	352,859	375,04	2923	11,45%	351,31	№ 563 от 28.02.11	352,859	331,669	2589,98	13,56%	353,46		353,46	2686,698	13,16%	

Т а б л и ц а 20 – Потери и затраты теплоносителей

Наименование системы централизованного теплоснабжения, населенного пункта (*)	Предшествующий базовому период 2010 г				Базовый период 2011 г				Утвержденный период 2012 г			
	норматив, м3 (т)			отчёт, м3 (т), в т.ч. факт по приборам учета	норматив, м3 (т)			отчёт, м3 (т) в т.ч. факт по приборам учета	норматив, м3 (т)			% к среднегод. объёму тепл. сети (расчётно)
	значение (**)	№ и дата приказа Министерства энергетики	учтено РЭК в тарифах		значение	№ и дата приказа Министерства энергетики	учтено РЭК в тарифах		значение	№ и дата приказа Министерства энергетики	учтено РЭК в тарифах	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СЦТ г. Северодвинска	1150279	№ 513 от 20.11.2009	1150279	1058325	1150279	№ 563 от 28.02.11	1150279	1137435	1150868		1150868	2273

## 2.10 Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей

Хозяйственные нужды тепловых сетей г. Северодвинск представлены в таблице ниже. Исходя из динамики изменения хозяйственных нужд с 2010 г. по 2013 г. перспективные хозяйственные нужды приняты на уровне величины 2013 года, равными 0,356 Гкал/ч.

Т а б л и ц а 21 – Хозяйственные нужды тепловых сетей г. Северодвинск

	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Хозяйственные нужды тепловых сетей, Гкал/ч	0,339	0,351	0,355	0,355	0,356



Рисунок 12 Хозяйственные нужды тепловых сетей с 2009 по 2028 гг.

**2.11 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности**

На СТЭЦ-1 для резервирования регулируемых отборов турбин и покрытия тепловых нагрузок в пики и провалы электрических нагрузок на станции установлены 5 комплектов РОУ на различные параметры редуцированного пара: 33 ата; 10 ата; 7 ата; 1,2 ата. Характеристики приведены в таблице ниже. Суммарная номинальная производительность составляет 346 Гкал/ч. Вывод из эксплуатации данного оборудования в перспективе не планируется.

Т а б л и ц а 22 – Характеристики РРОУ, БРОУ, РОУ

Параметры		Единица измерения	РРОУ 33/1,2 ст. № 3	БРОУ 100/10 ст. № 5	РРОУ 98/1,2-2,5 ст. № 7	РОУ 33/7 ст. № 8	РОУ 100/33 ст. № 9
Производительность		т/ч	100	150	30	100	100
Острый пар	P	ата	33	100	98	33	100
	t <sub>оп</sub>	°С	400	540	540	450	540
Редуцированный пар	P	ата	1,2	10	1,2	7	33
	t <sub>2</sub>	°С	180-220	230-280	150	250	400
Охлаждающая вода	P	ата	50	150	150	150	150
	t <sub>впр</sub>	°С	104	160	160	160	160
Номинальная теплопроизводительность		Гкал/ч	70	108	20	71	77

На СТЭЦ-2 для резервирования подачи пара на собственные нужды (пар 13 ата) установлены БРОУ, ПСБУ. Характеристики приведены в таблице ниже. Номинальная производительность БРОУ-140/13 составляет 93 Гкал/ч, по ПСБУ данные не предоставлены. Вывод из эксплуатации данного оборудования в перспективе не планируется.

Т а б л и ц а 23 – Редукционные охлаждающие установки

Параметры		Единица измерения	БРОУ-140/13	ПСБУ-3	ПСБУ-4
Производительность		т/ч	150	180	180
Острый пар	P	ата	130	130	130
	t <sub>оп</sub>	°С	550	550	550
Редуцированный пар	P	ата	14	14/10	14/10
	t <sub>2</sub>	°С	250	250/190-210	250/190-210
Охлаждающая вода	P	ата	70	70/5	70/5
	t <sub>впр</sub>	°С	160	160/50	160/50
Номинальная теплопроизводительность		Гкал/ч	93	-	-

Резервирования тепловой мощности на котельных не производится, отсутствуют потребители для которых требуется производить резервирование.

Потребители, заключившие договор на поддержание резервной тепловой мощности, подключенные к рассматриваемым источникам, отсутствуют, выделение аварийного резерва не производится.

**2.12 Значения существующей и перспективной тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по договорам теплоснабжения, договорам на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочным договорам теплоснабжения, в соответствии с которыми цена определяется по соглашению сторон, и по долгосрочным договорам, в отношении которых установлен долгосрочный тариф**

На данный момент в МО «Северодвинск» отсутствуют организации, имеющие долгосрочный тариф. Потребители, заключившие договор на поддержание резервной тепловой мощности, подключенные к рассматриваемым источникам, отсутствуют.

## РАЗДЕЛ 3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

### 3.1 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей

В соответствии с п. 9 статьи 29 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» [1] с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Все потребители, подключенные по открытой схеме, переводятся на закрытую к 2022 г. Величина подпитки тепловой сети при этом мероприятии уменьшается, что отражается на требуемой производительности водоподготовительной установки для подпитки тепловых сетей (УПТС).

Данные по подпитке теплосети СТЭЦ-1, СТЭЦ-2 на текущий (2013 г.) и перспективный (2022 г.) периоды представлены в таблице ниже.

Т а б л и ц а 24 – Данные по подпитке на текущий и перспективный периоды

Параметр	Ед. измерения	Значение параметра для СТЭЦ-1	Значение параметра для СТЭЦ-2
Существующее положение (2013 г.)			
Максимальная пропускная способность сети	т/ч	850	1220,9
Перспективный период (2022 г.)			
Требуемая величина подпитки тепловой сети после перехода на закрытую систему теплоснабжения	т/ч	250	250

Величина требуемой подпитки к 2022 г. определялась путем гидравлического расчета в созданной электронной модели тепловой сети с использованием программного комплекса ГИС Zulu, пакета расчетов инженерных сетей ZuluThermo (теплоснабжение).

На рисунке ниже представлено изменение расхода воды для подпитки теплосети при переходе с открытой системы теплоснабжения на закрытую систему.

В связи со значительным сокращением объема подпитки теплосети при переходе с открытой на закрытую систему теплоснабжения необходимо предусматривать реконструкцию ВПУ в части замены существующего оборудования на современное и высокотехнологичное оборудование меньшей производительности (подробнее см. Главу 6 обосновывающих материалов).



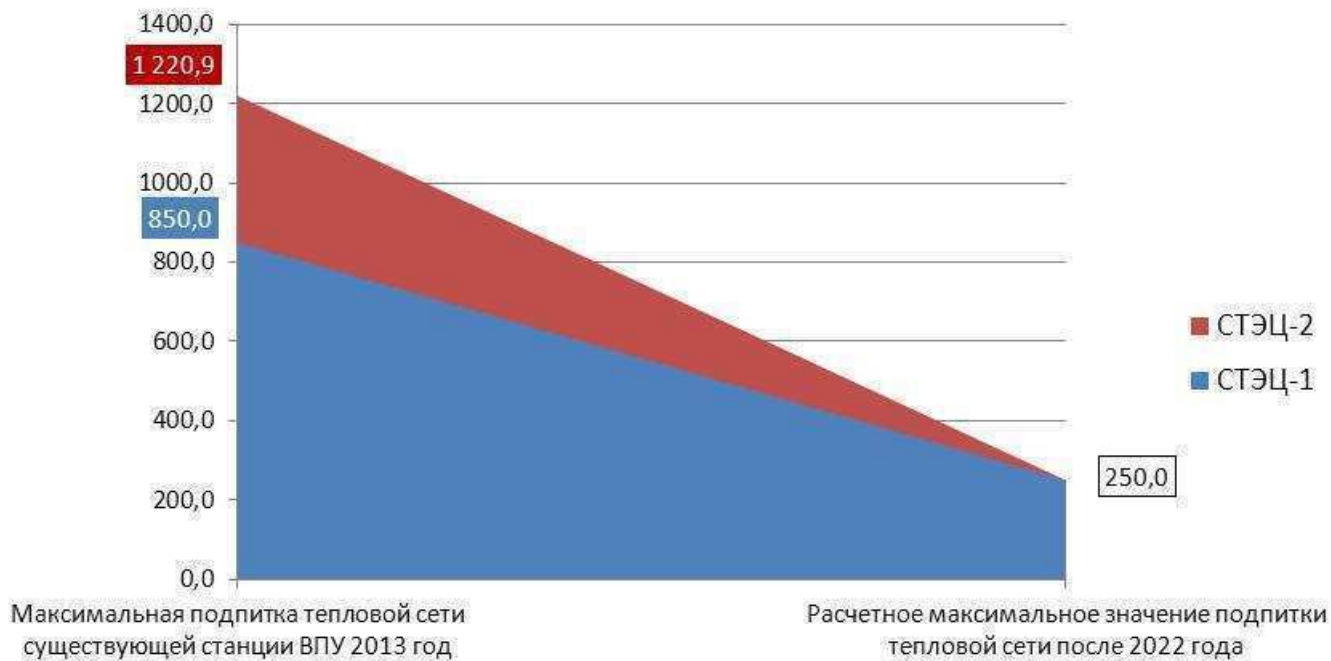


Рисунок 13 – Изменение расхода воды на подпитку при переходе с открытой системы теплоснабжения на закрытую

### **3.2 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения**

В соответствии с п. 6.17 [7], для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. На основе этого были рассчитаны значения максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения, которые представлены в таблице ниже. Объем воды в трубопроводах тепловых сетей составляет 52 001 м<sup>3</sup> на 2013 год и 52 617 м<sup>3</sup> на 2028 год (прирост объема сети за счет прокладки новых трубопроводов для подключения перспективных потребителей).

Т а б л и ц а 25 - Максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

<b>Источник</b>	<b>Максимальная подпитка тепловой сети в аварийных режимах теплоснабжения, т/ч</b>		
	<b>2013 г. (утвержденный баланс)</b>	<b>2013 г. (расчетное значение)</b>	<b>2028 г. (расчетное значение)</b>
СТЭЦ-1	1 230,7	1 028,0	1 052,3
СТЭЦ-2	1 220,9	1 028,0	1 052,3

## **РАЗДЕЛ 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

**4.1 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. Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения**

Организация централизованного теплоснабжения для существующей и перспективной застройки планируется в зонах действия уже введенных в эксплуатацию источников комбинированной выработки тепловой энергии (СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2).

Для обеспечения перспективных тепловых нагрузок достаточно мощности существующих источников тепловой энергии. По этой причине строительства новых источников комбинированной выработки не планируется.

#### **4.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения**

Для реконструкции источников тепловой энергии с учетом перспективной нагрузки (для перехода с открытой системы теплоснабжения на закрытую) предлагается выполнить реконструкцию существующей станции химводоочистки для подпитки теплосети СТЭЦ-1, СТЭЦ-2. Реконструкция ВПУ в части замены существующего оборудования на современное и высокотехнологичное меньшей производительности требуется в связи со значительным сокращением объема подпитки теплосети при переходе с открытой на закрытую систему теплоснабжения.

В связи с увеличением расхода сетевой воды (из-за присоединения новых тепловых потребителей к источнику) и для нагрева сетевой воды до расчетной температуры 114 °С необходимо выполнить реконструкцию ТФУ на СТЭЦ-1

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

В зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 нет котельных, по этой причине варианты перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для МО «Северодвинск» не предлагается.

В МО «Северодвинск» находится 3 котельные, тепловые сети от которых нуждаются в перекладке по состоянию надежности (Вариант К1). Износ существующих сетей составляет 90% и более (по данным Технического паспорта тепловой сети), что снижает надежность теплоснабжения присоединенных к ним потребителей.

В связи с большими капитальными затратами на перекладку тепловых сетей (см. главу 10 Обосновывающих материалов) и убыточностью самих котельных предлагается их ликвидация и перевод присоединенных потребителей на индивидуальное теплоснабжение (Вариант К2).

Данное мероприятие позволит:

- снизить капитальные затраты на обеспечение надежного теплоснабжения потребителей заменив перекладку тепловых сетей более дешевой организацией индивидуального теплоснабжения;
- снизить потребление топлива за счет ликвидации лишней выработки тепловой энергии для компенсации потерь тепловой энергии в тепловых сетях;
- ликвидировать убыточные котельные;
- организовывать индивидуальное регулирование комфортной температуры внутри здания для каждого потребителя.

Таким образом планируется вывод из эксплуатации котельных при переключении потребителей на индивидуальные источники тепловой энергии, работающие на тех же видах топлива, а именно:

- п. Белое озеро и п. Водогон на дровах;
- с. Ненокса на каменном угле ДПК-200.

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

В МО «Северодвинск» существует три котельные с установленной мощностью менее 2 Гкал/ч, при такой низкой тепловой нагрузке реконструкция данных котельных для выработки электрической энергии в комбинированном цикле нецелесообразна.

#### 4.5 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы для каждого этапа, в том числе график перевода

В зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 нет котельных, по этой причине варианты перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для МО «Северодвинск» не предлагается.

По состоянию на 2014 год на территории МО «Северодвинск» имеются 3 котельные с установленной мощностью менее 2 Гкал/ч, обеспечивающих тепловую нагрузку потребителей. Перспективной застройки в зонах действия этих котельных не планируется. Перевод котельных в пиковый режим работы в перспективе до 2028 года не планируется.

Существует технологическая возможность присоединения потребителей котельной п. Водогон к сетям от источников комбинированной выработки СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. Присоединение осуществляется трубопроводом длиной 600 м и 2 Ду 80 мм от теплового пункта ВОС-2(см. рисунок ниже)

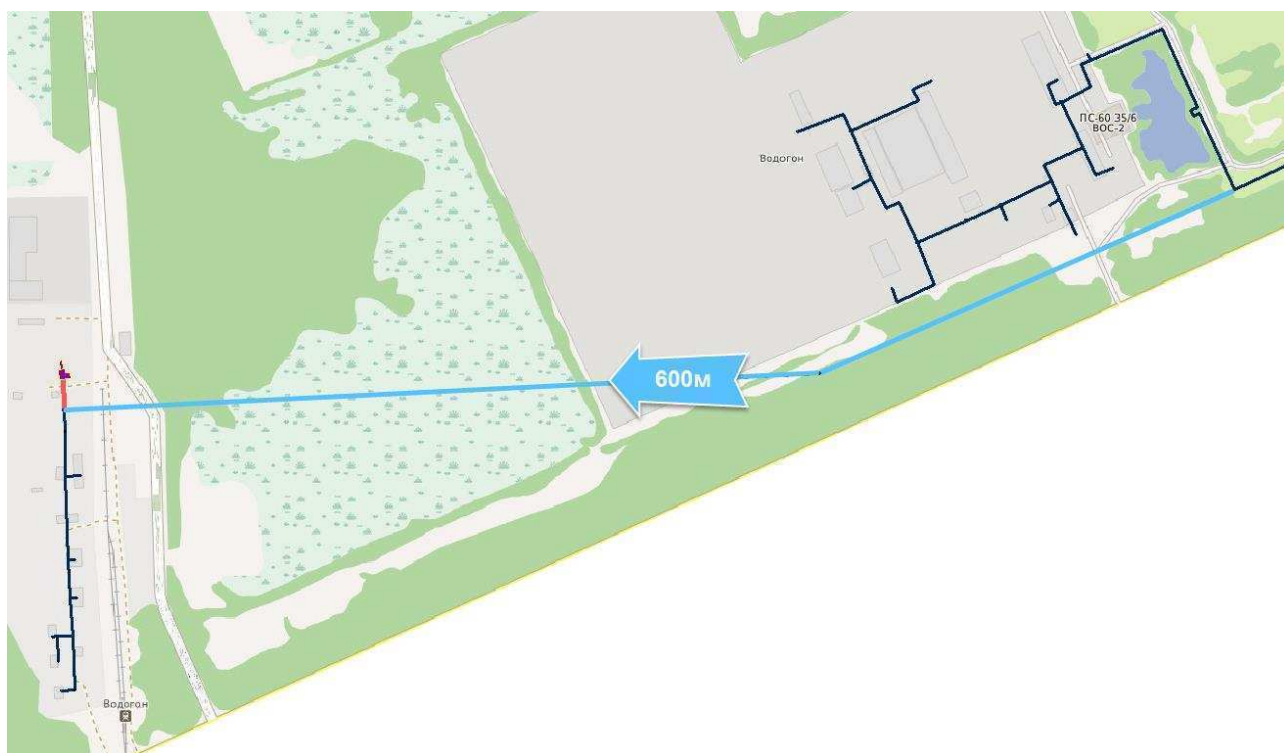


Рисунок 14 – Присоединение котельной п. Водогон к источникам комбинированной выработки

На рисунке 15 представлен пьезометрический график от СТЭЦ-2 до котельной п. Водогон.

Несмотря на наличие технической возможности присоединения потребителей котельной п. Водогон данный вариант не рекомендуется к реализации по ряду следующих причин:

- годовое потребление п. Водогон составляет 332,8 Гкал. Расчетные потери тепловой энергии на 600 м нового трубопровода составляют 184,9 Гкал, что составляет 55 % от годового потребления;
- необходима реконструкция котельной в ЦТП, так как СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают по другому температурному графику, нежели котельная п. Водогон;

- данный вариант подразумевает большие капитальные затраты при низкой выгоде для источников комбинированной выработки из-за малой нагрузки потребителей, всего 0,134 Гкал/ч.

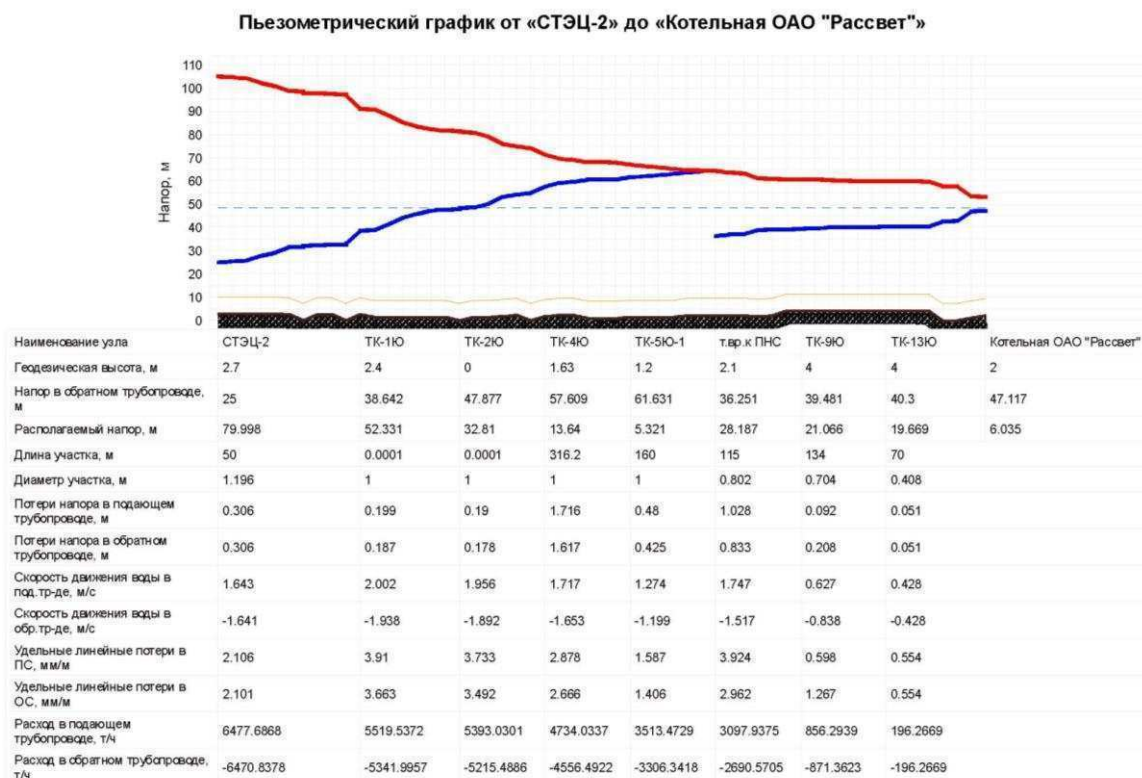


Рисунок 15 – Пьезометрический график от СТЭЦ-2 до котельной п. Водогон



**4.6 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**

СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 образуют единую систему теплоснабжения и производят отпуск тепловой энергии в объединенную тепловую сеть. Распределение перспективной тепловой нагрузки между станциями произведено на основании относительных приростов в расходе сетевой воды, определенных с помощью электронной модели МО «Северодвинск» (программный комплекс ГИС Zulu).

В таблице 26 приведены относительные значения приростов в сетевой воде по источникам. В таблице 27 произведена разбивка перспективной тепловой нагрузки, на основании относительных приростов в расходе сетевой воды.

Т а б л и ц а 26 – Существующие и перспективные значения расходов сетевой воды

Источник	Расход сетевой воды от источника, т/ч		Прирост, т/ч	Прирост, %
	существующий	перспективный		
СТЭЦ-1	7 880	10 401	2 521	43,2%
СТЭЦ-2	8 320	11 637	3 317	56,8%

На котельных присоединение перспективных потребителей и перераспределение тепловой нагрузки не планируется.

Т а б л и ц а 27 – Существующие и перспективные тепловые нагрузки на СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Наименование		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
СТЭЦ-1	Тепловая нагрузка ОВ, Гкал/ч	325,4	334,3	343,5	365,2	379,1	384,5	420,6	469,0
	Тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	30,1	31,6	33,3	37,4	40,4	41,1	45,5	50,3
	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	355,5	365,9	376,8	402,5	419,5	425,7	466,0	519,3
	Потери тепловой энергии в сетях, %	12,65%	12,57%	12,49%	12,41%	12,33%	12,25%	11,86%	11,46%
	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал/ч	51,5	52,6	53,8	57,0	59,0	59,4	62,7	67,2
	Отпуск тепловой энергии в сетевой воде, Гкал/ч	407,0	418,5	430,6	459,6	478,5	485,1	528,7	<b>586,5</b>
СТЭЦ-2	Тепловая нагрузка ОВ, Гкал/ч	361,4	373,1	385,2	413,7	432,0	439,2	486,5	550,3
	Тепловая нагрузка ГВС, Гкал/ч	30,0	31,9	34,1	39,4	43,4	44,4	50,1	56,4
	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	391,4	405,0	419,3	453,1	475,5	483,5	536,6	606,6
	Потери тепловой энергии в сетях, %	12,65%	12,57%	12,49%	12,41%	12,33%	12,25%	11,86%	11,46%
	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал/ч	56,7	58,2	59,9	64,2	66,9	67,5	72,2	78,5
	Отпуск тепловой энергии в сетевой воде, Гкал/ч	448,0	463,2	479,2	517,4	542,3	551,1	608,8	<b>685,2</b>

**4.7 Оптимальный 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 оценка затрат при необходимости его изменения**

В настоящее время в системе СГТС существуют проблемы с высокой изношенностью тепловых сетей (61%) и тем самым высокой аварийностью при температурных расширениях участков сети. Исходя из этого предлагается принять температурный график отпуска тепловой энергии от источников СТЭЦ-1, СТЭЦ-2 114,6/70 °С.

Затраты на перевод к пониженному температурному графику не предусматриваются.

Для котельных оптимальным графиком является существующий 95/70 °С.

от "12" 05 2013г.

Временная режимная карта  
 к температурному графику на отопительный период 2013-2014 г.г.

Температура наружного воздуха Т <sub>нв.</sub> , °С	Отклонения от утвержден- ного температурного графика °С	Температура прямой сетевой воды Т1, °С	Температура обратной сетевой воды Т2, °С
8	5,0	65,0	46,4
7	5,0	65,0	46,1
6	5,0	65,0	45,9
5	5,0	65,0	45,7
4	5,0	65,0	45,4
3	5,0	65,0	45,2
2	5,0	65,0	45,0
1	6,2	65,0	43,9
0	8,5	65,0	42,6
-1	10,8	65,0	43,7
-2	11,5	66,6	44,8
-3	12,0	68,5	45,9
-4	12,4	70,3	47,0
-5	12,8	72,1	48,0
-6	13,3	74,0	49,1
-7	13,7	75,8	50,1
-8	14,1	77,6	51,2
-9	14,5	79,3	52,2
-10	15,0	81,1	53,2
-11	15,4	82,9	54,2
-12	15,8	84,6	55,2
-13	16,2	86,4	56,2
-14	16,7	88,1	57,2
-15	17,1	89,8	58,2
-16	17,5	91,5	59,2
-17	17,5	93,8	60,1
-18	18,0	95,7	61,0
-19	18,6	97,6	61,9
-20	19,2	99,4	62,8
-21	19,7	101,3	63,7
-22	20,3	103,1	64,5
-23	20,9	105,0	65,4
-24	21,5	106,8	66,3
-25	22,1	108,7	67,1
-26	22,7	110,5	68,0
-27	23,3	112,3	68,8
-28	23,9	114,1	69,7
-29	25,6	114,4	69,8
-30	26,5	114,6	70,0

Председатель Комитета ЖКХ, Т и С  
 Администрации Северодвинска

Н.А.Спирин

Главный инженер  
 Северодвинских городских тепловых сетей

О.Н.Лобачев

Рисунок 16 – Временная режимная карта к температурному графику 2013-2014 г.г.

**4.8 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 таблице 28 показаны значения установленной тепловой мощности источников МО «Северодвинск»

Потребители, заключившие договор на поддержание резервной тепловой мощности, подключенные к рассматриваемым источникам, отсутствуют, выделение аварийного резерва не производится.

Т а б л и ц а 28 – Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии в МО «Северодвинск»

Источник	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч							
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
СТЭЦ-1	769	769	769	769	769	769	769	769
СТЭЦ-2	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105
Котельная п. Водогон	0,6	0,6	0,6	0,6	-	-	-	-
Котельная п. Белое Озеро	1,59	1,59	1,59	1,59	-	-	-	-
Котельная с. Ненокса	0,6	0,6	0,6	0,6	-	-	-	-

## **РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

### **5.1 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 МО «Северодвинск» для обеспечения перспективных тепловых нагрузок достаточно мощности существующих источников тепловой энергии.

В зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям пара в 2028 г. составляет 119,8 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности при передаче от источника потребителям горячей воды в 2028 г. составляет 387,3 Гкал/ч.

Резерв тепловой мощности нетто при передаче от источника потребителям пара и горячей воды в 2028 г. составляет 396,1 Гкал/ч.

На котельных, расположенных в п. Водогон, п. Белое Озеро и п. Ненокса, наблюдается резерв тепловой мощности:

- котельная п. Водогон – 0,403 Гкал/ч;
- котельная п. Белое Озеро – 1,219 Гкал/ч;
- котельная п. Ненокса – 0,336 Гкал/ч.

В связи с отсутствием зон с дефицитом тепловой мощности не планируется реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).

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

Т а б л и ц а 29 – Мероприятие по строительству и реконструкции тепловых сетей с целью обеспечения теплоснабжением существующих и перспективных потребителей

№ п.п.	Мероприятие по строительству или реконструкции трубопроводов	Суммарная протяженность всех участков, м	Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м, в среднем по всей длине	Шероховатость нового участка в расчете
1	Строительство нового участка от ТК-3Ж до ТК-1Ю 2 Ду 700 мм протяженностью 850 м	850	2,3	1
2	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-3Ю до ТК-5Ю с 2 Ду 900 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 1 410 м, Увеличение диаметра трубопровода от ТК-5Ю до ТК-5-3Ю с 2 Ду 800 мм на 2 Ду 1000 мм протяженностью 850 м	2 456	2	1
3	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-12А(ТП-3) до ТК-14А с 2 Ду 600 мм на 2 Ду 800 мм	750	2,5	1
4	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-14А до ТК-19А с 2 Ду 600 мм на 2 Ду 700 мм	995	3	1
5	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-8Ю до ТК-35А с 2 Ду 600 мм на 2 Ду 800 мм	100	2	1
6	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-35А до ТК-23/97 с 2 Ду 300/200 мм на 2 Ду 400 мм	890	4	1
7	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-23/97 до ТК-24/97 с 2 Ду 200 мм на 2 Ду 300 мм	104	5,4	1

<b>№ п.п.</b>	<b>Мероприятие по строительству или реконструкции трубопроводов</b>	<b>Суммарная протяженность всех участков, м</b>	<b>Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м, в среднем по всей длине</b>	<b>Шероховатость нового участка в расчете</b>
8	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-29А до ТК-4С с 2 Ду 500 мм на 2 Ду 600 мм	290	4	1
9	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-4С до ТК-8С с 2 Ду 400/350 мм на 2 Ду 500 мм	457	5,6	1
10	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-6/94 до ТК-10/94 с 2 Ду 200/150 мм на 2 Ду 250 мм	200	3,5	1
11	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-3/100 до ТК-5/100 в районе пр. Труда, д. 50, с 2 Ду 125 мм на 2 Ду 150 мм	319	2	1
12	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-2/136 до ТК-6/136 в районе ул. Западной, с 2 Ду 150 мм на 2 Ду 200 мм	123	2	1
13	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-5Е до ТК-6Е по ул. Республиканской, с 2 Ду 200 мм на 2 Ду 250 мм	166,5	4	1
14	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-6В до ТК-1/1 по ул. Железнодорожной, д. 6, с 2 Ду 150 мм на 2 Ду 250 мм	67	5	1
15	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-9А до ТК-1Г в районе ул. Первомайской/ул. Полярной, с 2 Ду 300 мм на 2 Ду 500 мм	173	2,5	1



<b>№ п.п.</b>	<b>Мероприятие по строительству или реконструкции трубопроводов</b>	<b>Суммарная протяженность всех участков, м</b>	<b>Обоснование выбора диаметра по линейным потерям напора на участке при норме от 2-6 мм/м, в среднем по всей длине</b>	<b>Шероховатость нового участка в расчете</b>
16	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-12Х до ТК-13Х в районе ул. Дзержинского, с 2 Ду 200 мм на 2 Ду 250 мм	151	2	1
17	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-10Г до ТК-1/24 в районе ул. Полярной, с 2 Ду 125 мм на 2 Ду 150 мм	29	2,5	1
18	Увеличение диаметра трубопровода от ТК-8Н до ТК-1/107 по ул. Народной, с 2 Ду 200 мм на 2 Ду 250 мм	155	2	1

В Части 2,6 Главы 7 дано описание мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения прироста тепловой нагрузки.

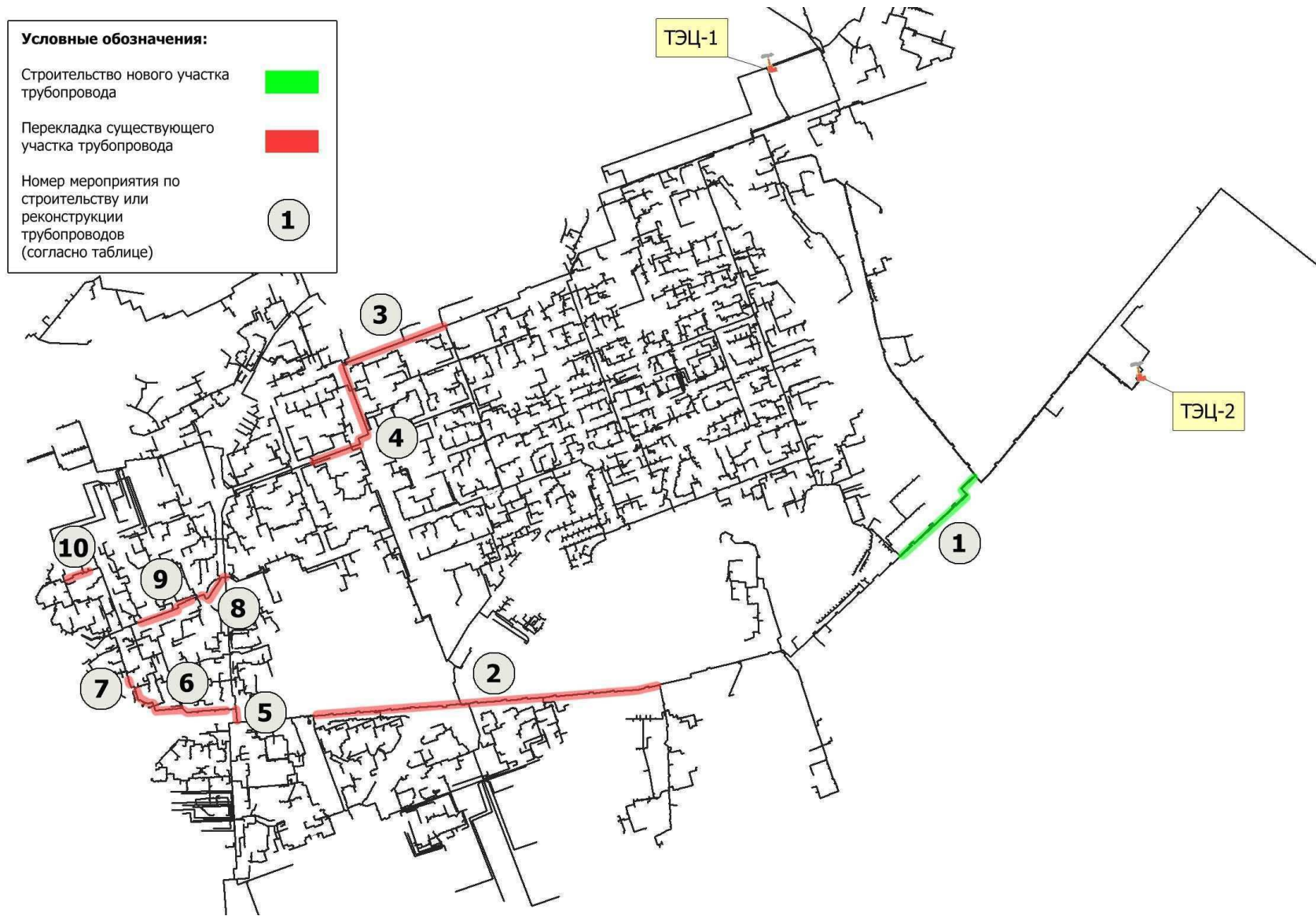


Рисунок 17 – Предложения по строительству и реконструкции наиболее важных участков тепловых сетей с целью обеспечения прироста перспективной тепловой нагрузки

**5.3 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**

Данные мероприятия не целесообразны в применении к системе теплоснабжения СГТС, так как оба источника тепловой энергии связаны между собой двумя линиями трубопроводов 2 Ду=1200 мм. Также далее по ходу движения сетевой воды к наиболее отдаленным потребителям существует разветвлённая сеть связующих трубопроводов от разных источников тепловой энергии.

#### **5.4 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**

В зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 нет котельных, по этой причине варианты перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для МО «Северодвинск» не предлагается.

По состоянию на 2014 год на территории МО «Северодвинск» имеются 3 котельные с установленной мощностью менее 2 Гкал/ч, обеспечивающих тепловую нагрузку потребителей. Перспективной застройки в зонах действия этих котельных не планируется. Перевод котельных в пиковый режим работы в перспективе до 2028 года не планируется.

**5.5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии, утверждаемыми уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти**

Общая протяженность предлагаемых к перекладке трубопроводов для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения составляет 22 808 м в двухтрубном исчислении (расчет надежности представлен в Главе 9 обосновывающих материалов). Перечень участков, требующих перекладки, представлен в таблице ниже.

Наименование расчетного пути	№ п/п участка (по пути)	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке Ду, м	Тип прокладки трубопровода в	Год ввода участка в эксплуатацию (если ремонта не было) или год последнего ремонта
		начало	конец				
1-1	1	СТЭЦ-1	ТП-СМП	1	0,800	Надземная	1974
1-1	2	ТП-СМП	Узел А	560	1,000	Надземная	1974
1-1	3	Узел А	ТК-11Ж	256	1,000	Надземная	1974
1-1	4	ТК-11Ж	ТК-10Ж	100	1,000	Надземная	1974
1-1	7	ТК-10Ж	ТК-2А (ТП-1)	24	0,800	Надземная	1964
1-1	8	ТК-2А (ТП-1)	Подъем	249	0,800	Надземная	1964
1-1	10	Опуск	ТК-3А(ТП-11)	5	0,800	Надземная	1964
1-1	11	ТК-3А(ТП-11)	ТК-5-1А	144	0,800	Надземная	1964
1-1	12	ТК-5-1А	ТК-5А	240	0,800	Надземная	1964
1-1	13	ТК-5А	ТК-13Ж	112	0,800	Надземная	1964
1-1	14	ТК-13Ж	ТК-4А	200	0,800	Надземная	1964
1-1	15	ТК-4А	ТК-6А	419	0,800	Надземная	1964
1-1	16	ТК-6А	ТК-ДН	22	0,800	Надземная	1964
1-1	17	ТК-ДН	ТК-7А	60	0,800	Надземная	1978
1-1	19	ТК-8А	ТК-8-1А	101	0,800	Надземная	1964
1-1	20	ТК-8-1А	ТК-9А	278	0,800	Надземная	1964
1-1	21	ТК-9А	ТК-10А	263	0,800	Надземная	1964
1-1	23	ТК-11А	ТК-11-1А	239	0,800	Надземная	1964
1-1	24	ТК-11-1А	ТК-11-2А	270	0,800	Надземная	1964
1-1	25	ТК-11-2А	ТК-12А	115	0,800	Надземная	1964
1-1	26	ТК-12А	ТК-13А	307	0,600	Надземная	1966
1-1	27	ТК-13А	ТК-14А	446	0,600	Надземная	1966
1-1	28	ТК-14А	ТК-15А	27	0,600	Надземная	1966
1-1	29	ТК-15А	н.о.21М	38	0,600	Подземная бесканальная	1997
1-1	30	н.о.21М	т.1	102	0,600	Подземная канальная	1988
1-1	31	т.1	ТК-16А(ТП-4)	48	0,600	Подземная канальная	1968
1-1	37	ТК-20А	ТК-21А	79	0,600	Подземная канальная	1996
1-1	38	ТК-21А	ТК-22А	163	0,600	Подземная канальная	1993
1-1	39	ТК-22А	ТК-23А	131	0,600	Подземная канальная	1993

Наименование расчетного пути	№ п/п участка (по пути)	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровод а на участке Ду, м	Тип прокладки трубопровода в	Год ввода участка в эксплуатацию (если ремонта не было) или год последнего ремонта
		начало	конец				
1-1	40	ТК-23А	ТК-26А	131	0,600	Подземная канальная	1993
1-1	41	ТК-26А	ТК-26-1А	24	0,600	Подземная канальная	1974
1-1	45	н.о.№5	ТК-26-3А	57	0,600	Подземная канальная	1997
1-1	53	ТК-31А	т.А	20	0,600	Подземная канальная	1974
1-1	54	т.3	ТК-31А	55	0,600	Подземная канальная	1974
1-1	57	ТК-33А	т.4	162	0,600	Подземная канальная	1974
1-1	58	ТК-34А	ТК-33А	140	0,600	Подземная канальная	1974
1-1	59	ТК-35А	ТК-34А	81	0,600	Подземная канальная	1977
1-1	60	ТК-8Ю	ТК-35А	103	0,600	Надземная	1977
1-1	61	ТК-8Ю	ТК-9-2Ю	108	0,600	Подземная канальная	1989
1-1	62	ТК-9-2Ю	ТК-9Ю	73	0,600	Подземная канальная	1989
1-1	63	ТК-9Ю	ТК-9-1Ю	134	0,700	Подземная канальная	1988
1-1	64	ТК-9-1Ю	ТК-10Ю	135	0,700	Подземная канальная	1988
1-1	65	ТК-10Ю	ТК-11Ю	258	0,500	Подземная канальная	1989
1-1	66	ТК-11Ю	ТК-12Ю	160	0,500	Подземная канальная	1989
1-6	28	ТК-14А	ТК-1П	100	0,350	Надземная	1978
1-6	29	ТК-1П	ТК-2П	83	0,350	Надземная	1978
1-6	30	ТК-2П	ТК-3П	11	0,350	Надземная	1978
1-6	31	ТК-3П	ТК-4П	118	0,350	Надземная	1978
1-7	1	СТЭЦ-1	ТП-0	262	0,800	Надземная	1964
1-7	2	ТП-0	ТП-Ягры	25	0,800	Надземная	1988
1-7	3	ТП-Ягры	ТП	236	0,800	Надземная	1986
1-7	4	ТП	Тк-1Я	570	0,800	Надземная	1986
1-7	5	Тк-1Я	Тк-1-1Я	37	0,800	Надземная	1986
1-7	6	Тк-1-1Я	ТК-2Я	592	0,800	Надземная	1986
1-7	7	ТК-2Я	ТК-3Я	561	0,800	Надземная	1990
1-7	8	ТК-3Я	Отв.ПНС	326	0,800	Надземная	1986
1-7	9	Отв.ПНС	Отв.ПНС	5	0,800	Надземная	1986
1-7	10	Отв.ПНС	ТК-4Я	42	0,800	Надземная	1986
1-7	11	ТК-4Я(ТП-36)	ТК-5Я(Уз22)	422	0,800	Надземная	1986
1-7	12	ТК-5Я	ТК-1И	36	0,500	Надземная	1974
1-7	14	ТК-2И	ТК-3И	369	0,500	Надземная	1974
1-7	15	ТК-3И	ТК-4И	129	0,500	Надземная	1974
1-7	16	ТК-4И	ТК-5И	196	0,500	Надземная	1974
1-7	17	ТК-5И	ТК-6И	95	0,500	Надземная	1974

Наименование расчетного пути	№ п/п участка (по пути)	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке Ду, м	Тип прокладки трубопровода	Год ввода участка в эксплуатацию (если ремонта не было) или год последнего ремонта
		начало	конец				
1-7	18	ТК-6И	переход диаметра	32	0,500	Надземная	1974
2-1	1	СТЭЦ-2	Огражд.ТЭЦ-2 в.я.	50	1,200	Надземная	1977
2-1	2	Огражд.ТЭЦ-2 в.я.	ТК-1Ж в.я.	125	1,200	Надземная	1977
2-1	3	ТК-1Ж в.я.	ТК-2Ж в.я.	436	1,200	Надземная	1977
2-1	4	ТК-2Ж в.я.	ТК-2-1Ж в.я.	406	1,200	Надземная	1977
2-1	5	ТК-2-1Ж в.я.	ТК-3Ж	764	1,200	Надземная	1977
2-1	6	ТК-3Ж 5 ОЖ 6 ОЖ	ТК-1Ю	851	1,000	Надземная	1977
2-1	7	ТК-1Ю	ТК-1-1Ю	347	1,000	Надземная	1977
2-1	8	ТК-1-1Ю	ТК-1-2Ю	394	1,000	Надземная	1977
2-1	9	ТК-1-2Ю	ТК-1-3Ю	268	1,000	Надземная	1977
2-1	10	ТК-1-3Ю	ТК-2Ю	158	1,000	Надземная	1977
2-1	11	ТК-1Ю	ТК-2-1Ю	315	1,000	Надземная	1977
2-1	12	ТК-2-1Ю	ТК-3Ю	600	1,000	Надземная	1977
2-1	13	ТК-3Ю	т.А	129	0,900	Надземная	1977
2-1	17	т.Б	т.Д	107	0,900	Надземная	1977
2-1	19	ТК-5Ю	н.о.	274	0,800	Надземная	1977
2-1	20	н.о.	ТК-5-1Ю	160	0,800	Надземная	1977
2-1	21	ТК-5-1Ю	ТК-5-2Ю	206	0,800	Надземная	1977
2-1	22	ТК-5-2Ю	ТК-5-3Ю	210	0,800	Надземная	1977
2-1	23	ТК-5-3Ю	ТК-6Ю	198	0,800	Надземная	1977
2-1	24	ТК-6Ю	т.вр.к ПНС	45	0,800	Надземная	1977
2-1	25	т.вр.к ПНС	ТК-7Ю	115	0,800	Надземная	1977
2-1	26	ТК-7Ю	ТК-8Ю	360	0,800	Надземная	1977
2-2	28	ТК-35А Кв.97	Подъём	46	0,300	Подземная бесканальная	1985
2-2	29	Подъём	Опуск	356	0,300	Надземная	1985
2-2	31	т.А	ТК-19/97	17	0,250	Подземная бесканальная	1995
2-3	7	ТК-1Ю Маг.3	ТК-1з	108	0,500	Надземная	1979
2-3	8	ТК-1з	ТК-1-1з	124	0,500	Надземная	1979
2-3	9	ТК-1-1з	ТК-1-2з	86	0,500	Надземная	1979
2-3	10	ТК-1-2з	ТК-1-3з	98	0,500	Надземная	1979
2-3	11	ТК-1-3з	ТК-1-6з	258	0,500	Надземная	1979
2-3	12	ТК-1-6з	ТК-1-4з	86	0,500	Надземная	1979
2-3	13	ТК-1-4з	ТК-1-5з	73	0,500	Надземная	1979
2-3	14	ТК-1-5з	ТК-2з	43	0,500	Надземная	1979
2-3	15	ТК-2з	ТК-2-1з	57	0,500	Надземная	1979
2-3	16	ТК-2-1з	ТК-2-2з	20	0,500	Надземная	1979
2-3	17	ТК-2-2з	ТК-3з	55	0,500	Надземная	1979
2-4	28	ТК-10з	ТК-11з	417	0,400	Надземная	1983
2-6	61	т.перех. диам.	ТК-2Д	78	0,500	Подземная бесканальная	1995
2-6	62	ТК-1Д	т.перех. диам.	17	0,600	Подземная бесканальная	1995
2-6	63	ТК-1-1Д	ТК-1Д	103	0,500	Подземная бесканальная	1995

Наименование расчетного пути	№ п/п участка (по пути)	Наименование участка		Длина участка, м	Диаметр трубопровод а на участке Ду, м	Тип прокладки трубопровода в	Год ввода участка в эксплуатацию (если ремонта не было) или год последнего ремонта
		начало	конец	L	D		
2-6	64	смена типа изоляции	ТК-1-1Д	25	0,500	Подземная бесканальная	1995
2-7	6	ТК-3Ж 7Ж8Ж	ТК-4Ж в.я.	1 232	1,000	Надземная	1977
2-7	7	ТК-4Ж в.я.	ТК-5Ж в.я.	405	1,000	Надземная	1977
2-7	8	ТК-5Ж в.я.	ТК-6Ж в.я.	98	1,000	Надземная	1977
2-7	9	ТК-6Ж н.я.	ТК-7Ж н.я.	597	1,200	Надземная	1977
2-7	10	ТК-7Ж	ТК-8Ж н.я.	707	1,200	Надземная	1977
2-7	11	ТК-8Ж н.я.	ТК-9-1Жн.я.	88	1,200	Надземная	1977
2-7	12	ТК-9-1Жн.я.	ТК-9Ж н.я.	129	1,200	Надземная	1977
2-7	13	ТК-9Ж н.я.	ТК-10Ж	90	1,200	Надземная	1977
<b>ИТОГ О</b>	-	-	-	<b>22 808</b>	-	-	-



## РАЗДЕЛ 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

**6.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории городского округа**

### 6.1.1 Источники комбинированной выработки

Значения расхода топлива для зимнего, переходного, летнего периода и суммарного годового по источникам комбинированной выработки приведены в таблице 30. По сравнению с 2014 г. суммарный расход условного топлива на СТЭЦ-1 увеличился на 58 %, на СТЭЦ-2 – на 45 %.

Т а б л и ц а 30 – Значения расхода топлива для зимнего, переходного, летнего периода на СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Период	Расход условного топлива, т у.т.						
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
<b>СТЭЦ-1</b>							
Зимний	157226	165103	175315	181835	185993	209862	230901
Переходный	198887	201679	243004	250036	258010	282039	308109
Летний	71416	72439	74875	80318	83056	93896	137162
<b>ИТОГО</b>	<b>427529</b>	<b>439221</b>	<b>493195</b>	<b>512189</b>	<b>527059</b>	<b>585798</b>	<b>676172</b>
<b>СТЭЦ-2</b>							
Зимний	186614	187534	201590	210331	210617	249054	284022
Переходный	207398	208856	232922	244172	256588	277326	310685
Летний	70984	71764	72150	73025	73896	76797	79941
<b>ИТОГО</b>	<b>464996</b>	<b>468154</b>	<b>506663</b>	<b>527529</b>	<b>541100</b>	<b>603177</b>	<b>674648</b>

Перспективные значения максимального часового расхода основного топлива источниками комбинированной выработки приведены в таблице 31.

Т а б л и ц а 31 – Перспективные значения максимального часового расхода топлива на СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Источник	Максимальный часовой расход топлива, т у.т./ч						
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
СТЭЦ-1	103	104	108	114	116	128	140
СТЭЦ-2	134	137	147	150	152	161	173

Согласно п. 45 ПП РФ от 22.02.2012 № 154, перспективные топливные балансы при наличии в планируемом периоде использования природного газа в качестве основного топлива на источниках тепловой энергии должны быть согласованы с программой газификации поселения, городского округа. Природный газ в качестве основного вида топлива планируется продолжать использовать на СТЭЦ-2. В таблице 32 приведены значения максимального часового расхода природного газа на СТЭЦ-2, которые должны быть учтены в перспективной программе газификации МО «Северодвинск».

Т а б л и ц а 32 – Перспективные значения максимального часового расхода природного газа на СТЭЦ-2

Источник	Максимальный часовой расход природного газа, тыс. м <sup>3</sup> /ч						
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
СТЭЦ-2	117	120	128	131	133	141	151

## 6.1.2 Источники некомбинированной выработки (котельные)

Максимальный часовой расход топлива для источников некомбинированной выработки (котельных) рассчитывается по формуле:

$$V_{\max} = b_T \cdot Q_{\text{пр}} \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}) \cdot 10^{-3}, \text{ где:}$$

$V_{\max}$  – максимальный часовой расход топлива, т у.т./ч;

$b_T$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от источника, кг у.т./Гкал;

$Q_{\text{пр}}$  – максимальная присоединенная нагрузка, Гкал/ч;

$\alpha_{\text{пот}}$  – потери в тепловых сетях, %.

Исходные данные и результат расчета максимального часового расхода топлива для котельных представлены в таблице ниже.

Т а б л и ц а 33 – Расчет максимального часового расхода топлива для котельных

Наименование источника	Присоединенная нагрузка отопления, Гкал/ч	Потери тепловой энергии в сетях, Гкал/ч	Процент потерь тепловой энергии (от отпуска), %	Удельные расходы топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал	Максимальный часовой расход топлива, т у.т./ч
	$Q_{\text{прис}}$	-	$\alpha_{\text{пот}}$	$b_T$	$V_{\max}$
Котельная п. Водогон	0,134	0,034	20,2%	204,1	0,0329
Котельная п. Белое Озеро	0,294	0,044	13,0%	285,7	0,0949
Котельная с. Ненокса	0,182	0,061	25,1%	264,6	0,0602

Потребление топлива на выработку тепловой энергии за зимний и переходный периоды в рассчитывается по формулам:

$$V_{\text{зп}} = b_T \cdot Q_{\text{пр}} \cdot \frac{(18-t_{\text{зп}})}{(18+30)} \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}) \cdot N_{\text{зп}} \cdot 10^{-3};$$

$$V_{\text{пп}} = b_T \cdot Q_{\text{пр}} \cdot \frac{(18-t_{\text{пп}})}{(18+30)} \cdot (1 + \alpha_{\text{пот}}) \cdot N_{\text{пп}} \cdot 10^{-3}, \text{ где:}$$

$V_{\text{зп}}$  ( $V_{\text{пп}}$ ) – потребление топлива на выработку тепловой энергии в зимний (переходный) период, т у.т.;

$b_T$  – удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от источника, кг у.т./Гкал;

$Q_{\text{пр}}$  – максимальная присоединенная нагрузка, Гкал/ч;

$t_{\text{зп}}$  ( $t_{\text{пп}}$ ) – средняя температура за зимний (переходный) период, °С;

$\alpha_{\text{пот}}$  – потери в тепловых сетях, %;

$N_{\text{зп}}$  ( $N_{\text{пп}}$ ) – продолжительность зимнего (переходного) периода в году, ч.

В таблице ниже представлены результаты расчетов по каждой котельной перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории МО «Северодвинск».

Т а б л и ц а 34 – Результаты расчетов по каждой котельной перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов

Наименование котельной	Параметр	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.
Котельная п. Водогон	Максимальный часовой расход топлива, т у.т./ч	0,033	0,033	0,033	- <sup>3</sup>	-	-	-
	Расход основного топлива для зимнего периода, т у.т.	42,2	42,2	42,2	-	-	-	-
	Расход основного топлива для летнего периода, т у.т.	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
	Расход основного топлива для переходного периода, т у.т.	44,0	44,0	44,0	-	-	-	-
	Годовой расход основного топлива, т у.т.	86,2	86,2	86,2	-	-	-	-
Котельная п. Белое Озеро	Максимальный часовой расход топлива, т у.т./ч	0,095	0,095	0,095	-	-	-	-
	Расход основного топлива для зимнего периода, т у.т.	121,7	121,7	121,7	-	-	-	-
	Расход основного топлива для летнего периода, т у.т.	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
	Расход основного топлива для переходного периода, т у.т.	127,0	127,0	127,0	-	-	-	-
	Годовой расход основного топлива, т у.т.	248,7	248,7	248,7	-	-	-	-
Котельная с. Ненокса	Максимальный часовой расход топлива, т у.т./ч	0,060	0,060	0,060	-	-	-	-
	Расход основного топлива для зимнего периода, т у.т.	77,3	77,3	77,3	-	-	-	-
	Расход основного топлива для летнего периода, т у.т.	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
	Расход основного топлива для переходного периода, т у.т.	80,6	80,6	80,6	-	-	-	-
	Годовой расход основного топлива, т у.т.	157,8	157,8	157,8	-	-	-	-

<sup>3</sup> Котельные закрываются.

### **6.1.3 Годовой расход топлива по источникам тепловой энергии в МО «Северодвинск»**

В таблице 35 представлено значение расхода условного топлива на источниках теплоснабжения МО «Северодвинск». Увеличение потребления топлива к 2028 г. по сравнению с 2013 г. составит 447072 т у.т.

Т а б л и ц а 35 – Годовой расход топлива источниками тепловой энергии в МО «Северодвинск»

Годовой расход топлива, т у.т.								Увеличение потребления топлива в 2028 г. по сравнению с 2013 г., т у.т.
2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	
904019	893018	907867	1000350	1039989	1068431	1189245	1351090	447072

## 6.2 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

### 6.2.1 СТЭЦ-1

На СТЭЦ-1 изменений в составе оборудования, структуре топлива, нагрузке неотключаемых потребителей не намечается, поэтому в расчете принимаются ранее утвержденные величины НЭЗТ (уголь) 15,200 тыс. т и НЭЗТ (мазут) 0,125 тыс. т.

Для повышения эффективности воспламенения и стабилизации процесса горения угля на станции используют мазут, т.е. мазут является вспомогательным (растопочным) топливом. Поэтому НЭЗТ мазута в период 2014-2028 остается на уровне НЭЗТ 2013 года – 1,4 тыс. т.

НЭЗТ угля рассчитывается по следующим формулам, тыс. т:

$$\begin{aligned} \text{НЭЗТ}_{\text{окт}} &= K_3 \cdot (\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} + (\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} - \text{НЭЗТ}_{\text{апр}})) \\ \text{НЭЗТ}_{\text{янв}} &= V_{p, \text{янв}}^{\text{cp}} \cdot T_{\text{пер}} \cdot K_{\text{cp}} \\ \text{НЭЗТ}_{\text{апр}} &= V_{p, \text{апр}}^{\text{cp}} \cdot T_{\text{пер}} \cdot K_{\text{cp}} \\ V_{p, \text{янв}}^{\text{cp}} &= (V_{\text{пр.янв}} + V_{1\text{янв}} + V_{2\text{янв}} + V_{3\text{янв}}) / 4; \\ V_{p, \text{апр}}^{\text{cp}} &= (V_{\text{пр.апр}} + V_{1\text{апр}} + V_{2\text{апр}} + V_{3\text{апр}}) / 4, \text{ где} \end{aligned}$$

$\text{НЭЗТ}_{\text{окт/янв/апр}}$  - нормативный эксплуатационный запас топлива на 1 октября/января/апреля планируемого периода, тыс. т;

$K_3 = 1,2$  – коэффициент запаса равным 1,2, учитывающий сдвиг времени начала поставок топлива. Коэффициент запаса топлива необходимо применять к тепловым электростанциям, не имеющим размораживающих устройств и получающим смерзающийся уголь в отопительный период [15];

$V_{p, \text{cp}}$  – среднесуточный расход топлива, определяемый по формуле, тыс. т.;

$V_{\text{пр}}$  - среднесуточный расход топлива для плановой выработки тепловой и (или) электрической энергии в январе и апреле планируемого года, тыс. т.;

$V_1, V_2, V_3$  – фактические среднесуточные расходы топлива в январе и апреле за три предшествующих планируемому году (при отсутствии фактических данных за год, предшествующий планируемому, могут быть приняты плановые значения), тыс. т.;

$K_{\text{cp}}$  – коэффициент возможного срыва поставки (учитывает условия поставки, создающиеся в зависимости от положения на рынке топлива, взаимоотношения с поставщиками, условия перевозки и другие факторы, увеличивающие время перевозки);

$T_{\text{пер}}$  – средневзвешенное время перевозки топлива.

На рисунке ниже графически представлен результат расчета НЭЗТ угля на период 2014-2028.

НЭЗТ, тыс. т

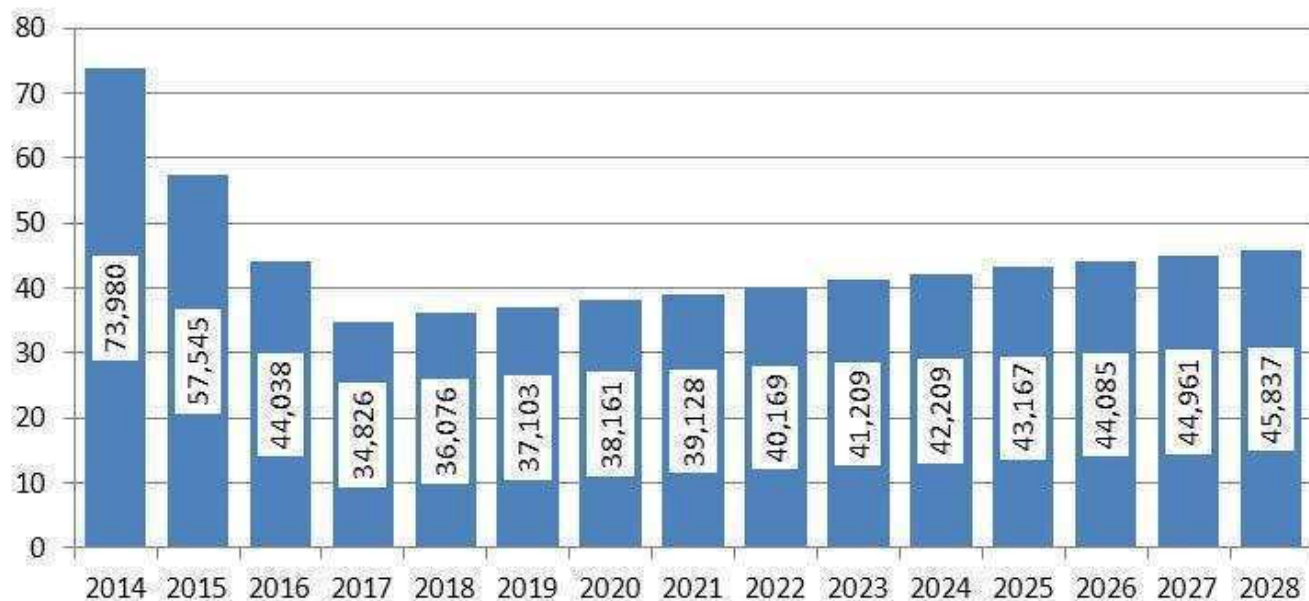


Рисунок 1 – НЭЗТ угля на период 2014-2028

Значение ОНЗТ, ННЗТ и НЭЗТ СТЭЦ-1 (уголь, мазут) на период 2014-2023 представлены в таблицах ниже.

Т а б л и ц а 36 – Значения нормативов запаса топлива СТЭЦ-1 (уголь) на период 2013-2028

Наименование норматива запаса топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
Общий нормативный запас резервного топлива (ОНЗТ), тыс. т	98,2	89,18	72,74	59,24	50,03	51,28	56,41	61,04
Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ), тыс. т	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тыс. т	83	73,98	57,54	44,04	34,83	36,08	41,21	45,84

Т а б л и ц а 37 – Значения нормативов запаса топлива СТЭЦ-1 (мазут) на период 2013-2028

Наименование норматива запаса топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
Общий нормативный запас резервного топлива (ОНЗТ), тыс. т	1,525	1,525	1,525	1,525	1,525	1,525	1,525	1,525
Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ), тыс. т	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тыс. т	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

### 6.2.2 СТЭЦ-2

На СТЭЦ-2 изменений в составе оборудования, структуре топлива, нагрузке неотключаемых потребителей на период 2014-2028 не намечается, поэтому в расчете принимается ранее утвержденная величина ННЗТ (мазут) в объеме 4,300 тыс. т.

При расчетах НЭЗТ в случаях, когда одно из значений среднесуточного расхода топлива за последние три года имеет нулевое или близкое к нулю значение в январе и апреле, НЭЗТ на 1 октября планируемого года принимается на уровне наибольшего нормативного значения в течение трех лет, предшествующих планируемому году. В таблицах ниже показана динамика среднесуточного расхода мазута на январь и апрель за 2011–2013, а также значения нормативов запаса топлива за 2011 г., 2012 г., 2013 г., утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации.

Т а б л и ц а 38 – Динамика среднесуточного расхода мазута СТЭЦ-2

Месяц	Среднесуточный расход мазута, тыс. т		
	2011	2012	2013
Январь	1,379	0,066	0,026
Апрель	0,682	0,026	0,000

Т а б л и ц а 39 – Нормативные запасы топлива СТЭЦ-2, утвержденные в Минэнерго

Наименование величины	Год		
	2011	2012	2013
Общий нормативный запас резервного топлива (НОЗТ), тыс. т	22,74	21,2	19,495
Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ), тыс. т	11,76	11,76	4,3
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тыс. т	10,98	9,44	15,195

В перспективе до 2028 года среднесуточный расход мазута за январь и апрель будет иметь близкие к нулю значения. Загрузка водогрейных котлов не планируется (см. Приложение Главы 8 Обосновывающих материалов). В соответствие с этим, НЭЗТ на период 2014-2028. равен 15,195 тыс. т.

Значение ОНЗТ, ННЗТ и НЭЗТ СТЭЦ-2 на период 2014-2023 представлены в таблице ниже.

Т а б л и ц а 40 – Значения нормативов запаса топлива СТЭЦ-2 на период 2014-2028

Наименование норматива запаса топлива	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
Общий нормативный запас резервного топлива (ОНЗТ), тыс. т	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ), тыс. т	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тыс. т	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2

### 6.2.3 Котельные

По всем трем имеющимся в МО «Северодвинск» котельным (п. Водогон, п. Белое Озеро, с. Ненокса) не производится создание запасов резервного и аварийного топлива.

## РАЗДЕЛ 7 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

### 7.1 Строительство и перекладка тепловых сетей

#### 7.1.1 Перекладка тепловых сетей в г. Северодвинск

В г. Северодвинск планируется перекладка тепловых сетей по двум причинам:

- увеличение располагаемого напора при присоединение перспективных потребителей (см. Главу 7 Обосновывающих материалов);
- по состоянию надежности (см. Главу 9 Обосновывающих материалов).

Расчет стоимости производился в ценах 2014 года. Результаты расчета по причинам перекладки в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 41 – Стоимость прокладки тепловых сетей на участке в ценах 2014 г.

Обоснование перекладки	Стоимость прокладки тепловых сетей на участке в ценах 2014 г., тыс. руб.
по состоянию надежности	1 375 947
по состоянию надежности и увеличение располагаемого напора	180 323
увеличение располагаемого напора	315 722
<b>Общий итог</b>	<b>1 871 991</b>



Рисунок 18 – Стоимость прокладки тепловых сетей на участке в ценах 2014 г.



### 7.1.2 Перекладка тепловых сетей в п. Белое озеро, п. Водогон и с. Ненокса (Вариант К1)

В соответствии с паспортами тепловых сетей от котельных п. Белое озеро, п. Водогон и с. Ненокса их износ составляет 90 % и более. В связи с этим необходима перекладка по состоянию надежности.

Стоимость перекладки представлена в таблице и на рисунке ниже.

Т а б л и ц а 42 – Стоимость перекладки тепловых сетей

Наименование участка	Длина участка, м	Диаметр трубопровода на участке Ду, мм	Тип прокладки трубопроводов	Год ввода участка в эксплуатацию (если ремонта не было) или год последнего ремонта	Стоимость прокладки тепловых сетей (в зависимости от типа прокладки), 1 км. п. трубы в двухтрубном исчислении на 01.01.2014 г., тыс. руб.	Стоимость прокладки тепловых сетей на 01.01.2014 г., тыс. руб.
Сети котельной п. Водогон	429	0,050	Надземная	1971	6 418	2 753
Сети котельной п. Водогон	64	0,040	Надземная	1971	5 594	356
<b>ИТОГО п. Водогон</b>						<b>3 109</b>
Сети котельной п. Белое озеро	276	0,100	Подземная канальная	1970	26 415	7 277
Сети котельной п. Белое озеро	134	0,080	Подземная канальная	1970	24 576	3 281
<b>ИТОГО п. Белое озеро</b>						<b>10 558</b>
Сети котельной с. Ненокса	30	0,100	Надземная	1968	8 120	246
Сети котельной с. Ненокса	45	0,080	Надземная	1968	7 633	342
Сети котельной с. Ненокса	197	0,050	Надземная	1968	6 418	1 266
Сети котельной с. Ненокса	24	0,020	Надземная	1968	4 576	108
<b>ИТОГО с. Ненокса</b>						<b>1 963</b>

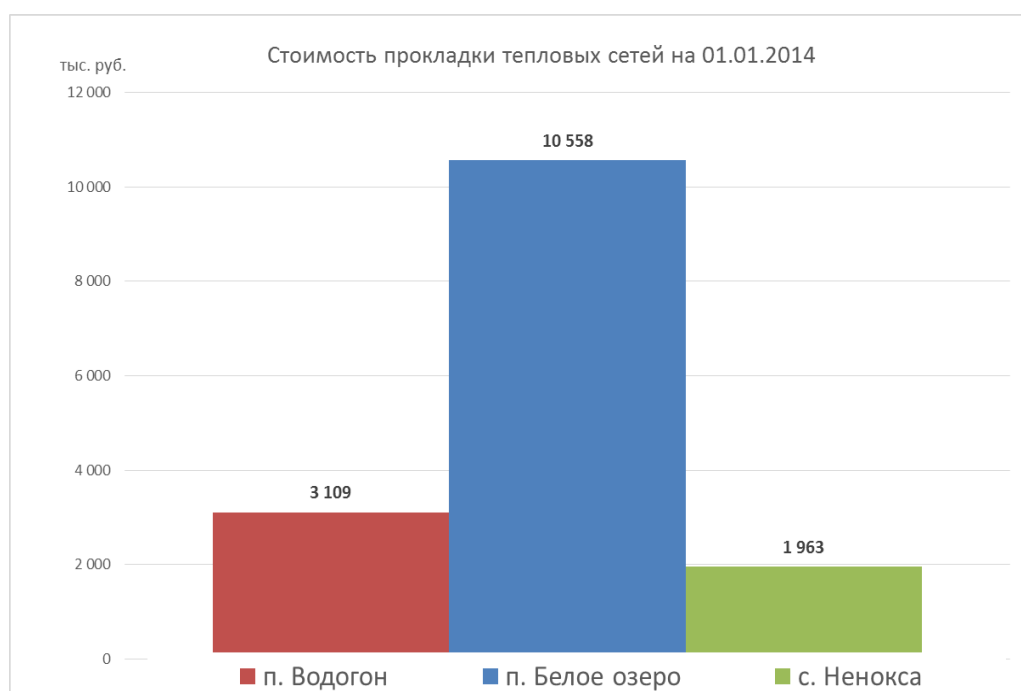


Рисунок 19 – Стоимость прокладки тепловых сетей

## 7.2 Стоимость строительства индивидуальных источников тепловой энергии (Вариант К2)

Стоимость индивидуальных источников для потребителей котельных п. Белое озеро, п. Водогон и с. Ненокса рассчитывалась на основании удельной стоимости строительства 1 Гкал/ч модульных котельных различных мощностей.

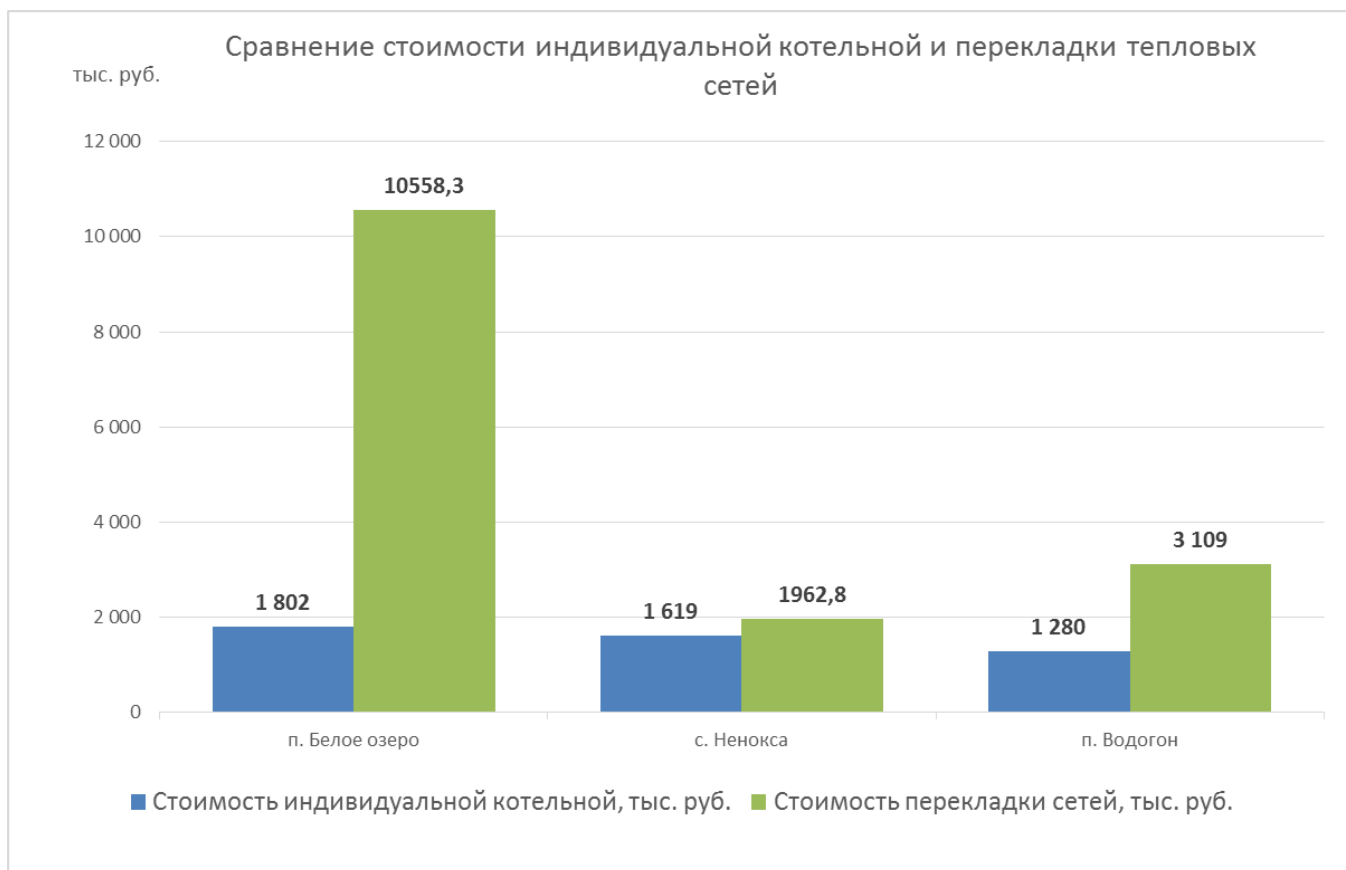
В результате в зависимости от нагрузки потребителя определялась стоимость индивидуального источника тепловой энергии без НДС. Результаты представлены в таблице ниже.

Т а б л и ц а 43 – Стоимость индивидуальных котельных для потребителей котельных п. Белое озеро, п. Водогон и с. Ненокса.

Адрес	Отапливаемая площадь, м <sup>2</sup>	Теплоснабжающая организация	Мощность индивидуальной котельной, Гкал/ч	Удельная стоимость индивидуальной котельной, тыс. руб./Гкал/ч	Стоимость индивидуальной котельной, тыс. руб.
Рябиновая, 2	256,8	СМУП "Белое Озеро"	0,03	9 130	247
Школьная, 10	428,3	СМУП "Белое Озеро"	0,05	7 690	347
Школьная, 12	266,8	СМУП "Белое Озеро"	0,03	9 130	257
Школа № 26	1 838,0	СМУП "Белое Озеро"	0,19	4 910	951
	2 789,9			<b>ИТОГО</b>	<b>1 802</b>
Школьная, 1	415,7	ОАО "ПЖРЭП"	0,05	7 690	357
Школьная, 2	132,1	ОАО "ПЖРЭП"	0,01	13 210	195
Школьная, 3	195,6	ОАО "ПЖРЭП"	0,02	10 460	229
Школьная, 4	153,3	ОАО "ПЖРЭП"	0,02	10 460	179
Школьная, 5	186,6	ОАО "ПЖРЭП"	0,02	10 460	218
Школьная, 7	545,1	ОАО "ПЖРЭП"	0,06	7 230	440
	1 628,4			<b>ИТОГО</b>	<b>1 619</b>
Водогон, 2	544,8	ОАО "Рассвет+"	0,04	8 290	366
Водогон, 5	418,5	ОАО "Рассвет+"	0,03	9 130	310
Водогон, 6	406,8	ОАО "Рассвет+"	0,03	9 130	301
Водогон, 7	94,1	ОАО "Рассвет+"	0,01	13 210	101
Водогон, 8	93,6	ОАО "Рассвет+"	0,01	13 210	100
Водогон, 9	94,9	ОАО "Рассвет+"	0,01	13 210	102
	1 652,7			<b>ИТОГО</b>	<b>1 280</b>

**Вывод:** из сравнения стоимости строительства индивидуальных котельных и перекладки тепловых сетей по состоянию надежности (см рисунок ниже) видно, что в строительство индивидуальных источников требуется меньше капитальных вложений.

Учитывая это и плюсы индивидуальных источников по сравнению с существующими котельными, описанные в Части 8 Главы 6 Обосновывающих материалов, к реализации рекомендуется Вариант К2 – Перевод потребителей котельных МО «Северодвинск» на индивидуальные источники тепловой энергии.



**Рисунок 20 – Сравнение стоимости индивидуальных котельных и перекладки трубопроводов по состоянию надежности**

### **7.3 Строительство насосной станции в районе ТК-14А**

Для качественного теплоснабжения перспективной тепловой нагрузки г. Северодвинск необходимо строительство насосной в районе ТК-14А с двумя насосами маркой СЭ 2500-60 (1 в работе, 1 в резерве).

Стоимость насосной станции рассчитывалась на основании стоимости объектов-аналогов. Укрупнённая расчетная стоимость строительства насосной составляет 20 000 тыс. руб. (без НДС)

#### **7.4 Укрупненные капитальные затраты для реконструкции химводоочистки подпитки тепловой сети источников**

Укрупненные капитальные затраты для реконструкции химводоочистки подпитки тепловой сети на СТЭЦ-1, СТЭЦ-2 представлены в таблице ниже. Детализация затрат представлена в Части 1 Главы 10 обосновывающих материалов.

Т а б л и ц а 44 – Общая стоимость реконструкции, существующей ВПУ подпитки теплосети СТЭЦ-1, СТЭЦ-2

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование источника</b>	<b>Укрупненная стоимость, тыс. руб. (без НДС)</b>
1	СТЭЦ-1	87 203,39
2	СТЭЦ-2	83 983,05
Σ	СТЭЦ-1, СТЭЦ-2	171 186,44

### **7.5 Укрупненные капитальные затраты для реконструкции ТФУ на СТЭЦ-1**

В связи с увеличением расхода сетевой воды (из-за присоединения новых тепловых потребителей к источнику) и для нагрева сетевой воды до расчетной температуры 114 °С необходимо предусмотреть реконструкцию ТФУ на СТЭЦ-1. Укрупненная стоимость реконструкции ТФУ на СТЭЦ-1 составляет 170 000 тыс. руб. (без НДС).

## 7.6 Перевод с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП

Рекомендуется модернизировать 2 934 ИТП, источником теплоснабжения которых является СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2, в том числе:

- 2 417 с открытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления;
- 506 без ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления;
- 11 с открытой схемой подключения ГВС и без отопления.

В итоге планируется установить 2 923 двухходовых клапанов системы отопления, 2 428 двухходовых клапанов ГВС, 5 846 насосов смешения, 2 428 теплообменников системы ГВС и 4 856 циркуляционных насосов системы ГВС. Стоимость оборудования принималась по каталогам производителей. 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 3 157 767 тыс. руб. без НДС. Стоимость монтажа оборудования принята в размере 65 % от стоимости оборудования, проектные работы – 40 % от стоимости оборудования.

Т а б л и ц а 45 – Суммарная стоимость мероприятия

<b>Оборудование</b>	<b>Количество, шт.</b>	<b>Стоимость, тыс. руб.</b>
Двухходовой клапан системы отопления	2 923	30 534,0
Двухходовой клапан системы ГВС	2 428	22 154,9
Насос смешения	5 846	54 596,0
Циркуляционный насос ГВС	4 856	20 940,0
Теплообменник системы ГВС	2 428	293 890,0
Вспомогательное оборудование и расходные материалы		1 118 259,5
ПИР		616 149,8
СМР		1 001 243,4
<b>Итого</b>		<b>3 157 767,5</b>

## РАЗДЕЛ 8 РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

### 8.1 Реестр зон действия источников теплоснабжения

Реестр зон деятельности ЕТО в существующих зонах действия систем теплоснабжения приведен в таблице ниже, границы зон деятельности ЕТО показаны на рисунках ниже.

Т а б л и ц а 46 – Реестр зон действия систем теплоснабжения

Код зоны деятельности	Существующие теплоснабжающие организации с источниками тепловой энергии на балансе	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации с тепловыми сетями на балансе
1	ОАО «ТГК-2»	СГТС ГУ ОАО «ТГК-2»; ОАО ЦС «Звездочка»; СМУП ЖКХ «Горвик»
2	ОАО «Рассвет+»	ОАО «Рассвет+»
3	ОАО «ПЖРЭП»	ОАО «ПЖРЭП»
4	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»



Рисунок 21 – Границы зоны деятельности ЕТО № 1



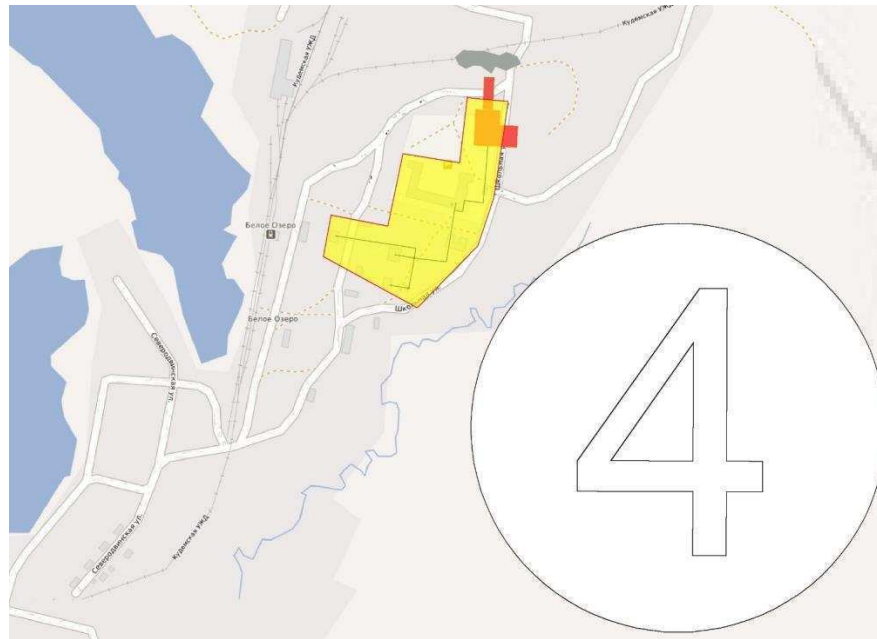


Рисунок 22 – Границы зон деятельности ЕТО № 2, 3, 4

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на присвоение статуса ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение о присвоении организации статуса ЕТО принимает для поселений, городских округов с численностью населения менее пятьсот тысяч человек, в соответствии с гл. 2 ст. 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и п. 3. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, орган местного самоуправления, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями, выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.
- Согласно п. 6. Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808, в том случае если на статус единой теплоснабжающей организации в отношении одной зоны деятельности претендуют несколько организаций, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии следующими критериями:
  - владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
  - размер собственного капитала;
  - способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

## 8.2 Предложение по присвоению статуса ЕТО

В соответствии с действующим законодательством после размещения проекта схемы теплоснабжения на официальном сайте мэрии МО «Северодвинск» за период, отведенный на поступление замечаний и предложений, должны поступить заявки на присвоение статуса ЕТО.

До этого времени разработчик приводит предварительное предложение по присвоению статуса единой теплоснабжающей организации в зонах деятельности источников теплоснабжения на территории МО «Северодвинск», которое приведено в таблице ниже.

Т а б л и ц а 47 – Предложение разработчика схемы теплоснабжения по присвоению статуса ЕТО

Код зоны деятельности	Существующие теплоснабжающие организации с источниками тепловой энергии на балансе	Существующие теплоснабжающие (теплосетевые) организации с тепловыми сетями на балансе	Основание для присвоения статуса ЕТО	Предложение по присвоению статуса ЕТО
1	ОАО «ТГК-2»	СГТС ГУ ОАО «ТГК-2»; ОАО ЦС «Звездочка»; СМУП ЖКХ «Горвик»	На балансе источники тепловой энергии и тепловые сети наибольшей емкости	ОАО «ТГК-2»
2	ОАО «Рассвет+»	ОАО «Рассвет+»	Единственная теплоснабжающая организация в зоне	ОАО «Рассвет+»
3	ОАО «ПЖРЭП»	ОАО «ПЖРЭП»	Единственная теплоснабжающая организация в зоне	ОАО «ПЖРЭП»
4	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	Единственная теплоснабжающая организация в зоне	СМУП «Белое озеро»

## **РАЗДЕЛ 9 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ**

Организация централизованного теплоснабжения для существующей и перспективной застройки планируется в зонах действия уже введенных в эксплуатацию источников комбинированной выработки тепловой энергии (СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2).

По причине изношенности тепловых сетей от котельных МО «Северодвинск», присоединенных к ним потребителей планируется перевести на индивидуальные источники теплоснабжения (вариант К2).

Данное мероприятие позволит:

- снизить капитальные затраты на обеспечение надежного теплоснабжения потребителей заменив перекладку тепловых сетей более дешевой организацией индивидуального теплоснабжения;
- снизить потребление топлива за счет ликвидации лишней выработки тепловой энергии для компенсации потерь тепловой энергии в тепловых сетях;
- ликвидировать убыточные котельные;
- организовывать индивидуальное регулирование комфортной температуры внутри здания для каждого потребителя.

## РАЗДЕЛ 10 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 городского 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 МО «Северодвинск» имеется участок тепловой сети, в отношении которого проводятся мероприятия по признанию его бесхозяйным имуществом с последующей регистрацией права муниципальной собственности (при условии судебного решения в пользу муниципального образования «Северодвинск») – 2 Ду 70, L = 48,5 м, надземная прокладка, износ трубопровода и изоляции 63%. Информация о выборе организации, уполномоченной на эксплуатацию участка в Комитете по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям администрации Северодвинска отсутствует.

По данным управляющих организаций других бесхозяйных тепловых сетей на территории МО «Северодвинск» не имеется, однако есть информация о наружных тепловых сетях, не являющихся общедомовым имуществом, присоединенных к внутренним сетям многоквартирных домов, балансовая принадлежность которых не определена. Информация получена от администрации городского округа Северодвинск (письмо от 24.01.2014 № 03-01 16/568 представлено в приложении 6 к утверждаемой части).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»,
3. Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации»),
4. «Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения». Утверждены приказом Минэнерго России и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667.
5. РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».
6. МДС 41-4.2000 «Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения (практическое пособие к «Рекомендациям по организации учета тепловой энергии и теплоносителей на предприятиях, в учреждениях и организациях жилищно-коммунального хозяйства и бюджетной сферы»)». Утверждена приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105;
7. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». Государственный комитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу (Госстрой России). Москва, 2004.
8. Кожарин Ю.В., Волков Д.А. К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения // Новости теплоснабжения, 2012, №8, 30 – 34.
9. Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 325 (в ред. Приказов Минэнерго России от 01.02.2010 № 36, от 10.08.2012 № 377) «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».
10. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей// А.А. Николаева. – М.: Стройиздат, 1965 г.