



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ
ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА**

Книга 9

Великий Новгород, 2014

ЗАКАЗЧИК: Администрация г. Великий Новгород

Разработка схемы теплоснабжения в административных границах Великого Новгорода на период до 2030 года

Книга 9. Схема теплоснабжения в административных границах Великого Новгорода на период до 2030 года

Утверждаемая часть
016/13-00 СТ

СОСТАВ ПРОЕКТА

Книга	Обозначение	Содержание Книги
Книга 1	016/13-01 ОМ	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения
Книга 2	016/13-02 ОМ	Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Книга 3	016/13-03 ОМ	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Книга 4	016/13-04 ОМ	Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки
	016/13-05 ОМ	Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей
Книга 5	016/13-06 ОМ	Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
Книга 6	016/13-07 ОМ	Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них
Книга 7	016/13-08 ОМ	Глава 8. Перспективные топливные балансы
	016/13-09 ОМ	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения
Книга 8	016/13-10 ОМ	Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
	016/13-11 ОМ	Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации
Книга 9	016/13-00 СТ	Схема теплоснабжения в административных границах Великого Новгорода на период до 2030 года

СОСТАВ КНИГИ 9

Раздел	Обозначение	Наименование Раздела
1	016/13-00.01	Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории города
2	016/13-00.02	Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей
3	016/13-00.03	Перспективные балансы теплоносителя
4	016/13-00.04	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии
5	016/13-00.05	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей
6	016/13-00.06	Перспективные топливные балансы Перспективные топливные балансы
7	016/13-00.07	Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение
8	016/13-00.08	Решения об определении единой теплоснабжающей организации
9	016/13-00.09	Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии
10	016/13-00.10	Решения по бесхозяйным тепловым сетям

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1 ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ГОРОДА	7
1.1 Географическое положение и историческая справка.....	7
1.2 Описание функциональной структуры теплоснабжения.....	8
1.3 Основные проблемы организации теплоснабжения.....	28
1.4 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	30
1.5 Площадь строительных фондов и приросты площадей строительных фондов	32
1.6 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и прогноз перспективного спроса на тепловую мощность	42
1.7 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	63
1.8 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии..	68
РАЗДЕЛ 2 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	71
2.1 Определение радиуса эффективного теплоснабжения.....	71
2.2 Существующие и перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	74
2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии.....	78
РАЗДЕЛ 3 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	92
РАЗДЕЛ 4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	100
4.1 Анализ технического состояния источников тепловой энергии	100
4.2 Предложения по строительству источников тепловой энергии для обеспечения перспективной тепловой нагрузки.....	110
4.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии в существующих и расширяемых зонах действия	113
4.4 оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии	140
РАЗДЕЛ 5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	142
5.1 предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	142
5.2 предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для	

повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения.....	145
РАЗДЕЛ 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	189
6.1 существующее потребление топлива источниками тепловой энергии....	189
6.2 перспективные топливные балансы.....	192
РАЗДЕЛ 7 ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ	206
7.1 предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей	207
7.2 результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения.....	217
7.3 строительство нескольких котельных со средней тепловой мощностью для покрытия перспективной нагрузки.....	217
РАЗДЕЛ 8 РЕШЕНИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ	219
РАЗДЕЛ 9 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	228
РАЗДЕЛ 10 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	229
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	238

Раздел 1 Показатели перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории города

1.1 Географическое положение и историческая справка

Городской округ Великий Новгород – административный центр субъекта Российской Федерации – Новгородской области, образованной в 1944 году.

Великий Новгород находится в 552 км к северо-западу от Москвы, 180 км от Санкт-Петербурга, в 6 км от озера Ильмень, на обоих берегах реки Волхов.

Территория – 90 кв.км. Численность населения Великого Новгорода на 1 января 2011 года составляла 218 681 человек.

Великий Новгород – один из древнейших городов России. Впервые упоминается в Софийской Первой летописи под 859 годом. 862 год – рождение российского государства на Новгородской земле.

Протяженность городской застройки с севера на юг более 8 км, с запада на восток около 7 км. Река Волхов, протекающая с юго-запада на северо-восток, делит город на две части: левобережную и правобережную.

Рельеф города спокойный, слабоволнистый, с колебанием отметок от 18 до 35,5 м. Основу рельефа составляет сравнительно ровное плато, разделенное рекой Волхов. Пойменная часть (около 500 гектаров) ежегодно затапливается паводковыми водами.

Климат Великого Новгорода умеренно-континентальный, с холодной снежной зимой и умеренно тёплым летом. Зима длится с середины ноября по начало апреля, её средняя температура составляет $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура довольно часто опускается ниже $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$, обычно в конце января – начале февраля. Весна наступает примерно в первой неделе апреля, когда снежный покров тает и устанавливается устойчивая положительная температура, средняя температура апреля около $+3,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Лето умеренно тёплое, хотя июнь и август довольно прохладные месяцы, средняя температура июля $+17,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Осень относительно мягкая и продолжительная, зима наступает только в середине ноября. Число дней со снежным покровом в среднем равно 140 при средней дате появления снежного покрова 30 октября, а схода 15 апреля. Среднее значение из наибольших декадных высот снегового покрова возрастает постепенно с ноября, достигая наибольшей высоты в среднем в конце февраля. Наблюдаемый максимум суточных осадков 74 миллиметра. Нормативная снеговая нагрузка 126 кг на один квадратный метр. Среднегодовая скорость ветра 3,4 метра в секунду. Нормативная глубина промерзания суглинистых и глинистых грунтов 1,3 метра, супесей и мелкозернистых пылеватых песков 1,5 метра.

Для оценки внешних климатических условий, при которых осуществлялось функционирование и эксплуатация систем теплоснабжения г. Великого Новгорода, использовались параметры, рекомендуемые СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.

Климатические условия Новгорода характеризуются следующими температурами воздуха:

- абсолютная минимальная – минус $45\text{ }^{\circ}\text{C}$
- абсолютная максимальная – плюс $34\text{ }^{\circ}\text{C}$
- средняя наиболее холодной пятидневки – минус $27\text{ }^{\circ}\text{C}$
- средняя наиболее холодного периода – минус $12\text{ }^{\circ}\text{C}$

- средняя наиболее холодного месяца – минус 8,6 °С
- средняя за отопительный период – минус 2,3 °С
- Продолжительность отопительного периода составляет 221 сутки.

1.2 Описание функциональной структуры теплоснабжения

Теплоснабжение города Великий Новгород обеспечивается несколькими теплоснабжающими организациями. Основной организацией, обеспечивающей почти 95% потребности жилого фонда в тепловой энергии, является муниципальное унитарное предприятие МУП «Теплоэнерго».

Основными теплоисточниками МУП «Теплоэнерго» являются 3 крупные котельные, единичной тепловой мощностью свыше 50 Гкал/час, 25 котельных мощностью от 10 до 50 Гкал/час, остальные котельные имеют мощность менее 10 Гкал/час. Основной вид топлива – газ, резервное – мазут (присутствует только на крупных котельных).

В 2013 году на баланс МУП «Теплоэнерго» переданы 9 автономных котельных, ранее принадлежащих ООО "Теплоэнергосервис", суммарной установленной мощностью 16 Гкал/час. Размещение котельных – крышные, встроенные или пристроенные. Все присоединенные котельные автоматизированные, работают без обслуживающего персонала. Номера котельных 32М, 55М, 67М, 72М, 73К, 74К, 75К, 76К и 77К.

Промышленные предприятия в основном обеспечиваются тепловой энергией от собственных котельных, а также от теплоэлектроцентрали ОАО ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ).

ОАО ТГК-2 Новгородская ТЭЦ работает для теплоснабжения химического комплекса «Акрон» и ряда других предприятий, расположенных в промышленной зоне. Более 80% подключенной нагрузки на ТЭЦ - в паре.

Новгородская ТЭЦ – единственная тепловая станция на территории Новгородской области. ТЭЦ размещена на промышленной площадке завода по производству минеральных удобрений ОАО «Акрон» в 10 километрах от города Новгорода.

ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области осуществляет теплоснабжение только промышленных предприятий, расположенных в Северном промышленном районе. Доля ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области в теплоснабжении Северного промышленного района №1 по разным оценкам составляет от 40 до 60%. Остальная часть потребности в тепле восполняется вторичными ресурсами и собственными источниками промышленных предприятий, в частности котельными ОАО «АКРОН».

Всего у ТЭЦ пять потребителей тепловой энергии: ОАО «АКРОН», ЗАО «Новгородский металлургический завод», ООО «Трест-2», ООО «Росконсервпродукт» и ЗАО «Детандер».

В настоящее время единственным крупным потребителем тепловой энергии является ОАО «Акрон», доля отпуска тепла для нужд которого от общего отпуска составляет 99,5%.

ООО «Теплоэнерготранс» (котельная завода «Стекловолокно») обеспечивает нагрузки микрорайона №4 Деревяницкого жилого комплекса. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 3,6 Гкал/час.

ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительных котельных по ул. Шелонская, по ул. Космонавтов

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее транспорт до потребителя.

Зоны действия отопительных котельных МУП «Теплоэнерго»

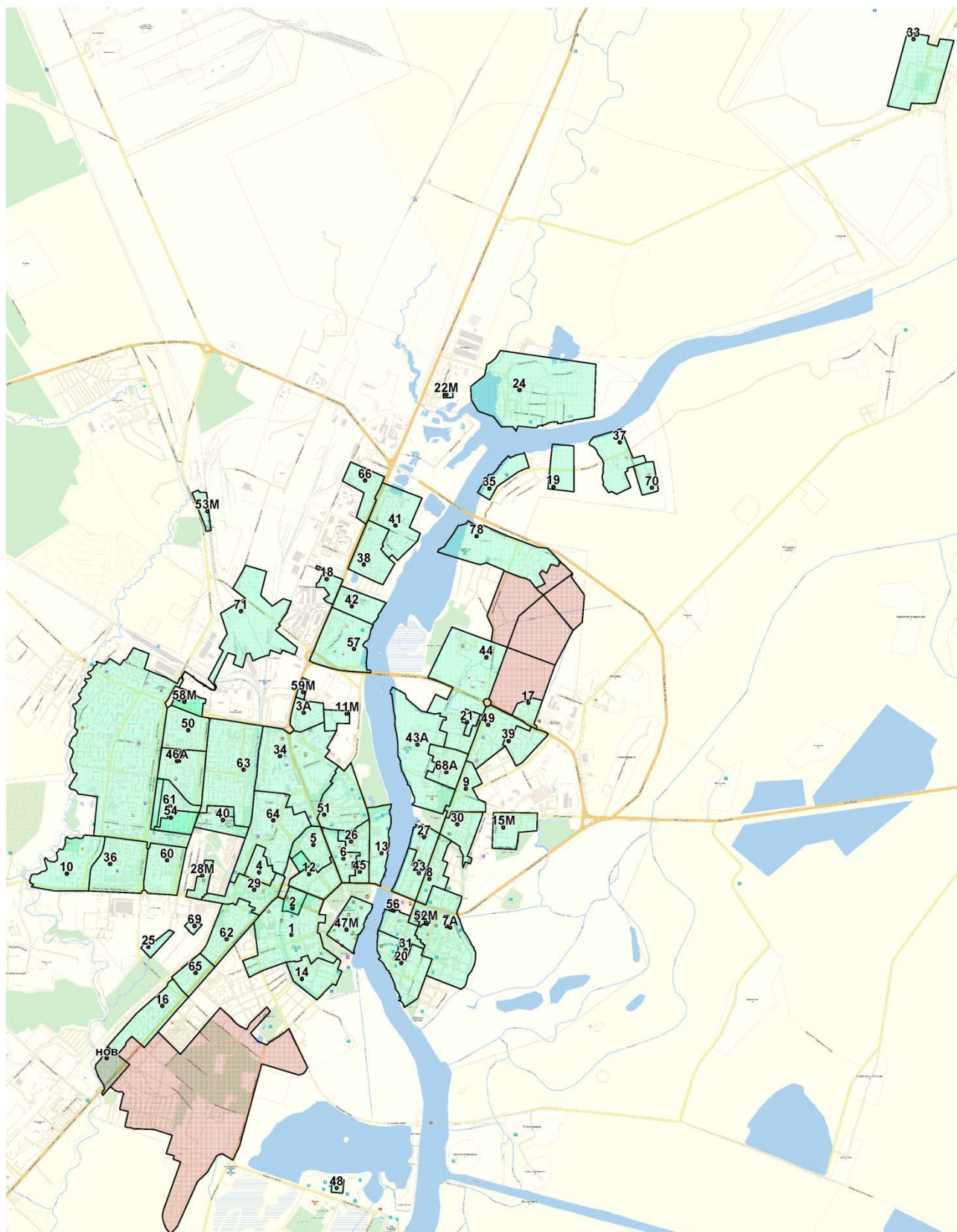


Рисунок 1.2.1 Размещение источников теплоснабжения МУП «Теплоэнерго» на карте города

Таблица 1.2.1 Существующие источники теплоснабжения МУП «Теплоэнерго»

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
1	Котельная № 1	пер. Цветочный, 9	122	121,122,12 3127,128,1 42145
2	Котельная № 2	Чудинцева ул., 9 к.1	122	111,122
3	Котельная № 3а	Б.С-Петербургская, 62	236	236
4	Котельная № 4	пр. К.Маркса, 10 к.2	115	115
5	Котельная № 5	Б.Конюшенная ул., 4	108	104,108
6	Котельная № 6	Козьмодемьянская ул., 12 к.1	94	94,87
7	Котельная № 7	ул. Панкратова, 30 к.1	30	30,38,25
8	Котельная № 7а	ул. Панкратова, 30 к.1	30	30,41
9	Котельная № 8	ул. Герасименко-Маницына, 9а	6	6,12,25
10	Котельная № 9	Хутынская ул., 1	28	23,28
11	Котельная № 10	Нехинская ул.,34 к.3	14 мкр	14 мкр
12	Котельная № 11	ул. Черепичная, 4	236	236
13	Котельная № 12	Стратилатовская ул., 17а	109	8 104,109,10
14	Котельная № 13	Яковлева ул., 1а	80	80
15	Котельная № 14	ул.Каберова-Власьевская, 21а к.1	140	7 140,135,12
16	Котельная № 15М	ул.Связи, 5 к.1	1	1
17	Котельная № 16	Псковская ул., 42а	152	152
18	Котельная № 17	ул. Державина, 11к.4	1 мкр	1 мкр
19	Котельная № 18	ул. Сенная, 7 к.1	118	119
20	Котельная № 19	Береговая ул., 44 стр.1	16мкр	16мкр
21	Котельная № 20	Никольская ул., 14а	60	60,38,41,69
22	Котельная № 21	Б.Московская ул., 67, стр.2	15	15
23	Котельная № 22М	д. Трубичино, ул. Наволоцкая, д.2	д. Трубичино,	д. Трубичино,
24	Котельная № 23	Б.Московская ул., 25а	20	20
25	Котельная № 24	пос. Волховский, Керамическая ул., 4/1	241	241
26	Котельная № 25М	ул. Нехинская, 55В	143	143
27	Котельная № 26	Тихвинская ул., 13, к.1	94	94,87
28	Котельная № 27	ул.Т.Фрунзе-Оловянка, 21а	20	20
29	Котельная № 28М	ул.Завокзальная, д.5корп.2	7 мкр	7мкр
30	Котельная № 29	пр. К.Маркса, 11а	114	114,7 мкр
31	Котельная № 30	ул. Заставная, 2, к.7	10	10
32	Котельная № 31	Михайлова ул., 11а	38	38,41,27
33	Котельная № 33	пос. Кречевицы	200	200
34	Котельная № 34	Б.С.-Петербургская ул.,39 стр.4	116	0 106,116,24
35	Котельная № 35М	Береговая ул., 7	16мкр	16мкр
36	Котельная № 36	ул. Кочетова, 35 к.5	8 мкр	8 мкр
37	Котельная № 37	Береговая ул., 51 к.1	17 мкр	17 мкр
38	Котельная № 38	Б.С.-Петербургская ул., 112	238	238
39	Котельная № 39	ул. Рахманинова, 11, к.2	29	29
40	Котельная № 40	ул.Ломоносова, 27 к.3	7 мкр	7 мкр

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
41	Котельная № 41	ул. Щусева, 9	239	238,239
42	Котельная № 42	ул. П.Левитта, 22 к.1	238	238
43	Котельная № 43а	Парковая ул., 5 к.1	4	4,15
44	Котельная № 44	ул.Державина, 1 к.2	6мкр	6 мкр.15кв
45	Котельная № 45	Козьмодемьянская ул., 3а	87	87,94
46	Котельная № 46	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
47	Котельная № 46а	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
48	Котельная № 47М	Кремль	112	112
49	Котельная № 48	Витославлицы, стр.2	150	150
50	Котельная № 49	Б.Московская ул., 114	29	28,29
51	Котельная № 50а	Григоровское ш., 29, к.4	3 мкр	3 мкр
52	Котельная № 51М	ул.М.Джалиля-Духовская, 24, к.1	237	237
53	Котельная № 52М	ул. Михайлова, 42	30	30
54	Котельная № 53М	Сырковское ш. 36	234	234
55	Котельная № 54	ул. Попова, 6 к.4	5 мкр	5 мкр
56	Котельная № 56М	наб. Невского, 1а	27	27
57	Котельная № 57	ул.П.Левитта, 10, к.3	238	238
58	Котельная № 58М	пр. Корсунова, 30	232	232
59	Котельная № 59М	ул. Б.С-Петербургская, 76 к.1	236	236
60	Котельная № 60	ул.Ломоносова, 28, к.1	6 мкр	6 мкр
61	Котельная № 61	пр.Мира, 19, к.3	5 мкр	5 мкр
62	Котельная № 62	Псковская ул., 24, к.1	130	130
63	Котельная № 63	ул. Менделеева, 5	2 мкр	2 мкр
64	Котельная № 64	ул. Германа, 23а	116	116,107,106, 115
65	Котельная № 65	Октябрьская ул., 4, к.3	146	146
66	Котельная № 66	Б.С.-Петербургская ул., 161а	120	120
67	Котельная № 68М	Б.Московская ул., 49, к.4	14	14
68	Котельная № 69	ул. Нехинская, 1а	143	143
69	Котельная № 70	Береговая ул.,56, стр.1	17 мкр	17 мкр
70	Котельная № 71 (ЛБК)	Сырковское ш.,23	233	233,234,117,232 .8 мкр,9 мкр,10 мкр,11 мкр, 12 мкр,13 мкр

1.2.1 Характеристика котельных МУП «Теплоэнерго»

По данным МУП «Теплоэнерго» на 01.01.2014 года на балансе предприятия числится 81 котельная суммарной установленной мощностью 1002,424 Гкал/час. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 802,295 Гкал/ч (таблица 1.2.1).

Таблица 1.2.2 Характеристика источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго»

№ Котельной		№ и марка котла	Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
1	1	ДКВР-6,5/13	1973	24	41			
	2	ДКВР-6,5/13	1999	24	15			
	3	ДКВР-4/13	2002	24	12			
	4	ДКВР-10/13	1998	24	16	22,765	23,797	104,5
2	1	Минск-1	1978	16	36			
	2	Минск-1	2002	16	12			
	3	Минск-1	1989	16	25			
	4	Минск-1	1981	16	33			
	5	Минск-1	2006	16	8			
	6	Минск-1	2004	16	10			
	8	Минск-1	2008	16	6	4,63	4,132	89,2
	3а	1	Минск-1	1983	16	31		
2		Минск-1	1981	16	33			
3		Минск-1	1981	16	33			
4		Минск-1	1981	16	33	2,6	3,048	117,2
4	1	Минск-1	1985	16	29			
	2	КВ-ГМ-2.32-95Н	2008	16	6			
	3	Минск-1	2004	16	10			
	4	Минск-1	2007	16	7			
	5	Минск-1	1985	16	29			
	6	ТВГ-1,5	2001	16	13	6,35	5,394	84,9
5	1	Минск-1	2006	16	8			
	2	КСВ-1,86	1995	16	19			
	3	КСВ-1,86	1995	16	19			
	4	КСВ-1,86	1994	16	20			
	5	КСВ-1,86	1996	16	18			
	6	КСВ-1,86	1996	16	18			
	7	ТВГ-1,5	1993	16	21	10,25	7,457	72,8
6	1	Минск-1	2007	16	7			
	3	КСВ-1,86	1997	16	17			
	4	КСВ-1,86	1997	16	17			
	5	КСВ-1,86	1998	16	16			
	6	КСВ-1,86	1981	16	33			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	7	Минск-1						
	7	Минск-1	1978	16	36			
	8	Минск-1	1994	16	20	8,551	7,668	89,7
7	1	ТВГ-1,5	1993	16	21			
	2	КСВ-1.86Р	1999	16	15			
	3	КСВ-2,9	1997	16	17			
	4	КСВ-1,86	1996	16	18			
	5	ТВГ-1,5	1993	16	21			
	6	КСВ-1.86	1988	16	26	10,5	7,33	69,8
7а	1	КСВ-1,86Р	2011	16	3			
	2	КСВ 2 -115	2002	16	12			
	3	Минск-1	1984	16	30			
	4	Минск-1	1984	16	30			
	6	КСВ-1,86	1996	16	18			
	7	КСВ-1,86	1996	16	18	8,4	6,795	80,9
8	1	Минск-1	1984	16	30			
	2	Минск-1	2007	16	7			
	3	Минск-1	1988	16	26			
	5	Минск-1	1983	16	31			
	6	Минск-1	1975	16	39			
	7	Минск-1	2007	16	7			
	8	Минск-1	2005	16	9			
	9	Минск-1	1981	16	33	5,2	5,024	96,6
9	1	КСВ-2,9	2002	16	12			
	2	КСВ-2,9	2003	16	11			
	4	КСВ 1,86	2002	16	12			
	5	Минск-1	2006	16	8			
	6	Минск-1	2004	16	10			
	7	ТВГ-1,5	1994	16	20	9,5	7,58	79,8
10	1	КВГ-6,5-150	1989	16	25			
	2	КВГ-6,5-150	1989	16	25	13	11,785	90,7
11М	1	Logano SK 725	2004	16	10			
	2	Logano SK 725	2004	16	10			
	3	Logano SK 725	2004	16	10	3,405	1,543	45,3
12	1	ТВГ-1,5	1983	16	31			
	2	КСВ-2,9	1994	16	20			
	3	ТВГ-1,5	1994	16	20			
	4	ТВГ-1,5	1994	16	20			
	5	КСВ-1,86	1994	16	20			
	7	КСВ-1,86	2006	16	8	10,5	9,745	92,8
13	1	ТТ-100	2012	16	2			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	2	ТТ-100	2012	16	2			
	3	ТТ-100	2012	16	2	7,72	4,631	60,0
14	1	Минск-1	2001	16	13			
	2	Минск-1	1981	16	33			
	3	КСВ-1,86	1994	16	20			
	4	КСВ-1,86	1994	16	20			
	5	Минск-1	2004	16	10			
	6	Минск-1	1995	16	19			
	7	Минск-1	1976	16	38			
	8	Минск-1	2003	16	11			
	9	Минск-1	1985	16	29			
	10	Минск-1	2005	10	9	8,4	6,235	74,2
15	1	Logano S 825L	2007	16	7			
	2	Logano S 825L	2007	16	7	11,18	11,834	105,8
16	1	ТВГ-8	1986	16	28			
	2	ТВГ-8	1986	16	28			
	3	ТВГ-8	1992	16	22	21,28	23,39	109,9
17	1	КСВ-1,86	1998	16	16			
	2	КВ-ГМ-2.32-95Н	2008	16	6			
	3	КВа-2,5	2005	18	9	5,75	5,648	98,2
18	1	Logano SK 625	2005	16	9			
	2	Logano SK 625	2005	16	9	0,62	0,711	114,7
19	1	ТТ-100	2011	16	3			
	2	ТТ-100	2011	16	3	2,15	2,238	104,1
20	1	Минск-1	2002	16	12			
	2	Минск-1	2004	16	10			
	3	КСВ-1,86	1998	16	16			
	4	КСВ-1,86	1995	16	19			
	5	КСВ-1,86	1998	16	16			
	6	КСВ-1,86	1998	16	16			
	7	КСВ-1,86	1998	16	16	9,155	5,625	61,4
21	1	КСВ-1,86	1998	16	16			
	2	КСВ-1,86	1999	16	15			
	3	Универсал-6	1997	24	17			
	4	Универсал-6	1997	24	17			
	5	Е-1/9Г	1997	24	17	4,468	1,747	39,1
22М	1	Vitoplex-100	2005	16	9			
	2	Vitoplex-100	2005	16	9	1	1,354	135,4
23	1	ТВГ-1,5	1976	16	38			
	2	Минск-1	1985	16	29			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	4	Минск-1	1994	16	20			
	5	КСВ-1,86	2000	16	14			
	6	ТВГ-1,5	1993	16	21			
	7	КСВ-1,86	1993	16	21	7,75	5,5	71,0
24	1	ДКВР-6,5/13	2000	24	14			
	2	ДКВР-6,5/13	1969	24	45			
	3	ДКВР-6,5/13	1969	24	45	16,44	10,912	66,4
25М	1	Logano SK 625	2006	16	8			
	2	Logano SK 625	2006	16	8	0,912	0,188	20,6
26	1	Минск-1	1996	16	18			
	2	Минск-1	1992	16	22			
	3	Минск-1	2006	16	8			
	4	Минск-1	2005	16	9			
	5	Минск-1	1992	16	22			
	6	Минск-1	1977	16	37			
	7	Минск-1	1981	16	33			
	8	Минск-1	1981	16	33	5,324	3,651	68,6
27	1	Универсал-5	1992	24	22			
	2	КСВ-1,86	1997	16	17			
	3	Минск-1	1984	24	30			
	4	Минск-1	1984	16	30			
	5	КСВ-1.86	2004	16	10			
	6	Минск-1	1984	16	30	5,687	4,607	81,0
28М	1	ТТ-100	2011	16	3			
	2	ТТ-100	2012	16	2			
	3	Ygnis FBG 1080	2005	16	9	5,65	4,794	84,8
29	1	Минск-1	2000	16	14			
	2	Минск-1	2007	16	7			
	3	КСВ-1,86	2004	16	10			
	4	КСВ-1,86	2005	16	9			
	5	КСВ-1,86	2001	16	13			
	6	ТВГ-2,5	1993	16	21			
	7	КСВ-1,86	1990	16	24			
	8	КСВ-1,86	1997	16	17	11,8	7,883	66,8
30	1	Минск-1	1985	16	29			
	2	ТВГ-1,5Р	1983	16	31			
	3	КСВ-1,86	2002	16	12			
	4	КСВ-1,86	1998	16	16			
	5	Минск-1	1985	16	29			
	6	КСВ-1,86	2005	16	9	7,85	6,76	86,1

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной		№ и марка котла	Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
31	1	КСВ-2.9	1994	16	20			
	2	ТВГ1.5	1993	16	21			
	3	КСВ-1,86	1995	16	19			
	4	КСВ-1,86	2000	16	14	7,3	5,539	75,9
32М	1	Logano SK 725	2009	16	5			
	2	Logano SK 725	2009	16	5	2,752	2,317	84,2
33	1	ДКВР-4/13	1993	24	21			
	2	КВГМ-10-150	1993	16	21			
	3	КВГМ-10-150	1993	16	21			
	5	Е1/9Г	1998	24	16			
	6	Е1/9Г	1998	24	16	24,505	8,951	36,5
34	1	ДКВР 10/13	1980	24	34			
	3	ДКВР 4/13	2005	20	9			
	4	КВГМ-20	1987	16	27			
	5	КВГМ-20	1987	16	27	51,848	26,1	50,3
35	1	Logano SK 625	2008	16	6			
	2	Logano SK 625	2008	16	6	1,186	1,049	88,4
36	1	ТВГ-8	1994	16	20			
	2	ТВГ-8	2001	16	13			
	3	ТВГ-8	2007	16	7	24,9	25,824	103,7
37	2	Минск-1	2002	24	12			
	5	Минск-1	1975	24	39			
	6	КСВ-1,86	1998	16	16			
	7	ТВГ-1,5	1988	16	26			
	8	ТВГ-1,5	1988	16	26	5,986	5,715	95,5
38	1	КВГ-7,56	1992	16	22			
	2	КВГ-7,56	1992	16	22			
	3	КВГ-7,56	1992	16	22	19,5	17,689	90,7
39	1	Минск-1	1979	16	35			
	2	Минск-1	1979	16	35			
	3	Минск-1	1979	16	35			
	4	Минск-1	1979	16	35			
	5	КВ-ГМ-2.32-95Н	2008	16	6			
	6	КСВ-1,86	1995	16	19			
	7	ТВГ-1,5	1990	16	24			
	8	КСВ-1,86	2001	16	13	10	7,702	77,0
40	3	КСВ-1,86	1997	16	17			
	4	КСВ-1,86	1996	16	18			
	5	Минск-1	1980	16	34			
	6	КСВ-1,86	2001	16	13			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	7	КСВ-1,86	1992	16	22			
	8	КСВ-1,86	1994	16	20	7,45	4,482	60,2
41	1	ТВГ-8	2011	16	3			
	2	ТВГ-8	1981	16	33			
	3	ТВГ-8	1981	16	33	24,9	21,698	87,1
42	1	Универсал-5	1974	16	40			
	2	Универсал-5	1974	16	40			
	3	Универсал-5	1974	16	40			
	4	КВ-Г-1,1-95П	2005	16	9			
	6	Минск-1	1982	16	32			
	7	Минск-1	1982	16	32			
	8	Минск-1	1982	16	32	4,577	3,431	75,0
43а	1	ДКВР-4/13	1984	24	30			
	2	ДКВР-4/13	1984	24	30			
	3	КВГ-7,56	1999	16	15			
	4	КВГ-7,56	1999	16	15	19,77	13,161	66,6
44	1	КВГ-7,56	1993	16	21			
	2	КВГ-7,56	1993	16	21			
	3	КВГ-7,56	2004	16	10	19,5	21,655	111,1
45	1	ТТ-100	2013	16	1			
	2	ТТ-100	2013	16	1	2,58	2,499	96,9
46	2	Минск-1	1978	16	36			
	3	Минск-1	1986	16	28			
	4	Минск-1	1984	16	30			
	5	Минск-1	1979	16	35			
	6	Минск-1	1982	16	32			
	7	КСВ-1,86	1993	16	21			
	8	Минск-1	1979	16	35			
	9	Минск-1	1983	16	31			
	10	КСВ-1,86	1997	16	17	7,75	5,729	73,9
46а	1	КСВ-1,86	1999	16	15			
	2	КСВ-1,86	1999	16	15			
	3	КСВ-1,86	1999	16	15			
	4	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	5	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	6	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	7	КСВ-1,86	2003	16	11			
	8	КСВ-1,86	2000	16	14	12,8	9,495	74,2
47М	1	Logano S815	2005	16	9			
	2	Logano S815	2005	16	9	3,27	2,999	91,7

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной		№ и марка котла	Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
48	1	Logano G 334	2005	16	9	0,077	0,09	116,9
49	1	КСВ-1,86	2003	16	11			
	2	КСВ-1,86	2003	16	11			
	3	ТВГ-1,5Р	1981	16	33			
	4	КСВ-1,86	2001	16	13			
	5	КСВ-1,86	2002	16	12			
	6	КСВ-1,86	2001	16	13			
	7	ТВГ-1,5Р	1993	16	21			
	8	ТВГ-1,5Р	1996	16	18			
	9	КСВ-1,86	1998	16	16			
	10	Луга-Лотос	1996	16	18			
	11	КСВ-1,86	1999	16	15	17,5	18,269	104,4
50а	1	КСВ-1,86	1998	16	16			
	2	КСВ-1,86	1999	16	15			
	3	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	4	КСВ-1,86М	2000	16	14			
	5	КСВ-1,86	1998	16	16			
	6	КСВ-1,86	1999	16	15			
	7	КСВ-1,86	2011	16	3			
	8	КСВ-1,86	2012	16	2			
	9	КВа-1,6	2005	18	9			
	10	ТВГ-1,5	1993	16	21	15,78	12,872	81,6
51	1	ТТ-100	2008	16	6			
	2	ТТ-100	2008	16	6	4,3	3,457	80,4
52М	1	Logano SK 625	2006	16	8			
	2	Logano SK 625	2006	16	8	0,62	0,524	84,5
53М	1	Logano SK 625	2008	10	6			
	2	Logano SK 625	2008	10	6	0,912	0,653	71,6
54	1	КСВ-1,86	1985	16	29			
	2	КСВ-1,86Г	1985	16	29			
	3	КСВ-2,9	1986	16	28			
	4	ТВГ-1,5	1995	16	19			
	5	ТВГ-1,5	1994	16	20	8,9	6,654	74,8
55М	1	Vitoplex 100	2006	16	8			
	2	Vitoplex 100	2006	16	8	1,238	1,129	91,2
56М	1	Logano SK 625	2007	16	7			
	2	Logano SK 625	2007	16	7	0,912	0	0,0
57	1	ДКВР-6,5/13	1986	24	28			
	2	ДКВР-6,5/13	1986	24	28			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и марка котла	Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.	
	3	ДКВР-6,5/13	2002	24	12	16,44	13,918	84,7
58М	1	Logano SHD 615	2007	15	7	0,715	0,66	92,3
59М	1	Logano SK 625	2005	16	9			
	2	Logano SK 625	2005	16	9	0,809	0,900	111,2
60	1	Минск-1	2000	16	14			
	2	Минск-1	2000	16	14			
	3	КВ-Г-1,1-95П	2007	16	7			
	4	КСВ-1,86	1993	16	21			
	5	КСВ-1,86	1997	16	17			
	6	КСВ-1,86	1997	16	17			
	7	КСВ-1,86	1999	16	15			
	8	КСВ-1,86	1995	16	19			
	9	КСВ-2,9	1995	16	19	12,75	12,092	94,8
61	1	Минск-1	1981	16	33			
	2	Минск-1	1981	16	33			
	3	КСВ-1,86	1995	16	19			
	4	КСВ-1,86	1995	16	19			
	5	Ygnis FBG 1080	2005	16	9			
	6	КСВ-1,86	1994	16	20			
	7	ТВГ-1,5	1990	16	24			
	8	ТВГ-1,5	1989	16	25			
	9	ТВГ-2,5	1990	16	24	13,02	10,944	84,1
62	2	КВаГ-2,9Г-95Н	2000	16	14			
	4	КВ-ГМ-3.48-95Н	2008	16	6			
	5	КВС-4,0	2006	18	8			
	6	КВС-4,0	2006	18	8			
	7	КВС-4,0	2005	18	9	15,65	14,56	93,0
63	1	ДКВР-10/13	1994	24	20			
	2	ДКВР-10/13	1996	24	18			
	3	ДКВР-10/13	2007	24	7			
	4	ДКВР-10/13	2000	24	14			
	5	ДКВР-10/13	2002	24	12			
	6	ДЕ-25/14	1993	24	21	56,265	38,64	68,7
64	1	ДЕ-10/14	2008	24	6			
	2	ДКВР-6,5/13	2010	24	4			
	3	ДЕ-10/14	2012	24	2			
	4	ДКВР-10/13	2009	24	5	25,227	25,091	99,5
65	1	ТВГ-1,5	1986	16	28			
	2	КСВ-1,86	2000	16	14			
	3	КСВ-1,86	1986	16	28			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

№ Котельной	№ и марка котла	Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
	4 КСВ-1,86	2002	16	12			
	5 КСВ-1,86	2000	16	14			
	6 КВа-1,6	2006	18	8			
	7 Минск-1	2004	16	10			
	8 Минск-1	2004	16	10	10,68	8,501	79,6
66	1 Минск-1	1994	16	20			
	2 Минск-1	2000	16	14			
	3 Луга-Басалаев	1995	16	19			
	4 Минск-1	1973	16	41			
	5 ТВГ-1,5	1990	16	24			
	6 ТВГ-1,5	1990	16	24			
	7 КСВ-1,86	1995	16	19			
	8 КСВ-1,86	2007	16	7	9,15	8,089	88,4
67М	1 Vitoplex 200	2010	16	4			
	2 Vitoplex 200	2010	16	4	2,494	2,232	89,5
68	1 ТТ-100	2008	16	6			
	2 ТТ-100	2008	16	6			
	3 ТТ-100	2008	16	6	10,83	9,279	85,7
69	1 Универсал-5	1985	16	36			
	2 КСВ-1,86	1995	16	19	2,08	0,881	42,4
70	1 Е-1,0-0,9Г-3	2008	24	6			
	2 Универсал-6	1980	24	34			
	3 Универсал-6	1980	24	34			
	4 Универсал-5	1980	16	34			
	5 Универсал-6	1980	16	34			
	6 Универсал-6	1980	16	34			
	7 Универсал-6	1980	16	34	3,718	1,771	47,6
71 ЛБК	1 ПТВМ-30М	1981	16	33			
	2 КВ-ГМ-35-150	2003	20	11			
	3 ПТВМ-30М	2006	16	8			
	4 ПТВМ-30М	1981	16	33			
	5 КВ-ГМ-58,2-150	2008	16	6			
	1 ДКВР-10/13	2008	24	6			
	2 ДКВР-20/13	1980	24	34			
	3 ДЕ-25/14	1981	24	33			
	4 ДЕ-25/14	1981	24	33	238,596	196,404	82,3
72М	1 Vitoplex 200	2011	16	3			
	2 Vitoplex 200	2011	16	3	2,236	1,87	83,6
73К	1 Vitoplex 100	2005	16	9			
	2 Vitoplex 100	2005	16	9	0,988	0,993	100,5

№ Котельной	№ и марка котла		Год Уста-новки	Норм. срок службы, лет	Факт. срок, лет	Уст.мощн. Всего Гкал/ч	Подк. Мощн. Всего Гкал/ч	Процент загр. котельн.
74К	1	Vitoplex 100	2005	16	9	0,988	0,728	73,7
	2	Vitoplex 100						
75К	1	Vitoplex 200	2006	16	8	0,756	0,716	94,7
	2	Vitoplex 200						
76К	1	Rendamax R2705	2007	16	7	0,578	0,298	51,6
	2	Rendamax R2706						
77К	1	Vitoplex 100	2007	16	7	1,926	2,071	107,5
	2	Vitoplex 100						
78	2	ДКВР-10/13	1979	24	35	25,38	12,216	48,1
	3	ДКВР-10/13	2009	24	5			
	4	ДКВР-10/13	1979	24	35			
	4	ДКВР-10/13	1979	24	35			
79М(А)	1	Vitoplex-200	2013	16	1	1,548	0,752	48,6
	2	Vitoplex-200	2013	16	1			
Всего:	Всего котлов:							
81	365					1002,424	802,295	80,0

Наиболее крупным источником является Левобережная котельная №71(ЛБК), в составе которой числятся 4 паровых котла марок ДКВР и ДЕ и 5 водогрейных котлов марок ПТВМ и КВ-КМ. Тепловая мощность паровой части котельной составляет 53,596 Гкал/ч, водогрейной – 185 Гкал/ч. Присоединенная договорная нагрузка 196,404 Гкал/ч, процент загрузки котельной составляет 82,3%.

1.2.2 Характеристика ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)

Установленная электрическая мощность Новгородской ТЭЦ – 344 МВт, тепловая – 488 Гкал/час. Ограничения мощности отсутствуют, режим работы паротурбинного оборудования станции характеризуется высокой долей конденсационной выработки при значительном резерве электрической и тепловой мощности.

На ТЭЦ имеются две группы оборудования:

- ТЭЦ-130 в составе: четыре энергетических котла ТП-87 (ст. №1-4), две теплофикационные турбины Т-60-130 (ст.№2) и ПТ-80/100-130/13 (ст.№3).

- блок ПГУ-210 (введен в эксплуатацию в 2012г.) в составе: газотурбинная установка ГТЭ-160 (ст.№4), котел-утилизатор П-137, теплофикационная турбина ПТ-50-9,0/1,28 (ст.№1) – результат реконструкции турбины ПТ-60-130/13.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ в целом составляет 992 Гкал по котлам, 488 Гкал по отпускаемому теплу, в том числе 370 Гкал по отборам турбин турбинам.

Для обеспечения надежности снабжения паром потребителей по категории №1 в схеме имеются РОУ-140/1,2-2,5 ата, производительность 150 т/ч – 1 шт., БРОУ-140/10-16 ата производительность 250 т/ч – 2 шт, подключенные к общестанционному коллектору острого пара.

1.2.3 ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго" Лужская ГТ-ТЭЦ-009 (г. Великий Новгород)

ОАО «ГТ-ТЭЦ Энерго» не осуществляет деятельность, связанную с оказанием услуг по теплоснабжению, в том числе по передаче тепловой энергии.

Структура основного оборудования представлена четырьмя газовыми турбинами ГТЭ-009 мощностью 9 МВт производства ОАО «Энергомашкорпорация», введёнными в эксплуатацию в 2002 году. Каждая турбина оборудована генератором ТФЭ10-2ГУЗ мощностью 10 МВт с напряжением 10 кВ производства ОАО «Энергомашкорпорация».

В хвостовой части турбины установлены водогрейные котлы утилизаторы типа КУВ-23,2(20)-170 с номинальной производительностью 20 Гкал/ч (рисунок 1.2.2). Общая численность котлов-утилизаторов – 4 шт. Каждый котел утилизатор выполнен в обвязке с двумя сетевыми насосами, каждый из которых рассчитан на производительность 180 м³/ч и напором 12,8 кгс/см² (всего сетевых насосов – 8 шт.).



Рисунок 1.2.2 Схема газозвдушного тракта одного из четырех блоков турбин

1.2.4 Прочие источники тепловой энергии

ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительные котельные в В.Новгороде по ул. Шелонская, по ул. Космонавтов и жилой комплекс «Луговой». Также ООО «Новострой» эксплуатирует котельную д. Григорово. Ввиду того что генпланом развития города предусмотрено расширение границ города за д. Григорово, то котельную в данном отчете принимаем к рассмотрению.

Котельная №1 г. Великий Новгород, ул. Шелонская д.1 к.1

Котельная введена в эксплуатацию в 2006 году. Собственник – ЗАО «Проектстрой».

На котельной установлены два котла КСВ-8, один КСВ-5 с газовыми горелками производства ЗАО «Чибитал унигаз». Схема теплоснабжения – независимая, закрытая. Трассы выполнены по четырехтрубной схеме, в лотках с изоляцией матами из стекловолокна. Подключенных социально значимых объектов не имеет. 90% потребителей – население. Температурный график 95-70.

Котельная №2 г. Великий Новгород, ул. Космонавтов д.38 к.2

Котельная введена в эксплуатацию в 2010 году. Собственник – ООО «Новострой».

На котельной установлены два котла Viessmann Vitomax 100-LW, M148, мощностью 3,5 МВт с газовыми горелками Weishaupt. Схема теплоснабжения – независимая, закрытая. Трассы выполнены по четырехтрубной схеме, в лотках с изоляцией матами из стекловолокна. Подключенных социально значимых объектов не имеет. 99% потребителей – население. Температурный график 95-70.

Котельная №3 г. Великий Новгород, ул. Большая Санкт-Петербургская д.106 к.7

Котельная введена в эксплуатацию в 2011 году. Собственник – ЗАО «Проектстрой».

На котельной установлены два котла Buderus Logano S 825 L, мощностью 4,2 МВт и 5,2 МВт с комбинированными горелками производства «Чибитал унигаз». Запас аварийного топлива – 0,8м³. Схема теплоснабжения – независимая, закрытая. Трассы выполнены по двухтрубной схеме, с бесканальной прокладкой из ППУ труб. Подключенных социально значимых объектов не имеет. 97% потребителей – население. Температурный график 95-70, со срезкой на 70°С.

Котельная №4 Новгородский район, д. Григорово, ул. Молодежная д.4а

Котельная введена в эксплуатацию в 2013 году. Собственник – ЗАО «Проектстрой».

На котельной установлены два котла VIESSMAN Vitoplex 200 SX2A, мощностью 1,1 МВт с комбинированными горелками Weishaupt. Запас аварийного топлива – 0,8м³. Схема теплоснабжения – независимая, закрытая. Котельная пристроенная к жилому дому, трассы отсутствуют. Подключенных социально значимых объектов не имеет. 100% потребителей – население. Температурный график 95-70.

ООО «ЦТП» эксплуатирует два ЦТП (тепловая энергия покупается у МУП «Теплоэнерго»). В ЦТП производится подготовка горячей воды для нужд населения.

1.2.5 Сводные данные

Таблица 1.2.3 Установленная тепловая мощность и подключенная тепловая мощность

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/час
МУП «Теплоэнерго»		
Все	1002,42	802,3
ООО "Новострой"		
1	18,060	11,700
2	6,019	4,600
3	8,000	7,050
4	1,900	0,740
Итого по котельным ООО "Новострой"	33,979	24,090
ООО «Теплоэнерготранс»		
1	4,500	3,500

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/час
ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)		
1	488,000	233,000
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)		
1	80,000	0

Загрузка источников осуществлена на 62,5%, в том числе:

- по МУП «Теплоэнерго» – 79,5%;
- по ТЭЦ – 45,5%;
- по прочим котельным – 81,4%.

Наибольший резерв тепловой мощности приходится на две ТЭЦ и составляет порядка 200 Гкал/час (41%), по основной теплоснабжающей организации города МУП «Теплоэнерго» резерв составляет 199,927 Гкал/час (20,5%). Отдельно следует отметить, что газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго») с тепловой мощностью 80 Гкал/ч не имеет присоединенной тепловой нагрузки по жилому сектору города.

1.2.5 Тепловые сети

В настоящее время теплоснабжение промышленных предприятий, общественной застройки и жилищно-коммунального сектора города осуществляется от индивидуальных, промышленно-отопительных и квартальных коммунальных котельных.

Частный сектор отапливается печами и индивидуальными газовыми 2-х контурными котлами.

Большинство сетей МУП «Теплоэнерго» имеют радиальное строение. Источники и тепловые сети от них распределены равномерно по кварталам города. Общее количество тепловых сетей превышает 80 схем.

В городе принята закрытая система горячего водоснабжения.

Магистральные тепловые сети от крупных котельных до ЦТП выполнены двухтрубными, внутриквартальные сети от ЦТП до потребителей - в четырехтрубном исполнении. В ряде случаев распределительные тепловые сети выполнены непосредственно от котельных в четырехтрубном исполнении.

Таблица 1.2.4 Суммарная протяженность тепловых сетей

Диаметр трубопровода	Протяженность трубопроводов на левой стороне реки (Софийская сторона), км	Протяженность трубопроводов на правой стороне реки (Торговая сторона), км
до 100 мм включительно	133,01	54,57
свыше 100 и до 200 мм включительно	57,56	20,27
свыше 200 и до 300 мм включительно	31,6	10,25
свыше 300 мм	12,98	1,6
Итого	236,35	86,78

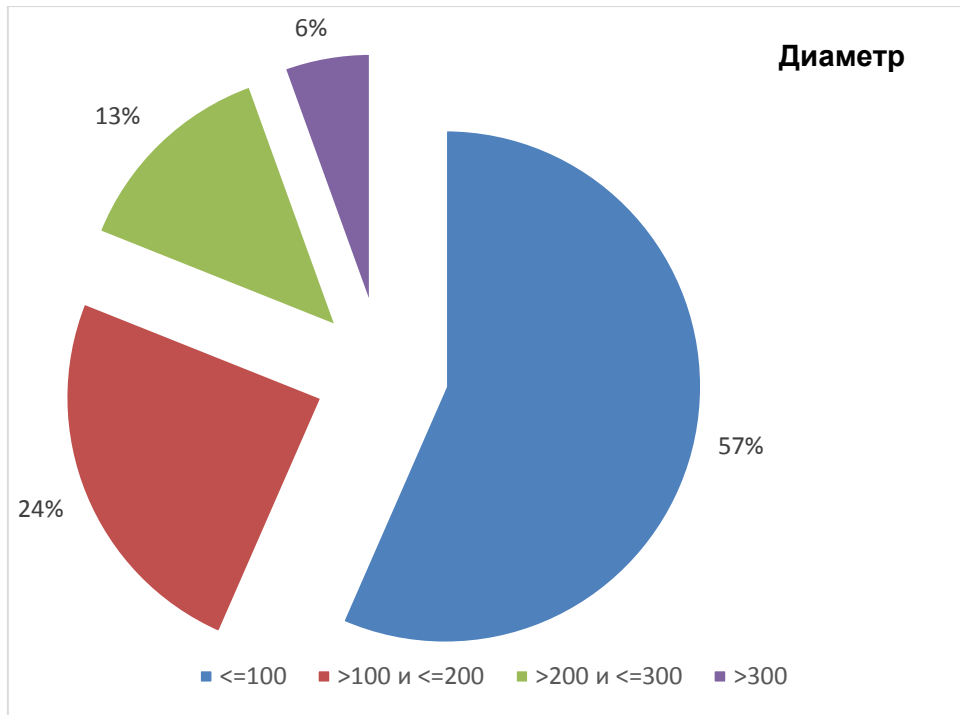


Рисунок 1.2.3 Протяженность трубопроводов левобережного района города

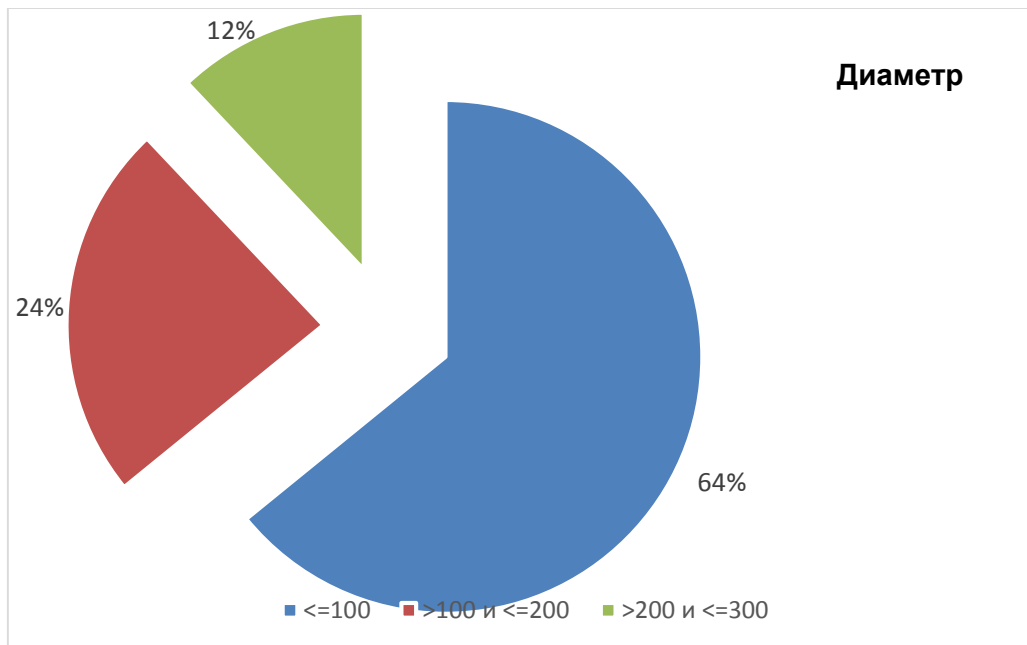


Рисунок 1.2.4 Протяженность трубопроводов правобережного района города

Новгородская ТЭЦ расположена вплотную к своим потребителям. Поэтому на балансе ГУ предприятия нет тепловых сетей, отпуск тепловой энергии с коллекторов осуществляется непосредственно в сети потребителя.

Схемы тепловых сетей представлены заказчиком в ГИС Zulu. Тепловые сети выполнены с максимальной детализацией и указанием основных параметров, участвующих в теплотехнических расчетах. Существует привязка к генплану города (рисунок 1.2.5).

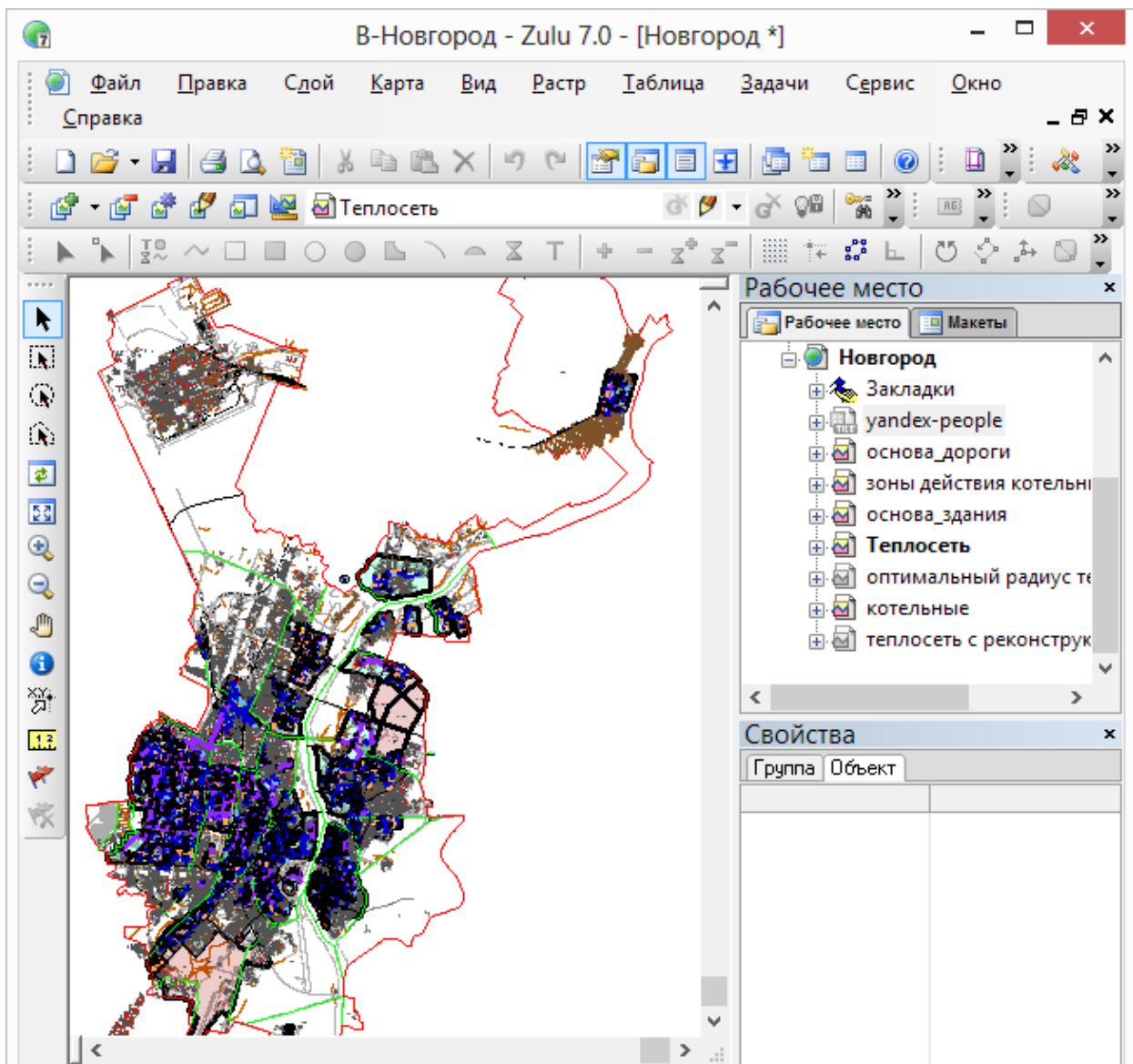


Рисунок 1.2.5 Схема тепловых сетей города в ГИС Zulu

Объем информации, заложенный в ГИС по тепловым сетям, представлен исчерпывающими данными о длине, диаметре, способе и типе прокладки, что позволяет определять не только нормативные параметры сети, но и моделировать реальные ситуации со всеми существующими особенностями (рисунок 1.2.6).

Участки	
Текущая запись Запрос База Ответ	
Номер источника	71
Наименование начала участка	
Наименование конца участка	
Длина участка, м	443.14
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0.804
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0.804
Сумма коэф. местных сопротивлений под. тр-да	7.8
Местные сопротивления под.тр-да	0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;0.1;0.0;0.7;0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;1.0;0.0;0.0
Сумма коэф. местных сопротивлений обр. тр-да	8.1
Местные сопротивления обр.тр-да	0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;0.1;0.0;0.7;0.0;0.0;0.0;0.0;0.0;1.0;0.0;0.0
Шероховатость подающего трубопровода, мм	0.5
Шероховатость обратного трубопровода, мм	0.5
Заращение подающего трубопровода, мм	
Заращение обратного трубопровода, мм	
Коэффициент местного сопротивления под.тр-да	1
Коэффициент местного сопротивления обр.тр-да	1
Сопротивление подающего тр-да, м/(т/ч) ²	
Сопротивление обратного тр-да, м/(т/ч) ²	
Разделитель зон статического напора	
Вид прокладки тепловой сети	Надземная
Инвентарный номер	30793
Материал трубопровода подача	сталь
Материал трубопровода обратка	сталь
Период работы сети	всегда
Год прокладка трубопровода	1994
Дата ремонта подающего тр-да	
Дата ремонта обратного тр-да	
Назначение участка	Теплоноситель
Баланс	1
Нормативные потери в тепловой сети (1-4)	1988 год
Поправочный коэф. на нормы тепловых потерь для подающего ...	1
Поправочный коэф. на нормы тепловых потерь для обратного т...	1
Вид грунта	
Глубина заложения трубопровода, м	
Теплоизоляционный материал под.тр-да (1-39)	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75
Теплоизоляционный материал обр.тр-да (1-39)	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75
Толщина изоляции подающего тр-да, м	
Толщина изоляции обратного тр-да, м	
Техническое состояние изоляции под.тр-да (1-8)	
Техническое состояние изоляции обр.тр-да (1-8)	
Расстояние между осями трубопроводов, м	
Высота канала, м	

Рисунок 1.2.6 Параметры тепловой сети. Представленные в ГИС Zulu

ГИС Zulu позволяет вести теплотехнические, экономические расчеты параметров тепловых сетей, рассчитывать надежность теплоснабжения потребителей, позволяет моделировать различные варианты развития тепловых сетей.

Электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников теплоснабжения города представлены в Приложении.

1.3 Основные проблемы организации теплоснабжения

1.3.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

Основными недостатками существующей системы теплоснабжения являются:

- низкая эффективность выработки тепловой энергии, ввиду несовременного парка основного оборудования с большим физическим износом, низким уровнем автоматизации и низким к.п.д сжигания топлива.

- потери в тепловых сетях, значительно превышающие нормативные.

Системы теплоснабжения города Великого Новгорода проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепла. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Великого Новгорода 150/70°C был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 1950-х годов и действует до настоящего времени со срезкой. Фактически от источников тепла в тепловые сети теплоноситель с температурой выше 111-118 °С не поступает.

В этих условиях подача требуемого количества тепла потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей. В настоящее время большинство потребителей оборудованы элеваторами для присоединения систем отопления, что существенно ограничивает регулирование подачи тепла в период верхних «срезок» с помощью увеличения расхода теплоносителя, т.к. использование элеваторов предъявляет повышенные требования к гидравлическим режимам. Помимо верхней «срезки» температурный график имеет нижнюю «срезку» (температурную полку) для обеспечения подогрева горячей воды. Таким образом, в период работы систем теплоснабжения на нижней «срезке» происходит перегрев (перетоп) потребителей, подключенных через элеваторы. В период работы систем теплоснабжения на верхней «срезке» происходит недогрев (недотоп) потребителей подключенных через элеваторы.

На сложившуюся ситуацию существенно влияет то, что системы централизованного теплоснабжения города Великого Новгорода имеют развитую сеть трубопроводов.

1.3.2 Существующие проблемы организации надёжного и безопасного теплоснабжения

20,3 км тепловых сетей, находящихся на балансе МУП «Теплоэнерго», имеют срок службы более 25 лет. Средний срок эксплуатации всех магистральных трубопроводов, составляет 23,9 года.

Доля повреждений на магистральных трубопроводах МУП «Теплоэнерго», вызванных интенсивной наружной коррозией, составляет 62,0 % от общего числа повреждений. К повреждениям такого типа приводит неудовлетворительное состояние каналов и тепловых камер в части антикоррозионных мероприятий, а именно: заиливание и затопление водой теплопроводов, капель с перекрытий и проникновение атмосферных осадков, отсутствие надежных антикоррозионных покрытий трубопроводов.

С учетом фонового загрязнения, ПДК на территории города превышены практически по всем рассматриваемым веществам (за исключением оксида серы и диоксида азота), однако основным вкладчиком в загрязнение атмосферы являются не энергоисточники города - доля фонового загрязнения без учета вкладов энергоисточников в точках максимальной концентрации составляет 52-98 %. Проведенные расчеты показали, что выбросы от основных энергоисточников города не превышают предельно допустимые концентрации ни по одному

из загрязняющих веществ. Это свидетельствует о типичной для крупных городов ситуации, когда основной вклад в загрязнение атмосферы вносит автомобильный транспорт.

1.3.3 Основные положения технической политики

При разработке схемы теплоснабжения города Великого Новгорода утверждены следующие направления реализации технической политики развития систем теплоснабжения города.

1. Развитие основного оборудования МУП «Теплоэнерго» устанавливается в соответствии со следующими направлениями:

- поэтапный вывод из эксплуатации низкоэффективного оборудования с переводом их на пониженные параметры;
- вывод из эксплуатации физически и морально устаревшего оборудования;
- выполнение процедуры продления ресурса агрегатов для эффективного оборудования;
- установка частотных регуляторов на насосы, вентиляторы, горелки с целью уменьшения потребления электроэнергии.

Также направлениями развития основного оборудования являются:

- перевод на использование в качестве основного топлива природного газа пиковых водогрейных котлов с целью обеспечения возможности их использования для покрытия тепловых нагрузок потребителей;
- установка водогрейных котлов для покрытия перспективных нагрузок потребителей.

2. Строительство новой котельной с целью покрытия перспективных нагрузок, а также увеличение общей мощности энергосистемы Великого Новгорода с учетом обеспечения потребностей перспективного развития экономики и создания запаса мощности и надежности энергетической инфраструктуры для обеспечения перспективного роста промышленности региона, развития производственного сектора.

3. Зоны действия энергоисточников обосновываются технико-экономическими расчетами, в основе которых лежит вычисление радиуса эффективного теплоснабжения по каждому теплоисточнику.

4. Предусматривается перераспределение тепловой нагрузки между зонами действия котельных в целях обеспечения резервов мощности и повышения технико-экономических показателей работы.

5. Обеспечение теплоснабжения проектируемых территорий высокоплотной застройки строящихся микрорайонов.

6. Балансы установленной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зонах действия энергоисточников предлагается обеспечить за счет выполнения серий перераспределений тепловой нагрузки и ввода нового оборудования.

7. Теплоснабжение новых строительных фондов в зонах существующих котельных будет обеспечиваться за счет их реконструкции с увеличением тепловой мощности.

8. В зонах нового строительства, не обеспеченных в настоящее время теплоснабжением, генеральным планом предполагается строительство к 2027 году объектов теплопотребления со спросом тепловой нагрузки около 400 Гкал/ч.

9. Теплоснабжение этих зон предполагается обеспечивать за счет строительства новых котельных на природном газе.

10. Строительство новых энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии должно осуществляться только в согласовании с прогнозами потребности в электроэнергии (мощности), с программами газификации.

11. Строительство новых (особенно расположенных в районах жилой застройки) и эксплуатация существующих энергоисточников должны осуществляться с учетом минимизации вредного воздействия на окружающую среду (атмосферный воздух, водный бассейн, шумовое воздействие).

12. Повышение надёжности систем теплоснабжения будет обеспечено систематической реконструкцией участков трубопроводов тепловых сетей и строительством новых резервирующих перемычек.

13. С 2013 года запрещается присоединение (подключение) внутридомовых систем горячего водоснабжения к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема). К 2022 году все потребители, внутридомовые системы горячего водоснабжения которых были присоединены к тепловым сетям по схемам с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения, должны быть переведены на присоединение внутридомовых систем горячего водоснабжения с использованием последовательной одноступенчатой или параллельной двухступенчатой (в зависимости от отношения нагрузки горячего водоснабжения к нагрузке отопления) схемы подогрева воды питьевого качества в индивидуальных тепловых пунктах. Выбор схемы производится на основании технико-экономических расчетов.

14. До 2030 года основным видом регулирования отпуска теплоты от источника тепловой энергии останется центральное качественное регулирование отпуска тепловой от источника тепловой энергии в зависимости по нагрузке отопления с открытой системой теплоснабжения.

1.4 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

МУП «Теплоэнерго»

Таблица 1.4.1 Баланс тепловой мощности котельных МУП "Теплоэнерго" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	1002,42
Договорная подключенная нагрузка - всего	802,3
Фактическая подключенная нагрузка по данным 2013г.	582,12

Таблица 1.4.2 Баланс тепловой энергии котельных МУП "Теплоэнерго" за 2010-2013гг.

Параметр	Ед. изм.	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	Гкал	1 714 999,2	1 600 825,1	1 511 275,8	1530208,6
- расход на хозяйственные нужды:	Гкал	нет данных	76840	72541	73450,0
Отпуск тепла потребителям:	Гкал	нет данных	1523985,1	1438734,8	1 456758,6
- потери в тепловых сетях	Гкал	нет данных	137418,7	103116,8	107 169,9
Потреблено потребителями	Гкал	нет данных	1 386 566,4	1 335 618,0	1 349588,7
- отопление и вентиляция	Гкал	нет данных	1176640,2	1133405,4	1145261
- ГВС	Гкал	нет данных	209926,2	202212,6	204327,7
Потребления топлива	Млн.м³	1,714	1,600	1,511	1,530
Удельный расход топлива	кг у.т./Гкал	-	-	167,3	165,1

Резерв выявленный по разнице фактической и договорной нагрузки будет учитываться при разработке плана развития схемы теплоснабжения.

Так как большая часть мероприятий будет направлена на модернизацию объектов МУП «Теплоэнерго», то необходимо привести экономические показатели работы этого предприятия, в частности:

себестоимость производства тепловой энергии 1058,88 руб/Гкал, из них:

- 12,6% на оплату заработной платы рабочим;
- 54,0% на топливо.

ООО "Новострой"

Таблица 1.4.3 Баланс тепловой мощности котельных ООО "Новострой" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	34,1
Проектная нагрузка - всего	24,8
- на отопление	11,64
- на ГВС	13,16

Таблица 1.4.4 Выработка тепловой энергии котельными ООО "Новострой" за 2010-2013гг.

Параметр	Ед. изм.	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	Гкал	24712	30233,3	41308	45040,6
- расход на хозяйственные нужды:	Гкал	468	512	2803	901,7
Отпуск тепла потребителям:	Гкал	24244	29721,3	38505	44138,9
- потери в тепловых сетях	Гкал	2424,4	2972,13	3850,5	4413,9
Потреблено потребителями	Гкал	21819,6	26749,17	34654,5	39725
- отопление	Гкал	14394,39	17646,43	22859,8	26204,6
- ГВС	Гкал	7425,21	9102,74	11794,7	13520,4
Потребления топлива	млн.м³	-	-	5,454	5,891
Удельный расход топлива	кг у.т./Гкал	-	-	152,7	152,3

ОАО ТГК-2

Таблица 1.4.5 Мощность и нагрузки новгородской ТЭЦ за 2011-2012гг.

Параметр	Ед. измерения	Значение
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/час	488
- пар	Гкал/час	168
- горячая вода	Гкал/час	320
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.	Гкал/час	488
- пар	Гкал/час	168
- горячая вода	Гкал/час	320
Фактическая тепловая нагрузка в 2012г.	Гкал/час	180
- пар	Гкал/час	152
- горячая вода (за отопительный период)	Гкал/час	28
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2012г.	%	36,93

Таблица 1.4.6 Баланс тепловой энергии новгородской ТЭЦ за 2009-2012гг.

Параметр	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:		951787	1006073	936951	1153750
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:	Гкал	3859	3426	3695	4452

Параметр	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
- пар		0	0	0	0
- горячая вода		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:		947928	1002647	933256	1149298
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		85537	92477	73907	70364

Таблица 1.4.7 Удельные расходы условного топлива представлены в таблице.

Значения показателей	Ед. изм	2009	2010	2011	2012
на отпущенную электроэнергию	г.у.т/кВт*ч	383,9	401,4	410,7	325,0
на отпущенную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	151,6	155,7	162,7	154,9

1.5 Площадь строительных фондов и приросты площадей строительных фондов

Перспективные зоны развития системы теплоснабжения города определены Генеральным планом развития Великого Новгорода.

В пределах городской черты имеется значительное количество свободных от застройки земель – это Деревяницкий и Псковский жилые районы.

При сложившейся градостроительной ситуации развитие города возможно главным образом за счет Псковского и Деревяницкого жилых районов (в пределах городской черты) и частично за счет дальнейшей реконструкции.

В южном направлении размещение строительства предполагается на территории существующего аэродрома и земель 147, 152 кварталов (свободные территории от застройки) – Псковский жилой район.

Достоинством варианта являются: раскрытие застройки в сторону южных ветров, а также создание наиболее благоприятных экологических условий для жителей города – удаленность от промышленных зон и близость к озеру Ильмень.

Вместе с тем, направление обладает недостатками:

- необходимость в сложных и дорогостоящих мероприятиях по инженерной подготовке территории частично затапливаемой (1%) паводком;

- удаленность жилых районов от мест приложения труда и общегородского центра, что влечет за собой большие трудности в организации транспортного обслуживания населения.

В северо-восточном направлении, развитие города соответствует решению генерального плана 1988г. (институт «Гипрогор») - Деревяницкий жилой район.

Жилищное строительство развивается на правом берегу Волхова на наиболее высоких и удобных территориях города, хорошо связанных с историческим ядром города и зонами отдыха. Кроме того, развитие города по II варианту подхватывает историческую традицию развития Великого Новгорода вдоль реки, наряду с появлением линейного города – параллельное строительство в одном направлении жилья и промышленности. Это способствует ликвидации диспропорции зонирования селитебных территорий.

С точки зрения организации транспортного обслуживания направление является наиболее благоприятным. В связи с развитием города и направлении, параллельном промышленной зоне и формированием общегородского центра по обоим берегам Волхова обеспечивается наилучшая доступность населения, как к местам приложения труда, так и к объектам культурно-бытового назначения.

Организация транспортных связей по новым направлениям позволит решить одну из главных задач проекта - изоляцию исторической зоны Великого Новгорода от транзитного движения транспорта. Учитывая, что основные места приложения труда размещены в левобережной части города, средневзвешенные затраты времени на трудовые передвижения составляют 29,3 мин. Для дальнейшего решения транспортных проблем в городе ведется строительство четвертого моста (Деревяницкого) через р. Волхов.

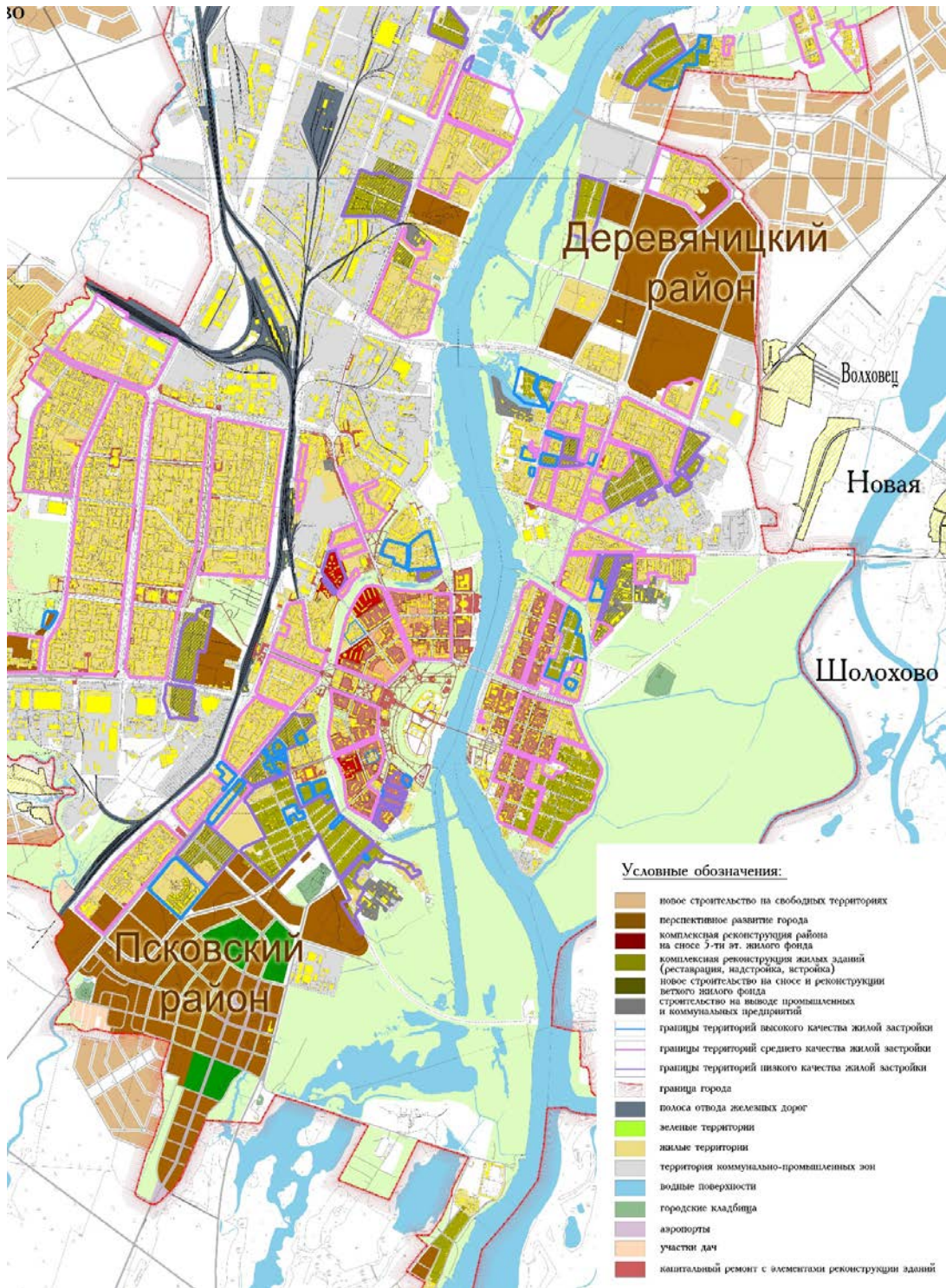


Рисунок 1.5.1 Схема реконструкции и развития Великого Новгорода

Деревяницкий район

В настоящее время теплоснабжение существующей застройки 4 микрорайона Деревяницкого района осуществляется от котельной завода «Стекловолокно». Областная детская многопрофильная больница, роддом обеспечиваются теплом от котельной № 67 МУП «Теплоэнерго».

Существующая и ранее запроектированная жилая застройка юго-восточной части микрорайона № 1 снабжается теплом от местной котельной № 17 МУП «Теплоэнерго». Частный сектор Деревяницкого района отапливается печами.

Потребность в тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена при проектировании жилой застройки районов на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского, городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление -27°C .

Источником теплоснабжения и горячего водоснабжения 5-16 этажных жилых административных и общественных зданий 1,2,3,4,5 микрорайонов Деревяницкого жилого района предусматриваются 19 проектируемых модульных автономных котельных, общей тепловой нагрузкой 118 Гкал/час (137,23 МВт). На первую очередь строительства (1 микрорайон) общий расход тепла составляет 37 Гкал/час (43 МВт).

В малоэтажных индивидуальных и блокированных домах 3 и 5 микрорайонов предполагается поквартирная установка автоматизированных котлов полной заводской готовности с герметичной камерой сгорания.

Система теплоснабжения предусматривается закрытая по 4-х трубной тупиковой схеме. Приготовление горячей воды производится непосредственно в котельных с установкой в них пластинчатых теплообменников.

Прокладка сетей теплоснабжения принята подземной бесканальной в ППУ изоляции.

Теплоснабжение Деревяницкого района будет осуществляться от вновь построенных газовых модульных блочных котельные.

Система теплоснабжения предусматривается закрытая по 4-х трубной тупиковой схеме. Приготовление горячей воды будет производиться непосредственно в котельных с установкой в них пластинчатых теплообменников.

Прокладка сетей теплоснабжения принята подземной бесканальной в ППУ изоляции.

В малоэтажной застройке предполагается использовать поквартирные 2-х контурные настенные газовые котлы.

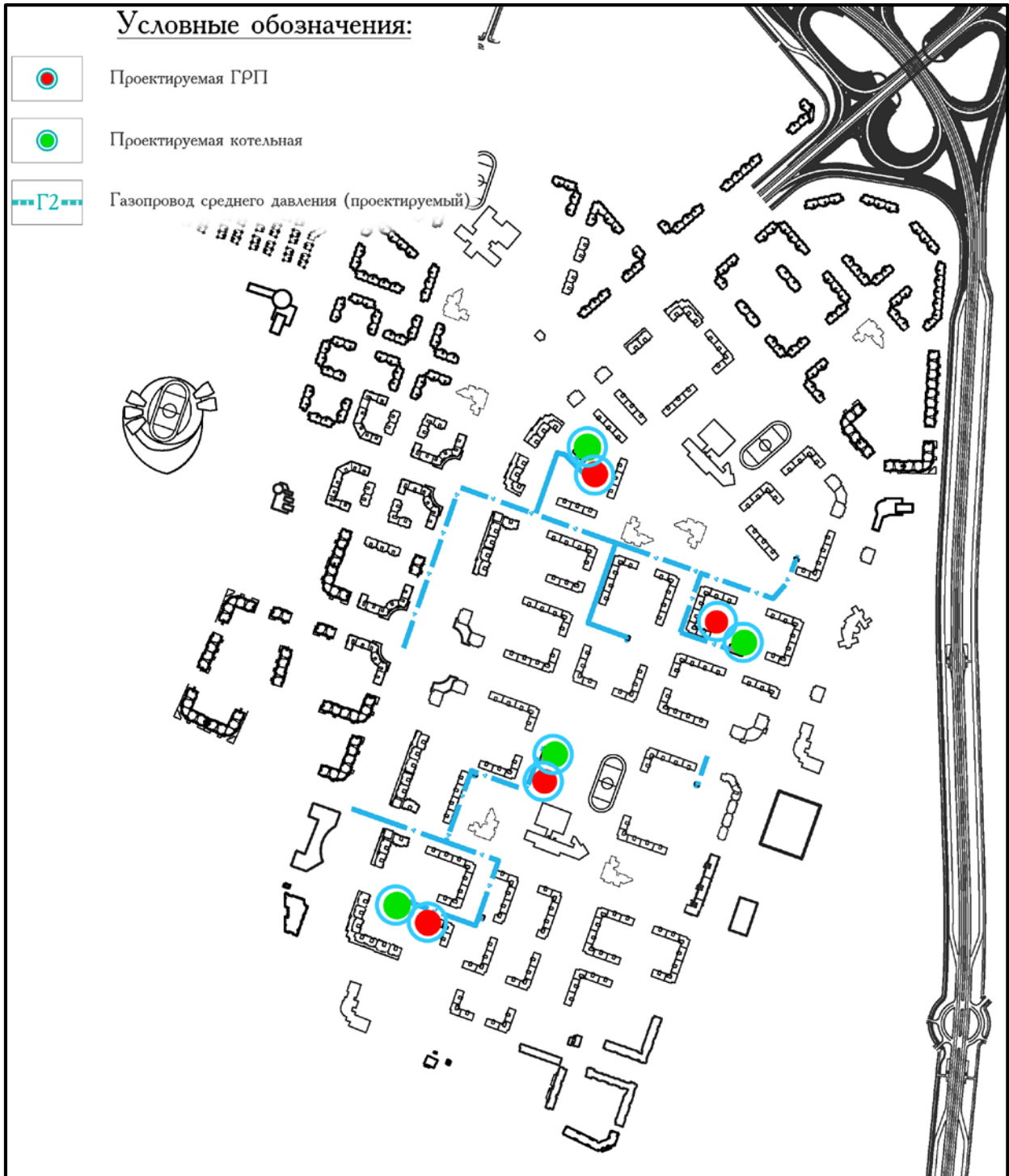


Рисунок 1.5.2 План расположения источников Деревяницкого района 1 и 2-го микрорайонов.

Общий объем нового жилищного строительства в соответствии с принятым в проекте соотношением этажности составит – 1100,2 тыс.м² общей площади, из них 290 тыс.м² на первую очередь (микрорайон 1).

Проектом принято следующее распределение объемов нового жилищного строительства:

- 5-ти этажных домов – 193.4 тыс. м² или 17.0 %
- 6-7-9-ти этажных домов – 650.0 тыс. м² или 69.0 %
- 12-16-ти и выше этажные дома - 257 .0 тыс.м² или 17.0 %
- Всего - 1100.2 тыс. м² или 100 %

С учетом сохраняемых жилых зданий 1-го и 4-го микрорайона общий жилой фонд проектируемых 5-ти микрорайонов составит – 1096.0 тыс.м².

Население 5-ти микрорайонов к концу расчетного срока будет – 43.8 тыс.чел. с учетом существующего населения 4-го и 1-го микрорайона.

Обеспеченность общей площадью на одного жителя принята – 25.0 м²

Сводные технико-экономические показатели по жилой застройке приводятся в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 Техничко – экономические показатели по жилой застройке Деревяницкого района.

№№ микрорайонов	Территория микрорайона, га	Существующий жилой фонд, тыс.м ²	Новое строительство тыс.м ²				Население тыс.чел.	Плотность жилого фонда, чел/га	
			всего	5 эт.	6-7-9 эт.	14-16 эт.		Нормативная	Фактическая
Микрорайон №1	42.51	6.3	290.00	120.0	154.0	16.0	16.0	420	380
Микрорайон №2	36.91	-	369.7	8.4	260.0	101.3	11.0	350	334
Микрорайон №3	16.00	-	129.5	21.0	62.0	46.5	3.7	220	230
Микрорайон №4	25.3	68.8	84.0	-	34.0	50.0	6.1	220	240
Микрорайон №5	32.7	-	227.0	44.0	140.0	43.4	7.0	220	215
Итого по микрорайонам	153.42	75.1	1100.2	193.4	650.0	257.0	43.8		

Псковский район

В настоящий момент многоэтажная застройка (5-9 этажей) части квартала 148 снабжается теплом (отопление и горячее водоснабжение) от газовой квартальной котельной №17 ООО «Новострой» по генплану (№ 72 по версии МУП «Теплоэнерго»). Установленная мощность котельной 21,0 МВт.

Существующая застройка (1-5 этажей) секционных, блокированных домов и коттеджей имеет поквартирное теплоснабжение от индивидуальных 2- контурных газовых котлов.

Частный сектор отапливается печами на твердом топливе и, частично, газовыми 2-х контурными котлами.

Потребность в тепле на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых кварталов определена при проектировании жилой застройки района на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление -27°C .

Перспективную застройку (1-5 этажей) блокированных и секционных домов, коттеджей предполагается обеспечить теплом на периоды отопления и горячего водоснабжения от поквартирных 2-х контурных газовых котлов.

Крупные отдельно стоящие здания общественного и административного назначения и частично жилую застройку (5 этажей) предусматривается снабжать теплом централизованно от собственных встроенных, пристроенных или отдельно стоящих котельных модульного типа (12 котельных).

Перспективные жилые дома (9-12 этажей) части 148 квартала планируется подключить к существующей котельной ООО «Новострой».



Рисунок 1.6.3 План расположения источников Псковского района

Общий расход тепла по рассматриваемой части квартала № 147 Псковского жилого района составляет:

I очередь строительства - 41,7 МВт (35,86 Гкал/час)

Расчетный срок - 154,5 МВт (132,8 Гкал/час)

Система теплоснабжения предусматривается закрытая по 4-х трубной тупиковой схеме. Приготовление горячей воды будет производиться непосредственно в котельных с установкой в них пластинчатых теплообменников.

Прокладка сетей теплоснабжения принята подземной бесканальной в ППУ изоляции.

Проектом предлагается 5-этажную застройку вести в основном домами по индивидуальным проектам, кирпичными домами.

Застройка 5-7-9 и выше этажностью принята условно, применительно к типовым проектам с учетом возможности разработки индивидуальных проектов повторного применения. Материал стен – кирпич.

Общий объем нового жилищного строительства в соответствии с принятым в проекте соотношением этажности составит – 500,4 тыс.м² общей площади, из них 263,6 тыс.м² на первую очередь.

Проектом принято следующее распределение объемов нового жилищного строительства:

Коттеджная застройка – 74,8 тыс.м² или 15%

3-5-х этажных – 401,1 тыс.м² или 80%

9-12-ти этажных домов – 24,5 тыс.м² или 5%

Всего – 500,4 тыс.м² или 100%

С учетом существующих сохраняемых жилых зданий части территории кварталов 147 и 148 общий жилой фонд составит 751,5 тыс.м².

Население района к концу расчетного срока строительства будет составлять 22,1 тыс.чел. с учетом существующего населения проектных кварталов.

Обеспеченность общей площадью на одного жителя на проектный срок принята равной 34 м² по концепции генерального плана Великого Новгорода. Сводные технико-экономические показатели по жилой застройке приводятся в таблице 1.6.2.

Таблица 1.6.2 Техничко – экономические показатели по жилой застройке Псковского района

№№ микрорайонов	Территория микрорайона, га	Существующий жилой фонд, тыс.м ²	Существующее население, тыс.чел.	Новое строительство тыс.м ²					Население тыс.чел.	Количество квартир
				Коттеджи	1-3 эт.	4-9 эт.	12 эт.	всего		
Часть квартала №147	313,7	123,7	7,5	74,8	238	155,9	-	468,7	14,1	5300
Часть квартала №148	20,7	127,4	7,1	-	-	9,6	22,1	31,7	8	400
Итого по кварталам	334,4	251,1	14,6	74,8	238	165,5	22,1	500,4	22,1	5700

1.6 Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и прогноз перспективного спроса на тепловую мощность

1.6.1 Объемы потребления тепловой энергии с разделением по видам теплоснабжения

Котельные МУП «Теплоэнерго»

Информация о фактическом потреблении тепловой энергии с разделением по категориям потребителей тепловой энергии за 2011-2013 годы приведена в таблице 1.6.1 и на рисунке 1.6.1.

Таблица 1.6.1 Потребление тепловой энергии потребителями г.Великий Новгород

Потребители	Потребление тепловой энергии Гкал/год		
	2011	2012	2013
Жилой фонд (население)	1008820,447	953621,629	940701,495
Бюджетные организации и учреждения	215075,715	214900,113	222220,567
Прочие потребители	162634,099	167096,219	180819,034
ИТОГО:	1386530,261	1335617,961	1343741,096

2013

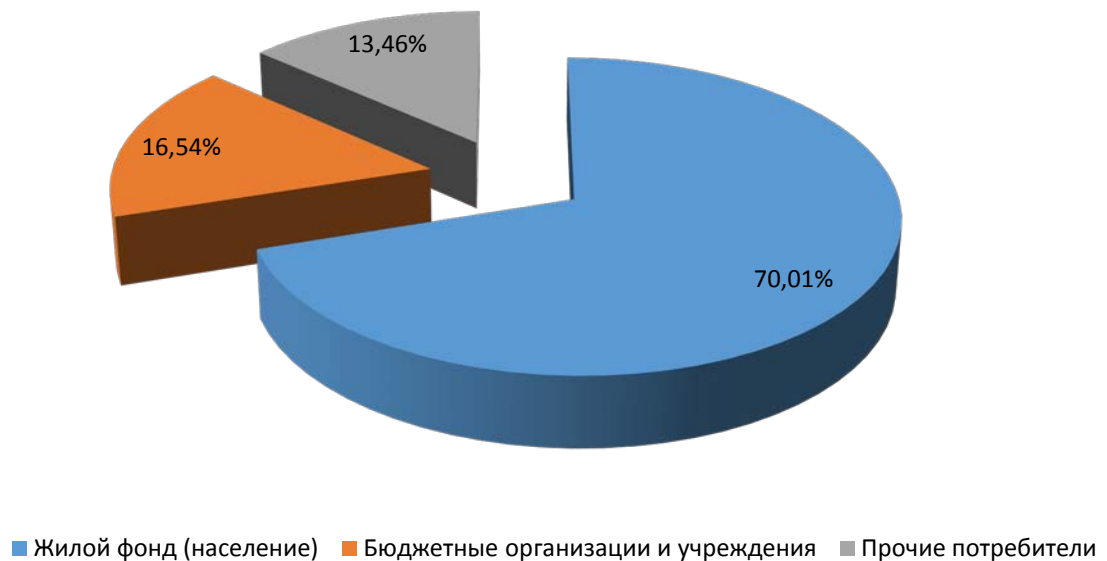


Рисунок 1.6.1 Потребление тепловой энергии абонентами котельных г.Великий Новгород.

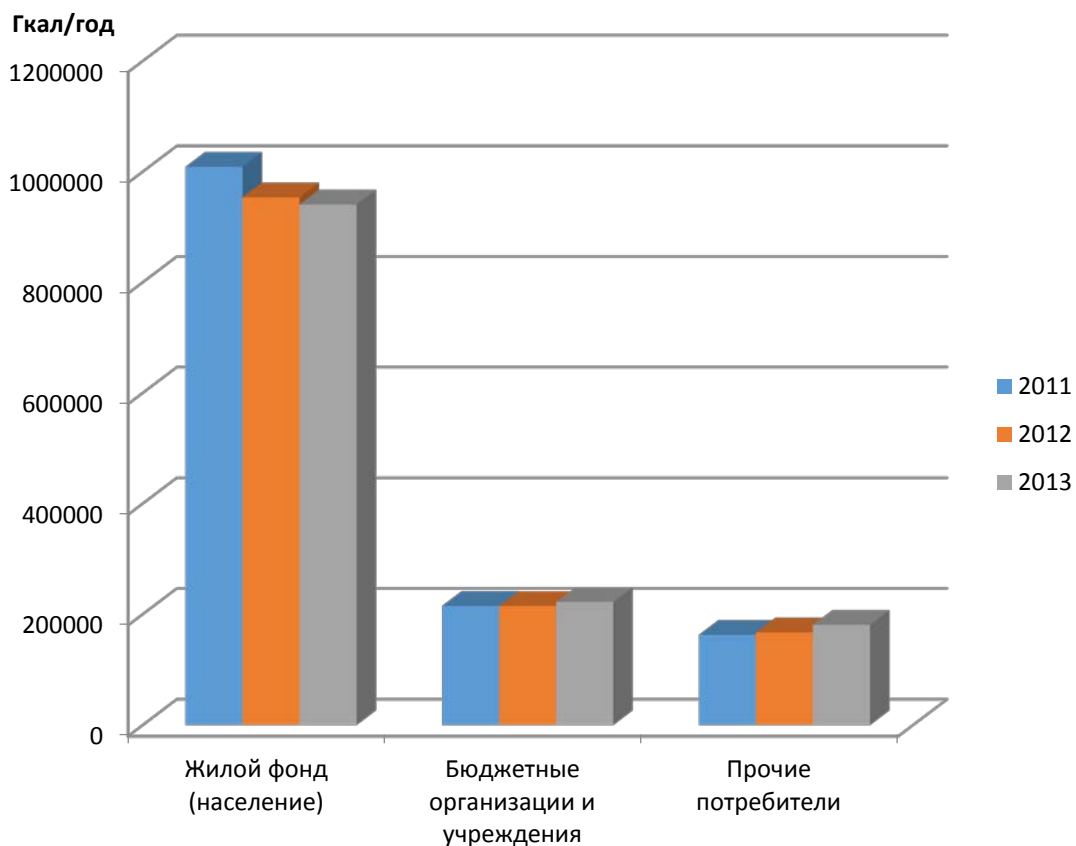


Рисунок 1.6.2 Потребление тепловой энергии абонентами от котельных г. Великий Новгород за 2011, 2012 и 2013 года

Анализируя рисунок 1.6.2, можно наблюдать тенденцию к снижению потребления тепловой энергии населением города и увеличение потребления тепловой энергии бюджетными организациями и прочими потребителями.

Таблица 1.6.2 Потребление тепловой энергии потребителями г. В.Новгород по месяцам 2013 года

Месяц	Наименование	Отопление и вентиляция	ГВС
Январь	Население	104 780,90	17 619,53
	Бюджетные организации	36 785,62	2 008,87
	Прочие	30 973,00	936,35
Февраль	Население	106 294,22	18 760,80
	Бюджетные организации	32 254,72	2 248,63
	Прочие	27 904,15	1 123,18
Март	Население	98 642,29	17 151,00
	Бюджетные организации	31 694,66	2 052,00
	Прочие	26 582,71	1 113,35
Апрель	Население	81 405,06	18 497,74
	Бюджетные организации	22 816,95	2 251,12
	Прочие	18 789,32	1 194,39
Май	Население	38 235,75	16 238,05
	Бюджетные организации	4 808,31	1 896,76
	Прочие	3 496,75	1 159,55
Июнь	Население	23 706,76	15 124,73
	Бюджетные организации	79,81	2 198,85

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Месяц	Наименование	Отопление и вентиляция	ГВС
	Прочие	72,44	1 479,01
Июль	Население	23 824,49	12 453,45
	Бюджетные организации	13,39	1 624,90
	Прочие	143,96	1 322,24
Август	Население	23 824,45	13 115,02
	Бюджетные организации	19,80	6 910,29
	Прочие	7,60	1 266,78
Сентябрь	Население	23 808,05	14 986,71
	Бюджетные организации	147,10	2 276,89
	Прочие	26,76	1 588,59
Октябрь	Население	64 451,65	15 154,23
	Бюджетные организации	17 506,71	3 391,91
	Прочие	13 615,57	1 118,72
Ноябрь	Население	70 734,16	15 882,03
	Бюджетные организации	21 385,99	2 327,24
	Прочие	18 319,42	1 152,92
Декабрь	Население	89 961,80	16 048,62
	Бюджетные организации	28 933,18	2 434,47
	Прочие	26 163,37	1 268,92
ИТОГО за год	Население	749 669,58	191 031,91
	Бюджетные организации	196 446,24	31 621,93
	Прочие	166 095,05	14 724,00
	Всего:	1 112 210,87	237 377,84
Всего:			1 349 588,71

Преимущественное потребление тепловой энергии (82%) приходится на нужды отопления и вентиляции (рисунок 1.6.3), причем около 83% этой нагрузки потребляет население города.

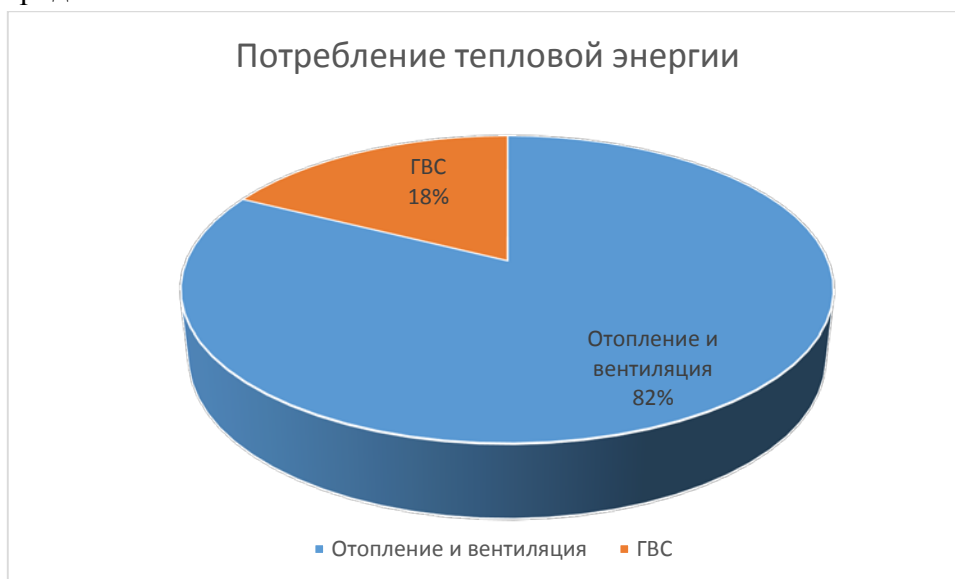


Рисунок 1.6.3 Разделение потребляемой тепловой энергии по видам тепловой нагрузки

На основе анализа статистических и эксплуатационных данных МУП «Теплоэнерго» за последние годы определены фактические показатели присоединенной нагрузки потребителей

(таблица 1.6.3), которые пересчитывались на расчетный режим с учетом сведений о фактических температурах наружного воздуха за отопительный период.

Таблица 1.6.3 Фактическая нагрузка потребителей МУП «Теплоэнерго»

Объект потребления	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	Нагрузка на ГВС, Гкал/час	Общая нагрузка, Гкал/час
Жилой фонд (население)	356	86,4	442,4
Бюджетные организации и учреждения	93,4	11,7	105,1
Прочие потребители	79	6,7	85,7
ИТОГО	528,4	104,8	633,2

Фактическая нагрузка потребителей МУП «Теплоэнерго» на 21% ниже договорной. Этот факт подтвердился при инструментальных замерах ряда котельных.

Котельные ООО «Новострой»

Информация о фактических нагрузках и годовом потреблении тепловой энергии с разделением по категориям потребителей тепловой энергии приведена в таблице 1.6.4.

Таблица 1.6.4 Нагрузка и объем потребления тепловой энергии потребителями ООО «Новострой»

	Потребители	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	По СНиП			2013		
				Расчетное годовое потребление на отопление, Гкал/год	Расчетное годовое потребление на ГВС, Гкал/год	Расчетное годовое потребление ГВС, м³/год	Расчетное годовое потребление на отопление, Гкал/год	Расчетное годовое потребление на ГВС, Гкал/год	Расчетное годовое потребление ГВС, м³/год
Кот. 1	Население	5,36	8,2	13077,54	7922,73	144049,65	11687,66	7922,73	144049,65
	Прочие	0,61	0,23	1488,30	767,05	13946,33	1330,13	767,05	13946,33
Кот. 2	Население	2,21	0	5392,05	0,00	0,00	7814,56	0,00	0,00
	Прочие	0,02	0	48,80	0,00	0,00	70,72	0,00	0,00
Кот. 3	Население	2,61	4,62	6367,98	4463,78	81159,68	4306,85	4463,78	81159,68
	Прочие	0,09	0,11	219,59	366,85	6669,99	161,71	366,85	6669,99
Кот. 4		0,74		1805,48	0,00	0,00	832,96	0,00	0,00
ИТОГО:	Население	10,18	12,82	26643,05	12386,51	225209,34	24642,03	12386,51	225209,34
	Прочие	0,72	0,34	1756,68	1133,90	20616,32	1562,56	1133,90	20616,32



Рисунок 1.6.4 Структура потребления тепловой энергии потребителями, подключенными к источникам ООО «Новострой»

Новгородская ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2»

ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области осуществляет теплоснабжение только промышленных предприятий, расположенных в Северном промышленном районе. Доля ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области в теплоснабжении Северного промышленного района №1 по разным оценкам составляет от 40 до 60%. Остальная часть потребности в тепле восполняется вторичными ресурсами и собственными источниками промышленных предприятий, в частности котельными ОАО «АКРОН».

Всего у ТЭЦ пять потребителей тепловой энергии. Это ОАО «АКРОН», ЗАО «Новгородский металлургический завод», ООО «Трест-2», ООО «Росконсервпродукт» и ЗАО «Детандер».

В настоящее время, единственным крупным потребителем тепловой энергии является ОАО «Акрон», доля отпуска тепла для нужд, которого от общего отпуска составляет 99,5%

Таблица 1.6.5 Отпуск тепловой энергии потребителям ОАО «ТГК-2», Гкал

Вид тепловой энергии	2009	2010	2011	2012
Отпуск тепла потребителям:	947928	1002647	933256	1149298
- пар	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода	85537	92477	73907	70364

Ввиду того что потребители у ТЭЦ-20 подключены непосредственно к коллекторам (там же находится граница балансовой принадлежности), то статью сетевых потерь выделять нецелесообразно по причине отсутствия на балансе ТГК-2 тепловых сетей. Весь отпуск потребляется потребителем в полном объеме.



Рисунок 1.6.5 Соотношение потребления тепловой энергии абонентами Новгородской ТЭС за 2012 год по видам энергоносителей

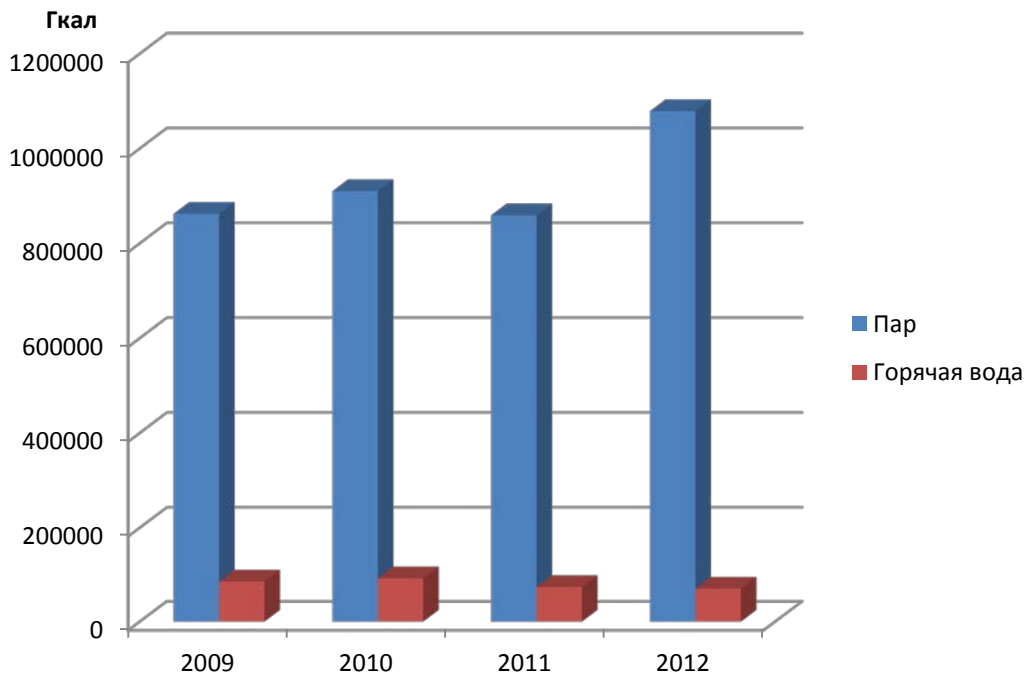


Рисунок 1.6.6 Потребление тепловой энергии абонентами от Новгородской ТЭС за 2009-2012 года

В таблицах 1.6.6 и 1.6.7 приведены среднеемесячные нагрузки по видам отпускаемой тепловой энергии за 2011-2012 годы.

Максимально достигнутые нагрузки суммарно по всем параметрам представлены в таблице 1.6.8. Максимум достигнутой нагрузки в горячей воде в период 2011-2012 гг. составляет 41,9 Гкал при температуре наружного воздуха -24,8 °С.

Таблица 1.6.6 Среднемесячные нагрузки по видам отпускаемой тепловой энергии за 2011 год, Гкал/ч

Вид тепловой энергии	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ГОД
Пар 12 ата	80,1	107	98,2	52,6	43,5	36,7	35,6	32,1	40,9	49,3	65,4	57,6	699
Пар 27÷40 ата	40,2	43,1	40	37,7	36,8	38,7	35,9	36,9	35,9	45,1	43,8	45,7	479,8
Горячая вода	27,2	29,3	21,3	13,4	0	0	0	0	0	0	12,1	12,4	115,7

Таблица 1.6.7 Среднемесячные нагрузки по видам отпускаемой тепловой энергии за 2012 год, Гкал/ч

Вид тепловой энергии	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	ГОД
Пар 12 ата	86,1	97,1	80,7	49,7	34	28,1	49,5	44,6	38,3	71,4	62,2	122,8	764,5
Пар 27÷40 ата	47,2	54,8	51,7	58,3	65	66,9	66,1	63	60,9	50,6	58,7	65,8	709
Горячая вода	20,3	26,7	15,6	10	0	0	0	0	0	0	10,9	21,7	105,2

Таблица 1.6.8 Суммарные максимально достигнутые нагрузки по всем параметрам

Нагрузки	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
Максимальная суточная, Гкал/сут.	5197	5427	5900	6305
Максимальная часовая, Гкал/час	219	231	246	233

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

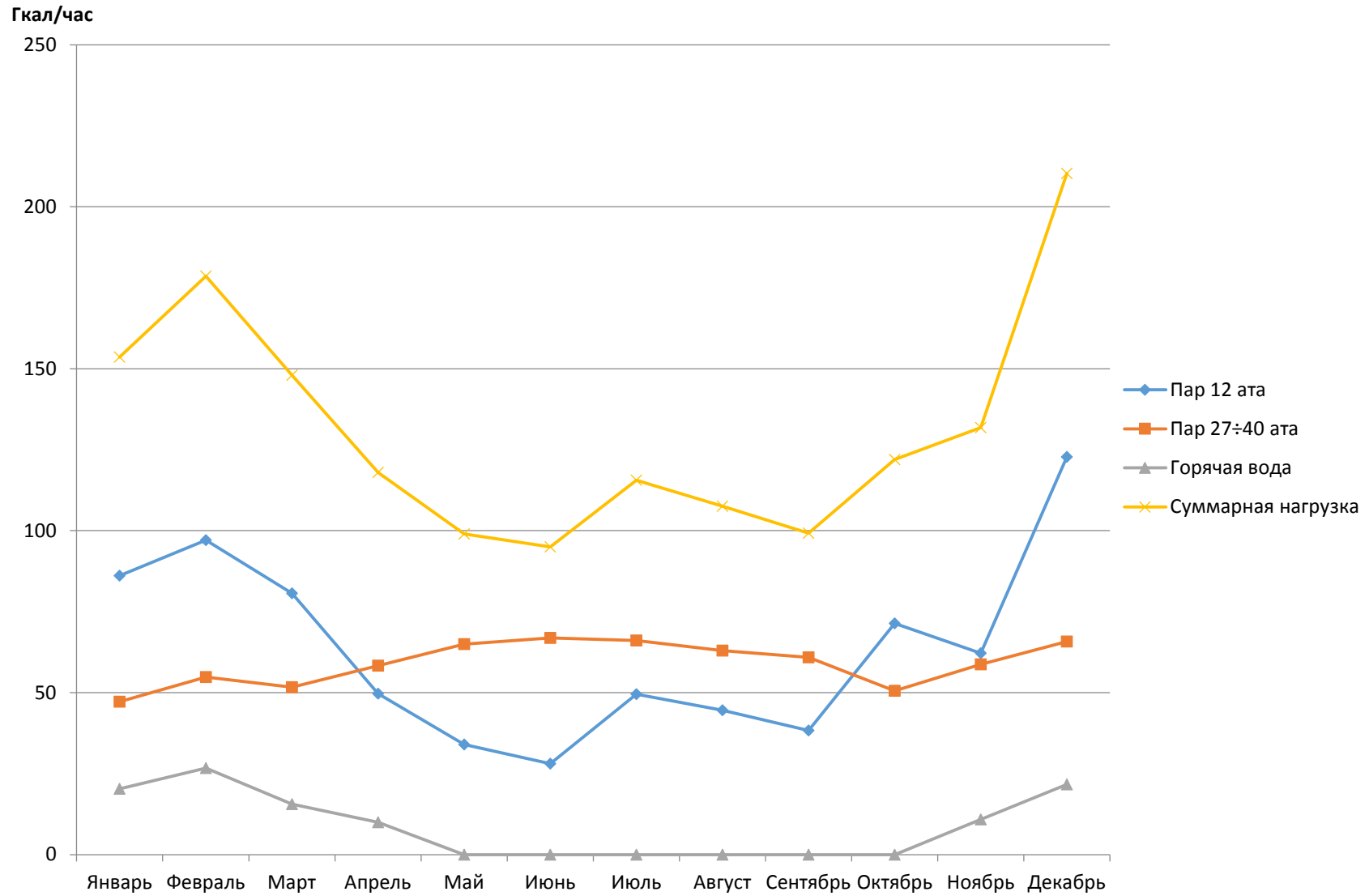


Рисунок 1.6.7 График потребления тепловой энергии абонентами Новгородской ТЭЦ в течение 2012 года

Анализ данных выработки котельных

Для более углубленного анализа котельные города разделены на группы по величине вырабатываемой тепловой энергии: мелкие с выработкой до 20 тыс. Гкал/год, средние с выработкой до 100 тыс. Гкал/год и крупные с выработкой тепловой энергии до 500 тыс. Гкал/год.

Данные по выработке и потреблению тепловой энергии для котельных с реализацией до 10 тыс. Гкал/год приведены в таблице 1.7.9 и на рисунке 1.7.8.

Таблица 1.6.9 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 10000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной															
	3а	8	13	14	17	19	20	21	26	27	37	40	42	45	69	70
Выработка	4833,9	10461,05	4214,61	11018,49	8650,04	3614,25	10456,6	4578,13	5871,18	8018,05	9625,02	6948,96	8744,55	5088,07	1569,32	4664,03
Собственные нужды	54,2	137,9	109,14	97,2	116,2	72,28	247,6	96,5	78,6	99,1	155,6	175,4	105,2	52	0	176,2
Потери	256,38	1482,43	371,89	1136,27	257,79	639,55	1682,72	390,32	692,04	954,18	1623,97	549,67	1003,44	357,28	0	607,32
Реализация	4523,32	8840,72	3733,58	9785,02	8276,05	2902,42	8526,28	4091,31	5100,54	6964,77	7845,45	6223,89	7635,91	4678,79		3880,51

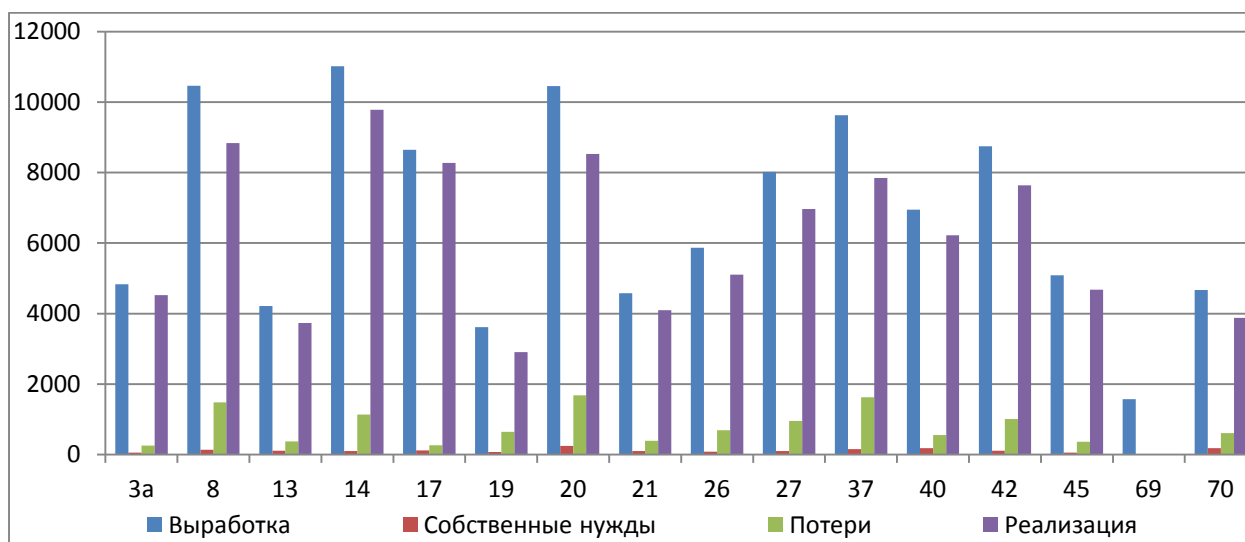


Рисунок 1.6.8. Данные по выработке и потреблению тепловой энергии для котельных с реализацией до 10000 Гкал/год

По приведенным данным (таблица 1.6.9) можно сделать вывод о том, что выработка и потребление тепловой энергии для котельных до 10000 Гкал/год имеет стабильный характер. Однако, по ряду источников (котельные 8, 20, 37) наблюдаются повышенные (до 17%) потери

тепловой энергии.

Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год приведены в таблице 1.6.10 и на рисунке 1.6.9.

Таблица 1.6.10 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной																	
	4	5	6	7	7а	9	10	12	23	24	29	30	31	33	39	46	46а	54
Выработка	11589,17	15544,62	16350,12	13799,93	15806,43	14316,85	12353,68	20873,66	12218,77	17799,41	17543,61	13818,54	11835,73	19294,1	18230,68	11919,41	17019,22	11240,26
Собственные нужды	260,9	482,6	170,5	205	142,7	243,7	153,5	183,1	214,5	693,1	189,5	128,5	120,8	1640,4	331,4	90	293,1	119,4
Потери	824,32	1404,59	1395,86	2312,54	1972,86	1521,05	510,68	1681,11	1052	1307,18	1875,76	855,04	1415,7	2710,28	1392,74	779,35	1522,91	693,9
Реализация	10503,95	13657,43	14783,76	11282,39	13690,87	12552,1	11689,5	19009,45	10952,27	15799,13	15478,35	12835	10299,23	14943,42	16506,54	11050,06	15203,21	10426,96

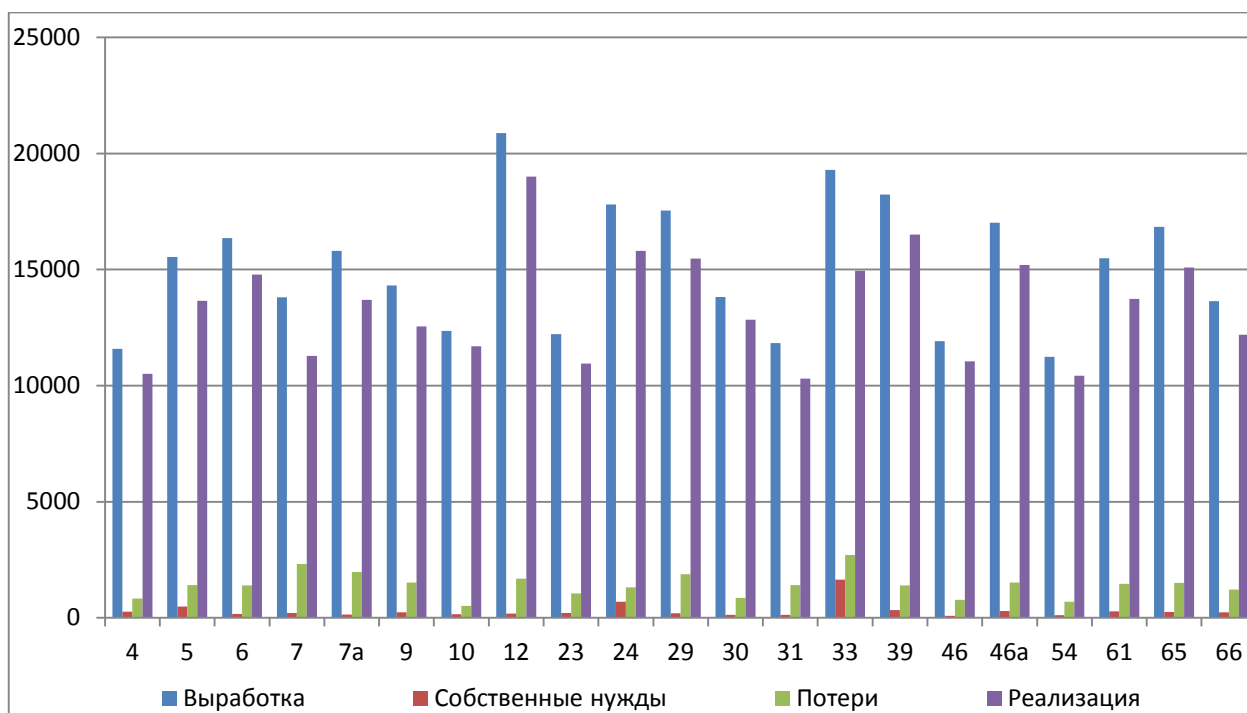


Рисунок 1.6.9 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

По приведенным данным (таблица 1.6.10) можно сделать вывод о том, что выработка и потребление тепловой энергии для котельных до 20 тыс. Гкал/год имеет стабильный характер. Однако, по ряду источников (котельные 7, 33) наблюдаются повышенные (до 14%) потери тепловой энергии по сравнению с другими источниками.

Аналогичные выводы можно сделать по средним и крупным котельным.

Таблица 1.6.11 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной																
	1+2	16	34	36	38	41	43а	44	49	50а	57	60	62	63	64	69	ЛБК к.71
Выработка	52922,39	45010,73	68499,54	50183,94	35357,5	45876,78	31624,3	36166,99	37413,08	25783,44	23443,41	26449,79	29902,91	77261,3	37443,8	1569,32	394022,73
Собственные нужды	767,45	719,97	1349,27	427,9	683	799,3	784	462,1	544,8	211,9	434,1	288	598,06	1975	1757,4	1569,32	7964,6
Потери	6676,56	2374,63	9772,34	3720,6	1917	3126,12	3510,9	3399,84	2136,21	2100,18	2898,39	2394,52	3021,49	5549,48	4081,39	6676,56	39040,63
Реализация	45478,38	41916,13	57377,93	46035,44	32757,5	41951,36	27329,4	32305,05	34732,07	23471,36	20110,92	23767,27	26283,36	69736,82	31605,01	45478,38	347017,5

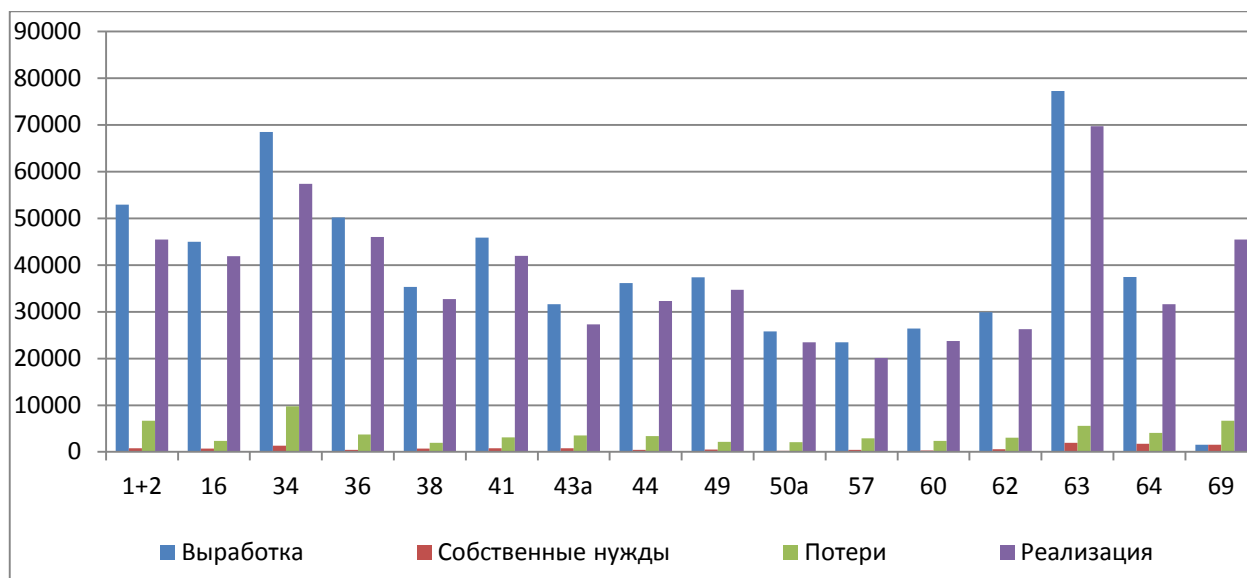


Рисунок 1.6.10 Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

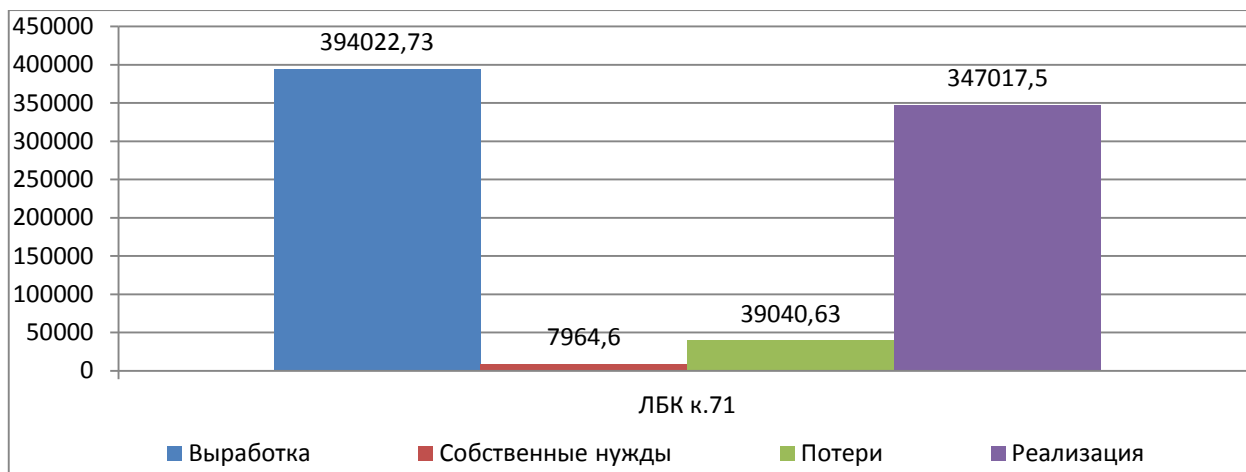


Рисунок 1.6.11 Выработка и потребление тепловой энергии для котельной №71 ЛБК с реализацией до 500000 Гкал/год

Информация о фактическом потреблении тепловой энергии с разделением по категориям потребителей тепловой энергии за 2011-2013 годы приведена в таблице 1.6.12 и на рисунке 1.6.12. Значения потребления тепловой энергии абонентами г. Великий Новгород с разделением по типу потребителей представлены в таблице:

Таблица 1.6.12 Потребление тепловой энергии потребителями г.Великий Новгород

Потребители	Потребление тепловой энергии Гкал/год		
	2011	2012	2013 (1 полугодие)
Жилой фонд (население)	732909,211	726896,038	453064,990
Бюджетные организации и учреждения	182749,494	187238,715	128440,081
Прочие потребители	148337,265	153082,716	107818,360
ИТОГО:	1066006,970	1069229,469	689323,431



Рисунок 1.6.12 Потребление тепловой энергии абонентами котельных г.Великий Новгород

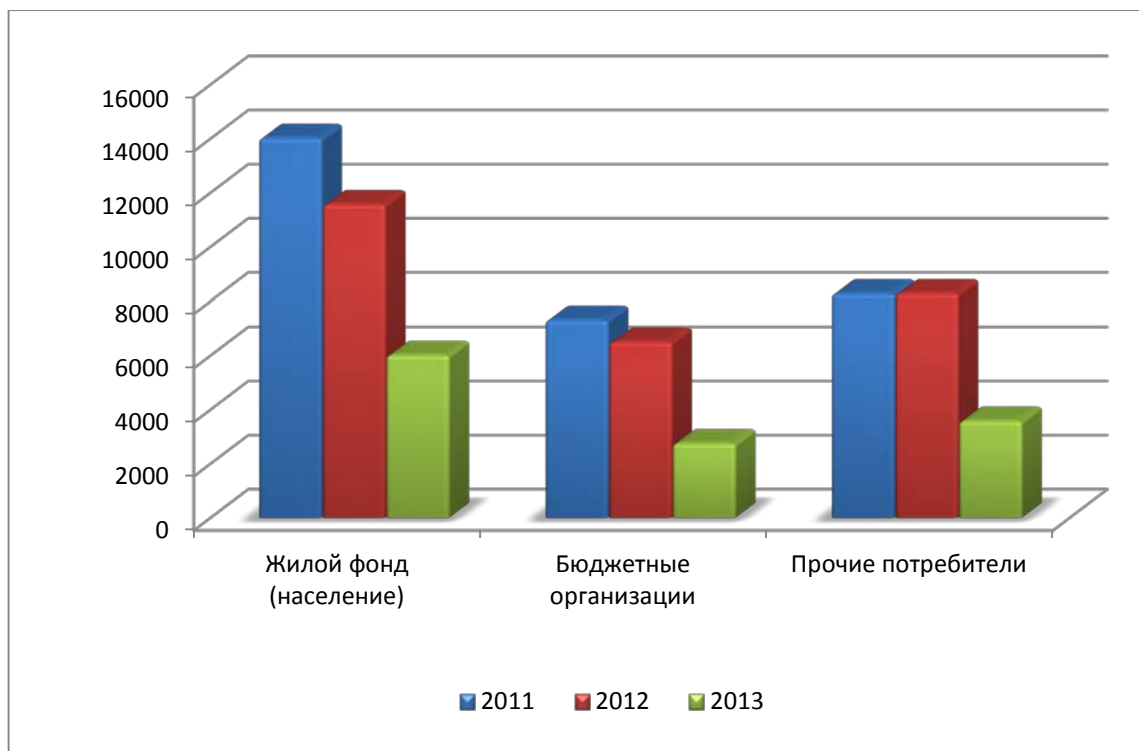


Рисунок 1.6.13 Потребление тепловой энергии абонентами от котельных г.Великий Новгород за 2011, 2012 и 1 полугодие 2013 года

Как видно из рисунков наибольшее количество тепловой энергии (43,9%) потребляется на нужды отопления и горячего водоснабжения для населения, причем наблюдается тенденция к снижению потребления тепловой энергии потребителями всех рассматриваемых групп.

1.7.2 Прогноз перспективного спроса на тепловую мощность

Деревяницкий район

В настоящее время теплоснабжение существующей застройки 4 микрорайона Деревяницкого района осуществляется от котельной завода «Стекловолокно». Областная детская многопрофильная больница, роддом обеспечиваются теплом от котельной № 67 МУП «Теплоэнерго».

Существующая и ранее запроектированная жилая застройка юго-восточной части микрорайона № 1 снабжается теплом от местной котельной № 17 МУП «Теплоэнерго». Частный сектор Деревяницкого района отапливается печами.

Потребность в тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского, городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление -27°C .

Источником теплоснабжения и горячего водоснабжения 5-16 этажных жилых административных и общественных зданий 1,2,3,4,5 микрорайонов Деревяницкого жилого района застройщиком предусматриваются 10 проектируемых модульных автономных котельных, общей тепловой нагрузкой 118 Гкал/час.

В малоэтажных индивидуальных и блокированных домах 3 и 5 микрорайонов предполагается поквартирная установка автоматизированных котлов полной заводской готовности с герметичной камерой сгорания.

Таблица 1.6.13 Тепловые нагрузки Деревяницкого района

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Q _о Отопление	Q _в Вентиляция	Q _{г.в} ГВС	Σ Q _о + Q _в + Q _{г.в}
Микрорайон № 1					
Котельная № 1					
1	Жилые здания и	6,884		6,074	12,958
2	Учреждения обслуживания населения: - общественно деловой центр	1,068	0,284	0,540	1,892
Потери 5%:					0,743
Итого с потерями:					15,593
Котельная № 2					
1	Жилые здания с	6,322		5,262	11,584
2	Детский сад-ясли на 340мест (2шт.), школа на 1400 учащихся	0,981	0,846	0,468	2,295
Потери 5%:					0,694
Итого с потерями:					14,573
Суммарная тепловая нагрузка на 1 и 2 котельные 1 мкр.		13,206	0	11,336	24,542
Итого с потерями:					30,166
Микрорайон № 2					
Котельная № 3					
1	Жилые здания	7,83		7,52	15,35
2	Учреждения обслуживания населения	1,216		0,67	1,886
Потери 5%:					0,862
Итого с потерями:					18,098
Котельная № 4					
1	Жилые здания с детским садом-яслями (2шт.), школой	7,635		5,977	13,612
	Детский сад-ясли (2шт.), школа	1,186	0,916	0,533	2,635
Потери 5%:					0,812
Итого с потерями:					17,059
Суммарная тепловая нагрузка на 1 и 2 котельные 1 мкр.		15,465	0	13,497	28,962
Итого с потерями:					35,157
Микрорайон № 3					
Котельная № 13					
1	Жилые дома	6,41		2,51	8,92
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
3	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,972

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Q _о Отопле- ние	Q _в Вентиляция	Q _{г.в} ГВС	Σ Q _о + Q _в +Q _{г.в}
Итого с потерями:					10,692
Микрорайон № 4 (проектируемая часть)					
Котельная № 14					
1	Жилые здания	4,77		2,01	6,78
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,72
Итого с потерями:					7,9
Микрорайон № 5					
Котельная № 15					
1	Жилые здания	3,19		1,08	4,27
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
3	Детский сад	0,21		0,19	0,4
4	Школа	0,845		0,214	1,059
Потери 10%:					0,613
Итого с потерями:					6,742
Котельная № 16					
	Гостиница	1,72		0,86	2,58
Потери 10%:					0,26
Итого с потерями:					2,84
Котельная № 17					
1	Жилые здания	5,08		1,4	6,48
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,69
Итого с потерями:					7,57
Котельная № 18					
1	Жилые здания	3,93		1,27	5,2
Потери 10%:					0,52
Итого с потерями:					5,72
Суммарная тепловая нагрузка по котельным 15,16,17 и 18 5 микрорайон		15,395	0	5,394	20,789
Итого с потерями:					22,872
Итого по ДЕРВЯНИЦКОМУ р-ну:		106,787			
-	Учрежд. obsл. населения	8,276	2,046	4,425	14,747
-	Жилой фонд	52,051	0	33,103	85,154
-	Потери				6,886

Суммарная потребность района в тепловой энергии до 2027 года составит 106,787 Гкал/ч.

Система теплоснабжения предусматривается закрытая по 4-х трубной тупиковой схеме. Приготовление горячей воды производится непосредственно в котельных с установкой в них пластинчатых теплообменников.

Прокладка сетей теплоснабжения принята подземной бесканальной в ППУ изоляции.

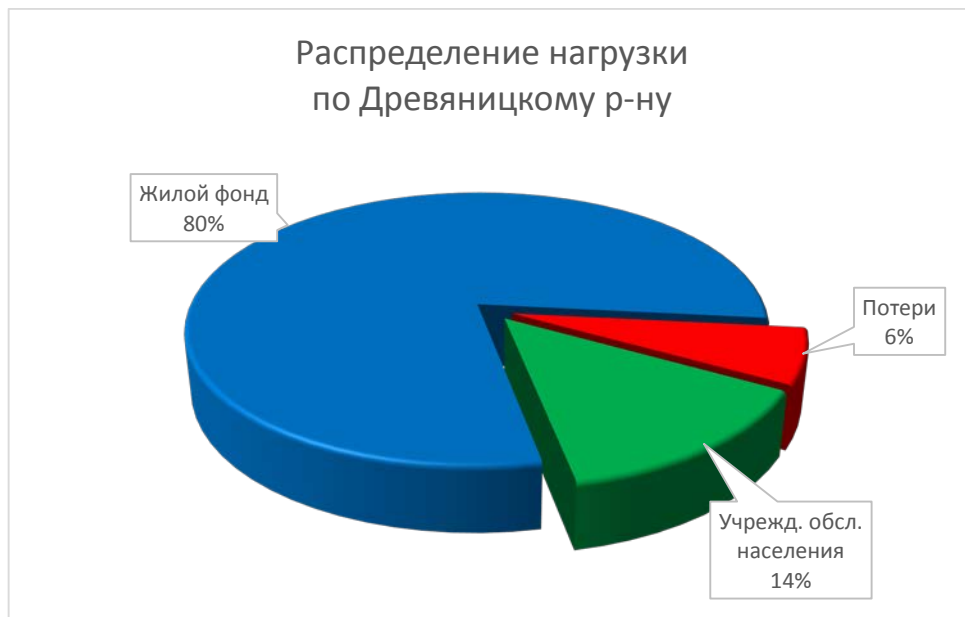


Рисунок 1.6.14 Распределение тепловой нагрузки Деревяницкого района по видам потребителей



Рисунок 1.6.15 План расположения источников Деревяницкого района 1 и 2-го микрорайонов.

Псковский район

В настоящее время многоэтажная застройка (5-9 этажей) части квартала 148 снабжается тепловой энергией от газовой котельной ООО «Новострой» (№72 по версии МУП «Теплоэнерго») с установленной мощностью 21 МВт.

Существующая и жилая застройка (1-5 этажей) имеет поквартирные индивидуальные источники теплоснабжения.

Потребность в тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых

зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского, городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление – 27° С.

Крупные отдельно стоящие здания общественного и административного значения и частично жилую застройку (5 этажей) предусматривается снабжать тепловой энергией от собственных встроенных, пристроенных или отдельно стоящих котельных модульного типа (12 котельных).

Перспективное жилье (9-12 этажей) части 148 квартала планируется подключить к существующей котельной ООО «Новострой».

Общая перспективная подтвержденная нагрузка по Псковскому району до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч, из них 35,86 Гкал/ч на I очередь строительства (по неподтвержденным данным потребность района в тепловой энергии может увеличиться до 132 Гкал/ч).

Общая перспективная нагрузка на район до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч.

Таблица 1.6.14 Тепловые нагрузки Псковского района

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Котельная № 1					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад, почта, ЖЭУ, аптека и т.д.	3,19	1,203	2,545	6,938
Потери 10%:					0,69
Итого с потерями:					7,628
Котельная № 4					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	1,23	0,32	0,63	2,18
2	Жилые здания со встроенными помещениями	3,56		2,54	6,1
Потери 10%:					0,83
Итого с потерями:					9,11
Котельная № 5					
1	Учреждения обслуживания населения: торговый центр, офис, гостиницы и т.д.	2	0,91	2,6	5,51
Потери 10%:					0,55
Итого с потерями:					6,06
Котельная № 6 (пристроенная)					
1	Учреждения обслуживания населения: спорткомплекс, полиция, клубные помещения и т.д.	1,12	0,32	0,42	1,86
Потери 10%:					0,19
Итого с потерями:					2,05
Котельная № 7					
1	Учреждения обслуживания населения: торговый центр, офис, гостиницы и т.д.	2,36	0,99	3,35	6,7

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
2	Жилые здания со встроенными помещениями	1,62		1,43	3,05
Потери 10%:					0,98
Итого с потерями:					10,73
Котельная № 8					
1	Потребители	2		1,6	3,6
Потери 10%:					0,36
Итого с потерями:					3,96
Котельная № 10					
1	Жилые здания со встроенными помещениями (148 квартал)	1,65		1,73	3,38
2	Жилые здания со встроенными помещениями (123 квартал)	1,1		1,19	2,29
3	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	0,45	0,15	0,32	0,92
Потери 10%:					0,66
Итого с потерями:					7,25
Котельная № 14					
1	Жилые здания со встроенными помещениями	2,4		2,04	4,44
2	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	0,83	0,294	0,37	1,494
Потери 10%:					0,59
Итого с потерями:					6,524
Котельная № 15					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, торговый центр, магазины и т.д.	1,7		0,96	2,66
Потери 10%:					0,27
Итого с потерями:					2,93
Котельная № 16					
1	Учреждения обслуживания населения: бассейн, детский сад.	0,592	0,239	1,316	2,147
Потери 10%:					0,21
Итого с потерями:					2,357
Котельная № 18					
1	Учреждения обслуживания населения: гостиница, полиция, клубные центры.	1,05		0,6	1,65
Потери 10%:					0,17
Итого с потерями:					1,82
Котельная № 19 (пристроенная)					
1	Учреждения обслуживания населения: бассейн, детский сад.	0,292	0,159	1,076	1,527
Потери 10%:					0,15
Итого с потерями:					1,677
Планируемая в дальней перспективе до 2027 года					

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	Жилые здания со встроенными помещениями	30		20	50
2	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	10		4	14
Потери 10%:					6,4
Итого с потерями:					70,4
ИТОГО ПО РАЙОНУ ПСКОВСКИЙ:					132,496
-	Учрежд. обл. населения	24,814	4,585	18,187	47,586
-	Жилой фонд	42,33	0	30,53	72,86
-	Потери				5,65



Рисунок 1.6.16 Распределение тепловой нагрузки Псковского района по видам потребителей



Рисунок 1.6.17 План расположения источников Псковского района

1.7.3 Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах

Потребление тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах зависит в первую очередь от режимов работы промышленных предприятий и их производственной программы. В условиях рыночных отношений планирование перспективного прироста тепловой энергии в таких районах не представляется возможным. Тепловая энергия, потребляемая в промышленных районах, вырабатывается в основном собственными котельными и покупается на ТЭЦ ТГК-2.

1.7 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Котельные МУП "Теплоэнерго"

В таблице 1.7.1 представлены общие данные о балансе тепловой мощности котельных МУП "Теплоэнерго".

Таблица 1.7.1 Баланс тепловой мощности котельных МУП "Теплоэнерго" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	1002,42
Договорная подключенная нагрузка - всего	802,3
- на отопление и вентиляцию	580,5
- на ГВС	221,8

В таблице 1.7.2 представлен баланс тепловой энергии котельных МУП "Теплоэнерго" за период 2010-2013гг.

Таблица 1.7.2 Баланс тепловой энергии котельных МУП "Теплоэнерго" за 2010-2013гг., Гкал

Параметр	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	1 714 999,2	1 600 825,1	1 511 275,8	1530208,6
- расход на хозяйственные нужды:	нет данных	76840	72541	73450,0
Отпуск тепла потребителям:	нет данных	1523985,1	1438734,8	1 456758,6
- потери в тепловых сетях	нет данных	137418,7	103116,8	107 169,9
Потреблено потребителями	нет данных	1 386 566,4	1 335 618,0	1 349588,7
- отопление и вентиляция	нет данных	1176640,2	1133405,4	1145261
- ГВС	нет данных	209926,2	202212,6	204327,7

В таблице 1.7.3 представлены показатели установленной и подключенной тепловой мощности, а также процент загруженности по каждой котельной МУП "Теплоэнерго" за 2013г.

Таблица 1.7.3 Характеристики котельных МУП "Теплоэнерго" по состоянию на 1 января 2014 г.

№ котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная мощность по договорам, Гкал/час			
	Отопление	ГВС	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
1	22,765	0	22,765	16,937	1,314	5,546	23,797
2	4,63	0	4,63	3,378	0,754	0	4,132
3а	2,6	0	2,6	2,721	0,327	0	3,048
4	5,05	1,3	6,35	5,018	0	0,376	5,394
5	8	2,25	10,25	6,45	0,19	0,817	7,457
6	7,05	1,501	8,551	6,747	0,411	0,51	7,668
7	8,9	1,6	10,5	5,538	0	1,792	7,33
7а	8,4	0	8,4	6,795	0	0	6,795
8	3,9	1,3	5,2	4,208	0	0,816	5,024
9	6,6	2,9	9,5	5,311	0,176	2,093	7,58
10	13	0	13	6,944	0,216	4,625	11,785
11М	3,405	0	3,405	1,198	0,082	0,263	1,543
12	10,5	0	10,5	9,745	0	0	9,745
13	7,72	0	7,72	2,692	1,048	0,891	4,631
14	7,1	1,3	8,4	5,262	0	0,973	6,235
15	11,18	0	11,18	7,027	0,176	4,631	11,834
16	21,28	0	21,28	12,691	0,062	10,637	23,39
17	5,75		5,75	2,494	0	3,154	5,648
18	0,62	0	0,62	0,636	0,075	0	0,711
19	2,15	0	2,15	1,205	0,147	0,886	2,238
20	8	1,155	9,155	4,879	0	0,746	5,625
21	2,8	1,668	4,468	1,701	0	0,046	1,747
22М	1	0	1	0,792	0	0,562	1,354
23	5,6	2,15	7,75	5,219	0	0,281	5,5
24	16,44	0	16,44	8,363	0,819	1,73	10,912
25М	0,912		0,912	0,188	0	0	0,188
26	4,024	1,3	5,324	2,863	0	0,788	3,651
27	4,5	1,187	5,687	3,326	0,286	0,995	4,607
28М	5,65	0	5,65	1,966	0,387	2,441	4,794
29	10,5	1,3	11,8	7,228	0,214	0,441	7,883
30	7,85	0	7,85	6,424	0	0,336	6,76
31	7,3	0	7,3	5,539	0	0	5,539
32М	2,752	0	2,752	1,123	0	1,194	2,317
33	24,505	0	24,505	7,734	0,088	1,129	8,951
34	51,848	0	51,848	21,029	0,189	4,882	26,1
35	1,186	0	1,186	0,905	0	0,144	1,049
36	24,9	0	24,9	17,898	0,164	7,762	25,824
37	4,8	1,186	5,986	3,184	0,033	2,498	5,715
38	19,5	0	19,5	11,088	0,331	6,27	17,689
39	6,8	3,2	10	4,787	0,105	2,81	7,702
40	4,8	2,65	7,45	2,212	0,449	1,821	4,482
41	24,9	0	24,9	12,875	0,048	8,775	21,698
42	3,459	1,118	4,577	3,097	0	0,334	3,431
43а	19,77	0	19,77	9,463	0,041	3,657	13,161
44	19,5	0	19,5	10,004	1,985	9,666	21,655
45	2,58	0	2,58	2,499	0	0	2,499
46	7,75	0	7,75	5,729	0	0	5,729

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ котельной	Установленная мощность, Гкал/час			Подключенная мощность по договорам, Гкал/час			
	Отопление	ГВС	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
46а	8	4,8	12,8	6,928	0	2,567	9,495
47М	3,27	0	3,27	2,927	0,072	0	2,999
48	0,077	0	0,077	0,09	0	0	0,09
49	11,2	6,3	17,5	12,248	0,38	5,641	18,269
50а	12,58	3,2	15,78	10,961	0	1,911	12,872
51	4,3	0	4,3	3,288	0,1	0,069	3,457
52М	0,62	0	0,62	0,524	0	0	0,524
53М	0,912	0	0,912	0,377	0	0,276	0,653
54	8,9	0	8,9	6,589	0,065	0	6,654
55М	1,238	0	1,238	0,545	0	0,584	1,129
56М	0,912	0	0,912	0	0	0	0
57	16,44	0	16,44	8,657	1,576	3,685	13,918
58М	0,715	0	0,715	0	0	0,66	0,66
59М	0,809	0	0,809	0,756	0	0,144	0,900
60	10,5	2,25	12,75	9,593	0,051	2,448	12,092
61	7,3	5,72	13,02	5,909	0,141	4,894	10,944
62	15,65	0	15,65	11,762	0,088	2,71	14,56
63	56,265	0	56,265	29,764	0,657	8,219	38,64
64	25,227	0	25,227	13,681	1,413	9,997	25,091
65	9,38	1,3	10,68	7,138	0,048	1,315	8,501
66	6,4	2,75	9,15	4,433	0,332	3,324	8,089
67М	2,494	0	2,494	1,134	0	1,098	2,232
68	10,83	0	10,83	8,06	0,112	1,107	9,279
69	2,08	0	2,08	0,68	0	0,201	0,881
70	2,142	1,576	3,718	1,046	0	0,725	1,771
71 ЛБК	239,15	0	239,15	122,414	9,455	64,535	198,17
72М	2,236	0	2,236	0,817	0	1,053	1,87
73К	0,988	0	0,988	0,536	0	0,457	0,993
74К	0,988	0	0,988	0,355	0,039	0,334	0,728
75К	0,756	0	0,756	0,345	0	0,371	0,716
76К	0,578	0	0,578	0,189	0	0,109	0,298
77К	1,926	0	1,926	1,157	0,176	0,728	2,071
78	25,38	0	25,38	7,015	0,267	4,934	12,216
79М(А)	1,548	0	1,548	0,393	0	0,359	0,752

Общая установленная мощность котельных МУП "Теплоэнерго" – 1002,424 Гкал/ч.
 Общая подключенная договорная нагрузка – 802,3 Гкал/ч.

Котельные ООО "Новострой"

В таблице 1.7.4 представлены общие данные о балансе тепловой мощности котельных ООО "Новострой"

Таблица 1.7.4 Баланс тепловой мощности котельных ООО "Новострой" за 2013г., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность	34,1
Проектная нагрузка - всего	24,8
- на отопление	11,64
- на ГВС	13,16

В таблице 1.7.5 представлена статистика выработки тепловой энергии котельными ООО "Новострой" за 2010-2013гг.

Таблица 1.7.5 Выработка тепловой энергии котельными ООО "Новострой" за 2010-2013гг., Гкал

Параметр	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	24712	30233,3	41308	45040,6
- расход на хозяйственные нужды:	468	512	2803	901,7
Отпуск тепла потребителям:	24244	29721,3	38505	44138,9
- потери в тепловых сетях	2424,4	2972,13	3850,5	4413,9
Потреблено потребителями	21819,6	26749,17	34654,5	39725
- отопление	14394,39	17646,43	22859,8	26204,6
- ГВС	7425,21	9102,74	11794,7	13520,4

В таблице 1.7.6 представлены проектные нагрузки по каждой из котельных ООО "Новострой".

Таблица 1.7.6 Проектные нагрузки котельных ООО "Новострой"

Наименование котельной	Нагрузка, Гкал/ч		
	отопление	ГВС	Всего
Котельная №1	5,97	8,44	14,4
Котельная №2	2,23	3,36	5,59
Котельная №3	2,7	4,73	7,43
Котельная №4	0,74	0	0,74

Новгородская ТЭЦ ГУ ООО "ТГК-2"

Установленная тепловая мощность ТЭЦ в целом составляет 992 Гкал по котлам, 488 Гкал по отпускаемому теплу, в том числе 370 Гкал по отборам из турбин.

Для обеспечения надежности снабжения паром потребителей по категории №1 в схеме имеются РОУ-140/1,2-2,5 ата, производительность 150т/ч – 1 шт., БРОУ-140/10-16 ата производительность 250т/ч – 2 шт, подключенные к общестанционному коллектору острого пара.

В таблице 1.7.7 представлен баланс тепловой энергии Новгородской ТЭЦ за период 2009-2012 гг.

В таблице 1.8.8 представлены данные об установленных и подключенных нагрузках Новгородской ТЭЦ на 2011-2012г.

Таблица 1.7.7 Баланс тепловой энергии Новгородской ТЭЦ за 2009-2012гг.

Параметр	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:		951787	1006073	936951	1153750
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:		3859	3426	3695	4452
- пар	Гкал	0	0	0	0
- горячая вода		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:		947928	1002647	933256	1149298
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		85537	92477	73907	70364

Таблица 1.7.8 Мощность и нагрузки новгородской ТЭЦ за 2011-2012гг., Гкал/ч

Параметр	Значение
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	488
- пар	168
- горячая вода	320
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.	488
- пар	168
- горячая вода	320
Фактическая тепловая нагрузка в 2011г.	107
- пар	98
- горячая вода (за отопительный период)	18
Фактическая тепловая нагрузка в 2012г.	180
- пар	152
- горячая вода (за отопительный период)	28
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2011г. %	21,9
Коэффициент использования установленной тепловой мощности в 2012г., %	36,93

1.8 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

МУП «Теплоэнерго»

У котельных МУП «Теплоэнерго» дефицита мощности не выявлено. Выявлен резерв мощности в среднем по городу 20%.

Была проведена работа по выявлению реального потенциала подключенной нагрузки. Для этого были проанализированы данные потребления и выработки тепловой энергии за 2013 год с сопоставлением с климатическими параметрами рассматриваемого периода. Была вычислена фактическая загрузка каждой котельной и приведена в сравнении с договорной (таблица 1.8.1).

Таблица 1.8.1 Сравнение балансов тепловой мощности котельных МУП «Теплоэнерго» по договорной и фактической подключенной нагрузке

№ Котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по договору, %	Фактическая подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по факту, %
1	22,765	23,797	104,5	20,07	88,2
2	4,63	4,132	89,2	0,00	0,0
3а	2,6	3,048	117,2	2,34	90,0
4	6,35	5,394	84,9	4,90	77,2
5	10,25	7,457	72,8	5,98	58,4
6	8,551	7,668	89,7	6,59	77,0
7	10,5	7,33	69,8	5,82	55,4
7а	8,4	6,795	80,9	6,94	82,6
8	5,2	5,024	96,6	4,14	79,6
9	9,5	7,58	79,8	5,73	60,3
10	13	11,785	90,7	8,55	65,8
11М	3,405	1,543	45,3	1,53	44,8
12	10,5	9,745	92,8	9,39	89,4
13	7,72	4,631	60,0	2,76	35,7
14	8,4	6,235	74,2	4,81	57,3
15	11,18	11,834	105,8	7,78	69,6
16	21,28	23,39	109,9	11,72	55,1
17	5,75	5,648	98,2	3,16	54,9
18	0,62	0,711	114,7	0,80	128,8
19	2,15	2,238	104,1	1,51	70,4
20	9,155	5,625	61,4	4,74	51,8
21	4,468	1,747	39,1	2,22	49,8
22М	1	1,354	135,4	0,36	36,3
23	7,75	5,5	71,0	5,07	65,5
24	16,44	10,912	66,4	7,67	46,7
25М	0,912	0,188	20,6	0,23	25,1
26	5,324	3,651	68,6	2,44	45,8
27	5,687	4,607	81,0	3,25	57,2
28М	5,65	4,794	84,8	2,61	46,2
29	11,8	7,883	66,8	7,57	64,1
30	7,85	6,76	86,1	6,25	79,6
31	7,3	5,539	75,9	5,49	75,2
32М	2,752	2,317	84,2	0,96	35,0
33	24,505	8,951	36,5	7,69	31,4

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ Котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Договорная подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по договору, %	Фактическая подключенная нагрузка, Гкал/ч	Загрузка котельной по факту, %
34	51,848	26,1	50,3	21,16	40,8
35	1,186	1,049	88,4	0,66	55,7
36	24,9	25,824	103,7	18,11	72,7
37	5,986	5,715	95,5	3,86	64,5
38	19,5	17,689	90,7	11,27	57,8
39	10	7,702	77,0	5,81	58,1
40	7,45	4,482	60,2	3,13	42,1
41	24,9	21,698	87,1	15,25	61,2
42	4,577	3,431	75,0	2,56	55,9
43a	19,77	13,161	66,6	10,79	54,6
44	19,5	21,655	111,1	13,88	71,2
45	2,58	2,499	96,9	2,26	87,4
46	7,75	5,729	73,9	5,20	67,1
46a	12,8	9,495	74,2	7,08	55,3
47M	3,27	2,999	91,7	2,68	81,8
48	0,077	0,09	116,9	0,10	124,8
49	17,5	18,269	104,4	14,53	83,0
50a	15,78	12,872	81,6	10,92	69,2
51	4,3	3,457	80,4	3,17	73,8
52M	0,62	0,524	84,5	0,47	76,4
53M	0,912	0,653	71,6	0,27	30,0
54	8,9	6,654	74,8	5,44	61,1
55M	1,238	1,129	91,2	0,63	50,6
56M	0,912	0	0,0	0,12	13,6
57	16,44	13,918	84,7	7,48	45,5
58M	0,715	0,66	92,3	0,20	27,4
59M	0,809	0,9	111,2	0,63	77,6
60	12,75	12,092	94,8	9,87	77,4
61	13,02	10,944	84,1	6,76	51,9
62	15,65	14,56	93,0	6,58	42,0
63	56,265	38,64	68,7	31,90	56,7
64	25,227	25,091	99,5	14,29	56,6
65	10,68	8,501	79,6	3,83	35,9
66	9,15	8,089	88,4	2,96	32,3
67M	2,494	2,232	89,5	1,15	45,9
68	10,83	9,279	85,7	7,98	73,7
69	2,08	0,881	42,4	0,71	34,3
70	3,718	1,771	47,6	1,62	43,7
71 ЛБК	238,596	196,404	82,3	143,40	60,1
72M	2,236	1,87	83,6	0,48	21,6
73K	0,988	0,993	100,5	0,37	37,9
74K	0,988	0,728	73,7	0,51	51,1
75K	0,756	0,716	94,7	0,36	48,0
76K	0,578	0,298	51,6	0,20	35,4
77K	1,926	2,071	107,5	0,65	34,0
78	25,38	12,216	48,1	9,37	36,9
79M(A)	1,548	0,752	48,6	0,39	25,2
Всего:	1002,424	802,295	80,0	582,12	58,0

Другие источники

Котельные ООО "Новострой" имеют общий резерв тепловой мощности в размере 9,3 Гкал/ч, что составляет 27,27% от установленной мощности.

На Новгородской ТЭЦ за последние 10 лет сложился значительный резерв тепловой и электрической мощности. В значительной части это связано со снижением потребления тепловой энергии ОАО «АКРОН». Резерв тепловой мощности, даже в часы максимальной тепловой нагрузки, составляет более 200 Гкал/час. Ограничений по обеспечению потребителей, связанных с недостатком мощности нет. Резервы для покрытия потребления ОАО «АКРОН» по всем видам тепловой энергии более чем двукратные.

Однако в перспективе ОАО «АКРОН» планирует значительное развитие производства с соответствующим ростом потребления тепловой энергии от ТЭЦ-20.

Раздел 2 Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

2.1 Определение радиуса эффективного теплоснабжения

Радиусы эффективного теплоснабжения определены для действующих источников МУП «Теплоэнерго» с учетом плотности застройки обслуживаемых районов, длин трубопроводов, стоимости тепловых сетей и других показателей (таблица 2.1.1).

Анализ полученных данных показывает, что зоны действия всех котельных могут быть существенно расширены. Данный факт говорит о том, что наиболее оптимальным развитием системы теплоснабжения в городе является укрупнение тепловых сетей и дальнейшая их централизация. Для реализации этого необходимо проработать вопрос об объединении некоторых систем теплоснабжения на базе нескольких крупных источников, в качестве которых в первую очередь следует рассматривать недогруженные до номинальной мощности котельные.

Технические решения по укрупнению тепловых сетей и источников рассмотрены в разделах 4 и 5 схемы теплоснабжения.

Перспективные радиусы эффективного теплоснабжения основных теплоснабжающих организаций определены для всех рассматриваемых пятилетних периодов с учетом приростов тепловой нагрузки и расширения зон действия источников тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в таблице 2.1.1.

Значительных изменений эффективного радиуса не происходит, так как основные влияющие параметры либо не изменяются (температурный график, удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети), либо их изменения не приводят к существенным отклонениям от существующего состояния в структуре распределения тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

Необходимо отметить, что все приросты тепловых нагрузок сосредоточены в зонах, не выходящих за пределы радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 2.1.1 Определение эффективного радиуса теплоснабжения по источникам МУП «Теплоэнерго»

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·н а 1 кв.км	Радиус теплоснабжения, км	Площадь теплоснабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №1	22,77	1,211	8 938,2	114,50	119	18,80	1,04	3,39	3,64
Котельная №2	4,63	0,070	923,7	12,42	16	4,63	1,35	5,70	6,13
Котельная №3а	2,60	0,140	728,7	8,08	15	2,60	1,48	6,87	7,38
Котельная №4	6,35	0,110	2 015,2	9,02	28	6,35	1,21	4,64	4,98
Котельная №5	11,85	0,210	3 345,9	14,19	44	11,85	1,06	3,51	3,78
Котельная №6	8,55	0,150	3 315,3	39,34	51	8,55	1,15	4,16	4,47

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·н а 1 кв.км	Радиус теплоснабжения, км	Площадь теплоснабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №7,7а	18,90	0,640	8 091,2	105,88	60	18,90	1,01	3,17	3,41
Котельная №8	5,20	0,170	3 681,5	42,06	46	5,20	1,15	4,17	4,48
Котельная №9	9,50	0,180	4 218,2	51,74	59	9,50	1,06	3,54	3,81
Котельная №10	13,00	0,406	3 359,9	43,17	39	13,00	1,15	4,17	4,49
Котельная №11М	3,41	0,067	530,4	9,55	6	3,41	1,56	7,61	8,18
Котельная №12	10,50	0,227	3 917,7	56,81	54	10,50	1,11	3,87	4,16
Котельная №13	7,72	0,370	867,9	15,37	9	7,72	1,39	6,07	6,53
Котельная №14	8,40	0,340	3 110,7	35,94	43	8,40	1,12	3,91	4,21
Котельная №15	11,18	0,200	4 691,2	53,03	72	11,18	1,07	3,58	3,85
Котельная №16	21,28	0,392	5 710,5	73,05	94	21,28	1,02	3,29	3,54
Котельная №17	5,75	0,010	1 216,4	15,11	24	5,75	1,25	4,93	5,30
Котельная №18	0,62	0,074	1 165,9	9,53	19	0,62	1,79	10,07	10,82
Котельная №19	2,15	0,172	1 740,8	16,18	19	2,15	1,44	6,48	6,97
Котельная №20	9,16	0,455	3 455,6	38,44	67	9,16	1,05	3,49	3,75
Котельная №21	4,47	0,042	1 189,3	11,67	22	4,47	1,31	5,41	5,81
Котельная №22М	1,00	0,009	85,5	1,10	2	1,00	2,09	13,68	14,71
Котельная №23	7,75	0,214	2 652,1	31,32	37	7,75	1,15	4,13	4,44
Котельная №24	16,44	1,326	602,2	69,71	61	12,40	1,05	3,43	3,69
Котельная №25М	0,91	0,054	602,2	4,11	4	0,91	1,97	12,25	13,17
Котельная №26	5,32	0,129	1 639,2	17,59	32	5,32	1,19	4,45	4,79
Котельная №27	5,69	0,173	2 459,5	25,16	42	5,69	1,19	4,42	4,75
Котельная №28	2,81	0,077	1 106,2	13,81	12	2,81	1,49	7,01	7,54
Котельная №29	11,80	0,249	4 593,0	57,54	61	11,80	1,08	3,64	3,92
Котельная №30	7,85	0,192	2 562,6	35,03	34	7,85	1,21	4,63	4,98
Котельная №31	7,30	0,178	3 400,7	193,84	66	7,30	1,15	4,14	4,45
Котельная №33	24,51	0,519	6 646,1	378,83	46	24,51	1,01	3,22	3,47
Котельная №34	51,85	0,864	10 726,0	611,38	118	51,85	0,81	2,05	2,20
Котельная №35	1,19	0,141	937,7	53,45	8	1,19	1,77	9,85	10,59
Котельная №36	24,90	0,427	8 480,2	483,37	91	24,90	0,96	2,90	3,12

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·н а 1 кв.км	Радиус теплоснабжения, км	Площадь теплоснабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №37	5,99	0,289	4 062,5	231,56	42	5,99	1,18	4,35	4,68
Котельная №38	19,50	0,270	4 531,5	258,29	54	19,50	1,05	3,46	3,72
Котельная №39	10,00	0,156	3 641,8	207,58	40	10,00	1,09	3,77	4,05
Котельная №40	7,45	0,164	1 643,3	93,67	22	7,45	1,21	4,64	4,99
Котельная №41	24,90	0,380	7 190,1	409,83	1100	24,90	0,78	1,92	2,06
Котельная №42	4,58	0,180	1 411,1	80,43	23	4,58	1,30	5,32	5,72
Котельная №43а	19,77	0,654	5 133,7	65,28	82	19,77	0,97	2,94	3,16
Котельная №44	19,50	0,870	8 494,6	484,19	89	19,50	1,04	3,42	3,67
Котельная №45	2,58	0,056	1 000,0	57,00	18	2,58	1,41	6,21	6,67
Котельная №46	7,75	0,187	18 735,8	1067,94	27	7,75	1,14	4,11	4,42
Котельная №46а	12,80	0,125	3 949,0	77,28	39	12,80	1,06	3,52	3,78
Котельная №47м	3,27	0,210	1 355,8	10,33	23	3,27	1,37	5,88	6,33
Котельная №48	0,08	0,024	181,2	315,64	4	0,08	2,86	25,71	27,64
Котельная №49	17,50	0,280	5 537,6	304,71	65	17,50	1,03	3,33	3,58
Котельная №50а	15,78	0,264	5 345,8	35,89	56	15,78	1,04	3,40	3,65
Котельная №51	4,30	0,365	2 647,5	35,89	36	4,30	1,26	4,96	5,33
Котельная №52М	0,62	0,020	452,5	3,32	11	0,62	1,89	11,23	12,08
Котельная №53М	0,91	0,060	834,0	7,12	10	0,91	1,80	10,19	10,96
Котельная №54	8,90	0,115	1 729,6	25,11	31	8,90	1,14	4,10	4,41
Котельная №56М	0,91	0,002	-	0,00	1	0,91	-	-	-
Котельная №57	16,44	0,436	7 029,6	79,32	76	16,44	1,02	3,29	3,53
Котельная №58М	0,72	0,070	16,0	0,09	1	0,72	2,80	24,64	26,49
Котельная №59М	0,81	0,026	209,6	1,88	4	0,81	2,01	12,69	13,65
Котельная №60	12,75	0,282	4 968,4	63,58	63	12,75	1,06	3,54	3,80
Котельная №61	13,02	0,294	4 057,3	48,14	34	13,02	1,15	4,14	4,45
Котельная №62	15,65	0,295	5 446,2	75,46	65	15,65	1,03	3,31	3,55
Котельная №63	56,27	0,779	103,9	178,92	152	56,27	0,81	2,05	2,20
Котельная №64	25,23	0,564	8 455,9	113,32	125	25,23	0,93	2,71	2,91
Котельная №65	10,68	0,144	3 204,5	40,93	33	10,68	1,16	4,25	4,57

Наименование источника теплоснабжения	Существующее положение						Оптимум		
	Нагрузка источника (с учетом потерь в сетях), Гкал/ч	Площадь зоны теплоснабжения, кв. км	Длина тепловых сетей в 2х трубном исчислении, м	Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	Число абонентов	Теплоплотность района, Гкал/ч·на 1 кв.км	Радиус теплоснабжения, км	Площадь теплоснабжения, кв. км	Отношение к площади всего города, %
Котельная №66	9,15	0,187	3 044,8	40,80	34	9,15	1,19	4,42	4,75
Котельная №68	10,83	0,191	3 710,9	48,84	52	10,83	1,05	3,49	3,75
Котельная №69	2,08	0,019	293,0	2,50	8	2,08	1,63	8,32	8,95
Котельная №70	3,76	0,092	1 236,0	14,65	18	3,76	1,37	5,93	6,37
Котельная №71 (ЛБК)	238,60	3,144	63 762,8	1297,86	826	75,89	0,76	1,83	1,97
Котельная №78	11,20	0,587	6 191,1	92,71	58	11,20	1,11	3,89	4,18

Таблица 2.1.2. Перспективный радиус эффективного теплоснабжения основных теплоснабжающих организаций, км

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали по состоянию на 2010 год	Эффективный радиус теплоснабжения				
		2012 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2027 г.
Котельные МУП «Теплоэнерго»	10,3	11,2	11,0	10,9	11,0	11,0
ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)	17,5	15,5	15,6	15,3	15,0	14,6
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)	7,0	9,3	9,9	9,9	9,5	9,4
Прочие котельные	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

2.2 Существующие и перспективные зоны действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии

На рисунке ниже зеленым цветом изображены существующие зоны действия котельных, красным цветом выделены предполагаемые зоны действия перспективных источников тепловой энергии.

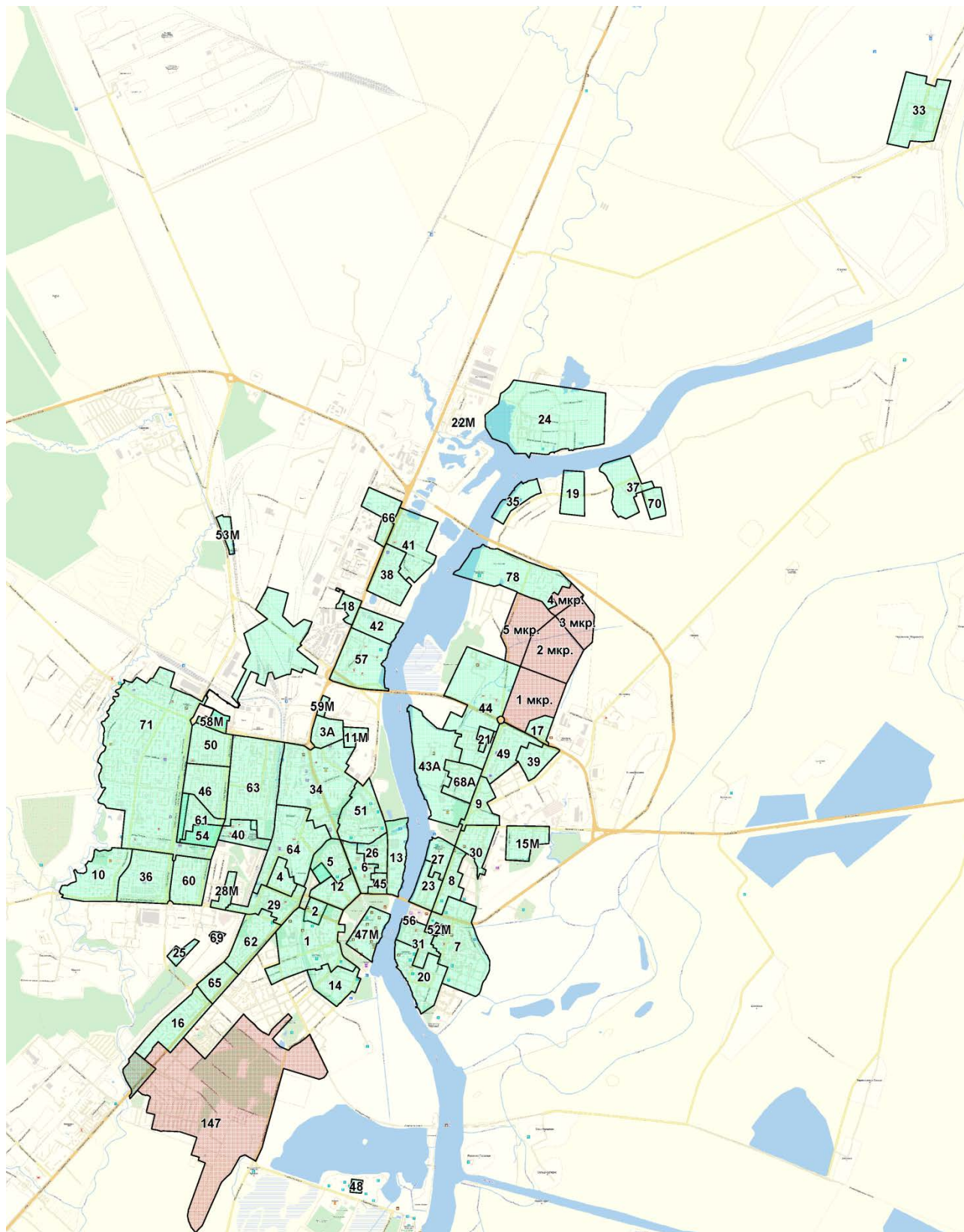


Рисунок 2.2.1 Зоны действия котельных МУП «Теплоэного»

Таблица 2.2.1 Существующие источники теплоснабжения г. Великий Новгород

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
1	Котельная № 1	пер. Цветочный, 9	122	121,122,12 3127,128,1 42145
2	Котельная № 2	Чудинцева ул., 9 к.1	122	111,122
3	Котельная № 3а	Б.С-Петербургская, 62	236	236
4	Котельная № 4	пр. К.Маркса, 10 к.2	115	115
5	Котельная № 5	Б.Конюшенная ул., 4	108	104,108
6	Котельная № 6	Козьмодемьянская ул., 12 к.1	94	94,87
7	Котельная № 7	ул. Панкратова, 30 к.1	30	30,38,25
8	Котельная № 7а	ул. Панкратова, 30 к.1	30	30,41
9	Котельная № 8	ул. Герасименко-Маницына, 9а	6	6,12,25
10	Котельная № 9	Хутынская ул., 1	28	23,28
11	Котельная № 10	Нехинская ул.,34 к.3	14 мкр	14 мкр
12	Котельная № 11	ул. Черепичная, 4	236	236
13	Котельная № 12	Стратилатовская ул., 17а	109	104,109,10 8
14	Котельная № 13	Яковлева ул., 1а	80	80
15	Котельная № 14	ул.Каберова-Власьевская, 21а к.1	140	140,135,12 7
16	Котельная № 15М	ул.Связи, 5 к.1	1	1
17	Котельная № 16	Псковская ул., 42а	152	152
18	Котельная № 17	ул. Державина, 11к.4	1 мкр	1 мкр
19	Котельная № 18	ул. Сенная, 7 к.1	118	119
20	Котельная № 19	Береговая ул., 44 стр.1	16мкр	16мкр
21	Котельная № 20	Никольская ул., 14а	60	60,38,41,69
22	Котельная № 21	Б.Московская ул., 67, стр.2	15	15
23	Котельная № 22М	д. Трубичино, ул. Наволоцкая, д.2	д. Трубичино,	д. Трубичино,
24	Котельная № 23	Б.Московская ул., 25а	20	20
25	Котельная № 24	пос. Волховский, Керамическая ул., 4/1	241	241
26	Котельная № 25М	ул. Нехинская, 55В	143	143
27	Котельная № 26	Тихвинская ул., 13, к.1	94	94,87
28	Котельная № 27	ул.Т.Фрунзе-Оловянка, 21а	20	20
29	Котельная № 28М	ул.Завокзальная, д.5корп.2	7 мкр	7мкр
30	Котельная № 29	пр. К.Маркса, 11а	114	114,7 мкр
31	Котельная № 30	ул. Заставная, 2, к.7	10	10
32	Котельная № 31	Михайлова ул., 11а	38	38,41,27
33	Котельная № 33	пос. Кречевицы	200	200
34	Котельная № 34	Б.С.-Петербургская ул.,39 стр.4	116	106,116,24 0
35	Котельная № 35М	Береговая ул., 7	16мкр	16мкр
36	Котельная № 36	ул. Кочетова, 35 к.5	8 мкр	8 мкр
37	Котельная № 37	Береговая ул., 51 к.1	17 мкр	17 мкр
38	Котельная № 38	Б.С.-Петербургская ул., 112	238	238
39	Котельная № 39	ул. Рахманинова, 11, к.2	29	29
40	Котельная № 40	ул.Ломоносова, 27 к.3	7 мкр	7 мкр

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ п/п	Номер котельной	Адрес котельной	Административные единицы квартала (микрорайоны)	Зона действия отопительных котельных
41	Котельная № 41	ул. Щусева, 9	239	238,239
42	Котельная № 42	ул. П.Левитта, 22 к.1	238	238
43	Котельная № 43а	Парковая ул., 5 к.1	4	4,15
44	Котельная № 44	ул.Державина, 1 к.2	6мкр	6 мкр.15кв
45	Котельная № 45	Козьмодемьянская ул., 3а	87	87,94
46	Котельная № 46	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
47	Котельная № 46а	ул. Свободы, 15, к.1	4 мкр	4 мкр
48	Котельная № 47М	Кремль	112	112
49	Котельная № 48	Витославлицы, стр.2	150	150
50	Котельная № 49	Б.Московская ул., 114	29	28,29
51	Котельная № 50а	Григоровское ш., 29, к.4	3 мкр	3 мкр
52	Котельная № 51М	ул.М.Джалиля-Духовская, 24, к.1	237	237
53	Котельная № 52М	ул. Михайлова, 42	30	30
54	Котельная № 53М	Сырковское ш. 36	234	234
55	Котельная № 54	ул. Попова, 6 к.4	5 мкр	5 мкр
56	Котельная № 56М	наб. Невского, 1а	27	27
57	Котельная № 57	ул.П.Левитта, 10, к.3	238	238
58	Котельная № 58М	пр. Корсунова, 30	232	232
59	Котельная № 59М	ул. Б.С-Петербургская, 76 к.1	236	236
60	Котельная № 60	ул.Ломоносова, 28, к.1	6 мкр	6 мкр
61	Котельная № 61	пр.Мира, 19, к.3	5 мкр	5 мкр
62	Котельная № 62	Псковская ул., 24, к.1	130	130
63	Котельная № 63	ул. Менделеева, 5	2 мкр	2 мкр
64	Котельная № 64	ул. Германа, 23а	116	116,107,106, 115
65	Котельная № 65	Октябрьская ул., 4, к.3	146	146
66	Котельная № 66	Б.С.-Петербургская ул., 161а	120	120
67	Котельная № 68М	Б.Московская ул., 49, к.4	14	14
68	Котельная № 69	ул. Нехинская, 1а	143	143
69	Котельная № 70	Береговая ул.,56, стр.1	17 мкр	17 мкр
70	Котельная № 71 (ЛБК)	Сырковское ш.,23	233	233,234,117,232 .8 мкр,9 мкр,10 мкр,11 мкр, 12 мкр,13 мкр

2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии

Прирост тепловой мощности Деревяницкий район

Потребность в тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского, городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление -27°C .

Источником теплоснабжения и горячего водоснабжения 5-16 этажных жилых административных и общественных зданий 1,2,3,4,5 микрорайонов Деревяницкого жилого района застройщиком предусматриваются 10 проектируемых модульных автономных котельных, общей тепловой нагрузкой 118 Гкал/час.

В малоэтажных индивидуальных и блокированных домах 3 и 5 микрорайонов предполагается поквартирная установка автоматизированных котлов полной заводской готовности с герметичной камерой сгорания.

Таблица 2.3.1 Тепловые нагрузки Деревяницкого района

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Микрорайон № 1					
Котельная № 1					
1	Жилые здания и	6,884		6,074	12,958
2	Учреждения обслуживания населения: - общественно деловой центр	1,068	0,284	0,540	1,892
Потери 5%:					0,743
Итого с потерями:					15,593
Котельная № 2					
1	Жилые здания с	6,322		5,262	11,584
2	Детский сад-ясли на 340мест (2шт.), школа на 1400 учащихся	0,981	0,846	0,468	2,295
Потери 5%:					0,694
Итого с потерями:					14,573
Суммарная тепловая нагрузка на 1 и 2		13,206	0	11,336	24,542
котельные 1 мкр.		Итого с потерями:			30,166
Микрорайон № 2					
Котельная № 3					
1	Жилые здания	7,83		7,52	15,35

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
2	Учреждения обслуживания населения	1,216		0,67	1,886
Потери 5%:					0,862
Итого с потерями:					18,098
Котельная № 4					
1	Жилые здания с детским садом-яслями (2шт.), школой	7,635		5,977	13,612
2	Детский сад-ясли (2шт.), школа	1,186	0,916	0,533	2,635
Потери 5%:					0,812
Итого с потерями:					17,059
Суммарная тепловая нагрузка на 1 и 2		15,465	0	13,497	28,962
котельные 1 мкр.		Итого с потерями:			35,157
Микрорайон № 3					
Котельная № 13					
1	Жилые дома	6,41		2,51	8,92
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
3	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,972
Итого с потерями:					10,692
Микрорайон № 4 (проектируемая часть)					
Котельная № 14					
1	Жилые здания	4,77		2,01	6,78
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
Потери 10%:					0,72
Итого с потерями:					7,9
Микрорайон № 5					
Котельная № 15					
1	Жилые здания	3,19		1,08	4,27
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4
3	Детский сад	0,21		0,19	0,4
4	Школа	0,845		0,214	1,059
Потери 10%:					0,613
Итого с потерями:					6,742
Котельная № 16					
	Гостиница	1,72		0,86	2,58
Потери 10%:					0,26
Итого с потерями:					2,84
Котельная № 17					
1	Жилые здания	5,08		1,4	6,48
2	Детский сад	0,21		0,19	0,4

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Потери 10%:					0,69
Итого с потерями:					7,57
Котельная № 18					
1	Жилые здания	3,93		1,27	5,2
Потери 10%:					0,52
Итого с потерями:					5,72
Суммарная тепловая нагрузка по котельным 15,16,17 и 18 5 микрорайон		15,395	0	5,394	20,789
Итого с потерями:					22,872
Итого по ДЕРВЯНИЦКОМУ р-ну:					106,787
-	Учреждения обслуживания населения	8,276	2,046	4,425	14,747
-	Жилой фонд	52,051	0	33,103	85,154
-	Потери				6,886

Суммарная потребность района в тепловой энергии до 2027 года составит 106,787 Гкал/ч.

Распределение нагрузки по Деревяницкому р-ну

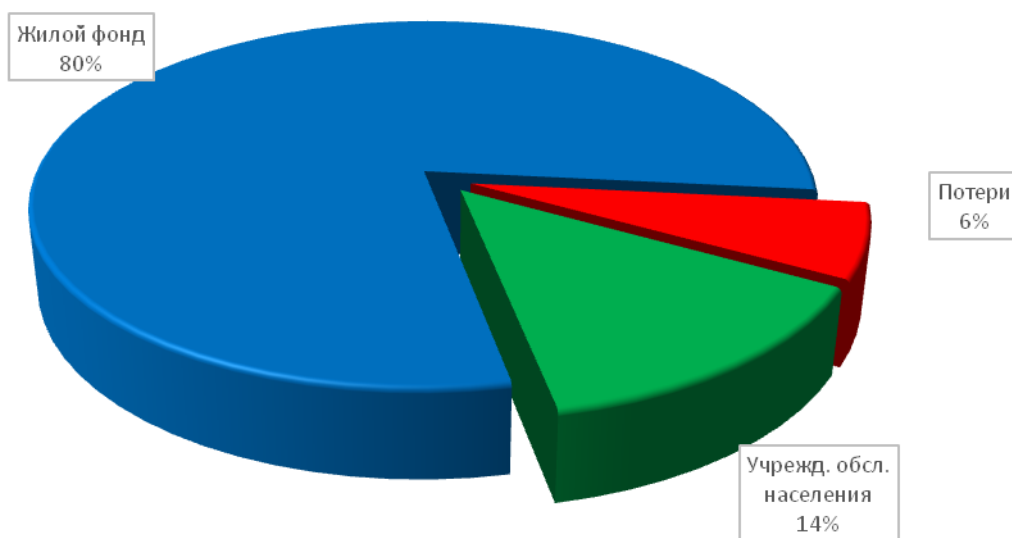


Рисунок 2.3.1 Распределение тепловой нагрузки Деревяницкого района по видам потребителей

Прирост тепловой мощности Псковский район

Потребность в тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение жилых микрорайонов проектируемого района определена на основании СНиП 2.04.07-86 «Тепловые сети», исходя из численности населения и величины общей площади жилых зданий, обеспечиваемой централизованным теплоснабжением.

Тепловые нагрузки общественных и административных зданий внегородского, городского и районного значения определены по укрупненным показателям по строительному объему зданий и проектам-аналогам.

Расчеты выполнены для расчетной температуры наружного воздуха на отопление – 27° С.

Крупные отдельно стоящие здания общественного и административного значения и частично жилую застройку (5 этажей) предусматривается снабжать тепловой энергией от собственных встроенных, пристроенных или отдельно стоящих котельных модульного типа (12 котельных).

Перспективное жилье (9-12 этажей) части 148 квартала планируется подключить к существующей котельной ООО «Новострой».

Общая перспективная подтвержденная нагрузка по Псковскому району до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч, из них 35,86 Гкал/ч на I очередь строительства (по неподтвержденным данным потребность района в тепловой энергии может увеличиться до 132 Гкал/ч).

Общая перспективная нагрузка на район до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч.

Таблица 2.3.2 Тепловые нагрузки Псковского района

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Котельная № 1					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад, почта, ЖЭУ, аптека и т.д.	3,19	1,203	2,545	6,938
Потери 10%:					0,69
Итого с потерями:					7,628
Котельная № 4					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	1,23	0,32	0,63	2,18
2	Жилые здания со встроенными помещениями	3,56		2,54	6,1
Потери 10%:					0,83
Итого с потерями:					9,11
Котельная № 5					
1	Учреждения обслуживания населения: торговый центр, офис, гостиницы и т.д.	2	0,91	2,6	5,51
Потери 10%:					0,55
Итого с потерями:					6,06
Котельная № 6 (пристроенная)					
1	Учреждения обслуживания населения: спорткомплекс, полиция, клубные помещения и т.д.	1,12	0,32	0,42	1,86
Потери 10%:					0,19
Итого с потерями:					2,05
Котельная № 7					
1	Учреждения обслуживания населения: торговый центр, офис, гостиницы и т.д.	2,36	0,99	3,35	6,7
2	Жилые здания со встроенными помещениями	1,62		1,43	3,05
Потери 10%:					0,98

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
Итого с потерями:					10,73
Котельная № 8					
1	Потребители	2		1,6	3,6
Потери 10%:					0,36
Итого с потерями:					3,96
Котельная № 10					
1	Жилые здания со встроенными помещениями (148 квартал)	1,65		1,73	3,38
2	Жилые здания со встроенными помещениями (123 квартал)	1,1		1,19	2,29
3	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	0,45	0,15	0,32	0,92
Потери 10%:					0,66
Итого с потерями:					7,25
Котельная № 14					
1	Жилые здания со встроенными помещениями	2,4		2,04	4,44
2	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	0,83	0,294	0,37	1,494
Потери 10%:					0,59
Итого с потерями:					6,524
Котельная № 15					
1	Учреждения обслуживания населения: школа, торговый центр, магазины и т.д.	1,7		0,96	2,66
Потери 10%:					0,27
Итого с потерями:					2,93
Котельная № 16					
1	Учреждения обслуживания населения: бассейн, детский сад.	0,592	0,239	1,316	2,147
Потери 10%:					0,21
Итого с потерями:					2,357
Котельная № 18					
1	Учреждения обслуживания населения: гостиница, полиция, клубные центры.	1,05		0,6	1,65
Потери 10%:					0,17
Итого с потерями:					1,82
Котельная № 19 (пристроенная)					
1	Учреждения обслуживания населения: бассейн, детский сад.	0,292	0,159	1,076	1,527
Потери 10%:					0,15
Итого с потерями:					1,677
Планируемая в дальней перспективе до 2027 года					
1	Жилые здания со встроенными помещениями	30		20	50
2	Учреждения обслуживания населения: школа, детский сад и т.д.	10		4	14
Потери 10%:					6,4
Итого с потерями:					70,4

№	Наименование потребителя	Тепловой поток Гкал/час			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Всего
ИТОГО ПО РАЙОНУ ПСКОВСКИЙ:					132,496
-	Учреждения обслуживания населения	24,814	4,585	18,187	47,586
-	Жилой фонд	42,33	0	30,53	72,86
-	Потери				5,65



Рисунок 2.3.2 Распределение тепловой нагрузки Псковского района по видам потребителей

Прирост теплопотребления

Прирост теплопотребления, главным образом, осуществляется за счет строительства новых районов Деревяницкий и Псковский. Подключаемые нагрузки микрорайонов описаны в Разделе 1. Рост годового теплопотребления каждого микрорайона представлен на графиках (рисунки 2.3.1, 2.3.2). Распределение по пятилеткам до 2030 года производилось укрупненно равными долями.

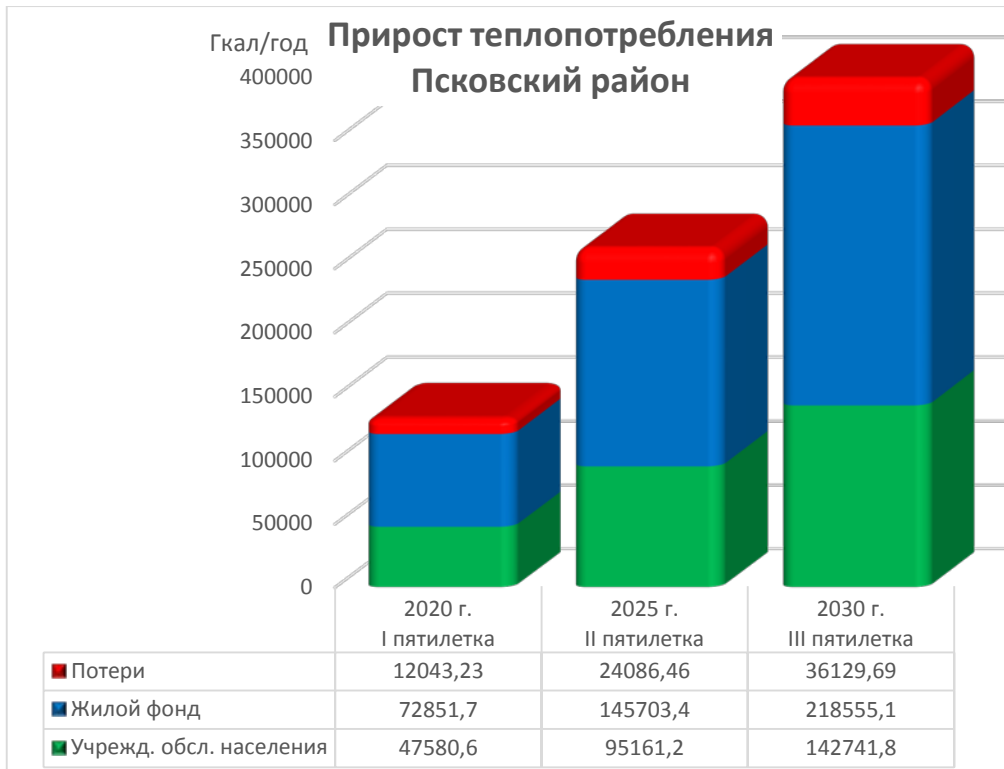


Рисунок 2.3.3 Прирост теплотребления Псковского района на перспективу до 2030 года

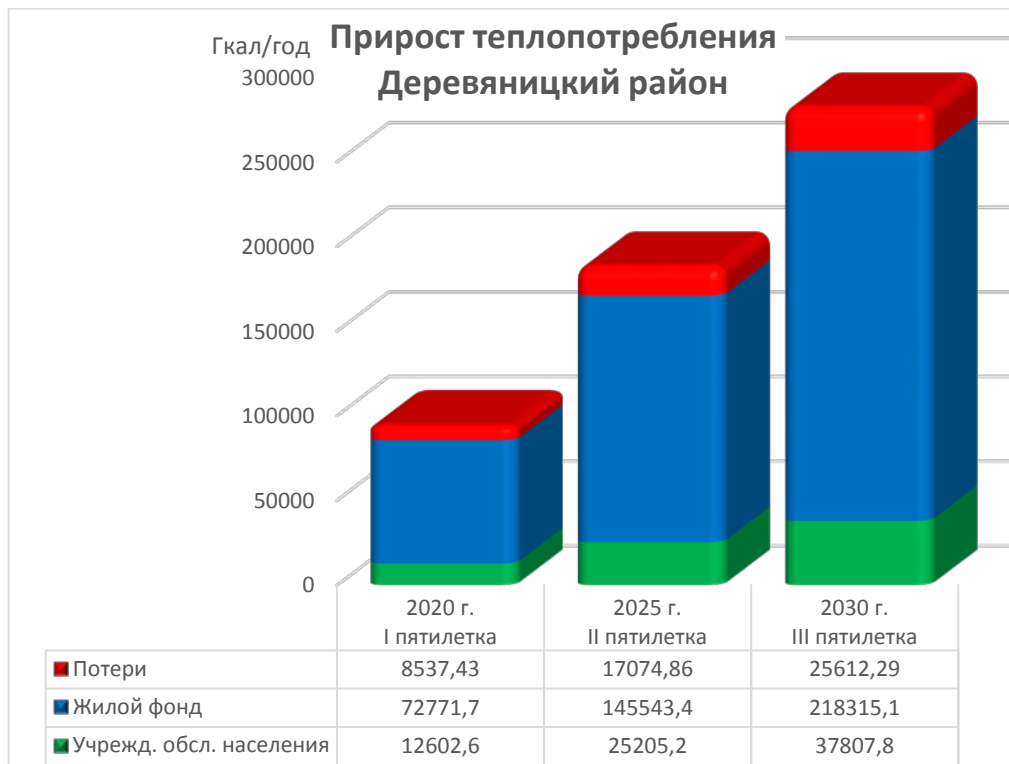


Рисунок 2.3.3 Прирост теплотребления Деревяницкого района на перспективу до 2030 года

Планируемое возрастание потребления до 2030 года составляет 61% от потребления 2013 года.

Таблица 2.3.3 Планируемое возрастание потребления

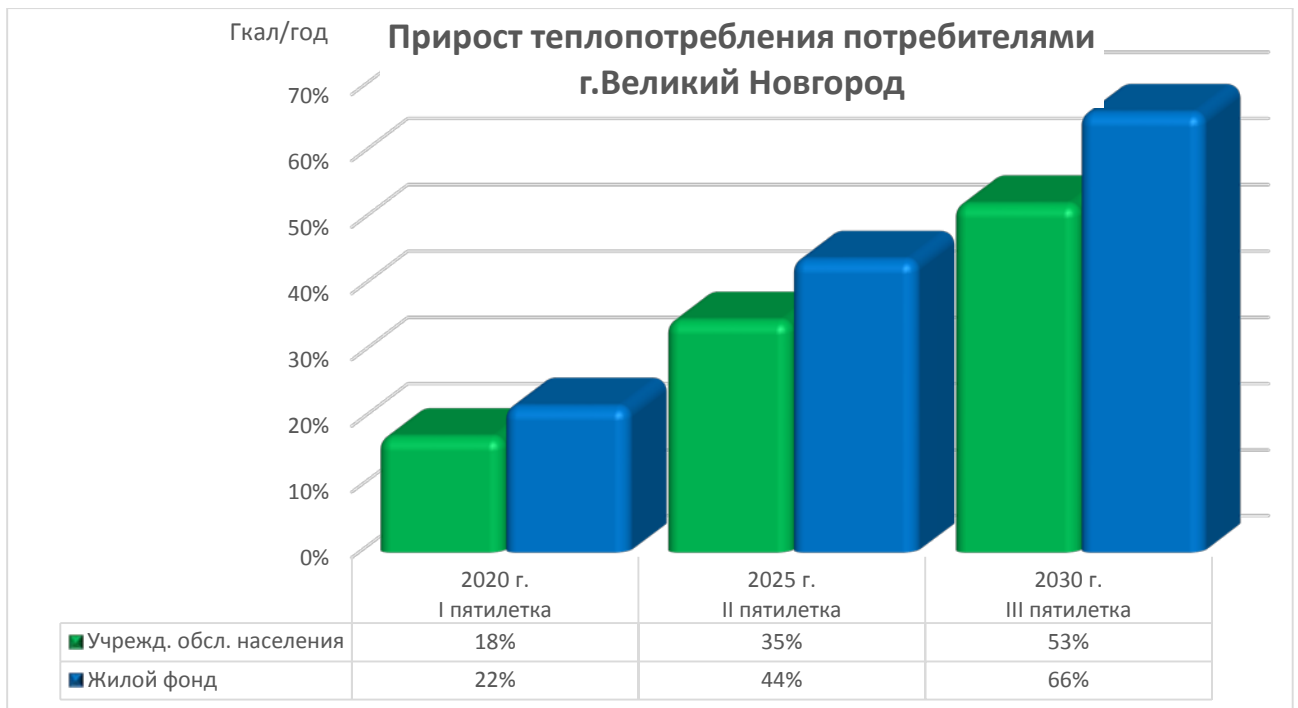
	2011	2012	2013	2020 г. I пятилетка	2025 г. II пятилетка	2030 г. III пятилетка
Учрежд. обл. населения	297978	306289	342956	403139,20	463322,40	523505,60
Жилой фонд	659618	654206	657675	803298,40	948921,80	1094545,20
Потери	106400	106722	111181	131761,66	152342,32	172922,98
ВСЕГО:	1063996	1067217	1111812	1338199,26	1564586,52	1790973,78

В натуральном выражении прогнозируемый прирост до 2030 года составит 679 тыс.Гкал, что в среднем по 45 тыс.Гкал/год.

Прирост общей нагрузки с распределением по фондам представлен ниже. Также представлен график прироста нагрузки в процентах.



(a)



(б)

Рисунок 2.3.5 Прирост теплотребления города на перспективу до 2030 года в натуральных единицах (а) и процентах (б)

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

В результате обследования схемы теплоснабжения В.Новгорода не выявлено существенных ограничений использования установленной мощности. Представлена в описательной части п.1.2 настоящего отчета информация о мощностях оборудования источников является фактической располагаемой.

2.5 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии. Существующие и перспективные значения потерь тепловой энергии при ее передаче

Анализ состояния и работы котельных МУП «Теплоэнерго»

Для более углубленного анализа котельные города разделены на группы по величине вырабатываемой тепловой энергии: мелкие с выработкой до 20 тыс. Гкал/год, средние с выработкой до 100 тыс. Гкал/год и крупные с выработкой тепловой энергии до 500 тыс. Гкал/год.

Данные по выработке и потреблению тепловой энергии для котельных с реализацией до 10 тыс. Гкал/год приведены в таблице 1.5.1. и на рисунке 1.5.1.

Таблица 1.5.1 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 10000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной															
	3а	8	13	14	17	19	20	21	26	27	37	40	42	45	69	70
Выработка	4833,9	10461,05	4214,61	11018,49	8650,04	3614,25	10456,6	4578,13	5871,18	8018,05	9625,02	6948,96	8744,55	5088,07	1569,32	4664,03
Собственные нужды	54,2	137,9	109,14	97,2	116,2	72,28	247,6	96,5	78,6	99,1	155,6	175,4	105,2	52	0	176,2
Потери	256,38	1482,43	371,89	1136,27	257,79	639,55	1682,72	390,32	692,04	954,18	1623,97	549,67	1003,44	357,28	0	607,32
Реализация	4523,32	8840,72	3733,58	9785,02	8276,05	2902,42	8526,28	4091,31	5100,54	6964,77	7845,45	6223,89	7635,91	4678,79		3880,51

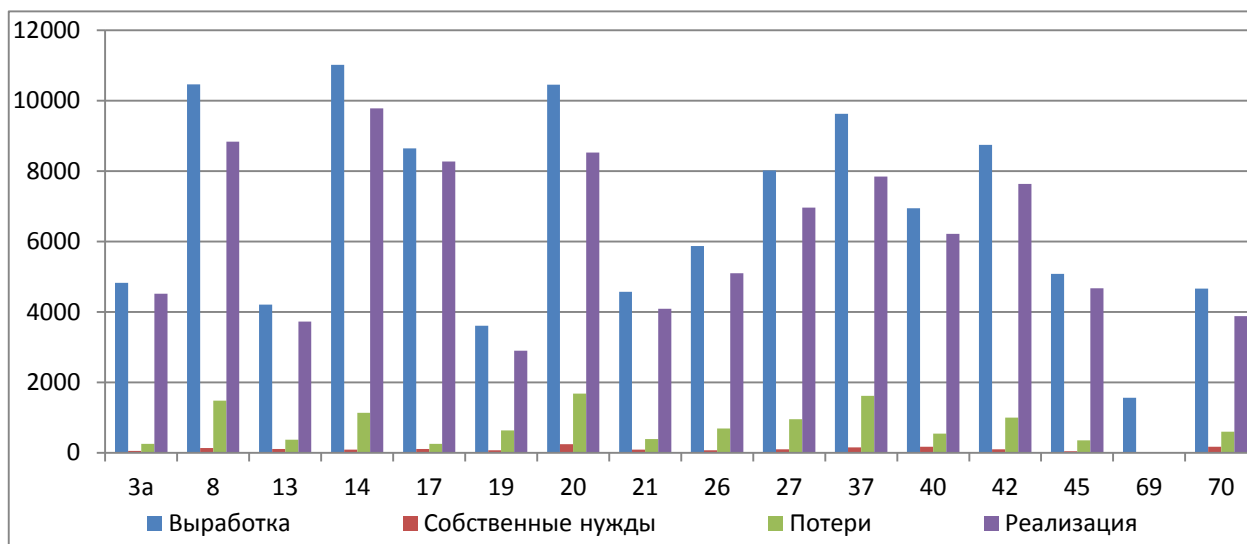


Рисунок 1.5.1. Данные по выработке и потреблению тепловой энергии для котельных с реализацией до 10000 Гкал/год

По приведенным данным (таблица 1.2.3) можно сделать вывод о том, что выработка и потребление тепловой энергии для котельных до 10000 Гкал/год имеет стабильный характер. Однако, по ряду источников (котельные 8, 20, 37) наблюдаются повышенные (до 17%) потери тепловой энергии.

Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год приведены в таблице 1.5.2 и на рисунке 1.5.2.

Таблица 1.5.2 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной																				
	4	5	6	7	7а	9	10	12	23	24	29	30	31	33	39	46	46	54	61	65	66
Выработка	11589,17	15544,62	16350,12	13799,93	15806,43	14316,85	12353,68	20873,66	12218,77	17799,41	17543,61	13818,54	11835,73	19294,1	18230,68	11919,41	17019,22	11240,26	15484,67	16832,04	13642,76
Собственные нужды	260,9	482,6	170,5	205	142,7	243,7	153,5	183,1	214,5	693,1	189,5	128,5	120,8	1640,4	331,4	90	293,1	119,4	283,5	244,7	231,1
Потери	824,32	1404,59	1395,86	2312,54	1972,86	1521,05	510,68	1681,11	1052	1307,18	1875,76	855,04	1415,7	2710,28	1392,74	779,35	1522,91	693,9	1464,86	1504,12	1218,03
Реализация	10503,95	13657,43	14783,76	11282,39	13690,87	12552,1	11689,5	19009,45	10952,27	15799,13	15478,35	12835	10299,23	14943,42	16506,54	11050,06	15203,21	10426,96	13736,31	15083,22	12193,63

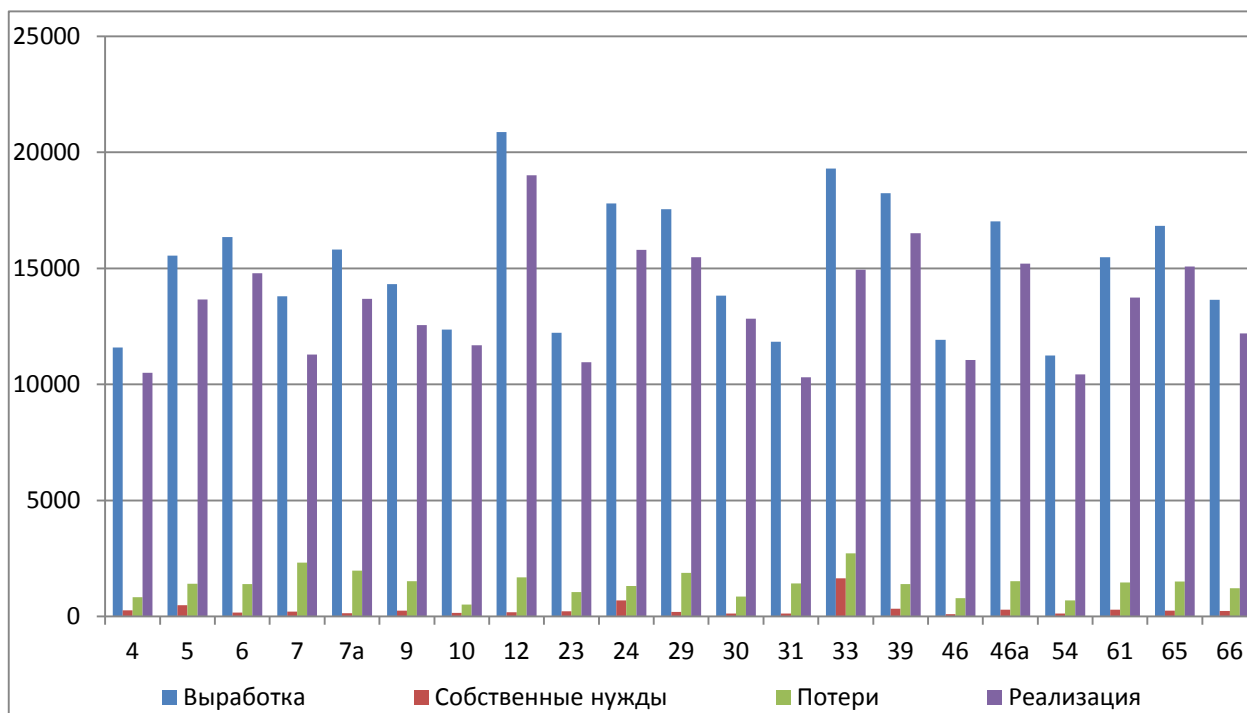


Рисунок 1.5.2. Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 20000 Гкал/год

По приведенным данным (таблица 1.2.4) можно сделать вывод о том, что выработка и потребление тепловой энергии для котельных до 20 тыс. Гкал/год имеет стабильный характер. Однако, по ряду источников (котельные 7, 33) наблюдаются повышенные (до 14%) потери тепловой энергии по сравнению с другими источниками.

Аналогичные выводы можно сделать по средним и крупным котельным (таблица 1.5.3, рисунки 1.5.3).

Таблица 1.5.3 Выработка и потребление тепловой энергии для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

Параметр	Номер котельной																
	1+2	16	34	36	38	41	43а	44	49	50а	57	60	62	63	64	69	ЛБК к.71
Выработка	52922,39	45010,73	68499,54	50183,94	35357,5	45876,78	31624,3	36166,99	37413,08	25783,44	23443,41	26449,79	29902,91	77261,3	37443,8	1569,32	394022,73
Собственные нужды	767,45	719,97	1349,27	427,9	683	799,3	784	462,1	544,8	211,9	434,1	288	598,06	1975	1757,4	1569,32	7964,6
Потери	6676,56	2374,63	9772,34	3720,6	1917	3126,12	3510,9	3399,84	2136,21	2100,18	2898,39	2394,52	3021,49	5549,48	4081,39	6676,56	39040,63

Параметр	Номер котельной																
	1+2	16	34	36	38	41	43а	44	49	50а	57	60	62	63	64	69	ЛБК к.71
Реализация	45478,38	41916,13	57377,93	46035,44	32757,5	41951,36	27329,4	32305,05	34732,07	23471,36	20110,92	23767,27	26283,36	69736,82	31605,01	45478,38	347017,5

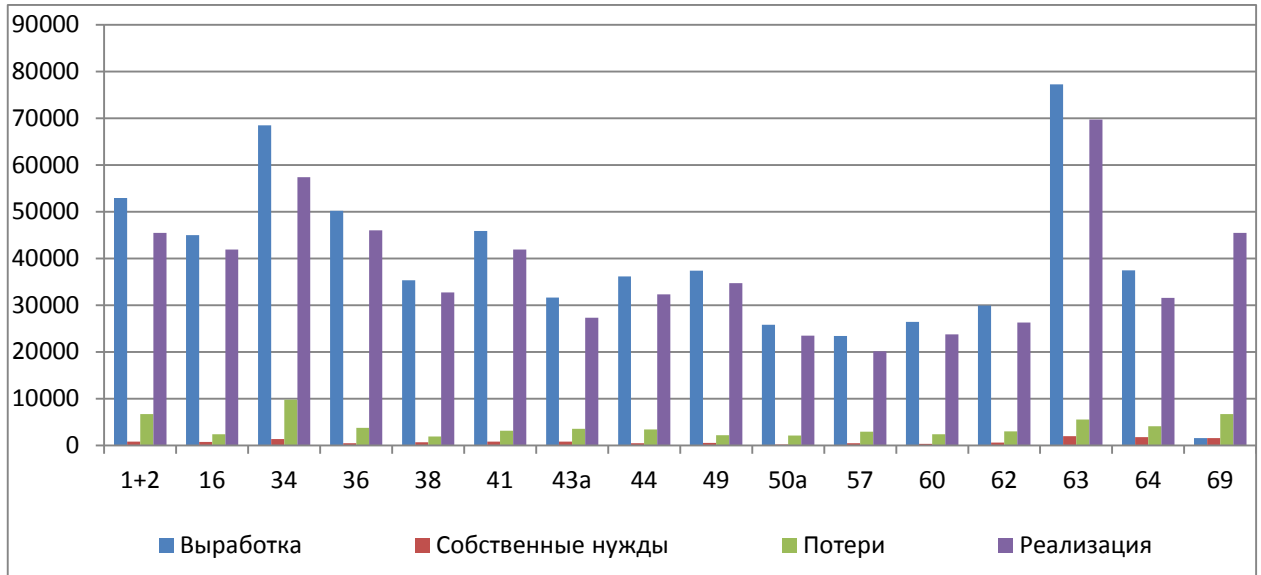


Рисунок 1.5.3 Данные по выработке и потреблению тепловой энергии (мощности) для котельных с реализацией до 100000 Гкал/год

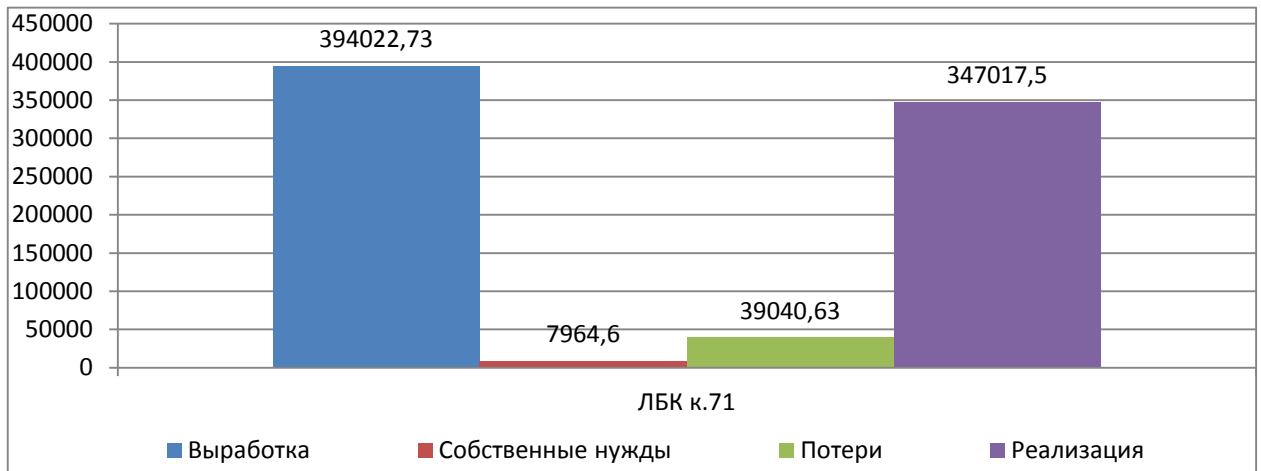


Рисунок 1.5.6 Выработка и потребление тепловой энергии для котельной №71 ЛБК с реализацией до 500000 Гкал/год

ТЭЦ ОАО «ТГК-2»

В таблице ниже представлен баланс тепловой энергии с выделением расходов на собственные хозяйственные нужды. Ввиду того что потребители к ТЭЦ подключены непосредственно к коллектору – тепловые потери в сетях отсутствуют.

Таблица 1.5.4 Баланс тепловой энергии.

	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:		951787	1006073	936951	1153750
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:		3859	3426	3695	4452
- пар	Гкал	0	0	0	0
- горячая вода		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:		947928	1002647	933256	1149298
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		85537	92477	73907	70364

ООО «Новострой»

В таблице ниже представлен баланс тепловой энергии с выделением расходов на собственные хозяйственные нужды и компенсацию потерь тепловой энергии в сетях

Таблица 1.5.5 Баланс тепловой энергии котельными ООО "Новострой", [Гкал]

Параметр	2010	2011	2012	2013
Выработка тепловой энергии:	24712	30233,3	41308	45040,6
- расход на хозяйственные нужды:	468	512	2803	901,7
Отпуск тепла потребителям:	24244	29721,3	38505	44138,9
- потери в тепловых сетях	2424,4	2972,13	3850,5	4413,9
Потреблено потребителями	21819,6	26749,17	34654,5	39725
- отопление	14394,39	17646,43	22859,8	26204,6
- ГВС	7425,21	9102,74	11794,7	13520,4

2.6 Существующие и перспективные значения тепловой нагрузки потребителей, устанавливаемые по 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.

Потребители с подобными договорами отсутствуют.

Раздел 3 Перспективные балансы теплоносителя

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

До 2025 года планируется поэтапное строительство двух районов – Деревяницкого и Псковского. Для теплоснабжения районов предусматривается строительство новых котельных. Общая нагрузка на котельные составит 91,19 Гкал/ч для Деревяницкого района и 126,54 Гкал/ч для Псковского района.

Увеличение подключенной мощности источников равномерно разделено на 3 периода, базовыми являются 2015, 2020 и 2025 годы.

В таблице 5.1 представлены перспективные нагрузки на ГВС и отопление вновь строящихся котельных на базовые годы. Данные проиллюстрированы диаграммами.

В таблице 5.2 приведены данные по величине подпитки.

Так как система горячего водоснабжения закрытая, расчет подпитки на сети ГВС учитывает только потери теплоносителя с утечками (аналогично сетям отопления).

Потери теплоносителя при его передаче по тепловым сетям составляют утечки через неплотности в элементах тепловой сети. Норматив расхода подпиточной воды на компенсацию утечек теплоносителя установлен в размере 0,25 % от объема воды в теплосети, включая наружные и внутренние системы. Так как точные значения объемов теплосети неизвестны, ориентировочный объем теплосети для каждой котельной получен согласно СНиП 41-02-2003 («Тепловые сети») из расчета 65 м^3 на каждый МВт подключенной мощности.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Таблица 3.1.1 Перспективные нагрузки на вновь строящиеся котельные

Микрорайон (котельные)	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Нагрузка 2015		Нагрузка 2020		Нагрузка 2025	
			Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч	Отопление, Гкал/ч	ГВС, Гкал/ч
Деревяницкий район								
Мкрн. №1, кот. № 1,2	13,21	11,34	4,40	3,78	8,80	7,56	13,21	11,34
Мкрн. №2, кот. № 3,4	15,47	13,50	5,16	4,50	10,31	9,00	15,47	13,50
Мкрн. №3, кот. № 13	6,83	2,89	2,28	0,96	4,55	1,93	6,83	2,89
Мкрн. №1, кот. № 14	4,98	2,20	1,66	0,73	3,32	1,47	4,98	2,20
Мкрн. №5, кот. № 15,17,18	15,40	5,39	5,13	1,80	10,26	3,60	15,40	5,39
Итого по району:	55,88	35,32	18,63	11,77	37,25	23,54	55,88	35,32
Псковский район								
кот №1	4,39	2,55	1,46	0,85	2,93	1,70	4,39	2,55
кот №4	5,11	3,17	1,70	1,06	3,41	2,11	5,11	3,17
кот №5	2,91	2,60	0,97	0,87	1,94	1,73	2,91	2,60
кот №6	1,44	0,42	0,48	0,14	0,96	0,28	1,44	0,42
кот №7	4,97	4,78	1,66	1,59	3,31	3,19	4,97	4,78
кот №8	2,00	1,60	0,67	0,53	1,33	1,07	2,00	1,60
кот №10	3,35	3,24	1,12	1,08	2,23	2,16	3,35	3,24
кот №14	3,52	2,41	1,17	0,80	2,35	1,61	3,52	2,41
кот №15	1,70	0,96	0,57	0,32	1,13	0,64	1,70	0,96
кот №16	0,83	1,32	0,28	0,44	0,55	0,88	0,83	1,32
кот №18	1,05	0,60	0,35	0,20	0,70	0,40	1,05	0,60
кот №19	0,54	1,08	0,18	0,36	0,36	0,72	0,54	1,08
Итого по району:	31,82	24,72	10,61	8,24	21,21	16,48	31,82	24,72
Планируемая до 2027 года	40	30	13,33	10,00	26,67	20,00	40,00	30,00



Рисунок 3.1.1 Перспективные нагрузки на отопление для строящихся котельных

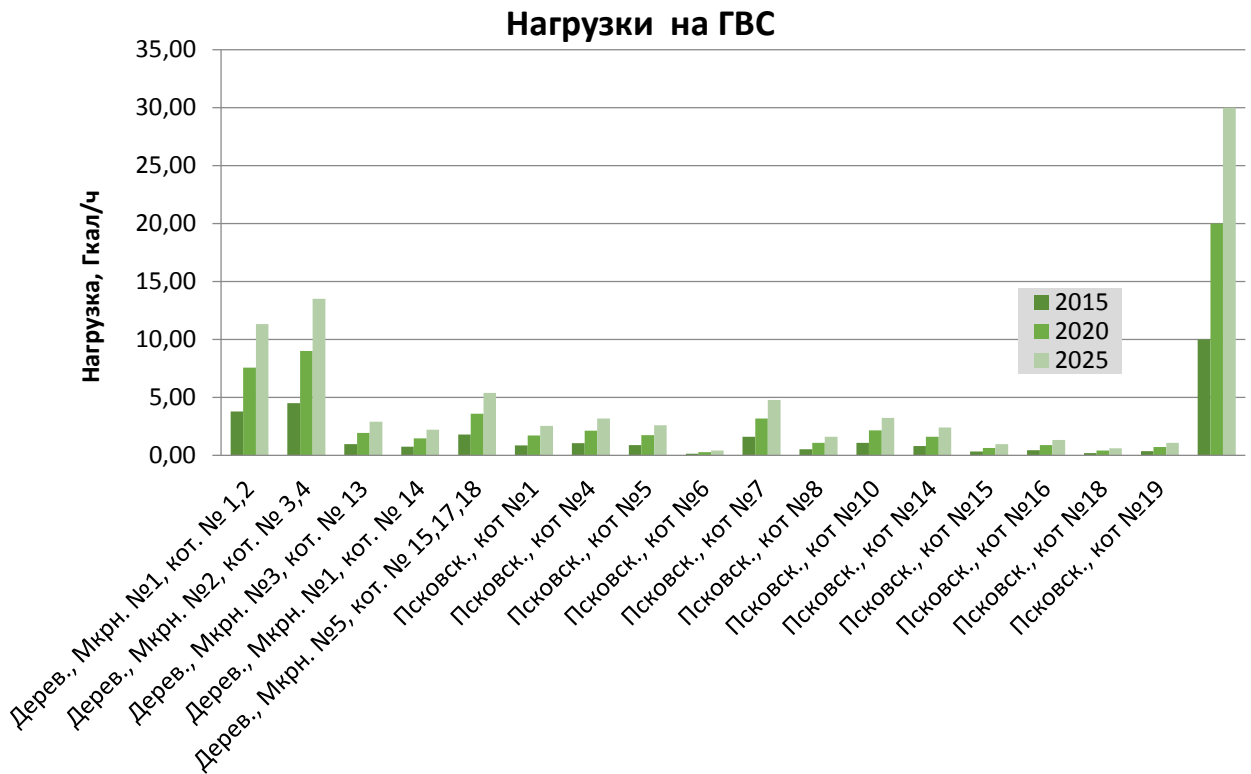


Рисунок 3.1.2 Перспективные нагрузки на ГВС для строящихся котельных

Таблица 3.1.2 Перспективные расходы подпитки на вновь строящихся котельных

Микрорайон (котельные)	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Объем ТС, м ³	Подпитка ТС, м ³ /ч	2015	2020	2025
					Подпитка ТС, м ³ /ч	Подпитка ТС, м ³ /ч	Подпитка ТС, м ³ /ч
Деревяницкий район							
Дерев., Мкрн. №1, кот. № 1,2	13,21	11,34	1855,3	4,64	1,55	3,09	4,64
Дерев., Мкрн. №2, кот. № 3,4	15,47	13,50	2189,4	5,47	1,82	3,65	5,47
Дерев., Мкрн. №3, кот. № 13	6,83	2,89	734,8	1,84	0,61	1,22	1,84
Дерев., Мкрн. №1, кот. № 14	4,98	2,20	542,8	1,36	0,45	0,90	1,36
Дерев., Мкрн. №5, кот. № 15,17,18	15,40	5,39	1571,5	3,93	1,31	2,62	3,93
Итого по району:	55,88	35,32	6893,73	17,23	5,74	11,49	17,23
Псковский район							
Псковск., кот №1	4,39	2,55	524,5	1,31	0,44	0,87	1,31
Псковск., кот №4	5,11	3,17	625,9	1,56	0,52	1,04	1,56
Псковск., кот №5	2,91	2,60	416,5	1,04	0,35	0,69	1,04
Псковск., кот №6	1,44	0,42	140,6	0,35	0,12	0,23	0,35
Псковск., кот №7	4,97	4,78	737,1	1,84	0,61	1,23	1,84
Псковск., кот №8	2,00	1,60	272,1	0,68	0,23	0,45	0,68
Псковск., кот №10	3,35	3,24	498,2	1,25	0,42	0,83	1,25
Псковск., кот №14	3,52	2,41	448,6	1,12	0,37	0,75	1,12
Псковск., кот №15	1,70	0,96	201,1	0,50	0,17	0,34	0,50
Псковск., кот №16	0,83	1,32	162,3	0,41	0,14	0,27	0,41
Псковск., кот №18	1,05	0,60	124,7	0,31	0,10	0,21	0,31
Псковск., кот №19	0,54	1,08	122,2	0,31	0,10	0,20	0,31
Итого по району:	31,82	24,72	4273,8	10,6845973	0,88	1,76	2,65
Планируемая до 2027 года	40	30	5291,7	13,23	4,41	8,82	13,23



Рисунок 3.1.3 Перспективные расходы подпитки для строящихся котельных

Далее, в таблице 3.1.3 даны перспективные расходы на существующие котельные. Часть котельных переводятся в режим ЦТП и подпитка на них не предусматривается. В графическом виде диаграммы расходов (за исключением мощных источников 71ЛБК и ТЭЦ-20) показаны на рисунке 3.1.4.

Расчеты выполнены на основе данных раздела 4.

Таблица 3.1.3 Перспективные расходы подпитки существующих котельных

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
1+2	27,395	27,395	3,79	4,70	4,70
3а	2,6	3	0,44	0,44	0,44
4	6,35	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
5	10,25	9	перевод в ЦТП	0,00	0,00
6	8,551	10	перевод в ЦТП	0,00	0,00
7	10,5	20	1,10	3,03	3,03
7а	8,4	8	1,31	1,31	1,31
8	5,2	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
9	9,5	9	1,08	перевод в ЦТП	0,00
10	13	17	перевод в ЦТП	0,00	0,00
11М	3,405	3,405	0,29	0,29	0,29
12	10,5	13	перевод в ЦТП	0,00	0,00
13	7,72	7,72	перевод в ЦТП	0,00	0,00
14	8,4	8	0,91	перевод в ЦТП	0,00
15	11,18	11,18	перевод в ЦТП	0,00	0,00
16	21,28	27	2,21	5,10	5,10
17	5,75	14	0,60	перевод в ЦТП	0,00
18	0,62	0,62	0,15	0,15	0,15
19	2,15	2,15	0,29	0,29	0,29
20	9,155	7	0,90	перевод в ЦТП	0,00
21	4,468	18	перевод в ЦТП	0,00	0,00
22М	1	1	0,07	0,07	0,07
23	7,75	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
24	16,44	15	1,45	1,45	1,45
25М	0,912	0,912	0,04	0,04	0,04
26	5,324	4	перевод в ЦТП	0,00	0,00
27	5,687	6	перевод в ЦТП	0,00	0,00
28М	5,65	5,65	0,49	0,49	0,49
29	11,8	10	1,45	перевод в ЦТП	0,00
30	7,85	30	5,01	5,01	5,01
31	7,3	7	1,04	перевод в ЦТП	0,00
32М	2,752	2,752	0,18	0,18	0,18
33	24,505	16	1,45	1,45	1,45
34	51,848	45	6,89	7,78	7,78
35	1,186	1,186	0,12	0,12	0,12
36	24,9	29	перевод в ЦТП	0,00	0,00
37	5,986	7	0,73	0,73	0,73
38	19,5	24	2,13	демонтаж	0,00
39	10	14	перевод в ЦТП	0,00	0,00
40	7,45	7,45	перевод в ЦТП	0,00	0,00
41	24,9	26	2,88	демонтаж	0,00
42	4,577	4,577	0,48	демонтаж	0,00
43а	19,77	20	2,04	3,97	3,97

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Подпитка на 2015, м3/ч	Подпитка на 2020, м3/ч	Подпитка на 2025, м3/ч
44	19,5	23	2,62	2,62	2,62
45	2,58	2,58	перевод в ЦТП	0,00	0,00
46	7,75	7,75	перевод в ЦТП	0,00	0,00
46а	12,8	12,8	перевод в ЦТП	0,00	0,00
47м	3,27	3,27	0,51	0,51	0,51
48	0,077	0,077	0,02	0,02	0,02
49	17,5	30	3,84	5,52	5,52
50а	15,78	16	перевод в ЦТП	0,00	0,00
51	4,3	4,3	перевод в ЦТП	0,00	0,00
52М	0,62	0,62	0,09	0,09	0,09
53М	0,912	0,912	0,05	0,05	0,05
54	8,9	8,9	перевод в ЦТП	0,00	0,00
55М	1,238	1,238	0,12	0,12	0,12
56М	0,912	0,912	0,02	0,02	0,02
57	16,44		1,41	демонтаж	0,00
58М	0,715	0,715	0,04	0,04	0,04
59М	0,809	0,809	0,12	0,12	0,12
60	12,75	14	перевод в ЦТП	0,00	0,00
61	13,02		перевод в ЦТП	0,00	0,00
62	15,65	15,65	1,24	перевод в ЦТП	0,00
63	56,265	56,265	6,03	2,12	2,12
64	25,227	35	6,46	6,61	6,61
65	10,68	11	0,72	перевод в ЦТП	0,00
66	9,15	9	0,56	демонтаж	0,00
67М	2,494	2,494	0,22	0,22	0,22
68	10,83	10,83	перевод в ЦТП	0,00	0,00
69	2,08	1	0,13	0,13	0,13
70	3,718	2	0,31	0,31	0,31
72М	2,236	2,236	0,09	0,09	0,09
73К	0,988	0,988	0,07	0,07	0,07
74К	0,988	0,988	0,10	0,10	0,10
75К	0,756	0,756	0,07	0,07	0,07
76К	0,578	0,578	0,04	0,04	0,04
77К	1,926	1,926	0,12	0,12	0,12
78	25,38		демонтаж	0,00	0,00
79М(А)	1,548	1,548	0,07	0,07	0,07
ГТ ТЭЦ	80	80	0,00	7,47	7,47
71(ЛБК)	239,15	239,15	27,10	47,32	47,32
ТЭЦ-20	488	488	30,68	34,92	39,74

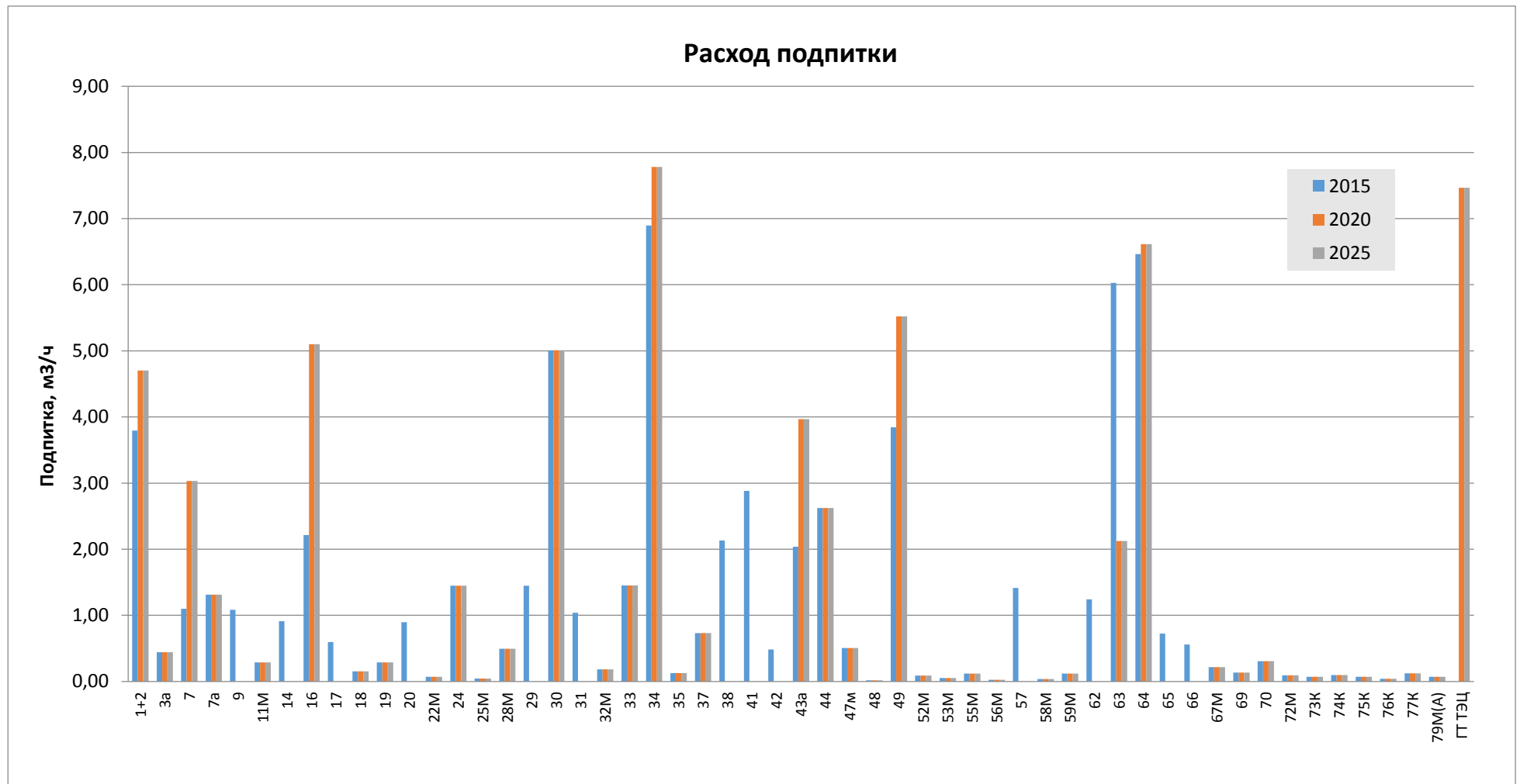


Рисунок 3.1.4. Перспективные расходы подпитки существующих котельных (кроме 71 ЛБК и ТЭЦ-20)

Раздел 4 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

4.1 Анализ технического состояния источников тепловой энергии

По состоянию на момент разработки схемы теплоснабжения Великого Новгорода для обеспечения потребителей тепловой энергией в городе действуют 80 котельных, на которых установлено 362 котла различной производительности. Установленная тепловая мощность котельных составляет 992,456 Гкал/ч, в том числе на отопление 935,495 Гкал/ч и на горячее водоснабжение 56,961 Гкал/ч. Подключенная нагрузка составляет 801,423 Гкал/ч, в том числе отопление 554,603 Гкал/ч, вентиляция 25,143 Гкал/ч, горячее водоснабжение 221,68 Гкал/ч. Процент загруженности суммарно по всем котельным составляет 80,8% и меняется от 12,8% (котельная №56м) до 135,4% (котельная 22м). С перегрузкой по тепловой мощности работают 10 котельных. Сравнение котельных по загрузке представлено на рисунке 4.1.1

Из общего количества котлов 132 агрегата (36,5%) эксплуатируются со сроком службы, превышающим нормативное значение. В основном это котлы устаревших марок: паровые ДКВР, водогрейные Универсал-6, Минск-1, КСВ-1,86 и др.

На ближайшую перспективу следует разработать программу модернизации котельных с заменой морально и физически устаревшего оборудования.

Анализ технического состояния проведен по группам котлов в зависимости от их тепловой мощности: менее 10 Гкал/ч; от 10 до 50 Гкал/ч и свыше 50 Гкал/ч.

Учитывая, что техническое состояние котельных отражается в себестоимости отпускаемой тепловой энергии, сравнение работы котельных проведено по этому показателю (рисунки 4.1.2-4.1.9). Общая тенденция такова, что с ростом тепловой мощности и загрузки котельной себестоимость отпуска тепловой энергии снижается. Так, для котельных с тепловой мощностью до 10 Гкал/ч средняя себестоимость составляет 1532,6 руб./Гкал, что в 1,4 раза превышает действующий тариф. Соответственно по остальным котельным этот показатель равен 993,7 руб./Гкал для котельных тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч и 880,5 руб./Гкал для котельных мощностью свыше 50 Гкал/ч.

Таким образом, следует сделать вывод, что в перспективе наиболее целесообразным направлением развития системы теплоснабжения города является отказ от строительства мелких котельных и переход к укрупнению тепловых сетей и источников тепловой энергии.

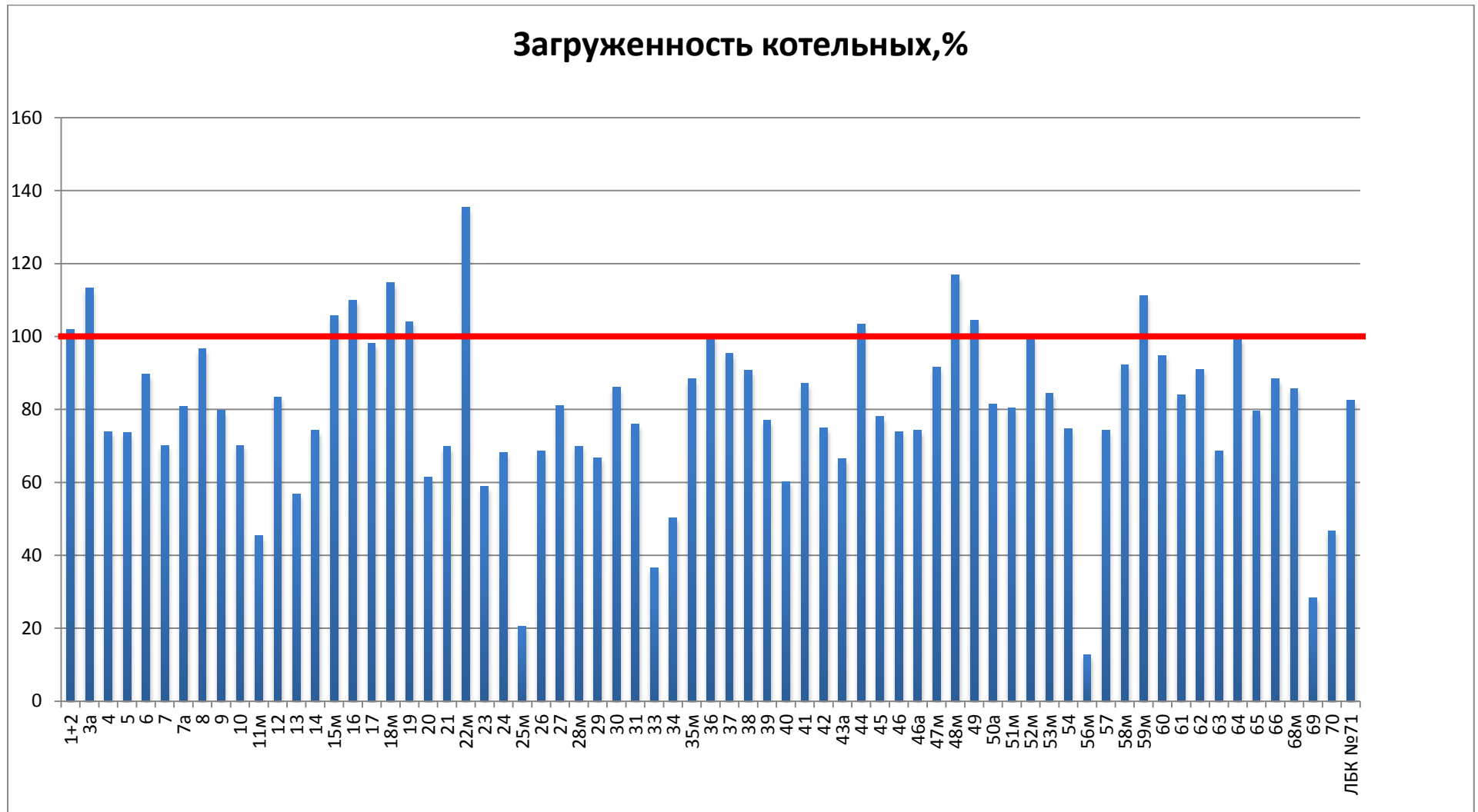


Рисунок 4.1.1 Загруженность по тепловой нагрузке котельных МУП «Теплоэнерго»

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

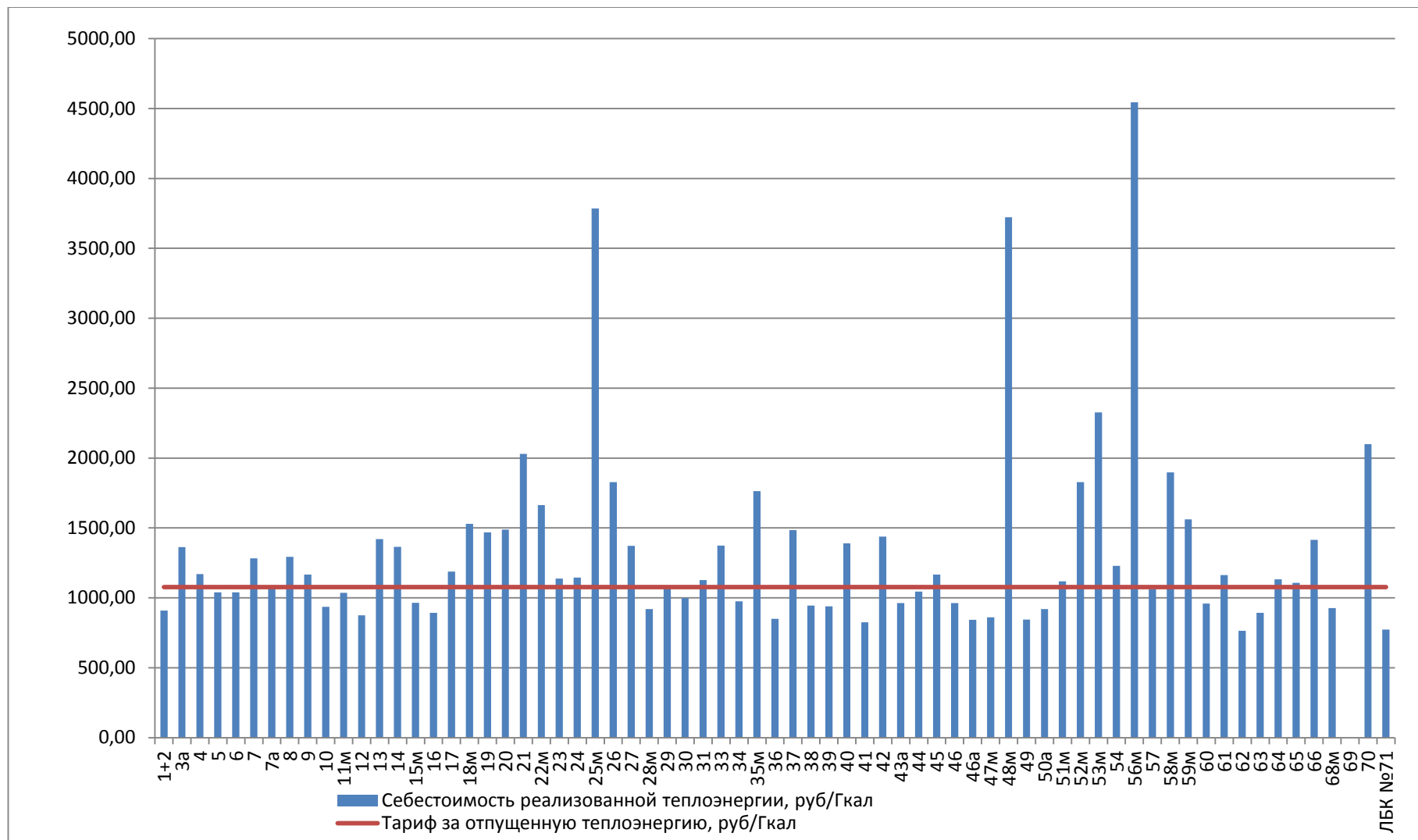


Рисунок 4.1.2 Сравнение себестоимости отпуска тепловой энергии по котельным МУП «Теплоэнерго»

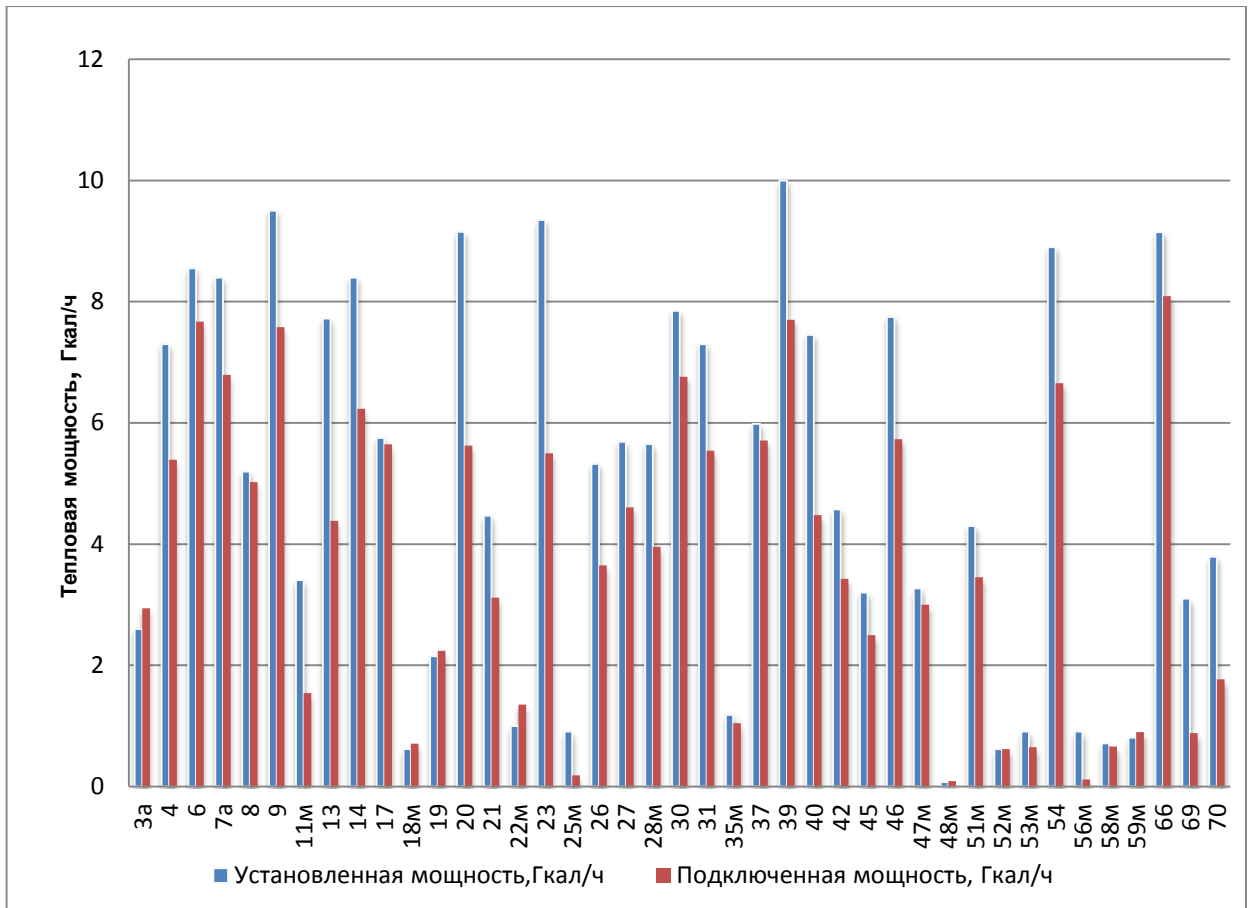


Рисунок 4.1.3 Загрузка котельных МУП «Теплоэнерго» с тепловой мощностью до 10 Гкал/ч.

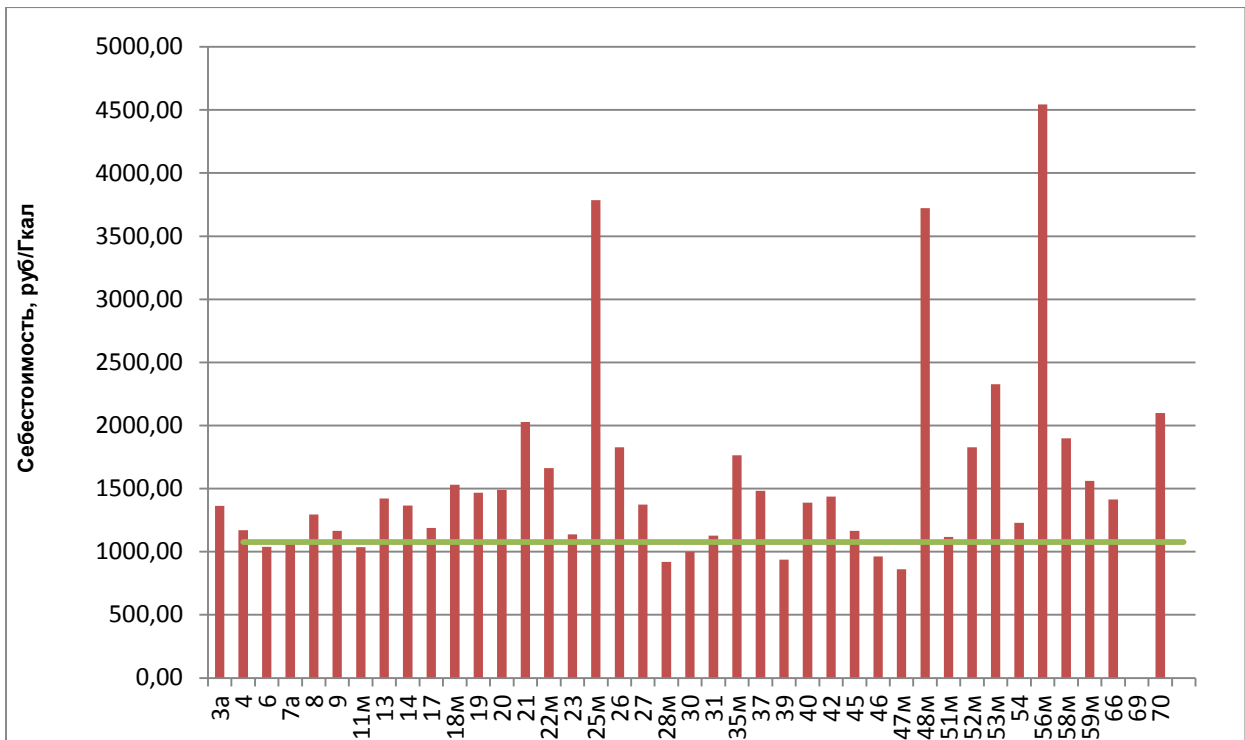


Рисунок 4.1.4 Себестоимость отпуска тепловой энергии по котельным МУП «Теплоэнерго» с тепловой мощностью до 10 Гкал/ч.

Анализ данных по себестоимости отпуска тепловой энергии с котельных мощностью до 10 Гкал/ч (рисунок 4.1.4) показывает, что 30 котельных из 42 работают нерентабельно, причем у 10 котельных себестоимость в 1,5 раза превышает действующий тариф. Наиболее

неблагоприятная ситуация сложилась в котельных №25м, №48м, №56м. В первую очередь это вызвано низкой загруженностью и небольшой годовой выработкой тепловой энергии. Ниже приведен сравнительный анализ себестоимости выработки тепловой энергии двух котельных: №25м с большой себестоимостью и №47м с низкой себестоимостью. Обе котельные оснащены современными автоматизированными котлами фирмы Logano с одинаковым сроком эксплуатации. Сравнение затрат представлено в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 Сравнение технико-экономических показателей котельных №25м и №47м

Наименование показателя	Единица измерения	Котельная №25м	Котельная №47м
Установленная мощность	Гкал/ч	0,912	3,27
Подключенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,188	2,99
Процент загрузки	%	20,6	91,7
Выработка тепловой энергии	Гкал	518,59	6676,26
Собственные нужды	Гкал	7,78	75,44
Тепловые потери	Гкал	107,36	328,41
Процент тепловых потерь	%	20,7	4,92
Реализация тепловой энергии	Гкал	403,45	6272,41
Расходы по статьям: в т.ч.	тыс.руб. (%)	1527,27 (100)	5401,89 (100)
- топливо	тыс.руб. (%)	284,18 (18,6)	2211,40 (40,9)
- электроэнергия	тыс.руб. (%)	158,79 (10,4)	981,35 (18,2)
- оплата труда с ЕСН	тыс.руб. (%)	379,75 (24,9)	379,75 (7)
- амортизация	тыс.руб. (%)	453,42 (30)	852,46 (15,8)
- управленческие расходы	тыс.руб. (%)	124,91 (8,2)	124,91 (2,3)
- прочие	тыс.руб. (%)	120,65 (7,9)	852,46 (15,8)
Себестоимость реализованной тепло-энергии	Руб./Гкал	3785,52	861,21
Тариф	Руб./Гкал	1076,97	1076,97

Анализ данных таблицы 4.1.1 показывает, что с уменьшением реализации тепловой энергии растет доля затрат, непосредственно не связанных с выработкой тепловой энергии: заработная плата, амортизация, управленческие расходы и т.п.

При оптимизации схемы теплоснабжения города следует обращать внимание на загрузку котельных. В первую очередь необходимо выявить котельные, недогруженные по тепловой мощности, и рассмотреть возможность подключения к ним дополнительной (перспективной) нагрузки и расширения зоны действия этих котельных.

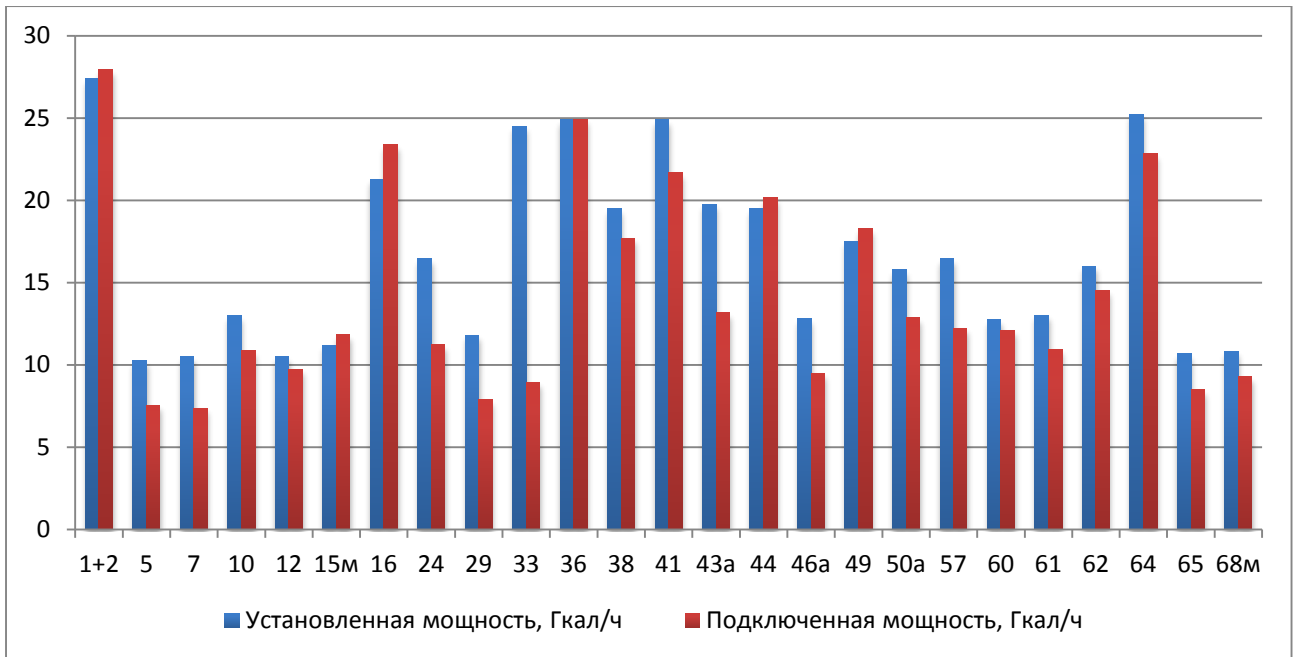


Рисунок 4.1.5 Загрузка котельных МУП «Теплоэнерго» с тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч

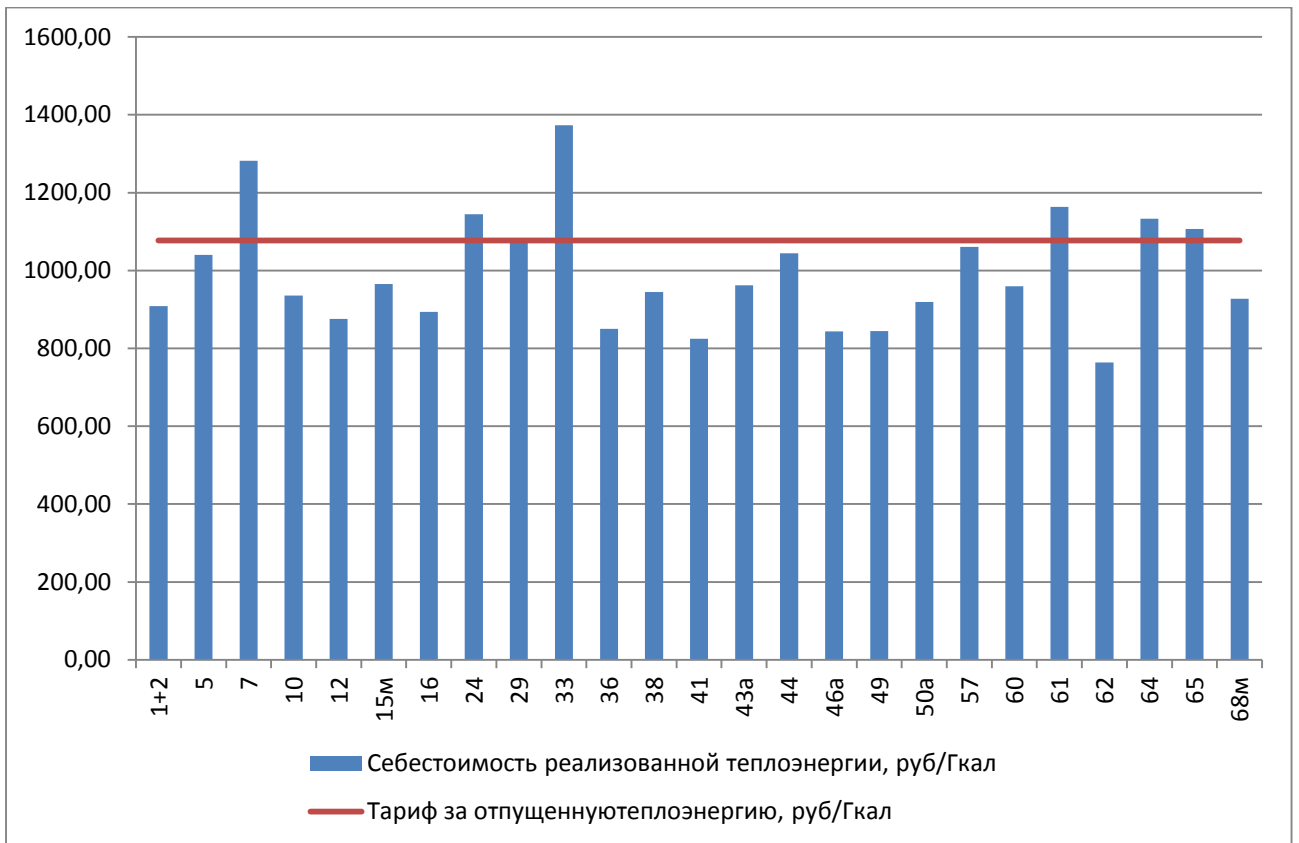


Рисунок 4.1.6 Себестоимость отпуска тепловой энергии по котельным МУП «Теплоэнерго» с тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч

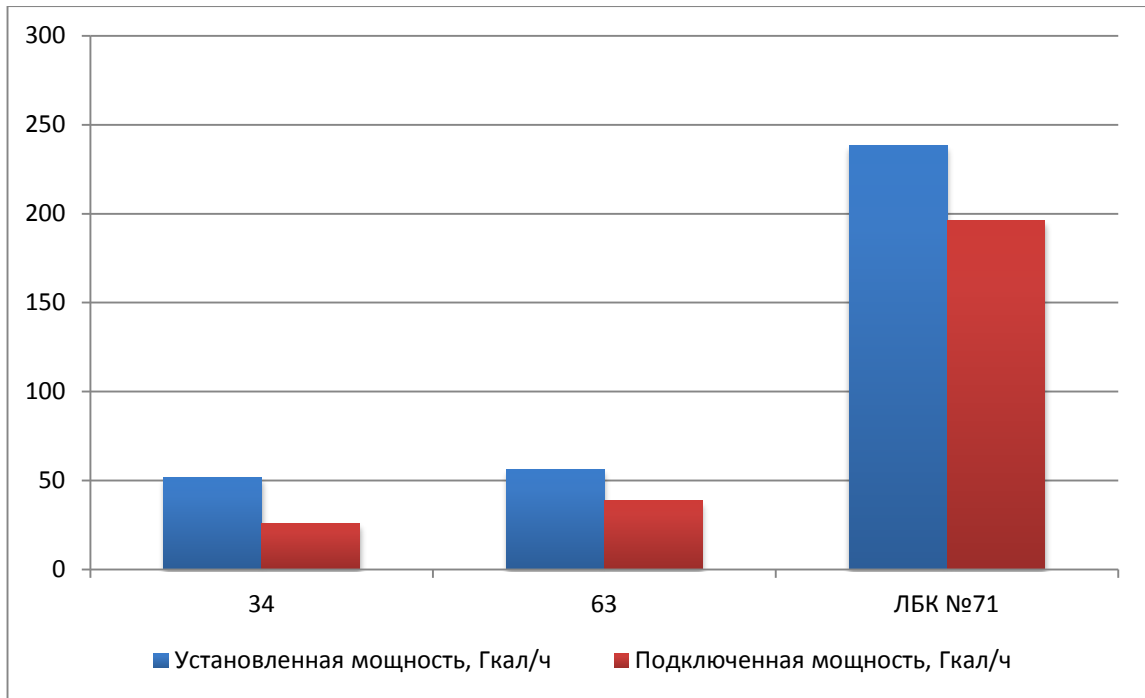


Рисунок 4.1.7 Загрузка котельных МУП «Теплоэнерго» с тепловой мощностью свыше 50 Гкал/ч

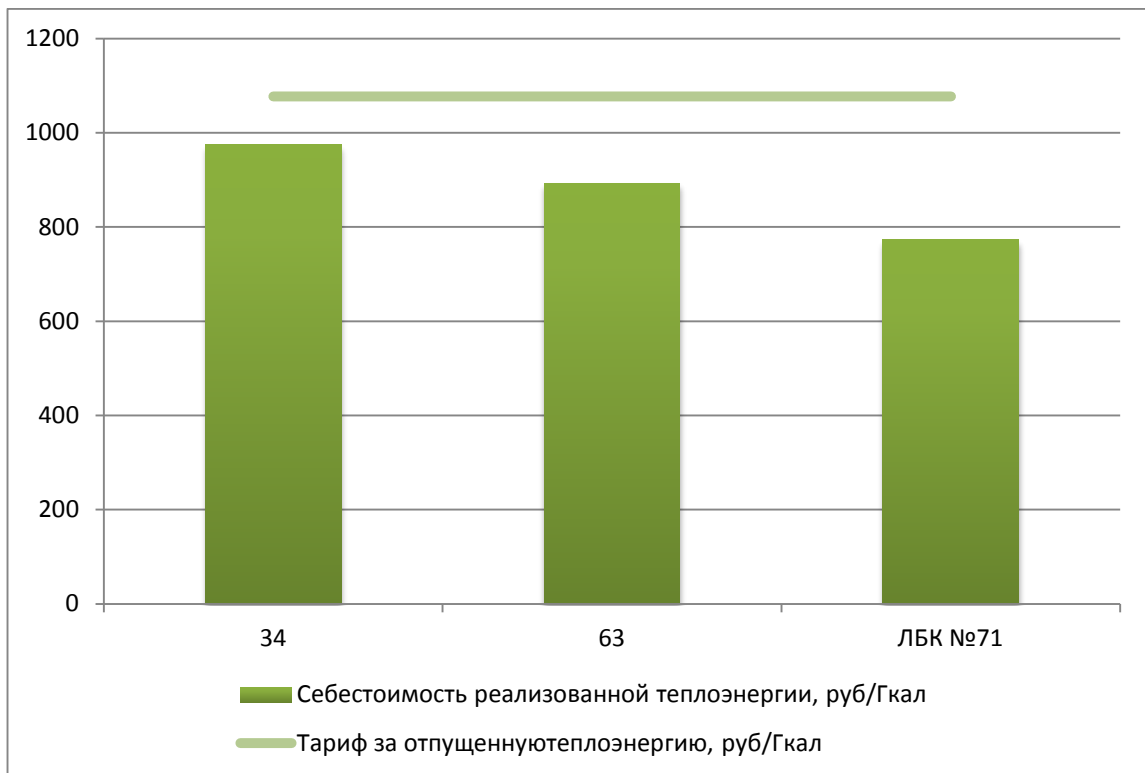


Рисунок 4.1.8 Себестоимость отпуска тепловой энергии по котельным МУП «Теплоэнерго» с тепловой мощностью свыше 50 Гкал/ч

Анализ работы котельных установленной тепловой мощности от 10 до 50 Гкал/ч показывает, что превышение себестоимости выработки тепловой энергии над тарифом характерно для котельных с устаревшим оборудованием. Так, в котельных №№ 7, 24, 33, 60 эксплуатируется котельное оборудование, срок службы которого составляет от 16 до 44 лет. Наилучшие показатели в котельных №№ 16, 62, срок службы котлов которых составляет от 5 до 13 лет. В то же время следует отметить, что на величину себестоимости значительное влияние оказывает также степень загрузки котельного оборудования. Например, в котельных №№ 12, 41 установлено оборудование, отработавшее свой нормативный ресурс, но себестоимость тепловой энергии в них низкая из-за хорошей загрузки: 92,8% и 87,1%, соответственно.

При выработке технических решений по перевооружению источников тепловой энергии необходимо учитывать срок службы оборудования и его загрузку на сеть.

Анализ технического состояния котельных проведен также по удельным расходам энергоносителей: природного газа и электроэнергии на выработку тепловой энергии (рисунки 4.1.9 и 4.1.10).

Завышенные удельные расходы газа наблюдаются, в основном, в котельных, оснащенных старым оборудованием: котлами ТВГ, Минск, Универсал, КСВ, срок службы которых значительно превышает нормативные показатели (20-40 лет). Это котельные №№ 7, 7а, 44, 54, 66, 70 и др.

Аналогично, завышенные удельные расходы электроэнергии отмечены на котельных с устаревшим оборудованием №№ 21, 24, 69. Кроме того, для целого ряда котельных с новым современным оборудованием также отмечены высокие удельные расходы электроэнергии, например, котельные №№ 17, 22, 47, 56, 59. Это можно объяснить тем, что тепловые сети указанных котельных не отрегулированы надлежащим образом, что вызывает повышенные затраты электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Более ясную картину следует получить при детальном обследовании этих котельных.

Для снижения себестоимости вырабатываемой тепловой энергии и затрат на ее производство следует своевременно и регулярно проводить наладку котельного оборудования и тепловых сетей.

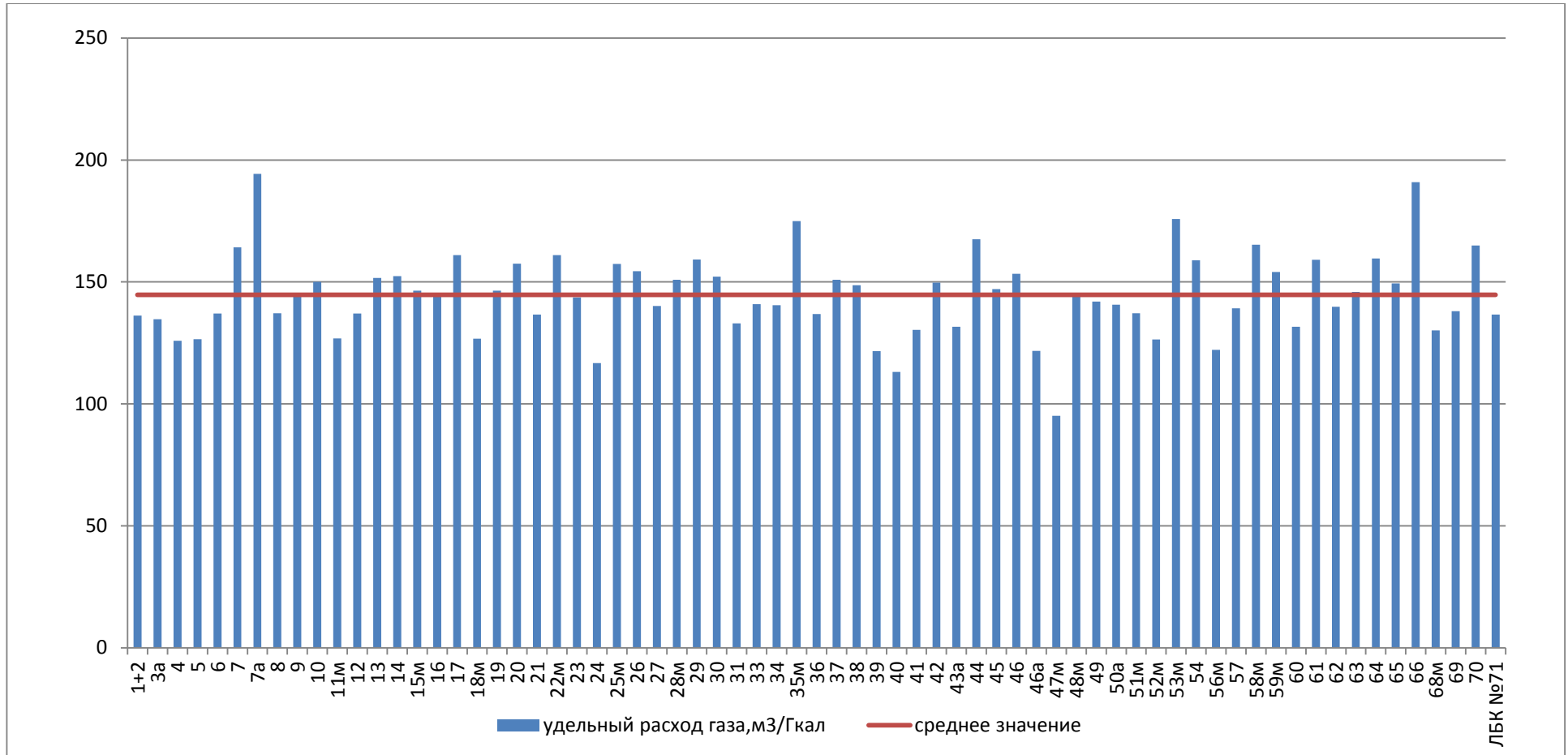


Рисунок 4.1.9 Сравнение котельных МУП «Теплоэнерго» по удельному расходу природного газа на выработку тепловой энергии

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

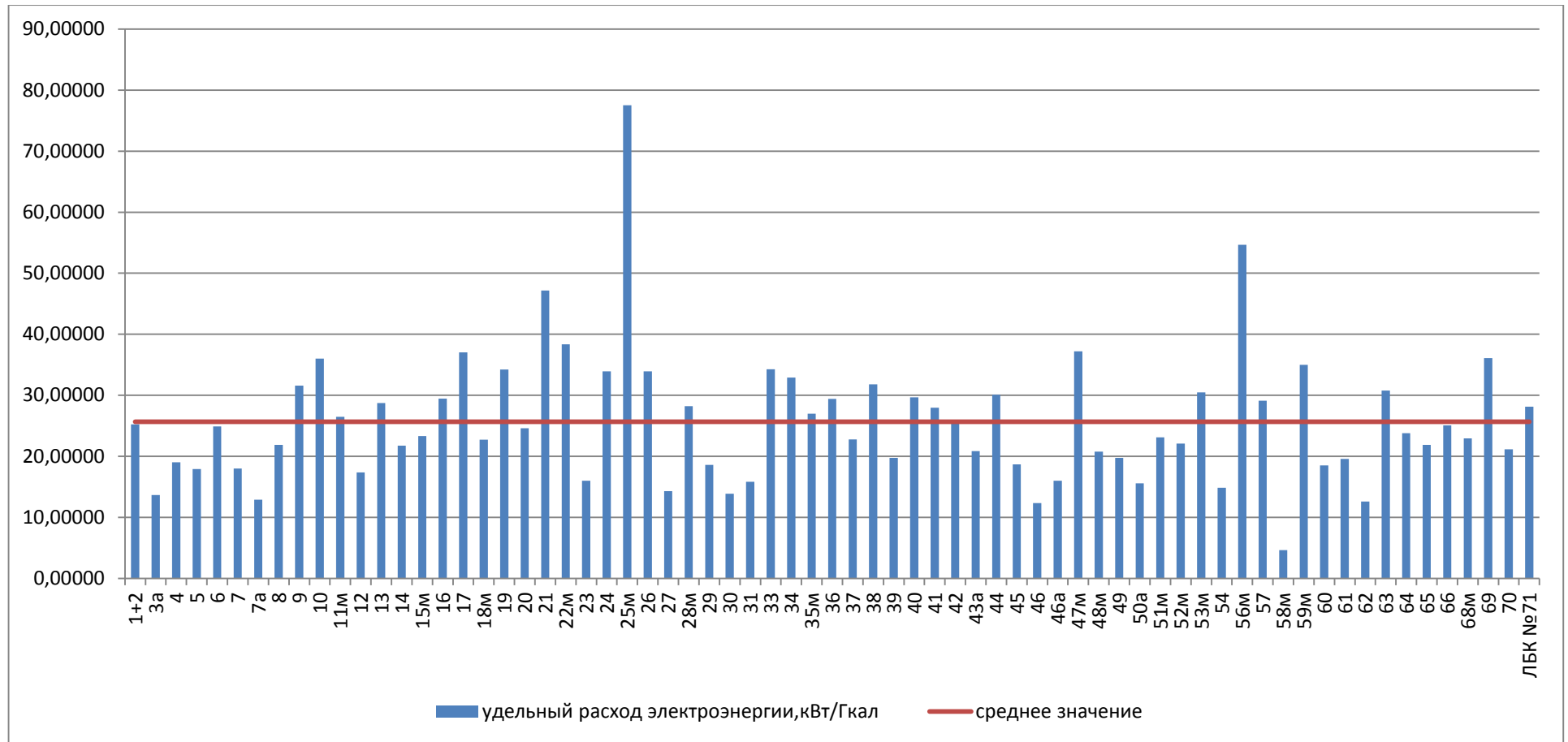


Рисунок 4.1.10 Сравнение котельных МУП «Теплоэнерго» по удельному расходу электрической энергии на выработку тепловой энергии

4.2 Предложения по строительству источников тепловой энергии для обеспечения перспективной тепловой нагрузки

Согласно генеральному плану развития г. Великий Новгород районами перспективного строительства жилищного строительства являются Деревяницкий и Псковский.

Суммарная потребность Деревяницкого района в тепловой энергии до 2027 года составит 113,063 Гкал/ч.

Общая перспективная подтвержденная нагрузка по Псковскому району до 2027 года составит 62,1 Гкал/ч (по прогнозным данным с учетом дальнейшего расширения города потребность района в тепловой энергии может увеличиться до 132 Гкал/ч).

По плану развития этих районов, теплоснабжение Деревяницкого жилого района планируется осуществлять от 10 котельных малой мощности, распределенных по территории района. Средняя тепловая мощность котельных порядка 16-21 Гкал/ч. Аналогичная разработка выполнена и по Псковскому жилому району.

Анализ режимов эксплуатации, технико-экономических показателей котельных МУП «Теплоэнерго» показывает, что котельные малой мощности имеют более высокую себестоимость вырабатываемой тепловой энергии. При прочих равных расходах на содержание управленческого аппарата, на заработную плату в котельных малой мощности велика доля амортизационных отчислений из-за более дорогого оборудования. Величина присоединенной тепловой нагрузки невелика, соответственно доходы за проданную тепловую энергию малы и не окупают большей части всех затрат. Из 42 котельных тепловой мощностью до 10 Гкал/ч около 30 имеют себестоимость выработанной тепловой энергии, превышающую установленный тариф.

Исходя из сказанного, наиболее целесообразным вариантом теплоснабжения новых перспективных районов представляется вариант с одной крупной котельной на район.

Окончательное решение может быть принято после подробного технико-экономического анализа обоих вариантов.

Строительство нескольких котельных со средней тепловой мощностью

Подобный вариант развития схемы теплоснабжения новых районов предусмотрен застройщиком. Застройщиком предполагается строительства 10 котельных для Деревяницкого и 12 котельных для Псковского районов.

Оценка стоимости котельных проведена по данным завода-изготовителя «DE DIETRICH Thermique».

Таблица 4.2.1. Оценка стоимости котельных


Наименование котельной	$\Sigma Q_o + Q_v + Q_{гвс}$, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Стоимость блочной котельной под ключ, млн.руб.
Деревяницкий район			
Микрорайон № 1			
Котельная № 1	15,592	19	84,2
Котельная № 2	14,572	15	66,6
Микрорайон № 2			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Наименование котельной	$\Sigma Q_o + Q_v + Q_{гвс}$, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Стоимость блочной котельной под ключ, млн.руб.
Котельная № 3	18,097	19	84,2
Котельная № 4	17,059	19	84,2
Микрорайон № 3			
Котельная № 13	10,692	12	53,4
Микрорайон № 4 (проектируемая часть)			
Котельная № 14	7,9	8	35,8
Микрорайон № 5			
Котельная № 15	6,742	8	40,6
Котельная № 16	2,84	4	28,6
Котельная № 17	7,57	8	40,6
Котельная № 18	5,72	6	33,6
Основной район			
Котельная № 1	7,628	8	40,6
Котельная № 4	9,11	10	50,6
Котельная № 5	6,06	6	42,6
Котельная № 6 (пристроенная)	2,05	3	21,6
Котельная № 7	10,73	12	60,6
Котельная № 8	3,96	4	28,6
Котельная № 10	7,25	8	56,6
Котельная № 14	6,524	8	56,6
Котельная № 15	2,93	3	21,6
Котельная № 16	2,357	3	21,6
Котельная № 18	1,82	3	21,6
Котельная № 19 (пристроенная)	1,677	1,6	11,8
Перспектива до 2027г.	69,9	70	350,6
ИТОГО:			1336,8

Основное котельное оборудование коммерческого предложения представлено линейкой газовых стальных котлов серии CABK PLUS.

Таблица 4.2.2. Характеристики котельного оборудования

Предлагаемые модели					
Котел CABK PLUS	Мощность, кВт	Панель управления			
		Стандартная	B3	Dematic-m 3	K3 (1)
	968 - 1210	CABK PLUS 100	CABK PLUS 100 B3	CABK PLUS 100 Dematic-m 3	CABK PLUS 100 K3
	1232 - 1540	CABK PLUS 130	CABK PLUS 130 B3	CABK PLUS 130 Dematic-m 3	CABK PLUS 130 K3
	1452 - 1815	CABK PLUS 160	CABK PLUS 160 B3	CABK PLUS 160 Dematic-m 3	CABK PLUS 160 K3
	1848 - 2310	CABK PLUS 200	CABK PLUS 200 B3	CABK PLUS 200 Dematic-m 3	CABK PLUS 200 K3
	2320 - 2900	CABK PLUS 250	CABK PLUS 250 B3	CABK PLUS 250 Dematic-m 3	CABK PLUS 250 K3

(1) CABK PLUS-.. K3 работает только совместно с CABK-.. Dematic-m 3 (каскадная система котлов)

Таблица 4.2.3. Технические характеристики котлов серии CABK PLUS

Технические характеристики							
Назначения: только отопление		Горелка: нет		Макс. рабочая температура: 100 °С			
Топливо: жидкое топливо / прир. газ		Удаление дымовых газов: дымовая труба		Мин. темп. в обратной линии: 55 °С			
Макс. рабочее давление: 5 бар				Защитный термостат: 110 °С			
Модель котла	CABK PLUS -	100	130	160	200	250	
Номинальная мощность P _n	кВт	1210	1540	1815	2310	2900	
Мин. полезная мощность	кВт	968	1232	1452	1846	2320	
КПД при 100 % P _n и средней температуре 70 °С	%	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6	
Потери при останове ΔT=30 К	Вт	9215	11728	13823	17593	22086	
Водовместимость	л	1327	2281	2377	3047	4700	
Номинальный расход воды при ΔT=20 К	м ³ /ч	49,1	64,8	79,2	98,7	126,2	
Perte de charge ΔT=20 К	мбар	85	92	95	102	110	
Объем контура дымовых газов	л	846	1439	1439	1970	2400	
Объемный расход продуктов сгорания	м ³ /ч	1515	1929	2271	2907	3444	
Массовый расход продуктов сгорания	жидкое топливо	кг/с	1,022	1,300	1,532	1,949	2,446
	газ	кг/с	1,012	1,288	1,518	1,932	2,425
Избыточное давление в топке	мбар	5,0	5,5	6,1	6,1	6,7	
Температура дымовых газов (80-60 °С)	°С	190-220	190-220	190-220	190-220	190-220	
Вес нетто (без воды)	кг	2500	2900	3250	4000	5500	

Условия измерения: Температура в подающей/обратной трубе 80/55 °С, жидкое топливо CO₂ = 13%; природный газ CO₂ = 10%

Капитальные затраты для строительства источников по Деревяницкому району составит 924 млн.руб., а по Псковскому району 985 млн.руб.

4.3 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии в существующих и расширяемых зонах действия

Для решения всех поставленных задач и ликвидации обнаруженных недостатков существующей схемы теплоснабжения города предлагается, выполнить следующие мероприятия:

1. Укрупнение схем теплоснабжения города с целью увеличения надежности, эффективности и экологии системы теплоснабжения города.
2. Модернизация источников тепловой энергии с увеличением единичной мощности, внедрением систем когенерации, максимальной автоматизацией и минимизацией количества обслуживающего персонала.
3. Максимальная загрузка наиболее крупных и эффективных источников с переводом большей части котельных в режим ЦТП.
4. Удаление «выхлопных труб» от исторического центра города.

На рисунке 6.2.1 представлена перспективная схема развития теплоснабжения города до 2030 года.

Основная идея заключается в создании нескольких централизованных тепловых сетей, в каждой из которых останутся 1-3 крупных высокоэффективных источника с когенерацией и максимальной автоматизацией всех процессов. Остальные котельные перейдут в режим ЦТП с полной автоматизацией и отсутствием постоянно присутствующего персонала.

Работа нескольких источников на одну сеть повысит надежность и эффективность системы теплоснабжения города, позволит максимально загрузить работающее оборудование. При этом внутриквартальный гидравлический режим с обеспечением нагрузок через ЦТП не будет зависеть от работы объединяющей магистрали.

Всего предлагается провести 6 объединений по котельным МУП «Теплоэнерго» и подключение части нагрузки к ГТ-ТЭЦ Энерго.

Подробности по каждому объединению рассмотрены отдельно.

4.3.1 Укрупнение 14 котельных (Софийская сторона)

Укрупнение подразумевает объединение тепловых сетей 14 котельных МУП «Теплоэнерго» в несколько этапов планомерно переводя ряд котельных в режим ЦТП с существенной модернизацией головных котельных.

Конечный результат объединения представлен на рисунке 6.2.2.

Как видно из рисунка, в работе остаются 3 котельные №34, №64 и №16. Остальные 11 котельных переходят в режим ЦТП. При реализации данного проекта практически не затрагиваются распределительные тепловые сети котельных, а именно их гидравлический режим. Для объединения котельных прокладывается новая магистраль. С целью снижения расхода воды в тепловой сети предлагается работа котельных по температурному графику 130/70 °С. Планируемые магистрали планируется прокладывать максимально близко к существующим распределительным сетям, дорогам и зданиям для уменьшения работ по геологическим изысканиям вновь прокладываемых сетей.

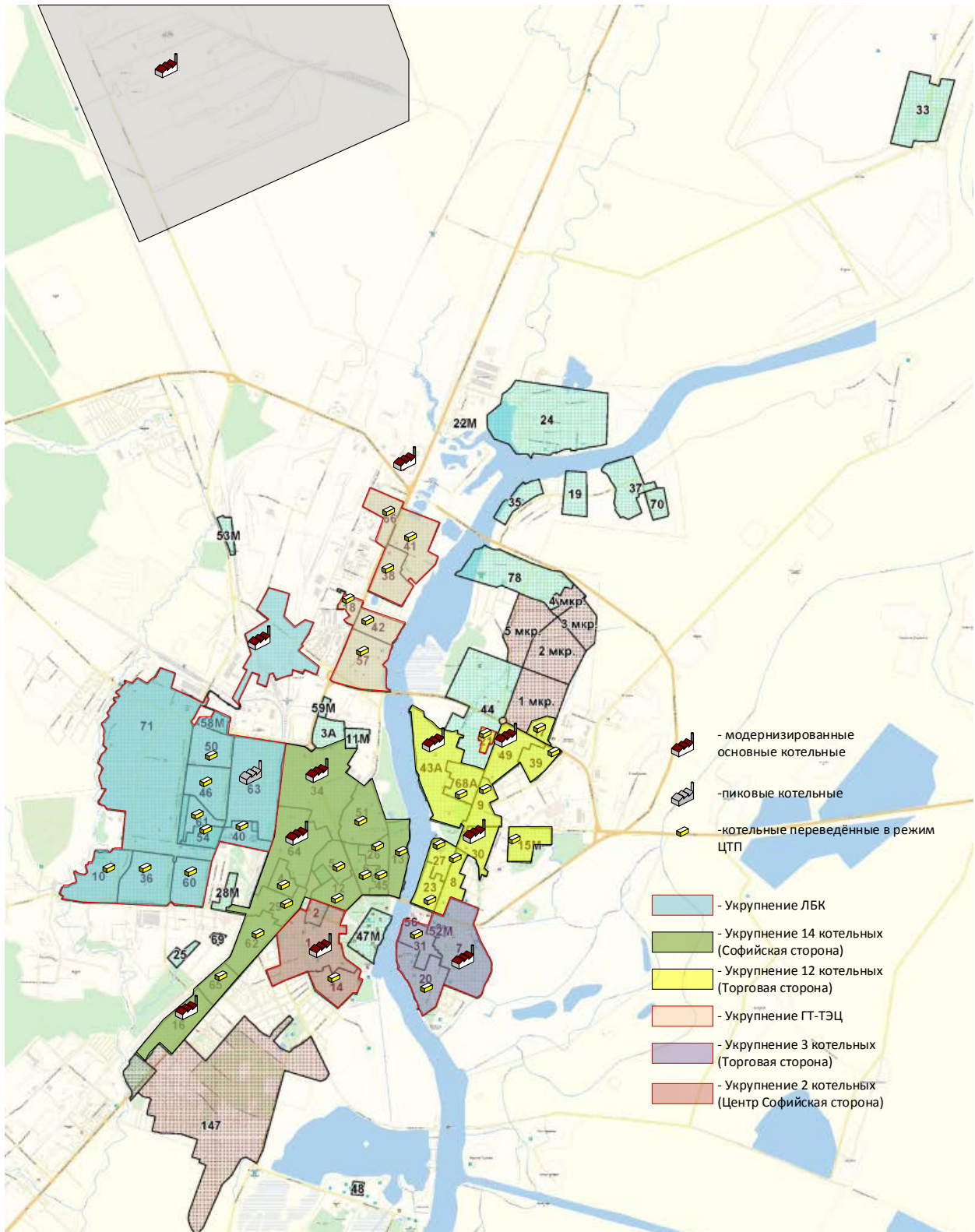


Рисунок 4.3.1 Перспективная схема развития системы теплоснабжения города

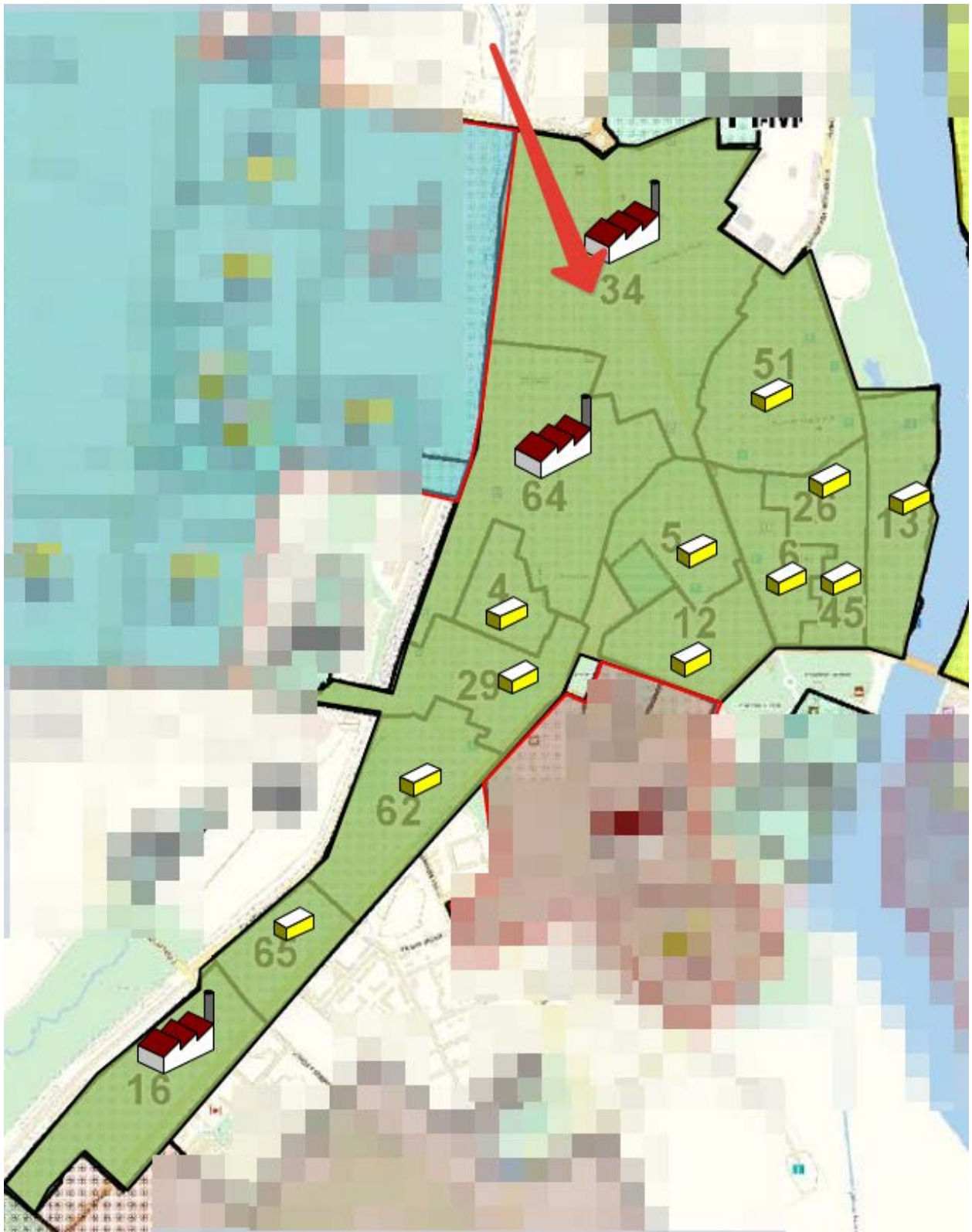


Рисунок 4.3.2 Схема укрупнения 14 котельных в левобережной части города

Гидравлический режим строится таким образом, чтобы в работе могли находиться как все три котельные одновременно, так и по отдельности (например, в летний период или в межсезонье). Достигается это установкой автоматических регуляторов давления, устанавливаемых в ЦТП.

Смену температурного графика предполагается осуществлять посредством подмешивающих насосов. Система ГВС предполагается закрытой с подготовкой воды в ЦТП

или у потребителя (в зависимости от существующей схемы). Схема подключения существующих сетей к новой магистрали представлена на рисунке 6.2.3. Там же указан принцип предполагаемой реконструкции котельных с переводом в ЦТП. При этом на первом этапе основное оборудование существующих котельных не демонтируется и остается в холодном резерве или консервации. Затем полностью выстроив гидравлический и тепловой режим объединенной схемы, котлы могут быть демонтированы, либо оставлены в качестве резервных.

Гидравлический режим существующих распределительных тепловых сетей остается неизменным и поддерживается давлением основной магистрали с регулировкой автоматическими клапанами (до себя, после себя).

График объединения, модернизации и реконструкции котельных представлен в таблице 6.2.1. График рассчитан таким образом, чтобы переключение котельных происходило без дефицитов мощностей.

К примеру, в представленной схеме объединения первоначально модернизируется в 2014г. котельная №64 до мощности 35 Гкал/ч, параллельно в этот же год строится магистраль до котельной №4. В 2015 году котельная №4 переводится в режим ЦТП и начинает работать от общей новой магистрали, которую питает тепловой энергией модернизированная котельная №64. В этот же 2015 год магистраль достраивается до котельных №5, №6 и №26. В следующий 2016 год эти котельные подключаются к общей магистрали в качестве ЦТП. Далее установленная мощность котельной №64 исчерпывается и в 2017 году модернизируется и подключается к новой магистрали котельная №34. Подобным образом происходит плавное пошаговое объединение котельных в одну общую сеть. В этом объединении предусмотрено гидравлическое кольцо, позволяющее наиболее полно обеспечить тепловой нагрузкой подключаемые ЦТП.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

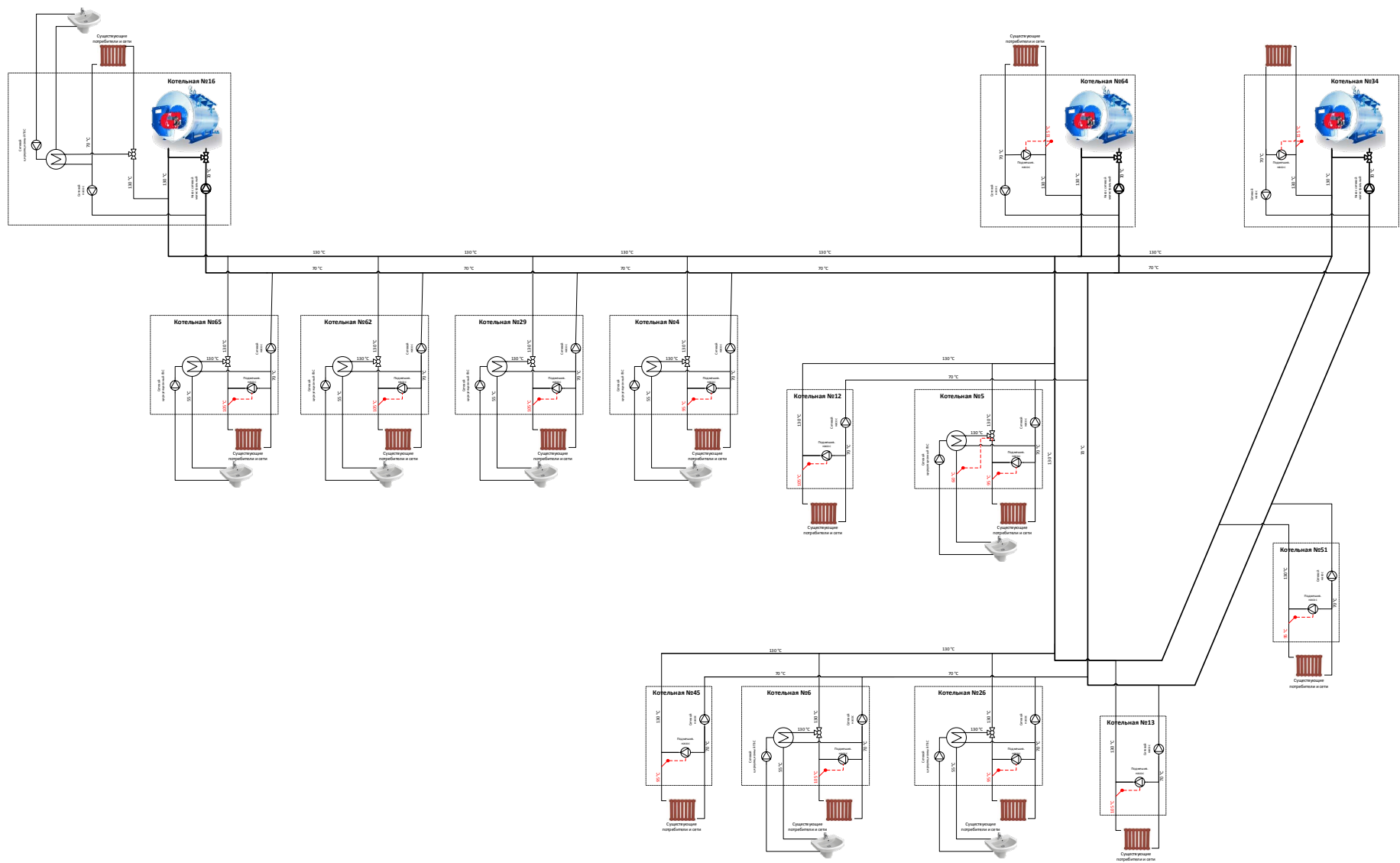


Рисунок 4.3.3 Схема технологического подключения потребителей после укрупнения 14 котельных

Таблица 4.3.1 График объединения, модернизации и реконструкции 14 котельных

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч подкл.+перспект.	Год реализации							
					2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
МОДЕРНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ, УСТАНОВКА ГАЗОПОРШНЕВЫХ МАШИН												
1	64	ул. Германа, д.23а	модернизация котельной	35								
2	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	перевод в режим ЦТП	5								
3	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	перевод в режим ЦТП	6								
4	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	перевод в режим ЦТП	7								
5	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	перевод в режим ЦТП	3								
6	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	модернизация котельной	45								
7	13	Яковлева, 1	перевод в режим ЦТП	3								
8	51	ул. М.Джалиля-Духовская, 24/1	перевод в режим ЦТП	4								
9	12	ул. Стратилатовская, д.17а	перевод в режим ЦТП	10								
10	16	ул. Псковская, д.42а	модернизация котельной	27								
11	45	Козьмодемьянская, 3	перевод в режим ЦТП	3								
12	29	пр. К.Маркса, д.11а	перевод в режим ЦТП	8								
13	62	ул. Псковская, 24	перевод в режим ЦТП	7								
		Адрес объекта	Перечень работ		Год реализации							

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

N п/п	Номер котельной			Нагрузка, Гкал/ч подкл.+перспект.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
14	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	перевод в режим ЦТП	4								
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ												
1	64+4	ул.Германа, 23 - К.Маркса, 10	прокладка магистрали									
2	64+5	ул.Германа, 23 - Б.Конюшенная, 4	прокладка магистрали									
3	5+26	ул.Б.Конюшенная, 4 - Тихвинская, 13	прокладка магистрали									
4	26+6	ул.Тихвинская, 13 - Козьмодемьянская, 12	прокладка магистрали									
5	51-26	ул. М.Джалиля-Духовская, 24/1-ул. Тихвинская, д.13к.1	прокладка магистрали									
6	34-51	ул. Б.С-Петербургская, д.39 ул. М.Джалиля -Духовская, 24/1	прокладка магистрали									
7	26+13	ул.Тихвинская, 13 - Яковлева, 1	прокладка магистрали									
8	34+64	Б.С-Петербургская,39-Германа, 23	прокладка магистрали									
9	6+45	Козьмодемьянская, 12- Козьмодемьянская, 3	прокладка магистрали									
10	5+12	ул.Б.Конюшенная, 4 - Стратилатовская, 17	прокладка магистрали									
11	4+29	ул.К.Маркса, 10 - К.Маркса, 11	прокладка магистрали									
12	62+29	ул.Псковская, 24 - К.Маркса, 11	прокладка магистрали									
13	65+62	ул.Октябрьская, 4 - Псковская, 24	прокладка магистрали									
14	16+65	ул.Псковская, 42 - Октябрьская, 4	прокладка магистрали									

4.3.2 Укрупнение 12 котельных (Торговая сторона)

Укрупнение подразумевает объединение тепловых сетей 12 котельных в несколько этапов с планомерным переводом ряда котельных в режим ЦТП и модернизацией головных котельных, остающихся в качестве источников теплоснабжения.

Конечный результат объединения представлен на рисунке 6.2.4.

Как видно из рисунка в работе в виде котельных остаются 3 шт. Это котельные №30, №43А и №49. Остальные 9 котельных переходят в режим ЦТП. На рисунке 6.2.5 показан принцип предполагаемой реконструкции котельных с переводом их в ЦТП.

Это объединение, в отличие от предыдущего, не имеет гидравлических колец, а имеет линейный характер. Таким образом, в этой схеме объединения характерным является наличие общей последовательно объединяющей магистрали.

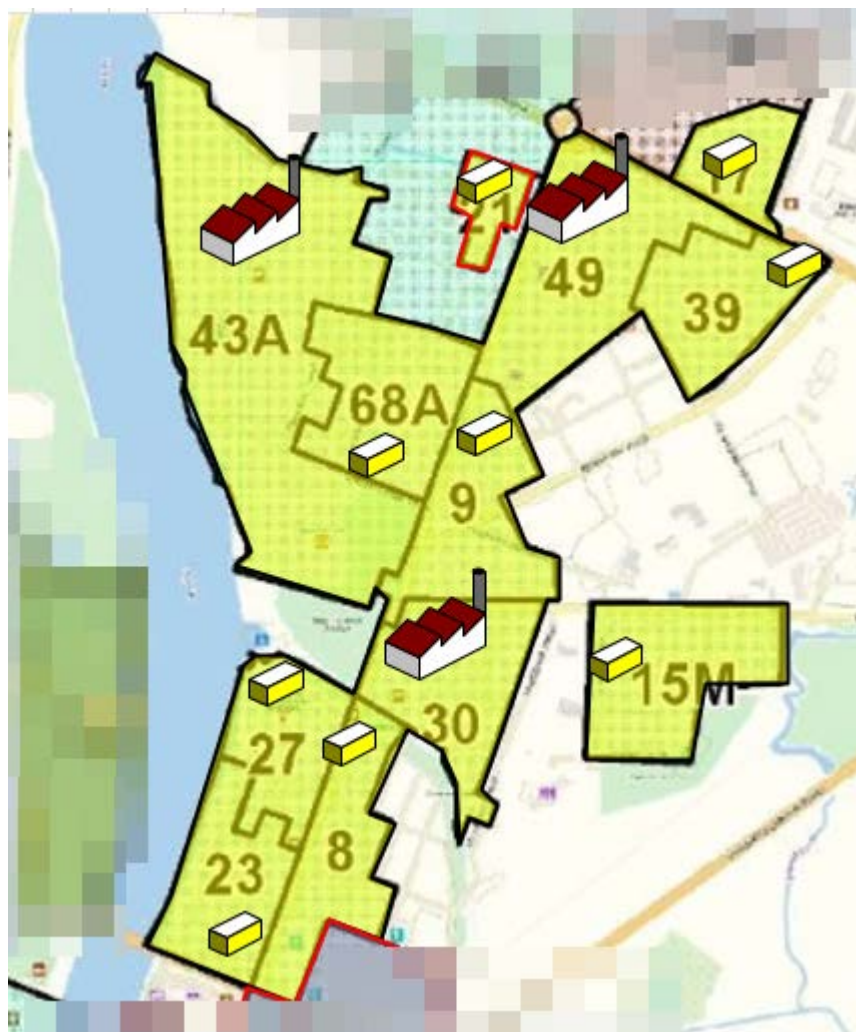


Рисунок 4.3.4 Схема укрупнения 12 котельных в Торговой стороне города

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

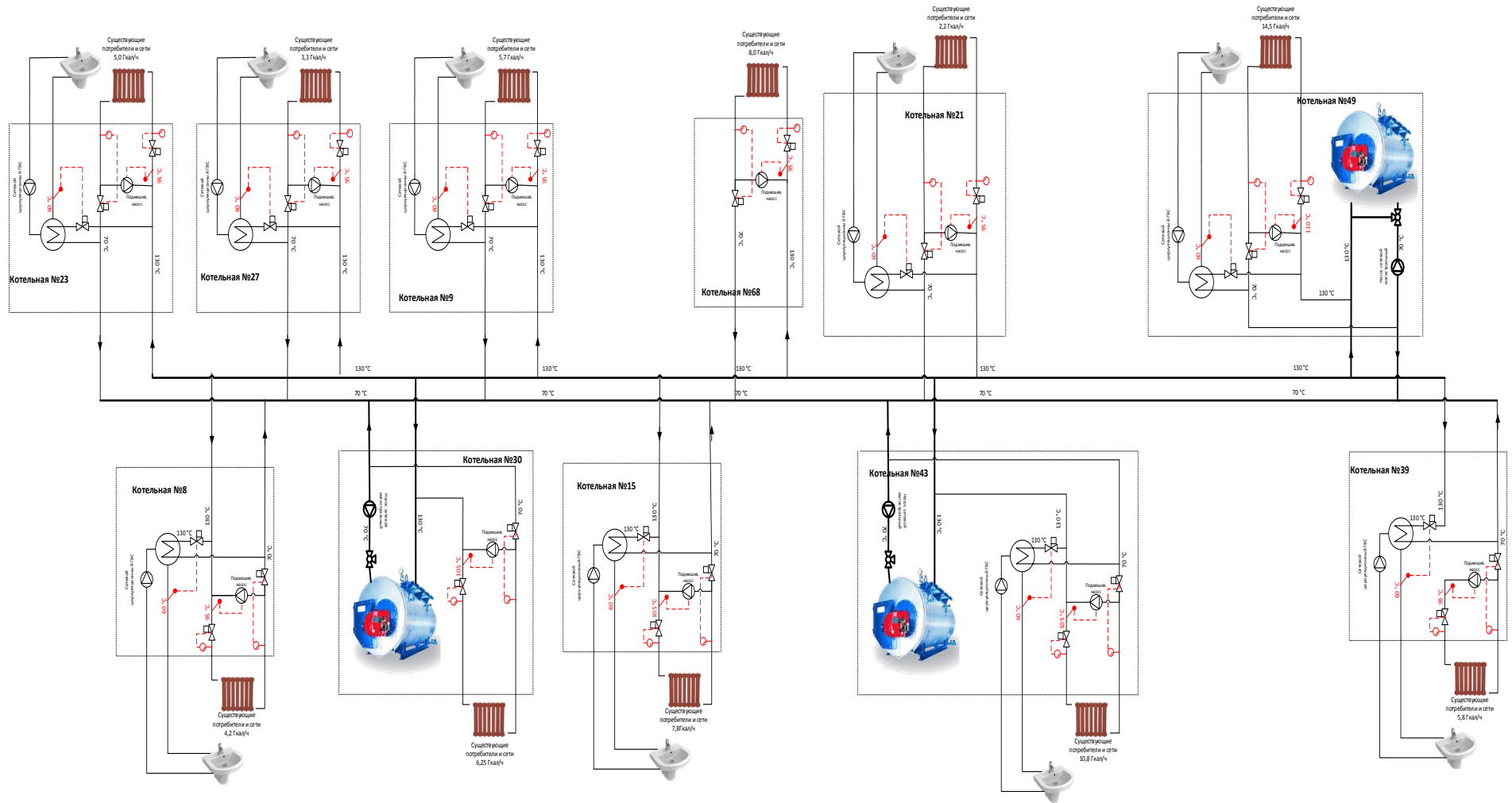


Рисунок 4.3.5 Схема технологического подключения потребителей после укрупнения 12 котельных

Таблица 4.3.2 График объединения, модернизации и реконструкции 12 котельных в Торговой стороне

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч	Год реализации							
					2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
МОДЕРНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ, УСТАНОВКА ГАЗОПОРШНЕВЫХ МАШИН												
1	30	ул. Заставная, д.2к.7	модернизация котельной	30								
2	8	ул. Герасименко-Маницина, д.9а	перевод в режим ЦТП	6								
3	23	ул. Б.Московская, д.25а	перевод в режим ЦТП	6								
4	27	ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	перевод в режим ЦТП	6								
5	15	Связи, 5	перевод в режим ЦТП	10								
6	43а	ул. Парковая, д.5к.1	модернизация котельной	20								
7	68	Б.Московская, 49	перевод в режим ЦТП	10								
8	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	перевод в режим ЦТП	4								
9	49	ул. Б.Московская, д.114	модернизация котельной	30								
10	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	перевод в режим ЦТП	7								
11	9	ул. Хутынская, д.1	перевод в режим ЦТП	9								
12	17	ул. Державина, д.11к.4	перевод в режим ЦТП	6								
N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч подкл.+ перспект.	Год реализации							
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ												
1	30+8	ул.Заставная, 2 - Герасим.Маницына,9	прокладка магистрали									
2	30+27	ул.Заставная, 2 - ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	прокладка магистрали									
3	8+23	ул.Герас.Маницына, 9 - Б.Московская, 25	прокладка магистрали									
4	30+15	ул.Заставная, 2 - Связи, 5	прокладка магистрали									
5	43+68	ул.Парковая, 5 - Б.Московская, 49	прокладка магистрали									
6	21+43	ул.Б.Московская, 67 - Парковая, 5	прокладка магистрали									
7	49+39	ул. Б.Московская, 114 - Рахманинова, 11	прокладка магистрали									
8	21+49	ул.Б.Московская, 67 - Б.Московская, 114	прокладка магистрали									
9	68+9	ул.Б.Московская, 49 - Хутынская, 1	прокладка магистрали									
10	9+30	ул.Хутынская, 1 - Заставная, 2	прокладка магистрали									
11	9+39	ул.Хутынская, 1 - Рахманинова, 11	прокладка магистрали									
12	39+17	Рахманинова, 11 - ул. Державина, д.11к.4	прокладка магистрали									

4.3.3 Укрупнение тепловых сетей от котельной №71 (ЛБК)

Укрупнение подразумевает объединение тепловых сетей котельной №71 ЛБК посредством присоединения существующих тепловых сетей от девяти котельных, расположенных в непосредственной близости к ЛБК (рисунок 6.2.6). Данное объединение станет возможно после установки теплообменной станции на ЛБК, чтобы реализовать паровой резерв котельной. В схеме объединения предполагается использовать котельную №63 в качестве пикового источника теплоты. Восемь оставшихся котельных переводятся в режим ЦТП.

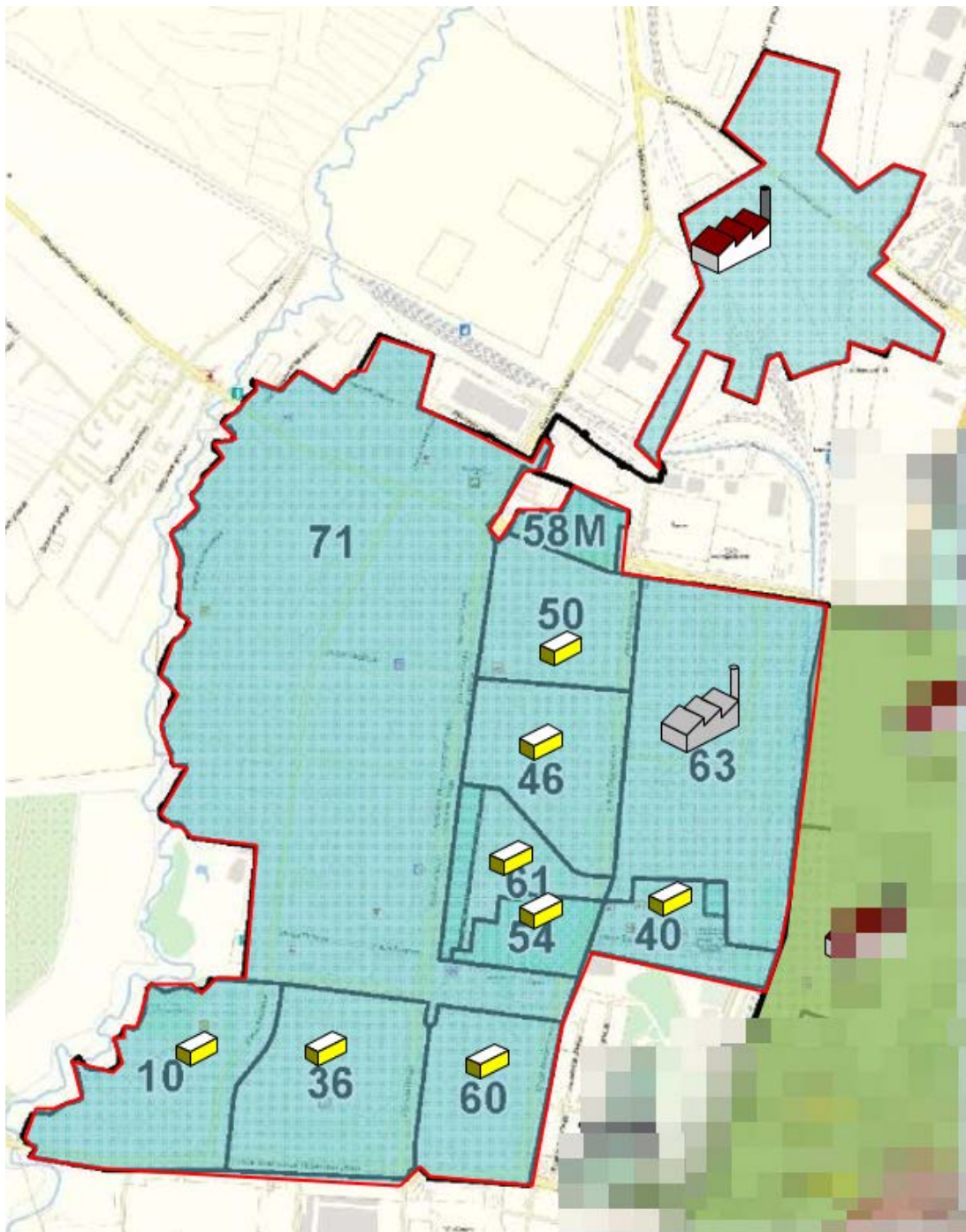


Рисунок 4.3.6 Схема объединения тепловых сетей от 9 котельных с присоединением нагрузки к ЛБК

Схема объединения подразумевает образование большого гидравлического кольца, обеспечивающего наилучшее гидравлическое распределение теплоносителя. Такая схема позволит проводить аварийные и ремонтные работы на любом участке кольца без прерывания теплоснабжения и без снижения качества теплоснабжения потребителей.

Схема конечного объединения представлена на рисунке 6.2.7. На схеме представлены модернизированные источники, котельные, переводимые в режим ЦТП, а также существующие ЦТП, подлежащие реконструкции.

Модернизация ЛБК заключается в автоматизации работы основного оборудования, дооснащение паровой части котельной теплообменной станцией (ТОС). Более подробно модернизация будет рассмотрена далее в настоящей главе.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

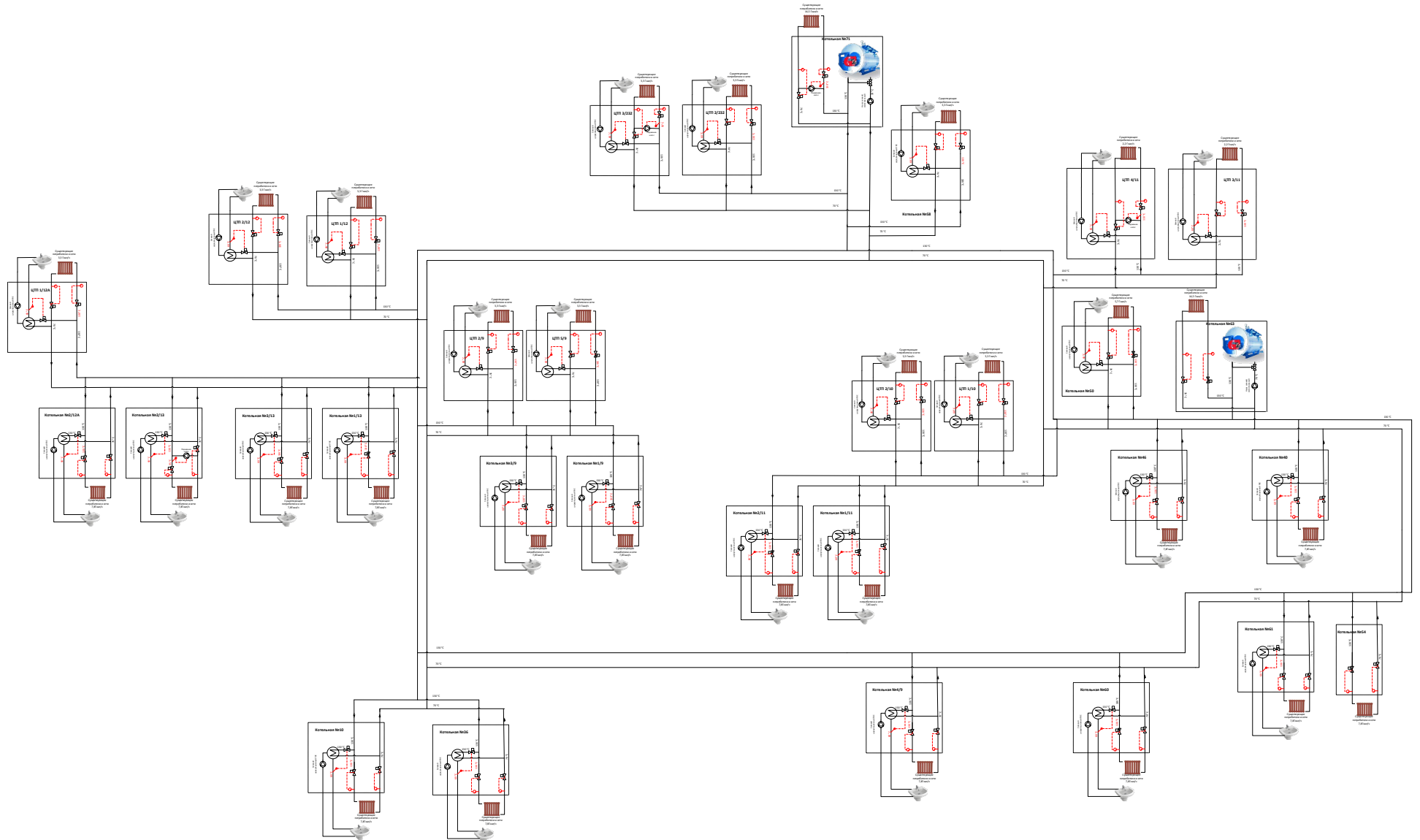


Рисунок 4.3.7 Схема технологического подключения потребителей после укрупнения тепловых сетей от 9 котельных

Таблица 4.3.3 График объединения, модернизации и реконструкции 12 котельных в Торговой стороне

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч	Год реализации						
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
МОДЕРНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ, УСТАНОВКА ГАЗОПОРШНЕВЫХ МАШИН											
1	1/12, 2/12, 2/13, 3/13, 1/12а, 2/232, 3/232, 1/9, 2/9, 3/9, 4/9, 1/10, 2/10, 1/11, 2/11, 3/11, 4/11		модернизация ЦТП								
2	71	Сырковское ш., д.23	модернизация котельной	210							
3	40	ул. Зелинского, 11	перевод в режим ЦТП	5							
4	46, 46а	ул. Свободы, 15/1	перевод в режим ЦТП	13							
5	50	пр. А.Корсунова, 29/4	перевод в режим ЦТП	12							
6	10	ул. Нехинская, д.34к.3	перевод в режим ЦТП	10							
7	36	ул. Кочетова, 35 к.5	перевод в режим ЦТП	20							
8	61	пр. Мира, д.19к.3	перевод в режим ЦТП	8							
9	54	ул. Попова, 6/4	перевод в режим ЦТП	7							
10	60	ул. Ломоносова, 28/1	перевод в режим ЦТП	11							
11	63	ул. Менделеева, д.5	перевод в пиковый режим	32							

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч	Год реализации						
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ											
1	63+40	ул. Менделеева, д.5 - ул. Зелинского, 11	прокладка магистрали								
2	71+50	Сырковское ш., д.23 - пр. А.Корсунова, 29/4	прокладка магистрали								
3	71+46	Сырковское ш., д.23 - ул. Свободы, 15/1	прокладка магистрали								
4	71+10	Сырковское ш., д.23 - ул. Нехинская, д.34к.3	прокладка магистрали								
5	71+36	Сырковское ш., д.23 - ул. Кочетова, 35 к.5	прокладка магистрали								
6	71+54	Сырковское ш., д.23 - ул. Попова, 6/4	прокладка магистрали								
7	54+61	ул. Попова, 6/4 - пр. Мира, д.19к.3	прокладка магистрали								
8	71+60	Сырковское ш., д.23 - ул. Ломоносова, 28/1	прокладка магистрали								
9	71+63	Сырковское ш., д.23 - ул. Менделеева, д.5	прокладка магистрали								
10	54+40	ул. Попова, 6/4 - ул. Зелинского, 11	прокладка магистрали								

4.3.4 Укрупнение 5 котельных в центре города В.Новгород

Укрупнение подразумевает объединение тепловых сетей пяти котельных на левом и правом берегу р. Волхов в центре города (рисунок 6.2.8).

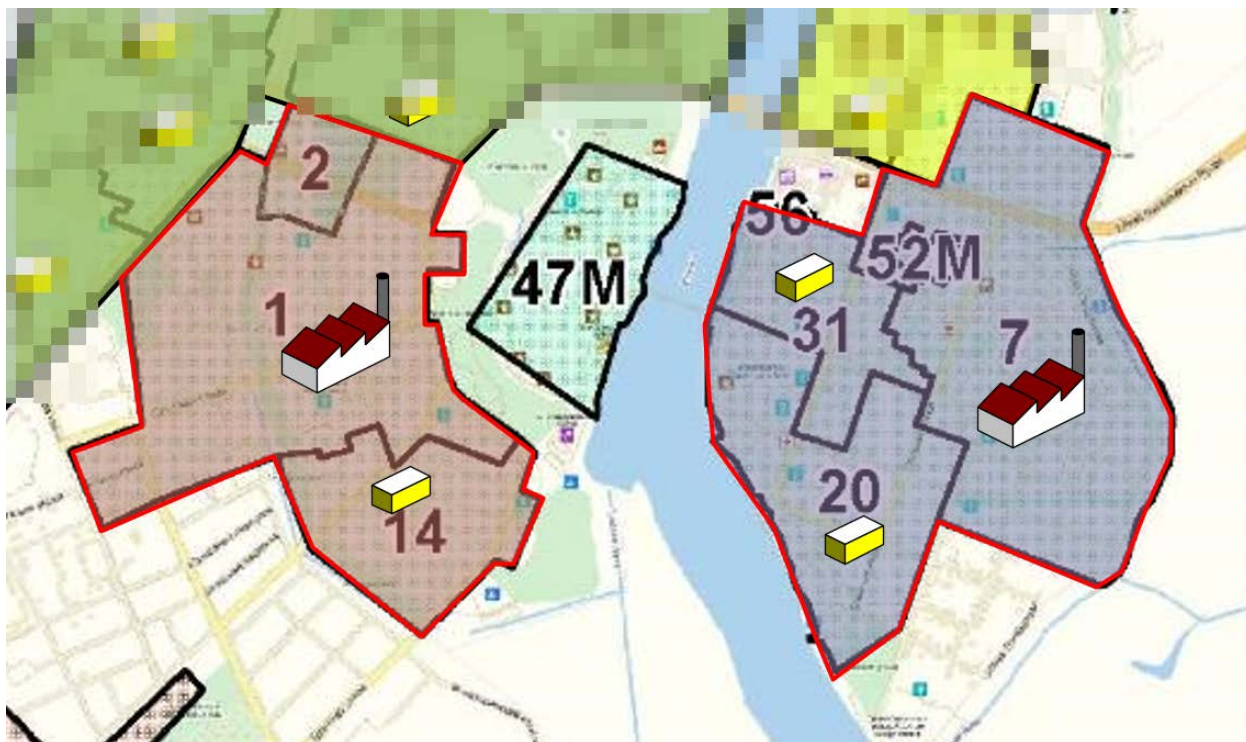


Рисунок 4.3.8 Схема объединения тепловых сетей от 5 котельных в центре города

Укрупнение происходит посредством модернизации двух основных источников (котельные №1 и №7), и подключение к ним тепловых сетей от соседних котельных. Подобная модернизация перед реализацией должна пройти предпроектные археологические изыскания с целью сохранения исторического культурного слоя «Старого города В.Новгород». Это в некоторой степени усложняет работу, но в конечном счете позволит улучшить не только качество теплоснабжения, но и внешний вид центра города посредством удаления из него ряда котельных сооружений (дымовых труб, ГРП и т.д.).

Для уменьшения издержек предлагается новые магистрали прокладывать совместно с существующими распределительными сетями. Это несколько увеличит их длину, но значительно сократит дорогостоящие, трудозатратные и долгосрочные археологические изыскания. Перевод котельных в режим ЦТП рекомендуется производить в рамках стен существующих котельных.

Таблица 4.3.4 График объединения, модернизации и реконструкции 5 котельных в центре города

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт	Год реализации			
					2018	2019	2020	2021
МОДЕРНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ, УСТАНОВКА ГАЗОПОРШНЕВЫХ МАШИН								
1	1+2	пер. Цветочный, д.9	модернизация котельной	30				
3	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	перевод в режим ЦТП	8				
2	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	модернизация котельной	20				
4	20	ул. Никольская, д.14а	перевод в режим ЦТП	7				
5	31	ул. Михайлова, д.11а	перевод в режим ЦТП	7				
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ								
4	1+14	пер.Цветочный, 9 - Кабер.Власьевская, 21	закольцовка					
5	7+31	ул.Панкратова, 30 - Михайлова, 11	закольцовка 3-х котельных					
	31+20	ул.Михайлова, 11 - Никольская, 14						

4.3.5 Подключение ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных

В настоящее время ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго", которой принадлежит Газотурбинная ТЭЦ В.Новгорода, признано банкротом Арбитражным судом города Москвы от 10.10.2012 по делу № А40-150549/09-78-803 "Б" и находится в состоянии конкурсного производства. Однако есть большая вероятность, что в скором времени обретя нового владельца, ГТ-ТЭЦ может стать поставщиком тепловой энергии для В.Новгорода. С технической точки зрения, она полностью готова для этой цели.

Для бесперебойного и качественного теплоснабжения новых потребителей ГТ-ТЭЦ, необходимо перевести режим работы ТЭЦ из резервного состояния в «вынужденную генерацию» по тепловой энергии.

Таким образом, для осуществления настоящего мероприятия необходимо решение обеих вышеперечисленных проблем. Поэтому данное мероприятие относим на вторую пятилетку развития схемы теплоснабжения города.

Объединение тепловых сетей планируется производить аналогично описанным выше способам с прокладкой, объединяющей тепломагистрали и переводом котельных в режим ЦТП.



Рисунок 4.3.9 Схема подключения ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных

Таблица 4.3.5 График подключение ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт подкл. + перспект.	Год реализации				
					2020	2021	2022	2023	2024
МОДЕРНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ									
1	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	перевод в режим ЦТП	10					
2	41	ул. Щусева, д.9	перевод в режим ЦТП	26					
3	38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	перевод в режим ЦТП	20					
4	42	ул. П.Левитта, 22/1	перевод в режим ЦТП	4					
5	57	ул. П.Левитта, д.10 к.3	перевод в режим ЦТП	15					

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт подкл.+перспект.	Год реализации				
					2020	2021	2022	2023	2024
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ									
1	ГТ-ТЭЦ+66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	прокладка магистрالی						
2	66+41	ул. Щусева, д.9	прокладка магистрالی						
3	41+38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	прокладка магистрالی						
4	38+42	ул. П.Левитта, 22/1	прокладка магистрالی						
2	42+57	ул. П.Левитта, д.10к.3	прокладка магистрالی						

4.3.6 Подключение ТЭЦ-20 к тепловым сетям ЛБК

В предыдущие годы Администрацией г. Великий Новгород уделялось большое внимание подключению ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» к системе теплоснабжения города. Для этого «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ-СЕВЗАПЭНЕРГОМОНТАЖПРОЕКТ» в 2007 году выполнил работу по технико-экономическому обоснованию развития системы теплоснабжения города с передачей тепловой энергии от ТЭЦ «ТГК-2», а в 2008 году разработал проект теплотрассы от ТЭЦ до котельной 71 ЛБК.

В соответствии с техническим заданием определен рассматриваемый район зоны действия ТЭЦ «ТГК-2», который включает предприятия зоны ОАО «Акрон» (обеспечиваемые теплом от ТЭЦ в настоящее время) и жилищно-коммунальную и общественно-деловую застройку Завокзального планировочного района севернее ул. Нехинской, которая обеспечивается теплом от автономных котельных (рисунок 6.3.10).

В настоящее время теплоисточниками рассматриваемой части города являются: ТЭЦ «ТГК-2», Левобережная котельная (ЛБК), две котельные тепловой мощностью более 50 Гкал/ч и девять котельных тепловой мощностью от 5,1 до 35,4 Гкал/ч.

Таблица 6.3.6 Технико-экономические показатели ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2»

Наименование показателей	Величина
Установленная мощность:	
- электрическая, МВт	190/210
- тепловая, Гкал/ч	630
Максимально-часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	285
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВтч,	841,4
в том числе по теплофикационному циклу	246,6
Годовой отпуск электроэнергии, млн. кВтч	757,8
Годовой отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	1089,2
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.	441,2
Годовой расход натурального топлива по видам:	
- газ, млн. м ³	369,7

- уголь тыс. т н.т.	22,9
Удельный расход условного топлива:	
- на отпуск электроэнергии, т у.т./кВтч	364,9
- на отпуск теплоэнергии, кг у.т./Гкал/ч	151,2

Следует отметить, что Новгородская ТЭЦ была построена в конце 1960-х годов для химического комплекса «Акрон» и в 1980-х годах была реконструирована и расширена. В 1990-х годах в связи с переходом на новую технологию ряда производств химкомбината возник резкий спад потребности в тепле, что привело к снижению загрузки ТЭЦ по теплу. В результате образовалась свободная тепловая мощность, которая по данным ТЭЦ составляет около 200 Гкал/ч и может быть использована для теплоснабжения жилой застройки города.

В 2010 году на ТЭЦ «ТГК-2» была реконструирована паровая турбина Р-50-130 в ПТ-60-130 для подогрева сетевой воды паром теплофикационного отбора. Из-за отсутствия надлежащих тепловых нагрузок эта турбина работает большей частью в конденсационном режиме, а порой простаивает.



Рисунок 6.3.10 Ситуационный план города

Сведения по котельным рассматриваемого района представлены в таблице 6.3.7.

Размещение теплоисточников и тепловых сетей (существующее положение) представлено на рисунке 6.3.11.

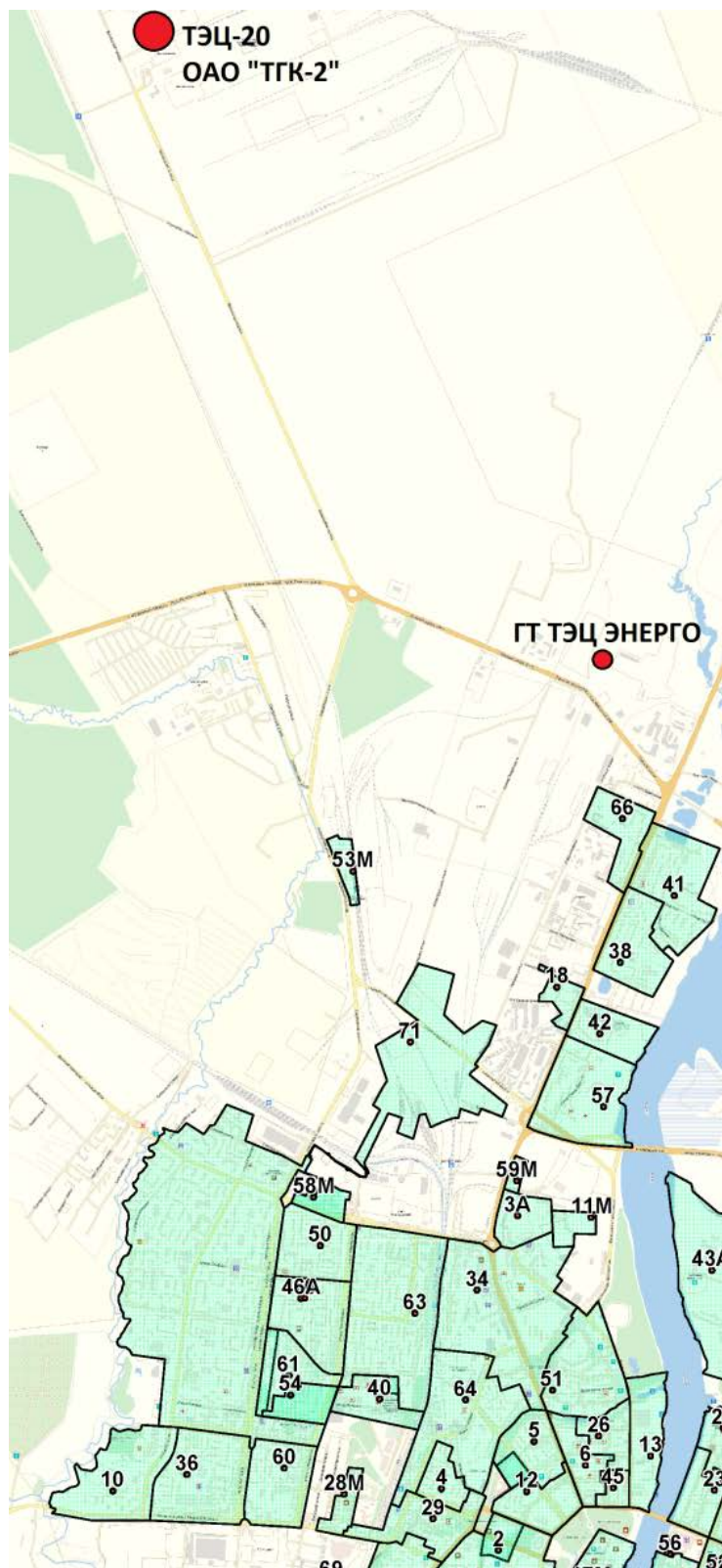


Рисунок 6.3.11 Источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго»

Подключенные тепловые нагрузки к котельным рассматриваемого района (при средней величине горячего водоснабжения) за отчетный период приняты по данным МУП «Теплоэнерго» и составляют 342,9 Гкал/ч.

Разбивка тепловых нагрузок по зонам теплоснабжения и видам теплоснабжения представлена в таблице 6.3.7.

Таблица 6.3.7 Тепловые нагрузки котельных в рассматриваемом районе

Наименование теплоисточника	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	Горячее водоснабжение (среднее)	Всего
Котельная №71 ЛБК	122,0	11,0	27,0	160,0
Котельная №10	3,9	0,1	1,4	5,4
Котельная №36	17,9	0,1	3,2	21,2
Котельная №40	2,9	1,3	0,9	5,1
Котельная №46	5,8	-	-	5,8
Котельная №46а	7,2	-	1,1	8,3
Котельная №50	10,1	-	0,9	11,0
Котельная №54	6,5	-	-	6,5
Котельная №60	9,7	-	1,0	10,7
Котельная №61	5,9	0,1	2,0	8,0
Котельная №63	31,6	0,3	3,5	35,4
Котельная №66	4,4	0,3	3,3	8,1
Котельная №41	12,9	0,0	8,8	21,7
Котельная №38	11,1	0,3	6,3	17,7
Котельная №42	3,1	0,0	0,3	3,4
Котельная №18	0,6	0,1	0,0	0,7
Котельная №57	8,7	1,6	3,7	13,9
Итого	264,3	15,3	63,4	342,9

В настоящее время ТЭЦ «ТГК-2» работает для теплоснабжения химического комплекса «Акрон» и ряда других предприятий, расположенных в промышленной зоне. Более 80% подключенной нагрузки на ТЭЦ - в паре. Паровые сети служат для снабжения паром предприятий, расположенных в непосредственной близости от источника тепла.

Котельные рассматриваемого района работают обособлено, каждая на свою зону. Транспорт тепла от централизованных источников до потребителей осуществляется по магистральным и распределительным сетям.

Водяные тепловые сети выполнены по тупиковой схеме, двухтрубными, циркуляционными, подающими одновременно тепло на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Температурные графики сетей 150-70°C, 115-70°C, 95-70°C.

Система горячего водоснабжения – закрытая.

Регулирование отпуска тепла качественное, по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Подключений Новгородской ТЭЦ к ЛБК следует производить после объединения 11 котельных, описанных в разделе 6.2.3. Также в случае невывода в рабочий режим ГТ-ТЭЦ к существующему объединению предполагается подключить соответствующее объединение 6-ти котельных описанных в разделе 6.2.5. Отличие лишь в том, что подключение объединенных котельных производится не к ГТ-ТЭЦ, а к ЛБК с прокладкой теплотрасы Ду400 от Котельной №42.

Тепловые сети пролагается прокладывать по городской территории в непроходных каналах, внутри территорий промышленных узлов и предприятий – на низких отдельно стоящих опорах или на эстакаде.

Для обеспечения потребностей в тепловой нагрузке на перспективу предусматривается дальнейшее развитие тепловых сетей рассматриваемого района.

В соответствии с решениями ранее разработанной схемы теплоснабжения г. Великий Новгород и учитывая имеющийся резерв тепловой мощности на ТЭЦ «ТГК-2» обеспечение тепловых нагрузок рассматриваемого района предусматривается осуществить за счет передачи тепла от ТЭЦ на ЛБК с использованием котельной в качестве пиковой для совместной работы с ТЭЦ.

Суммарные тепловые нагрузки, планируемые к обеспечению от ТЭЦ-ЛБК, представлены в 6.3.8.

Таблица 6.3.8 Тепловые нагрузки, планируемые к обеспечению от ТЭЦ-ЛБК

Наименование	Тепловые нагрузки, Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	Горячее водоснабжение	Итого
Зона действия котельной №71 (ЛБК) и 11 выводимых котельных	236,4	41	277,4
Зона действия выводимых котельных	43,1	22,4	65,5
Итого	279,5	63,4	342,9

Исходя из величины тепловой нагрузки рассматриваемого района и учитывая, что коэффициент теплофикации, при котором работа турбин ТЭЦ является наиболее экономичной, составляет не более $= 0.6 TЭЦ \alpha$, нагрузка ТЭЦ «ТГК-2» в части возможного отпуска тепла в зону жилой застройки города составит $342,9 \cdot 0,6 \approx 200$ Гкал/ч. Эта величина нагрузки входит в пределы резервной тепловой мощности, имеющейся на ТЭЦ.

Тепловую нагрузку района в размере $342,9 - 200 = 142,9$ Гкал/ч предусматривается обеспечивать от Левобережной и котельной, переводимой в пиковый режим для совместной работы с Новгородской ТЭЦ.

Для передачи тепловой энергии от ТЭЦ «ТГК-2» до левобережной водогрейной котельной (ЛБК) необходимо проложить тепломагистраль длиной 10 км. Проектом на прокладку тепломагистрали от ТЭЦ «ТГК-2» до ЛБК, выполненным в 2008 году отделом магистральных тепловых сетей «СЕВЗАПВНИПИЭНЕРГОПРОМ-СЕВЗАПЭНЕРГОМОНТАЖПРОЕКТ», намечена надземная прокладка на отдельно стоящих опорах на высоте 0,7-1,5 м от поверхности земли до низа трубы, при пересечении автодорог и железнодорожных путей – на высоких опорах или по эстакадам длиной до 36 м.

Диаметр трубопровода определен расчетом из условия обеспечения тепловой нагрузки 200 Гкал/ч по независимой схеме по температурному графику 160-75 °С (температурный график города принят в проекте 150-70 °С при закрытой системе горячего водоснабжения). В расчете принято, что на нужды ГВС приходится 15% общей тепловой нагрузки. Для таких условий расчетный расход сетевой воды от ТЭЦ составит 2875 т/ч. В летний период расход теплоносителя определен по максимальной нагрузке на ГВС и составил 1800 т/ч.

На основании гидравлических расчетов и построенных пьезометрических графиков условный диаметр тепломагистрали определен проектом и равен 800 мм. Для прокладки рекомендованы стальные трубы диаметром 820x10 мм. На трассе магистрали предусмотрены узлы секционирования, размещаемые в закрытых павильонах, расположенные на расстоянии до 2 км.

Компенсация температурных удлинений за счет поворотов трассы и П-образными компенсаторами.

На ЛБК потребуется дополнительно к шести существующим насосам типа СЭ800-100 установить еще один насос СЭ800-100 (без установки резервного насоса) в связи с увеличением потребного расхода до 5042 т/ч при сохранении располагаемого напора 77 м вод. ст.

Компенсация тепловых потерь в трубопроводах сети требует увеличения расхода теплоносителя на 7 % по сравнению с расходом для удовлетворения тепловых нужд подключаемого района.

Таблица 6.3.9 План модернизации

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Стоимость модернизации, тыс.руб.	2021	2022	2023	2024
1	МОДЕРНИЗАЦИЯ							
1	НТЭЦ	Северная промзона	первод котельной в режим ЦТП	490 000	490 000			
2	71	Сырковское ш., д.23	модернизация	21 000		21 000		
5	38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	первод котельной в режим ЦТП	43 200			43 200	
6	42	ул. П.Левитта, 22/1	первод котельной в режим ЦТП	8 600			8 600	

7	57	ул. П.Левитта, д.10к.3	первод котельной в режим ЦТП	32 400			32 400		
3	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	первод котельной в режим ЦТП	21 500				21 500	
4	41	ул. Щусева, д.9	первод котельной в режим ЦТП	56 000				56 000	
ИТОГО по п.I				672 700	490 000	21 000	84 200	77 500	
III	ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ								
1	НТЭЦ+71	Промзона - Сырковское ш., д.23	прокладка магистрали	949 524	474 762	474 762			
2	71+42	Сырковское ш., д.23		91 000			91 000		
3	38+42	ул. П.Левитта, 22/1	прокладка магистрали	49 980			49 980		
4	42+57	ул. П.Левитта, д.10к.3	прокладка магистрали	1 760			1 760		
5	66+41	ул. Щусева, д.9	прокладка магистрали	65 620				65 620	
6	41+38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	прокладка магистрали	59 360				59 360	
ИТОГО по п.III				1 217 244	474 762	474 762	142 740	124 980	
ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ				1 889 944	964 762	495 762	226 940	202 480	

Моделировались только магистральные тепловые сети. Внутриквартальные сети (абонентские вводы) в расчетную модель не включались, поэтому потребители тепловой энергии заносились как «обобщенные потребители», подключаемые к тепловым камерам сетей без учета конкретных схем подключения каждого абонента.

4.4 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии

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

Первоначально основным видом тепловой нагрузки являлась нагрузка систем отопления, присоединенных к тепловой сети по зависимой схеме через водоструйные элеваторы, а используемое при этом центральное качественное регулирование заключалось в поддержании на источнике теплоснабжения температурного графика (температуры прямой сетевой воды), обеспечивающего в отопительный период необходимую температуру внутри отапливаемых помещений при неизменном расходе сетевой воды. Такой температурный график, называемый отопительным, с расчетной температурой воды на источнике 150/70 или 130/70 °С, обоснованный в свое время, и применяется при проектировании систем

централизованного теплоснабжения. При этом домовые системы отопления обычно рассчитываются на температурный график 95/70 или 105/70 °С, 110/70 °С (панельное отопление).

С появлением нагрузки ГВС минимальная температура прямой сетевой воды в тепловой сети (на источнике) была ограничена величиной, необходимой для нагрева в системе ГВС водопроводной воды до температуры 55-60 ОС, требуемой по СНиП, несмотря на то, что по отопительному температурному графику в этот период требуется вода значительно более низкой температуры. Вызванный этим излом (срезка) отопительного температурного графика и отсутствие местного количественного регулирования расхода воды на отопление приводят к перерасходу теплоты на отопление (перетопу помещений) в зоне положительных температур наружного воздуха.

Для отечественных систем теплоснабжения характерны преимущественное применение закрытой смешанной и параллельной схем включения на ИТП и ЦТП установок ГВС и работа источников по чисто отопительному графику с изменением расхода сетевой воды в течение отопительного периода, вызванного только нагрузкой ГВС.

Все проектируемые новые потребители тепловой энергии по современным нормам должны подключаться по закрытой схем. В таких системах рекомендованы так называемые «повышенные» графики, когда температура прямой сетевой воды в зависимости от нагрузки ГВС принимается на 3-5 ОС выше, чем при типовом графике, а расход воды в системе теплоснабжения определяется только по отопительной нагрузке, и «скорректированные» графики для открытых систем теплоснабжения.

Совершенно по-разному проявляется влияние температурного графика на энергетическую и экономическую составляющую эксплуатационных затрат в системах теплоснабжения с ТЭЦ и котельными.

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

Для новых проектируемых районов Псковский и Деревяницкий предлагаются температурные графики 130/70 или 150/70 с уточнением при проектировании. Принятие этих температурных графиков существенно повлияет на диаметры тепловых сетей меньшую сторону по сравнению с графиком 95/70. Что положительно скажется на капитальных затратах при строительстве сетей и на эксплуатационных затратах при перекачке теплоносителя. Также эти графики не так велики, чтобы для их реализации потребовалось-бы паровое котельное оборудование.

Раздел 5 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

После проведенного анализа работы источников теплоснабжения МУП «Теплоэнерго» было выявлено, что котельные с небольшой установленной мощностью имеют себестоимость выработки тепловой энергии выше, чем крупные котельные.

Таким образом, в перспективе наиболее целесообразным направлением развития системы теплоснабжения города является отказ от строительства мелких котельных и переход к укрупнению тепловых сетей и источников тепловой энергии.

Исходя из этого, в данном разделе предлагается объединить некоторые тепловые сети. Это позволит перераспределить нагрузку между котельными, обслуживающими смежные районы. Предполагается загрузка более эффективного оборудования и разгрузка (или вывод в резерв) морально устаревшего и неэкономичного.

Также, предлагается использовать возможность отпуска тепловой энергии с ТЭЦ ОАО ТГК-2 и ГТ ТЭЦ, тем самым перевести квартальные котельные в пиковый режим, либо вообще вывести их из эксплуатации. Это позволит снизить тариф на тепловую энергию, в виду того, что себестоимость выработки тепловой энергии оборудованием ТЭЦ существенно ниже того же параметра квартальных котельных.

Таким образом, мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей будут включать в себя:

- присоединение к тепловым сетям Левобережной котельной (№71) сетей квартальных котельных №№ 10, 36, 50а, 46, 46а, 61, 54, 63, 40, 60;
- присоединение к тепловым сетям котельной №7 части сетей котельной №31;
- присоединение к тепловым сетям котельной №20 части сетей котельной №31;
- присоединение к тепловым сетям котельной №1 сетей котельных № 2 и №14;
- присоединение к тепловым сетям котельной №9 сетей котельной №30;
- присоединение к тепловым сетям котельной №41 сетей котельной №38;
- присоединение к тепловым сетям котельной №57 сетей котельной №42;
- присоединение к тепловым сетям котельной №62 сетей котельной №29;
- присоединение к тепловым сетям котельной №64 сетей котельной №4;
- присоединение к тепловым сетям котельной №11 сетей котельной №3а;
- подключение Левобережной котельной (№71) к ТЭЦ-20 ОАО ТГК-2;
- подключение котельных №№ 66, 41, 38, 42, 57 к ГТ ТЭЦ.

5.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В соответствии с правилами СП 124.1330.2012 (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети) водяные тепловые сети новых перспективных районов надлежит проектировать двухтрубными, подающими одновременно тепловую энергию на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Схема и конфигурация тепловых сетей должны обеспечивать теплоснабжение на уровне заданных показателей надежности путем:

- применения наиболее прогрессивных конструкций и технических решений;
- совместной работы источников теплоты;
- прокладки резервных теплопроводов;
- устройства переемычек между тепловыми сетями смежных тепловых районов.

5.1.1 Строительство тепловых сетей Деревяницкого района

Данное мероприятие предусматривает строительство новой котельной и новых тепловых сетей во вновь строящемся Деревяницком районе города. Зона действия котельной показана на рисунке 5.1.1.



Рисунок 5.1.1 Зона действия котельной Деревяницкого района

Ввиду того, что на данный момент не утверждена планировка нового района и не известна характеристика тепловых сетей, объемы и стоимость строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии определены косвенным путем по средней по городу удельной материальной характеристике тепловой сети, которая равна 210 м·м/(Гкал/ч) и удельной стоимости единицы материальной характеристики, равной 57 000 руб./(м·м). С использованием этих данных по известной величине тепловой нагрузки Деревяницкого района определены материальная характеристика и укрупненные объемы инвестиции (таблица 5.1.1).

Таблица 5.1.1 Затраты на строительство тепловых сетей в Деревяницком районе

Район	Перспективная нагрузка, Гкал/ч	Материальная характеристика, м·м	Стоимость материальной характеристики, руб./(м·м)	Укрупненные объемы инвестиций, млн. руб.
-------	--------------------------------	----------------------------------	---	--

Деревяницкий	106,7	23730	57 000	1353
--------------	-------	-------	--------	------

5.1.2 Строительство тепловых сетей Псковского района

Данное мероприятие предусматривает строительство новой котельной и новых тепловых сетей во вновь строящемся Псковском районе города. Зона действия котельной показана на рисунке 5.1.2.

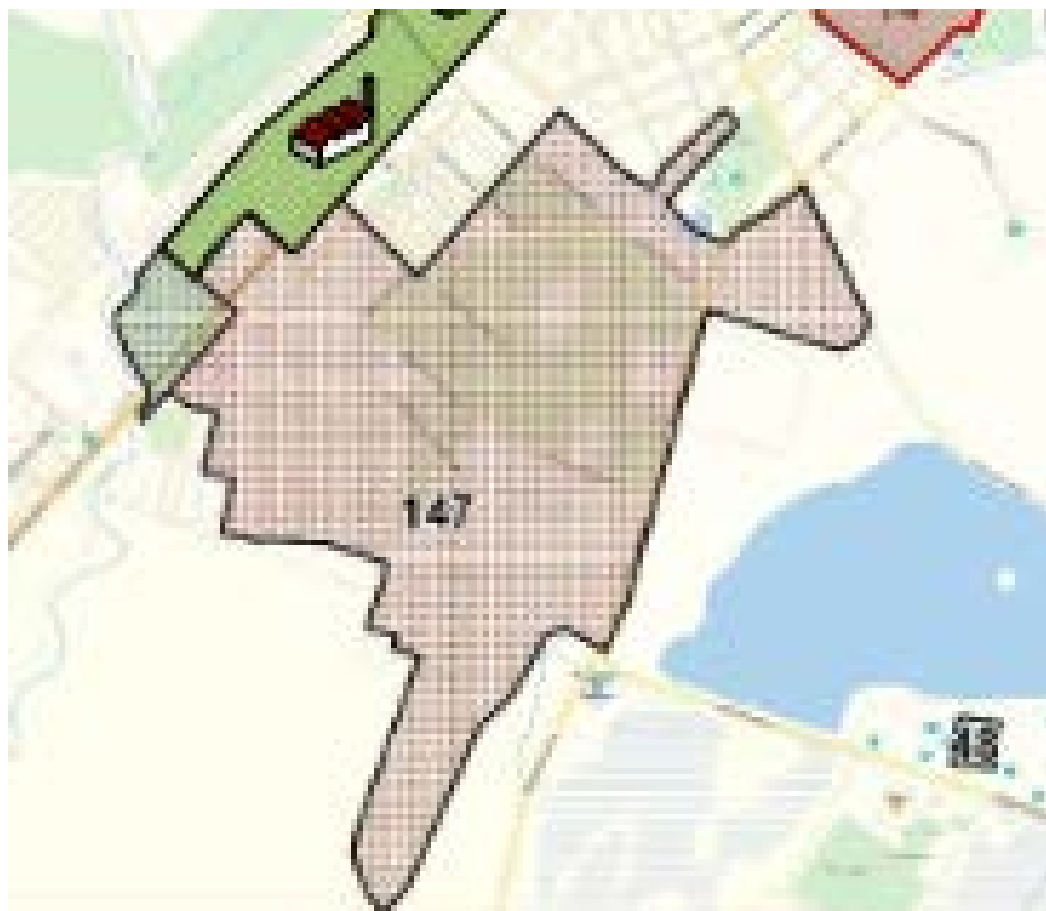


Рисунок 5.1.2 Зона действия котельной Псковского района

Ввиду того, что на данный момент не утверждена планировка нового района и не известна характеристика тепловых сетей, объемы и стоимость строительства тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой энергии определены косвенным путем по средней по городу удельной материальной характеристике тепловой сети, которая равна 210 м·м/(Гкал/ч) и удельной стоимости единицы материальной характеристики, равной 57 000 руб./(м·м). С использованием этих данных по известной величине тепловой нагрузки Псковского района определены материальная характеристика и укрупненные объемы инвестиции (таблица 5.1.2).

Таблица 5.1.2 Затраты на строительство тепловых сетей в Псковском районе

Район	Перспективная нагрузка, Гкал/ч	Материальная характеристика, м·м	Стоимость материальной характеристики, руб./(м·м)	Укрупненные объемы инвестиций, млн. руб.
Псковский	132-прогнозная [62,1-подтвержденная]	27720 [13041]	57 000	1580 [743]

5.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования систем теплоснабжения

В настоящем разделе рассмотрены вопросы строительства и реконструкции тепловых сетей г. Великий Новгород, касающиеся повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, перераспределения тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком с использованием существующих резервов, обеспечения возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

Основное внимание уделено укрупнению тепловых сетей от различных источников МУП «Теплоэнерго», как основного поставщика тепловой энергии, а также подключение части тепловой нагрузки города к энергогенерирующим источникам ГТ-ТЭЦ Энерго и Новгородской ТЭЦ.

5.2.1 Закольцовка 12 котельных МУП «Теплоэнерго» на правом берегу р. Волхов

Данное мероприятие предполагает объединить в единую систему теплоснабжения сети, обслуживаемые котельными №8, №9, №15, №17, №21, №23, №27, №30, №39, №43а, №49 и №68, расположенными в центральной части города на правом берегу р. Волхов. В таблице 5.2.1 представлены характеристики этих котельных.

Таблица 5.2.1 Тепловые мощности и нагрузка котельных, намечаемых к закольцовке, Гкал/ч

Номер котельной	Установленная мощность	Подключенная мощность (по договору)	Максимальная зафиксированная нагрузка (фактическая*)	Максимальная требуемая мощность котельных
8	5,200	5,024	2,354	3,984
9	9,500	7,580	3,261	5,519
15	11,180	11,834	4,425	7,489
17	5,750	5,648	1,796	3,039
21	4,468	1,747	1,265	2,140
23	7,750	5,500	2,886	4,884
27	5,687	4,607	1,849	3,129
30	7,850	6,760	3,555	6,017
39	10,000	7,702	3,304	5,591
43а	19,770	13,161	6,137	10,385
49	17,500	18,269	8,263	13,984
68	10,830	9,279	4,816	8,151
ИТОГО	115,485	97,111	43,912	74,312

*Примечание. Максимальная зафиксированная нагрузка определена на основании отчетных данных МУП «Теплоэнерго» по фактической выработке тепловой энергии за 2013 год.

Максимальная требуемая мощность котельных определена расчетным путем в переводе на расчетную температуру наружного воздуха -26°C.

Из таблицы видно, что максимальная требуемая мощность котельных составляет 74,312 Гкал/ч, что на 23% меньше подключенной мощности по договору и на 36% меньше

установленной мощности. Анализ технических характеристик и показателей работы котельных позволил сделать вывод о том, что для обеспечения требуемой мощности будет достаточно 3 котельных. В рамках данного мероприятия предлагается в качестве рабочих оставить котельные №30, №43а и №49, а остальные котельные перевести в режим ЦТП. Поскольку суммарная установленная мощность котельных №30, №43а и №49 в настоящее время составляет 45,12 Гкал/час при требуемой мощности 74,312 Гкал/ч, предлагается модернизировать эти котельные с увеличением установленной мощности до 30 Гкал/час для котельных №30 и №49 и до 20 Гкал/час для котельной №43а, соответственно. При модернизации предполагается перевести работу этих котельных на температурный график 130/70 °С. Суммарная мощность котельных после модернизации составит 80 Гкал/час, что будет достаточно для обеспечения всех потребителей тепловой энергией на нужды отопления и ГВС.

Подробные данные по модернизации котельных №30, №43а и №49 представлены в главе 6. Зона ответственности этих котельных после проведения мероприятия представлена на рисунке 5.2.1 (выделена желтым цветом). Внутри этой зоны предполагается следующее разделение между котельными:

Котельная №30 – зоны обслуживания котельных №8, №9, №15, №23, №27, №30;

Котельная №43а – зоны обслуживания котельных №21, №43а, №68;

Котельная №49 – зоны обслуживания котельных №49, №39, №17.

На рисунке 5.2.2 представлена технологическая схема работы всех названных котельных на общую сеть теплоснабжения.

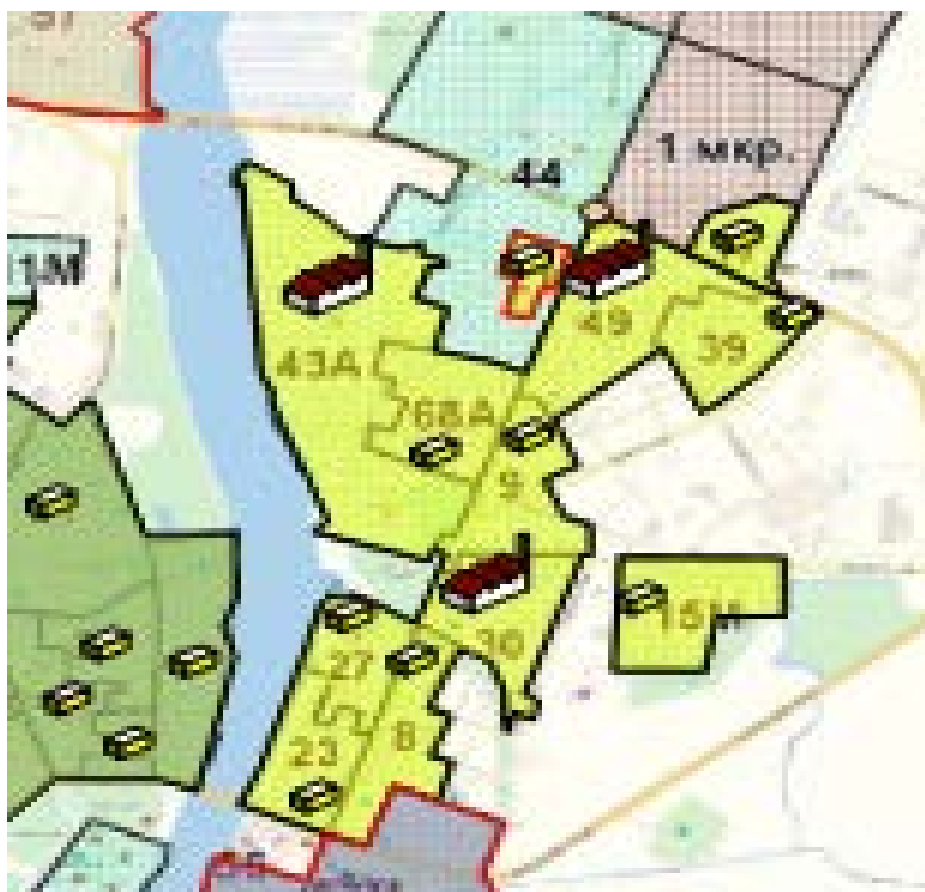


Рисунок 5.2.1 Зона ответственности котельных №30, №43а и №49 после реконструкции

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

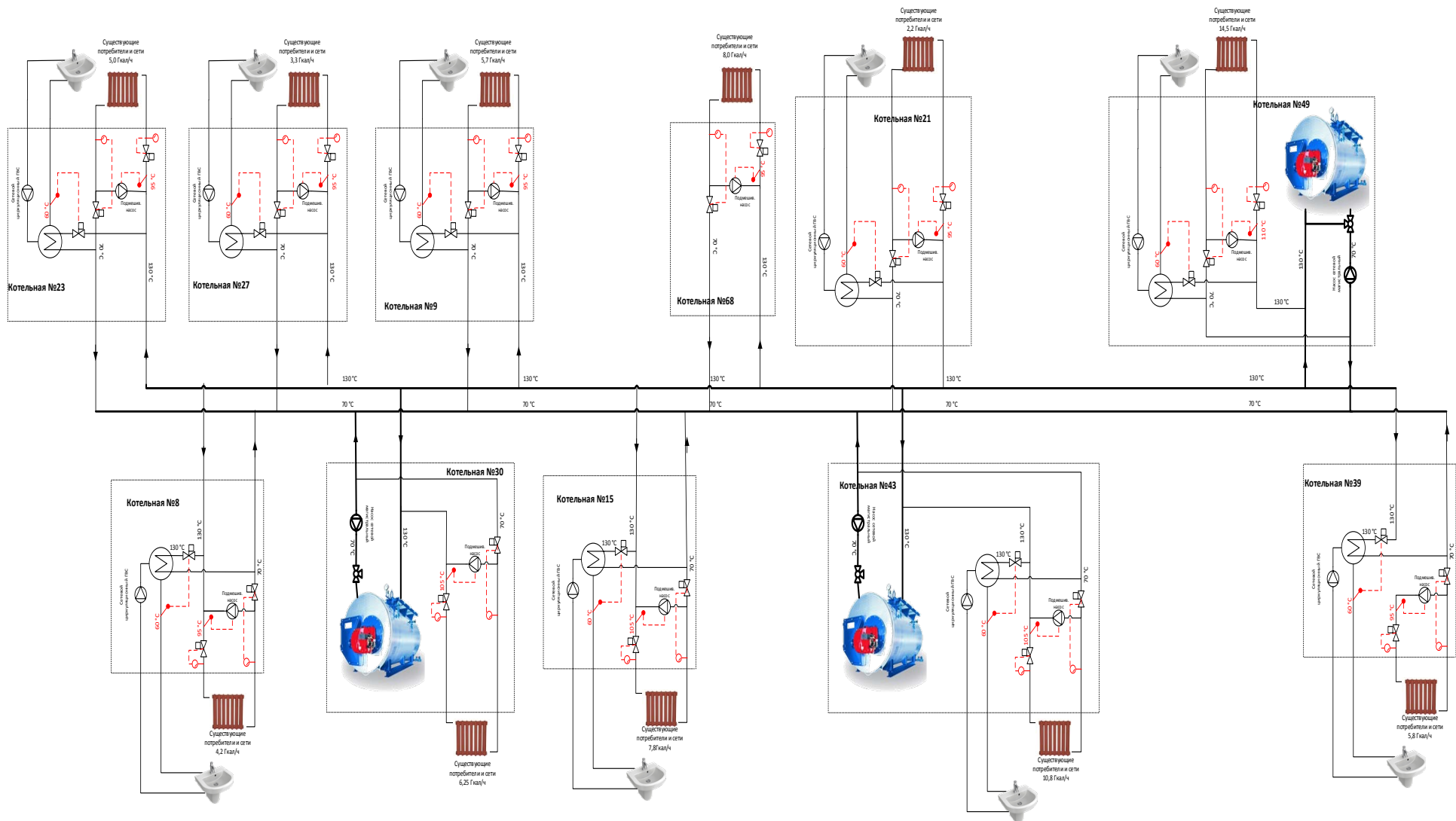


Рисунок 5.2.2 Технологическая схема работы котельных №8, №9, №15, №17, №21, №23, №27, №30, №39, №43а, №49 и №68 на общую сеть

График мероприятий по проведению модернизации котельных и тепловых сетей представлен в таблицах 5.2.2 и 5.2.3.

Таблица 5.2.2 График мероприятий по проведению модернизации котельных

№ п/п	Номера котельных	Стоимость, тыс. руб. и год внедрения							
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	30 (модернизация)	132 200							
2	8 (перевод в ЦТП)		9 700						
3	23 (перевод в ЦТП)		9 700						
4	27 (перевод в ЦТП)		9 700						
5	15 (перевод в ЦТП)			20 700					
6	43а (модернизация)				99 600				
7	68 (перевод в ЦТП)				22 300				
8	21 (перевод в ЦТП)				10 300				
9	49 (модернизация)					187 600			
10	39 (перевод в ЦТП)						19 200		
11	9 (перевод в ЦТП)							23 100	
12	17 (перевод в ЦТП)								15 400
ИТОГО		132 200	29 100	20 700	132 200	187 600	19 200	23 100	15 400

Таблица 5.2.3 График мероприятий по проведению модернизации (объединения) тепловых сетей

№ п/п	Номера котельных	Стоимость, тыс. руб. и год внедрения						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	30+8	55724						
2	30+27	14247						
3	8+23	8868						
4	30+15		45488					
5	43+68			45768				
6	21+43			49124				
7	49+39					26454		
8	21+49					17754		
9	68+9						29678	
10	9+30						33404	
11	9+39						39916	
12	39+17							33362
ИТОГО		78839	45488	94892		44208	102998	33362

Из таблиц видно, что все мероприятия планируется провести до 2021 года. Ориентировочная стоимость работ по объединению 12 котельных составит 399787 тыс. руб. (без учета модернизации котельных).

Ниже представлено подробное описание мероприятий по объединению котельных, перечисленных в таблице 5.2.3.

5.2.1.1 Закольцовка тепловых сетей котельных №8 и №30

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной №30 подключить тепловые сети котельной № 8. Котельную № 8 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 30 до №8 диаметром $D_y=150$ мм и длиной 884 м. Предполагаемый год строительства - 2014. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.3.

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.3 Схема прокладки трубопровода от котельной №30 до котельной №8

5.2.1.2 Закольцовка тепловых сетей котельных №27 и №30

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной №30 подключить тепловые сети котельной №27, после чего котельную №27 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от тепловой камеры на трассе 30-8 до котельной №27 диаметром $D_y=125$ мм и длиной 218 м. Предполагаемый год строительства - 2014. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.4.

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

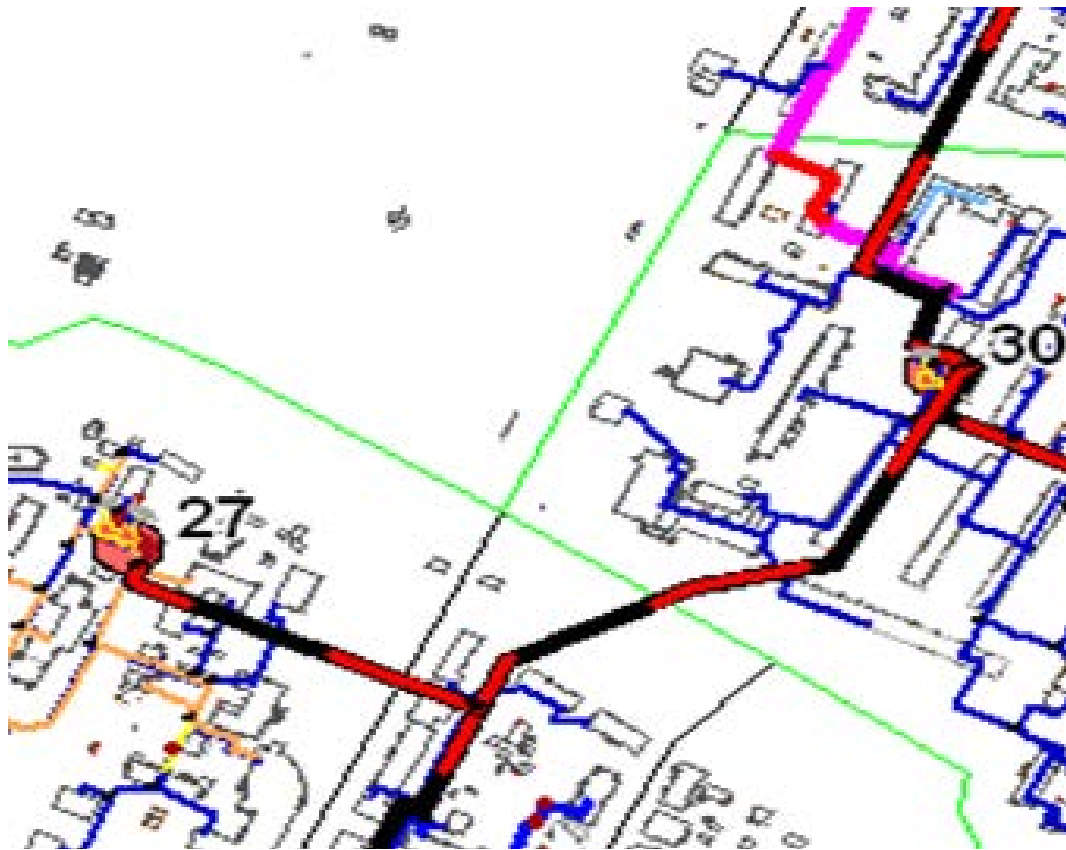


Рисунок 5.2.4 Схема прокладки трубопровода от котельной №27 до котельной №30

5.2.1.3 Закольцовка тепловых сетей котельных №8 и №23

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 8 подключить тепловые сети котельной № 23, после чего котельную № 23 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной №8 до котельной №23 диаметром $D_y=150$ мм и длиной 166 м. Предполагаемый год строительства - 2014. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.5.

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

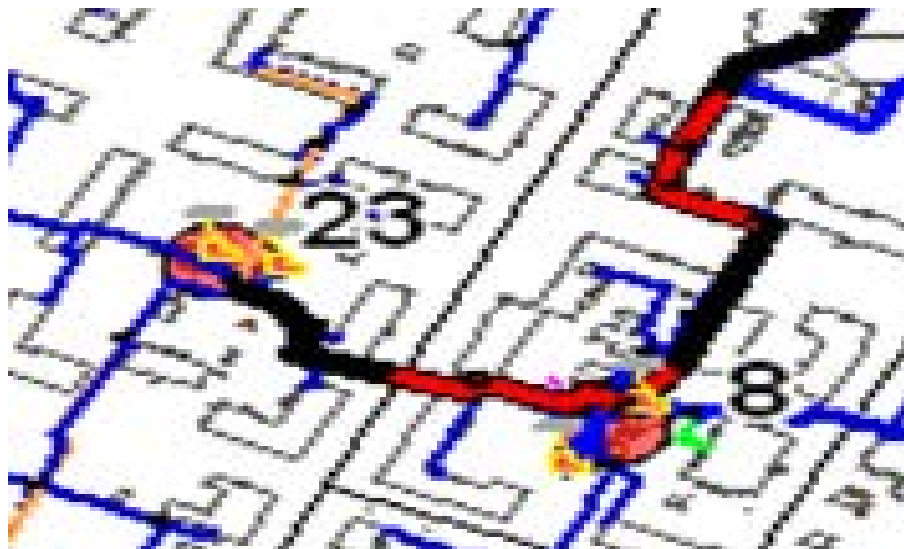


Рисунок 5.2.5 Схема прокладки трубопровода от котельной №8 до котельной №23

5.2.1.4 Закольцовка тепловых сетей котельных №15 и №30

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной №30 подключить тепловые сети котельной №15, после чего котельную №15 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной №30 до №15 диаметром $D_y=200$ мм и длиной 816 м. Предполагаемый год строительства - 2015. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.6.

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.6 Схема прокладки трубопровода от котельной №15 до котельной №30

5.2.1.5 Закольцовка тепловых сетей котельных №43 и №68

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной №43 подключить тепловые сети котельной №68, после чего котельную №68 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной №43 до №68 диаметром $D_y=200$ мм и длиной 640 м. Предполагаемый год строительства - 2016. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.7.

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.7 Схема прокладки трубопровода от котельной №43 до котельной №68

5.2.1.6 Закольцовка тепловых сетей котельных №43 и №21

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной №43 подключить тепловые сети котельной №21, после чего котельную №21 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной №43 до №21 диаметром $D_y=100$ мм и длиной 985 м. Предполагаемый год строительства - 2016. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.8.

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.8 Схема прокладки трубопровода от котельной №21 до котельной №43а

5.2.1.7 Закольцовка тепловых сетей котельных № 49 и № 39

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 49 подключить тепловые сети котельной № 39, после чего котельную № 39 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 49 до № 39 $D_y=200$ мм длиной 434 м. Предполагаемый год строительства - 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.9. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

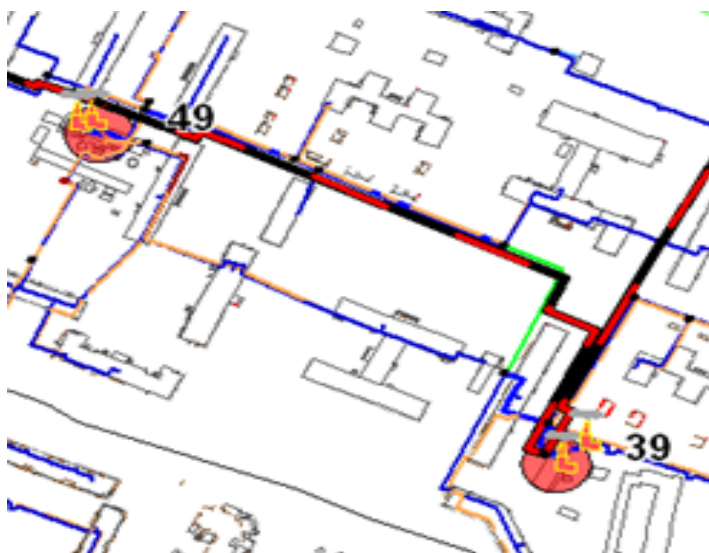


Рисунок 5.2.9 Схема прокладки трубопровода

5.2.1.8 Закольцовка тепловых сетей котельных № 49 и № 21

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 49 подключить тепловые сети котельной № 21.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 49 до № 21 $D_y=200$ мм длиной 434 м. Предполагаемый год строительства - 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.10. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

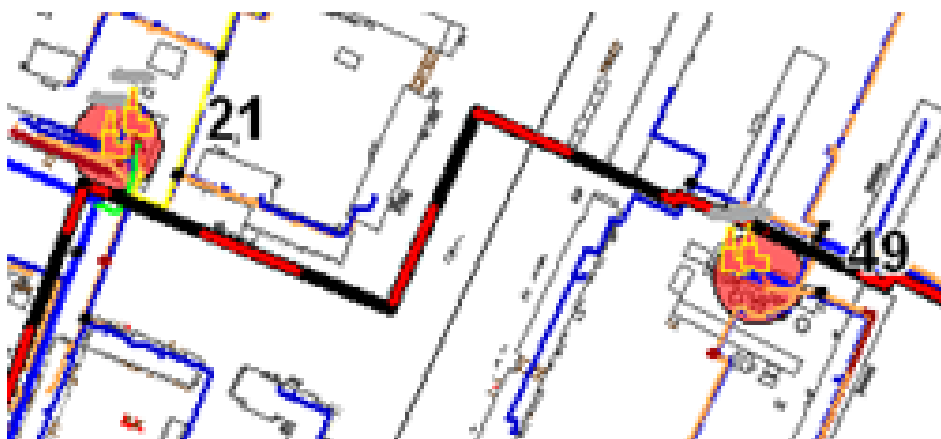


Рисунок 5.2.10 Схема прокладки трубопровода между котельными №21 и №49

5.2.1.9 Закольцовка тепловых сетей котельных № 68 и № 9

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 68 подключить тепловые сети котельной № 9.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 68 до № 9 $D_y=200$ мм длиной 415 м. Предполагаемый год строительства - 2019. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.11. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.11 Схема прокладки трубопровода

5.2.1.10 Закольцовка тепловых сетей котельных № 30 и № 9

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 30 подключить тепловые сети котельной № 9.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 30 до № 9 $D_y=150$ мм длиной 511 м. Предполагаемый год строительства - 2019. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.12. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.12 Схема прокладки трубопровода между котельными №30 и №9

5.2.1.11 Закольцовка тепловых сетей котельных № 39 и № 9

Для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 39 подключить тепловые сети котельной № 9.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 39 до № 9 $D_y=100$ мм длиной 863 м. Предполагаемый год строительства - 2019. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.13. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.13 Схема прокладки трубопровода

5.2.1.12 Закольцовка тепловых сетей котельных № 39 и № 17

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 39 подключить тепловые сети котельной № 17, после чего котельную № 17 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 39 до № 17 $D_y=200$ мм длиной 547 м. Предполагаемый год строительства - 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.14. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.14 Схема прокладки трубопровода между котельными №39 и №17

Таблица 5.2.4 Сводные данные по закольцовке котельных

Прокладка новых участков					
Вид прокладки	номер котельных	Диаметр, мм	Длина, м	Год объединения	Стоимость, млн.руб
Подземная канальная	30-15	205	816	2016	45,487
	9-30	150	511	2020	33,403
	30-8	150	884	2015	55,724
	8-23	150	166	2015	8,868
	68-9	205	415	2020	29,678
	43-68	205	640	2017	45,769
	49-39	205	434	2029	26,454
	21-49	100	356	2019	17,754
	21-43	100	985	2017	49,123
	27-ТК	125	218	2015	14,247
	39-17	205	547	2021	33,361
Итого:			5972		359,868

5.2.2 Закольцовка тепловых сетей котельных №1 и №14

Данное мероприятие предполагает закольцовку 2 котельных, расположенных в центральной части города на левом берегу р. Волхов. Предлагается объединить в единую систему теплоснабжения сети, обслуживаемые котельными №1 и №14. В таблице 5.2.5 представлены характеристики этих котельных.

Таблица 5.2.5 Тепловые мощности и нагрузка котельных, намечаемых к закольцовке, Гкал/ч

Номер котельной	Установленная мощность	Подключенная мощность (по договору)	Максимальная зафиксированная нагрузка (фактическая*)	Максимальная требуемая мощность котельных
1	22,765	23,797	11,418	19,323
14	8,400	6,235	2,739	4,635
ИТОГО	31,165	30,032	14,157	23,957

*Примечание. Максимальная зафиксированная нагрузка определена на основании отчетных данных МУП «Теплоэнерго» по фактической выработке тепловой энергии за 2013 год.

Максимальная требуемая мощность котельных определена расчетным путем в переводе на расчетную температуру наружного воздуха -26°C.

Из таблицы видно, что максимальная требуемая мощность котельных составляет 23,957 Гкал/ч, что на 20% меньше подключенной мощности по договору и на 23% меньше установленной мощности. Анализ технических характеристик и показателей работы котельных позволил сделать вывод о том, что для обеспечения требуемой мощности будет достаточно котельной №1. В рамках данного мероприятия предлагается в качестве рабочей оставить котельную 1, а котельную №14 перевести в режим ЦТП. Поскольку установленная мощность котельной №1 в настоящее время составляет 22,765 Гкал/час при требуемой мощности 23,957 Гкал/ч, предлагается модернизировать эту котельную с увеличением установленной мощности до 25 Гкал/час и перевести ее работу на температурный график 130/70. Подробные данные по модернизации котельных 1 и 14 представлены в главе 6. Зона ответственности котельной №1 после проведения мероприятия представлена на рисунке 5.2.15 (выделена красным цветом).



Рисунок 5.2.15 Зона ответственности котельной №1

График мероприятий по проведению модернизации котельных и тепловых сетей представлен в таблице 5.2.6.

Таблица 5.2.6 График мероприятий по модернизации котельных и тепловых сетей

№ п/п	Номера котельных	Стоимость, тыс. руб и год внедрения							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	1+2 (модернизация)					179800			
2	14 (ЦТП)						29200		
3	1+14 (тепловые сети)					47637			
ИТОГО						227437	29200		

Из таблиц видно, что все мероприятия планируется провести до 2018 года. Ориентировочная стоимость работ по закольцовке тепловых сетей от котельных №1 и №14 составит 47637 тыс. руб. (без учета модернизации котельных).

В рамках данного мероприятия предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной №1 подключить тепловые сети котельной №14, после чего котельную №14 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает прокладку участка сети от котельной №1 до №14 диаметром Ду=250 мм и длиной 790 м (рисунок 5.2.16).

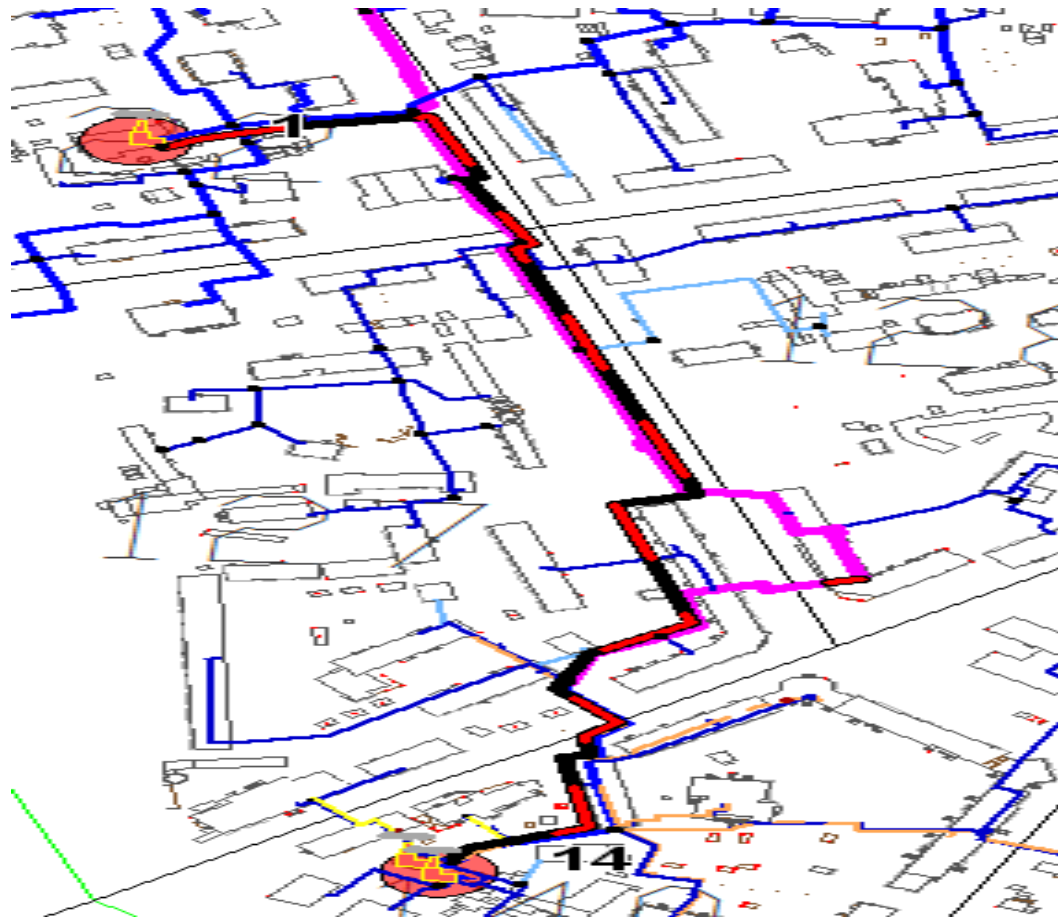


Рисунок 5.2.16 Схема прокладки трубопровода между котельными №14 и №1

Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

5.2.3 Закольцовка тепловых сетей 3-х котельных: №7, №20 и №31

Данное мероприятие предполагает закольцовку 3 котельных, расположенных в центральной части города на правом берегу р. Волхов. Предлагается объединить в единую систему теплоснабжения сети, обслуживаемые котельными 7, 20 и 31. В таблице 5.2.7 представлены характеристики этих котельных.

Таблица 5.2.7 Тепловые мощности и нагрузка котельных, намечаемых к закольцовке, Гкал/ч

Номер котельной	Установленная мощность	Подключенная мощность (по договору)	Максимальная зафиксированная нагрузка (фактическая*)	Максимальная требуемая мощность котельных
7	10,500	7,330	3,310	5,602
20	9,155	5,625	2,699	4,567
31	7,300	5,539	3,123	5,286
ИТОГО	19,655	12,955	6,009	15,455

*Примечание. Максимальная зафиксированная нагрузка определена на основании отчетных данных МУП «Теплоэнерго» по фактической выработке тепловой энергии за 2013 год.

Максимальная требуемая мощность котельных определена расчетным путем в переводе на расчетную температуру наружного воздуха -26°C.

Из таблицы видно, что максимальная требуемая мощность котельных составляет 15,455 Гкал/ч, что на 21% меньше установленной мощности. Анализ технических характеристик и

показателей работы котельных позволил сделать вывод о том, что для обеспечения требуемой мощности будет достаточно котельной №7. В рамках данного мероприятия предлагается в качестве рабочей оставить котельную №7, а остальные котельные перевести в режим ЦТП. Поскольку установленная мощность котельной №7 в настоящее время составляет 10,5 Гкал/час при требуемой мощности 15,455 Гкал/ч, предлагается модернизировать эту котельную с увеличением установленной мощности до 20 Гкал/час и перевести ее работу на температурный график 130/70. Подробные данные по модернизации котельных №7, №20 и №31 представлены в главе 6. Зона ответственности котельной №7 после проведения мероприятия представлена на рисунке 5.2.17 (выделена синим цветом).



Рисунок 5.2.17 Зона ответственности котельной №7 после объединения сетей

Таблица 5.2.8 График мероприятий по проведению модернизации котельных

№ п/п	Номера котельных	Стоимость, тыс. руб и год внедрения							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	7 (Модернизация)							13990 0	
2	20 (ЦТП)								26000
3	31 (ЦТП)								25600
4	7+31 (тепловые сти)							52119	
5	31+20 (тепловые сети)							15834	
ИТОГО								20785 3	51600

5.2.3.1 Закольцовка тепловых сетей котельных № 7 и № 31

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 7 подключить тепловые сети котельной № 31, после чего котельную № 31 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 7 до № 31 диаметром $D_y=250$ мм и длиной 790 м. Предполагаемый год строительства - 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.18. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.18 Схема прокладки трубопровода

5.2.3.2 Закольцовка тепловых сетей котельных № 31 и № 20

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 31 подключить тепловые сети котельной № 20, после чего котельную № 20 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 31 до № 20 $D_y=250$ мм длиной 240 м. Предполагаемый год строительства - 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.19. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.19 Схема прокладки трубопровода между котельными №31 и №20

Таблица 5.2.9 Сводные данные по закольцовке котельных

Прокладка новых участков					
Вид прокладки	Номер котельных	Диаметр, мм	Длина, м	Год объединения	Стоимость, млн. руб.
Подземная канальная	7-31	257	790	2020	60,138
	31-20	257	240	2020	18,270
Итого:			1030		78,408

5.2.4 Закольцовка 14 котельных в левобережной части города

Данное мероприятие предполагает закольцовку 14 котельных, расположенных в центральной части города на левом берегу р. Волхов. Предлагается объединить в единую систему теплоснабжения сети, обслуживаемые котельными №№4, 29, 64, 5, 26, 6, 45, 62, 12, 13, 65, 34, 16 и 51. В таблице 5.2.10 представлены характеристики этих котельных.

Таблица 5.2.10 Тепловые мощности и нагрузка котельных, намечаемых к закольцовке, Гкал/ч

Номер котельной	Установленная мощность	Подключенная мощность (по договору)	Максимальная зафиксированная нагрузка (фактическая*)	Максимальная требуемая мощность котельных
64	25,227	25,091	8,130	13,758
4	6,35	5,394	2,788	4,718
5	11,85	7,457	3,546	6,001
6	8,551	7,668	3,748	6,343
26	5,324	3,651	1,386	2,345
34	51,848	26,1	12,037	20,370
13	7,72	4,631	1,569	2,656
51	4,3	3,647	1,805	3,054
12	10,5	9,745	5,343	9,042
16	21,28	23,39	12,695	21,484
45	2,58	2,499	1,283	2,172
29	11,8	7,883	4,305	7,285
62	15,65	14,56	9,786	16,561
65	10,68	8,501	5,400	9,138
ИТОГО	193,66	150,217	73,820	124,926

*Примечание. Максимальная зафиксированная нагрузка определена на основании отчетных данных МУП «Теплоэнерго» по фактической выработке тепловой энергии за 2013 год.

Максимальная требуемая мощность котельных определена расчетным путем в переводе на расчетную температуру наружного воздуха -26°C.

Из таблицы видно, что максимальная требуемая мощность котельных составляет 124,926 Гкал/ч, что на 17% меньше подключенной мощности по договору и на 36% меньше установленной мощности. Анализ технических характеристик и показателей работы котельных позволил сделать вывод о том, что для обеспечения требуемой мощности будет достаточно 3 котельных. В рамках данного мероприятия предлагается в качестве рабочих оставить котельные №16, №34 и №64, а остальные котельные перевести в режим ЦТП. Поскольку суммарная установленная мощность котельных №16, №34 и №64 в настоящее время составляет 98,355 Гкал/час при требуемой мощности 124,926 Гкал/ч, предлагается модернизировать эти котельные с увеличением установленной мощности до 27 Гкал/час для котельной №16, до 45 Гкал/час для котельной №34 и 35 Гкал/час для котельной №64 и перевести работу котельных на температурный график 130/70. Суммарная мощность

котельных после модернизации составит 107 Гкал/час, что будет достаточно для обеспечения всех потребителей тепловой энергией на нужды отопления и ГВС. Подробные данные по модернизации котельных №16, №34 и №64 представлены в главе 6. Зона ответственности котельных после проведения мероприятия представлена на рисунке 5.2.20 (выделена зеленым цветом). Внутри этой зоны предполагается следующее разделение между котельными:

Котельная 16 – зоны обслуживания котельных №65, №62, №29;

Котельная 34 – зоны обслуживания котельных №51, №26, №13, №6, №45;

Котельная 64 – зоны обслуживания котельных №4, №5, №12.

На рисунке 5.2.21 представлена технологическая схема работы котельных №№4, 29, 64, 5, 26, 6, 45, 62, 12, 13, 65, 34, 16 и 51 на общую сеть теплоснабжения.

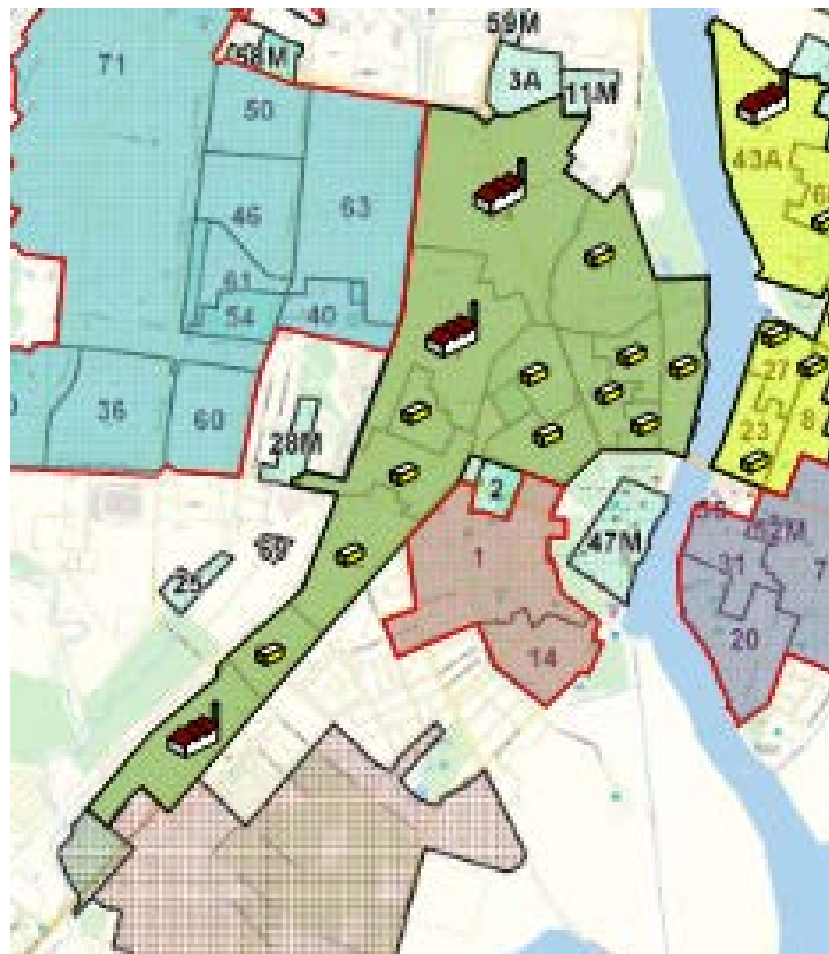


Рисунок 5.2.20 Зона ответственности котельных №16, №34 и №64

График мероприятий по проведению модернизации котельных и тепловых сетей представлен в таблицах 5.2.11 и 5.2.12.

Из таблиц видно, что все мероприятия планируется провести до 2021 года. Ориентировочная стоимость работ по закольцовке тепловых сетей от 12 котельных составит 1 165 592 тыс. руб., в том числе по модернизации котельных 688 900 тыс. руб. и по модернизации тепловых сетей 476 692 тыс. руб.

Таблица 5.2.11 График мероприятий по проведению модернизации котельных

№ п/п	Номера котельных	Стоимость, тыс. руб и год внедрения							
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	64	155 100							
2	4		10 000						
3	5			11 800					
4	6			13 800					
5	26			5 900					
6	34				224 100				
7	13					6 900			
8	51					9 200			
9	12						21 500		
10	16						169 800		
11	45						7 500		
12	29							21 400	
13	62								20 300
14	65								11 600
ИТОГО		155 100	10 000	31 500	224 100	16 100	198 800	21 400	31 900

Таблица 5.2.12 График мероприятий по проведению модернизации тепловых сетей

№ п/п	Номера котельных	Стоимость и год внедрения						
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1	64+4	36 834						
2	64+5		36 014					
3	5+26		31 023					
4	26+6		21 514					
5	51-26			32 310				
6	34-51			60 321				
7	26+13				14 274			
8	34+64				36 834			
9	6+45					16 899		
10	5+12					29 953		
11	4+29						12 720	
12	62+29							54 972
13	65+62							44 533
14	16+65							48 491
ИТОГО		36 834	88 551	92 631	51 108	46 852	12 720	147 996

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

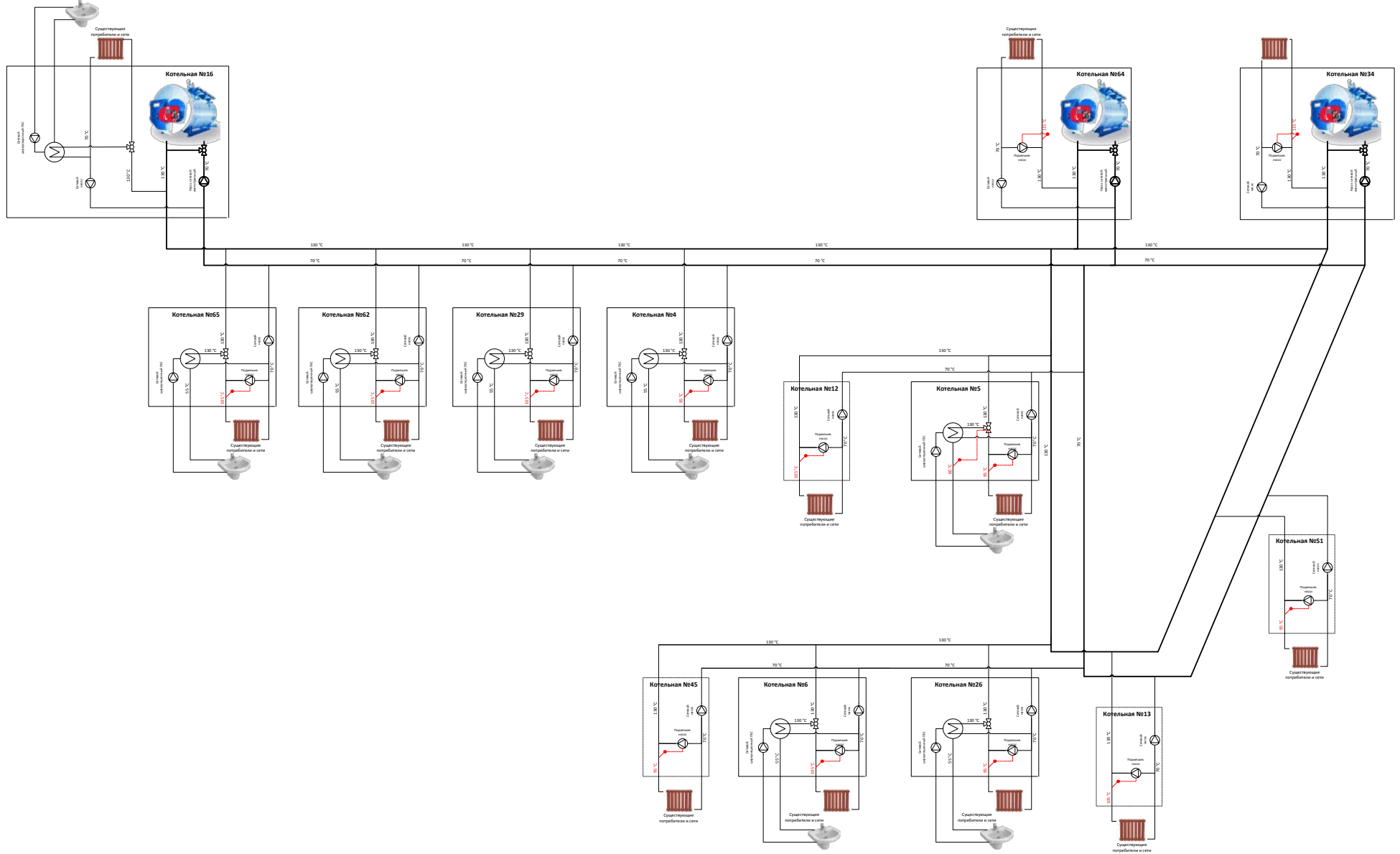


Рисунок 5.2.21 Технологическая схема работы котельных 4, 29, 64, 5, 26, 6, 45, 62, 12, 13, 65, 34, 16 и 51 на общую сеть

5.2.4.1 Закольцовка тепловых сетей котельных № 64 и № 4

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 64 подключить тепловые сети котельной № 4, после чего котельную № 4 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 64 до № 4 $D_y=200$ мм длиной 922 м. Планируемый срок строительства – 2014. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.22. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.22 Схема прокладки трубопровода между котельными №4 и №64

5.2.4.2 Закольцовка тепловых сетей котельных № 64 и № 5

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 64 подключить тепловые сети котельной № 5, после чего котельную № 5 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 64 до № 5 $D_y=250$ мм длиной 696 м. Планируемый срок строительства – 2015. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.23. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.23 Схема прокладки трубопровода между котельными №5 и №64

5.2.4.3 Закольцовка тепловых сетей котельных № 26 и № 5

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 5 подключить тепловые сети котельной № 26, после чего котельную № 26 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 5 до ТК-2 $D_y=200$ мм длиной 284 м. Планируемый срок строительства – 2015. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.24. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

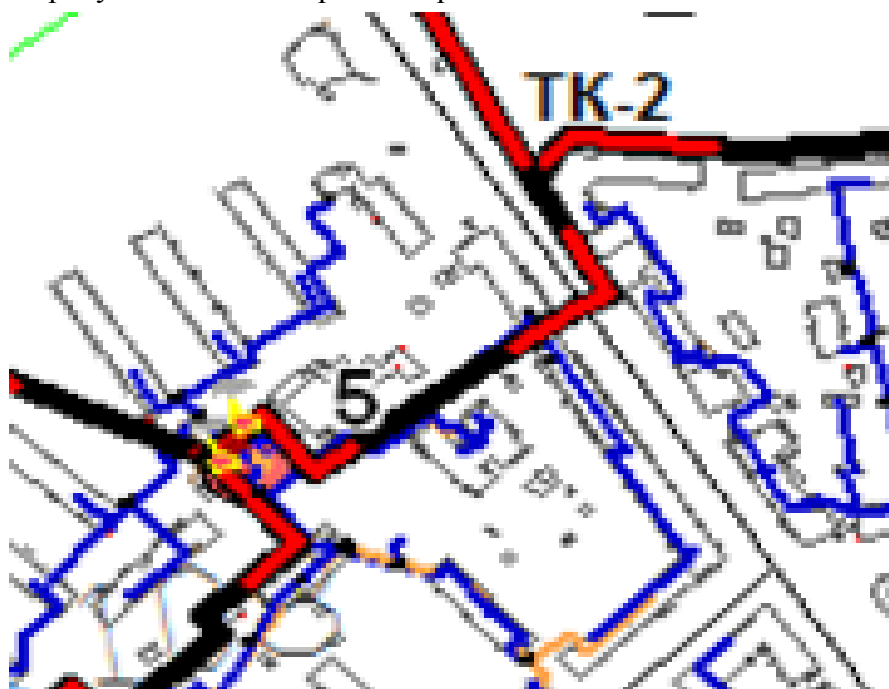


Рисунок 5.2.24 Схема прокладки трубопровода между котельными №5 и №26

5.2.4.4 Закольцовка тепловых сетей котельных № 26 и № 6

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 6 подключить тепловые сети котельной № 26.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 6 до ТК-3 диаметром $D_y=200$ мм и длиной 256 м. Планируемый срок строительства – 2015. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.25. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.25 Схема прокладки трубопровода между котельными №6 и №26

5.2.4.5 Закольцовка тепловых сетей котельных № 26 и № 51

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 26 подключить тепловые сети котельной № 51. Котельную № 51 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 26 до ТК-2 $D_y=250$ мм длиной 372 м (планируемый срок строительства – 2015) и участка сети от ТК-2 до котельной № 51 диаметром $D_y=250$ мм и длиной 593 м. Планируемый срок строительства – 2016. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.26. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.26 Схема прокладки трубопровода между котельными №26 и №51

5.2.4.6 Закольцовка тепловых сетей котельных № 34 и № 51

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 34 подключить тепловые сети котельной № 51.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной ТК-1 до № 51 диаметром $D_y=250$ мм и длиной 455 м. Планируемый срок строительства – 2016. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.27. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.27 Схема прокладки трубопровода между котельными №34 и №51

5.2.4.7 Закольцовка тепловых сетей котельных № 26 и № 13

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 26 подключить тепловые сети котельной № 13, после чего котельную № 13 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 26 до ТК-3 $D_y=250$ мм длиной 190 м и участка сети от ТК-3 до котельной № 13 $D_y=125$ мм длиной 340 м. Планируемый срок строительства – 2017. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.28. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.28 Схема прокладки трубопровода между котельными №13 и №26

5.2.4.8 Закольцовка тепловых сетей котельных № 34 и № 64

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 34 подключить тепловые сети котельной № 64.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 34 до ТК-1 № 64 диаметром $D_y=350$ мм и длиной 606 м и участка сети от котельной № ТК-1 до котельной № 64 диаметром $D_y=250$ мм и длиной 642 м. Планируемый срок строительства – 2017-2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.29. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.29 Схема прокладки трубопровода между котельными №34 и №64

5.2.4.9 Закольцовка тепловых сетей котельных № 6 и № 45

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 6 подключить тепловые сети котельной № 45, после чего котельную № 45 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 6 до № 45 диаметром $D_y=125$ мм и длиной 383 м. Планируемый срок строительства – 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.30. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.30 Схема прокладки трубопровода между котельными №6 и №45

5.2.4.10 Закольцовка тепловых сетей котельных № 5 и № 12

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 5 подключить тепловые сети котельной № 12, после чего котельную № 12 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 5 до № 12 диаметром $D_y=200$ мм и длиной 620 м. Планируемый срок строительства – 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.31. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

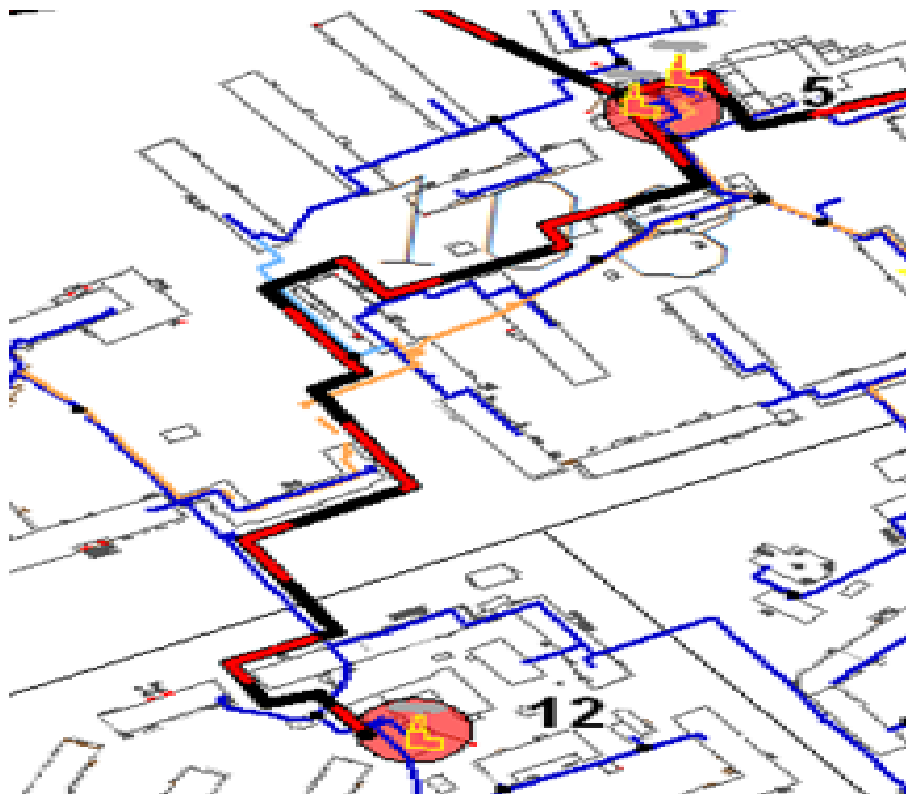


Рисунок 5.2.31 Схема прокладки трубопровода между котельными №5 и №12

5.2.4.11 Закольцовка тепловых сетей котельных № 4 и № 29

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 4 подключить тепловые сети котельной № 29, после чего котельную № 29 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 4 до № 29 диаметром $D_y=200$ мм и длиной 251 м. Планируемый срок строительства – 2019. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.32. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.32 Схема прокладки трубопровода между котельными №4 и №29

5.2.4.12 Закольцовка тепловых сетей котельных № 62 и № 29

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 29 подключить тепловые сети котельной № 62, после чего котельную № 62 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 29 до № 62 диаметром $D_y=200$ мм и длиной 1040 м. Планируемый срок строительства – 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.33. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

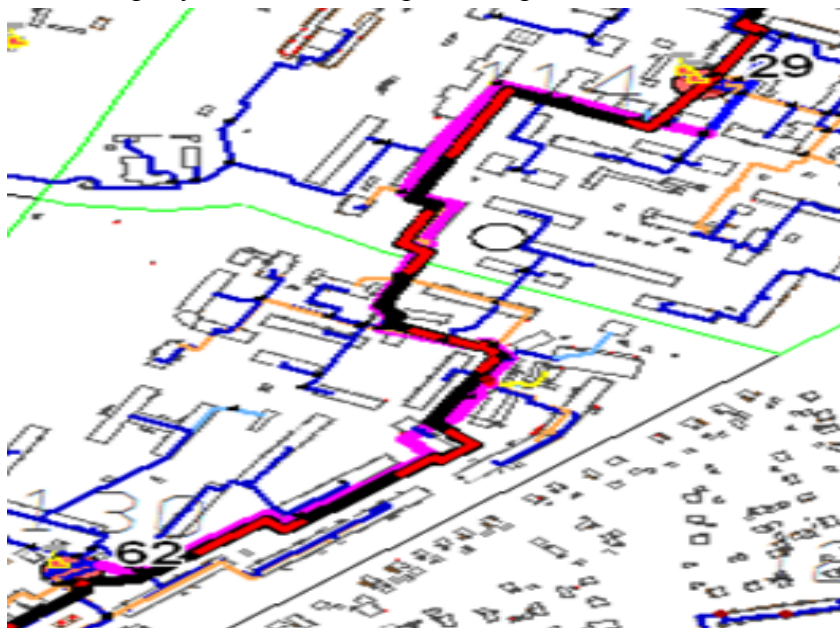


Рисунок 5.2.33 Схема прокладки трубопровода между котельными №62 и №29

5.2.4.13 Закольцовка тепловых сетей котельных № 62 и № 65

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 62 подключить тепловые сети котельной № 65, после чего котельную № 65 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 62 до № 65 диаметром $D_y=250$ мм и длиной 675 м. Планируемый срок строительства – 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.34. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

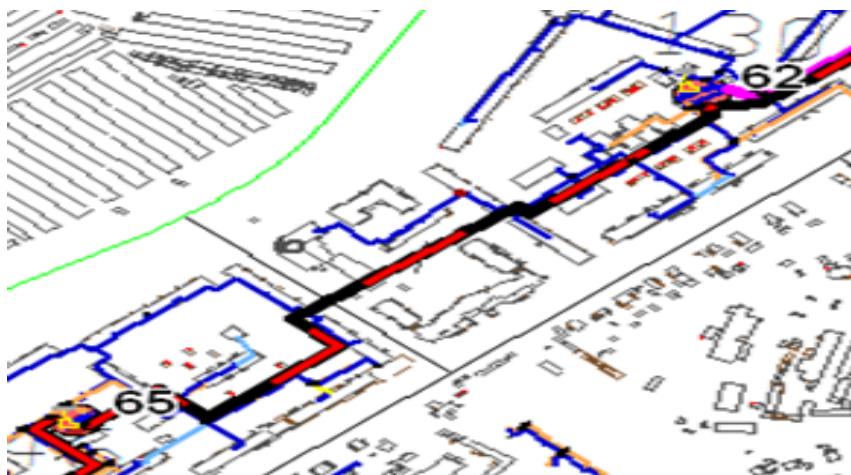


Рисунок 5.2.34 Схема прокладки трубопровода между котельными №62 и №65

5.2.4.14 Закольцовка тепловых сетей котельных № 65 и № 16

Предлагается к существующей системе теплоснабжения котельной № 65 подключить тепловые сети котельной № 16, после чего котельную № 16 перевести в режим ЦТП.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участка сети от котельной № 65 до № 16 диаметром $D_y=250$ мм и длиной 735 м. Планируемый срок строительства – 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.35. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

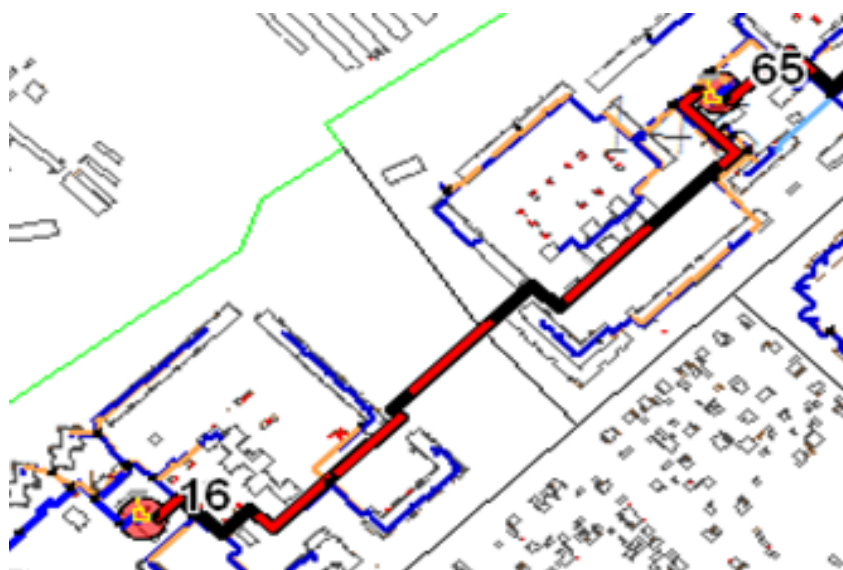


Рисунок 5.2.35 Схема прокладки трубопровода между котельными №65 и №16

Таблица 5.2.13 Сводные данные по закольцовке 14 котельных

Прокладка новых участков					
Вид прокладки	Номер котельных	Диаметр, мм	Длина, м	Год объединения	Стоимость, млн. руб.
Подземная канальная	34-ТК-1	359	606	2016	35,530
	ТК-1-64	257	642	2017	36,834
	64-4	205	922	2014	36,437
	64-5	257	696	2015	36,014
	ТК-1-51	257	455	2016	24,791
	51-ТК-2	257	593	2016	32,310
	ТК-2-5	205	284	2015	11,774
	5-12	205	620	2018	29,953
	ТК-2-26	257	372	2015	19,249
	26-ТК-3	257	190	2017	10,901
	ТК-3-6	205	256	2015	10,613
	ТК-3-13	125	340	2017	14,274
	6-45	125	383	2018	16,899
	4-29	205	251	2019	12,720
	29-62	205	1040	2020	54,972
	62-65	257	675	2020	44,533
	65-16	257	735	2020	48,491
Итого:			9060		476,295

5.2.5 Закольцовка 12 котельных с переключением их нагрузки на ЛБК

Котельная ЛБК – самая крупная в Новгороде, основной источник тепловой энергии западного жилого района Великого Новгорода, где проживает около трети жителей. Тепловая мощность 238,6 Гкал/ч, в том числе водогрейная часть 185 Гкал/ч и паровая часть 53,6 Гкал/ч.

Подключенная нагрузка: 196,404, в том числе отопление 122,414, вентиляция 9,455, ГВС 64,535 Гкал/ч. Процент загрузки 82,3 %.

Состав оборудования: водогрейные котлы ПТВМ-30М (3 шт), КВ ГМ-35 (1 шт), КВ ГМ-58,2 (1 шт); паровые котлы ДКВР-10-13 (1 шт), ДКВР-20-13 (1 шт), ДЕ-25-14 (2 шт).

Наряду с ЛБК теплоснабжение западного района осуществляют 10 квартальных котельных №№ 10, 36, 50а, 46, 46а, 61, 54, 63, 40 и 60 общей установленной мощностью 360,3 Гкал/час.

Перечисленные котельные характеризуются значительным сроком службы основного оборудования, в большинстве своем превышающем нормативный срок и высокой себестоимостью по сравнению с действующим тарифом. Наилучшие показатели из перечисленных источников имеют котельные №36, №63, №46а (таблица 5.2.14). Себестоимость остальных котельных либо превышает действующий тариф, либо приближается к нему.

Таблица 5.2.14 Характеристика котельных, тепловые сети которых подлежат объединению

Номер котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Процент загрузки, %	Себестоимость, руб/Гкал	
				котельная	транспорт
10	13	11,785	90,7	935,82	185,12
36	24,9	25,824	103,7	850,54	105,76
40	7,45	4,482	60,2	1389,90	60,89
46	7,75	5,729	73,9	962,39	151,82
46а	12,8	9,495	74,2	843,68	110,00
50а	15,78	12,872	81,6	918,90	90,42
54	8,9	6,654	74,8	1229,50	138,06
60	12,75	12,092	94,8	959,52	86,23
61	13,02	10,944	84,1	1163,38	119,52
ИТОГО	116,35	99,877	85,8		
63	56,265	38,64	68,7	893,35	62,77

В свою очередь, котельная № 71 (ЛБК) также имеет в составе оборудование со сроком службы выше нормативного. Это два котла ПТВМ-30М (фактический срок службы 33 года) и 3 паровых котла (срок службы 33-34 года). Тем не менее, благодаря качественной эксплуатации оборудования обслуживающим персоналом, котельная имеет высокие технико-экономические показатели и самую низкую себестоимость вырабатываемой тепловой энергии в городе.

Фактическая тепловая нагрузка котельной определена по результатам измерений, проведенным в феврале 2014 года при температуре наружного воздуха -12 °С. Суммарный расход сетевой воды составил 3294 т/час, температуры сетевой воды: в подающем трубопроводе 92 °С, в обратном 61,6 °С. Фактический отпуск тепловой энергии из котельной составил 100,14 Гкал/час. Данная нагрузка обеспечивалась тремя водогрейными котлами. По характеру отпускаемая тепловая нагрузка составила: отопление и вентиляция (сезонная нагрузка) 68,14 Гкал/час, нагрузка горячего водоснабжения 32 Гкал/час.

Собственные нужды котельной в размере 4,78 Гкал/час обеспечивались работой парового котла производительностью 8,5 т/час пара с давлением 0,9 МПа.

Пересчет тепловых нагрузок ЛБК на расчетные параметры (температура наружного воздуха -26 °С) показывает, что максимальная нагрузка, присоединенная к котельной, составляет 135 Гкал/час и на собственные нужды 6,5 Гкал/час.

Таким образом, теоретический резерв тепловой мощности ЛБК составляет порядка 97 Гкал/час, в том числе по водогрейной части 50 Гкал/час и по паровой части 47 Гкал/час. Покрытие резерва должно осуществляться за счет максимальной загрузки водогрейных котлов и за счет использования пара на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Последнее возможно при условии оснащения котельной пароводяными теплообменниками для нагрева дополнительного количества сетевой воды.

Для использования резерва предлагается подключить к ЛБК тепловую нагрузку близлежащих районов, подключенных к квартальным котельным.

Резерва тепловой мощности ЛБК достаточно для подключения дополнительной тепловой нагрузки от котельных №№ 10, 50а, 46, 46а, 61, 54, 63, 40, 60 и 36, которая составляет 74,053 Гкал/час. Котельную № 63 рекомендуется оставить в качестве самостоятельного источника для покрытия пиковых нагрузок, поскольку ее технико-экономические показатели достаточно высокие.

Реконструкция системы теплоснабжения Западного района будет заключаться в поэтапном переключении тепловых нагрузок указанных котельных на ЛБК и перевод их самих в режим ЦТП.

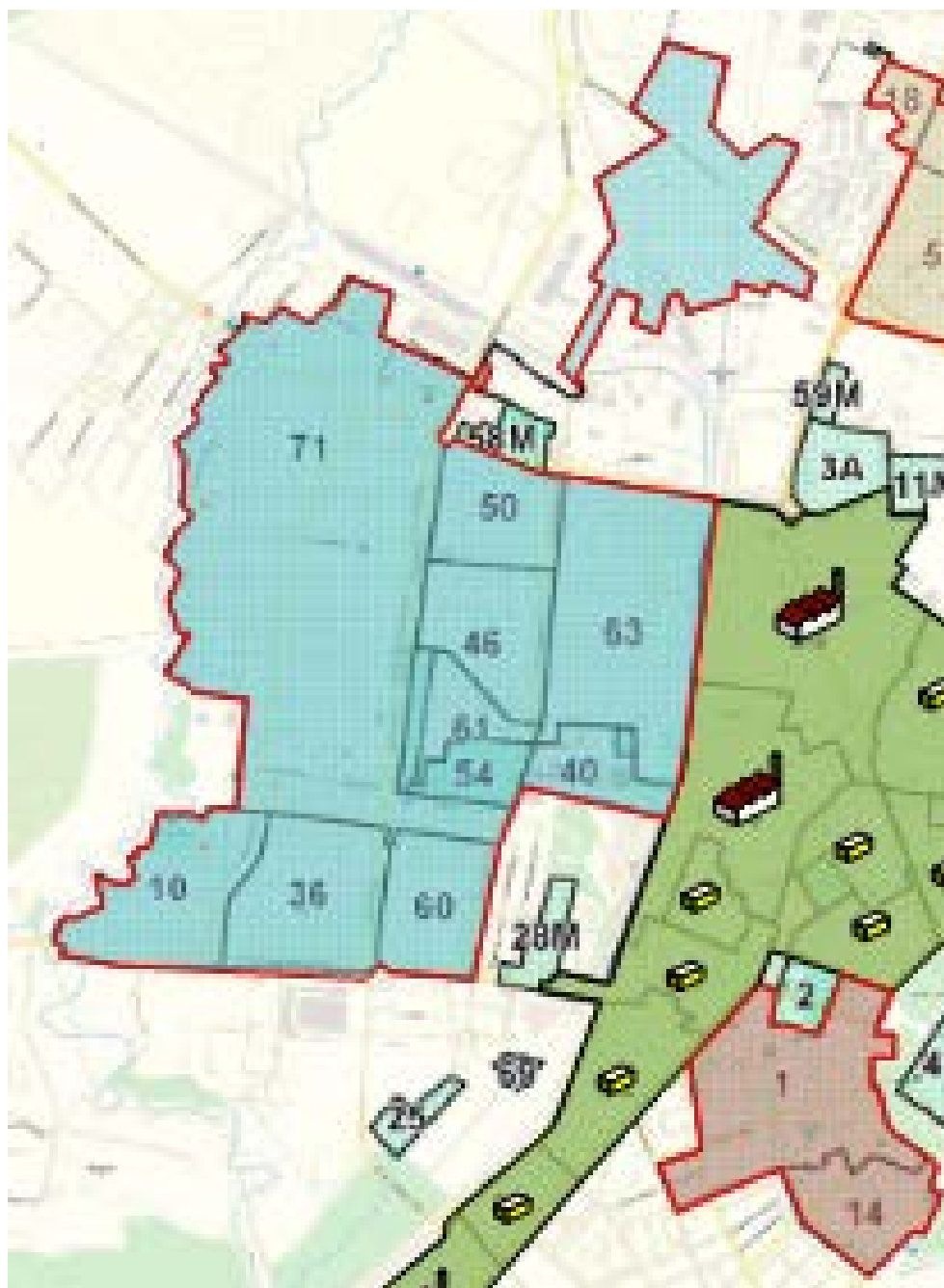


Рисунок 5.2.36 Зона ответственности котельной 71 (ЛБК)

График мероприятий по проведению модернизации котельных и тепловых сетей представлен в таблицах 5.2.15 и 5.2.16.

Таблица 5.2.15 График мероприятий по проведению модернизации котельных

№ п/п	Номера ЦТП и котельных	Стоимость, тыс. руб по годам внедрения					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	ЦТП 1/12, 2/12, 2/13, 3/13, 1/12а, 2/232, 3/232, 1/9, 2/9, 3/9, 4/9, 1/10, 2/10, 1/11, 2/11, 3/11, 4/11	63 720					
2	71	175 000	150 000				
3	40		15 000				
4	46, 46а			27 000			
5	50			25 000			
6	10				45 000		
7	36				60 000		
8	61					35 000	
9	54					30 000	
10	60					40 000	
11	63						176 300
ИТОГО		238 720	165 000	52 000	105 000	105 000	176 300

Таблица 5.2.16 График мероприятий по проведению модернизации тепловых сетей

№ п/п	Номера котельных	Стоимость, тыс. руб по годам внедрения					
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	63+40	52106					
2	71+50		33504				
3	71+46		16509				
4	71+10			57546			
5	71+36			8606			
6	71+54				28643		
7	54+61				9648		
8	71+60				19899		
9	71+63					68442	
10	54+40						51988
ИТОГО		52106	50013	66152	58190	68442	51988

Из таблиц видно, что все мероприятия планируется провести до 2020 года. Общая стоимость мероприятия составит 733 250 тыс. руб., в том числе: по модернизации котельных 386 300 тыс. руб., по модернизации тепловых сетей 346 950 тыс. руб..

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

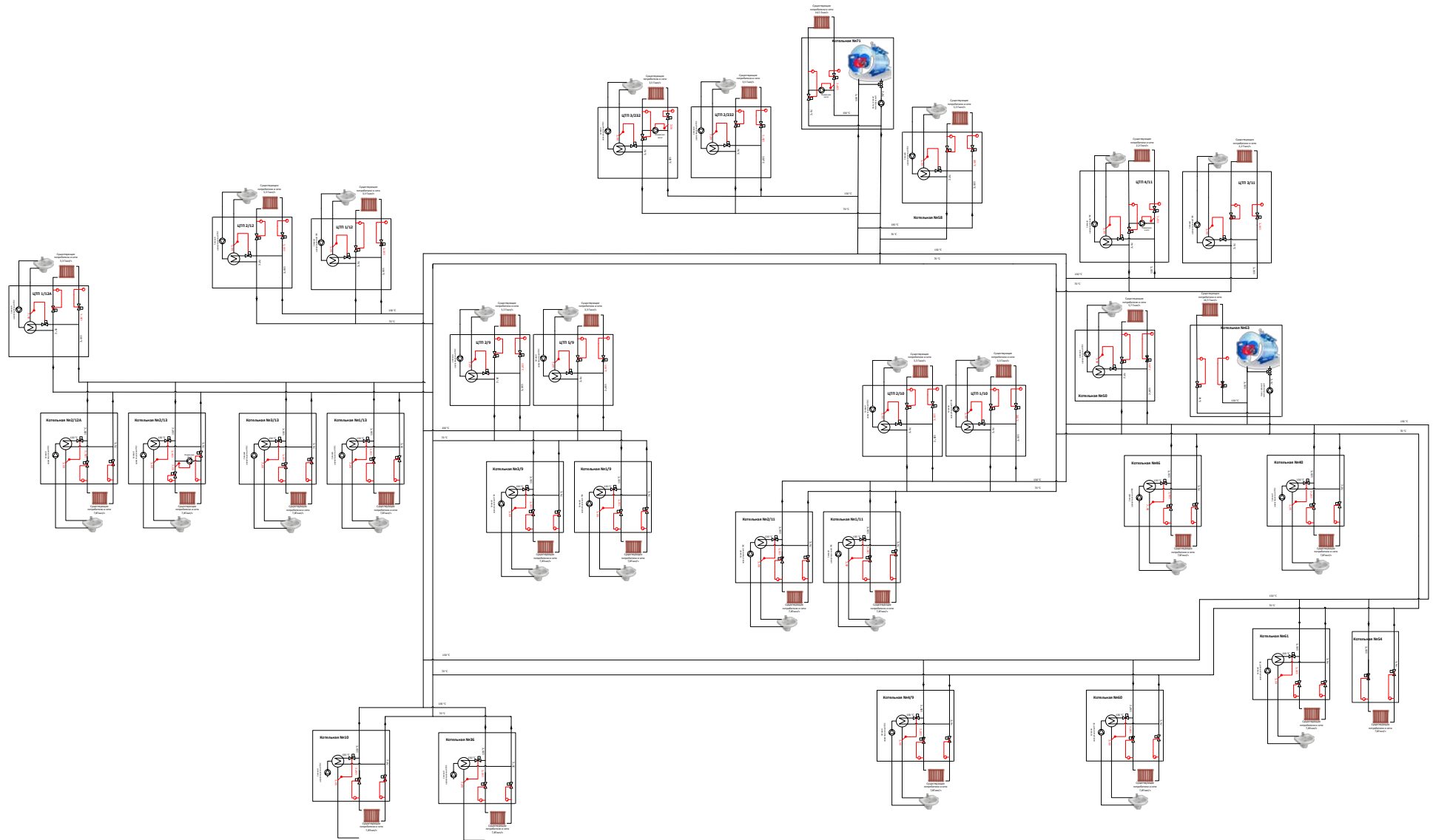


Рисунок 5.2.37 Технологическая схема работы котельных 10, 36, 50а, 46, 46а, 61, 54, 63, 40, 60 на общую сеть

5.2.5.1 Подключение системы теплоснабжения котельной №50 к котельной №71

Предлагается котельную №50 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку новых участков сети диаметром $D=250$ мм и длиной 376 м и диаметром $D=400$ мм и длиной 240 м. Планируемый срок строительства – 2016. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.38. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.38 Схема прокладки трубопровода

5.2.5.2 Подключение системы теплоснабжения котельной №46 к котельной №71

Предлагается котельную №46 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=250$ мм и длиной 303 м. Планируемый срок строительства – 2016. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.39. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.39 Схема прокладки трубопровода от котельной №46

5.2.5.3 Подключение системы теплоснабжения котельной №63 к котельной №71

Предлагается котельную №63 перевести в режим покрытия пиковых нагрузок и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=400$ мм и длиной 1082 м. Планируемый срок строительства – 2019. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.40. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.40 Схема прокладки трубопровода от котельной №63

5.2.5.4 Подключение системы теплоснабжения котельной №40 к котельной №63

Предлагается котельную №40 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №63.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку новых участков сети диаметром $D=250$ мм и длиной 920 м и диаметром $D=400$ мм и длиной 87 м. Планируемый срок строительства – 2015. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.41. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.41 Схема прокладки трубопровода между котельными №40 и №63

5.2.5.5 Объединение систем теплоснабжения котельных №54 и №40

Предлагается котельную №54 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №40.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=250$ мм и длиной 788 м. Планируемый срок строительства – 2020. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.42. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.42 Схема прокладки трубопровода между котельными №40 и №54

5.2.5.6 Объединение систем теплоснабжения котельных №54 и №61

Предлагается котельную №61 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №54.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=300$ мм и длиной 160 м. Планируемый срок строительства – 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.43. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

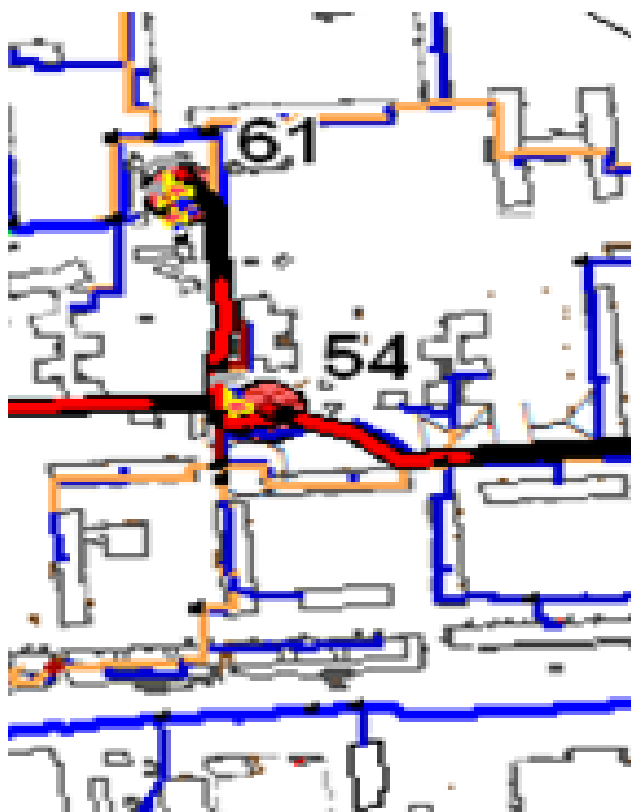


Рисунок 5.2.43 Схема прокладки трубопровода между котельными №54 и №61

5.2.5.7 Подключение системы теплоснабжения котельной №54 к котельной №71

Предлагается котельную №54 подключить к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=500$ мм и длиной 475 м. Планируемый срок строительства – 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.44. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.44 Схема прокладки трубопровода от котельной №54

5.2.5.8 Подключение системы теплоснабжения котельной №10 к котельной №71

Предлагается котельную №10 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку новых участков сети диаметром $D=250$ мм и длиной 560 м и диаметром $D=400$ мм и длиной 443 м. Планируемый срок строительства – 2017. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.45. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

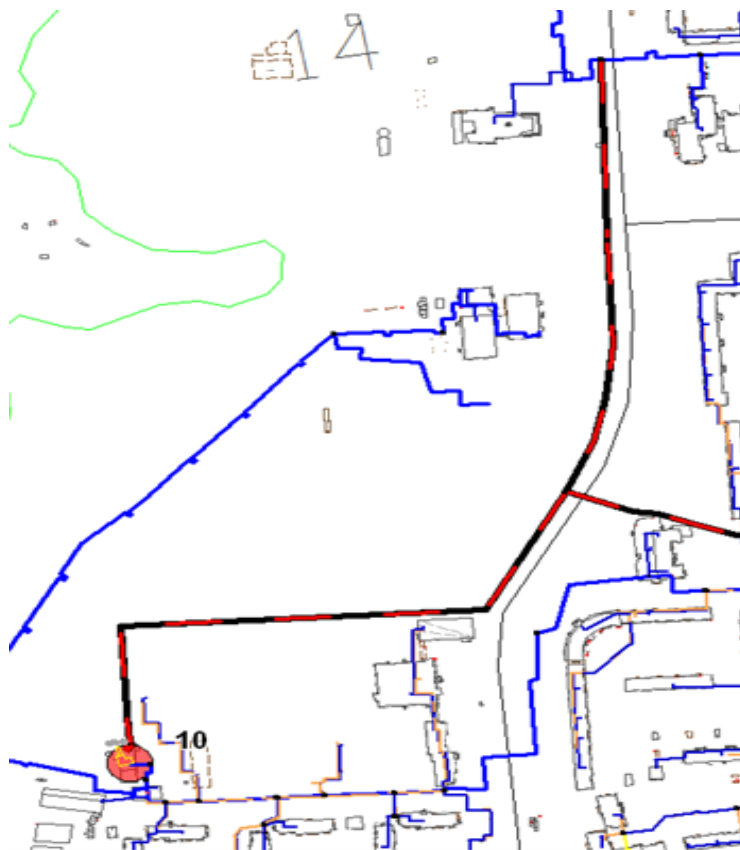


Рисунок 5.2.45 Схема прокладки трубопровода между котельными №10 и №71

5.2.5.9 Подключение системы теплоснабжения котельной №36 к

котельной №71

Предлагается котельную №36 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=350$ мм и длиной 150 м. Планируемый срок строительства – 2017. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.46. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.

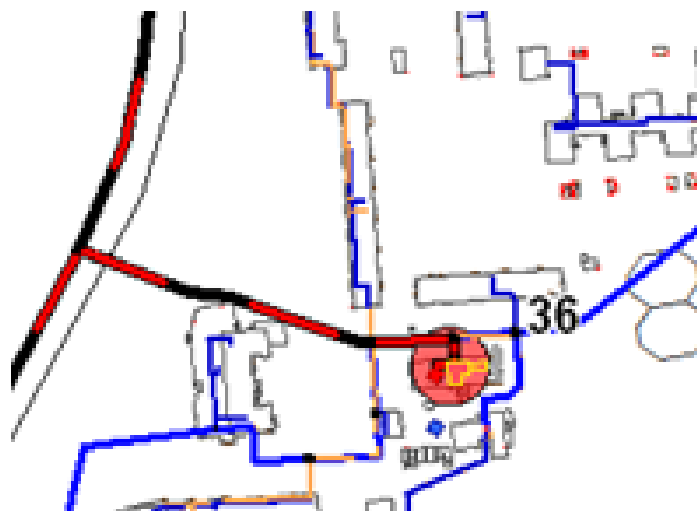


Рисунок 5.2.46 Схема прокладки трубопровода

5.2.5.10 Подключение системы теплоснабжения котельной №60 к котельной №71

Предлагается котельную №60 перевести в режим ЦТП и подключить ее к системе теплоснабжения котельной №71.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку нового участка сети диаметром $D=250$ мм и длиной 330 м. Планируемый срок строительства – 2018. Схема прокладки трубопровода представлена на рисунке 5.2.47. Вновь прокладываемые участки трубопровода на рисунке показаны красно-черным цветом.



Рисунок 5.2.47 Схема прокладки трубопровода между котельными №60 и №71

Таблица 5.2.17 Сводные данные по закольцовке котельных, подключаемых к ЛБК

Прокладка новых участков					
Вид прокладки	Номер котельных	Диаметр, мм	Длина, м	Год объединения	Стоимость, тыс. руб.
Подземная канальная	71-50	257	376	2016	20487
		406	240		13077
	71-46	257	303	2016	16509
	71-63	406	1082	2019	68442
	63-40	257	920	2015	47604
		406	87		4502
	40-54	257	788	2020	51988
	54-61	309	160	2018	9648
	54-71	505	475	2018	28643
	71-10	406	443	2017	25417
		257	560		32129
	71-36	359	150	2017	8606
	71-60	257	330	2018	19899
Итого:			5914		346,950

5.2.6 Подключение «ГТ ТЭЦ Энерго» к системе теплоснабжения города

Ввод в действие тепловых мощностей ГТ ТЭЦ позволит покрыть тепловые нагрузки жилых кварталов северной части г. Великий Новгород и вывести в резерв морально устаревшее оборудование квартальных котельных, что позволит снизить тариф на тепловую энергию для населения города. Данное мероприятие предполагает подключение тепловых сетей котельных №№ 38, 41, 42, 57, 66 к ГТ ТЭЦ и перевод этих котельных в режим ЦТП. В таблице 5.2.18 представлены характеристики этих котельных.

Таблица 5.2.18 Тепловые мощности и нагрузка котельных, намечаемых к закольцовке, Гкал/ч

Номер котельной	Установленная мощность	Подключенная мощность (по договору)	Максимальная зафиксированная нагрузка (фактическая*)	Максимальная требуемая мощность котельных
38	19,5	17,689	6,410	10,848
41	24,9	21,698	11,139	18,851
42	4,577	3,431	1,916	3,242
57	16,44	13,918	7,088	11,995
66	9,15	8,089	4,967	8,406
ИТОГО	74,567	64,825	31,520	53,342

Из таблицы видно, что замещаемая тепловая мощность этих котельных составляет:

- фактическая - 31,520 Гкал/час;
- максимальная - 53,342 Гкал/час.

График мероприятий по проведению модернизации котельных и тепловых сетей представлен в таблицах 5.2.19 и 5.2.20.

Таблица 5.2.19 График мероприятий по проведению модернизации котельных

№ п/п	Номера котельных	Стоимость тыс. руб и год внедрения							
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	38 (ЦТП)					43200			
2	41 (ЦТП)				56000				
3	42 (ЦТП)						8600		
4	57 (ЦТП)						32400		
5	66 (ЦТП)			21500					
ИТОГО				21500	56000	43200	41000		

Таблица 5.2.20 График мероприятий по проведению модернизации тепловых сетей

№ п/п	Номера котельных	Стоимость и год внедрения			
		2021	2022	2023	2024
1	ГТ-ТЭЦ+66	92340			
2	66+41		65620		
3	41+38			59360	
4	38+42				49980
5	42+57				1760
ИТОГО		92340	65620	59360	51740

Из таблиц видно, что все мероприятия планируется провести в период с 2021 по 2024 года. Ориентировочная стоимость работ составит 430 760 тыс. руб., в том числе по модернизации котельных 161 700 тыс. руб., по модернизации тепловых сетей 269 060 тыс. руб.

Мероприятие предполагает подземную канальную прокладку участков тепловых сетей, представленных в таблице 5.2.21.

Таблица 5.2.21 Характеристика новых участков тепловых сетей

Прокладка новых участков					
Вид прокладки	номер котельных	Диаметр, мм	Длина, м	Год объединения	Стоимость, тыс.руб
Подземная канальная	ГТ-ТЭЦ+66	400	1010	2021	110110
		200	180	2021	9927
	66+41	400	1445	2022	50551
		300	450	2022	34753
	41+38	400	470	2023	55527
		250	290	2023	21646
	38+42	250	725	2024	56117
		200	143	2024	8863
	42+57	250	670	2024	2294
	Итого:			4383	

Схема прокладки тепловых сетей представлена на рисунках 5.2.48 и 5.2.49. Вновь прокладываемые участки сети изображены красно-черным цветом.

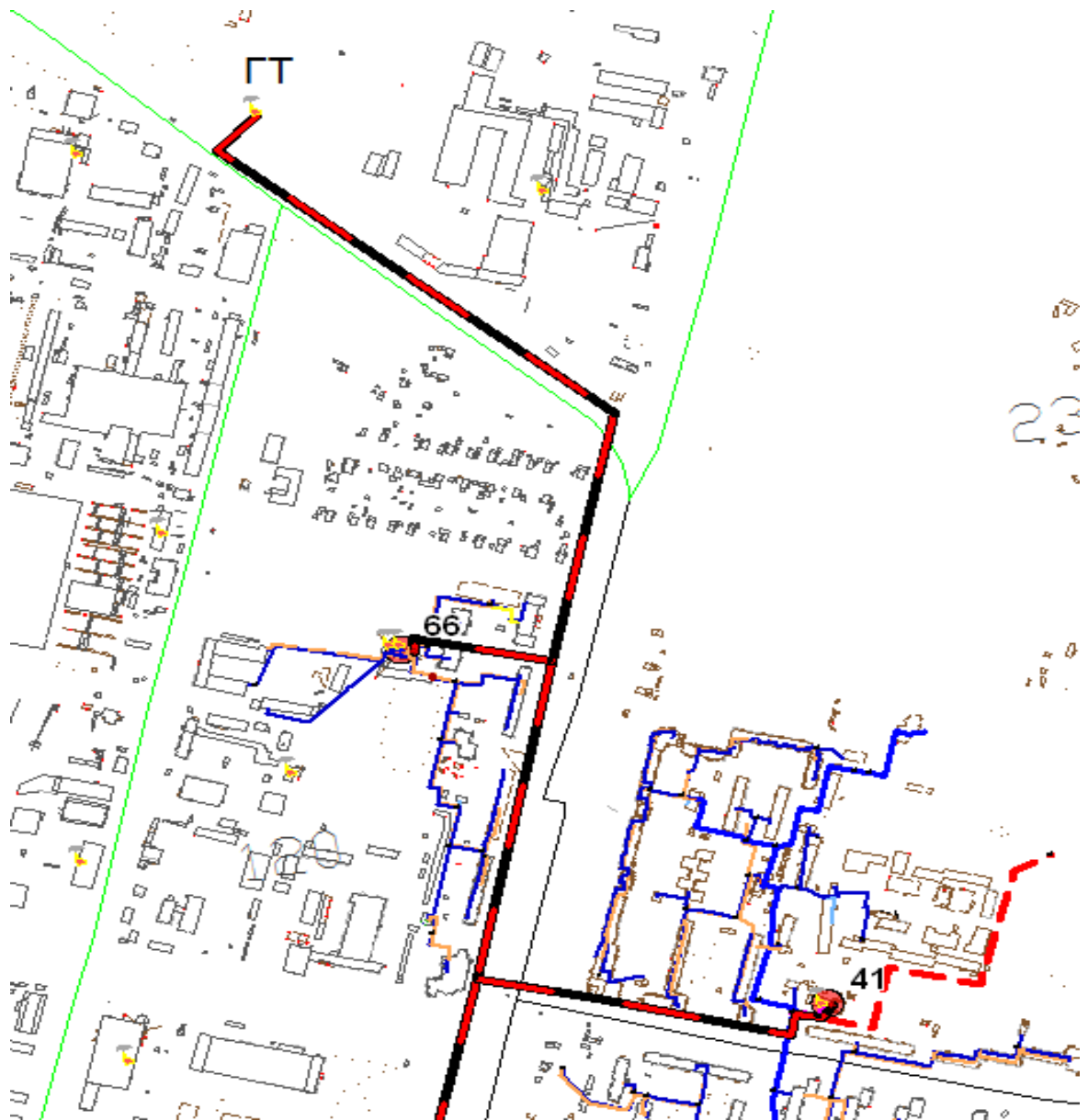


Рисунок 5.2.48 Схема прокладки тепловых сетей от ГТ ГЭЦ

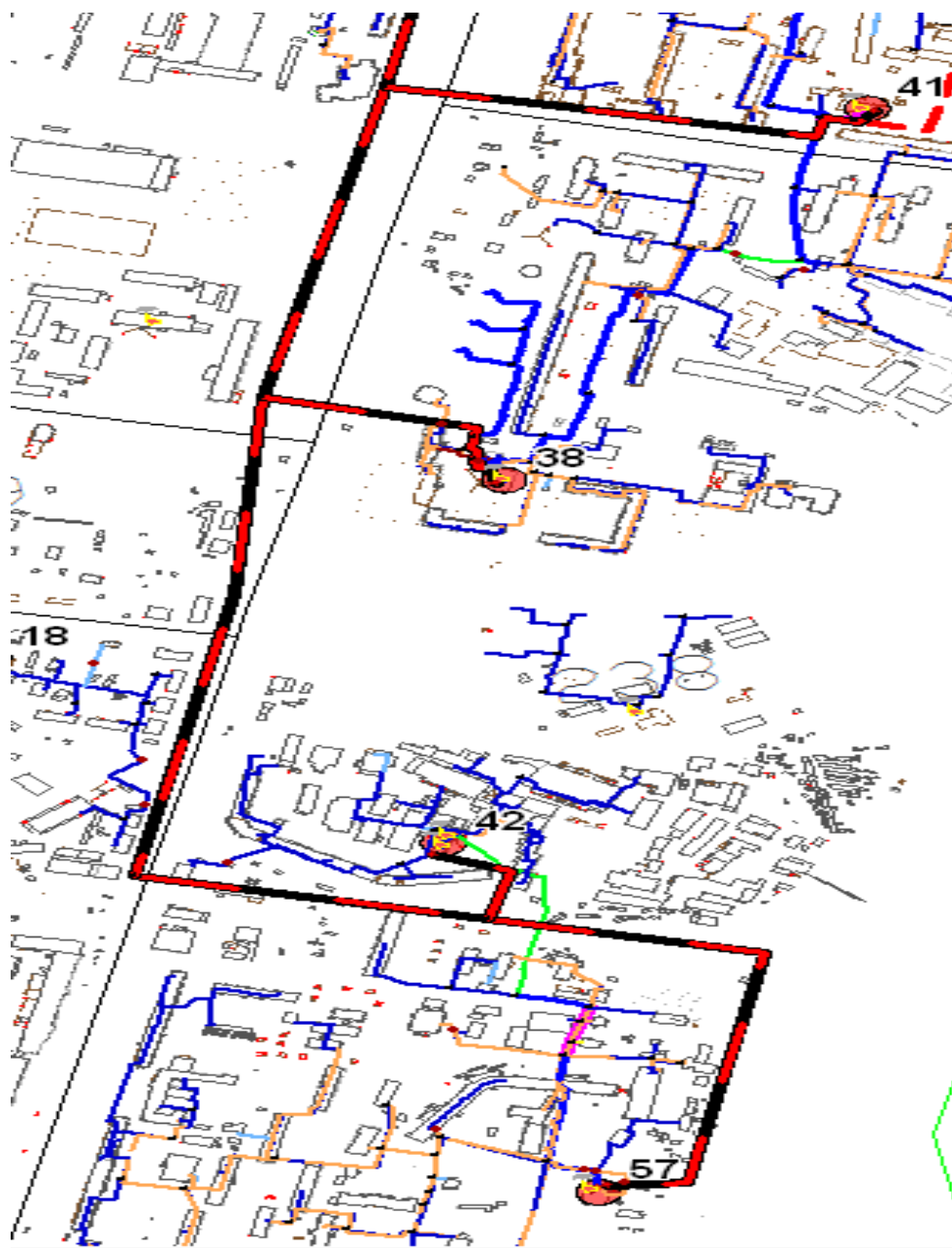


Рисунок 5.2.49 Схема прокладки тепловых сетей от ГТ ТЭЦ к котельным

Раздел 6 Перспективные топливные балансы

6.1 Существующее потребление топлива источниками тепловой энергии

МУП «Теплоэнерго»

Основным видом топлива является природный газ со средней теплотворной способностью 8100 ккал/м³.

Объемы потребления основного топлива котельными МУП «Теплоэнерго» представлен на таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1 Объемы потребления топлива котельными МУП «Теплоэнерго»

Номер котельной	2010	2011	2012	2013	2013	
	газ, м ³	газ, м ³	газ, м ³	газ, м ³	КПД расчетный среднегодовой, %	Удельный расход топлива, т.у.т./Гкал
1	7256958	6 717 596	6 923 592	7 020 030	91,3	0,156
2	605397	258 830	286 333	277 162	0,0	0,000
3а	897809	572 771	651 207	638 912	-	0,17*
4	1602159	1 335 732	1 458 516	1 482 784	-	0,17*
5	1912425	1 691 492	1 966 163	1 980 481	-	0,17*
6	1929964	1 871 711	2 240 636	2 193 077	90,3	0,158
7	2234657	2 052 029	2 265 790	2 311 112	73,2	0,195
7а	2143007	2 160 635	3 072 116	1 995 578	97,1	0,147
8	1511472	1 323 149	1 434 612	1 337 632	91,1	0,156
9	2237840	1 956 259	2 084 769	2 039 604	84,8	0,168
10	2003894	1 346 205	1 853 252	1 439 914	83,7	0,170
11М	605532	509 734	493 252	470 429	95,0	0,150
12	2963452	2 702 759	2 860 665	3 028 451	84,7	0,168
13	756394	539 850	639 031	903 359	86,1	0,165
14	1613516	1 381 145	1 679 368	1 619 863	81,1	0,176
15	3090268	2 776 781	3 319 086	2 589 707	97,0	0,147
16	6878025	6 372 429	6 485 007	6 355 685	85,3	0,167
17	1254754	1 252 444	1 392 894	1 176 211	87,1	0,164
18	193140	199 107	216 989	226 282	-	0,17*
19	668098	547 735	529 285	500 996	86,6	0,165
20	1610548	1 448 643	1 646 433	1 686 354	78,8	0,181
21	772016	794 763	625 633	1 052 479	93,3	0,153
22М	111342	318 405	252 446	161 204	81,4	0,175
23	1874831	1 534 105	1 755 145	1 717 281	82,8	0,172
24	3028401	2 461 522	2 078 346	2 821 522	85,3	0,167
25М	63018	76 463	81 639	82 946	79,5	0,179
26	1051645	872 949	906 269	859 389	89,1	0,160
27	1130562	994 311	1 123 378	1 100 859	87,9	0,162
28М		260 921	871 078	1 020 713	85,1	0,167
29	2627227	2 359 004	2 792 946	3 057 391	69,7	0,204
30	2159468	1 856 823	2 103 214	2 227 982	79,5	0,179
31	1600789	1 446 825	1 573 883	1 642 620	90,2	0,158
32М				539 570	76,2	0,187
33	3282000	2 665 000	2 719 000	3 667 125	62,7	0,227
34	8724891	8 133 597	9 788 695	8 992 286	89,9	0,158
35	299726	305 541	400 672	376 529	52,4	0,272

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Номер котельной	2010	2011	2012	2013	2013	
	газ, м ³	газ, м ³	газ, м ³	газ, м ³	КПД расчетный среднегодовой, %	Удельный расход топлива, т.у.т./Гкал
36	7561801	7 734 316	6 865 761	7 384 150	87,9	0,162
37	1428087	1 369 126	1 452 307	1 430 835	82,6	0,173
38	5228811	4 552 002	5 257 112	4 916 771	80,3	0,177
39	1852734	1 895 714	2 216 991	2 292 990	88,9	0,160
40	868047	755 854	785 751	824 231	-	0,17*
41	7632520	6 879 712	5 980 919	6 998 055	83,7	0,170
42	1173777	1 288 856	1 309 042	1 132 529	85,2	0,167
43а	4518615	4 053 591	4 161 338	4 230 110	87,1	0,163
44	5824791	5 383 542	6 058 819	5 093 585	80,4	0,177
45	786271	681 591	748 237	754 014	79,0	0,180
46	1727399	1 537 134	1 827 297	1 661 904	88,5	0,161
46а	2699673	2 008 915	2 071 397	2 340 692	86,5	0,165
47М	682791	583 131	635 289	595 508	-	0,17*
48	35847	32 533	36 350	35 050	83,4	0,171
49	5340958	4 983 305	5 309 485	5 506 576	84,4	0,169
50а	3749115	3 236 793	3 627 402	3 791 767	82,9	0,172
51	1045427	918 428	1 038 427	970 056	92,9	0,153
52М	141418	128 607	144 341	130 698	95,3	0,150
53М	204972	181 730	233 215	234 877	59,7	0,239
54	1624940	1 389 972	1 785 333	1 814 760	79,8	0,179
55М				223 824	85,8	0,166
56М	85775	33 557	34 454	19 402	-	0,17*
57	3613286	2 733 637	3 263 408	3 130 215	89,4	0,159
58М	204310	186 537	194 722	204 497	75,1	0,190
59М	290564	238 501	242 955	225 918	80,9	0,176
60	3707478	3 246 031	3 481 444	3 565 373	86,9	0,164
61	2552010	2 465 065	2 462 959	2 438 710	75,1	0,190
62	4640804	4 092 119	4 182 310	4 074 063	89,3	0,159
63	13796768	12 771 048	11 274 902	11 197 330	85,7	0,166
64	6589573	6 144 520	5 976 985	5 963 721	78,9	0,181
65	2504196	2 276 486	2 514 921	2 528 971	82,8	0,172
66	2137161	2 149 224	2 604 854	2 151 178	81,3	0,175
67М				414 762	88,4	0,161
68	2828761	2 490 988	2 596 695	2 473 971	-	0,17*
69	225285	184 993	216 546	218 311	90,9	0,157
70	782477	722 616	769 124	740 026	70,3	0,203
71 ЛБК	59536333	55 515 501	56 585 919	52 530 892	92,2	0,155
72М				353 165	83,7	0,170
73К				222 779	68,2	0,209
74К				202 603	84,1	0,169
75К				157 339	73,2	0,195
76К				58 168	87,7	0,162
77К				309 190	81,6	0,175
78				2 121 610	52,5	0,271
79М(А)				20 061	71,5	0,199

В таблице помимо потребления топлива представлены показатели среднегодового КПД котельных, рассчитанного по отчетным данным МУП «Теплоэнерго», а также показатели удельного расхода условного топлива.

У ряда котельных значение КПД, определенное по представленным данным, выходит за пределы реальных значений (в таблице такие места помечены прочерком). Причина в том, что в таблице ТЭР по этим котельным выработка расчетная, которая состоит из реализации, нормативных потерь и расчетных собственных нужд. Реализация берется по данным абонентского отдела, то есть по котельным, где низкая степень оснащенности абонентов приборами коммерческого учета тепла, реализация зависит от договорных нагрузок, соответственно выработка может отличаться от фактической, отсюда и получается высокий КПД некоторых котельных потребители которых мало оснащены приборами учета. В первую очередь, речь идет о котельных, которые не обслуживают жилой сектор, котельные №47 (в Кремле) и котельная №40 (городская больница) как раз из такого числа. Котельная №56, обеспечивающая теплом только одну из муниципальных бань, в настоящий момент демонтируется. Сейчас готовится проект по ее переносу в квартал к котельной №18 (квартал 118), так как данная котельная перегружена и не способна обеспечить теплом новые объекты. Удельный расход топлива этих котельных принят 0,165 тут/Гкал, как средний по всем котельными МУП «Тепроэнерго».

ООО «Новострой»

Основным топливом котельных ООО «Новострой» является природный газ (таблица 6.1.2).

Таблица 6.1.2 Объемы природного газа, потребляемого котельными ООО «Новострой»

Расход газа, тыс.н.м3	2012	2013
• Котельная №1	3 312	3 130
• Котельная №2	1 300	1 221
• Котельная №3	842	1 409
• Котельная №4	-	130
Итого:	5 454	5 891

Ввиду того, что данных о фактических объемах выработки тепловой энергии каждой котельной не имеется, судить об эффективности котельных можно только в целом по обществу. Расчеты показывают, что средний КПД котельных за 2013 год составляет 94%, а удельный показатель расхода топлива 0,153 тут/Гкал.

ТГК-2

Виды используемого топлива ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области: природный газ, кузнецкий уголь.

На сегодняшний день подача природного газа осуществляется по двум газопроводам с давлением 6 и 25 кгс/см². Пропускная способность газопровода ПГ-6 – 60 тыс. нм³/час, газопровода ПГ-25 – 120 тыс. нм³/час. При этом на старую очередь (ТЭЦ-130 кгс/см²) подается газ от обоих газопроводов. Подача газа на блок ПГУ-210 осуществляется от газопровода 25 кгс/см². Пропускная способность существующих газопроводов позволяет обеспечить потребность станции в природном газе на любых нагрузках.

Несмотря на подавляющее превышение доли газа над долей угля станция продолжает поддерживать системы приема, хранения и сжигания твердого топлива в работоспособном состоянии. В долгосрочной топливной политике, при сложившемся соотношении цен на

энергетическое топливо, изменение структуры топливного баланса не ожидается, но поддержание систем твердого топлива в работоспособном состоянии остается приоритетной задачей.

Таблица 6.1.3 Структура потребления топлива ТГК-2 за 2009-2012 гг.

Период	Расход газа			Расход угля		
	млн. н м ³	тыс. тут	%	тыс. тн	тыс. тут	%
2009	279,637	321,005	98	8,034	6,446	2
2010	298,930	342,877	97	13,180	10,842	3
2011	297,493	341,426	99,6	1,775	1,457	0,4
2012	441,218	507,260	98,2	11,171	9,177	1,8

Таблица 6.1.4 Удельные расходы условного топлива ТГК-2

	Ед. изм	2009	2010	2011	2012
на отпущенную электроэнергию	г.у.т/кВт*ч	383,9	401,4	410,7	325,0
на отпущенную теплоэнергию	кг.у.т/Гкал	151,6	155,7	162,7	154,9

6.2 Перспективные топливные балансы

6.2.1 Расчеты перспективных годовых расходов основного вида топлива необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников МУП «Теплоэнерго»

Перспективные балансы топлива определены для случая полной реализации мероприятий по развитию схемы теплоснабжения города и с учетом сроков проведения отдельных этапов модернизации существующих источников (таблица 6.2.1).

В таблице представлен баланс потребления природного газа котельными МУП «Теплоэнерго», намеченными к модернизации согласно разработанной схеме теплоснабжения города. Обнуление топливного баланса в отдельных графах свидетельствует о переводе данной котельной в режим ЦТП, и переводе ее нагрузки на другой источник.

В таблице 6.2.2 представлен перспективный среднегодовой планируемый удельный расход топлива, обусловленный модернизацией котельных по каждому мероприятию. Цветовая идентификация сопоставляет мероприятия с предыдущей таблицей 6.2.1.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

Таблица 6.2.1 Перспективные балансы топлива – природного газа на котельных МУП «Теплоэнерго»

№ кот.	Перспективный годовой расход природного газа на котельных МУП «Теплоэнерго», м³																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1+2	51894	51894	51894	51894	51894	50637	1455066	1260889	1260889	1260889	1260889	1260889	1260889	1260889	1260889	1260889	1260889
4	1482784	1482784	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1980481	1980481	1980481	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	2193077	2193077	2193077	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7+7а	4306690	4306690	4306690	4306690	4306690	4306690	4306690	3372496	6377910	5526785	5526785	5526785	5526785	5526785	5526785	5526785	5526785
8	1337632	1337632	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	2039604	2039604	2039604	2039604	2039604	2039604	2039604	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1439914	1439914	1439914	1439914	1439914	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	3028451	3028451	3028451	3028451	3028451	3028451	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	903359	903359	903359	903359	903359	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1619863	1619863	1619863	1619863	1619863	1619863	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	2589707	2589707	2589707	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	6355685	6355685	6355685	6355685	6355685	6355685	6435721	8715184	14845389	14845389	14845389	14845389	14845389	14845389	14845389	14845389	14845389
17	1176211	1176211	1176211	1176211	1176211	1176211	1176211	1176211	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1686354	1686354	1686354	1686354	1686354	1686354	1686354	1686354	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1052479	1052479	1052479	1052479	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1717281	1717281	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	859389	859389	859389	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	1100859	1100859	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	3057391	3057391	3057391	3057391	3057391	3057391	3057391	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	2227982	1893349	5751183	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968	8435968
31	1642620	1642620	1642620	1642620	1642620	1642620	1642620	1642620	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	8992286	8992286	8992286	8992286	8645740	10441692	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365	13184365
36	7384150	7384150	7384150	7384150	7384150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	4916771	4916771	4916771	4916771	4916771	4916771	4916771	4916771	4916771	4916771	0	0	0	0	0	0	0
39	2292990	2292990	2292990	2292990	2292990	2292990	2292990	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	824231	824231	824231	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	6998055	6998055	6998055	6998055	6998055	6998055	6998055	6998055	6998055	0	0	0	0	0	0	0	0
42	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	1132529	0	0	0	0	0	0

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№ кот.	Перспективный годовой расход природного газа на котельных МУП «Теплоэнерго», м³																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
43а	4230110	4230110	4230110	4230110	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085	7154085
45	754014	754014	754014	754014	754014	754014	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46	1661904	1661904	1661904	1661904	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
46а	2340692	2340692	2340692	2340692	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	5506576	5506576	5506576	5506576	5506576	4968276	7147500	8997680	10133508	10133508	10133508	10133508	10133508	10133508	10133508	10133508	10133508
50а	3791767	3791767	3791767	3791767	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	970056	970056	970056	970056	970056	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	1814760	1814760	1814760	1814760	1814760	1814760	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	3130215	0	0	0	0	0	0
60	3565373	3565373	3565373	3565373	3565373	3565373	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	2438710	2438710	2438710	2438710	2438710	2438710	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	4074063	4074063	4074063	4074063	4074063	4074063	4074063	4074063	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	11197330	11197330	11197330	11197330	11197330	11197330	11197330	10266064	8896069	8896069	8896069	8896069	8896069	8896069	8896069	8896069	8896069
64	5963721	5031529	6327738	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878	10995878
65	2528971	2528971	2528971	2528971	2528971	2528971	2528971	2528971	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	2151178	2151178	2151178	2151178	2151178	2151178	2151178	2151178	0	0	0	0	0	0	0	0	0
68	2473971	2473971	2473971	2473971	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71ЛБК	392317	392317	386752,7	1107273	8205871	16434647	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708	23251708
ГТ-ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	0	1869626	8133539	12354883	16379977	14194087	14194087	14194087	14194087	14194087

Таблица 6.2.2 Перспективный среднегодовой планируемый удельный расход топлива на котельных МУП «Теплоэнерго»

Наименование мероприятия	Размерность	Среднегодовой планируемый УРТ																
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Модернизация 14 (Софийское)	м³/Гкал	145,6	142,5	141,9	140,8	139,6	139,4	136,2	133,6	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
	кг.у.т./Гкал	168,0	164,4	163,8	162,5	161,1	160,8	157,1	154,2	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
Модернизация 12 (Торговое)	м³/Гкал	139,8	138,1	136,6	137,1	136,6	133,9	133,4	132,4	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
	кг.у.т./Гкал	161,3	159,4	157,6	158,2	157,7	154,6	153,9	152,8	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
Модернизация ЛБК	м³/Гкал	138,3	138,3	138,3	137,0	135,9	135,0	133,4	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
	кг.у.т./Гкал	159,6	159,6	159,6	158,1	156,9	155,8	154,0	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
Модернизация 5 (Центральное)	м³/Гкал	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	140,4	138,5	134,8	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
	кг.у.т./Гкал	166,5	166,5	166,5	166,5	166,5	162,0	159,9	155,6	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3
ГТ-ТЭЦ	м³/Гкал	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	145,3	138,7	144,0	133,7	137,3	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0	132,0
	кг.у.т./Гкал	167,6	167,6	167,6	167,6	167,6	167,6	167,6	160,1	166,1	154,3	158,4	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3	152,3

На графике (рисунок 6.2.1) показано снижение потребления натурального топлива котельными, рекомендуемыми для модернизации.

Снижение оценивается в 17,5 млн.м³/год природного газа, что в рамках существующего потребления котельными МУП «Теплоэнерго» составляет 8%.

Учитывая, что затраты на топливо – основная составляющая в себестоимости тепловой энергии, 8% - это хороший показатель.

У остальных котельных МУП «Теплоэнерго» топливный баланс предполагается неизменным.

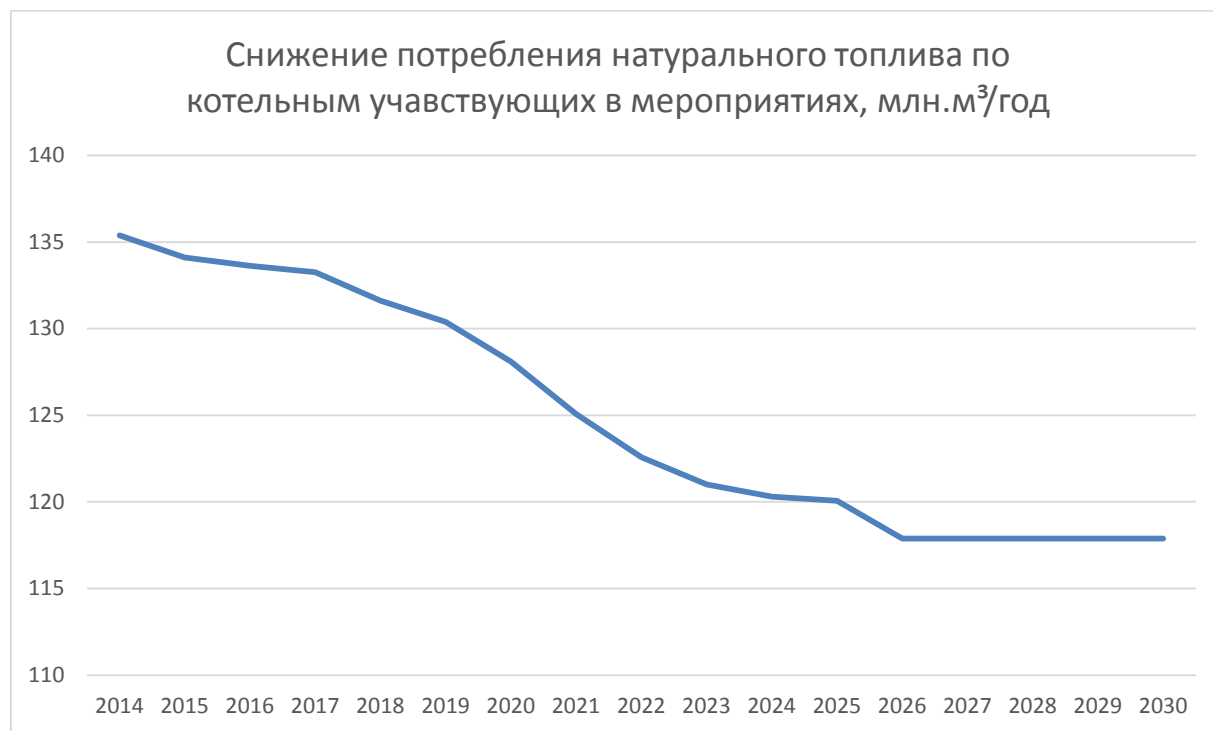


Рисунок 6.2.1 Снижение потребления природного газа котельными МУП «Теплоэнерго»

6.2.2 Расчеты перспективных годовых расходов основного вида топлива необходимого для обеспечения нормативного функционирования других источников

ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)

В настоящем проекте предусмотрено как вариант расширение тепловой нагрузки ТЭЦ-20 на город, в зону действия котельной 71 и ряда других окружающих ее котельных (см. Глава 6). В случае реализации варианта рост топливопотребления на Новгородской ТЭЦ вследствие подключения дополнительной нагрузки по тепловой энергии оценивается:

Перспективный прирост потребления топлива Новгородской ТЭЦ в случае реализации мероприятия расширения тепловой нагрузки на город:

Тип топлива\год реализации	2022	2023	2024
тыс.м ³ /год (природный газ)	86224	9266	10165
т.у.т./год (условное топливо)	99503	10693	11730

Без вышеупомянутого мероприятия перспективный рост потребления топлива Новгородской ТЭЦ обусловлен в основном развитием производства основного потребителя ОАО «Акрон».

ООО «Новострой»

По существующим четырем котельным ООО «Новострой» значительного прироста потребления настоящим проектом не планируется.

6.2.3 Расчеты перспективных годовых расходов основного вида топлива необходимого для обеспечения нормативного функционирования новых перспективных источников

В разделе отражено перспективное топливопотребление на котельных для новостроящихся микрорайонов.

Таблица 6.2.3 Расход газа на нужды отопления и горячего водоснабжения Деревяницкого района при строительстве 10-ти котельных

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
Микрорайон № 1 (котельные 1 и 2)										
1	Централизованное отопление и вентиляция			5304	13,206	5,957	-	-	31,596	
2	Централизованное горячее водоснабжение	16120	5479	8640	11,336	4,929	9,069	3,943	39,297	
Итого:									70,893	
Итого с потерями 10%									74,438	10,114
Микрорайон № 2 (Котельные 3 и 4)										
1	Централизованное отопление и вентиляция	-	-	5304	15,465	6,976	-	-	37,001	
2	Централизованное горячее водоснабжение	11000	4180	8640	13,497	5,868	10,798	4,694	46,783	
Итого:									83,784	
Итого с потерями 10%									87,973	11,953
Микрорайон № 3 (котельная № 13)										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2980	1050	5304	6,83	3,081	-	-	16,342	
2	Централизованное горячее водоснабжение	2980	1050	8640	2,89	1,257	2,312	1,006	10,023	
Итого:									26,365	

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
Итого с потерями 10%									29,002	3,94
Микрорайон № 4 (котельная № 14)										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	4,98	2,247	-	-	11,918	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	2,2	0,957	1,76	0,766	7,631	
Итого:									19,549	
Итого с потерями 10%									21,504	2,922
Микрорайон № 5 (котельная № 15, №17, №18)										
1	Централизованное отопление и вентиляции	5476	1290	5304	15,395	6,945	-	-	36,836	
2	Централизованное горячее водоснабжение	5478	1290	8640	5,394	2,345	4,315	1,876	18,696	
Итого:									55,532	
Итого с потерями 10%									61,085	8,3
Итого по району:									256,123	
Итого по району с потерями:									274,002	37,229

Таблица 6.2.4 Расход газа на нужды отопления и горячего водоснабжения Псковского района при строительстве 12-ти котельных

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
Котельная № 1										
1	Централизованное отопление и вентиляция			5304	4,393	1,982	-	-	10,513	
2	Централизованное горячее водоснабжение	16120	5479	8640	2,545	1,107	2,036	0,886	8,827	
Итого:									19,34	
Итого с потерями 10%									21,274	2,89
Котельная № 4										
1	Централизованное отопление и вентиляция	-	-	5304	5,11	2,305	-	-	12,226	
2	Централизованное горячее водоснабжение	11000	4180	8640	3,17	1,378	2,536	1,102	10,985	
Итого:									23,211	
Итого с потерями 10%									25,532	3,469
Котельная № 5										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2980	1050	5304	2,91	1,313	-	-	6,964	
2	Централизованное горячее водоснабжение	2980	1050	8640	2,6	1,13	2,08	0,904	9,009	
Итого:									15,973	
Итого с потерями 10%									17,57	2,387
Котельная № 6 (пристроенная)										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	1,44	0,65	-	-	3,448	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	0,42	0,183	0,336	0,146	1,458	

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
Итого:									4,906	
Итого с потерями 10%									5,397	0,733
Котельная № 7										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2980	1050	5304	4,97	2,242	-	-	11,892	
2	Централизованное горячее водоснабжение	2980	1050	8640	4,78	2,078	3,824	1,662	16,566	
Итого:									28,458	
Итого с потерями 10%									31,304	4,253
Котельная № 8										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	2	0,902	-	-	4,784	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	1,6	0,696	1,28	0,557	5,55	
Итого:									10,334	
Итого с потерями 10%									11,367	1,544
Котельная № 10										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	3,35	1,511	-	-	8,014	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	3,24	1,409	2,592	1,127	11,233	
Итого:									19,247	
Итого с потерями 10%									21,172	2,877
Котельная № 14										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	3,524	1,59	-	-	8,433	

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	2,41	1,048	1,928	0,838	8,354	
Итого:									16,787	
Итого с потерями 10%									18,466	2,509
Котельная № 15										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	1,7	0,767	-	-	4,068	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	0,96	0,417	0,768	0,334	3,326	
Итого:									7,394	
Итого с потерями 10%									8,133	1,105
Котельная № 16										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	0,831	0,375	-	-	1,989	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	1,316	0,572	1,053	0,458	4,562	
Итого:									6,551	
Итого с потерями 10%									7,206	0,979
Котельная № 18										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	1,05	0,474	-	-	2,514	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	0,6	0,261	0,48	0,209	2,082	
Итого:									4,596	
Итого с потерями 10%									5,056	0,687
Котельная № 19 (пристроенная)										

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

№№	Вид потребления	Количество жителей	Количество квартир	Количество часов работы в год	Расход тепла Гкал/час				Годовой расход тепла тыс. Гкал/год	Годовой расход газа млн. нм3/год
					Отопительный период		Неотопительный период			
					Макс.	Сред.	Макс.	Сред.		
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	0,451	0,203	-	-	1,077	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	1,076	0,468	0,861	0,374	3,73	
Итого:									4,807	
Итого с потерями 10%									5,288	0,718
Планируемая в дальней перспективе до 2027 года										
1	Централизованное отопление и вентиляция	2100	692	5304	40	18,044	-	-	95,705	
2	Централизованное горячее водоснабжение	-	-	8640	30	13,043	24	10,434	103,988	
Итого:									199,693	
Итого с потерями 10%									219,662	29,845
Итого по району:									361,297	
Итого по району с потерями:									397,427	53,996

Ввиду того что застройщиками не определён точный график ввода застроек, принято решение перспективное топливопотребление распределить по пятилеткам равными долями (рисунок 6.2.2).

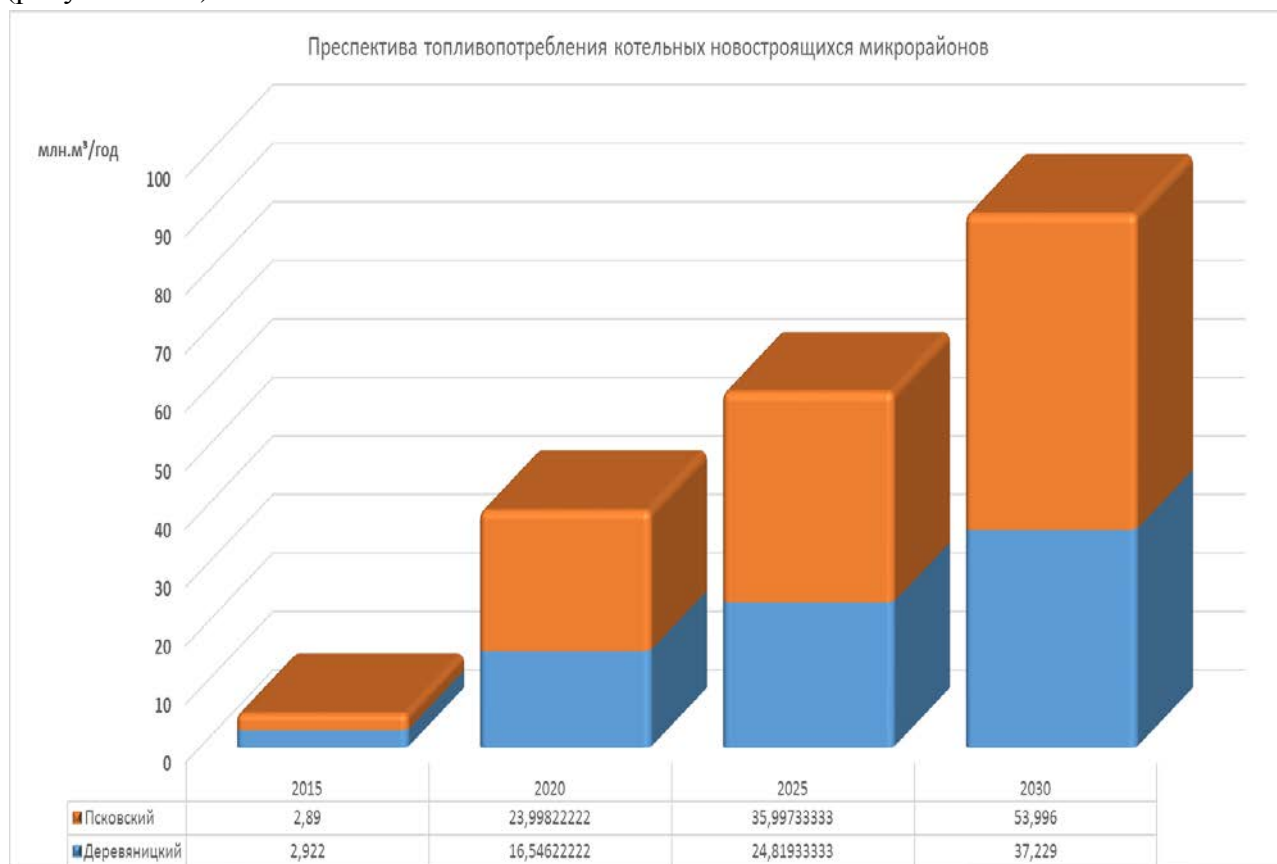


Рисунок 6.2.2 Перспективный топливный баланс новостроящихся районов

Раздел 7 Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Основными показателями эффективности инвестиций выступают стоимость (затраты на реализацию мероприятий) и ожидаемый эффект – экономия в натуральном и стоимостном выражении. Расчет экономии средств основан на сравнительной оценке прогнозных значений затрат при текущих условиях с параметрами, ожидаемыми в результате реализации мероприятия, сопоставлении этой экономии с затратами на реализацию мероприятия.

Порядок расчета соответствует «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477)

Оценка стоимости котельных проведена по данным заводов-изготовителей. Стоимость строительства тепловых сетей определена по Территориальным сметным нормативам НЦС-13-2010 Часть 13. Наружные тепловые сети без учета переводного коэффициента в действующие цены.

Принятые в расчетах коэффициенты и ставки налогов

1 Норма дисконта

Для мероприятий, планируемых к реализации на объектах, норма дисконта принимается равной 15%, если не оговорено иное.

2 Срок полезного использования и амортизационные отчисления

Срок полезного использования (СПИ) оборудования принят в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 г. № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Способ начисления амортизации – линейный. Амортизационные отчисления принимаются 4,2 %.

3 Ставки налогов и страховые взносы

Ставка налога на имущество 2,2%, налог на прибыль 20%, в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ в действующей редакции.

Страховые взносы 30% от фонда оплаты труда в соответствии с постановлением Правительства РФ от 10.12.2012 № 1276.

4 Горизонт планирования

Горизонт планирования выбран 15 лет, в соответствии со сроком разработки схемы теплоснабжения.

Учет инфляции

Финансовые показатели и условия финансовой реализуемости мероприятий оцениваются в прогнозных ценах.

Прогноз индексов-дефляторов принят в соответствии со следующими документами:

- сценарные условия, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и предельные уровни цен (тарифов) на услуги компаний инфраструктурного сектора на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (разработаны Минэкономразвития России);

- прогноз социально-экономического развития РФ на 2013 и плановый период 2014-2015 годов (разработан Минэкономразвития России);

- прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года (разработан Минэкономразвития России).

Оценка экономической эффективности капиталовложений в развитие системы теплоснабжения города Великого Новгорода на период до 2030 г. по рассматриваемым вариантам каждого сценария проводилась с использованием следующих показателей, позволяющих судить об экономических преимуществах инвестиций:

- Чистой приведённой стоимости (NPV);
- Дисконтированного срока окупаемости (PBP, от начала проекта);
- Период окупаемости;
- Индекс доходности (ИД).

7.1 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей

Оценка стоимости капитальных вложений в реконструкцию и новое строительство тепловых сетей осуществлялась по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ, установленных в соответствии с Методическими рекомендациями по формированию укрупненных показателей базовой стоимости на виды работ и порядку их применения для составления инвесторских смет и предложений подрядчика (УПБС ВР), Сборником укрупненных показателей базисной стоимости на виды работ и государственными элементными сметными нормами на строительные работы в части сборников: №2 (ГЭСН 2001 – 01 «Земляные работы»); №24 (ГЭСН 2001-24 «Теплоснабжение и газопроводы – наружные сети»), № 26 (ГЭСН 2001-26 «Теплоизоляционные работы»; ГЭСНр; ГЭСНм; ГЭСНп; а также на основе анализа проектов-аналогов. За базисные были приняты цены на материалы, оборудование, заработную плату рабочих и машинистов, служащих, действующие в 2012 году. Все затраты в последующие периоды Инвестиционного плана были рассчитаны в постоянных ценах и ценах соответствующих лет с использованием прогнозных индексов удорожания материалов, работ и оборудования в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации.

Планами реконструкции и модернизации систем теплоснабжения МУП «Теплоэнерго» предусматривается укрупнение тепловых сетей с уменьшением действующих источников теплоснабжения. Котельные, исключаемые из системы теплоснабжения как источники, переводятся в режим ЦТП. В целом план реконструкции разбит на 5 отдельных групп.

Общая потребность в финансировании проектов группы 1 (объединение 14 котельных) составляет 1 165 592 тыс. руб. (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Общая потребность в финансировании проектов группы 2 (объединение 12 котельных) составляет 880 445 тыс. руб. (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Общая потребность в финансировании проектов группы 3 (объединение 10 котельных) составляет 501 214 тыс. руб. (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Общая потребность в финансировании проектов группы 4 (объединение 5 котельных) составляет 516 190 тыс. руб. (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Общая потребность в финансировании проектов группы 5 (объединение 5 котельных) составляет 430 760 тыс. руб. (в ценах соответствующих лет с учетом НДС).

Результаты расчетов капитальных вложений представлены в таблицах 7.1.1 – 7.1.5.

Таблица 7.1.1 Укрупнение 14 котельных (Софийская сторона)

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Стоимость модернизации, тыс.руб.	Стоимость модернизации по срокам внедрения, тыс.руб.							
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
КОТЕЛЬНЫЕ											
1	64	ул. Германа, д.23а	155 100	155 100							
2	4	пр. К.Маркса, д.10к.2	10 000		10 000						
3	5	ул. Б.Конюшенная, д.4	11 800			11 800					
4	6	ул. Козьмодемьянская, д.12к.1	13 800			13 800					
5	26	ул. Тихвинская, д.13к.1	5 900			5 900					
6	34	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4	224 100				224 100				
7	13	Яковлева, 1	6 900					6 900			
8	51	ул. М.Джалиля-Духовская, 24/1	9 200					9 200			
9	12	ул. Стратилатовская, д.17а	21 500						21 500		
10	16	ул. Псковская, д.42а	169 800						169 800		
11	45	Козьмодемьянская, 3	7 500						7 500		
12	29	пр. К.Маркса, д.11а	21 400							21 400	
13	62	ул.Псковская, 24	20 300								20 300
14	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	11 600								11 600

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

ИТОГО по котельным			688 900	155 100	10 000	31 500	224 100	16 100	198 800	21 400	31 900
СЕТИ											
1	64+4	ул.Германа, 23 - К.Маркса, 10	36 834	36 834							
2	64+5	ул.Германа, 23 - Б.Конюшенная, 4	36 014		36 014						
3	5+26	ул.Б.Конюшенная, 4 - Тихвинская, 13	31 023		31 023						
4	26+6	ул.Тихвинская, 13 - Козьмодемьянская, 12	21 514		21 514						
5	51-26	ул. М.Джалиля-Духовская, 24/1-ул. Тихвинская, д.13к.1	32 310			32 310					
6	34-51	ул. Б.С-Петербургская, д.39стр.4-ул. М.Джалиля-Духовская, 24/1	60 321			60 321					
7	26+13	ул.Тихвинская, 13 - Яковлева, 1	14 274				14 274				
8	34+64	Б.С-Петербургская,39-Германа, 23	36 834				36 834				
9	6+45	Козьмодемьянская, 12-Козьмодемьянская, 3	16 899					16 899			
10	5+12	ул.Б.Конюшенная, 4 - Стратилатовская, 17	29 953					29 953			
11	4+29	ул.К.Маркса, 10 - К.Маркса, 11	12 720						12 720		
12	62+29	ул.Псковская, 24 - К.Маркса, 11	54 972							54 972	
13	65+62	ул.Октябрьская, 4 - Псковская, 24	44 533							44 533	
14	16+65	ул.Псковская, 42 - Октябрьская, 4	48 491							48 491	
ИТОГО по сетям			476 692	36 834	88 551	92 631	51 108	46 852	12 720	147 996	0
ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ			1 165 592	191 934	98 551	124 131	275 208	62 952	211 520	169 396	31 900

Таблица 7.1.2 Укрупнение 12 котельных (Торговая сторона)

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Стоимость модернизации, тыс.руб.	Стоимость модернизации по срокам внедрения, тыс.руб.							
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
КОТЕЛЬНЫЕ											
1	30	ул. Заставная, д.2к.7	132 200	132 200							
2	8	ул. Герасименко-Маницина, д.9а	9 700		9 700						
3	23	ул. Б.Московская, д.25а	9 700		9 700						
4	27	ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	9 700		9 700						
5	15	Связи, 5	20 700			20 700					
6	43а	ул. Парковая, д.5к.1	99 600				99 600				
7	68	Б.Московская, 49	22 300				22 300				
8	21	ул. Б.Московская, д.67стр.2	10 300				10 300				
9	49	ул. Б.Московская, д.114	187 600					187 600			
10	39	ул. Рахманинова, д.11к.2	19 200						19 200		
11	9	ул. Хутынская, д.1	23 100							23 100	
12	17	ул. Державина, д.11к.4	15 400								15 400
		ИТОГО по котельным	559 500	132 200	29 100	20 700	132 200	187 600	19 200	23 100	15 400
ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ											

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

1	30+8	ул.Заставная, 2 - Герасим.Маницына,9	55 724	55 724							
2	30+27	ул.Заставная, 2 - ул. Т.Фрунзе-Оловянка, д.21а	14 247	14 247							
3	8+23	ул.Герас.Маницына, 9 - Б.Московская, 25	8 868	8 868							
4	30+15	ул.Заставная, 2 - Связи, 5	45 487		45 487						
5	43+68	ул.Парковая, 5 - Б.Московская, 49	45 769			45 769					
6	21+43	ул.Б.Московская, 67 - Парковая, 5	49 123			49 123					
7	49+39	ул. Б.Московская, 114 - Рахманинова, 11	26 454				26 454				
8	21+49	ул.Б.Московская, 67 - Б.Московская, 114	17 754				17 754				
9	68+9	ул.Б.Московская, 49 - Хутынская, 1	29 678					29 678			
10	9+30	ул.Хутынская, 1 - Заставная, 2	33 403					33 403			
11	9+39	ул.Хутынская, 1 - Рахманинова, 11	39 916					39 916			
12	39+17	Рахманинова, 11 - ул. Державина, д.11к.4	33 361						33 361		
	ИТОГО по сетям		320 945	78 839	45 487	94 892	0	44 208	102 997	33 361	0
ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ			880 445	211 039	74 587	115 592	132 200	231 808	122 197	56 461	15 400

Таблица 7.1.3 Укрупнение тепловых сетей от котельной №71 (ЛБК)

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Стоимость модернизации, тыс.руб.	Стоимость модернизации по срокам внедрения, тыс.руб.						
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
КОТЕЛЬНЫЕ										
1	1/12, 2/12, 2/13, 3/13, 1/12а, 2/232, 3/232, 1/9, 2/9, 3/9, 4/9, 1/10, 2/10, 1/11, 2/11, 3/11, 4/11		63 720		63 720					
2	71	Сырковское ш., д.23	325 000		175 000	150 000				
3	40	ул. Зелинского, 11	15 000			15 000				
4	46, 46а	ул. Свободы, 15/1	27 000				27 000			
5	50	пр. А.Корсунова, 29/4	25 000				25 000			
6	10	ул. Нехинская, д.34к.3	45 000					45 000		
7	36	ул. Кочетова, 35 к.5	60 000					60 000		
8	61	пр. Мира, д.19к.3	35 000						35 000	
9	54	ул. Попова, 6/4	30 000						30 000	
10	60	ул. Ломоносова, 28/1	40 000						40 000	
11	63	ул. Менделеева, д.5	176 300							176 300
	ИТОГО по котельным		842 020	0	238 720	165 000	52 000	105 000	105 000	176 300
ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ										
1	63+40	ул. Менделеева, д.5 - ул. Зелинского, 11	52 106		52 106					

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2027 ГОДА

2	71+50	Сырковское ш., д.23 - пр. А.Корсунова, 29/4	33 504			33 504				
3	71+46	Сырковское ш., д.23 - ул. Свободы, 15/1	16 509			16 509				
4	71+10	Сырковское ш., д.23 - ул. Нехинская, д.34к.3	57 546				57 546			
5	71+36	Сырковское ш., д.23 - ул. Кочетова, 35 к.5	8 606				8 606			
6	71+54	Сырковское ш., д.23 - ул. Попова, 6/4	28 643					28 643		
7	54+61	ул. Попова, 6/4 - пр. Мира, д.19к.3	9 648					9 648		
8	71+60	Сырковское ш., д.23 - ул. Ломоносова, 28/1	19 899					19 899		
9	71+63	Сырковское ш., д.23 - ул. Менделеева, д.5	68 442						68 442	
10	54+40	ул. Попова, 6/4 - ул. Зелинского, 11	51 988							51 988
		ИТОГО по сетям	346 891	0	52 106	50 013	66 152	58 190	68 442	51 988
		ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ	1 188 911	0	290 826	215 013	118 152	163 190	173 442	228 288

Таблица 7.1.4 Укрупнение 5 котельных в центре города В.Новгород

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Стоимость модернизации, тыс.руб.	Стоимость модернизации по срокам внедрения, тыс.руб.			
				2018	2019	2020	2021
КОТЕЛЬНЫЕ							
1	1+2	пер. Цветочный, д.9	179 900	179 900			
3	14	ул. Каберова-Власьевская, д.21ак.1	29 200		29 200		
2	7+7а	ул. Панкратова, д.30к.1	139 900			139 900	
4	20	ул. Никольская, д.14а	26 000				26 000
5	31	ул. Михайлова, д.11а	25 600				25 600
6	52М	ул. Михайлова, д.11а	3 500				3 500
	ИТОГО по котельным		400 600	179 900	29 200	139 900	55 100
ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ							
4	1+14	пер.Цветочный, 9 - Кабер.Власьевская, 21	47 637	47 637			
5	7+31	ул.Панкратова, 30 - Михайлова, 11	52 119			52 119	
	31+20	ул.Михайлова, 11 - Никольская, 14	15 834			15 834	
	ИТОГО по сетям		115 590	47 637	0	67 953	0
ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ			516 190	227 537	29 200	207 853	55 100

Таблица 7.1.5 Подключение ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Стоимость модерниза ции, тыс.руб.	Стоимость модернизации по срокам внедрения, тыс.руб.				
				2020	2021	2022	2023	2024
КОТЕЛЬНЫЕ								
1	66	ул. Б.С- Петербургская, д.161а	21 500	21 500				
2	41	ул. Щусева, д.9	56 000		56 000			
3	38	ул. Б.С- Петербургская, д.112	43 200			43 200		
4	42	ул. П.Левитта, 22/1	8 600				8 600	
5	57	ул. П.Левитта, д.10к.3	32 400				32 400	
	ИТОГО котельным		161 700	21 500	56 000	43 200	41 000	0
ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ								
1	ГТ- ТЭЦ+66	ул. Б.С- Петербургская, д.161а	92 340		92 340			
2	66+41	ул. Щусева, д.9	65 620			65 620		
3	41+38	ул. Б.С- Петербургская, д.112	59 360				59 360	
4	38+42	ул. П.Левитта, 22/1	49 980					49 980
2	42+57	ул. П.Левитта, д.10к.3	1 760					1 760
	ИТОГО по сетям		269 060	0	92 340	65 620	59 360	51 740
ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ			430 760	21 500	148 340	108 820	100 360	51 740

Таблица 7.1.6 Подключение Новгородской ТЭЦ к тепловым сетям жилой части города

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Стоимость модернизации, тыс.руб.	Стоимость модернизации по срокам внедрения, тыс.руб			
					2021	2022	2023	2024
I	МОДЕРНИЗАЦИЯ							
1	НТЭЦ	Северная промзона	первод котельной в режим ЦТП	490 000	490 000			
2	71	Сырковское ш., д.23	модернизация	21 000		21 000		
5	38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	первод котельной в режим ЦТП	43 200			43 200	
6	42	ул. П.Левитта, 22/1	первод котельной в режим ЦТП	8 600			8 600	
7	57	ул. П.Левитта, д.10к.3	первод котельной в режим ЦТП	32 400			32 400	
3	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	первод котельной в режим ЦТП	21 500				21 500
4	41	ул. Щусева, д.9	первод котельной в режим ЦТП	56 000				56 000
	ИТОГО по п.I			672 700	490 000	21 000	84 200	77 500
III	ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ							
1	НТЭЦ+71	Промзона - Сырковское ш., д.23	прокладка магистрали	949 524	474 762	474 762		
2	71+42	Сырковское ш., д.23		91 000			91 000	
3	38+42	ул. П.Левитта, 22/1	прокладка магистрали	49 980			49 980	
4	42+57	ул. П.Левитта, д.10к.3	прокладка магистрали	1 760			1 760	
5	66+41	ул. Щусева, д.9	прокладка магистрали	65 620				65 620
6	41+38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	прокладка магистрали	59 360				59 360
	ИТОГО по п.III			1 217 244	474 762	474 762	142 740	124 980
ВСЕГО ПО ПЛАНУ РАЗВИТИЯ				1 889 944	964 762	495 762	226 940	202 480

7.2 Результаты расчётов экономической эффективности сценариев развития системы теплоснабжения

В результате представленного расчета, было получено:

Дисконтированный срок окупаемости для пяти объединений котельных составляет от **1,4 до 12,42 лет**;

Внутренняя норма доходности превышает ставку дисконтирования;

Индекс доходности >1.

Исходя из данных показателей, можно сделать вывод, что данные **проекты являются экономически выгодными для инвесторов.**

Положительный экономический эффект данных мероприятий достигается благодаря уменьшению затрат на оплату труда персонала, а также сокращения объема покупных энергоресурсов.

Подробнее результаты расчета инвестиций и экономической эффективности от предложенных мероприятий по развитию системы теплоснабжения г. Великий Новгород представлены в главе 10 обосновывающих материалов.

7.3 Строительство нескольких котельных со средней тепловой мощностью для покрытия перспективной нагрузки

Оценка стоимости котельных проведена по данным завода-изготовителя «DE DIETRICH Thermique».

Таблица 7.3.1. Оценка стоимости котельных

Наименование котельной	$\Sigma Q_o + Q_v + Q_{гвс}$, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Стоимость блочной котельной под ключ, млн.руб.
Деревяницкий район			
Микрорайон № 1			
Котельная № 1	15,592	19	84,2
Котельная № 2	14,572	15	66,6
Микрорайон № 2			
Котельная № 3	18,097	19	84,2
Котельная № 4	17,059	19	84,2
Микрорайон № 3			
Котельная № 13	10,692	12	53,4
Микрорайон № 4 (проектируемая часть)			
Котельная № 14	7,9	8	35,8
Микрорайон № 5			
Котельная № 15	6,742	8	40,6
Котельная № 16	2,84	4	28,6
Котельная № 17	7,57	8	40,6
Котельная № 18	5,72	6	33,6
Пеховский район			
Котельная № 1	7,628	8	40,6
Котельная № 4	9,11	10	50,6
Котельная № 5	6,06	6	42,6

Наименование котельной	$\Sigma Q_o + Q_v + Q_{гвс}$, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Стоимость блочной котельной под ключ, млн.руб.
Котельная № 6 (пристроенная)	2,05	3	21,6
Котельная № 7	10,73	12	60,6
Котельная № 8	3,96	4	28,6
Котельная № 10	7,25	8	56,6
Котельная № 14	6,524	8	56,6
Котельная № 15	2,93	3	21,6
Котельная № 16	2,357	3	21,6
Котельная № 18	1,82	3	21,6
Котельная № 19 (пристроенная)	1,677	1,6	11,8
Перспектива до 2027г.	69,9	70	350,6
ИТОГО:			1336,8

Представленные котельные, в таблице выше, планируются небольшой мощности, что отстает от выбранного направления оптимизации схемы теплоснабжения. Однако на данном этапе сильно недостаточно данных от застройщиков для разработки мероприятий по укрупнению перспективных источников. В настоящий момент при финальном проектировании и монтаже наблюдается тенденция укрупнение мощности источников (это подтверждают последние построенные в городе котельные для новых микрорайонов), кроме того, все новые котельные проектируются с высочайшими современными удельными показателями и полностью автоматизированными с удаленной беспроводной диспетчеризацией. Как показывает анализ наиболее эффективным, с точки зрения отношения затраты/УДК, являются котельные установленной мощностью с 10 до 30 Гкал/ч.

Раздел 8 Решения об определении единой теплоснабжающей организации

Единая теплоснабжающая организация (ЕТО) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации (Гл.1, Ст. 2 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2012 г.).

Настоящая глава разработана согласно пункту 4 постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В соответствии с пунктом 7 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- 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.

Согласно пункту 2 постановления Правительства РФ №808 от 08.08.2012 г.:

- рабочая мощность источника тепловой энергии - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы;
- емкость тепловых сетей - произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей;
- 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.

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

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

– подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

– технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие и/или теплосетевые организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении», орган местного самоуправления городского округа.

Существующие зоны действия источников теплоснабжения г. Великий Новгород

На территории города Великий Новгород в настоящее время действуют несколько теплоснабжающих организаций, обеспечивающих тепловой энергией жилые районы и промышленные зоны. Основные из них представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 Установленная тепловая мощность и подключенная тепловая нагрузка основных теплоснабжающих организаций города, Гкал/ч

Теплоснабжающая организация	Установленная мощность	Договорная подключенная нагрузка
МУП «Теплоэнерго»	1002,42	802,3
ООО «Новострой»	33,979	24,090
ООО «Теплоэнерготранс»	4,500	3,500
ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ)*	488,000	233,000
Газотурбинная ТЭЦ (ОАО «ГТ ТЭЦ Энерго»)**	80,000	0

Примечание: * Новгородская ТЭЦ обслуживает только промышленную зону.

** ГТ ТЭЦ Энерго в настоящий момент не подключена к тепловым сетям города.

Загрузка источников осуществлена в среднем на 62,5%, в том числе:

- по МУП «Теплоэнерго» – 79,5%;

- по ТЭЦ – 45,5%;

- по прочим котельным – 81,4%.

Кроме приведенных в таблице 8.1 теплоснабжающих организаций, в городе насчитывается около 60 индивидуальных источников в составе промышленных предприятий. Зоны действия децентрализованных источников тепловой энергии невелики, имеют точечный характер и мало влияют на общие тенденции развития схемы теплоснабжения города.

Границы зон деятельности, предлагаемых для установления в них единых теплоснабжающих организаций (ЕТО), представлены в разделе 2 главы 1.

На территории г. Великий Новгород наиболее крупной теплоснабжающей организацией является МУП «Теплоэнерго». Она обеспечивает потребности в тепловой энергии жилой части города на 90%. В составе организации числятся 81 котельная различной тепловой мощности, на балансе находятся 365 котлов. Источники теплоснабжения МУП Теплоэнерго обслуживают в основном жилые районы города, размещенные по обе стороны реки Волхов. Размещение источников представлено на рисунке 8.1.

Другие действующие на территории города теплоснабжающие организации обеспечивают потребность в тепловой энергии менее чем на 5%:

- производственная котельная ОАО «НПО «Квант», кроме собственного производства обеспечивает тепловой энергией два жилых дома;
- ООО "Новострой" эксплуатирует три отопительных котельных по ул. Шелонская, и по ул. Космонавтов;
- ООО «ЦТП» эксплуатирует две ЦТП (тепловая энергия покупается у МУП «Теплоэнерго»).

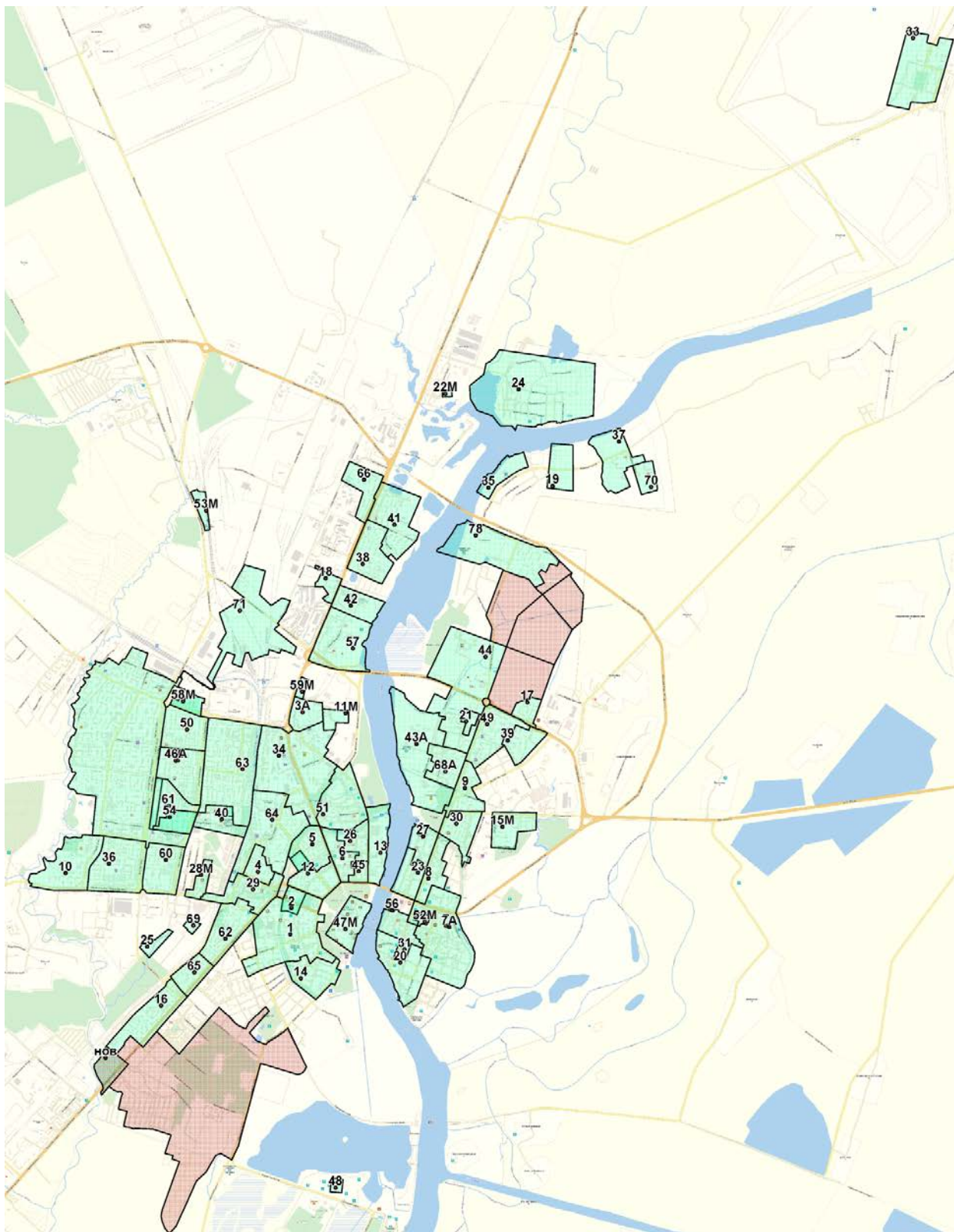


Рисунок 8.1 Размещение источников теплоснабжения МУП Теплоэнерго на территории города

Другой крупной теплоснабжающей организацией г. Великий Новгород является ОАО ТЭЦ ТГК-2 (Новгородская ТЭЦ). Установленная электрическая мощность Новгородской ТЭЦ – 344 МВт, тепловая – 488 Гкал/ч, ограничения мощности отсутствуют. Теплоснабжение осуществляется в промышленной зоне, расположенной в Северном районе города. Выработка тепловой энергии осуществляется в виде пара и горячей воды. Анализ выработки показывает, что за последние 4 года производство тепловой энергии достаточно стабильно и держится на уровне примерно 1 млн. Гкал в год (таблица 8.2. Преобладающее количество тепловой энергии вырабатывается в виде пара (рисунок 8.2).

Таблица 8.2 Баланс тепловой энергии Новгородской ТЭЦ за 2009-2012 годы

Статья баланса	Ед. изм.	2009	2010	2011	2012
Выработка тепловой энергии:		951787	1006073	936951	1153750
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		89396	95903	77602	74816
Расход на хозяйственные нужды:		3859	3426	3695	4452
- пар	Гкал	0	0	0	0
- горячая вода		3859	3426	3695	4452
Отпуск тепла потребителям:		947928	1002647	933256	1149298
- пар	Гкал	862391	910170	859349	1078934
- горячая вода		85537	92477	73907	70364



Рисунок 8.2 Доля теплоносителей в тепловом балансе Новгородской ТЭЦ

Доля ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области в теплоснабжении Северного промышленного района №1 по разным оценкам составляет от 40 до 60%.

Потребителями тепловой энергии являются промышленные предприятия: ОАО «АКРОН», ЗАО «Новгородский металлургический завод», ООО «Трест-2», ООО «Росконсервпродукт» и ЗАО «Детандер». Наиболее крупным потребителем тепловой энергии является ОАО «Акрон», доля которого в общем отпуске тепловой энергии составляет 99,5%.

Ввиду того, что потребители у Новгородской ТЭЦ подключены непосредственно к коллекторам (там же находится граница балансовой принадлежности), то тепловые сети на балансе ТГК-2 не числятся.

Перспективные зоны действия источников теплоснабжения

г. Великий Новгород

Перспективное развитие города подразумевает строительство новых объектов либо в зоне действия существующих источников тепловой энергии (в меньшем объеме), либо в районах, в которых предусматривается строительство собственных источников теплоснабжения (в большей степени). Таких районов в г. Великий Новгород насчитывается два: Деревяницкий и Псковский. Новые котельные и тепловые сети от них, которые будут обслуживать эти районы, предполагается передавать на баланс МУП «Теплоэнерго». Схема размещения источников теплоснабжения в новых районах представлены на рисунках 8.3 и 8.4.

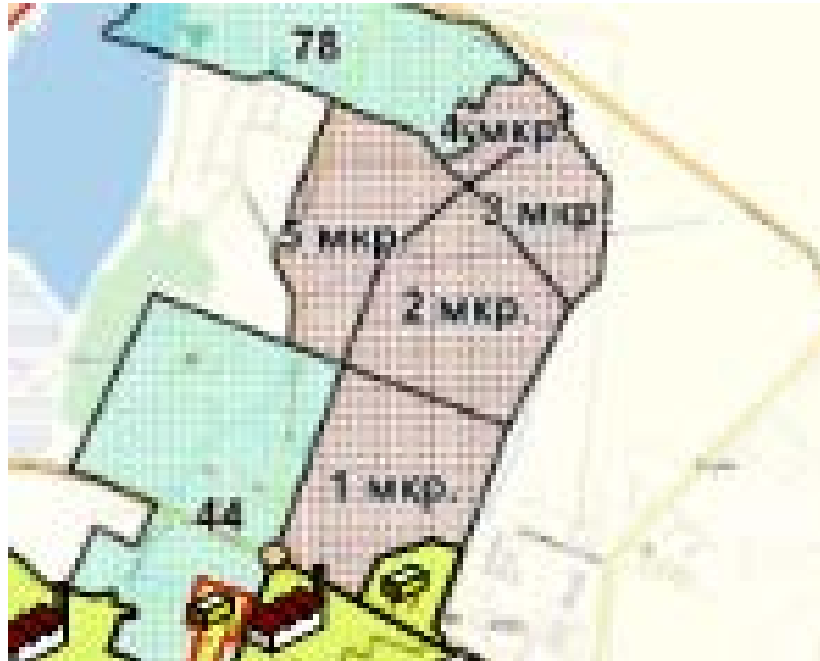


Рисунок 8.3 Зона действия котельной Деревяницкого района

Перспективная нагрузка, присоединяемая к котельной, составляет 106,7 Гкал/ч, материальная характеристика тепловой сети 23730 м·м.

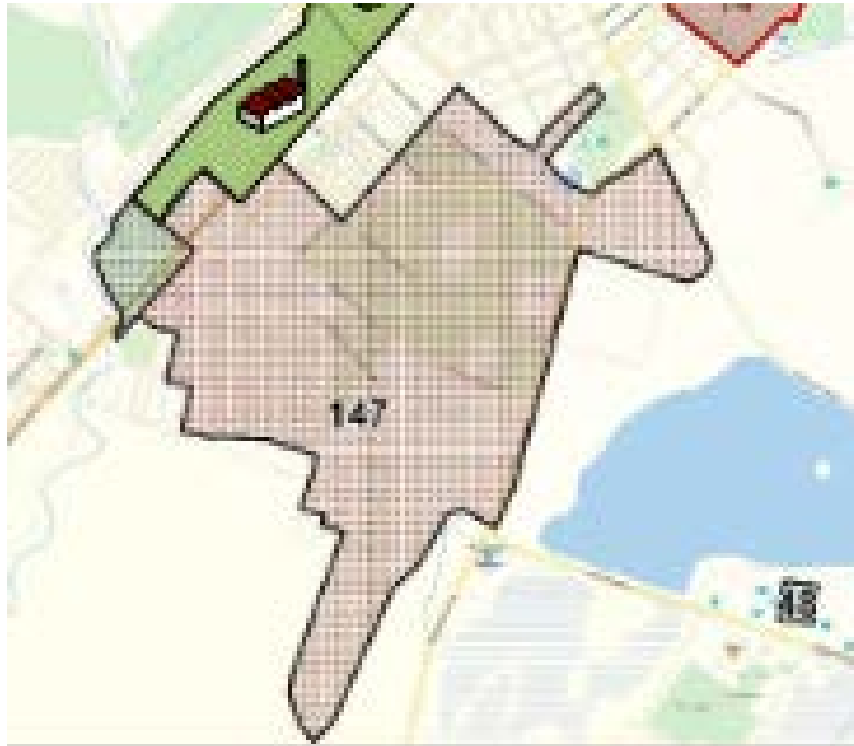


Рисунок 8.4 Зона действия котельной Псковского района

Перспективная нагрузка, присоединяемая к котельной, составляет 132 Гкал/ч, материальная характеристика тепловой сети 27720 м·м.

На рисунке 8.5 представлена перспективная схема развития теплоснабжения города до 2030 года. Она затрагивает реконструкцию и модернизацию тепловых сетей и источников МУП «Теплоэнерго».

Основная идея заключается в создании нескольких централизованных тепловых сетей, в каждой из которых останутся от 1 до 3 крупных высокоэффективных источников с когенерацией и максимальной автоматизацией всех процессов. Остальные котельные перейдут в режим ЦТП с полной автоматизацией и отсутствием постоянно присутствующего персонала.

Всего предлагается провести 6 объединений по котельным МУП «Теплоэнерго» и подключение части нагрузки к ГТ-ТЭЦ Энерго.

Подробности по каждому объединению рассмотрены отдельно в главе 6.

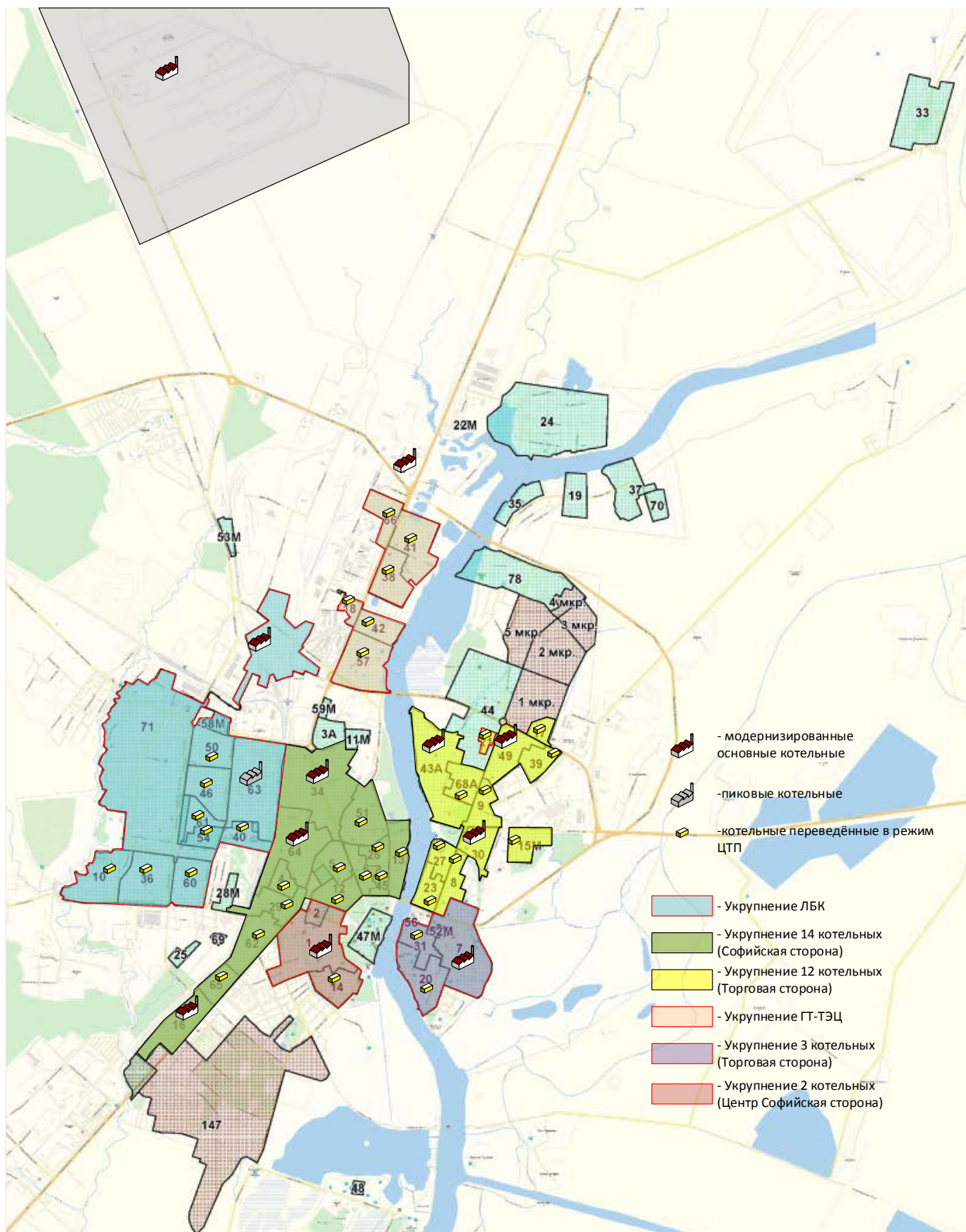


Рисунок 8.5 Перспективная схема развития системы теплоснабжения города

Предложения по определению единой теплоснабжающей организации

Исходя из всего сказанного выше, следует отметить, что статусом единой теплоснабжающей организации в г. Великий Новгород обладают две теплоснабжающие организации с различными зонами деятельности:

1 - МУП «Теплоэнерго» для обеспечения теплоснабжения жилой части Великого Новгорода;

2 – ОАО ТГК-2 для обеспечения теплоснабжения на территории Северного промышленного района №1 г. Великий Новгород.

В соответствии с пунктом 7 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» обе предлагаемые организации соответствуют критериям определения единой теплоснабжающей организации:

- владеют 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;

- имеют достаточный размер собственного капитала;

- обладают способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в обслуживаемой зоне деятельности.

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение обе теплоснабжающие организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности. Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона №190 «О теплоснабжении», орган местного самоуправления городского округа.

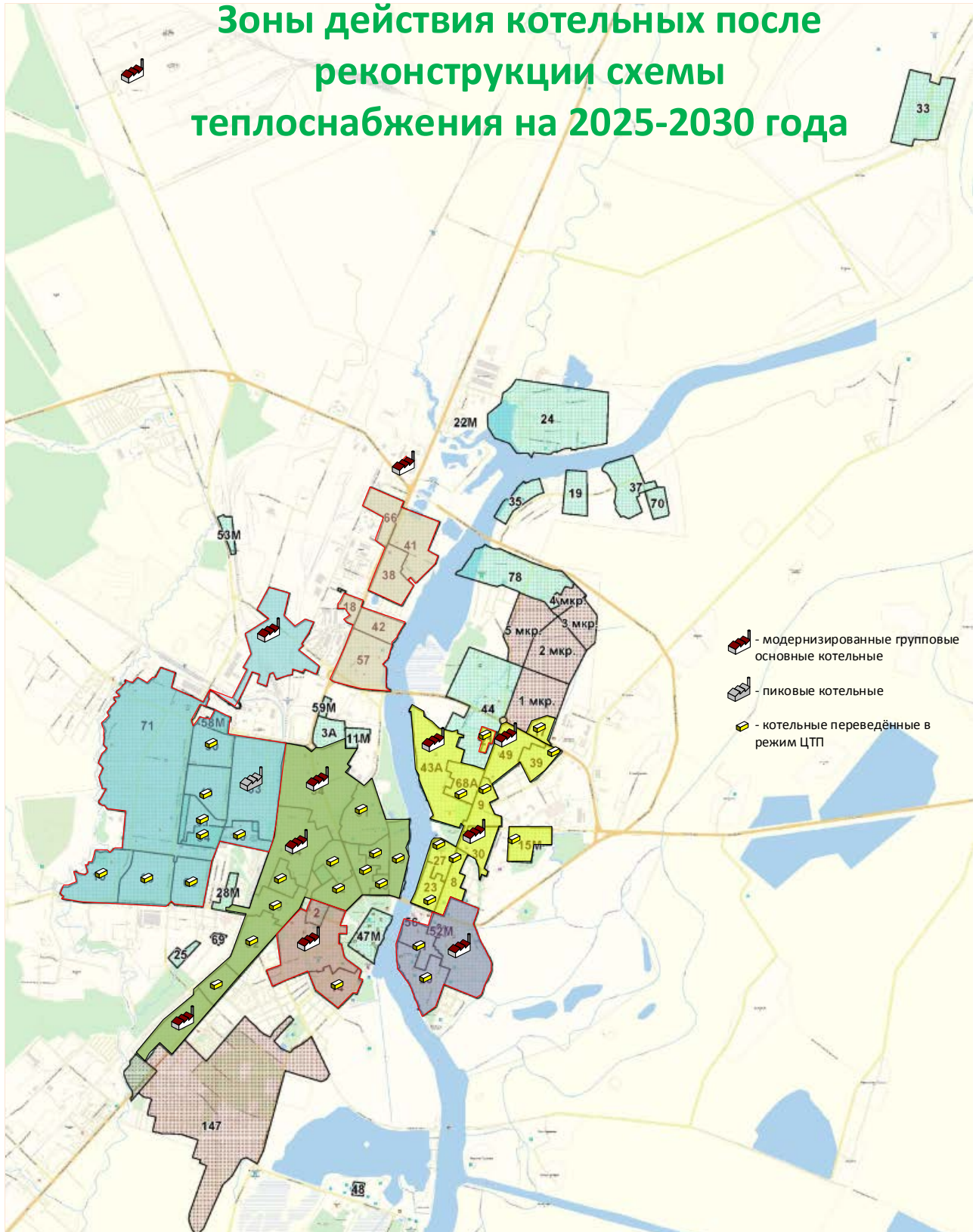
На момент разработки схемы теплоснабжения г. Великий Новгород на признание в качестве ЕТО были поданы две заявки:

2) В жилой части города МУП «Теплоэнерго». Копия заявки и сведения об организации представлены в Приложении 1.

2) В зоне деятельности Северный промышленный район №1 подала «Территориальная генерирующая компания №2» (ОАО «ТГК-2»). Копия заявки и сведения об организации представлены в Приложении 2.

Раздел 9 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Распределение тепловой нагрузки подробно описано в разделах 4 и 5 настоящего отчета. Для наглядности представим завершающую схему объединения котельных.



Развитие схемы теплоснабжения подразумевает глобальное объединение котельных с созданием нескольких крупных тепловых сетей в каждой из которых останутся 1-3 крупных высокоэффективных источника с когенерацией без постоянного обслуживающего персонала. Остальные котельные перейдут в режим ЦТП с полной автоматизацией.

Схема подразумевает выполнение нескольких закольцовок, а также работы нескольких источников на одну сеть. Это очень сильно повысит надежность и эффективность. Позволит максимально загрузить работающее оборудование. При этом внутриквартальный гидравлический режим никак не будет зависеть от работы объединяющей магистрали.

Положительным моментом следует отметить улучшение экологической ситуации города с удалением ряда дымовых труб из центра города. По предварительным расчетам срок окупаемости проектов около 10 лет без значительного повышения тарифной ставки и дополнительных дотаций из бюджета.

Раздел 10 Решения по бесхозным тепловым сетям

Бесхозные тепловые сети в городе имеются, но их немного. В основном это отдельные участки распределительных сетей небольших диаметров. Обслуживание этих сетей предлагается приложить на МУП «Теплоэнерго», виду того что бесхозные сети в основном граничат с сетями МУП «Теплоэнерго». Также МУП «Теплоэнерго» является крупнейшей теплоснабжающей организацией, а следовательно обладает наибольшим эксплуатационным потенциалом.

Приложение 1.

Сополь Р.В.
23.05.14

**МУНИЦИПАЛЬНОЕ
УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА
"Теплоэнерго"**

(МУП "Теплоэнерго")
ул. Нехинская, д. 1а, Великий Новгород, 173015
Тел./факс (816-2) 62-16-50
E-mail: teploenergo@nte.natm.ru; http://teploenergo.nov.ru
ОКПО 03292256, ИНН/КПП 5321058844/532150001

от 19.05.2014 № 1798

О статусе единой
теплоснабжающей организации

Администрация Великого Новгорода
Великий Новгород, ул. Б.Власьевская, д.4
Заместителю Главы Администрации
Великого Новгорода
Беловой М.В.

Уважаемая Марина Викторовна!

В соответствии с разделом II "Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации", утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 года № 808 Муниципальное унитарное предприятие Великого Новгорода "Теплоэнерго" просит Вас присвоить МУП "Теплоэнерго" статус единой теплоснабжающей организации жилой части города Великий Новгород.

Приложение:

1. Сведения о теплоснабжающей организации на 2 л. в 1 экз.
2. Схема зон действия источников тепловой энергии МУП "Теплоэнерго" на 1 л. в 1 экз.
3. Данные бухгалтерского учета на 21 л. в 1 экз.

Генеральный директор



Ю.В. Тропинов

Олехов Максим
тел. 73-91-53, 62-05-71

Администрация Великого Новгорода Канцелярия Входящий № <i>1402-2660-В</i> " <i>22</i> " <i>05</i> 20 <i>14</i> "

Приложение №1
к письму № 1798 от «19» 05 2014г.

Сведения о теплоснабжающей организации

Полное название юридического лица

Муниципальное унитарное предприятие Великого Новгорода «Теплоэнерго»

Организационно-правовая форма организации

Муниципальное унитарное предприятие

Год создания организации

1996 год - предприятие было передано в муниципальную собственность Администрации г. Новгорода

Основное направление деятельности организации

Производство и транспортировка тепловой энергии и горячей воды

ИНН организации

532158844

Юридический адрес

г. Великий Новгород, ул. Нехинская, д. 1а

Индекс

173015

Фактический адрес и адрес для корреспонденции

г. Великий Новгород, ул. Нехинская, д. 1а

Индекс

173015

Телефон организации (с указанием кода города)

8 (8162) 62-19-92

E-mail организации

teploenergo@nte.natm.ru

Руководитель организации (ФИО полностью и должность)

Тропинов Юрий Владимирович – Генеральный директор

Краткая история создания и развития организации

15 июня 1965 года Новгородский горисполком принял решение «О создании Дирекции квартальных котельных и тепловых сетей г. Новгорода» (№ 79 от 15.06.65). С этого момента и началась история образования предприятия. В 1996 году предприятие было передано в муниципальную собственность Администрации г. Новгорода и стало называться Муниципальное унитарное предприятие «Теплоэнерго»

Результаты деятельности, основные достижения организации

МУП «Теплоэнерго» является основным поставщиком услуг по теплоснабжению и горячему водоснабжению в Великом Новгороде. 82 котельных, 49 ЦТП и 5 ИТП

предприятия обеспечивают теплом жителей города. Тепло и горячая вода поступают в более чем 3000 зданий, в том числе в 1616 жилых домов и 762 здания коммунально-бытового назначения - больницы, школы, детские сады, производственные субъекты. МУП "Теплоэнерго" имеет на балансе и обслуживает тепловые сети общей протяженностью 269 км.

Соответствие критериям единой теплоснабжающей организации

- наибольшая установленная тепловая мощность источников на территории жилой части Великого Новгорода в размере 1005,9 Гкал/ч
- наличие резерва тепловой мощности на источниках
- наибольшая протяженность тепловых сетей – 269 км

Задачи, которые решает организация

Обеспечения надежного теплоснабжения жилых зданий и зданий коммунально-бытового назначения

Ожидаемые результаты при признании единой теплоснабжающей организации

- повышение надежности и эффективности теплоснабжения
- повышение эффективности загрузки существующих источников тепловой энергии

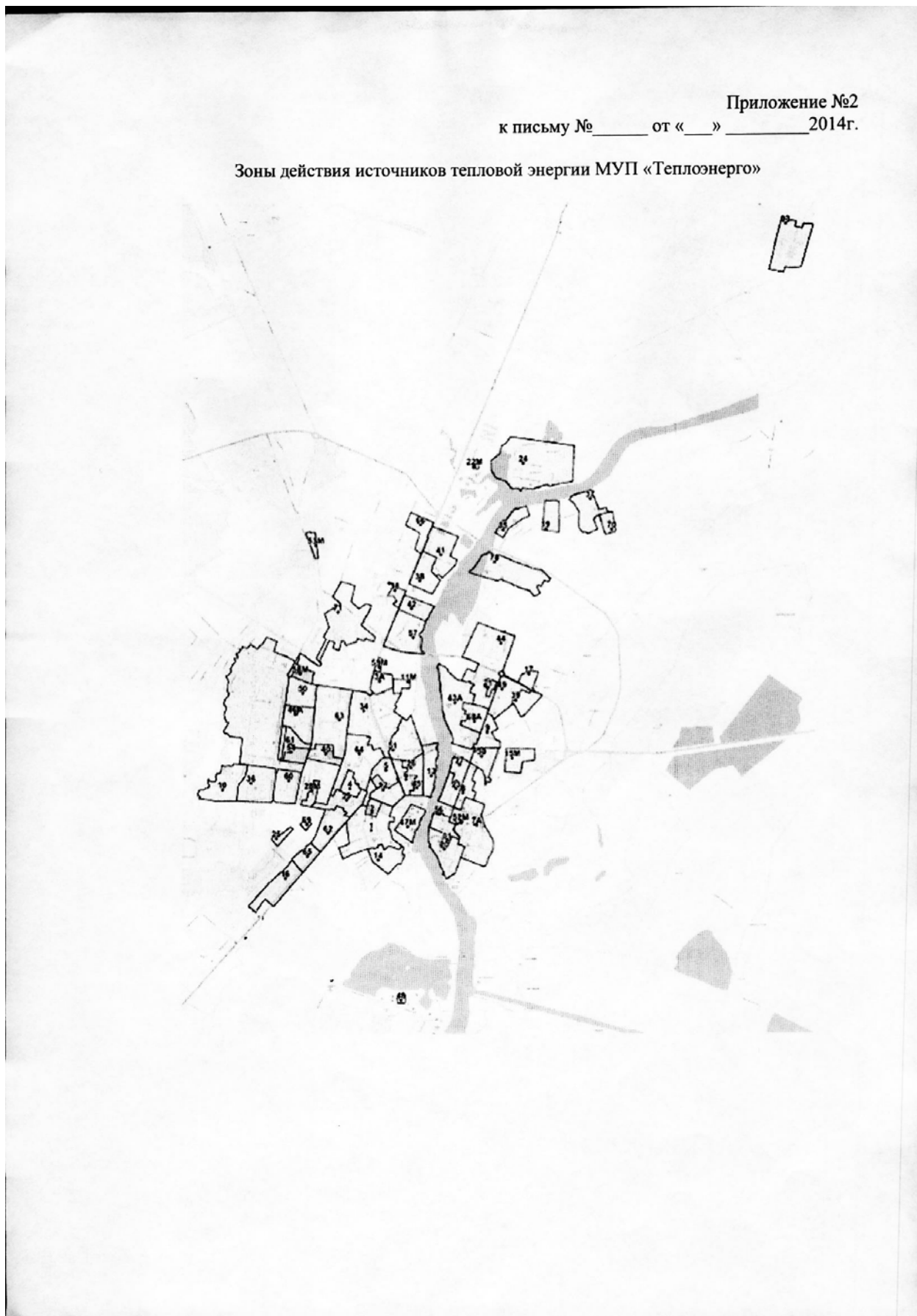
Генеральный директор



Ю.В. Тропинов

Приложение №2
к письму № _____ от «__» _____ 2014г.

Зоны действия источников тепловой энергии МУП «Теплоэнерго»



Приложение 2.

Мининский И.А.
20.12.13



Открытое акционерное общество
**"ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ
ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ №2"**
(ОАО "ТГК-2")
ИНН/КПП 7606053324/997450001
ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО НОВГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ
Вязицкий проезд, д. 42, Великий Новгород,
Новгородская область, 173012
Тел.: (8162) 78-27-22, факс 78-27-21
E-mail: nov@tgc-2.ru
ИНН/КПП 7606053324/532131001
ОКПО 76535270, ОГРН 1057601091151
18.12.2013 № *1350/50.00-13*

Заместителю Главы администрации
города Великий Новгород
М. В. Беловой

О присвоении статуса единой теплоснабжающей
организации

Уважаемая Марина Викторовна!

В соответствии с разделом II «Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 года № 808 Главное управление ОАО «ТГК-2» по Новгородской области просит Вас присвоить ОАО «ТГК-2» статус единой теплоснабжающей организации на территории Северного промышленного района №1 города Великого Новгорода.

Приложение: 1. Сведения о теплоснабжающей организации на 2 л. в 1 экз.

2. Схема Северного промышленного района №1 в г. В. Новгород на 1 л. в 1 экз.

3. Данные бухгалтерского учета на 3 л. в 1 экз.

И.о. Управляющего директора

Ольга Владимировна Северова
(8162) 98-65-21


В. С. Строкин

Администрация Великого Новгорода
Канцелярия

Входящий № *1144-58761-В*

19 " *12* " 2013 г.



	ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области	Интегрированная система менеджмента	стр. 1 из 2
	Управление документацией	Приложение к письму «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации»	Версия 1

Приложение № 1
к письму № _____ от _____ 2013 г.

СВЕДЕНИЯ О ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Полное название юридического лица

Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2» (Главное управление ОАО «ТГК-2» по Новгородской области)

Организационно-правовая форма организации

Открытое акционерное общество

Год создания организации

2006 год – Главное управление ОАО «ТГК-2» по Новгородской области

Основное направление деятельности организации

Производство электрической и тепловой энергии, реализация тепловой энергии в паре и горячей воде

ИНН организации

7606053324

Юридический адрес

г. Ярославль, проспект Октября, д.42

Индекс

150040

Фактический адрес и адрес для корреспонденции

Новгородская область, г. Великий Новгород, Вяжицкий проезд, д.42

Индекс

173012

Телефон организации (с указанием кода города):

8 (8162) 78-27-22

E-mail организации


nov@tgc-2.ru

Руководитель организации (ФИО полностью и должность)

Строкин Виктор Сергеевич – Исполняющий обязанности управляющего директора Главного управления ОАО «ТГК-2» по Новгородской области

Краткая история создания и развития организации

Главное управление ОАО «ТГК-2» по Новгородской области как обособленное структурное подразделение ОАО «ТГК-2» на территории Новгородской области образовано 01 июля 2006 года в результате реструктуризации ОАО «Новгородская

	ГУ ОАО «ТПК-2» по Новгородской области	Интегрированная система менеджмента	стр. 2 из 2
	Управление документацией	Приложение к письму «О присвоении статуса единой теплоснабжающей организации»	Версия 1

генерирующая компания» в форме присоединения к ОАО «ТПК-2» в составе Новгородской ТЭЦ

Результаты деятельности, основные достижения организации:

Успешная сертификация на соответствие международным стандартам менеджмента ISO, OHSAS, расширение рынков сбыта и производства тепловой энергии, надежное обеспечение потребителей, безаварийная работа, успешная реализация инвестиционных проектов, наименьшая себестоимость и тариф на производство и отпуск тепловой энергии на территории Северного промышленного района №1 города Великого Новгорода, обеспечение собственных нужд электрической энергией, работа на ОРЭМ.

Соответствие критериям единой теплоснабжающей организации:

- наибольшая установленная тепловая мощность источников в Северном промышленном районе №1 г. В. Новгород в размере 488 Гкал/час
- наличие резервов тепловой мощности на источниках теплоснабжения

Задачи, которые решает организация:

Обеспечение надежного теплоснабжения объектов промышленной сферы

Ожидаемые результаты при признании единой теплоснабжающей организации:

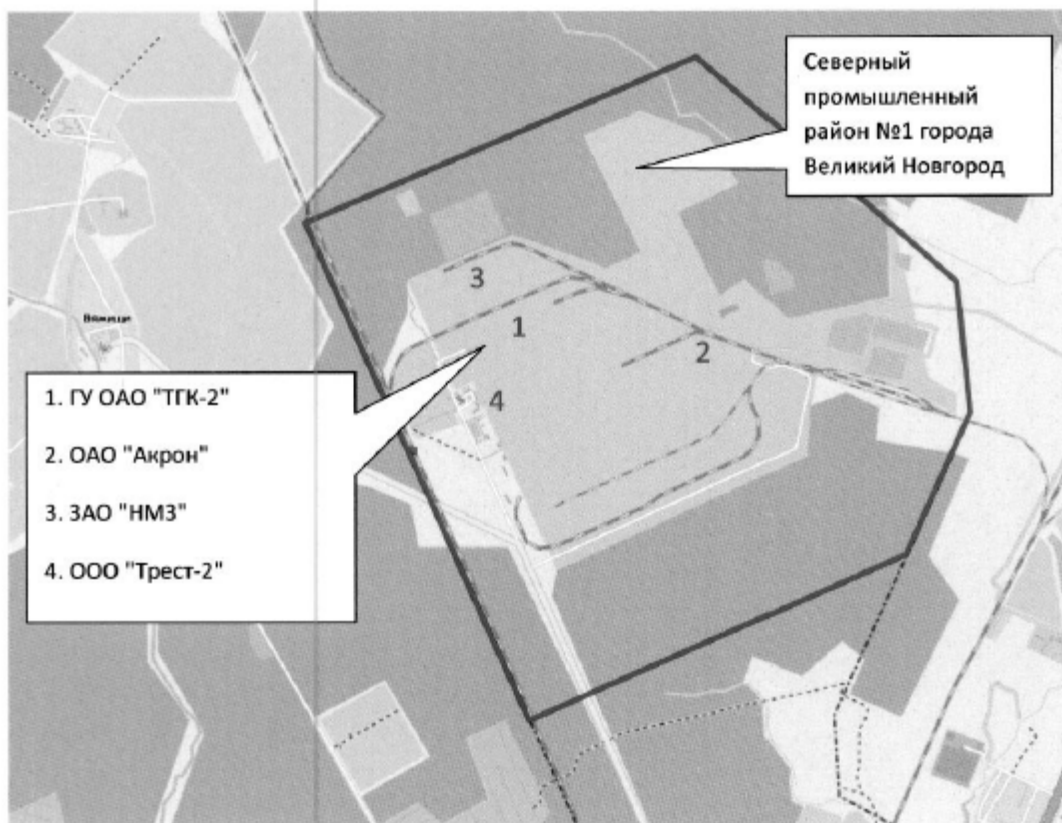
- повышение надежности и эффективности теплоснабжения
- повышение уровня использования и эффективности загрузки существующих источников энергии

ИО управляющего директора



В. С. Строкин

Зона Северного промышленного района №1 г. Великого Новгорода



Список литературы

1. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».
2. СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий.
3. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция, кондиционирование.
4. СНиП 41-02-2003 Тепловые сети.
5. СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
6. СП 23-101-2004 Проектирование тепловой защиты зданий
7. ГОСТ-31168-2003 Здания жилые. Метод определения удельного потребления тепловой энергии на отопление.
8. РД 34.09.255-97 Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях. РАО «ЕЭС России» от 01.01.98.
9. МДС 41-3.2000 Организационно – методические рекомендации по пользованию системами коммунального теплоснабжения в городах и других населенных пунктах Российской Федерации. Госстрой РФ от 21.04.2000 № 92.
10. Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг ПП РФ 23.05.2006 № 306. М.
11. О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам ПП РФ 23.05.2006 № 306. М.
12. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок, - М., МЭРФ.Пр № 115 от 24.03.2003.
13. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети, М. МЭИ, 2001.
14. Справочное пособие и СНиП Строительная климатология, - НИИСФ, 1989.
15. Приказ Минэнерго РФ № 323 от 30 декабря 2008 г. «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных»
16. Приказ Минэнерго РФ № 325 от 30 декабря 2008 г. «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»
17. Федеральный закон № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009.
18. Приказ Минэнерго РФ № 182 от 19.04.2010 г. «Об утверждении требований к энергетическому паспорту, составленному по результатам обязательного энергетического обследования, и энергетическому паспорту, составленному на основании проектной документации, и правил направления копии энергетического паспорта, составленного по результатам обязательного энергетического обследования»
19. Справочное руководство под ред. А.С. Иссерлина «Рациональное использование газа в энергетических установках», - Ленинград «Недра», 1990.
20. «Нормирование расхода газа для отопительных котельных», - Я.М.Торчинский, Ленинград, «Недра», 1991г.
21. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных под ред. Столпнера Е.Б.
22. Методические рекомендации и типовые программы энергообследований систем коммунального энергоснабжения.