



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

Книга 5



Великий Новгород
2014

Заказчик: Администрация г. Великий Новгород

Разработчик: ООО НТЦ «Промышленная энергетика», г.Иваново

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

**Книга 5. Глава 6. Предложения по строительству,
реконструкции и техническому перевооружению источников теп-
ловой энергии**

**Обосновывающие материалы
016/13-06 ОМ**

**Великий Новгород
2014**

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 5

Часть	Обозначение	Наименование Части
1	016/13-05.01	Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления
2	016/13-05.02	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии
3	016/13-05.03	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии
4	016/13-05.04	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии
5	016/13-05.05	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Оглавление

ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ...6

6.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ	6
6.2 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	10
6.2.1 Укрупнение 14 котельных (Софийская сторона)	12
6.2.2 Укрупнение 12 котельных (Торговая сторона)	18
6.2.3 Укрупнение тепловых сетей от котельной №71 (ЛБК)	22
6.2.4 Укрупнение котельных в центре города В.Новгород	27
6.2.5 Подключение ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных.....	29
6.2.6 Подключение ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» к тепловым сетям МУП «Теплоэнерго»	31
6.3 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	39
6.3.1 Реконструкция действующих источников, входящих в централизованную систему теплоснабжения от 14 котельных в Софийской стороне города (по п.6.2.1)	39
6.3.2 Реконструкция действующих источников, входящих в централизованную систему теплоснабжения от 12 котельных в Торговой стороне города (по п.6.2.2)	51
6.3.3 Реконструкция действующих источников, входящих в централизованную систему теплоснабжения от котельной №71 ЛБК (по п.6.2.3).....	59
6.3.4 Реконструкция действующих источников №1+2 и №7+7А.....	63
6.3.5 Модернизация ЦТП, входящих в систему теплоснабжения г. Великий Новгород.....	73
6.3.6 Модернизация котельных №3А, №24, №33, №37, №44, №70.	79
6.4 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ДРУГИЕ ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	93
6.5 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК	93

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

6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

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 МУП «Теплоэнерго», на которых установлен 361 котел различной производительности. Установленная тепловая мощность котельных составляет 1001,424 Гкал/ч. Подключенная нагрузка составляет 800,941 Гкал/ч. Процент загруженности суммарно по всем котельным составляет 79,5 % и меняется от 12,8% (котельная №56м) до 116,9% (котельная №48м). С перегрузкой по тепловой мощности работают 10 котельных. Сравнение котельных по загрузке представлено на рисунке 6.1.1.

Из общего количества котлов 132 агрегата (36,5%) эксплуатируются со сроком службы, превышающим установленный ресурс. 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 6.1.1-6.1.2). 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 1237,89 руб./Гкал, что превышает действующий тариф. Соответственно по остальным котельным этот показатель равен 1143,78 руб./Гкал для котельных тепловой мощностью от 10 до 50 Гкал/ч и 959,3 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.

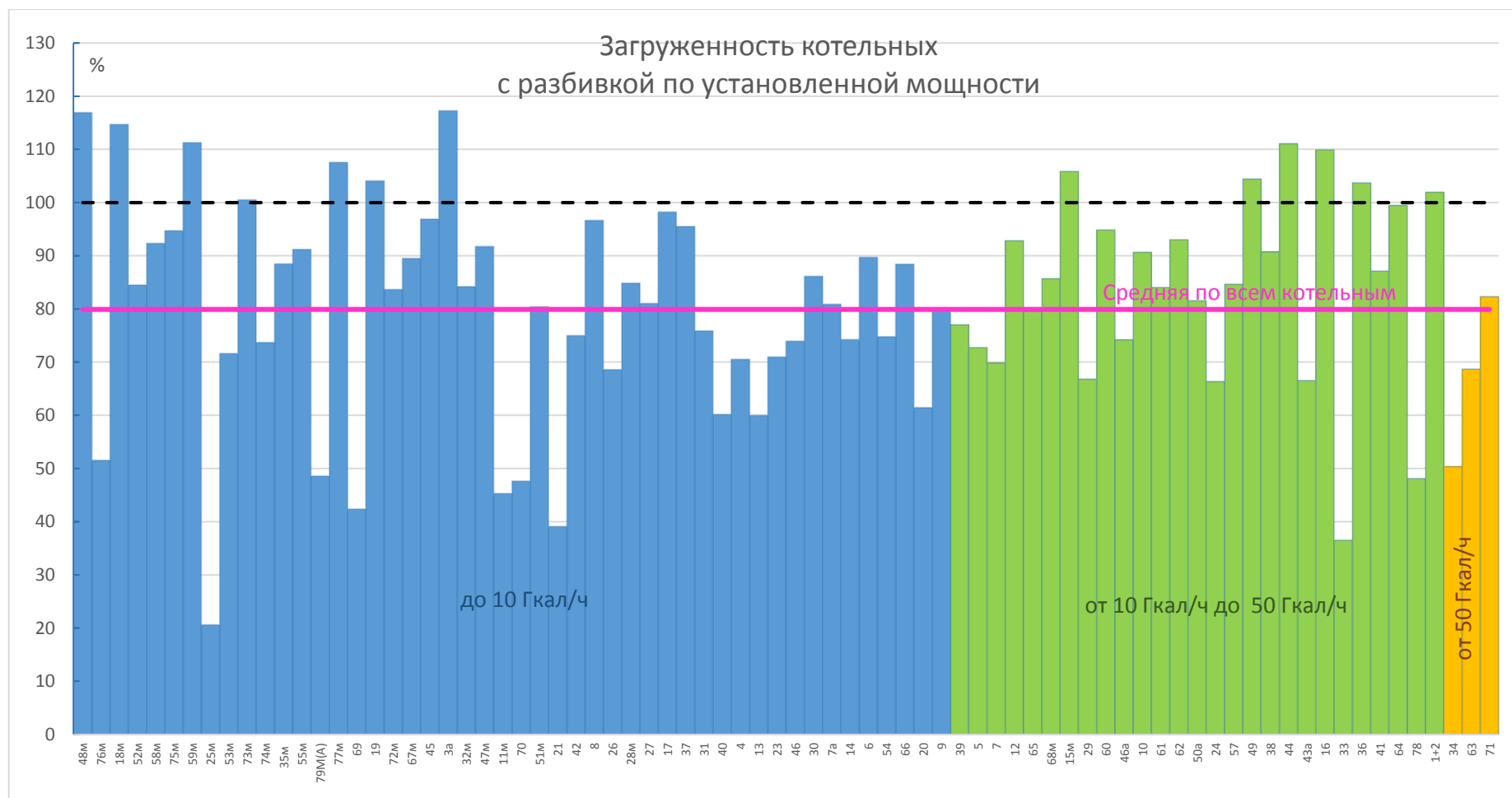


Рисунок 6.1.1 Загруженность по тепловой нагрузке котельных МУП «Теплоэнерго»

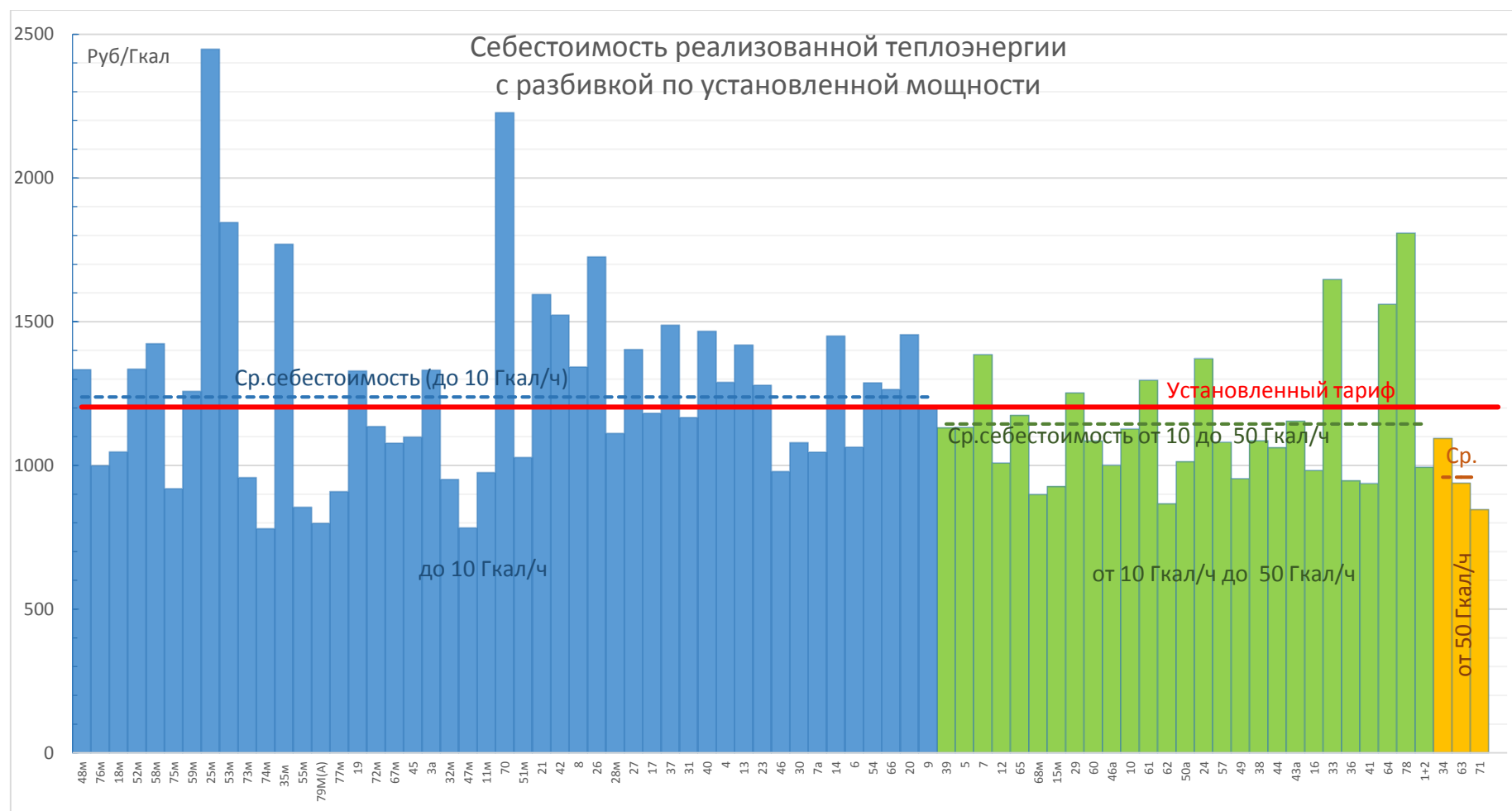


Рисунок 6.1.2 Сравнение себестоимости отпуска тепловой энергии по котельным МУП «Теплоэнерго»

Анализ данных по себестоимости отпуска тепловой энергии с котельных мощностью до 10 Гкал/ч (рисунок 6.1.2) 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, №70 и №78. 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 6.1.1.

Таблица 6.1.1 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	2,999
Процент загрузки	%	20,6	91,7
Выработка тепловой энергии	Гкал	533,8	6562,64
Собственные нужды	Гкал	8,01	75,16
Тепловые потери	Гкал	102,18	284,33
Процент тепловых потерь	%	19,14	4,33
Реализация тепловой энергии	Гкал	423,61	6204,15
Расходы по статьям: в т.ч.	тыс.руб. (%)	988,74 (100%)	4746,83 (100%)
- топливо	тыс.руб. (%)	328,83 (33,3%)	2360,72 (49,8%)
- электроэнергия	тыс.руб. (%)	166,39 (16,8%)	963,48 (20,3%)
- вода	тыс.руб. (%)	0,43 (0%)	5,09 (0,1%)
- оплата труда с ЕСН	тыс.руб. (%)	25,07 (2,5%)	367,09 (7,7%)
- амортизация	тыс.руб. (%)	453,42 (45,9%)	852,46 (18%)
- управленческие расходы	тыс.руб. (%)	7,88 (0,8%)	115,37 (2,4%)
- прочие	тыс.руб. (%)	6,72 (0,7%)	82,62 (1,7%)
Себестоимость реализованной тепловой энергии	руб./Гкал	2448,32	782,7
Тариф	руб./Гкал	1202,97	

Анализ данных таблицы 6.1.1 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.

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. 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 себе-

стоимость 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 (п. 4.1 Главы 4).

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

6.2 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

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. Обеспечение максимальной загрузки наиболее крупных и эффективных источников с переводом части котельных в режим ЦТП.
4. Удаление источников выброса вредных веществ (дымовых труб котельных) от исторического центра города.

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

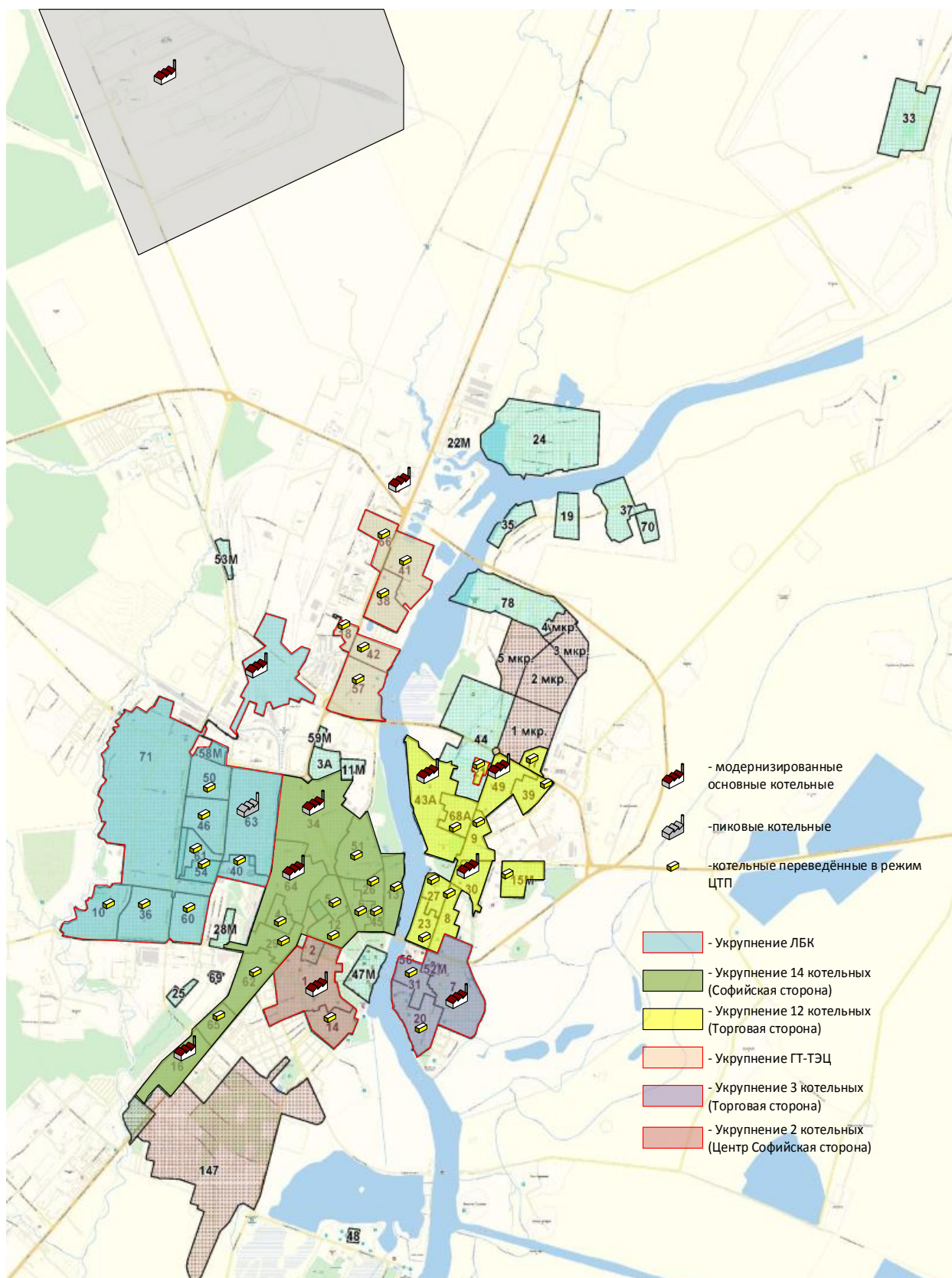


Рисунок 6.2.1 Перспективная схема развития системы теплоснабжения города

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.

У ряда котельных присутствует паровая нагрузка. Ввиду ее небольшой величины на данном этапе она упускается. На стадии проектирования следует рассмотреть этот вопрос подробнее. На первом этапе модернизации возможно использовать существующее оборудование. Впоследствии можно рекомендовать к установке небольшие модульные парогенераторы непосредственно у потребителей. В расчете затрат на предлагаемые мероприятия учтена стоимость парогенераторов по укрупненным нормам.

Всего предлагается провести 6 объединений по котельным МУП «Теплоэнерго» с последующим подключением части тепловой нагрузки города к ТЭЦ «ТГК-2» и ГТ-ТЭЦ Энерго.

Подробности по каждому объединению рассмотрены отдельно.

6.2.1 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. В межотопительный период теплоснабжение будет осуществляется по такой же схеме, для покрытия нагрузки ГВС со срезкой на подающем трубопроводе 70 °С. Новые магистрали планируется прокладывать максимально близко к существующим распределительным сетям, дорогам и зданиям для уменьшения работ по геологическим изысканиям вновь прокладываемых сетей.

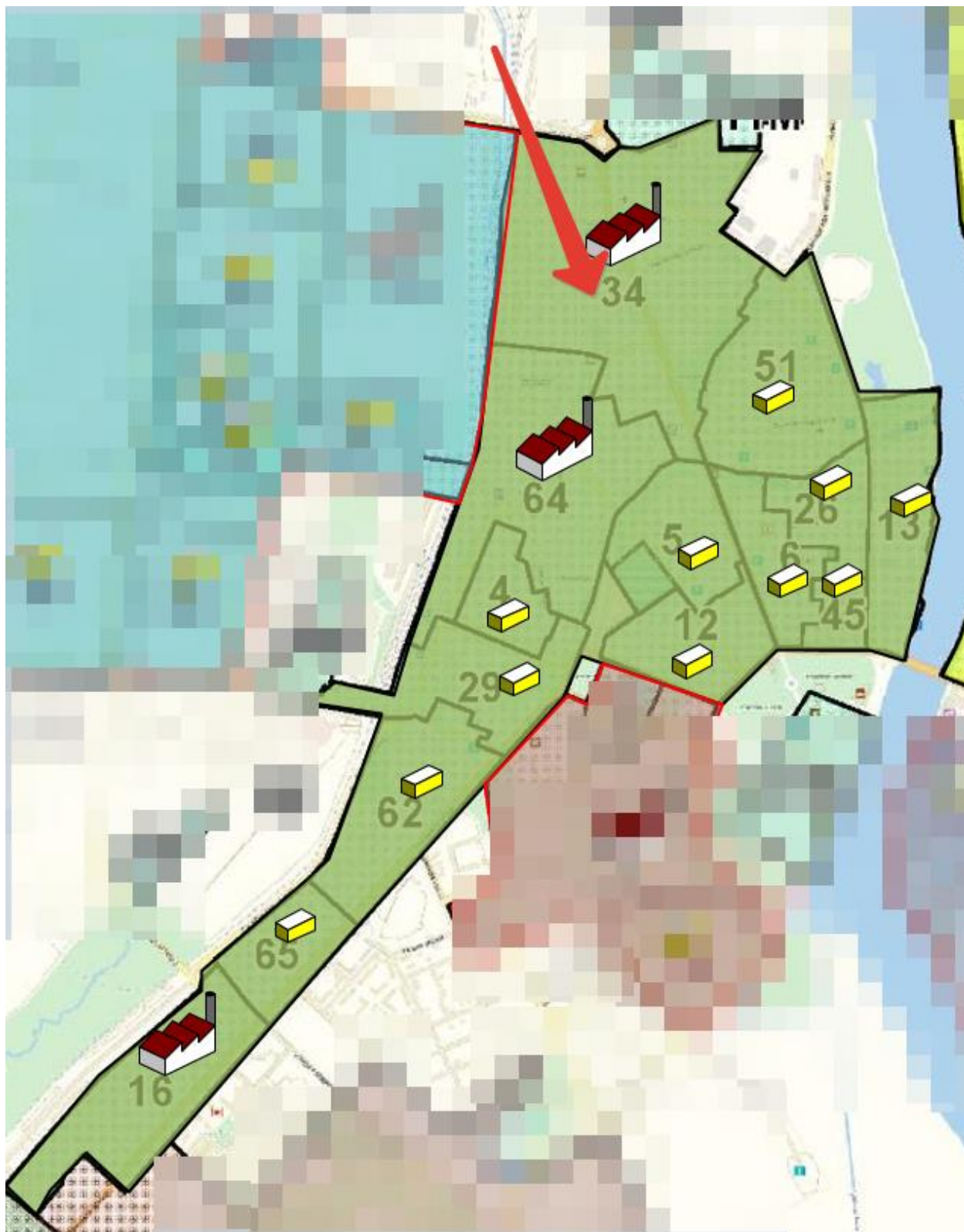


Рисунок 6.2.2 Схема укрупнения 14 котельных в левобережной части города

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). ЦТП 6201 от котельной №62 остается работать в прежнем режиме.

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 2015г. котельная №64 до мощности 35 Гкал/ч, параллельно в этот же год строится магистраль до котельной №4. В 2016 году котельная №4 переводится в режим ЦТП и начинает работать от общей новой магистрали, которую питает тепловой энергией модернизированная котельная №64. В этом же 2016 году магистраль достраивается до котельных №5, №6 и №26. В следующий 2017 год эти котельные подключаются к общей магистрали в качестве ЦТП. Далее установленная мощность котельной №64 исчерпывается и в 2018 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.

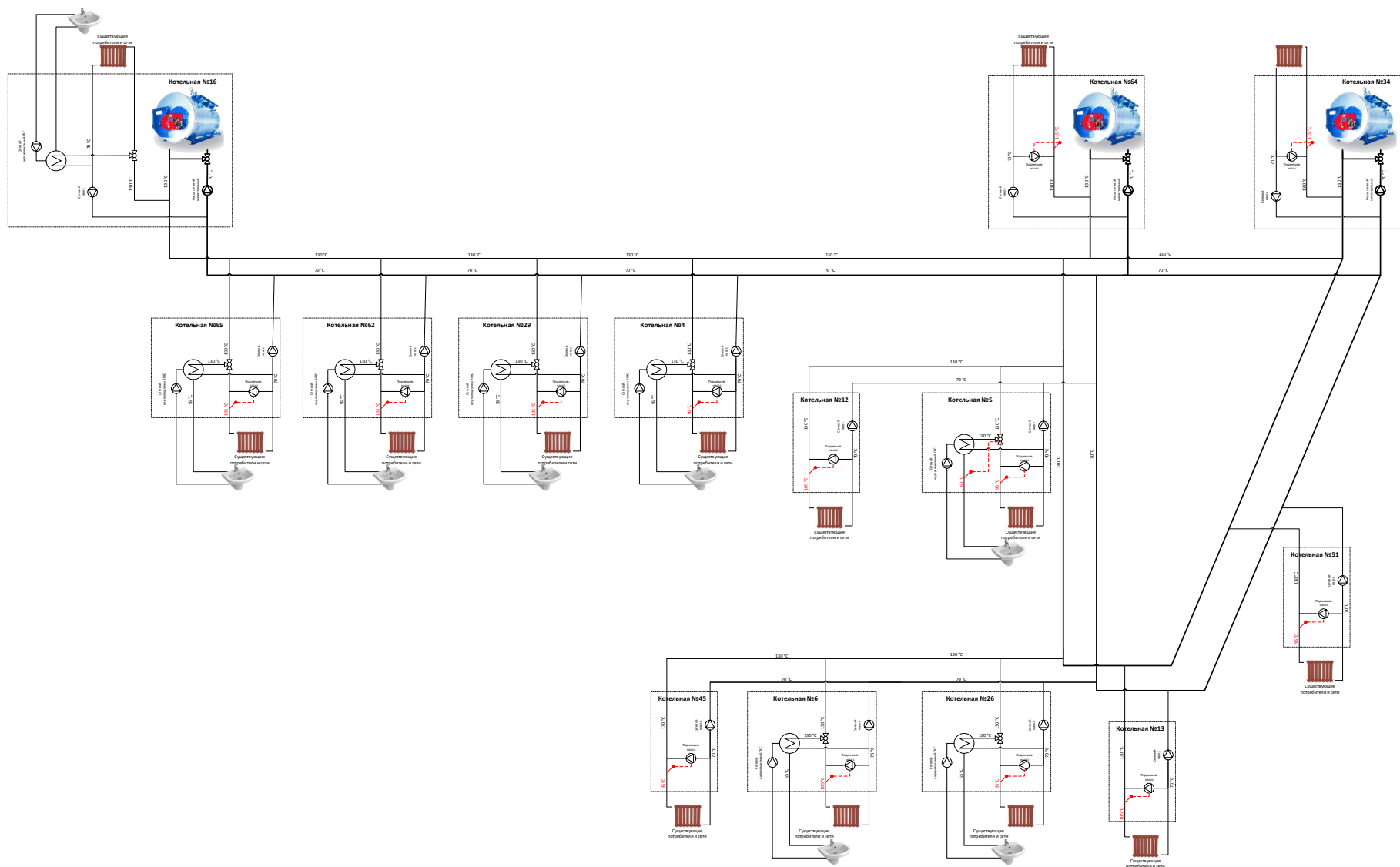


Рисунок 6.2.3 Схема технологического подключения потребителей после укрупнения 14 котельных

Таблица 6.2.1 График объединения, модернизации и реконструкции 14 котельных

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч подкл.+ пер- спект.	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								
14	65	ул. Октябрьская, д.4к.3	перевод в режим ЦТП	4								

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч подкл.+ пер- спект.	Год реализации							
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
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									

6.2.2 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. С целью снижения расхода воды в тепловой сети предлагается работа котельных по температурному графику 130/70 °С. В межотопительный период теплоснабжение будет осуществляться по такой же схеме, для покрытия нагрузки ГВС со срезкой на подающем трубопроводе 70 °С.

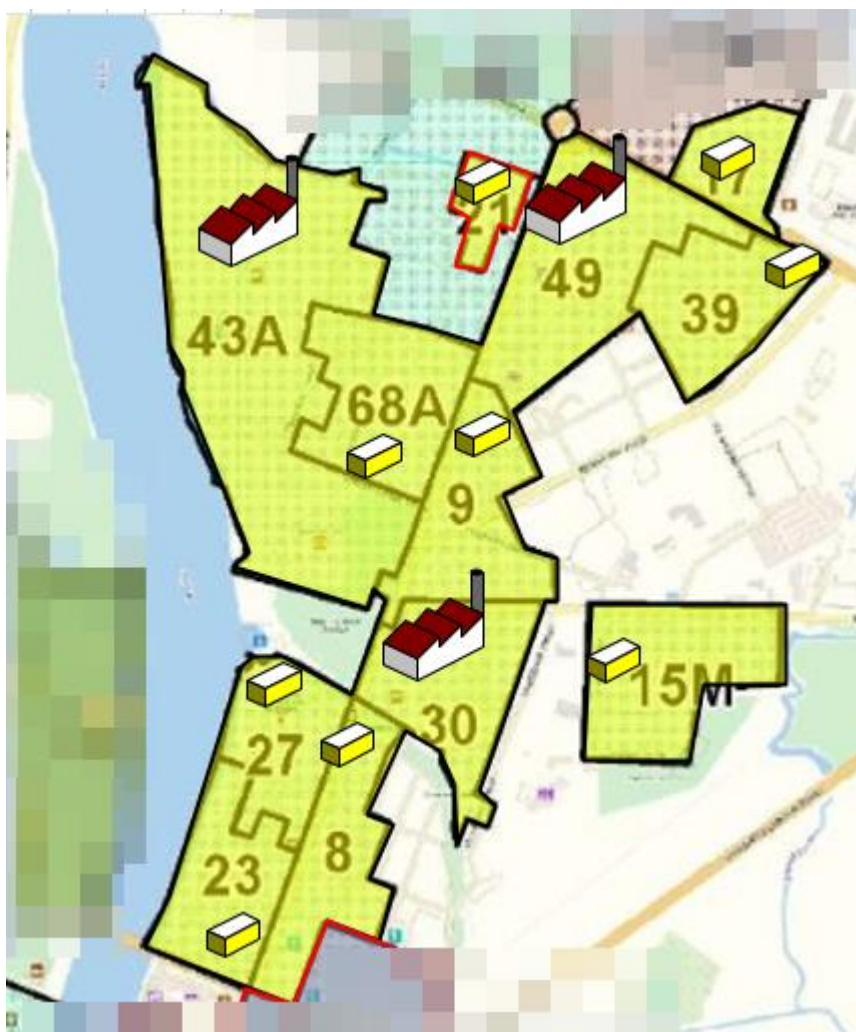


Рисунок 6.2.4 Схема укрупнения 12 котельных в Торговой стороне города

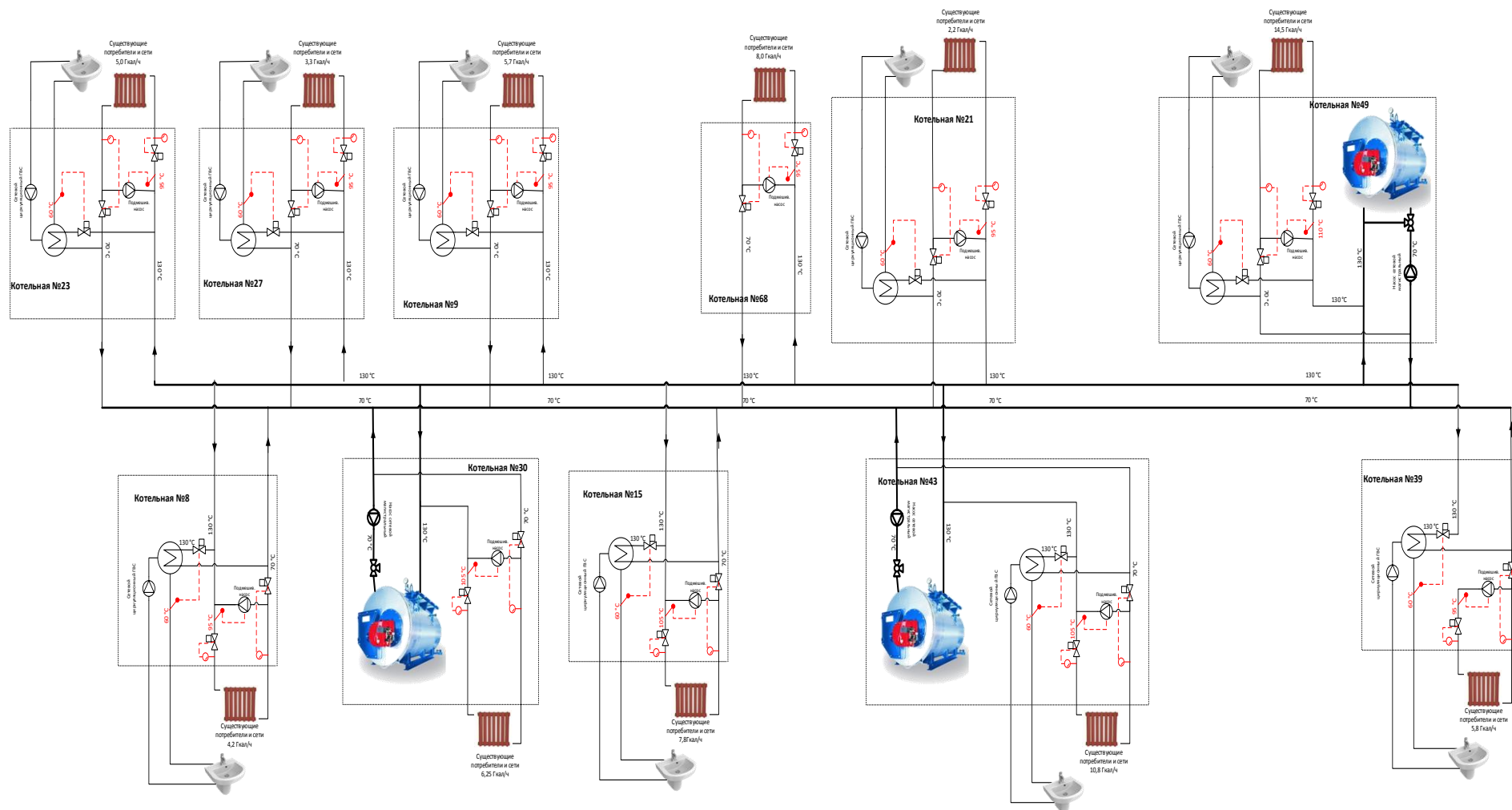


Рисунок 6.2.5 Схема технологического подключения потребителей после укрупнения 12 котельных

Таблица 6.2.2 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 котель- ной	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 котель- ной	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 котель- ной	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								

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч подкл.+ пер- спект.	Год реализации							
					2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ												
1	30+8	ул.Заставная, 2 - Гера- сим.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									

6.2.3 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.

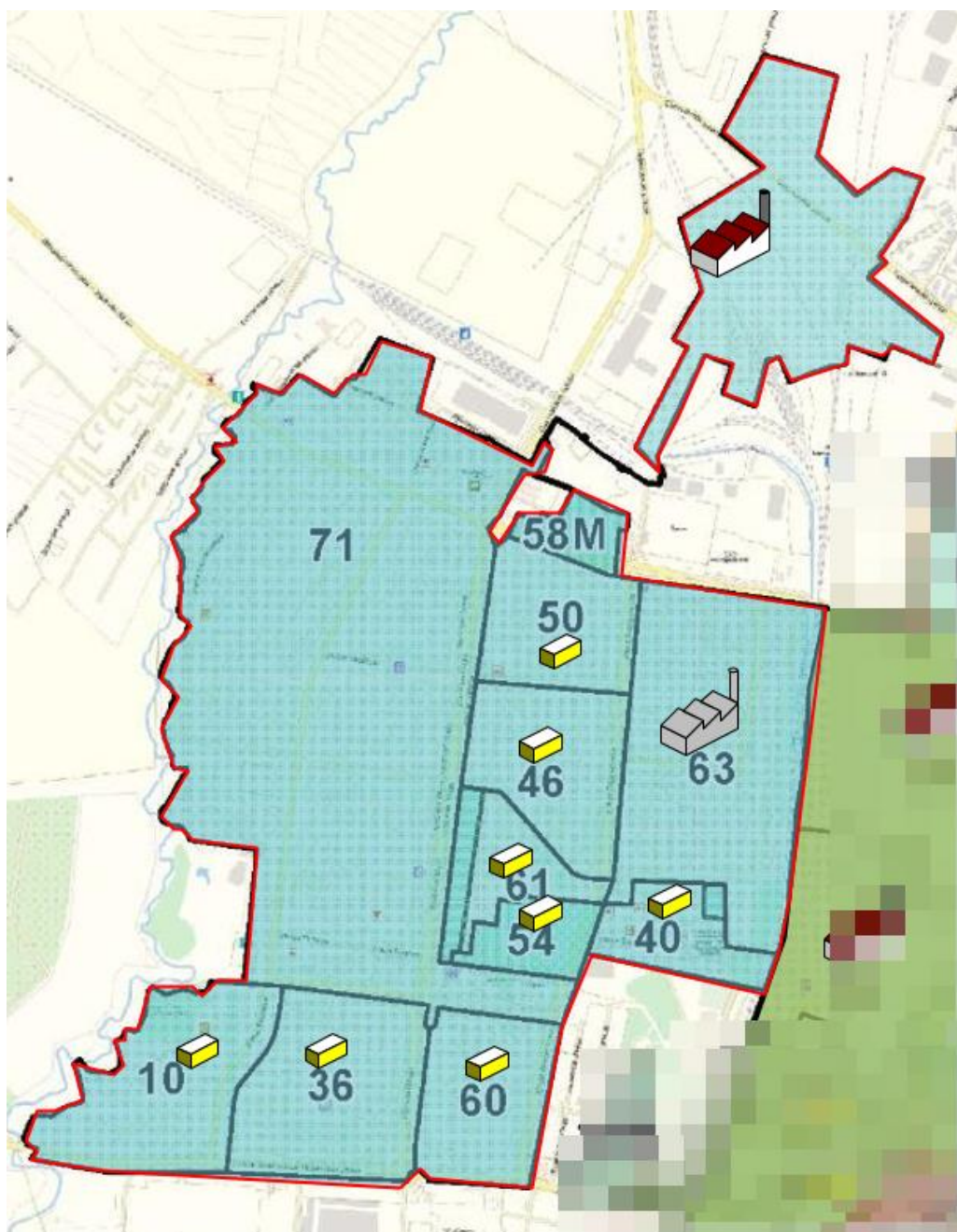


Рисунок 6.2.6 Схема объединения тепловых сетей от 9 котельных с присоединением нагрузки к ЛБК

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 заключатся 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 2030 ГОДА

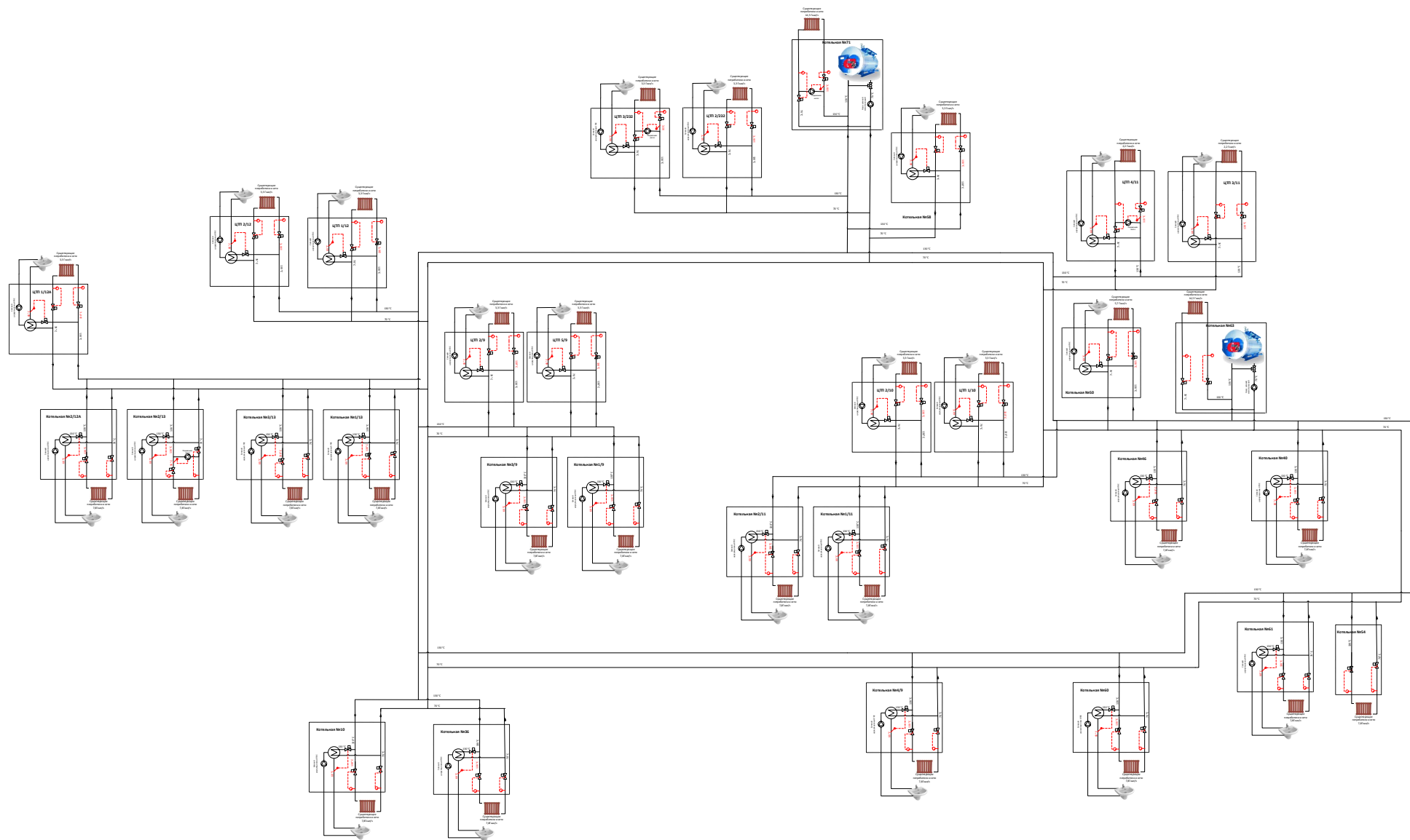


Рисунок 6.2.7 Схема технологического подключения потребителей после укрупнения тепловых сетей от 9 котельных

Таблица 6.2.3 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 со строительством ЦТП	32							

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

6.2.4 Укрупнение котельных в центре города В.Новгород

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

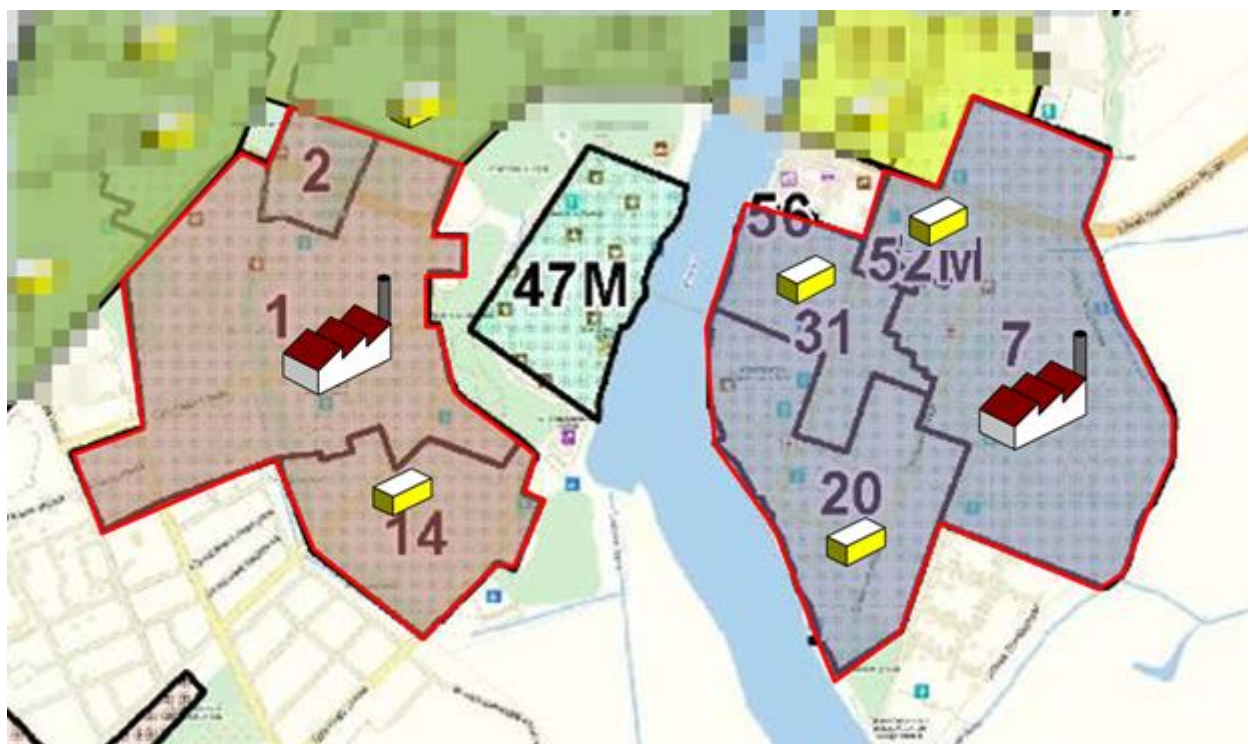


Рисунок 6.2.8 Схема объединения тепловых сетей от котельных в центре города

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.

Котельная №7, 7а ввиду большого срока службы котлов модернизируется раньше предполагаемого объединения в 2016 году.

Таблица 6.2.4 График объединения, модернизации и реконструкции 5 котельных в центре города

N п/п	Номер котельной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, Гкал/ч	Год реализации				
					2016	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					
6	52М	ул. Михайлова, д.11а	первод котельной в режим ЦТП	0,6					
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ									
1	1+14	пер.Цветочный, 9 - Кабер.Власьевская, 21	закольцовка						
2	1+2	пер.Цветочный, 9	перекладка с увеличением диаметра						
3	7+31	ул.Панкратова, 30 - Михайлова, 11	закольцовка 4-х котельных						
4	31+20	ул.Михайлова, 11 - Никольская, 14							
5	7+52М	ул.Панкратова, 30 - ул. Михайлова, 42/1							

6.2.5 Подключение ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных

В настоящее время ОАО "ГТ-ТЭЦ Энерго", которой принадлежит Газотурбинная ТЭЦ В.Новгорода, признано банкротом. 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 (на первом этапе без демонтажа основного котельного оборудования).



Рисунок 6.2.9 Схема подключения ГТ-ТЭЦ к тепловым сетям существующих котельных

Таблица 6.2.5 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					
6	18	ул. Сенная, 7/1	перевод в режим ЦТП	0,8					
7	Но- вострой	ул.Б.С.-Петерб., д106, к.7	перевод в режим ЦТП	8					
ЗАКОЛЬЦОВКА КОТЕЛЬНЫХ									
1	ГТ- ТЭЦ+66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	прокладка магистрали						
2	66+41	ул. Щусева, д.9	прокладка магистрали						
3	41+38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	прокладка магистрали						
4	38+42	ул. П.Левитта, 22/1	прокладка магистрали						
5	42+57	ул. П.Левитта, д.10к.3	прокладка магистрали						
6	42+18	ул. Сенная, 7/1	прокладка магистрали						
7	+Кот.148 кв Но- вострой	ул.Б.С.-Петерб., д106, к.7	прокладка магистрали						

На ряде котельных №38, №41 и №66 установлены котлы с большим сроком службы, требующие скорейшей модернизации. Поэтому до реализации мероприятия по объединению котельных необходимо провести работу по продлению срока службы котлоагрегатов.

Работы следует проводить согласно СО 153-34.17.469-2003. Инструкция по продлению срока безопасной эксплуатации паровых котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа включительно и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С.

Работы по продлению срока безопасной эксплуатации котла (техническое диагностирование котлов) подразумевают:

- анализ технической (проектной, конструкторской, эксплуатационной, ремонтной) документации;
- наружный и внутренний осмотры;

- измерение овальности и прогиба барабанов, овальности гибов необогреваемых трубопроводов, прогиба коллекторов, наружного диаметра труб поверхностей нагрева, колокольчиков, диаметра и высоты головок заклепок заклепочных соединений; измерение размеров выявленных дефектов (коррозионных язв, трещин, деформаций и др.);
- контроль сплошности основного металла элементов, сварных и заклепочных соединений неразрушающими методами дефектоскопии;
- ультразвуковой контроль толщины стенки элементов;
- определение твердости металла барабанов и коллекторов с помощью переносных приборов;
- разрушающий контроль химического состава, свойств и структуры материала элементов (при необходимости);
- оценку степени коррозионно-эрозионного износа;
- расчеты на прочность элементов (при необходимости);
- гидравлическое испытание котла пробным давлением, проводимое в установленном порядке в соответствии с действующей НД;
- анализ результатов контроля, исследований, прочностных расчетов и гидравлического испытания;
- прогнозирование возможности, рабочих параметров, условий и срока дальнейшей безопасной эксплуатации котла, а также периодичности, объемов и методов последующего контроля.

На основании диагностирования разрабатывается итоговое заключение о его техническом состоянии, возможности, рабочих параметрах и сроке дальнейшей безопасной эксплуатации с рекомендациями мероприятий по контролю металла на продлеваемый период.

По результатам работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации котлов, отработавших назначенный срок службы, принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на расчетных или разрешенных параметрах;
- продолжение эксплуатации с ограничением параметров;
- ремонт;
- реконструкция;
- использование по иному назначению;
- вывод из эксплуатации с заменой.

6.2.6 Подключение ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2» к тепловым сетям МУП «Тепло-энерго»

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.

Следует отметить, что ТЭЦ «ТГК-2» 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.

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.

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.

Показатели работы ТЭЦ «ТГК-2» представлены в таблице 6.2.6, а сведения по котельным МУП «Теплоэнерго» в рассматриваемом районе представлены в таблице 6.2.7.

Таблица 6.2.6 Техничко-экономические показатели ТЭЦ ГУ ОАО «ТГК-2»

Наименование показателей	Величина
Установленная мощность:	
- электрическая, МВт	344
- тепловая, Гкал/ч	488
Максимально-часовая тепловая нагрузка, Гкал/ч	278
Годовая выработка электроэнергии, млн. кВтч, / в том числе по теплофикационному циклу	1122,9 / 291,5
Годовой отпуск электроэнергии, млн. кВтч	1039,3
Годовой отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал	1153,75
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.	516,4
Годовой расход натурального топлива по видам:	
- газ, млн. м ³	441,2
- уголь тыс. т н.т.	11,2
Удельный расход условного топлива:	
- на отпуск электроэнергии, т у.т./кВтч	325,0
- на отпуск теплоэнергии, кг у.т./Гкал/ч	154,85

Перспектива развития ГУ ОАО «ТГК-2» по Новгородской области, в первую очередь, связана со строительством тепловой магистрали от Новгородской ТЭЦ для подклю-

чения тепловых сетей городских котельных (ЛБК и группу из шести котельных №66, 41, 38, 18, 42, 57).

Размещение теплоисточников и тепловых сетей (существующее положение) представлено на рисунке 6.2.10.

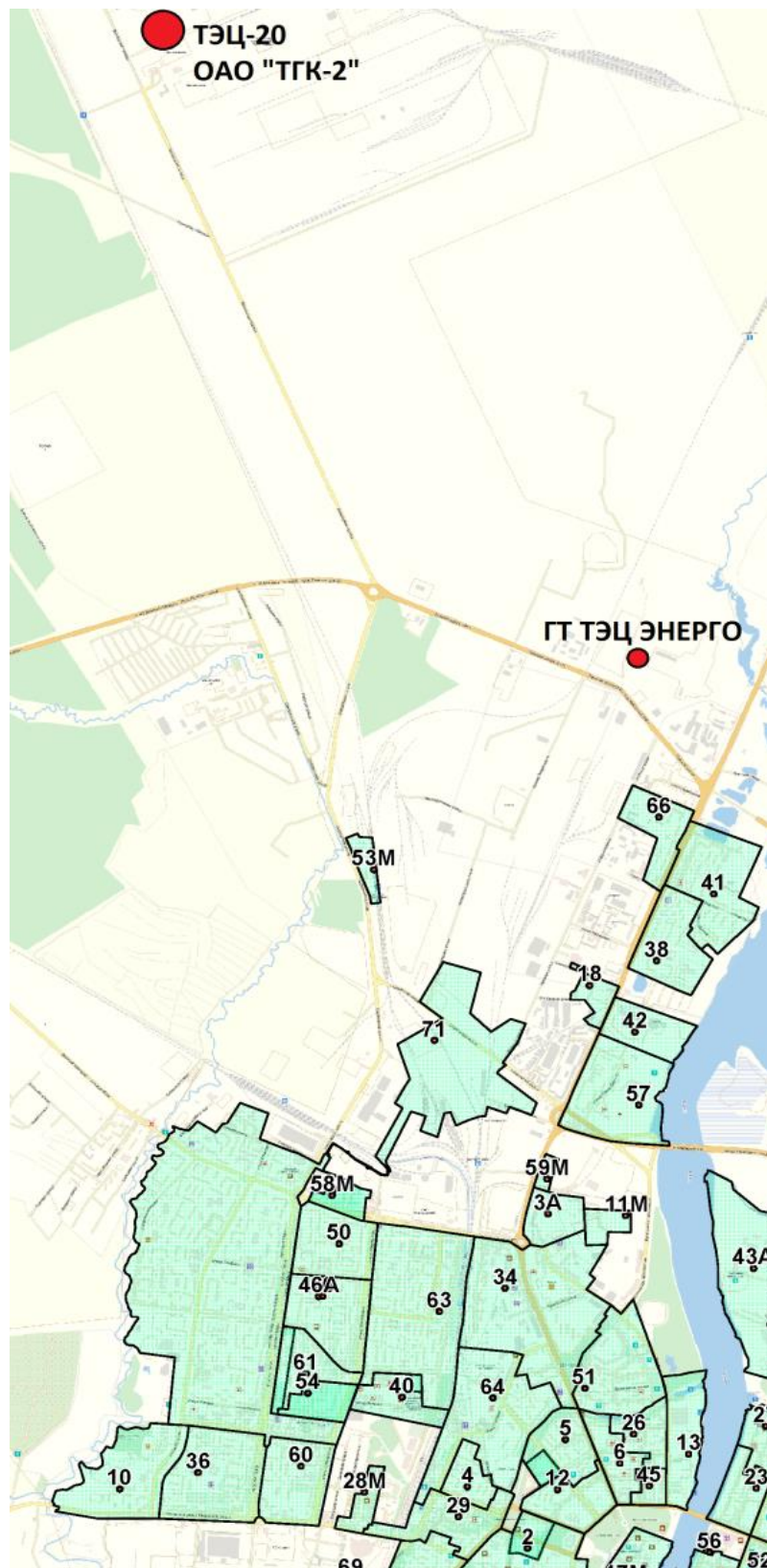


Рисунок 6.2.10 Размещение источников теплоснабжения г. Великий Новгород

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 теплопотребления представлена в таблице 6.2.8.

Таблица 6.2.7 Тепловые нагрузки котельных в рассматриваемом районе

Наименование теплоисточника	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	Отопление	Вентиляция	Горячее водо- снабжение (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

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.

Подключение ТЭЦ «ТГК-2» к ЛБК следует производить после объединения 11 котельных, описанных в разделе 6.2.3. В случае непринятия решения о подключении ГТ-ТЭЦ к существующим тепловым сетям города, целесообразно рассмотреть вопрос о подключении к объединенной тепловой сети 6-ти котельных, описанных в разделе 6.2.5. В этом случае подключение объединенных котельных производится не к ГТ-ТЭЦ, а к ЛБК с прокладкой линии диаметром D=500 мм до зоны действия котельных №66, №41, №38, №18, №42, №57 с последующим разветвлением.

Тепловые сети предлагается 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 6.2.8.

Таблица 6.2.8 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

Тепловую нагрузку района в размере 342,9 - 200=142,9 Гкал/ч предусматривается обеспечивать от Левобережной котельной, переводимой в пиковый режим для совместной работы с ТЭЦ «ТГК-2».

Для осуществления предлагаемого сценария развития схемы теплоснабжения необходимо выполнить следующие мероприятия:

- оборудовать на ТЭЦ «ТГК-2» теплофикационный узел, состоящий из пароводяных теплообменников суммарной тепловой мощностью 200 МВт (суммарные нормативные тепловые потери в трубопроводах магистрали составляют порядка 2,5 МВт);
- модернизировать котельную №71 с увеличением тепловой мощности за счет использования паровой составляющей тепловой нагрузки;
- оборудовать в котельной №71 теплообменную станцию, состоящую из водоводяных теплообменников суммарной тепловой мощностью 200 МВт;
- проложить тепловую магистраль от ТЭЦ «ТГК-2» до котельной диаметром 800 мм и длиной 10 км.;
- модернизировать существующие ЦТП, подключенные к котельной №71;
- реконструировать 10 котельных для работы в режиме ЦТП;
- реконструировать распределительные тепловые сети от существующих котельных, в том числе прокладка новых участков, с возможностью объединения их в единую систему теплоснабжения.

При разработке мероприятия принято:

- присоединение новых потребителей обеспечивается по независимой схеме;
- температурные графики от котельных, переводимых в режим ЦТП, до потребителей сохраняются в соответствии с существующими графиками в базовом периоде.

Таблица 6.2.9 План модернизации системы теплоснабжения после подключения ТЭЦ «ТГК-2»

N п/п	Номер ко- тель- ной	Адрес объекта	Перечень работ	Нагрузка, МВт подкл.+ перспект	Период проведения модернизации			
					2021	2022	2023	2024
I	МОДЕРНИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ							
1	ТЭЦ «ТГК-2»	Северная промзона	модернизация узла теплофи- кации ТЭЦ	200				
2	71	Сыровское ш., д.23	модернизация	210+123				
3	42	ул. П.Левитта, 22/1	перевод ко- тельной в ре- жим ЦТП	4				
4	57	ул. П.Левитта, д.10к.3	перевод ко- тельной в ре- жим ЦТП	15				
5	38	ул. Б.С-Петербургская, д.112	перевод ко- тельной в ре- жим ЦТП	20				
6	66	ул. Б.С-Петербургская, д.161а	перевод ко- тельной в ре- жим ЦТП	10				
7	41	ул. Щусева, д.9	перевод ко- тельной в ре- жим ЦТП	26				
8	18	ул. Сенная, 7/1	перевод ко- тельной в ре- жим ЦТП	0,8				

II	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ							
1	НТЭЦ+71	Промзона - Сырковское ш., д.23	прокладка магистрали	-				
2	71+57+42	ул. П.Левитта, д.10к.3 ул. П.Левитта, 22/1	прокладка магистрали	-				
3	71+18+38	ул. Сенная, 7/1 ул. Б.С-Петербургская, д.112	прокладка магистрали	-				
4	71+66+41	ул. Б.С-Петербургская, д.161а ул. Щусева, д.9	прокладка магистрали	-				

Ключевым преимуществом рассматриваемого варианта развития является использование резерва тепловой мощности, имеющейся на ТЭЦ ОАО «ТГК-2», для теплоснабжения жилой зоны города. Кроме того, объединение тепловых сетей обеспечивает более полную загрузку имеющихся резервов тепловых мощностей МУП «Теплоэнерго», что за счет неизменности постоянных затрат фактически минимизирует удельные затраты на производство 1 Гкал тепловой энергии.

Недостатком этого варианта является необходимость строительства протяженной магистрали тепловой сети и впоследствии значительные тепловые и гидравлические потери в ней. Кроме того, не определен инвестор и будущий владелец этой магистрали.

Окончательное решение по вопросу подключения ТЭЦ ОАО «ТГК-2» к теплоснабжению жилых районов города является в большей степени административным и политическим и в меньшей степени техническим. Решение должно быть крайне взвешенным и базироваться на тщательном анализе всех основных преимуществ и недостатков предложенных вариантов развития системы теплоснабжения.

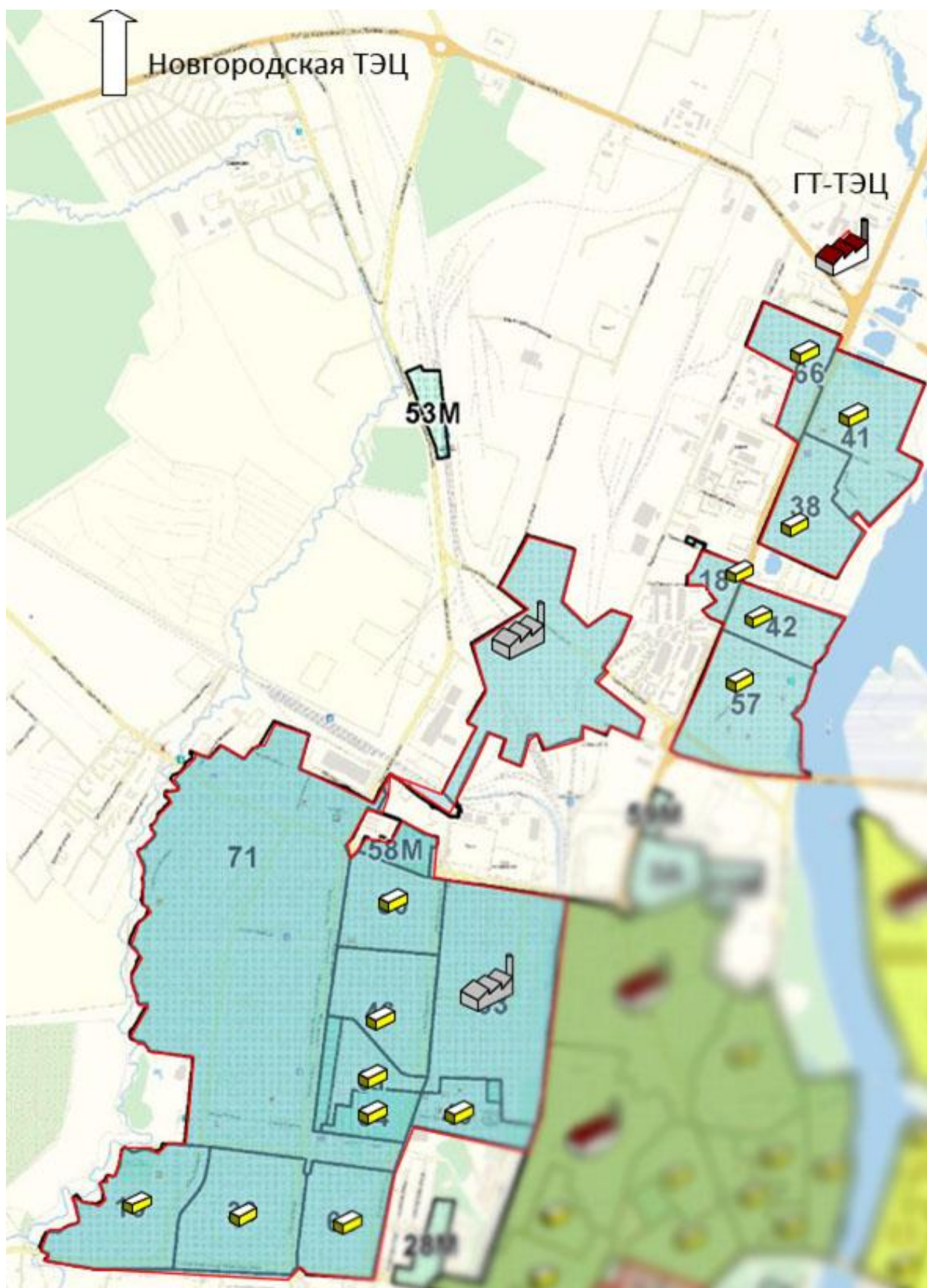


Рисунок 6.2.12 Перспективная зона действия ЛБК и группы шести котельных (№66, №41, №38, №18, №42, №57) с подключенной ТЭЦ «ТГК-2»

6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

6.3.1 Реконструкция действующих источников, входящих в централизованную систему теплоснабжения от 14 котельных в Софийской стороне города (по п.6.2.1)

Модернизация котельных №64, №34 и №16

Котельная №64 отдельно стоящее здание, расположенное по адресу: ул. Германа, д.23а. Установленная мощность котельной –25,227 Гкал/час (29,339МВт).

В качестве основного вида топлива в котельной используется природный газ. Присоединение систем отопления потребителей осуществляется через элеватор, система ГВС закрытая. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 115/70 °С.

Котельная №34 отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: ул. С.Петербургская, д.39, стр.4. Установленная мощность котельной – 51,848 Гкал/час (60,299МВт).

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 130/70 °С

Котельная №16 отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: ул.Псковская, д.42а. Установленная мощность котельной – 21,28 Гкал/час (24,749МВт).

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 130/70 °С.

Характеристика котельных представлена в таблице 6.3.1.

Таблица 6.3.1 Характеристика модернизируемых котельных

Номер котельной	Номер котла	Марка котла	Год установки	Нормативный срок службы, лет	Фактический срок, лет	Установленная мощность, Гкал/час	
						отопление	Всего
16	1	ТВГ-8	1986	16	28	8,3	21,28
	2	ТВГ-8	1986	16	28	8,3	
	3	ТВГ-8	1992	16	22	4,68	
34	1	ДКВР 10/13	1980	24	34	8,463	51,848
	3	ДКВР 4/13	2005	20	9	3,385	
	4	КВГМ-20	1987	16	27	20	
	5	КВГМ-20	1987	16	27	20	
64	1	ДЕ-10/14	2008	24	6	5,647	25,227
	2	ДКВР-6,5/13	2010	24	4	5,501	
	3	ДЕ-10/14	2012	24	2	5,647	
	4	ДКВР-10/13	2009	24	5	8,432	

Согласно разработанному плану реконструкции системы теплоснабжения к вышеуказанным котельным предлагается присоединить дополнительных потребителей, в результате чего подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельных увеличится (таблица 6.3.2).

Таблица 6.3.2 Перспективные характеристики котельных

Номер котельной	Существующая установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч
16	21,28	27	11,719	11,719	27	27
34	51,848	45	21,158	36,481	41,172	41,172
64	25,227	35	14,291	34,197	35	35

В соответствии с проектом реконструкции планируется полная замена основного оборудования с установкой котлов марки Buderus Logano S825M. Выбор оборудования представлен в таблице 6.3.3.

Таблица 6.3.3 Рекомендуемое оборудование для модернизации котельных

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
16	Buderus Logano S825M	2	14,10	16400	28,20	32800
	Buderus Logano S825M	1	2,62	3050	2,62	3050
Итого по 16 котельной:					30,82	35850
34	Buderus Logano S825M	3	14,10	16400	42,30	49200
	Buderus Logano S825M	1	2,62	3050	2,62	3050
Итого по 34 котельной:					44,92	52250
64	Buderus Logano S825M	2	12,64	14700	25,28	29400
	Buderus Logano S825M	1	9,66	11200	9,66	11200
Итого по 64 котельной:					34,94	40600
Итого по объединению:					110,68	128700

Выбор насосного оборудования следует производить на этапе проектирования. Насосное оборудование должно быть оснащено системой частотного регулирования с автоматическим поддержанием давления в объединяющей тепломагистрали.

Таблица 6.3.4 Технические характеристики сетевых насосов

Наименование	Технические характеристики	
	Напор Н, м	Подача Q, м³/ч
Котельная №16	40	515
Котельная №34	45	748
Котельная №64	35	582

Суммарный средний (по всем котельным участвующим в объединении) показатель удельного расхода условного топлива в результате реализации мероприятия объединения 14 котельных на Софийской стороне с модернизацией и укрупнением трех котельных представлен на рисунке 6.3.1.

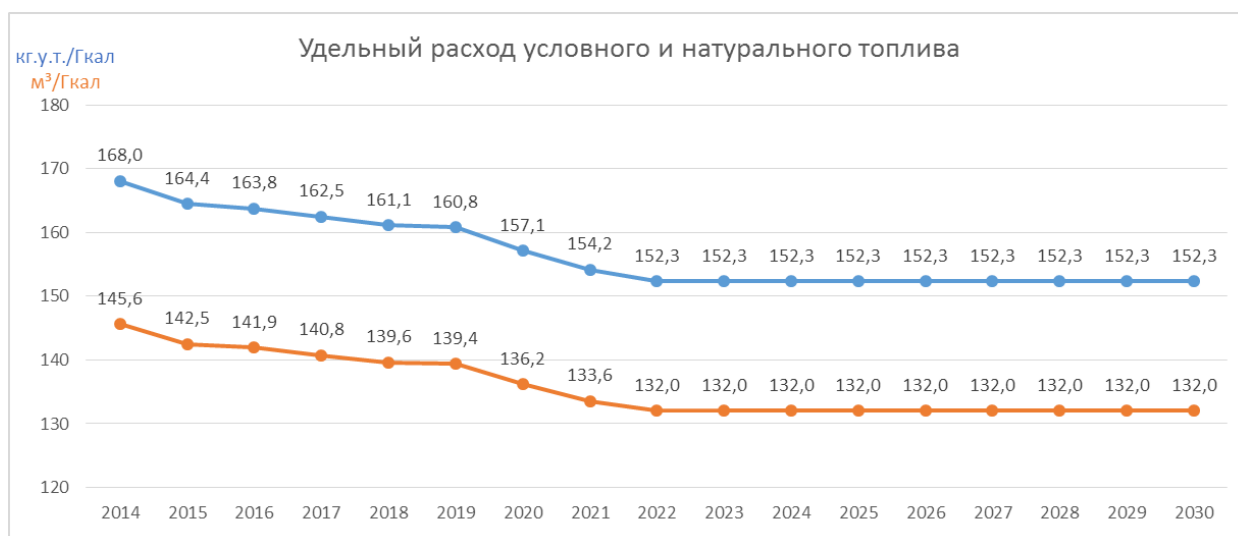


Рисунок 6.3.1 Перспектива изменения удельного расхода условного и натурального топлива при реализации мероприятия

Технико-экономические показатели электростанции собственных нужд

В рамках данной работы рассмотрена целесообразность сооружения на площадке котельных №16 и №64 электростанций собственных нужд (ЭСН) при их параллельной работе с единой энергосистемой города без выдачи излишков в сеть.

Технико-экономические показатели ЭСН для котельных представлены в таблице 6.3.5.

Таблица 6.3.5 Технико-экономические показатели ЭСН на котельных

Показатель	Ед.изм.	Расчетные значения	
		Кот. №16	Кот. №64
Установленная мощность ЭСН	кВт	2х130	180
Годовое потребление электроэнергии	тыс.кВтч	1306,315	727,408
Годовая выработка электроэнергии	тыс.кВтч	1306,315	727,408
Годовое число часов использования установленной мощности	ч	8376	5088
Удельная сметная стоимость строительства	тыс.руб.	10,176	7 045,293
Себестоимость отпускаемой электроэнергии (в ценах 2013г.)	руб./кВт.ч	0,766	0,803
Часовой расход топлива	нм³/ч	27,30	37,8
Годовой расход натурального топлива	тыс.м³	274,326	160,029
Годовой расход условного топлива	тыс.тут/год	330,29	192,67
Удельный расход условного топлива	г.у.т/кВтч	95,7	38,31

Обоснование установленной мощности ЭСН и единичной мощности генерирующего оборудования

Выбор установленной мощности ЭСН определялся на основании фактического потребления электроэнергии и мощности котельной в 2012 году.

В таблице 6.3.6 представлена фактическая среднемесячная мощность собственных нужд рассматриваемых котельных в 2012 году.

Таблица 6.3.6 Фактическая среднемесячная мощность собственных нужд, кВт (2012 г.)

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Котельная №16	244,28	217,81	210,7	207,86	88,38	65,21	68,41	49,67	60,09	206,28	203,29	199,52
Котельная №64	164,10	146,32	141,54	139,63	59,37	43,80	45,95	33,37	40,37	138,57	136,57	134,03

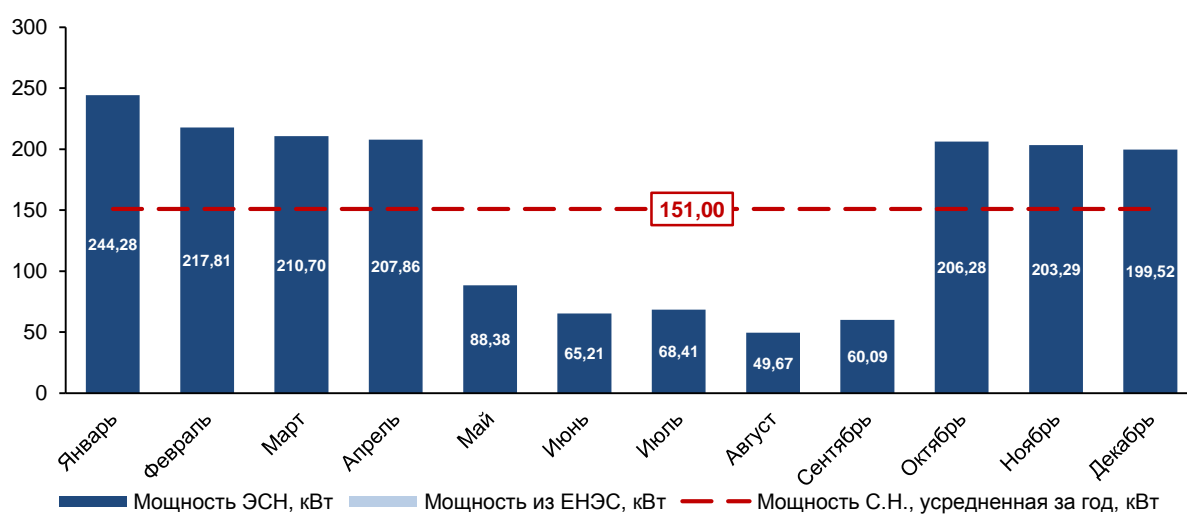


Рисунок 6.3.2 Обоснование установленной мощности ЭСН для котельной №16

Электрическая мощность собственных нужд котельной №16, усредненная за 2012 год, составляет 151 кВт. В отопительный сезон потребление на собственные нужды составляет в среднем 212 кВт, в межотопительный сезон - 66 кВт. Таким образом, электростанция собственных нужд установленной мощностью ~ 250 кВт будет работать в базовом режиме работы в течение отопительного периода года (октябрь-апрель), включая пики потребления. При этом в межотопительный сезон электропотребление также предполагается покрывать установкой ЭСН.

В целях обеспечения надежности работы по энергообеспечению собственных нужд котельной №16 рекомендуется установить 2 газопоршневых агрегата номинальной мощностью ~ 130 кВт. Величина летних нагрузок (50÷70 % от установленной мощности ЭСН) находится в пределах границ допустимого диапазона регулирования газопоршневых установок, поэтому летом предполагается обеспечивать котельную электрической энергией за счет устанавливаемой ЭСН. В случае возникновения аварийных ситуаций предполагается перевод потребителей электрической энергии котельной в режим питания от ЕНЭС.

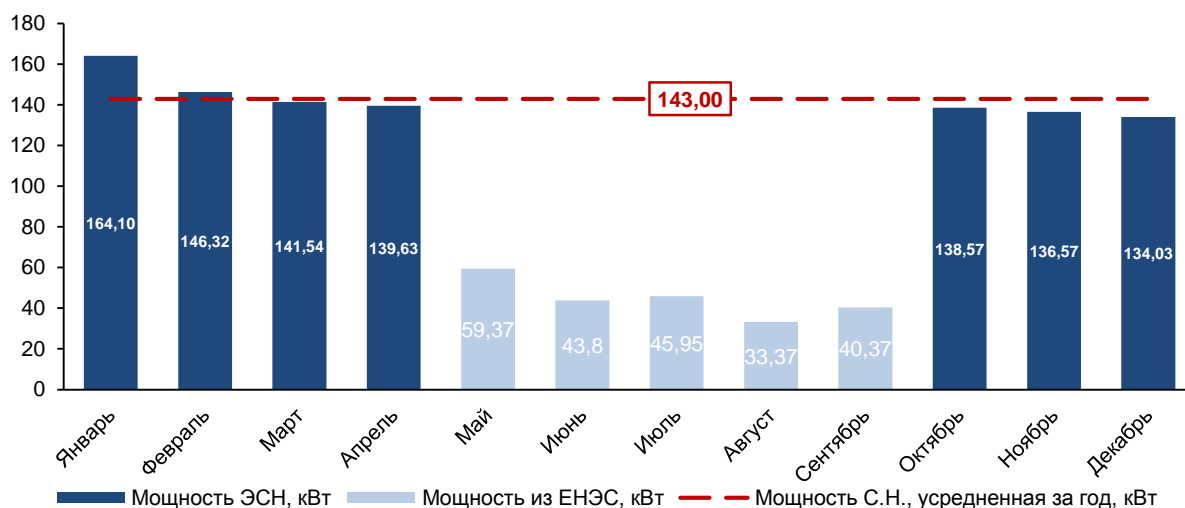


Рисунок 6.3.3 Обоснование установленной мощности ЭСН для котельной №64

Электрическая мощность собственных нужд котельной №64, усредненная за 2012 год, составляет 143 кВт. Причем в отопительный сезон потребление на собственные нужды составляет в среднем 212 кВт, в межотопительный сезон - 44 кВт. Таким образом, электростанция собственных нужд установленной мощностью ~ 180 кВт будет работать в базовом режиме работы в течение отопительного периода года (октябрь-апрель), включая пики потребления. При этом в межотопительный сезон электропотребление предполагается покрывать из сетей ЕНЭС, так как снижение потребления выходит за нижние границы регулирования ГПА.

Для энергообеспечения собственных нужд котельной №64 рекомендуется установить один газопоршневой агрегат номинальной мощностью ~ 180 кВт. В случае возникновения аварийных ситуаций предполагается перевод потребителей электрической энергии котельной в режим питания от ЕНЭС.

Обзор поставщиков газопоршневых установок

В качестве поставщиков газопоршневых двигателей в диапазоне мощностей 100÷200 кВт представлены следующие производители: «Алтай-Дизельэнерго»; «Caterpillar S.A.R.L.»; «Cummins Inc.»; «MAN»; «Buderus Loganova»; «Eltecopetra»; «Waukesha».

В Таблице 6.3.8 представлены основные технические характеристики газопоршневых двигателей в диапазоне мощностей 100÷160 кВт.

В дальнейшем, при составлении производственной программы ЭСН котельной №16, а также при оценке капиталовложений в реализацию проекта электроснабжения собственных нужд предлагается использовать в расчетах характеристики газопоршневой установки **Waukesha КГ-E135** номинальной электрической мощностью 130 кВт. Для котельных №34 и 64 предполагается использовать в расчетах характеристики газопоршневой установки **КГ-E180**.

Таблица 6.3.7 Основные технические характеристики газопоршневых двигателей мощностью 100÷150 кВт

№	Фирма	Модель	W _{ном} , кВт	Частота вращения, об/мин	Количество цилиндров	Расход газа на 100%-й нагрузке, м³/ч	Температура выхлопных газов, °С	Расход масла на угар, г/кВт·ч	Эмиссия NO _x , мг/м³	Размеры двига- теля (Д×Ш×В), мм	Масса двигателя, кг	Ресурс до переборки/до кап.ремонта
1	Алтай- Дизельэнерго	1Г6	100	1500	6	35	450	2	355	2860x110x1570	2300	10000/40000
		1Г12	200	1500	6	75	-	2	355	3275x1200x1645	3400	10000/40000
2.	Caterpillar S.A.R.L.	G 3406	103	1500	6	37,6	578	0,3	350	4179x4074x4074	4082	10000/40000
		G 3406	125	1500	6	39,0	593	0,3	350	1293,7x1306x1398	4091	10000/40000
		G 3406	160	1500	6	52,0	488	0,3	350	2131x2131x2138	4318	10000/40000
		G 3412	172	1500	12	97,0	-	-	-	4542x2238x2189	4383	10000/40000
3.	Cummins Inc.	GGKD	105	1500	6	34,6	510	1,5	320	2662x1016x1433	1460	10000/40000
4.	MAN	LE 202	110	1500	6	30,2	497	0,2	500	1300x740x1030	605	10000/40000
5.	Buderus Loganova	EN-140	140	1500	6	31,3	480	0,5	500	4130x1693x2847	1500	10000/40000
6.	Eltecopetra	140C	104	1500	6	30,5	540	1	250	2860x110x1570	1650	10000/40000
7.	Waukesha	КГ-Е135	135	1500	6	25,20	534	0,3	355	2950x1430x1780	2450	10000/40000
	Waukesha	КГ-Е180	180	1500	6	39,60	534	0,3	355	4470x1981x2540	5580	10000/46000

Основные проектные решения

Технологические решения

Далее рассмотрены технические решения на примере ГПУ типа КГ производства компании «Waukesha» США.

Таблица 6.3.8 Технические характеристики ГПУ

Параметр	Значение	
	Кот №16	Кот №64
Электрическая мощность, кВт	135	180
Среднее эффективное давление, бар	16	16
Количество агрегатов	2	1
Тепловая мощность, кВт	203	270
Электрический КПД, %	30,3	30,3
Тепловой КПД, %	44,0	44,0
Напряжение, кВ	0,4	0,4
Средний расход масла при 100% нагрузке, г/кВтч	0,27	0,3
Температура выхлопных газов, °С	534	550
Расход газа на 100% нагрузке, м³/ч	27,3	37,8
Скорость вращения, мин-1	1500	1500
Длина, мм	2950	4470
Ширина, мм	1430	1981
Высота, мм	1780	2540
Сухой вес агрегата, кг	2450	5580

Техническими решениями предусмотрен параллельный режим работы ГПУ без выдачи излишков электроэнергии в сети. ЭСН работает по электрическому графику загрузки оборудования котельной.

В состав одной ГПУ входят следующие агрегаты и системы:

- газопоршневой двигатель в комплекте с генератором,
- газовая рампа,
- система управления,
- пусковая система,
- газовая линейка,
- утилизация тепла,
- система охлаждения,
- система выхлопных газов
- система смазки маслом,
- электроцит.

Для ГПУ предусматривается склад масла. Объем склада определяется на этапе согласования договора на поставку.

ГПУ блочно-модульного исполнения поставляется в контейнере, предполагающем их установку на открытом воздухе. Уровень шума на расстоянии 10 м от контейнера – 65 дБА.

В комплект поставки может входить и установка по утилизации тепла уходящих дымовых газов для нужд теплофикации.

Производственная программа ЭСН котельной

Таблица 6.3.9 Производственная программа электростанции собственных нужд котельной №16

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Мощность собственных нужд, кВт	244,28	217,81	210,70	207,86	88,38	65,21	68,41	49,67	60,09	206,28	203,29	199,52	1 821,50
Единичная мощность ГПА, кВт	260,00	260,00	260,00	260,00	130,00	130,00	130,00	130,00	130,00	260,00	260,00	260,00	260,00
Нагрузка ГПА, %	0,94	0,84	0,81	0,80	0,68	0,50	0,53	0,38	0,46	0,79	0,78	0,77	0,69
Выработка ЭЭ, кВтч	181 744,32	146 368,32	156 760,80	149 659,20	65 754,72	46 951,20	50 897,04	23 841,60	36 054,00	153 472,32	146 368,80	148 442,88	1 306 315,20
Отпуск ЭЭ, кВтч	178 109,43	143 440,95	153 625,58	146 666,02	64 439,63	46 012,18	49 879,10	23 364,77	35 332,92	150 402,87	143 441,42	145 474,02	1 280 188,90
Дефицит ЭЭ (потребление из ЕНЭС), кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход натурального топлива (газ):													0,00
нм³/час	51,30	45,74	44,25	43,65	18,56	13,69	14,37	10,43	12,62	43,32	42,69	41,90	382,52
нм³/месяц	38 166,31	30 737,35	32 919,77	31 428,43	13 808,49	9 859,75	10 688,38	5 006,74	7 571,34	32 229,19	30 737,45	31 173,00	274 326,19
Расход условного топлива:													0,00
кг/месяц	61,76	55,07	53,27	52,56	22,35	16,49	17,30	12,56	15,19	52,16	51,40	50,45	460,55
УРУТ на отпуск ЭЭ, г.у.т/кВтч	0,340	0,376	0,340	0,351	0,340	0,351	0,340	0,527	0,421	0,340	0,351	0,340	0,37
Число часов использования установленной мощности	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	480,00	600,00	744,00	720,00	744,00	8 376,00

Производственная программа составлена на основе фактических показателей электропотребления котельной на собственные нужды в 2012 году.

Поскольку ввод новых тепловых мощностей на котельной не предполагается, то сделано допущение о неизменном характере электропотребления в дальнейшем, равном ~ 1,306 млн.кВтч.

Все зимние пики электрических нагрузок и снижение нагрузок в летний период будут покрываться за счет использования планируемых к установке ЭГПА.

Годовое потребление электроэнергии из ЕНЭС возможно в случае возникновения аварийных ситуаций.

Годовой отпуск электроэнергии от ЭСН составляет ~ 1,28 млн.кВтч.

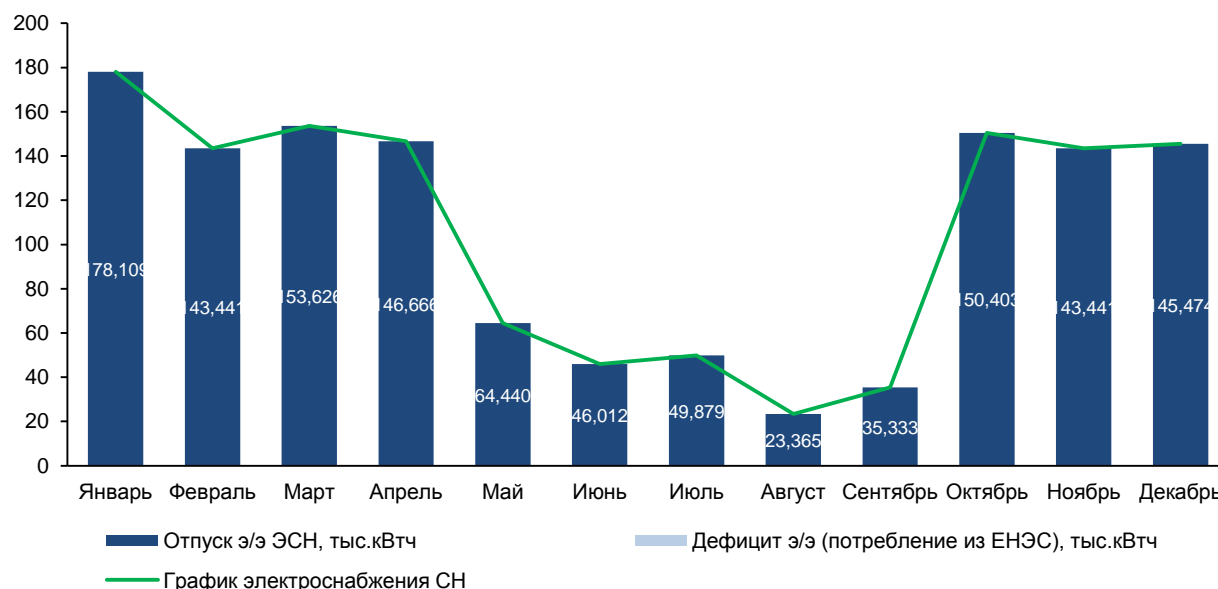


Таблица 6.3.11 Производственная программа электростанции собственных нужд котельной №64

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Мощность собственных нужд, кВт	164,10	146,32	141,54	139,63	59,37	43,80	45,95	33,37	40,37	138,57	136,57	134,03	1 223,63
Единичная мощность ГПА, кВт	180,00	180,00	180,00	180,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	180,00	180,00	180,00	180,00
Нагрузка ГПА, %	0,91	0,81	0,79	0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,76	0,74	0,46
Выработка ЭЭ, кВтч	122 092,48	98 327,73	105 306,97	100 536,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	103 098,35	98 327,73	99 719,16	727 408,79
Отпуск ЭЭ, кВтч	119 650,63	96 361,18	103 200,83	98 525,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	101 036,38	96 361,18	97 724,78	712 860,61
Дефицит ЭЭ (потребление из ЕНЭС), кВтч	0,00	0,00	0,00	0,00	44 172,39	31 539,08	34 189,43	16 016,05	24 221,19	0,00	0,00	0,00	150 138,14
Расход натурального топлива (газ):													0,00
нм ³ /час	36,10	32,19	31,14	30,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,49	30,04	29,49	220,17
нм ³ /месяц	26 860,35	21 632,10	23 167,53	22 118,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22 681,64	21 632,10	21 938,22	160 029,93
Расход условного топлива:													0,00
кг/месяц	43,47	38,76	37,49	36,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,71	36,17	35,50	265,08
УРУТ на отпуск ЭЭ, г.у.т/кВтч	0,356	0,394	0,356	0,368	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,356	0,368	0,356	0,21
Число часов использования установленной мощности	744,00	672,00	744,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	744,00	720,00	744,00	5 088,00

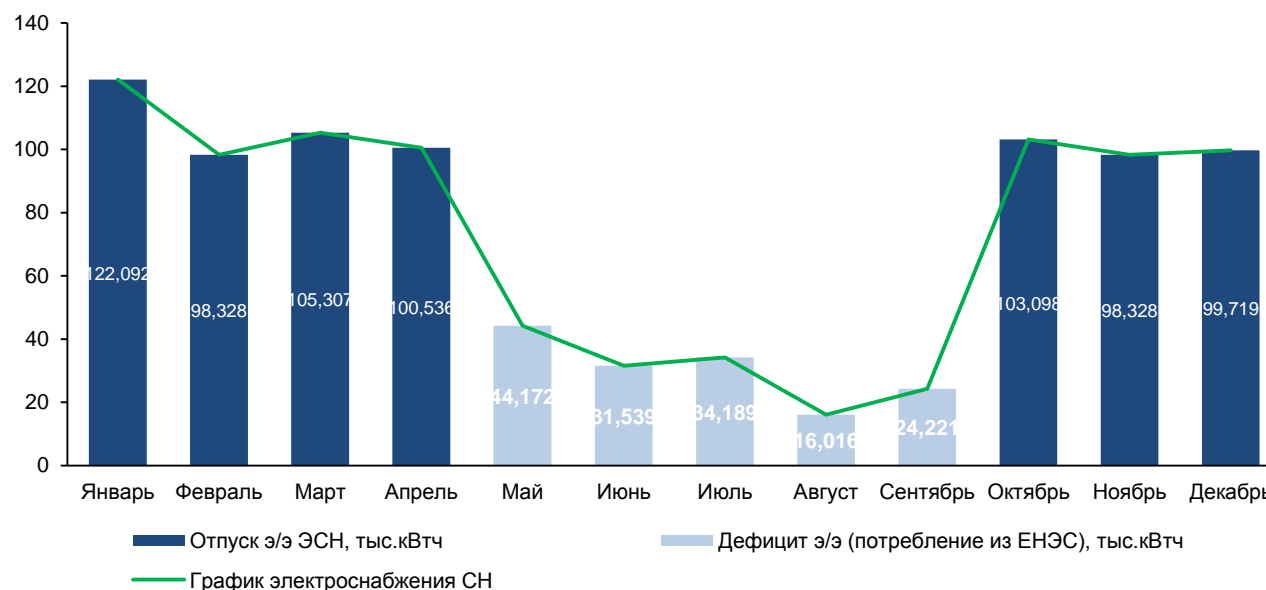
Производственная программа составлена на основе фактических показателей электропотребления котельной на собственные нужды в 2012 году.

Поскольку ввод новых тепловых мощностей на котельной не предполагается, то сделано допущение о неизменном характере электропотребления в дальнейшем, равном ~ 1,223 млн.кВтч..

Все зимние пики электрических нагрузок покрываются за счет выработки электрической ГПА. Дефицит нагрузок в летний период будет покрываться за счет ЕНЭС.

Годовое потребление электроэнергии из ЕНЭС составит 0,150 млн.кВтч.

Годовой отпуск электроэнергии от ЭСН составляет ~ 0,713 млн.кВтч.



Сроки реализации строительства ЭСН

Срок реализации проекта строительства собственной генерации оценивается в 12 месяцев с момента разработки проектной документации до ввода Объекта в эксплуатацию.

Стоимость строительства ЭСН

Стоимость строительства собственной генерации на котельной определена на основании технико-коммерческих предложений от поставщиков и заводов-изготовителей оборудования и материалов, объектов-аналогов, укрупненных показателей стоимости, открытых источников (интернет).

Таблица 6.3.12 Расчет стоимости строительства собственной генерации на котельной

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КГУ	Единицы измерения	Значение	
		Кот. №16	Кот. №64
Номинальная электрическая мощность ГПУ	кВт	130,00	180,00
Номинальная тепловая мощность ГПУ	Гкал/ч	0,17	0,23
Расход газа в номинальном режиме ГПУ	Нм³/ч	54,60	75,60
Количество ГПУ	шт.	2,00	2,00
Полная стоимость установки (КГУ) с учетом всех работ	руб.	10 176 534,58	14 090 586,34
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ			
Средняя загрузка КГУ в течение года	%	69,01	46,33
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	274 326,19	160 029,93
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	1 306 315,20	727 408,79
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	0,00	0,00
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	2 924,04	2 362,44
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ			
Затраты на покупку природного газа	руб./год	954 655,15	556 904,17
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	4 773,28	2 784,52
Затраты на ремонт, ТО и закупку необходимых запасных частей	руб./год	21 957,07	12 808,80
Амортизационные отчисления	руб./год	19 570,43	11 416,54
Суммарные годовые затраты	руб./год	1 000 955,92	583 914,02
ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ			
Действующий тариф на электроэнергию для котельной	руб./ кВт·ч	3,95	3,95
Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии	руб./ кВт·ч	1,462	1,462
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,48	3,48
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ			
Удельная стоимость газа	руб./кВт·ч	0,731	0,766
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,004	0,004

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ	Единицы	Значение	
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./кВт·ч	0,017	0,018
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,015	0,016
Себестоимость производимой электроэнергии	руб./кВт·ч	0,766	0,803
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ			
Удельная стоимость газа	руб./Гкал	326,49	235,73
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./Гкал	4,27	4,27
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./Гкал	7,51	5,42
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./Гкал	6,69	4,83
Себестоимость производимой тепловой энергии	руб./Гкал	342,32	247,17
ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ			
Покупка электрической энергии на стороне для покрытия собственных нужд котельной, до установки КГУ	руб./год	5 240 232,15	2 927 197,12
Доход от реализации тепловой энергии по цене себестоимости её производства когенерационной установкой	руб./год	1 000 955,92	583 914,02
Экономия котельной от выработки ЭЭ от КГУ на собственные нужды котельной	руб./год	4 239 276,23	2 343 283,10
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии	лет	2,4	6,01

Сводные данные по модернизации

Таблица 6.3.13 Данные по модернизации котельных №64, №34 и №16

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Сумма, руб., с НДС		
				Кот.№64	Кот.№34	Кот.№16
1.	Проектные работы по котельной	компл. работ.	1	633 188	943 026	716 773
2.	Котельная (с учетом перспективных подключений) в составе:	шт.	1	75 927 636	127 171 818	85 950 519
2.1	Котлы с блоками каскадной и индивидуальной автоматики	компл.	1			
2.2	Горелки комбинированные (газ/диз. топливо) в компл. с шумоглушителями	компл.	1			
2.3	Газовое оборудование котельной (с узлом учета газа)	компл.	1			
2.4	Насосное оборудование котельной	компл.	1			
2.5	Арматура предохранительная, запорная, регулирующая, трубопроводы, расширительные баки.	компл.	1			
2.6	Система подпитки и водоподготовки	компл.	1			
2.7	Система вентиляции и отопления котельной	компл.	1			
2.8	Электроснабжение котельной	компл.	1			
2.9	Система автоматики котельной	компл.	1			
2.10	Теплообменное оборудование котельной	компл.	1			
2.11	Свободностоящая дымовая труба	компл.	1			
3.	Монтажные и строительные работы на объекте	компл. работ.	1	64 448 590	95 985 156	72 956 174
4.	Полная стоимость КГУ с учетом всех работ	компл.	1	14 090 586		10 176 534
	ИТОГО			155 100 000	224 100 000	169 800 000

6.3.2 Реконструкция действующих источников, входящих в централизованную систему теплоснабжения от 12 котельных в Торговой стороне города (по п.6.2.2)

Модернизация котельных №30, №43а и №49

Котельная №30 отдельностоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Заставная, д.2к7. Установленная мощность котельной – 7,85Гкал/час (9,13МВт). Котельная является отопительной.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ. Присоединение систем отопления потребителей осуществляется непосредственным присоединением системы отопления, система ГВС по закрытой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 105/70 °С.

Котельная №43а отдельностоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Парковая, д.5к1. Установленная мощность котельной – 19,77Гкал/час (22,993МВт). Котельная является отопительной.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ. Присоединение систем отопления потребителей непосредственное к системе отопления, система ГВС с открытым водоразбором. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 105/70 °С.

Котельная №49 отдельностоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Б.Московская, д. 114. Установленная мощность котельной – 17,5 Гкал/час (20,353 МВт). Котельная является отопительной.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ. Присоединение систем отопления потребителей непосредственное к системе отопления, система ГВС с открытым водоразбором. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 110/70 °С.

Таблица 6.3.14. Характеристика котельных

Номер котельной	Номер котла	Марка котла	Год установки	Нормативный срок службы, лет	Фактический срок,	Установленная мощность, Гкал/час	
						По котлам	Всего
30	1	Минск-1	1985	16	29	0,65	7,85
	2	ТВГ-1,5Р	1983	16	31	1,6	
	3	КСВ-1,86	2002	16	12	1,6	
	4	КСВ-1,86	1998	16	16	1,6	
	5	Минск-1	1985	16	29	0,8	
	6	КСВ-1,86	2005	16	9	1,6	
43а	1	ДКВР-4/13	1984	24	30	3,385	19,77
	2	ДКВР-4/13	1984	24	30	3,385	
	3	КВГ-7,56	1999	16	15	6,5	
	4	КВГ-7,56	1999	16	15	6,5	
49	1	КСВ-1.86	2003	16	11	1,6	11,2

Номер котельной	Номер котла	Марка котла	Год установки	Нормативный срок службы, лет	Фактический срок,	Установленная мощность, Гкал/час	
						По котлам	Всего
49	2	КСВ-1,86	2003	16	11	1,6	
	3	ТВГ-1,5Р	1981	16	33	1,6	
	4	КСВ-1,86	2001	16	13	1,6	
	5	КСВ-1,86	2002	16	12	1,6	
	6	КСВ-1,86	2001	16	13	1,6	
	7	ТВГ-1,5Р	1993	16	21	1,6	
	8	ТВГ-1,5Р	1996	16	18	1,6	
	9	КСВ-1,86	1998	16	16	1,6	
	10	Луга-Лотос	1996	16	18	1,6	
	11	КСВ-1,86	1999	16	15	1,6	

Согласно разработанному плану реконструкции системы теплоснабжения к вышеуказанным котельным предлагается присоединить дополнительных потребителей, в результате чего подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельных увеличится.

Таблица 6.3.15. Перспективная нагрузка

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч
30	7,85	30	6,250	26,490	26,49	26,49
43а	19,77	20	10,787	10,787	20,99	20,99
49	17,5	30	14,525	20,333	29,222	29,222

В соответствии с проектом реконструкции планируется полная замена основного оборудования с установкой котлов марки Buderus Logano S825M. Выбор оборудования представлен в таблице ниже.

Таблица 6.3.16. Выбор основного оборудования

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
30	Buderus Logano S825M	2	16,51	19200	33,02	38400
Итого по 30 котельной:					33,02	38400
43а	Buderus Logano S825M	2	10,83	12600	21,67	25200
	Buderus Logano S825M	1	1,63	1900	1,63	1900
Итого по 43а котельной:					23,30	27100
49	Buderus Logano S825M	2	16,51	19200	33,02	38400
	Buderus Logano S825M	1	2,62	3050	2,62	3050
Итого по 49 котельной:					35,64	41450
Итого по объединению:					91,96	106950

Выбор насосного оборудования следует выбрать на этапе проектирования. Насосное оборудование должно быть оборудовано системой частотного регулирования с автоматическим поддержанием давления в объединяющей тепломагистрали.

Исходные данные для выбора насосного оборудования представлены ниже:

Таблица 6.3.17. Исходные данные для выбора насосного оборудования

Наименование	Технические характеристики	
	Напор Н, м	Подача Q, м³/ч
Котельная №30	35	550
Котельная №43а	35	390
Котельная №49	35	595

Суммарный средний (по всем котельным, участвующим в объединении) показатель удельного расхода условного топлива в результате реализации мероприятия объединения 12 котельных на Торговой стороне с модернизацией и укрупнением трех котельных представлен на рисунке 6.3.5.

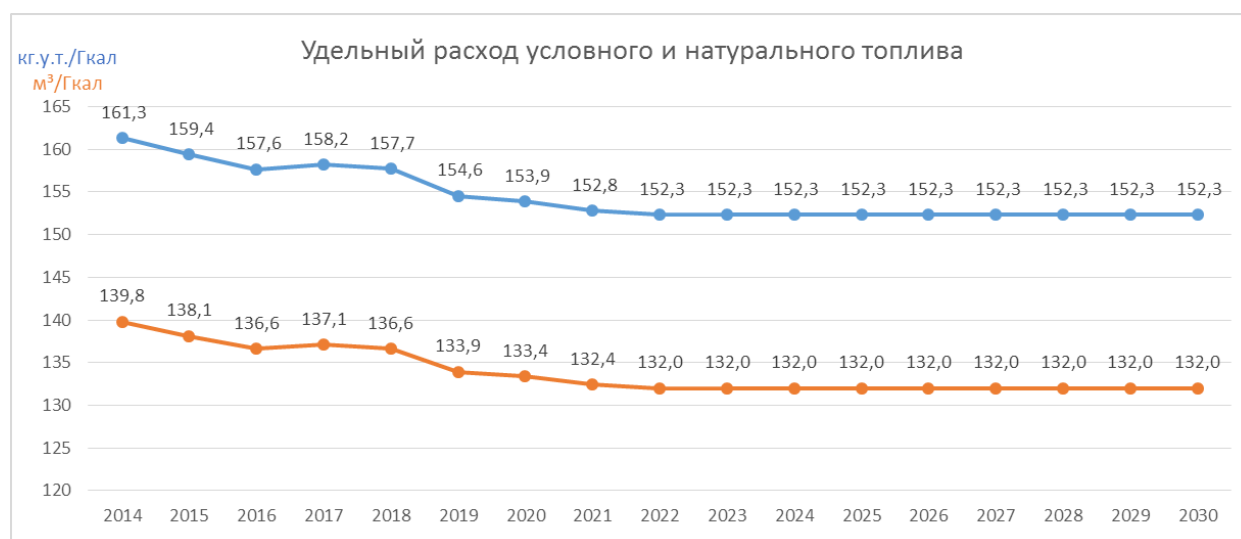


Рисунок 6.3.5 Перспективный удельный расход условного и натурального топлива.

Обоснование установленной мощности ЭСН и единичной мощности генерирующего оборудования

Выбор установленной мощности ЭСН определялся на основании фактического потребления электроэнергии и мощности котельной в 2012 году.

В таблице ниже представлена фактическая среднемесячная мощность собственных нужд рассматриваемых котельных в 2012 году. ЭСН проектируется только для котельной №30. Для котельных №43а и 49 ЭСН не предполагается использовать учитывая увеличения уровня шума для окружающих жилых построек.

Таблица 6.3.18. Ожидаемая среднемесячная мощность собственных нужд, кВт

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Котельная №30	153,28	116,92	150,40	149,47	72,35	50,20	54,60	48,60	58,90	125,33	160,72	131,09

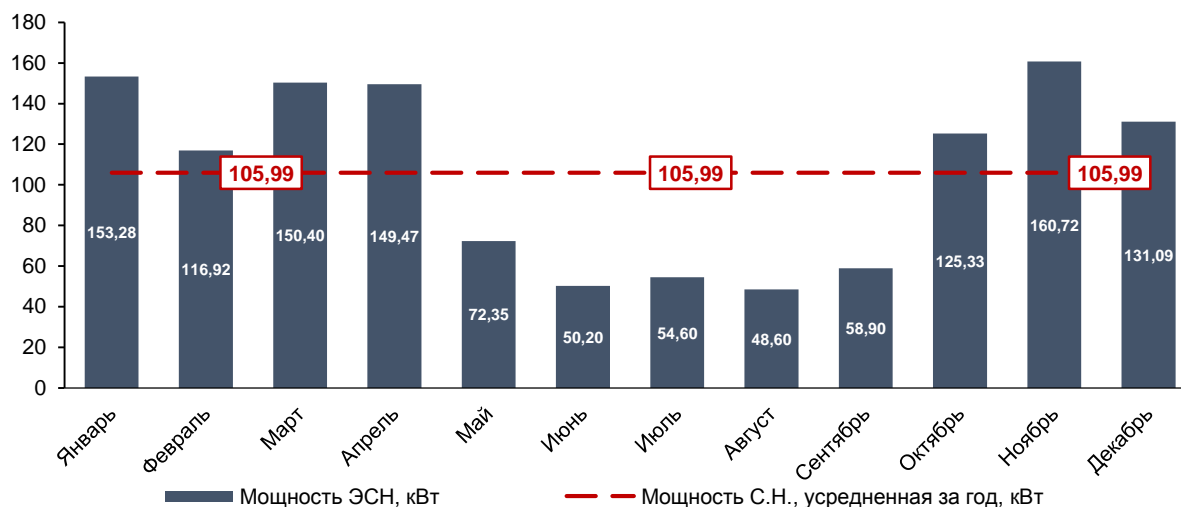


Рисунок 6.3.6 Обоснование установленной мощности электростанции собственных нужд (ЭСН) для котельной №30

Электрическая мощность собственных нужд котельной №30, усредненная за год, составляет 106 кВт. Таким образом, электростанция собственных нужд установленной мощностью ~ 180 кВт будет работать в базовом режиме работы в течение отопительного периода года (октябрь-апрель), включая пики потребления. При этом в межотопительный сезон электропотребление также предполагается покрывать установкой ЭСН.

В целях обеспечения надежности работы по энергообеспечению собственных нужд котельной №30 рекомендуется установить 2 газопоршневых агрегата номинальной мощностью ~ 180 кВт. Величина летних нагрузок находится в пределах границ допустимого диапазона регулирования газопоршневых, установок, поэтому летом также предполагается обеспечивать котельную электрической энергии за счет питания от ЭСН.

Выбор поставщиков газопоршневых установок

В дальнейшем, при составлении производственной программы ЭСН котельной №30, а также при оценке капиталовложений в реализацию проекта электроснабжения собственных нужд предлагается использовать в расчетах характеристики газопоршневой установки **Waukesha КГ-E180** номинальной электрической мощностью 180 кВт.

Основные технические характеристики газопоршневых двигателей в диапазоне мощностей 100÷200 кВт представлены в таблице 6.3.8.

Основные проектные и технологические решения

Основными проектными решениями предлагается установка ГПУ с разной единичной мощностью.

Далее рассмотрены технические решения на примере ГПУ типа КГ производства компании «Waukesha» США и Caterpillar S.A.R.L.

Таблица 6.3.19 Технические характеристики ГПУ

Параметр	Значение
	Кот №30
Электрическая мощность, кВт	180
Среднее эффективное давление, бар	16
Количество агрегатов	2
Тепловая мощность, кВт	270
Электрический КПД, %	30,3
Тепловой КПД, %	44,0
Напряжение, кВ	0,4
Средний расход масла при 100% нагрузке, г/кВтч	0,3
Температура выхлопных газов, °С	550
Расход газа на 100% нагрузке, м³/ч	39,6
Скорость вращения, мин-1	1500

Техническими решениями предусмотрен параллельный режим работы ГПУ без выдачи излишков электроэнергии в сети. ЭСН работает по электрическому графику загрузки оборудования котельной.

В состав одной ГПУ входят следующие агрегаты и системы:

- газопоршневой двигатель в комплекте с генератором,
- газовая рампа,
- система управления,
- пусковая система,
- газовая линейка,
- утилизация тепла,
- система охлаждения,
- система выхлопных газов
- система смазки маслом,
- электроцит.

Для ГПУ предусматривается склад масла. Объем склада определяется на этапе согласования договора на поставку.

ГПУ блочно-модульного исполнения поставляется в контейнере, предполагающем их установку на открытом воздухе. Уровень шума на расстоянии 10 м от контейнера – 65 дБА.

В комплект поставки может входить и установка по утилизации тепла уходящих дымовых газов для нужд теплофикации.

Производственная программа внедрения ЭСН на котельных

Таблица 6.3.20 Производственная программа электростанции собственных нужд котельной №30

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Мощность собственных нужд, кВт	153,28	116,92	150,4	149,47	72,35	50,2	54,6	48,6	58,9	125,33	160,72	131,09	1 271,86
Единичная мощность ГПА, кВт	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180,00
Нагрузка ГПА, %	0,85	0,65	0,84	0,83	0,4	0,28	0,3	0,27	0,33	0,7	0,89	0,73	0,59
Выработка ЭЭ, кВтч	114 038,22	78 573,25	111 898,09	107 617,83	53828,4	36144	40622,4	23328	35340	93 248,41	115 719,75	97 528,66	907 887,01
Отпуск ЭЭ, кВтч	111 757,45	77 001,78	109 660,13	105 465,48	52751,83	35421,12	39809,95	22861,44	34633,2	91 383,44	113 405,35	95 578,09	889 729,26
Дефицит ЭЭ (потребление из ЕНЭС), кВтч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Расход натурального топлива (газ):													
нм³/час	32,19	24,55	31,58	31,39	15,19	10,2	11,47	6,58	9,98	26,32	33,75	27,53	260,73
нм³/месяц	23 948,03	16 500,38	23 498,60	22 599,75	11 304,59	7 345,8	8 531,18	3 160,74	5 985,33	19 582,17	24 301,15	20 481,02	187 238,75
Расход условного топлива:													
кг/месяц	38,75	29,56	38,03	37,79	18,29	12,28	13,80	7,93	12,01	31,69	40,64	33,14	313,92
УРУТ на отпуск ЭЭ, г.у.т/кВтч	0,340	0,376	0,340	0,351	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,340	0,351	0,340	0,353
Число часов использования установленной мощности	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	480,00	600,00	744,00	720,00	744,00	8 376

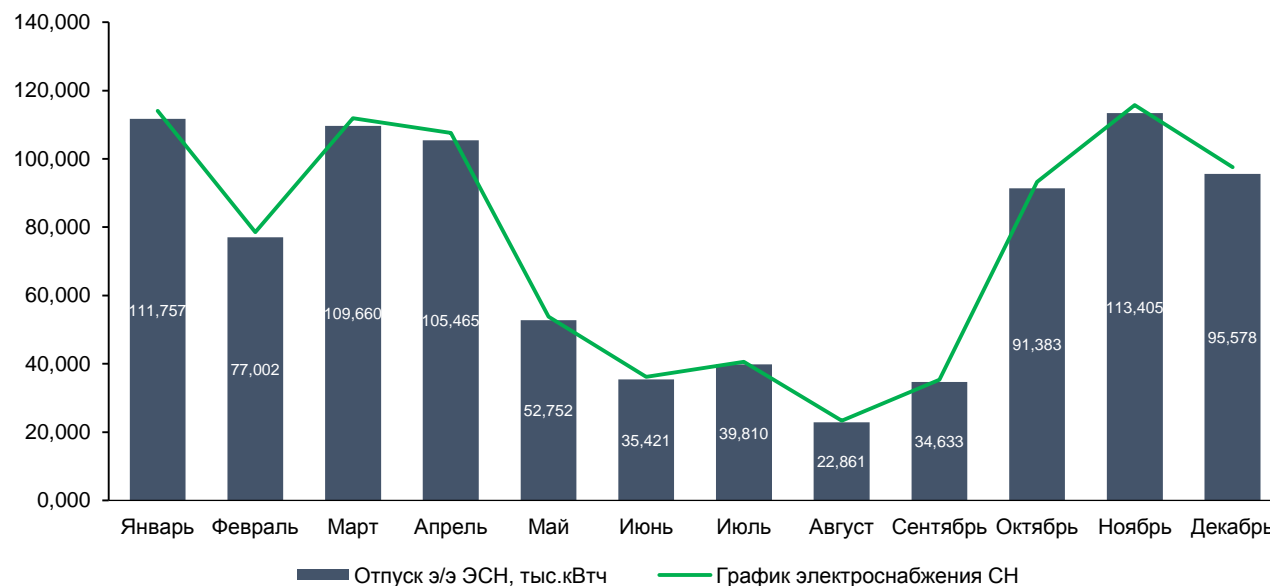
Производственная программа составлена на основе прогнозируемых показателей электропотребления котельной на собственные нужды.

Поскольку ввод новых тепловых мощностей на котельной после реконструкции не предполагается, то сделано допущение о неизменном характере электропотребления в дальнейшем, равном ~ 0,89 млн.кВтч.

Все зимние пики электрических нагрузок и снижение нагрузок в летний период будут покрываться за счет использования электрической энергии из внешней сети ЕНЭС.

Годовое потребление электроэнергии из ЕНЭС возможно и в случае возникновения аварийных ситуаций.

Годовой отпуск электроэнергии от ЭСН составляет ~ 0,89 млн.кВтч.



Сроки реализации строительства ЭСН

Срок реализации проекта строительства собственной генерации оценивается в 12 месяцев с момента разработки проектной документации до ввода Объекта в эксплуатацию.

Стоимость строительства ЭСН

Стоимость строительства собственной генерации на котельной определена на основании технико-коммерческих предложений от поставщиков и заводов-изготовителей оборудования и материалов, объектов-аналогов, укрупненных показателей стоимости, открытых источников (интернет).

Таблица 6.3.21 Расчет стоимости строительства собственной генерации на котельной

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КГУ	Единицы измерения	Значение
		Кот. №30
Номинальная электрическая мощность ГПУ	кВт	180,00
Номинальная тепловая мощность ГПУ	Гкал/ч	0,24
Расход газа в номинальном режиме ГПУ	Нм³/ч	75,60
Количество ГПУ	шт.	2,00
Полная стоимость установки (КГУ) с учетом всех работ	руб.	14 090 586,34
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ		
Средняя загрузка КГУ в течение года	%	87,37
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	150 911,08
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	718 624,20
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	23 869,32
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	3 961,13
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	525 170,57
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	2 625,85
Затраты на ремонт, ТО и закупку необходимых запасных частей	руб./год	12 078,92
Амортизационные отчисления	руб./год	10 766,00
Суммарные годовые затраты	руб./год	550 641,34
ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ		
Действующий тариф на электроэнергию для котельной	руб./ кВт·ч	3,95
Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии	руб./ кВт·ч	1,462
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,48
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ		
Удельная стоимость газа	руб./кВт·ч	0,731
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,004
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./кВт·ч	0,017
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,015
Себестоимость производимой электроэнергии	руб./кВт·ч	0,766
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
Удельная стоимость газа	руб./Гкал	132,58
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./Гкал	4,27

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КГУ	Единицы изме-	Значение
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./Гкал	3,05
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./Гкал	2,72
Себестоимость производимой тепловой энергии	руб./Гкал	139,01
ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ		
Покупка электрической энергии на стороне для покрытия собственных нужд котельной, до установки КГУ	руб./год	2 838 565,06
Доход от реализации тепловой энергии по цене себестоимости её производства когенерационной установкой	руб./год	550 641,34
Экономия котельной от выработки ЭЭ от КГУ на собственные нужды котельной	руб./год	2 287 924, 26
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вы- рабатываемой энергии	лет	6,16

Сводные данные модернизации котельных

Таблица 6.3.22 Данные по модернизации котельной №30, №43а и №49

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Сумма, руб., с НДС		
				Кот.№30	Кот.№43а	Кот.№49
1.	Проектные работы по котельной	компл. работ.	1	530 358	383 971	789 672
2.	Котельная (с учетом перспективных подключений) в составе:	шт.	1	63 596 949	56 611 160	106 434 204
2.1	Котлы с блоками каскадной и индивидуальной автоматики	компл.	1			
2.2	Горелки комбинированные (газ/диз. топливо) в компл. с шумоглушителями	компл.	1			
2.3	Газовое оборудование котельной (с узлом учета газа)	компл.	1			
2.4	Насосное оборудование котельной	компл.	1			
2.5	Система подготовки подпиточной воды	компл.				
2.6	Арматура предохранительная, запорная, регулирующая, трубопроводы, расширительные баки.	компл.	1			
2.7	Система подпитки и водоподготовки	компл.	1			
2.8	Система вентиляции и отопления котельной	компл.	1			
2.9	Электроснабжение котельной	компл.	1			
2.10	Система автоматики котельной	компл.	1			
2.11	Теплообменное оборудование котельной	компл.	1			
2.12	Свободностоящая дымовая труба	компл.	1			
3.	Монтажные и строительные работы на объекте	компл. работ.	1	53 982 107	39 082 222	80 376 124
4.	Полная стоимость КГУ с учетом всех работ	компл.	1	14 090 586		
ИТОГО				132 200 000	99 600 000	187 600 000

6.3.3 Реконструкция действующих источников, входящих в централизованную систему теплоснабжения от котельной №71 ЛБК (по п.6.2.3)

Модернизация котельной №71 и перевод в пиковый режим котельной №61

Автоматизация котельной №71 ЛБК

Котельная №71 ЛБК отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Сырковское ш., д.23. Установленная мощность котельной 238,596 Гкал/час (277,487МВт), в том числе 185 Гкал/ч – водогрейная часть и 53,596 Гкал/ч – паровая часть. Характеристика оборудования, установленного в котельной №71, приведена в таблице 6.3.23. По характеру присоединенной нагрузки котельная является отопительной.

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ. Присоединение систем отопления потребителей осуществляется по зависимой схеме, в основном через элеваторные узлы. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 130/70°C со срезкой на 115 °С.

Таблица 6.3.23 Характеристика основного оборудования котельной №71

	Номер котла	Марка котла	Год установки	Нормативный срок службы, лет	Фактический срок, лет	Установленная мощность, Гкал/час
Водогрейная часть	1	ПТВМ-30М	1981	16	33	35
	2	КВ-ГМ-35-150	2003	20	11	30
	3	ПТВМ-30М	2006	16	8	35
	4	ПТВМ-30М	1981	16	33	35
	5	КВ-ГМ-58,2-150	2008	16	6	50
Паровая часть	1	ДКВР-10/13	2008	24	6	8,46
	2	ДКВР-20/13	1980	24	34	16,926
	3	ДЕ-25/14	1981	24	33	14,105
	4	ДЕ-25/14	1981	24	33	14,105
	Итого:	-	-	-	-	238,596

Анализ данных показывает, что основное оборудование котельной №71 в основном выработало нормативный срок службы. Средний срок эксплуатации водогрейных котлов составляет 18,2 года, паровых 26,5 года, что превышает нормативные сроки службы. Котлы не автоматизированы, за исключением водогрейного котла №2 - КВ-ГМ-35-150. Он единственный из всех оснащен комплексной системой автоматики и диспетчеризации с оперативными мнемосхемами. Этот котел является и наиболее энергоэффективным, так как оснащён частотно-регулируемыми приводами на дымососе и вентиляторе, что способствует снижению потребления электрической энергии на собственные нужды котельной.

По итогам работы за 2013 год котельная выработала 400695,51 Гкал тепловой энергии, реализация составила 346940,67 Гкал. Тепловые потери составляют 11,17% от выработки (44768,43 Гкал), собственные нужды котельной составляют 2,24% (8986,41 Гкал). Загрузка котельной в настоящий момент составляет 82,3%.

Котельная №63 отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Менделеева, д.5. Установленная мощность котельной 56,265 Гкал/час (65,267 МВт). Котельная паровая,

характеристика оборудования приведена в таблице 6.3.24. По характеру присоединенной нагрузки котельная является отопительной.

Средний срок службы котлов составляет 15,33 года при нормативе 24 года.

Таблица 6.3.24 Характеристика существующего основного оборудования котельной №63

Номер котла	Марка котла	Год установки	Срок службы, лет		Установленная мощность, Гкал/час
			нормативный	фактический	отопление
1	ДКВР-10/13	1994	24	20	8,432
2	ДКВР-10/13	1996	24	18	8,432
3	ДКВР-10/13	2007	24	7	8,432
4	ДКВР-10/13	2000	24	14	8,432
5	ДКВР-10/13	2002	24	12	8,432
6	ДЕ-25/14	1993	24	21	14,105
Итого:	-	-	-	-	56,265

По итогам работы за 2013 год котельная выработала 77773,21 Гкал тепловой энергии, реализация составила 71251,1 Гкал. Тепловые потери составляют 5,77% от выработки (4488,31 Гкал), собственные нужды котельной составляют 2,6% (2033,8 Гкал). Загрузка котельной в настоящий момент составляет 68,7%.

Согласно разработанному плану реконструкции системы теплоснабжения к вышеуказанным котельным предлагается присоединить дополнительных потребителей, в результате чего подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельных увеличится (таблица 6.3.25).

Таблица 6.3.25 Перспективная нагрузка в зоне действия котельных №71 и №63

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч
71(ЛБК)	239,15	239,15	143,397	143,397	261,608	261,608
63	56,265	56,265	31,905	31,905		

Для обеспечения перспективной нагрузки предлагается провести модернизацию котельных, предусматривающую частичную замену котельного оборудования с превышенным сроком эксплуатации на современные автоматизированные котлы с высоким значением КПД.

Модернизация котельной №71 ЛБК

Учитывая, что основной нагрузкой котельной №71 является нагрузка отопления, предлагается паровые котлы №№ 7,8,9 со сроком эксплуатации свыше нормативного значения заменить современными водогрейными котлами. Тепловая мощность заменяемых паровых котлов составляет 45.136 Гкал/ч. Для удовлетворения собственных нужд котельной в паре (5,34 Гкал/ч) остается паровой котел №6 ДКВР-10/13 тепловой мощностью 8,46 Гкал/ч.

К 2020 году тепловая нагрузка котельной №71 должна составить 250,379 Гкал/ч. Для достижения этого значения необходимо к существующей водогрейной части (185 Гкал/ч) добавить котлы с суммарной тепловой мощностью 65,379 Гкал/ч. Предлагается установить в

котельной 4 водогрейных котла марки Buderus Logano S825M единичной мощностью 16,51 Гкал/ч.

Таблица 6.3.26 Выбор оборудования

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Buderus Logano S825M	4	16,51	19200	66,04	76800

Суммарная мощность котлов 66,04 Гкал/ч будет достаточна для обеспечения прироста перспективной тепловой нагрузки.

Модернизация котельной №63

Традиционным решением оптимального покрытия теплофикационной нагрузки является ее распределение между основными и пиковыми источниками тепла.

Оптимизация загрузки и перевод котельных в пиковый режим, а во многих случаях и ликвидация (консервация) избыточных мощностей и перевод в режим ЦТП, позволяют получить ряд общесистемных эффектов, таких как:

- снижение себестоимости выработки тепловой и электрической энергии за счет большей загрузки и работы больших котельных в базовом режиме;
- снижение объема сжигаемого топлива.

В зоне действия котельной планируется перевести 8 котельных в режим ЦТП с передачей основной тепловой нагрузки на котельную №71 ЛБК, а пиковой нагрузки на котельную №63. Подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельной №63 снизится до 28,2 Гкал/час (32,8 МВт).

Модернизацию котельной №63 предлагается провести согласно решению по переводу ее в пиковый режим работы.

В соответствии с проектом реконструкции планируется полная замена основного оборудования. В качестве котлов планируется установка двух водогрейных котлов Buderus Logano S825M единичной мощностью 16,51 Гкал/ч.

Таблица 6.3.27 Выбор оборудования

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Buderus Logano S825M	2	16,51	19200	33,02	38400

Общая установленная мощность модернизируемой котельной составит 33 Гкал/час (38,4 МВт).

Выбор насосного оборудования следует выбрать на этапе проектирования. Насосное оборудование должно быть оборудовано системой частотного регулирования с автоматическим поддержанием давления в объединяющей тепломагистрали.

Суммарный средний (по всем котельным, участвующим в объединении) показатель удельного расхода условного топлива в результате реализации мероприятия объединения котельных вокруг ЛБК с модернизацией ЛБК и котельной №63 представлен на рисунке 6.3.7.

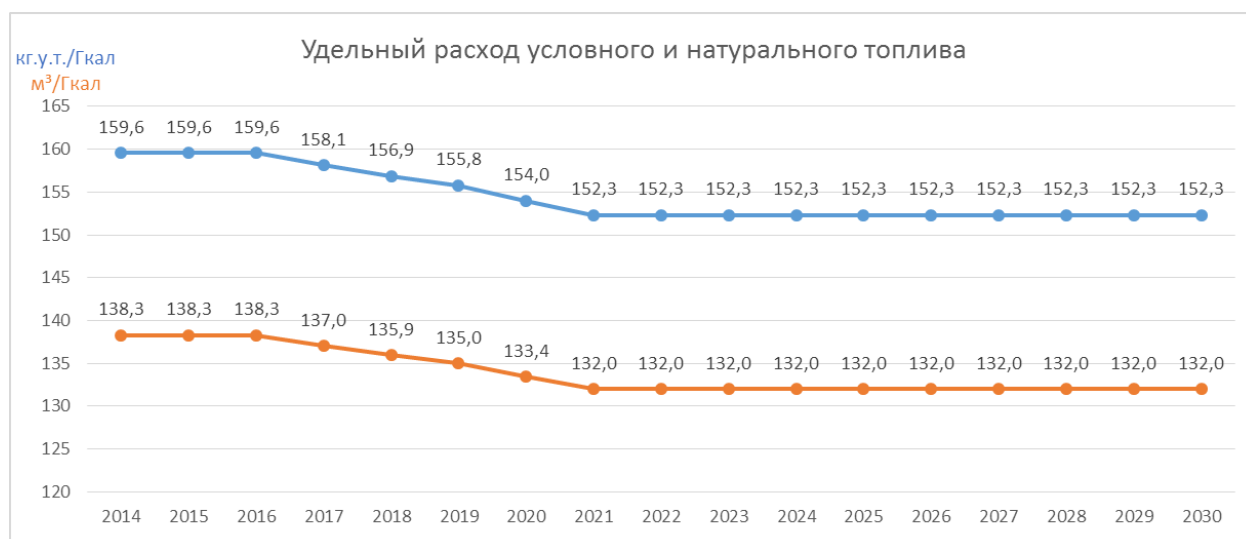


Рисунок 6.3.7 Перспективный удельный расход условного и натурального топлива

Сводные данные модернизации котельных

Таблица 6.3.28 Данные по модернизации котельных №71 и 63

Наименование	№71 ЛБК		№63	
	количество	сумма,руб	количество	сумма, руб.
Проектные работы по котельной	1 комплект	1 458 167	1 комплект	791 657
Модернизируемое оборудование (с учетом перспективных подключений) в составе: - котлы с блоками каскадной и индивидуальной автоматики; - горелки комбинированные (газ/диз. топливо) в комплекте с газовой рампой и шумоглушителями	4	189 860 262	2	94 930 131
Газовое оборудование котельной (с узлом учета газа)		161 156 424		80 578 212
Насосное оборудование				
Арматура предохранительная, запорная, регулирующая, трубопроводы, расширительные баки				
Система водоподготовки				
Система вентиляции и отопления котельной				
Электроснабжение котельной				
Система автоматики котельной				
Теплообменное оборудование				
Дымоотводящий тракт				
Монтажные/демонтажные и строительные работы на объекте				
ИТОГО		351 016 686		175 508 343

6.3.4 Реконструкция действующих источников №1+2 и №7+7а

В данном разделе описывается реконструкция основных источников теплоснабжения, входящих в централизованную систему теплоснабжения, объединяющую 5 котельных в центре города (см. п. 6.2.4).

Модернизация котельных №1+2 и №7+7а

Котельная №1 отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: пер. Цветочный, д.9. Установленная мощность котельной – 27,395 Гкал/час (31,77 МВт), подключенная мощность 23,797 Гкал/час (27,676 МВт).

Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 130/70 °С.

Котельная №7, 7а отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Панкратова, д.30 к. 1. Установленная мощность котельной – 18,9 Гкал/час (21,92 МВт).

В качестве основного вида топлива на котельной используется природный газ. В качестве резервного топлива предусматривается дизельное топливо.

Присоединение систем отопления потребителей тепловой энергии осуществляется по прямой схеме. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям осуществляется качественным способом. Утвержденный температурный график работы системы теплоснабжения 95/70 °С.

Таблица 6.3.29 Характеристика установленного оборудования котельных

Номер котельной	Номер котла	Марка котла	Год установки	Нормативный срок службы, лет	Фактический срок, лет	Установленная мощность, Гкал/час	
						По котлам	Всего
1	1	ДКВР-6,5/13	1973	24	41	5,48	22,765
	2	ДКВР-6,5/13	1999	24	15	5,48	
	3	ДКВР-4/13	2002	24	12	3,373	
	4	ДКВР-10/13	1998	24	16	8,432	
2	1	Минск-1	1978	16	36	0,65	4,63
	2	Минск-1	2002	16	12	0,65	
	3	Минск-1	1989	16	25	0,65	
	4	Минск-1	1981	16	33	0,65	
	5	Минск-1	2006	16	8	0,65	
	6	Минск-1	2004	16	10	0,65	
	8	Минск-1	2008	16	6	0,73	
7	1	ТВГ-1,5	1993	16	21	1,6	10,5
	2	КСВ-1.86Р	1999	16	15	1,6	
	3	КСВ-2,9	1997	16	17	2,5	
	4	КСВ-1,86	1996	16	18	1,6	
	5	ТВГ-1,5	1993	16	21	1,6	
	6	КСВ-1.86	1988	16	26		
7а	1	КСВ-1,86Р	2011	16	3	1,6	8,4
	2	КСВ 2 -115	2002	16	12	2	
	3	Минск-1	1984	16	30	0,8	
	4	Минск-1	1984	16	30	0,8	
	6	КСВ-1,86	1996	16	18	1,6	
	7	КСВ-1,86	1996	16	18	1,6	

Согласно разработанному плану реконструкции системы теплоснабжения к вышеуказанным котельным предлагается присоединить дополнительных потребителей, в результате чего подключенная тепловая нагрузка в зоне действия котельных увеличится (таблица 6.3.30).

Таблица 6.3.30 Перспективная нагрузка в зоне действия котельных

Номер котельной	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Мощность после модернизации, Гкал/ч	Фактическая нагрузка, Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2014-2020г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2020-2025г., Гкал/ч	Перспективная нагрузка на 2025-2030г., Гкал/ч
1+2	27,395	30	20,07	20,07	24,884	24,884
7+7а	18,9	23	12,756	12,756	22,99	22,99

В соответствии с проектом реконструкции планируется полная замена основного оборудования с установкой котлов марки Buderus Logano S825M. Выбор оборудования представлен в таблице 6.3.31.

Таблица 6.3.31 Выбор оборудования

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1+2	Buderus Logano S825M	2	16,51	19200	33,02	38400
Итого по 1+2 котельным:					33,02	38400
7+7а	Buderus Logano S825M	2	10,83	12600	21,67	25200
	Buderus Logano S825M	1	1,63	1900	1,63	1900
Итого по 7+7а котельным:					23,30	27100

Выбор насосного оборудования следует выбрать на этапе проектирования. Насосное оборудование должно быть оборудовано системой частотного регулирования с автоматическим поддержанием давления в объединяющей тепломагистрали.

Таблица 6.3.32 Исходные данные для выбора насосного оборудования

Наименование	Технические характеристики	
	Напор Н, м	Подача Q, м³/ч
Котельная №1+2	30	420
Котельная №7+7а	30	385

Суммарный средний (по всем котельным участвующим в объединении) показатель удельного расхода условного топлива в результате реализации мероприятия объединения 5 котельных на Центре города с модернизацией и укрупнением двух котельных представлен на рисунке 6.3.9.

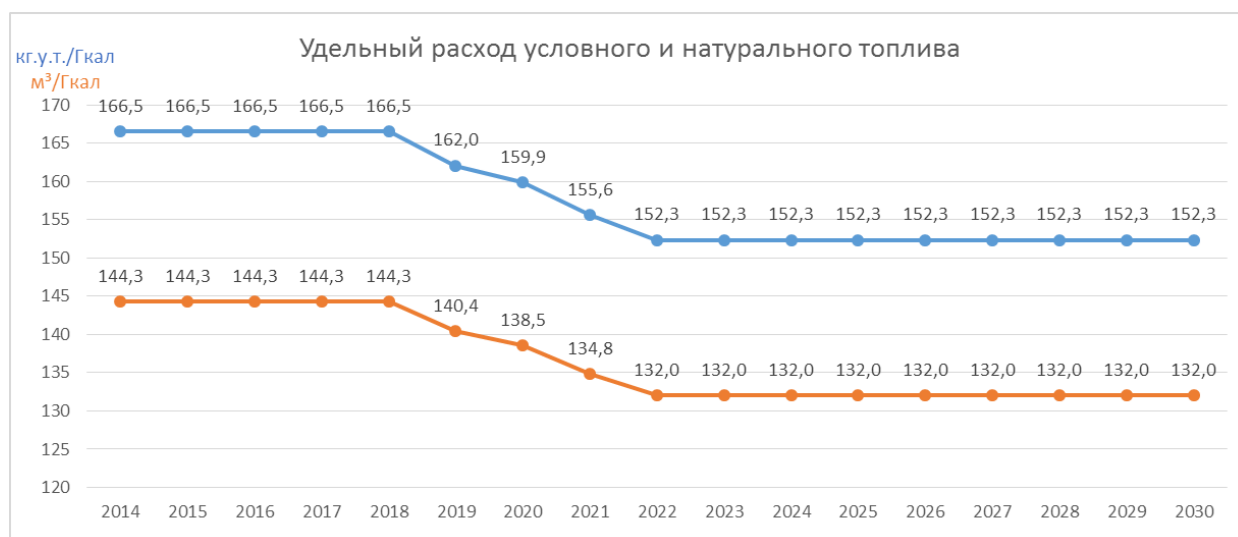


Рисунок 6.3.9 Перспективный удельный расход условного и натурального топлива

Обоснование установленной мощности ЭСН и единичной мощности генерирующего оборудования

Выбор установленной мощности ЭСН определялся на основании фактического потребления электроэнергии и мощности котельной в 2012 году.

В таблице 6.3.33 представлена фактическая среднемесячная мощность собственных нужд рассматриваемых котельных в 2012 году.

Таблица 6.3.33 Фактическая среднемесячная мощность собственных нужд, кВт (2012 г.)

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Котельная №1+2	246,15	219,47	212,31	209,44	89,05	65,70	68,93	50,05	60,55	207,85	204,84	201,04
Котельная №7+7а	83,23	74,21	71,79	70,82	30,11	22,22	23,31	16,92	20,47	70,28	69,26	67,98

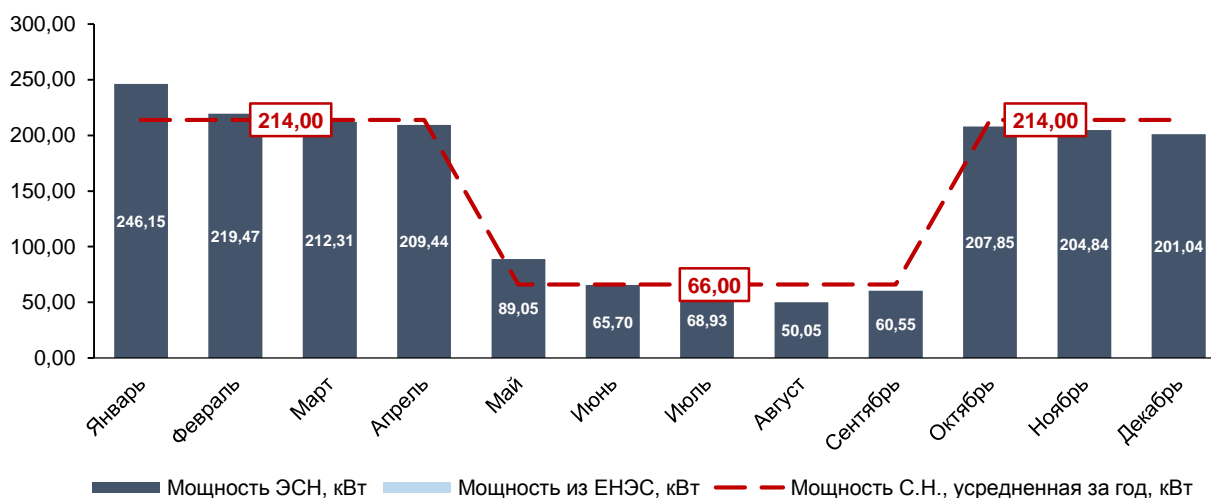


Рисунок 6.3.10 Обоснование установленной мощности ЭСН для котельной №1+2

Электрическая мощность собственных нужд котельной №1+2, усредненная за 2012 год, составляет 153 кВт. Причем в отопительный сезон потребление на собственные нужды составляет в среднем 214 кВт, в межотопительный сезон - 66 кВт. Таким образом, электростанция собственных нужд установленной мощностью ~ 240 кВт будет работать в базовом режиме работы в течение отопительного периода года (октябрь-апрель), включая пики потребления. При этом в межотопительный сезон электропотребление также предполагается покрывать установкой ЭСН.

В целях обеспечения надежности работы по энергообеспечению собственных нужд объединенной котельной №1+2 рекомендуется установить 2 газопоршневых агрегата номинальной мощностью ~ 120 кВт. Величина летних нагрузок (50÷70 % от установленной мощности ЭСН) находится в пределах границ допустимого диапазона регулирования газопоршневых установок, поэтому летом предполагается обеспечивать котельную электрической энергией за счет устанавливаемой ЭСН. В случае возникновения аварийных ситуаций и превышения максимальной мощности электрогенератора (132 кВт) предполагается переводить потребителей электрической энергии котельной в режим питания от ЕНЭС.

Выбор поставщиков газопоршневых установок

В дальнейшем, при составлении производственной программы ЭСН котельной №1+2, а также при оценке капиталовложений в реализацию проекта электроснабжения собственных нужд предлагается использовать в расчетах характеристики газопоршневой установки

Waukesha KGE120SD номинальной электрической мощностью 120 кВт. Для котельных №7+7а предполагается использовать в расчетах характеристики газопоршневой установки Buderus Loganova EN-50.

Основные технические характеристики газопоршневых двигателей в диапазоне мощностей 100÷160 кВт представлены в таблице 6.3.34.

Основные проектные и технологические решения

Основными проектными решениями предлагается установка двух ГПУ единичной мощностью 120 кВт.

Далее рассмотрены технические решения на примере ГПУ типа КГ производства компании «Waukesha» США.

Технические характеристики генерирующего оборудования представлены в таблице:

Таблица 6.3.34 Технические характеристики ГПУ

Параметр	Значение Кот №1+2
Электрическая мощность, кВт	120
Среднее эффективное давление, бар	16
Количество агрегатов	2
Тепловая мощность, кВт	275
Электрический КПД, %	33,3
Тепловой КПД, %	58,1
Напряжение, кВ	0,4
Средний расход масла при 100% нагрузке, г/кВтч	0,1
Температура выхлопных газов, °С	550
Расход газа на 100% нагрузке, м³/ч	25,20
Скорость вращения, мин-1	1500
Длина, мм	2662
Ширина, мм	1016
Высота, мм	1433
Сухой вес агрегата, кг	3300

Техническими решениями предусмотрен параллельный режим работы ГПУ без выдачи излишков электроэнергии в сети. ЭСН работает по электрическому графику загрузки оборудования котельной.

В состав одной ГПУ входят следующие агрегаты и системы:

- газопоршневой двигатель в комплекте с генератором;
- газовая рампа;
- система управления;
- пусковая система;
- газовая линейка;
- утилизация тепла;
- система охлаждения;
- система выхлопных газов;
- система смазки маслом;
- электроцит.

Для ГПУ предусматривается склад масла. Объем склада определяется на этапе согласования договора на поставку.

ГПУ блочно-модульного исполнения поставляется в контейнере, что предполагает их установку на открытом воздухе. С учетом применения шумопоглощающего кожуха уровень шума на расстоянии 10 м от контейнера не превышает 65 дБА.

В комплект поставки может входить и установка по утилизации тепла уходящих дымовых газов для нужд теплофикации.

Производственная программа внедрения ЭСН котельных

Таблица 6.3.35 Производственная программа электростанции собственных нужд котельной №1+2

Месяц	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	год
Мощность собственных нужд, кВт	246,15	219,47	212,31	209,44	89,05	65,70	68,93	50,05	60,55	207,85	204,84	201,04	1 835,40
Единичная мощность ГПА, кВт	240,00	240,00	240,00	240,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	240,00	240,00	240,00	240,00
Нагрузка ГПА, %	1,00	0,91	0,88	0,87	0,74	0,55	0,57	0,42	0,50	0,87	0,85	0,84	0,75
Выработка ЭЭ, кВтч	178 560,00	147 487,19	157 955,73	150 800,02	66 256,60	47 307,21	51 282,61	24 023,36	36 330,70	154 642,90	147 487,19	149 574,27	1 311 707,77
Отпуск ЭЭ, кВтч	174 988,80	144 537,44	154 796,62	147 784,02	64 931,47	46 361,07	50 256,95	23 542,89	35 604,09	151 550,04	144 537,44	146 582,79	1 285 473,62
Дефицит ЭЭ (потребление из ЕНЭС), кВтч	4 573,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 573,24
Расход натурального топлива (газ):													0,00
нм³/час	50,40	46,09	44,58	43,98	18,70	13,80	14,47	10,51	12,72	43,65	43,02	42,22	384,14
нм³/месяц	37 497,60	30 972,31	33 170,70	31 668,00	13 913,89	9 934,51	10 769,35	5 044,91	7 629,45	32 475,01	30 972,31	31 410,60	275 458,63
Расход условного топлива:													0,00
кг/месяц	60,68	55,49	53,68	52,96	22,52	16,61	17,43	12,65	15,31	52,55	51,79	50,83	462,51
УРУТ на отпуск ЭЭ, г.у.т/кВтч	0,340	0,376	0,340	0,351	0,340	0,351	0,340	0,527	0,421	0,340	0,351	0,340	0,37
Число часов использования установленной мощности	744,00	672,00	744,00	720,00	744,00	720,00	744,00	480,00	600,00	744,00	720,00	744,00	8 376,00

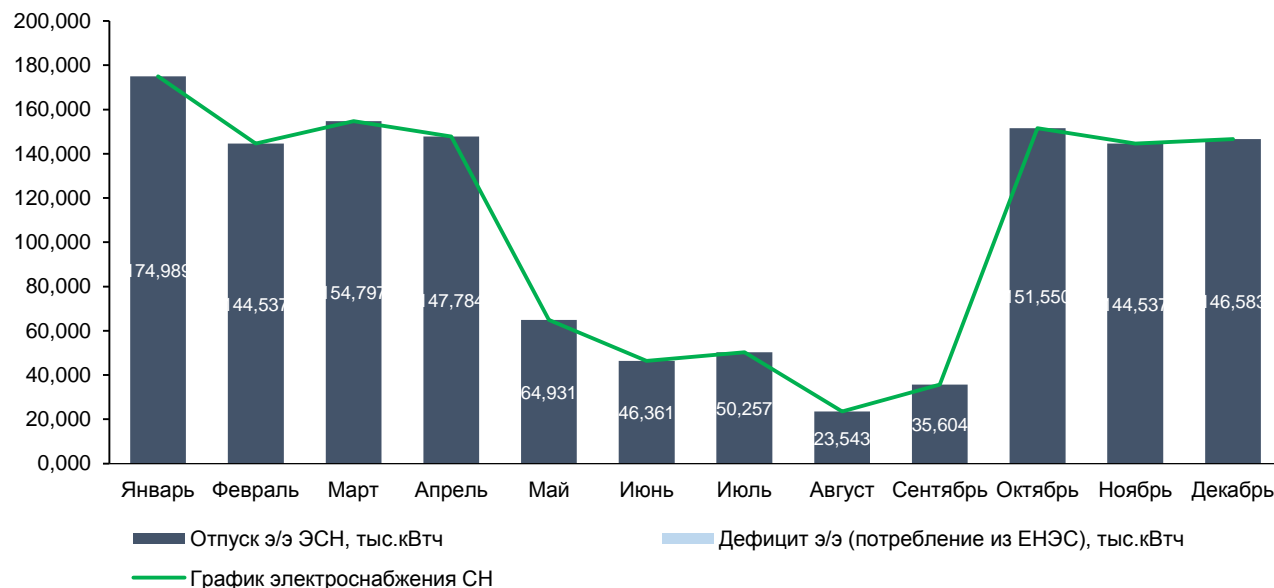
Производственная программа составлена на основе фактических показателей электропотребления котельной на собственные нужды в 2012 году.

Поскольку ввод новых тепловых мощностей на котельной не предполагается, то сделано допущение о неизменном характере электропотребления в дальнейшем, равном ~ 1,31 млн.кВтч.

Все зимние пики электрических нагрузок и снижение нагрузок в летний период будут покрываться за счет использования планируемых к установке ЭГПА.

Годовое потребление электроэнергии из ЕНЭС возможно в случае возникновения аварийных ситуаций.

Годовой отпуск электроэнергии от ЭСН составляет ~ 1,285 млн.кВтч.



Сроки реализации строительства ЭСН

Срок реализации проекта строительства собственной генерации оценивается в 12 месяцев с момента разработки проектной документации до ввода Объекта в эксплуатацию.

Стоимость строительства ЭСН

Стоимость строительства собственной генерации на котельной определена на основании технико-коммерческих предложений от поставщиков и заводов-изготовителей оборудования и материалов, объектов-аналогов, укрупненных показателей стоимости, открытых источников (интернет).

Таблица 6.3.36 Расчет стоимости строительства собственной генерации на котельной

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КГУ	Единицы измерения	Значение
		Кот. №1+2
Номинальная электрическая мощность ГПУ	кВт	120,00
Номинальная тепловая мощность ГПУ	Гкал/ч	0,24
Расход газа в номинальном режиме ГПУ	Нм³/ч	50,40
Количество ГПУ	шт.	2,00
Полная стоимость установки (КГУ) с учетом всех работ	руб.	9 393 724,22
ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ КГУ		
Средняя загрузка КГУ в течение года	%	75,12
Потребление топлива (природного газа)	Нм³/год	275 458,63
Объем вырабатываемой электроэнергии	кВт·ч/год	1 311 707,77
Объем свободной электроэнергии (за вычетом СН КГУ)	кВт·ч/год	4 573,24
Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал/год	3 961,13
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ КГУ		
Затраты на покупку природного газа	руб./год	958 596,04
Затраты на покупку масла, антифриза	руб./год	4 792,98
Затраты на ремонт, ТО и закупку необходимых запасных частей	руб./год	22 047,71
Амортизационные отчисления	руб./год	19 651,22
Суммарные годовые затраты	руб./год	1 005 087,95
ДЕЙСТВУЮЩИЕ ТАРИФЫ НА РЕСУРСЫ		
Действующий тариф на электроэнергию для котельной	руб./ кВт·ч	3,95
Средневзвешенная нерегулируемая цена электроэнергии	руб./ кВт·ч	1,462
Стоимость топлива (природного газа)	руб./Нм³	3,48
СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ		
Удельная стоимость газа	руб./кВт·ч	0,731
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./кВт·ч	0,004
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./кВт·ч	0,017
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./кВт·ч	0,015
Себестоимость производимой электроэнергии	руб./кВт·ч	0,766

СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОИЗВОДИМОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ		
Удельная стоимость газа	руб./Гкал	242,00
Удельная стоимость масла, антифриза	руб./Гкал	4,27
Удельная стоимость ремонтов, ТО и запасных частей	руб./Гкал	5,57
Удельная стоимость амортизационных отчислений	руб./Гкал	4,96
Себестоимость производимой тепловой энергии	руб./Гкал	253,74
ГОДОВАЯ ЭКОНОМИЯ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ КГУ		
Покупка электрической энергии на стороне для покрытия собственных нужд котельной, до установки КГУ	руб./год	5 280 206,18
Доход от реализации тепловой энергии по цене себестоимости её производства когенерационной установкой	руб./год	1 005 087,95
Экономия котельной от выработки ЭЭ от КГУ на собственные нужды котельной	руб./год	4 275 118,23
СРОК ОКУПАЕМОСТИ КГУ с учетом реализации только свободной вырабатываемой энергии	лет	2,20

Сводные данные модернизации

Таблица 6.3.37 Данные по модернизации котельных № 7+7а и №1+2

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Сумма, руб., с НДС	
				Кот.№7+7а	Кот.№1+2
1.	Проектные работы по котельной	компл. работ.	1	610 631	765 641
2.	Котельная (с учетом перспективных подключений) в составе:	шт.	1	73 222 711	91 810 454
2.1	Котлы с блоками каскадной и индивидуальной автоматики	компл.	1		
2.2	Горелки комбинированные (газ/диз. топливо) в компл. с шумоглушителями	компл.	1		
2.3	Газовое оборудование котельной (с узлом учета газа)	компл.	1		
2.4	Насосное оборудование котельной	компл.	1		
2.5	Арматура предохранительная, запорная, регулирующая, трубопроводы, расширительные баки.	компл.	1		
2.6	Система подпитки и водоподготовки	компл.	1		
2.7	Система вентиляции и отопления котельной	компл.	1		
2.8	Электроснабжение котельной	компл.	1		
2.9	Система автоматики котельной	компл.	1		
2.10	Теплообменное оборудование котельной	компл.	1		
2.11	Свободностоящая дымовая труба	компл.	1		
3.	Монтажные и строительные работы на объекте	компл. работ.	1	62 152 607	77 930 181
4.	Полная стоимость КГУ с учетом всех работ	компл.	1		9 393 724
	ИТОГО			139 900 000	179 900 000

6.3.5 Модернизация ЦТП, входящих в систему теплоснабжения г. Великий Новгород

Модернизацию ЦТП предлагается осуществить за счет установки в них блочного оборудования и реконструкции их в блочные тепловые пункты (БТП). БТП представляет собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы, как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления.

Широкое использование БТП дает возможность:

- провести модернизацию системы теплоснабжения в минимально короткие сроки;
- организовать оперативную и квалифицированную сервисную службу, сократив при этом общий персонал по обслуживанию ТП;
- обеспечить существенную экономию тепловой и электрической энергии при последующей эксплуатации систем теплопотребления, подключенных к автоматизированным БТП;
- выполнять оплату за тепловую энергию по факту ее потребления;
- внедрить систему диспетчерского контроля, управления и учета теплопотребления из единого центра.

Решения по автоматизации БТП реализуются на электротехнических, электронных и гидромеханических средствах. Контроллеры (электронные средства) в автоматическом режиме обеспечивают:

- погодную коррекцию температуры теплоносителя, подаваемого в системы отопления и вентиляции;
- постоянную температуру воды в системе ГВС;
- программирование различных температурных режимов по часам суток и дням недели;
- ограничение максимальных и минимальных значений регулируемых температур теплоносителя и горячей воды;
- контроль по заданному погодозависимому графику температуры теплоносителя, возвращаемого в тепловую сеть системы теплоснабжения;
- остановку систем отопления на лето с кратковременными периодическими включениями насосов и регулирующих клапанов;
- управление циркуляционными насосами с защитой их от сухого хода;
- поддержание заданного статического давления в системах теплопотребления, подключенных к системе теплоснабжения по независимой схеме;
- подключение к системе диспетчеризации по физическим, GSM, TCP/IP каналам связи;
- архивирование данных;
- аварийную сигнализацию;
- мониторинг давлений.

Гидромеханические средства обеспечивают:

- поддержание заданного статического давления в системах теплопотребления, подключенных к системе теплоснабжения по независимой схеме;
- постоянный расход греющего теплоносителя через первую ступень двухступенчатого водонагревателя системы ГВС;

- стабилизацию перепада давлений теплоносителя для систем отопления и вентиляции на выходе из теплового пункта (опционально);
- поддержание постоянного перепада давлений на регулирующих клапанах со стороны тепловой сети.

Технологическая схема стандартных автоматизированных блочных тепловых пунктов Danfoss рекомендуемых к внедрению на ЦТП Великого Новгорода приведена на рисунке 6.3.11.

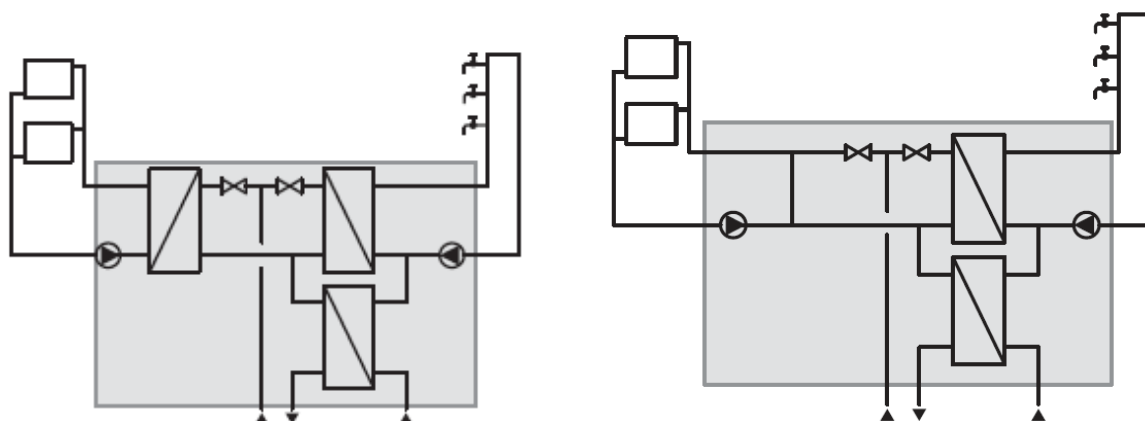


Рисунок 6.3.11 Независимая (слева) и зависимая (справа) схема присоединения системы отопления к тепловой сети и с двухступенчатым подогревателем системы горячего водоснабжения

Технологическая схема БТП для при независимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника приведена на рисунке 6.3.12.

Технологическая схема БТП для при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника приведена на рисунке 6.3.13.

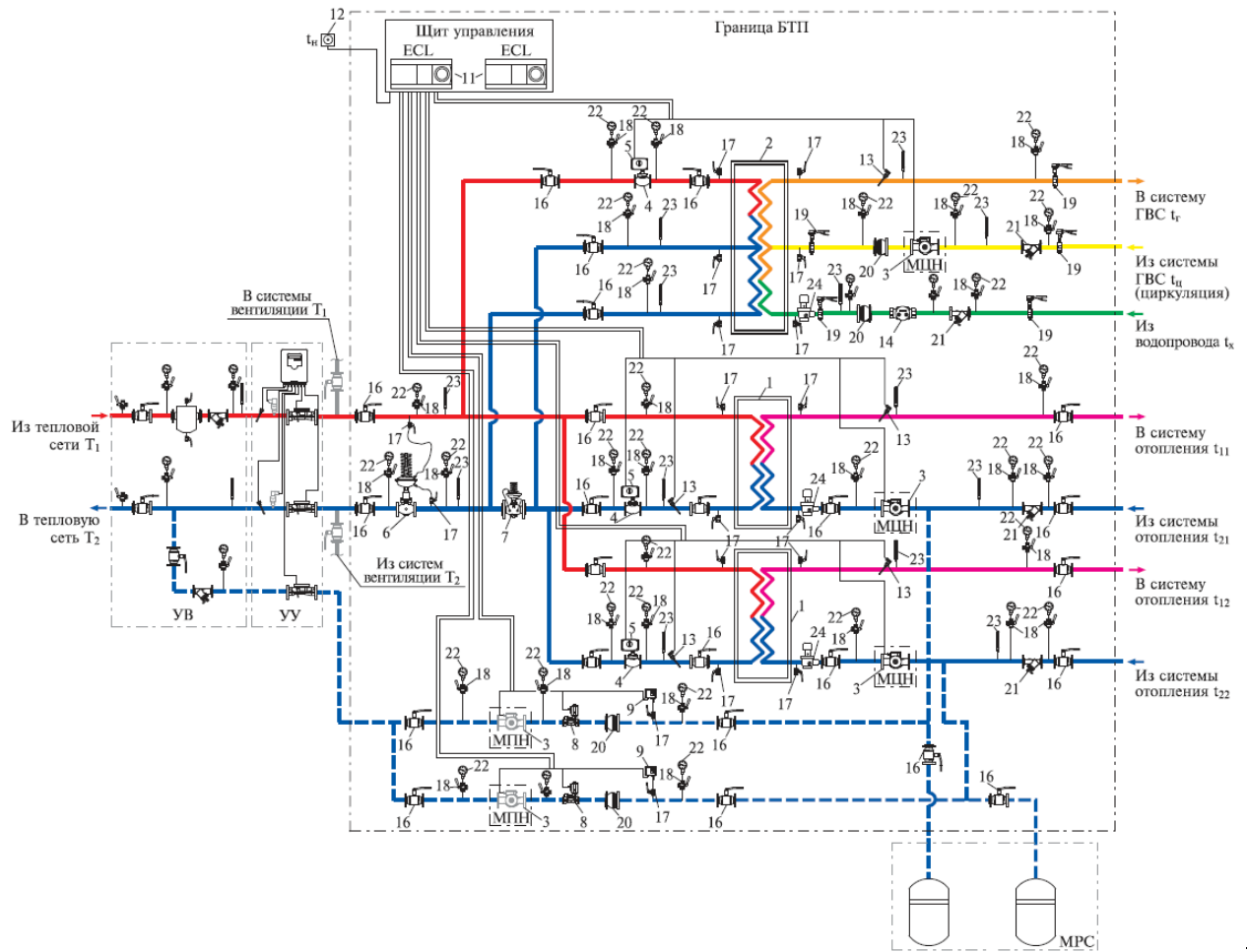


Рисунок 6.3.12 БТП для двух систем: отопления при независимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем

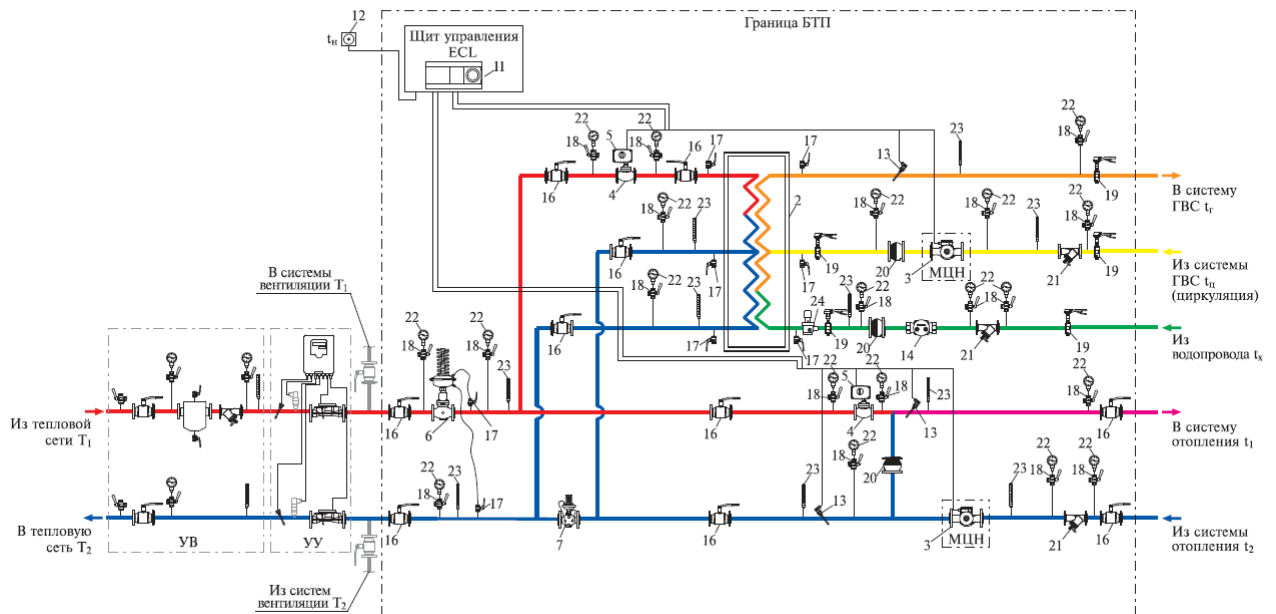


Рисунок 6.3.13 БТП для двух систем: отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем

В состав БТП входит следующее оборудование:

- щит управления с регулятором ECL Comfort;
- соленоидный клапан на линии подпитки с реле давления;
- регулятор перепада давлений на вводе;
- регулирующие клапаны с электроприводом;
- датчик температуры наружного воздуха.

Зависимость ориентировочной стоимости стандартного БТП, выполненного по предлагаемым схемам, от общей тепловой мощности представлен на рисунке 6.3.14.

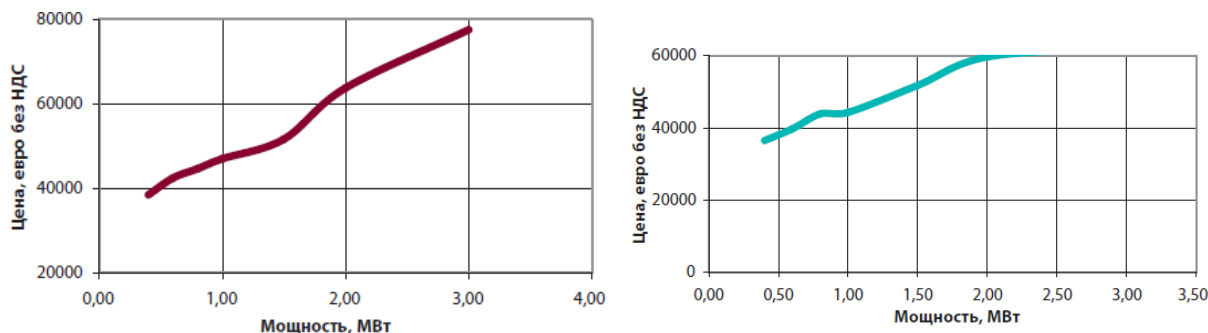


Рисунок 6.3.14 Зависимость стоимости БТП от общей тепловой мощности (слева – с независимым подключением системы отопления, справа – с зависимым)

В таблице 6.3.38 приведены данные по стоимости модернизации всех ЦТП в г. Великий Новгород.

Таблица 6.3.38 Данные по модернизации ЦТП, входящих в систему теплоснабжения г. Великий Новгород

№ п/п	Номер (название) ЦТП	Нагрузка, Гкал/час	Стоимость модернизации (тыс.руб)
	1/2, 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	70,257	63720 (2015 год)
	1/2	6,2055	5628,115
	2/12	7,1136	6451,721
	2/13	6,6716	6050,847
	3/13	6,4215	5824,017
	1/12а	4,2178	3825,359
	2/232	4,0439	3667,639
	3/232	2,8336	2569,95
	1/9	1,7943	1627,351
	2/9	3,3143	3005,924
	3/9	2,2958	2082,189
	4/9	2,8354	2571,583
	1/10	4,0521	3675,076
	2/10	5,4929	4981,818
	1/11	4,1481	3762,144
	2/11	4,2686	3871,432
	3/11	3,2221	2922,303
	4/11	1,3259	1202,533
	Итого:	70,257	63720

Экономическое обоснование по потребителям ООО «ЦТП»

ООО «ЦТП» имеет в собственности два ЦТП через которые обеспечивает тепловой энергией семь многоквартирных домов по улицам Коровникова и Кочетова. Тепловую энергию ООО «ЦТП» покупает у МУП «Теплоэнерго» и продает своим потребителям по цене 1593,42 руб/Гкал с НДС и 107,09 руб/м³гв с НДС. ЦТП главным образом служат для подготовки горячей воды.

Упрощенная схем ЦТП представлена ниже:

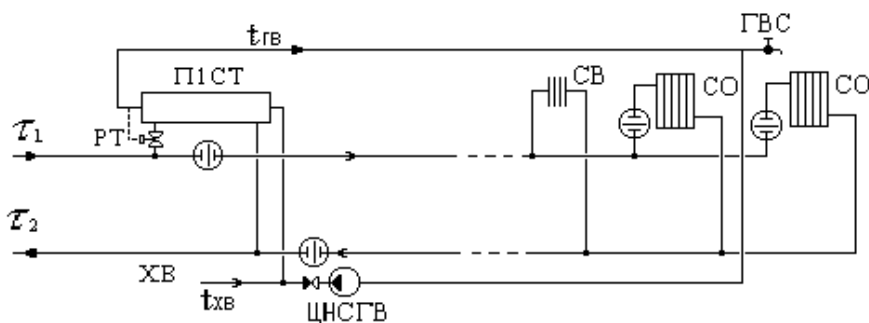


Рисунок 6.3.15 Упрощенная схем ЦТП

Таблица 6.3.39 Краткая характеристика ЦТП

Номер ЦТП	ЦТП 2/12а	ЦТП 1/13
Адрес ЦТП	ул. Коровникова, д.8 к.5	ул. Кочетова, д.8 к.3
Подключенная нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/час	1,127	0,494
Подключенная нагрузка на ГВС, Гкал/час	1,9867	0,8018
Суммарная подключенная нагрузка, Гкал/ч	3,1137	1,2958
Адреса подключенных потребителей	ул. Коровникова, дома № 10, 10к1, 12, 14	ул. Кочетова, дома № 8, 8к1, 10к3

ООО "ЦТП" на данный момент терпит значительные финансовые убытки при производстве горячей воды. По состоянию на начало 2013 года задолженность предприятия составила 5,5 млн. рублей. Убытки организации вызваны установлением экономически необоснованного тарифа на горячую воду.

ООО «ЦТП» не может дальше обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей в условиях отсутствия экономической целесообразности хозяйственной деятельности организации.

В сложившейся ситуации рекомендуется произвести переподключение потребителей ООО «ЦТП» к МУП «Теплоэнерго». Переподключение возможно произвести двумя способами:

1. С выкупом ЦТП.

2. С ликвидацией ЦТП и организацией подготовки горячей воды непосредственно у потребителей.

Стоимость выкупа в муниципальную собственность двух ЦТП с последующей передачей на эксплуатацию МУП «Теплоэнерго» оценивается в 20 млн.руб. Ввиду того, что МУП «Теплоэнерго» является «производителем» тепловой энергии, а не «перепродавцом», данный вариант позволит безубыточно эксплуатировать оба ЦТП и качественно обеспечивать тепловой энергией подключенных к ним потребителей.

Второй вариант подразумевает строительство индивидуальных тепловых пунктов непосредственно у потребителей по упрощенной схеме (рисунок 6.3.13).

Средняя нагрузка на одного потребителя, подключенного к рассматриваемым ЦТП, составляет 0,7 Гкал/ч. Стоимость подобного блочного ИТП фирмы Danfoss составляет 2,5 млн.руб с учетом монтажа. Установка семи подобных ИТП обойдется в 17,5 млн.руб.

Вариант с ИТП несколько дешевле, однако для его реализации дополнительно может потребоваться модернизация системы холодного водоснабжения для обеспечения необходимой подпитки системы подготовки горячей воды. Расчеты показали, что для варианта с ИТП существующих диаметров трубопроводов достаточно для обеспечения необходимой нагрузки. Также в резерве остаются существующие трубопроводы ГВС.

В любом варианте рекомендуется потребителям перезаключить договора на теплоснабжения напрямую с МУП «Теплоэнерго» с сохранением общегородского тарифа, а все договорно-экономические отношения ООО «ЦТП» целесообразно вести с МУП «Теплоэнерго».

6.3.6 Модернизация котельных №3а, №24, №33, №37, №44, №70.

Перечень котельных, не вошедших в объединение с другими источниками тепловой энергии, с основными техническими характеристиками представлен в таблице 6.3.40.

Таблица 6.3.40 Технические характеристики котельных

№ Котельной		№ и марка котла	Год установки	Нормативный Срок службы, лет	Фактический срок службы, лет	Суммарная установленная мощность, Гкал/ч	Договорная подключенная мощность, Гкал/ч	Процент Загрузки котельной
3а	1	Минск-1	1983	16	31	2,6	3,048	117,2
	2	Минск-1	1981	16	33			
	3	Минск-1	1981	16	33			
	4	Минск-1	1981	16	33			
11М	1	Logano SK 725	2004	16	10	3,405	1,543	45,3
	2	Logano SK 725	2004	16	10			
	3	Logano SK 725	2004	16	10			
18	1	Logano SK 625	2005	16	9	0,62	0,711	114,7
	2	Logano SK 625	2005	16	9			
19	1	ТТ-100	2011	16	3	2,15	2,238	104,1
	2	ТТ-100	2011	16	3			
22М	1	Vitoplex-100	2005	16	9	1	1,354	135,4
	2	Vitoplex-100	2005	16	9			
24	1	ДКВР-6,5/13	2000	24	14	16,44	10,912	66,4
	2	ДКВР-6,5/13	1969	24	45			
	3	ДКВР-6,5/13	1969	24	45			
25М	1	Logano SK 625	2006	16	8	0,912	0,188	20,6
	2	Logano SK 625	2006	16	8			
28М	1	ТТ-100	2011	16	3	5,65	4,794	84,8
	2	ТТ-100	2012	16	2			
	3	Ygnis FBG 1080	2005	16	9			
32М	1	Logano SK 725	2009	16	5	2,752	2,317	84,2
	2	Logano SK 725	2009	16	5			
33	1	ДКВР-4/13	1993	24	21	24,505	8,951	36,5
	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			

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ВЕЛИКОГО НОВГОРОДА ДО 2030 ГОДА

35	1	Logano SK 625	2008	16	6	1,186	1,049	88,4
	2	Logano SK 625	2008	16	6			
37	2	Минск-1	2002	24	12	5,986	5,715	95,5
	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			
44	1	КВГ-7,56	1993	16	21	19,5	21,655	111,1
	2	КВГ-7,56	1993	16	21			
	3	КВГ-7,56	2004	16	10			
47М	1	Logano S815	2005	16	9	3,27	2,999	91,7
	2	Logano S815	2005	16	9			
48	1	Logano G 334	2005	16	9	0,077	0,09	116,9
53М	1	Logano SK 625	2008	10	6	0,912	0,653	71,6
	2	Logano SK 625	2008	10	6			
55М	1	Vitoplex 100	2006	16	8	1,238	1,129	91,2
	2	Vitoplex 100	2006	16	8			
56М	1	Logano SK 625	2007	16	7	0,912	0	0,0
	2	Logano SK 625	2007	16	7			
58М	1	Logano SHD 615	2007	15	7	0,715	0,66	92,3
59М	1	Logano SK 625	2005	16	9	0,809	0,900	111,2
	2	Logano SK 625	2005	16	9			
67М	1	Vitoplex 200	2010	16	4	2,494	2,232	89,5
	2	Vitoplex 200	2010	16	4			
70	1	Е-1,0-0,9Г-3	2008	24	6	3,718	1,771	47,6
	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			
72М	1	Vitoplex 200	2011	16	3	2,236	1,87	83,6
	2	Vitoplex 200	2011	16	3			
73К	1	Vitoplex 100	2005	16	9	0,988	0,993	100,5
	2	Vitoplex 100	2005	16	9			
74К	1	Vitoplex 100	2005	16	9	0,988	0,728	73,7
	2	Vitoplex 100	2005	16	9			
75К	1	Vitoplex 200	2006	16	8	0,756	0,716	94,7
	2	Vitoplex 200	2006	16	8			
76К	1	Rendamax R2705	2007	16	7	0,578	0,298	51,6
	2	Rendamax R2706	2007	16	7			
77К	1	Vitoplex 100	2007	16	7	1,926	2,071	107,5
	2	Vitoplex 100	2007	16	7			

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			
79М(А)	1	Vitoplex-200	2013	16	1	1,548	0,752	48,6
	2	Vitoplex-200	2013	16	1			

Из таблицы видно, что в городе существует ряд котельных, модернизация которых не требуется в силу того, что на них установлено современное оборудование, отработавшее не более 10 лет. К ним относятся котельные 11М, 18, 19, 22М, 25М, 28М, 32М, 35, 47М, 48, 53М, 55М, 56М, 58М, 59М, 67М, 72М, 73К, 74К, 75К, 76К, 77К и 79М. Замена оборудования на этих котельных потребует не ранее чем через 10-15 лет.

К модернизации предлагаются котельные 3а, 24, 33, 37, 44 и 70, основное оборудование которых в основном физически и морально устарело. В таблице 6.3.40 эти котельные выделены курсивом.

Все расчеты, представленные ниже, произведены исходя из фактической нагрузки котельных.

Предложения по модернизации котельной 3а

Котельная №3а отдельно стоящее здание, располагающееся по адресу: ул. Б.С-Петербургская, д. 64. Установленная мощность котельной – 2,6 Гкал/час (3,024МВт), подключенная договорная нагрузка 3,048 Гкал/час (3,545МВт).

Характеристика оборудования, установленного в котельной №3а, приведена в таблице 6.3.41

Таблица 6.3.41 Характеристика основного оборудования котельной №3а

Номер котла	Марка котла	Год установки	Нормативный срок службы, лет	Фактический срок, лет	Установленная мощность, Гкал/час	
					отопление	горячая вода
1	Минск-1	1983	16	31	0,65	0
2	Минск-1	1981	16	33	0,65	0
3	Минск-1	1981	16	33	0,65	0
4	Минск-1	1981	16	33	0,65	0
Итого:	-	-	-	-	2,6	0
Фактическая подключенная нагрузка	-	-	-	-	2,34	0

Результаты расчетов по определению фактической расчетной производительности котельной представлены в таблице 6.3.42, месячные нагрузки представлены в таблице 6.3.43.

Таблица 6.3.42 Определение фактической расчетной производительности котельной №3а

№ п/п	Расчетные показатели	Ед.изм.	Величина
-------	----------------------	---------	----------

1	Суммарная нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	2,34
1.1	- отопление	Гкал/ч	2,086
1.2	- вентиляция	Гкал/ч	0,254
3	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,035
4	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	2,056
5	Минимально необходимая мощность котельной (зимний режим)	Гкал/ч	2,375

Таблица 6.3.43 Результаты расчета месячных тепловых нагрузок

№ п/п	Месяц	Среднемесячная температура, °С	Время работы, ч	Нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Среднечасовая нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Суммарная нагрузка, Гкал/ч
1	январь	-8,7	744	1,36	0,00	1,36
2	февраль	-8,7	672	1,36	0,00	1,36
3	март	-4,3	744	1,15	0,00	1,15
4	апрель	3,3	720	0,79	0,00	0,79
5	май	10,4	744	0,45	0,00	0,45
6	Июнь	15,2	528	0,00	0,00	0,00
7	Июль	17,3	576	0,00	0,00	0,00
8	Август	15,4	744	0,00	0,00	0,00
9	Сентябрь	10,3	720	0,00	0,00	0,00
10	Октябрь	4,2	744	0,75	0,00	0,75
11	ноябрь	-0,9	720	0,99	0,00	0,99
12	декабрь	-5,9	744	1,22	0,00	1,22
13	Холодная пятидневка	-33	120	2,375	0,00	2,375

В соответствии с проектом реконструкции планируется полная замена основного оборудования. В качестве котлов планируется установка 4 котлов Buderus Logano S825L с номинальной единичной мощностью 1350 кВт (3 рабочих и 1 резервный). Общая установленная мощность модернизируемой котельной составит 4,64 Гкал/час (5,4МВт). При возникновении аварийной ситуации (выход одного котла из строя) котельная обеспечит требование СНиП по резервной тепловой мощности.

Таблица 6.3.44 Результат выбора котлов

№ п/п	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
1	Buderus Logano S825L LN	4	0,64	750	2,56	3000

Для выбора насосного оборудования котельной вычисляется расход теплоносителя, G , м³/ч:

$$G = 2,375 / (95 - 70) \cdot 962 = 91,58 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Результат выбора насосного оборудования представлен в таблице 6.3.45.

Таблица 6.3.45 Насосное оборудование котельной

Наименование	Технические характеристики
--------------	----------------------------

	Мощность, кВт	Напор Н, м	Подача Q, м³/ч
Насос сетевой (график 95/70)	7,8	20	91,58

Установка химводоподготовки

Объем воды в системах теплоснабжения $V_s = 11,99 \text{ м}^3$.

Часовая производительность водоподготовительных установок:

$$G_v = 0,0075 \cdot V_s = 0,0075 \cdot 11,99 = 0,1 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Объем подпитки составляет:

$$G_{\text{п}} = 0,0025 \cdot V_s = 0,0025 \cdot 11,99 = 0,03 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

На основании расчетов выбираем автоматическую систему дозирования реагентов (АСДР) с расчетной производительностью $0,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ и подпиточный насос с напором 30 м.в.ст. и производительностью не менее $0,03 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Показатели работы котельной №3а до и после реконструкции представлены в таблице 6.3.46. Следует отметить, что предусматривается использование экономайзеров для новых котлов, что позволит повысить их КПД (в расчете принят КПД котлов равный 95%).

Таблица 6.3.46 Показатели работы котельной

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Значение	
			до рекон- струкции	после рекон- струкции
1	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{\text{год}}$	Гкал/год	5863,44	5863,44
2	Годовой отпуск теплоты котельной, $Q_{\text{год}}$	Гкал/год	5863,44	5863,44
3	Годовые потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/год	586,34	586,34
4	Годовой расход натурального топлива, $B_{\text{год}}$	тыс.м³/год	809,15	723,98
5	Годовой расход условного топлива в т.у.т., $B_{\text{усл}}$	т.у.т./год	927,61	830,21
6	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	168,07	150,38
7	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	170,63	152,67

В таблице 6.3.47 приведены расчеты стоимости по модернизации котельной №3а.

Таблица 6.3.47 Стоимость модернизации котельной №3а

№	Наименование	Ед. изм.	Кол- во	Сумма с НДС, тыс. руб.,
1.	Проектные работы	компл. работ.	1	3600
2.	Котельная мощностью 3,0 МВт	шт.	1	18000
3.	Монтажные и строительные работы на объекте	компл. работ.	1	5400
4.	Пуско-наладочные работы	компл. работ.	1	1800
	ИТОГО			28800

Расчеты по остальным котельным произведены аналогично расчетам по котельной №3а (таблицы 6.3.48 - 6.3.52).

Таблица 6.3.48 Определение фактической расчетной производительности котельных

№ п/п	Расчетные показатели	Ед. изм.	Номер котельной						
			3а	24	33	37	44	70	78
1	Суммарная нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	2,34	7,67	7,69	3,86	13,88	1,77	12,22
2	- отопление	Гкал/ч	2,09	6,48	7,17	2,88	8,66	1,38	10,32
3	- вентиляция	Гкал/ч	0,25	0,64	0,08	0,03	1,72	0,00	1,01
4	- ГВС	Гкал/ч	0,00	0,56	0,44	0,94	3,49	0,39	0,89
5	Собственные нужды котельной	Гкал/ч	0,04	0,12	0,12	0,06	0,23	0,03	0,20
6	Обеспечение тепловой нагрузки при аварии	Гкал/ч	2,06	6,75	6,77	3,40	12,21	1,56	10,75
7	Минимально необходимая мощность котельной (зимний режим)	Гкал/ч	2,38	7,79	7,81	3,92	14,11	1,80	12,41

Таблица 6.3.49 Выбор котельного оборудования

№ котельной	Тип котла	Кол-во	Мощность		Суммарная мощность	
			Гкал/ч	кВт	Гкал/ч	кВт
3а	Buderus Logano S825L LN	4	0,64	750	2,56	3000
24	Buderus Logano S825L	3	2,623	3050	7,87	9150
	Buderus Logano S825L	1	1,634	1900	1,634	1900
33	Buderus Logano S825L	3	2,623	3050	7,87	9150
	Buderus Logano S825L	1	1,634	1900	1,634	1900
37	Buderus Logano S825L	5	0,86	1000	4,3	5000
44	Buderus Logano S825M	2	6,62	7700	13,24	15400
	Buderus Logano S825M	1	8,00	9300	8,00	9300
70	Buderus Logano S825L LN	4	0,64	750	2,56	3000

Таблица 6.3.50 Выбор насосного и вспомогательного оборудования

Технические характеристики	Номер котельной						
	3а	24	33	37	44	70	78
Насос сетевой							
Мощность, кВт	6,24	14,59	20,47	10,28	15,41	4,72	20,33
Напор Н, м	20	20	20	20	20	20	20
Подача Q, м³/ч	91,58	214,11	300,53	150,84	226,23	69,26	298,46
Насос ГВС (зимний режим)							
Мощность, кВт	-	0,56	0,44	0,95	3,51	0,40	0,89
Напор Н, м	-	18	18	18	18	18	18
Подача Q, м³/ч	-	9,15	7,15	15,45	57,26	6,45	14,57
Насос ГВС (летний режим)							
Мощность, кВт	-	0,45	0,35	0,76	2,83	0,32	0,72
Напор Н, м	-	18	18	18	18	18	18
Подача Q, м³/ч	-	7,39	5,77	12,48	46,23	5,21	11,76
Насос подпиточный							
Мощность, кВт	0,0031	0,0406	0,0513	0,0172	0,0976	0,0075	0,0406
Напор Н, м	30	30	30	30	30	30	30
Подача Q, м³/ч	0,03	0,40	0,50	0,17	0,95	0,07	0,40
АСДР							
Расчетная производительность, м³/ч	0,09	1,19	1,51	0,50	2,86	0,22	1,19

Таблица 6.3.51 Укрупненная стоимость модернизации котельных

№	Наименование	Сумма с НДС, тыс. руб.,					
		3а	24	33	37	44	70
	Год модернизации	2016	2016	2017	2016	2017	2017
1.	Проектные работы	900	3500	3500	1450	7800	900
2.	Котельная	18 000	70 000	70 000	29 000	156 200	18 000
3.	Монтажные и строительные работы на объекте	5 400	21 000	21 000	8 700	46 900	5 400
4.	Пуско-наладочные работы	1 800	7 000	7 000	2 900	15 600	1 800
	ИТОГО	26 100	101 500	101 500	42 050	226 500	26 100

Таблица 6.3.52 Показатели работы котельных до и после реконструкции

№ котельной	Показатели	Единица измерения	Значение	
			до	после
3а	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	5256	5256
	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м ³ /год	801,2	691,6
	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	915,8	790,5
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	0,174	0,150
24	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	10769	10769
	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м ³ /год	1565,3	1417,0
	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	1789,1	1619,6
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	0,166	0,150
33	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	18632	18632
	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м ³ /год	2806,0	2451,6
	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	3207,3	2802,2
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	0,172	0,150
37	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	9568	9568
	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м ³ /год	1476,5	1258,9
	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	1687,7	1439,0
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	0,176	0,150
44	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	33179	33179
	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м ³ /год	4879,3	4365,7
	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	5577,0	4989,9
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	0,168	0,150
70	Годовая выработка теплоты котельной, $Q_{год}$	Гкал/год	4214	4214
	Годовой расход натурального топлива, $B_{год}$	тыс.м ³ /год	609,0	554,5
	Годовой расход условного топлива в т.у.т, $B_{усл}$	т.у.т./год	696,0	633,8
	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	0,165	0,150

Обоснование внедрения на котельных выработки электроэнергии в комбинированном цикле

В соответствии с современным законодательством (ФЗ № 261 от 01.11.2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», ФЗ № 190 от 27.07.2010 г. «О теплоснабжении», а также Постановление от 31.12.2009 г. № 1221 "Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности для товаров, работ, услуг, размещение заказов на которые осуществляется для государственных и муниципальных нужд") при реконструкции и (или) строительстве новых теплоисточников тепловой мощностью свыше 5 Гкал/ч надлежит применять совмещенное производство как тепловой, так и электрической электроэнергии.

В соответствии с данными таблицы 6.3.40 применение совмещенного производства тепловой и электрической энергии возможно в котельных, представленных в таблице 6.3.53.

Таблица 6.3.53 Выборка котельных для совмещенного производства тепловой и электрической энергии

№ котельной	№ и марка котла		Суммарная установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная мощность, Гкал/ч	Процент загрузки котельной
24	1	ДКВР-6,5/13	16,44	10,912	66,4
	2	ДКВР-6,5/13			
	3	ДКВР-6,5/13			
33	1	ДКВР-4/13	24,505	8,951	36,5
	2	КВГМ-10-150			
	3	КВГМ-10-150			
	5	Е1/9Г			
	6	Е1/9Г			
37	2	Минск-1	5,986	5,715	95,5
	5	Минск-1			
	6	КСВ-1,86			
	7	ТВГ-1,5			
	8	ТВГ-1,5			

Обоснование установленной мощности ЭСН и единичной мощности генерирующего оборудования котельных

Выбор установленной мощности ЭСН определялся на основании фактического потребления электроэнергии и мощности котельных в 2013 году. В таблице 6.3.55 представлена фактическое среднеемесячное потребление электроэнергии и требуемая мощность собственных нужд котельных в 2013 году.

Таблица 6.3.54 Фактическое среднеемесячное потребление электроэнергии и требуемая мощность собственных нужд котельных, кВт

Расчетные параметры	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Котельная № 24												
Расход электроэнергии	100519	80956	85785	88895	39537	26440	31596	28896	30778	86849	78581	84802
Требуемая мощность	135	120	115	123	53	37	42	39	43	117	109	114
Котельная № 33												
Расход электроэнергии	109400	86800	89000	96400	18000	4200	5200	5000	8600	84731	86600	88400
Требуемая мощность	147	129	120	134	24	6	7	7	12	114	120	119
Котельная № 37												
Расход электроэнергии	28470	22920	25200	27150	10590	5700	5100	8280	7 590	26790	24090	24300
Требуемая мощность	38	34	34	38	14	8	7	11	11	36	33	33

На рисунках 6.3.15 -6.3.18 представлены данные для определения мощности ЭСН котельных.

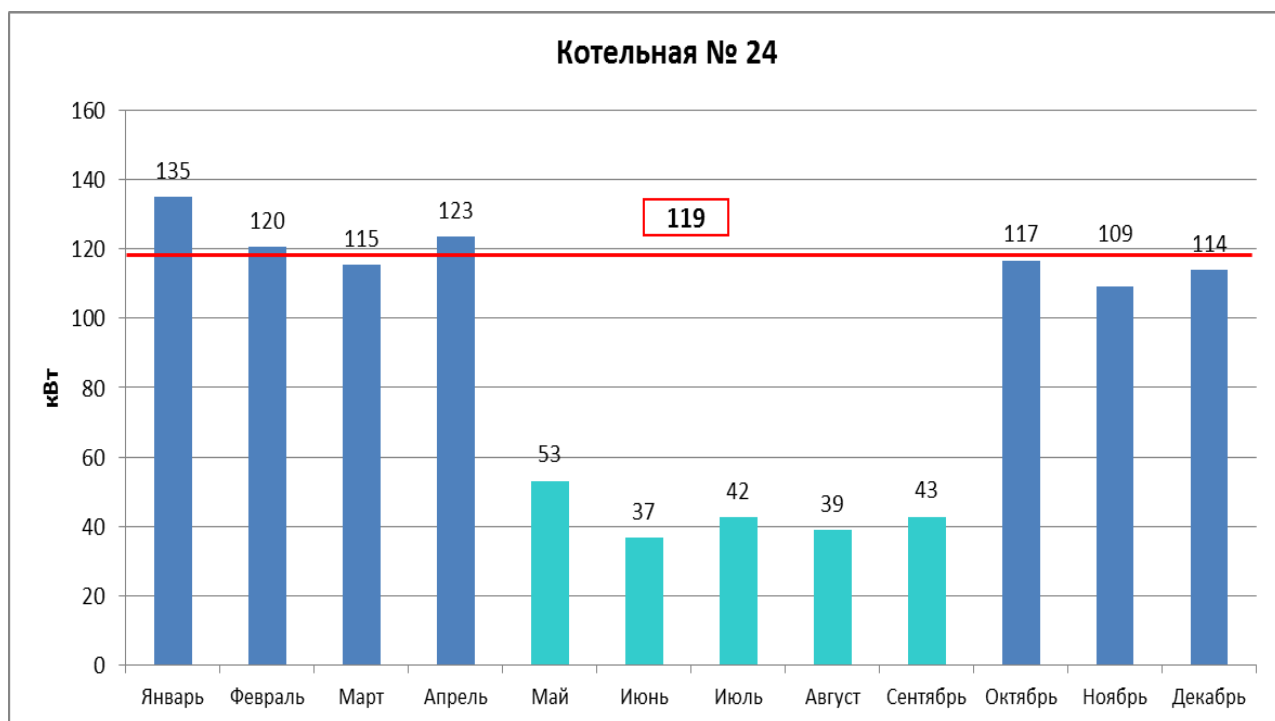


Рисунок 6.3.15 Среднемесячные показания электрической нагрузки котельной №24

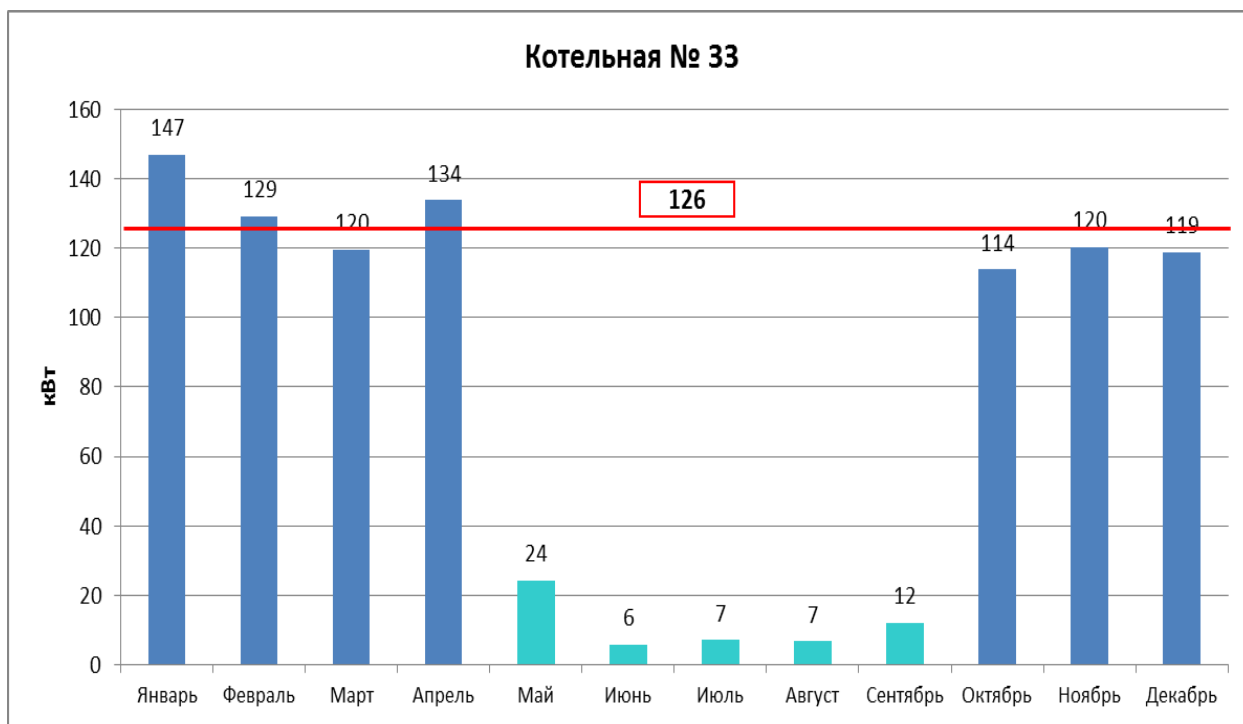


Рисунок 6.3.16 Среднемесячные показания электрической нагрузки котельной №33

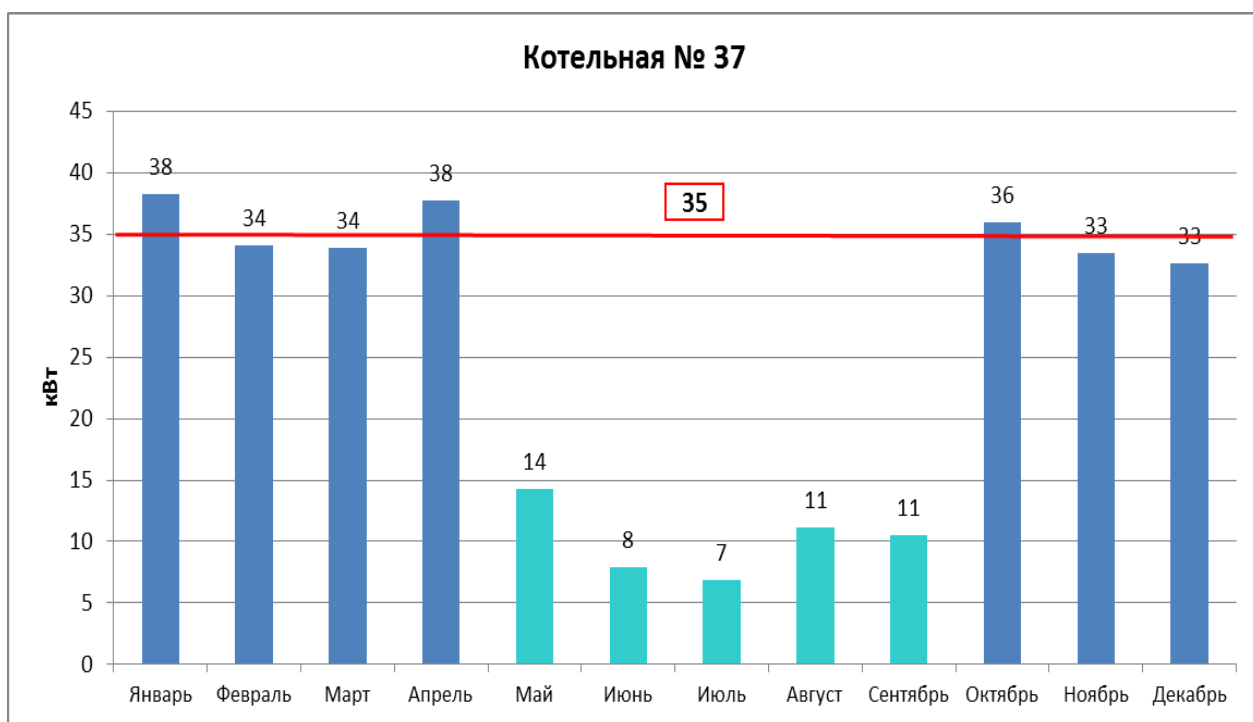


Рисунок 6.3.17 Среднемесячные показания электрической нагрузки котельной №37

Электрическая мощность собственных нужд котельных, усредненная за 2013 год, представлена в таблице 6.3.55.

Таблица 6.3.55 Электрическая мощность собственных нужд котельных, усредненная за 2013 год

Номер котельной	24	33	37
Мощность собственных нужд, кВт	119	126	35

Для покрытия требуемой мощности собственных нужд котельных предлагается использовать газопоршневые установки установленной мощностью, представленной в таблице 6.3.56.

Таблица 6.3.56 Установленная мощность ГПУ

Номер котельной	24	33	37
Установленная мощность ГПУ, кВт	150	150	50

Работа электростанции собственных нужд в базовом режиме предполагается в течение отопительного периода года (октябрь-апрель). При этом пики электропотребления предполагается покрывать из ЕНЭС. Летом предполагается останов ЭСН и перевод потребителей электрической энергии котельной в режим питания от ЕНЭС.

Технические характеристики выбранного оборудования представлены в таблицах 6.3.57 -6.3.58.

Таблица 6.3.57 Технические характеристики ГПУ для котельных № 24 и 33

Наименование параметра	Значение
Марка, производитель	Рыбинсккомплекс АГП-150
Номинальная мощность (длительная), кВт/кВА	150/187,5
Максимальная часовая мощность, кВт/кВА	166/206,25
Род тока	переменный трехфазный
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Номинальный ток, А	270
Частота вращения вала двигателя, мин-1	1500
Минимальное давление газа, атм.	0,03
Система охлаждения	36
Система смазки	34
Удельный расход топлива при номинальной мощности, м³/ч	35
Удельный расход масла, % от расхода топлива	0,5
Гарантийная наработка, м.ч.	3 000
Ресурс до капитального ремонта, м.ч.	20 000

Таблица 6.3.58 Технические характеристики ГПУ для котельной № 37

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Марка, производитель	-	Buderus Loganova E0834 EN-50
Электрическая мощность	кВт	50
Используемое тепло	кВт	81
Использование топлива Н (природный газ)	кВт	145
Электрический КПД	%	33,3
Тепловой КПД	%	58,1
Общий КПД	%	91,5
Вес без заправки	кг	2000
Рабочий вес	кг	2200
Фирма-производитель двигателя	-	MAN
Тип двигателя	-	E 0834 E
Частота вращения двигателя	1/мин	1500
Температура воды системы отопления на входе	°С	70
Температура воды системы отопления на выходе	°С	90
Максимальное рабочее давление в системе отопления	бар	16
Потеря давления воды системы отопления в модуле	бар	0,10
Давление газа перед ТАЕ	мбар	25-50
Эмиссии выхлопных газов	NO _x мг/нм ³	250
	CO мг/нм ³	325
Допустимое противодействие выхлопных газов	мбар	2000
Уровень шума выхлопных газов	дБ(А)	77
Уровень шума с шумопоглощающим кожухом	дБ(А)	65
Максимальный расход приточного воздуха	м ³ /ч	>2600
Максимальный расход вытяжного воздуха	м ³ /ч	2500
Максимальный напор вытяжного вентилятора	Па	500
Вместимость масляного бака	л	70
Распределительная установка	-	да
Защита главного низковольтного распределителя NSHV (рекомендация)	А	100
Периодичность технического обслуживания после наладочных испытаний	м.ч.	1800

При определении стоимостных показателей использовались цены 2014 года.

Сумма капитальных затрат складывается из следующих основных статей:

- ✓ проектно-изыскательские работы;
- ✓ основное и вспомогательное оборудование – агрегат, система утилизации, система управления;
- ✓ затраты на строительно-монтажные работы;
- ✓ затраты на приобретение трубопроводов, оборудования, инструмента и инвентаря;
- ✓ пуско-наладочные работы после реконструкции.

Эксплуатационные расходы связаны с покупкой природного газа, моторного масла, техническим обслуживанием машины.

Капитальные затраты на внедрение ГПУ в котельных представлены в таблице 6.3.59.

Таблица 6.3.59 Капитальные затраты на внедрение ГПУ

Статьи затрат	Стоимость, тыс. руб.		
	24	33	37
Проектные работы	750000	750000	250000
Агрегат (двигатель+ генератор+ система охлаждения+ управление+ контейнер)	3750000	3750000	1250000
СМР	900000	900000	300000
Пуско-наладочные работы	185000	185000	60000
Прокладка кабельной линии	100000	100000	40000
Установка вакуумного выключателя 6кВ	30000	30000	20000
АСТУЭ	40000	40000	30000
ИТОГО	5755000	5755000	1950000

Эксплуатационные затраты работы ГПУ в котельных представлены в таблице 6.3.60.

Таблица 6.3.60 Эксплуатационные затраты работы ГПУ

Статьи затрат	Значение		
	24	33	37
Природный газ, тыс. м³/год	150,6	160,3	44,7
Стоимость природного газа, руб./тыс. м³	4921	4921	4921
Природный газ, тыс. руб./год	741,3	789,0	220,1
Масло, кг/год	214	214	75
Масло, тыс. руб/год	17	17	6
Техническое обслуживание	74,1	78,9	22,0
ИТОГО	1046,5	1098,9	323,1

Расчет экономического эффекта и срока окупаемости представлен в таблице 6.3.61.

Таблица 6.3.61 Расчет экономического эффекта и срока окупаемости

Наименование показателя	Значение		
	24	33	37
Объем вырабатываемой электроэнергии, кВтч/год	602588	641331	178920
Объем покупной электроэнергии, кВтч/год	161 046	41 000	37 260
Стоимость покупной электроэнергии, руб./кВтч	3,25	3,25	3,25
Экономия электроэнергии, кВтч/год	602588	641331	178920
Экономия средств от покупки электроэнергии, тыс. руб./год	1958,4	2084,3	581,5
Эксплуатационные затраты, тыс. руб./год	1046,5	1098,9	323,1
Экономический эффект, тыс. руб./год	911,9	985,4	258,4
Капитальные затраты, тыс. руб.	5755	5755	1950
Срок окупаемости, лет	6,3	5,8	7,5

На основании произведенных расчетов можно сделать вывод о том, что внедрение ГПУ целесообразно на всех перечисленных котельных.

6.4 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Перевод котельных в разряд ЦТП

В качестве модернизации котельных в Великом Новгороде предлагается установить БТП на предлагаемых к модернизации котельных. БТП представляет собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы, как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления.

Преимущества, схемы БТП рассмотрены в разделе 6.3.5 настоящей главы.

6.5 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

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. Исходя из сказанного, наиболее целесообразным вариантом теплоснабжения новых перспективных районов представляется вариант с одной крупной котельной на район. В этом случае ввод котельной должен производиться в несколько этапов с учетом сроков ввода жилья. Соответственно, подбор оборудования котельной должен обеспечивать надежность и эффективность теплоснабжения на каждом этапе. Решение этих вопросов возможно, если определен точный график ввода жилья по каждому району.

В пользу покрытия тепловой нагрузки котельными малой мощности следует привести несколько доводов: во-первых, современные котельные – это полностью автоматизированные установки с высоким КПД, работающие без обслуживающего персонала; во-вторых, ввод котельных может осуществляться одновременно с застройкой района и рассчитываться на ту нагрузку, которая вводится в эксплуатацию на текущую дату окончания строительства.

Далее приведен вариант строительства нескольких котельных средней мощности, предложенный застройщиком для Деревяницкого, Псковского и других районов.

Предлагаемый вариант развития схемы теплоснабжения новых районов предусмотрен застройщиком. Застройщиком предполагается строительство 10 котельных для Деревяницкого и 12 котельных для Псковского районов (таблица 6.5.1). Однако, следуя общему принципу проекта, в Деревяницком районе в 5-квартале аналогично кварталам 1 и 2 рекомендуется увеличить единичную мощность котельных более 10 Гкал/ч. Котельные Псковского района также рекомендуется укрупнить.

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

Таблица 6.5.1. Оценка стоимости котельных

Наименование котельной	ΣQ, Гкал/ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Стоимость блочной котельной под ключ, млн.руб.
<u>Деревяницкий район</u>			
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 с подключением к новой котельной №78)			
Котельная № 78 (в дополнение к существующей нагрузке)	7,9	8	35,8
Микрорайон № 5			
Котельная № 15+16*	6,742+2,84	12	60,5
Котельная № 17+18*	7,57+5,72	14	68,8
<u>Псковский район</u>			
Котельная № 1*	7,628+9,11+6,06	24	115,9
Котельная № 6 (пристроенная)	2,05	3	21,6
Котельная № 2*	10,73+3,96+7,25	24	115,9
Котельная № 3*	6,524+2,93+2,357+1,82	17	78,6

Котельная № 19 (пристроенная)	1,677	1,6	11,8
Перспектива до 2027г.	69,9	70	350,6
<u>Другие районы</u>			
Кот.кв.118 и 119	20,92	22	110,2
Кот.кв.239, 120, 243	22,263	25	125,2
Кот.кв. 152	12,4	12,4	62,1
ИТОГО:			1451,0

* - Укрупнение котельных взамен предложенных в проекте застройки (Глава 2)

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

Таблица 6.5.2. 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 6.5.3 Технические характеристики

Технические характеристики						
Назначения: только отопление		Горелка: нет		Макс. рабочая температура: 100 °C		
Топливо: жидкое топливо / прир. газ		Удаление дымовых газов: дымовая труба		Мин. темп. в обратной линии: 55 °C		
Макс. рабочее давление: 5 бар				Защитный термостат: 110 °C		
Модель котла	SABK 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 °C	%	90,6	90,6	90,6	90,6	90,6
Потери при останове ΔT=30 K	Вт	9215	11728	13823	17593	22086
Водовместимость	л	1327	2281	2377	3047	4700
Номинальный расход воды при ΔT=20 K	м³/ч	49,1	64,8	79,2	98,7	126,2
Perte de charge ΔT=20 K	мбар	85	92	95	102	110
Объем контура дымовых газов	л	846	1439	1439	1970	2400
Объемный расход продуктов сгорания	м³/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 °C)	°C	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 °C, 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.