

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА НИЖНЕГО НОВГОРОДА
НА ПЕРИОД С 2012 ГОДА ДО 2027 ГОДА**

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

**Муниципальный контракт
от 19 декабря 2011 г. № 13**

Разработчик: ОАО «Газпром промгаз»

Москва 2012



СОСТАВ РАБОТЫ

Том 2

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

Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения.

Часть 2 Источники тепловой энергии.

Книга 1 ТЭЦ, мини-ТЭЦ

Книга 2 Котельные

Часть 3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.

Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии.

Часть 5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.

Часть 7 Балансы теплоносителя.

Часть 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

Часть 9 Надежность теплоснабжения.

Часть 10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения городского округа.

Глава 2 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.

Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения города.

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

Глава 5 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

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

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

Глава 8 Перспективные топливные балансы.

Глава 9 Оценка надежности теплоснабжения.

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

Глава 11 Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

РЕФЕРАТ

Отчет – 198 с., 35 рис., 102 табл., 12 источников.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ЕДИНАЯ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, КОТЕЛЬНЫЕ, ТЭЦ, ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ

Объект исследования: системы теплоснабжения Городского округа Нижний Новгород в границах, определенных Генеральным планом развития до 2030 г., потребители тепловой энергии.

Цель работы: удовлетворение спроса на тепловую энергию (мощность), теплоноситель и обеспечение надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом (с соблюдением принципа минимизации расходов) при минимальном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрении энергосберегающих технологий.

Метод работы: анализ и обобщение представленных исходных данных и документов по развитию города (Генеральный план города Нижнего Новгорода, утвержденный Постановлением Городской Думы города Нижнего Новгорода от 17.03.2011 № 22, Правила землепользования и застройки в г. Н. Новгороде, утвержденные постановлением Городской Думы города Нижнего Новгорода от 15.11.2005 № 89 с последующими изменениями, Схема теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2005 г. с учетом перспективы до 2010 г. и др.), разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующих и перспективных систем теплоснабжения города.

Новизна работы: схема теплоснабжения города на перспективу до 2027 г. с разработкой электронной модели разрабатывается впервые, в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154.

Результат работы: обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.

Практическое использование: обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения предназначены для формирования проекта схемы теплоснабжения, подлежащего утверждению, и использования администрацией и другими структурными подразделениями города Нижнего Новгорода при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения.

Значимость работы: оптимальное развитие решений в части теплоснабжения, заложенных в Генеральном плане города, на основе требований Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения", повышение за счет этого качества снабжения потребителей тепловой энергией, улучшение информационной поддержки принятия решений за счет использования электронной модели.

Прогнозные предположения о развитии объекта исследования: эффективное функционирование системы теплоснабжения, ее развитие на базе ежегодной актуализации, с учетом правового регулирования в области энергоснабжения и повышения энергетической эффективности.

СОДЕРЖАНИЕ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	11
2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	18
2.1 Анализ локальных и системных факторов для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии города Нижнего Новгорода.....	19
2.2 Электроснабжение города Нижнего Новгорода	30
2.2.1 Существующее положение.....	30
2.2.2 Главные схемы электрических соединений ТЭЦ г. Нижний Новгород	31
2.2.3 Обоснование трендов и темпов развития электроэнергетики г. Нижний Новгород на перспективу до 2030 года.....	32
2.3 Условия и последовательность демонтажа существующей генерирующей мощности ТЭЦ Нижнего Новгорода.....	42
3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	48
3.1 Сценарии реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла	49
3.2 Предлагаемые сроки ввода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода.....	53
3.3 Описание наличия площадок для расширения существующих энергоисточников.....	55
4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	57
4.1 Описание решений по Нижнему Новгороду по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и	

тепловой энергии с проектируемой установленной электрической мощностью турбоагрегатов в 25 МВт и более	57
4.2 Технические предложения по переводу котельных в источники для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	59
5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	67
5.1 Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных.....	67
5.2 Определение перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия существующих крупных котельных	74
5.3 Определение резерва тепловой мощности крупных котельных и технические предложения по их реконструкции с увеличением зоны действия в зоны существующих котельных.....	76
5.4 Предложения по реконструкции существующих котельных в зоне действия крупных котельных	82
6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных, по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.....	93
7 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	97
8 Обоснование предлагаемых к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на эффективные источники тепловой энергии.....	126
8.1 Перевод тепловой нагрузки от котельных на Сормовскую и Автозаводскую ТЭЦ.....	126
8.1.1 Выявление неэффективных котельных в зонах действия Сормовской и Автозаводской ТЭЦ.....	126
8.1.2 Предложения по выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на Сормовскую и Автозаводскую ТЭЦ.....	129
8.2 Перевод тепловой нагрузки от котельных на эффективные котельные.....	130

8.2.1 Выявление неэффективных котельных и их зон в зонах действия эффективных котельных.....	130
8.2.2 Предложения по выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на эффективные котельные	135
9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями	143
9.1 Определение зон застройки Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки 0,09 Гкал/Га (ЖИ1)	143
9.2 Сравнение технико-экономических показателей систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения в зонах застройки города Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями	144
9.3 Оценка финансовых потребностей (капитальных затрат) по организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями.....	149
10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа	152
11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	153
12 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системам теплоснабжения нецелесообразно.....	155
12.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения ТЭЦ	158
12.1.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения Сормовской ТЭЦ	158
12.1.2 Определение радиусов эффективного теплоснабжения Автозаводской ТЭЦ.....	161
12.1.3 Определение радиусов эффективного теплоснабжения Нижегородской ТЭЦ.....	163
12.2 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных	165

12.2.1	Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных Нагорной части.....	165
12.2.2	Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных Заречной части	171
13	Основные мероприятия, предусмотренные в схеме теплоснабжения г. Нижнего Новгорода по минимизации воздействия на окружающую природную среду	192
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	198

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие сокращения:

- АЭС – атомная электростанция;
- ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор;
- ВЛ – воздушная линия электропередач;
- ГВС – горячее водоснабжение;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ГРЭС – государственная районная электростанция;
- ГТУ – газотурбинная установка;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- ИТП – индивидуальный тепловой пункт;
- КУ – котельная установка;
- КЭС – конденсационная электростанция;
- НМСК – ОАО «Нижегородская магистральная сетевая Компания»
- ОЭС – объединенная энергетическая система;
- ПГУ – парогазовая установка;
- ПГЭС – парогазовая электростанция;
- ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей;
- ПИР – проектно-изыскательские работы;
- ПС – подстанция;
- ПСД – проектно-сметная документация;
- ПСУ – паросиловая установка;
- РТС – районная тепловая станция;
- РУСН – распределительное устройство собственных нужд ТЭЦ
- СПТ – система поквартирного теплоснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТЭР – технико-экономический расчет;
- ТЭЦ – теплоэлектроцентраль.
- ЦГК – центральная газовая котельная;
- ЦТС – централизованное теплоснабжение;
- ЦЭС – централизованное электроснабжение
- ЭС – электрические сети;
- ЭЭ – электрическая энергия.

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение надежности теплоснабжения новых потребителей и оптимизации гидравлических режимов работы проектируемых и существующих тепловых сетей в соответствии со сложившейся системой теплоснабжения Генеральным планом определено как цель разработки Схемы теплоснабжения города.

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за исходные принималось следующее положение Постановления Правительства РФ №154:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

В качестве основных материалов при подготовке предложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения в настоящей работе были приняты материалы корректировки Генерального плана г. Нижний Новгород, «Сценарные условия развития электроэнергетики РФ на период до 2030 г.», а также материалы областных целевых программ и стратегий на краткосрочную перспективу и инвестиционных программ теплоснабжающих организаций по развитию инженерных систем коммунального хозяйства и теплоэнергетического комплекса. При определении параметров развития систем теплоснабжения и расчетных перспективных тепловых и электрических нагрузок рассматривались исходные данные архитектурно-планировочного раздела Генерального плана, включающие перспективные показатели общей площади застройки и численности населения.

Были проанализированы тепловые нагрузки, рассмотренные в предыдущей схеме теплоснабжения с перспективой до 2010 года, решения, принятые в ней, и результаты ее реализации.

В процессе выполнения Схемы рассматривались на вариантной основе принципиальные предложения по энергоресурсному обеспечению расширяемых терри-

торий административных районов от систем тепло-, электро-, газоснабжения с выделением первоочередных мероприятий.

Для принятия решений по инженерному оборудованию развития систем теплоэнергетического комплекса определялись экспертно тепловые и электрические нагрузки и уточнялись приросты нагрузок и источники энергии, а также потребные мощности новых источников энергоснабжения с учетом старения и вывода из эксплуатации основного оборудования существующих источников.

В Схеме уточнены перспективные балансы тепловой мощности, и определена возможность перераспределения тепловых нагрузок между существующими ТЭЦ и районными котельными в пользу ТЭЦ из-за сложившегося дефицита электроэнергии, с уточнением производительности котельных. Уточнена мощность предлагаемых к строительству новых источников теплоснабжения и пропускная способность отходящих тепломагистралей, в том числе выводов электростанций, в связи с увеличением их мощности.

Ориентировочная стоимость требуемого обеспечения перспективных нагрузок в действующих ценах определена в Генеральном плане величиной 55 835,0 млн. рублей. Инвестиции, предлагаемые Схемой теплоснабжения, представлена в Главе 10.

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

Показатели оптимальности структуры систем теплоснабжения

Для анализа эффективности централизованного теплоснабжения С.Ф. Копьевым были применены два симплекса: удельная материальная характеристика μ и удельная длина λ тепловой сети в зоне действия источника теплоты. Удельная материальная характеристика тепловой сети представляет собой отношение материальной характеристики тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты, к присоединенной к этой тепловой сети тепловой нагрузке. Удельная длина это отношение протяженности трассы тепловой сети к присоединенной к этой тепловой сети тепловой нагрузке

$$\mu = M / Q_{\text{сумм}}^p, \text{ (м}^2\text{/Гкал/ч);}$$

$$\lambda = L / Q_{\text{сумм}}^p, \text{ (м/Гкал/ч),}$$

где M – материальная характеристика тепловой сети, м^2 ;

$Q_{\text{сумм}}^p$ – суммарная тепловая нагрузка в зоне действия источника теплоты (тепловой мощности), присоединенная к тепловым сетям этого источника, Гкал/ч;

L – суммарная длина трубопроводов тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты, м.

Эти два параметра отражают основное правило построения системы централизованного теплоснабжения – удельная материальная характеристика всегда меньше там, где высока плотность тепловой нагрузки. При этом сама материальная характеристика – это аналог затрат, а присоединенная тепловая нагрузка – аналог эффектов. Таким образом, чем меньше удельная материальная характеристика, тем результативней процесс централизованного теплоснабжения [1].

Определение порога централизации сведено к следующему расчету. В малых автономных системах теплоснабжения требуется большая установленная мощность котельного оборудования для покрытия пиковых нагрузок. В больших централизованных системах пиковые нагрузки по отношению к средней используемой мощности существенно ниже. Разница примерно равна средней используемой мощности [2]. Если потери в распределительных сетях децентрализованной системы теплоснабжения равны 5%, то равнозначность вариантов появляется при условии, что в тепловых сетях централизованной системы теряется не более 10% произведенного на

централизованном источнике тепла. Этой границей и определяется зона высокой эффективности ЦТ:

- зона высокой эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже $100 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$;

- зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже $200 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$.

Отношение равнозначных вариантов потерь в централизованной и децентрализованной системе теплоснабжения также зависит от соотношения стоимости строительства источников и тепловых сетей (чем выше это отношение, тем большим может быть уровень централизации) и от стоимости топлива (чем дороже топливо, тем меньшим должен быть уровень потерь в тепловых сетях) [2].

Низкое качество эксплуатации тепловых сетей приводит к повышенному уровню потерь по сравнению с нормативными - еще на 5-35% (рисунок 1) [3].

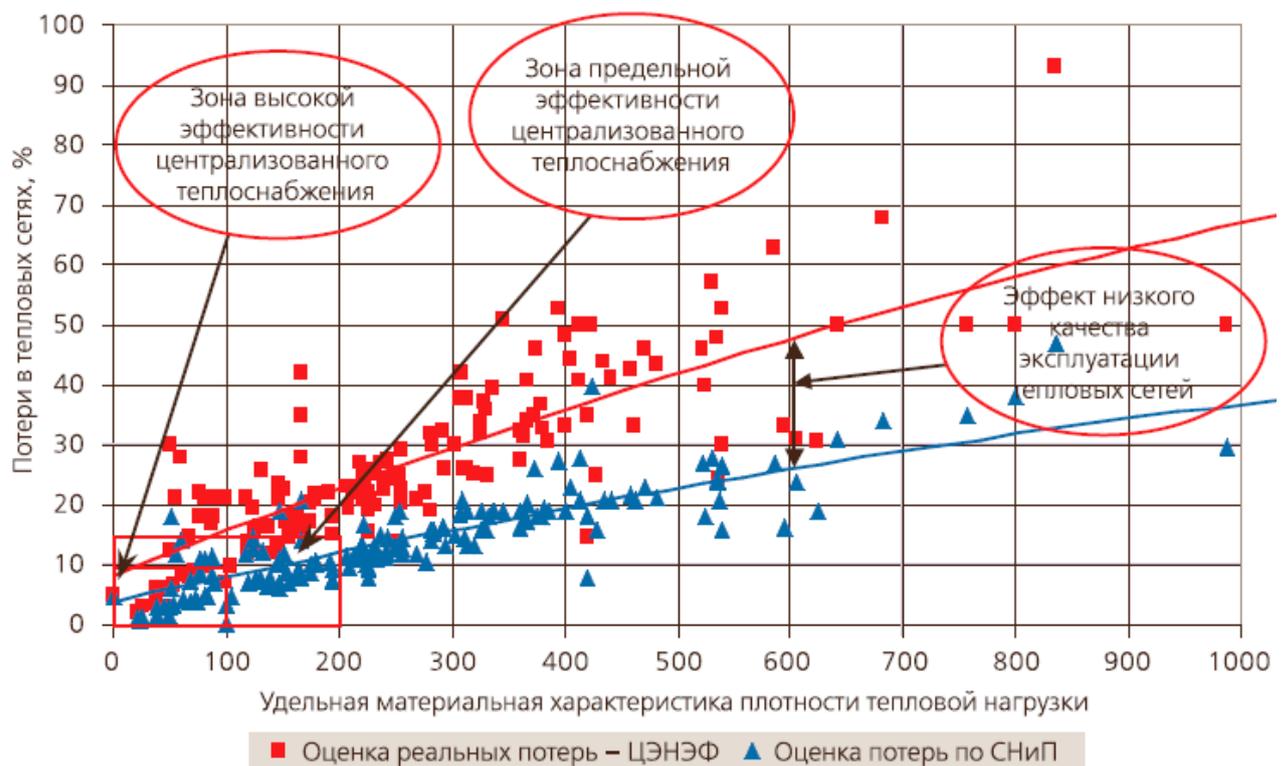


Рисунок 1 – Зависимость потерь в тепловых сетях от удельной материальной характеристики тепловых сетей

На рисунках 2 и 3 приведены зависимости предельной протяженности тепловых сетей в зоне равномерной тепловой плотности и предельной протяженности ма-

гистральной тепловой сети от источника до присоединяемой зоны от суммарной мощности присоединенных потребителей.

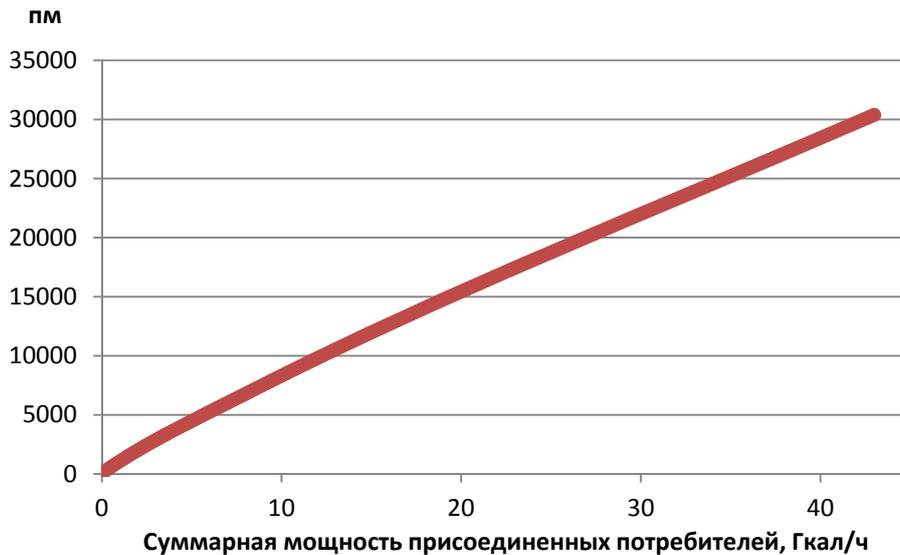


Рисунок 2 – Ориентировочное значение предельной протяженности тепловых сетей в зоне равномерной тепловой плотности, соответствующее уровню нормативных потерь 10%

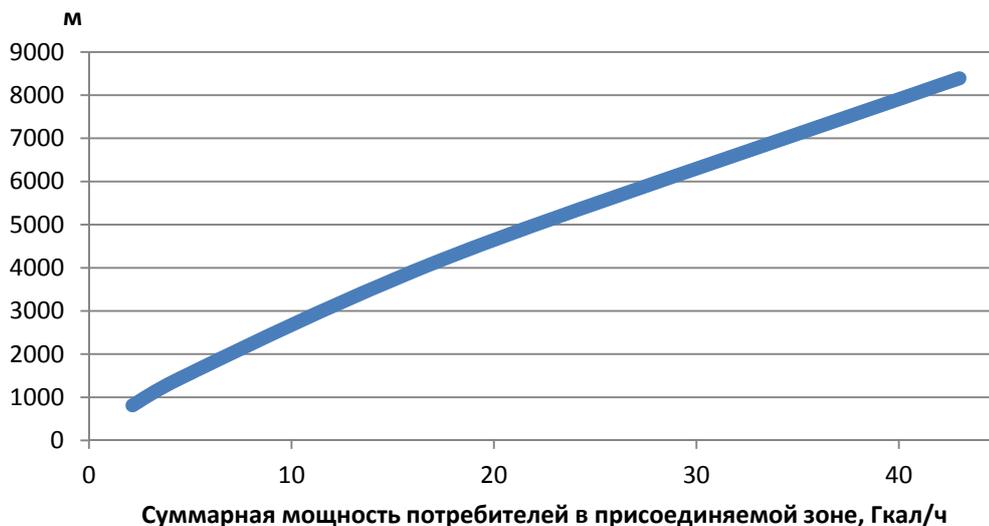


Рисунок 3 – Ориентировочное значение предельной протяженности магистральной тепловой сети от источника до присоединяемой зоны

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов определяемых статьёй 3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
- 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- 6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
- 7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- 8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения

Федеральным законом от 23.11.2011 № 417 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в соответствии со статьей 20 пункта 10 вводятся следующие дополнения к статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

– часть 8: с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

– часть 9: с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Таким образом, приоритетным условием организации индивидуального теплоснабжения (в том числе, поквартирного) является техническая невозможность или экономическая нецелесообразность применения централизованного теплоснабжения различного уровня централизации.

Ввиду отсутствия в настоящее время утвержденных общероссийских методик расчета радиуса эффективно теплоснабжения, при разработке раздела использованы выводы и материалы ведомственной методики определения технико-

экономических показателей и выбора оптимального варианта централизации систем теплоснабжения объектов Министерства обороны».

Условия организации индивидуального теплоснабжения в зоне с равномерной теплоплотностью

Радиуса эффективно теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для удельных затрат на сооружение и эксплуатацию тепловых сетей и источника:

$$S = A + Z \rightarrow \min, \text{ (руб./Гкал/ч)},$$

где A – удельные затраты на сооружение и эксплуатацию тепловых сетей, руб./Гкал/ч;

Z – удельные затраты на сооружение и эксплуатацию котельной (ТЭЦ), руб./Гкал/ч).

В соответствии с данными на рисунке 4 зоны с теплоплотностью больше 0,4 Гкал/(ч·га) относятся к зонам устойчивой целесообразности организовывать централизованное теплоснабжение. Причем количество котельных и области их действия определяются местными условиями.

При тепловой плотности менее 0,1 Гкал/(ч·га) нецелесообразно рассматривать централизованное теплоснабжение. В этих зонах следует проектировать системы децентрализованного теплоснабжения от индивидуальных домовых или поквартирных источников теплоты.

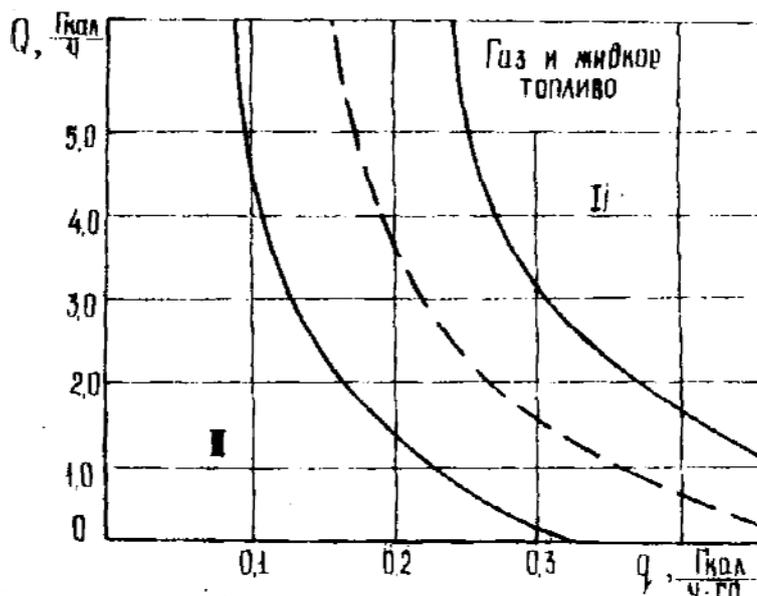


Рисунок 4 – Ориентировочные значения области устойчивой экономичности централизованного II и децентрализованного I теплоснабжения

Выбор между общедомовыми или поквартирными источниками теплоты в зданиях, строящихся в зонах децентрализованного теплоснабжения определяется заданием на проектирование.

При организации теплоснабжения от индивидуальных котлов, следует ориентироваться на котлы конденсационного типа.

Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения

Теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящиеся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, подключаются к этому источнику.

Подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящихся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом РФ от 27.06.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения или при отсутствии свободной мощности в соответствующей точке на момент обращения допускается временная организация теплоснабжения здания (группы зданий) от крышной или передвижной котельной, оборудованной для временного использования.

дованной котлами конденсационного типа на период, определяемый единой теплоснабжающей организацией.

Подключение потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При создании в городе единой теплоснабжающей организации (ЕТО), определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы теплоснабжения и нормативов.

Развитие распределенной генерации тепловой энергии, включая различные нетрадиционные варианты (возобновляемые источники энергии, тепловые насосы различных типов, тригенерационные энергоустановки в общественных зданиях и др.) определяют необходимость для принятия решения по варианту теплоснабжения проведение технико-экономических расчетов с учетом конкретных данных. При этом определяющим являются стоимостные показатели и эффективность использования топлива в зоне действия системы теплоснабжения в целом. При экономической целесообразности возможно рассмотрение различного рода гибридных энергоустановок с базовым централизованным теплоснабжением и доводочными (пиковыми) теплоисточниками у потребителя или их группы.

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

Базовые данные

Стратегией развития Нижегородской области до 2020 года, утвержденной постановлением Правительства Нижегородской области от 17 апреля 2006 года № 127 определены следующие задачи развития теплосетевого хозяйства на территории Нижегородской области и городского округа на 5-летний период:

- развитие теплоснабжения в городах и муниципальных образованиях Нижегородской области на базе теплофикации с использованием современных экономически и экологически эффективных когенерационных установок широкого диапазона мощности;

- распространение на зоны средних и малых тепловых нагрузок теплофикации на базе паротурбинных, газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок;

- сочетание централизованного и децентрализованного теплоснабжения с выделением соответствующих зон;

- модернизация и развитие систем децентрализованного теплоснабжения с применением высокоэффективных конденсационных газовых и угольных котлов, когенерационных, теплонасосных и других установок, а также автоматизированных индивидуальных теплогенераторов нового поколения для сжигания разных видов топлива;

- совершенствование режимов эксплуатации ТЭЦ с целью максимального сокращения выработки по электрической энергии по конденсационному циклу;

- изменение структуры систем теплоснабжения, включая рациональное сочетание системного и элементного резервирования, оснащение автоматикой и измерительными приборами в рамках измерительных систем диспетчерского управления;

- реконструкция ТЭЦ, котельных, проведение теплогидравлической наладки режимов тепловых сетей;

- приведение котельных, тепловых сетей, абонентских вводов к требованиям технических норм.

На основании указанного, для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии города

Нижний Новгород в работе выполнен анализ локальных и системных факторов, влияющих на развитие теплофикации, суть которых изложена ниже.

2.1 Анализ локальных и системных факторов для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии города Нижнего Новгорода

Как локальный источник тепла, любая ТЭЦ находится под влиянием множества местных факторов:

- климатических условий;
- численности и плотности населения, характера размещения

жилых, жилищно-коммунальных и промышленных потребителей, обеспеченности общей и жилой площадью, теплофизических характеристик жилых и общественных зданий их этажности;

- соотношения электрической и тепловой нагрузки, определяющего необходимость дополнительного развития электрических сетей: либо для получения из энергосистемы недостающей, либо для выдачи в нее избыточной электроэнергии.

Как системный источник электроэнергии, ТЭЦ играют значительную роль в структуре генерирующих мощностей и производстве электроэнергии региональных и объединенных энергосистем. На действующих ТЭЦ значительная часть оборудования нуждается в демонтаже, модернизации или замене более прогрессивным оборудованием. Экономическая эффективность дальнейшего использования накопленного потенциала мощностей действующих ТЭЦ сильно зависит от таких «системных» факторов, как темпы роста электро- и теплопотребления и темпы «старения» мощности действующих ТЭЦ.

В энергосистемах с относительно неплотным суточным графиком нагрузки зимнего рабочего дня они оказывают заметное влияние и на допустимое развитие остальных типов базисных электростанций (особенно АЭС), т.к. ТЭЦ имеют ограниченные технические возможности ежесуточно снижать электрические нагрузки в период зимнего максимума тепловой нагрузки.

При этом эффективность теплофикации, как на локальном, так и на системном уровне, сильно зависит от таких внешних факторов, как цена топлива, технико-экономические показатели всех типов действующих и новых источников производства и транспорта тепла и электроэнергии..

Оценку эффективности ТЭЦ обычно осложняет отсутствие достоверной информации о перспективном росте тепло- и электропотребления, а также о технико-экономических показателях всех объектов (электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей). Поэтому при проведении данной работы задача анализа сужена принятием ряда допущений, что позволяет ограничиваться описанием потребления, производства и транспорта энергии с помощью относительно небольшого числа обобщенных показателей и не учитывать специфику энергоснабжения каждого единичного потребителя. Объективность обобщенных показателей учитывается путем рассмотрения ограниченного числа значений в пределах принятых диапазонов их изменения.

Во-первых, за счет отдельного рассмотрения способов энергоснабжения промышленности и жилищно-коммунального хозяйства. Обеспечение растущей потребности жилищно-коммунального хозяйства выделено техническим заданием в самостоятельную задачу, а энергоснабжение промышленности, в связи с прекращением практики участия в долевым строительстве, осуществляется, в основном, собственными энергоисточниками хозяйствующих субъектов.

Во-вторых, решающим фактором становится соблюдения таких общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения как 1) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения; 2) развитие систем централизованного теплоснабжения.

В-третьих, оценка сравнительной эффективности комбинированной и отдельной схем энергоснабжения жилищно-коммунального хозяйства городов выполняется преимущественно для ТЭЦ на газе, которые в новых условиях проектируются с использованием прогрессивных парогазовых и газотурбинных технологий. Такое использование стало доступным с появлением новых эффективных типов оборудования и установок различной мощности, в том числе агрегатов небольшой мощности, которые обладают относительно высокой экономичностью и, обеспечивая меньший отпуск тепла, могут устанавливаться в районах, что способствует расширению зоны теплофикации с меньшими затратами в сети по сравнению с предшествующим периодом.

В-четвертых, анализ проводится на предпроектной стадии оценки эффективности комбинированной и отдельной схемы энергоснабжения, что позволяет делать укрупненные расчеты.

В-пятых, все многообразие факторов, влияющих на эффективность комбинированной и отдельной схем энергоснабжения, можно разделить на два вида: локальные и системные и рассматривать их поэтапно.

На первом этапе проводится укрупнение ряда локальных факторов в небольшое число обобщенных показателей. После этого анализируется их влияние на эффективность комбинированной и отдельной схемы энергоснабжения при фиксированных значениях определяющих системных факторов, например, изменением состава альтернативных источников, заменяющих ТЭЦ при отдельной схеме энергоснабжения, которое влияет на сравнительную эффективность комбинированной и отдельной схем энергоснабжения.

На втором этапе при фиксированных значениях основных обобщенных локальных показателей по каждому району (зоне) рассматривается влияние системных факторов на эффективность комбинированной и отдельной схемы энергоснабжения, и определяются масштабы развития ТЭЦ при разных уровнях электро- и теплопотребления на перспективу.

Определение энергопотребления осуществляется с использованием следующих обобщенных показателей

1) климатической характеристики рассматриваемой территории, которая определяется двумя важнейшими параметрами:

– расчетной температурой наружного воздуха (t_p), принимаемой при проектировании систем отопления. Она, при прочих равных условиях, сильно влияет на удельное теплотребление (таблица 1).

– длительностью стояния разной среднесуточной температуры наружного воздуха и длительностью отопительного периода, которая определяет графиков Россандера и значение годового числа часов использования максимальной тепловой нагрузки.

Таблица 1 – Удельная потребность в тепле на отопление и горячее водоснабжение*

Расчетная температура наружного воздуха по областям		Обеспеченность общей площадью					
		25 м ² /чел.			30 м ² /чел.		
		Здания 1-3 этажа	Здания 4-10 этажа		Здания 1-3 этажа	Здания 4-10 этажа	
-30°С	Нижегородская (Кировская)	4180 (12,5)	2180 (6,7)	2400 (7,4)	1930 (6,0)	2560 (7,8)	2260 (7,0)

* часовая – ккал/ч·чел. (годовая - Гкал/год·чел).

2) удельного потребления тепла и электроэнергии на одного жителя в рассматриваемой климатической зоне. Выбор именно этого показателя основан на предварительном расчете и анализе ряда частных показателей по обеспеченности населения жилой и общей площадью, по этажности застройки и теплотехническим характеристикам зданий (кирпичные, панельные постройки и др.), обеспеченности квартир газовыми или электроплитами. В зависимости от обеспеченности населения общей площадью, этажности застройки и теплотехнических характеристик зданий удельное часовое теплоспо потребление может меняться в очень широком диапазоне.

Очевидна следующая тенденция изменения этого показателя: по мере внедрения энергосбережения при строительстве жилых и общественных зданий удельное теплоспо потребление будет снижаться, а по мере роста обеспеченности населения общей площадью – возрастать.

По электроэнергии прогнозируется только удельное годовое электропотребление каждого городского жителя. При этом все оценки выполняются по его среднему значению для каждой обеспеченности общей площадью, т.е. при допущении, что охват плитами каждого типа составляет 50% (таблица 2).

Таблица 2 – Удельное годовое электропотребление населения, кВт·ч/чел.

Обеспеченность плитами для приготовления пищи	Обеспеченность общей площадью, м ² /чел	
	25	30
Газовые плиты	2214	2678
Стационарные электрические плиты	2744	3304
Среднее значение	2480	2990

Выявленные диапазоны значений удельного часового и годового теплоспо потребления и годового электропотребления используются далее для определения суммарной перспективной потребности жилищно-коммунального хозяйства города в тепле и электроэнергии.

Выбор источников производства тепла и электроэнергии при комбинированной схеме энергоснабжения осуществляется на примере рассмотрения типовых двухблочных ТЭЦ различной мощности (таблица 3), условно разделенных на 3 группы (мелкие, средние, крупные). Как показано ниже, деление ТЭЦ на группы принципиально важно и для последующего укрупненного представления схемы передачи тепла от ТЭЦ до потребителей. Для отдельной схемы рассматриваются крупные конденсационные электростанции разного типа (АЭС, ПГЭС) и котельные разной производительности на газе.

Таблица 3 – Техничко-экономические показатели типовых двухблочных ТЭЦ (при $\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$) и АЭС

Тип оборудования	Установленная мощность, МВт	Часовой отпуск тепла, Гкал/ч		Удельные капиталовложения, долл. США /кВт (по состоянию на 2007 г.)
		от двух блоков	от ТЭЦ	
I. Мелкие ТЭЦ				
ГТУ-6+КУ	2 x 6 = 12	12,5 x 2 = 25	50	1475 – 1620
ГТУ-16+КУ	2 x 16 = 32	21,5 x 2 = 43	86	1385 – 1520
ПГУ-16 (2*ГТУ-6+Т-4)+КУ	2 x 16 = 32	10 x 2 = 20	40	1675 – 1840
II. Средние ТЭЦ				
ГТУ-25	2 x 25 = 50	33,8 x 2 = 67,6	135,2	1290 – 1415
ПГУ-46 (2xГТУ-16+Т-14)	2 x 46 = 92	32,2 x 2 = 64,4	128,8	1575 – 1730
ПГУ-70 (2xГТУ-25+Т-20)	2 x 70 = 140	50,7 x 2 = 101,4	202,8	1465 – 1610
III. Крупные ТЭЦ				
ГТУ-110	2 x 110 = 220	149 x 2 = 298	596	990 – 1085
ПГУ-450 (2*ГТУ-150+Т-150)	2 x 450 = 900	354 x 2 = 708	1416	1120 – 1230
Т-115-130	2 x 115 = 230	175 x 2 = 350	700	1790 – 1985
Крупные конденсационные станции				
ВВЭР-1150	1150 x 4 = 4600		-	2350 – 2600
ПГЭС-800	800 x 4 = 3200		-	1020 – 1120

На основе приведенных в таблице 3 данных производства тепла и электроэнергии ТЭЦ разного типа для города (района) численностью 100 тыс. чел., в рассматриваемой климатической зоне рассчитывается количество ТЭЦ разной тепловой мощности, необходимых для его полного обеспечения теплом. Часовая потребность города в тепле определяется как произведение удельного часового теплопотребления на численность населения города.

Как видно из таблицы 4, при приросте потребности в тепле (например, на 109,6 Гкал/ч) не имеет смысла рассматривать любой из трех типов крупных ТЭЦ, т.к. отпуск тепла даже от одной крупной электростанции кратно превышает дополнительную потребность района в тепле. Вместе с тем, при максимальной потребности города в тепле вызывает сомнение и целесообразность сооружения чрезмерно большого числа мелких ТЭЦ.

На основе подобного анализа отсеивается часть альтернативных типов ТЭЦ для проведения дальнейших расчетов эффективности комбинированной и раздельной схем энергоснабжения. Следующим этапом будет определение количества и мощности ТЭЦ с учетом перспективных нагрузок, на котором оптимизируются окончательные мощности ТЭЦ для города в целом.

Таблица 4 – Количество ТЭЦ разной мощности, способных обеспечить приросты часовой потребности районов г. Нижний Новгород в тепле

Тип оборудования ТЭЦ	Отпуск тепла от ТЭЦ, Гкал/ч	Количество ТЭЦ при разных вариантах часовой теплопотребления типового города		
		1) 109,6 Гкал/ч	2) 268,4 Гкал/ч	3) 468,3 Гкал/ч
1. Мелкие ТЭЦ				
4 х ГТУ-6	50	2,2	5,4	9,4
4 х ГТУ-16	86	2,6	3,1	5,4
2 х ПГУ-16	40	2,7	6,7	11,7
2. Средние ТЭЦ				
4 х ГТУ-25	135,2	0,8	2,0	3,5
2 х ПГУ-46	128,8	0,87	2,1	3,6
2 х ПГУ-70	202,8	0,54	1,3	2,3
3. Крупные ТЭЦ				
4 х ГТУ-110	596	-	-	-
2 х ПГУ-450	1416	-	-	-
4 х Т-115-130	700	-	-	-

Оценка сравнительной эффективности теплофикации в локальном разрезе

Показателем экономической (общественной) эффективности каждого варианта энергоснабжения города (района) являются суммарные дисконтированные затраты на обеспечение его потребности в тепле и электроэнергии. При определении этой эффективности сопоставляемые варианты приводятся к равному отпуску тепла и электроэнергии.

Сопоставимость разных вариантов комбинированной и отдельной схем энергоснабжения по отпуску тепла обеспечивается тем, что каждый вариант полностью обеспечивает потребность города в тепле за счет собственных источников (ТЭЦ, котельных). Поскольку электропотребление города при этом может обеспечиваться как от собственных источников (ТЭЦ), так и от энергосистемы, то выравнивание вариантов осуществляется через покупку или продажу электроэнергии из (в) энергосистемы. Для случая, когда ТЭЦ при работе по тепловому графику не обеспечивают потребность города в электроэнергии, определяются удельные дисконтированные затраты на отпуск электроэнергии при загрузке ТЭЦ по конденсационному режиму. Если удельные затраты на ТЭЦ в конденсационном режиме выше цены покупки электроэнергии из энергосистемы, то ТЭЦ загружается лишь по тепловому графику, а недостающая городу электроэнергия покупается у энергосистемы. Если удельные затраты на ТЭЦ при работе в конденсационном режиме ниже цены покупки электроэнергии из энергосистемы, то ТЭЦ загружается по конденсационному режиму до такого числа часов использования их мощности, при котором полностью обеспечивается потребность города в электроэнергии. Только недостаток электроэнергии, сверх отпускаемой ТЭЦ при ее предельной загрузке, дополнительно покупается из энергосистемы. С определенной степенью условности предельно допустимая выработка

ТЭЦ определяется в работе при годовой продолжительности работы всех ТЭЦ равной 6500 часов (число часов использования располагаемой мощности ТЭС в ОЭС Средней Волги за 2015 годом будет составлять - 4500-5200 ч/год).

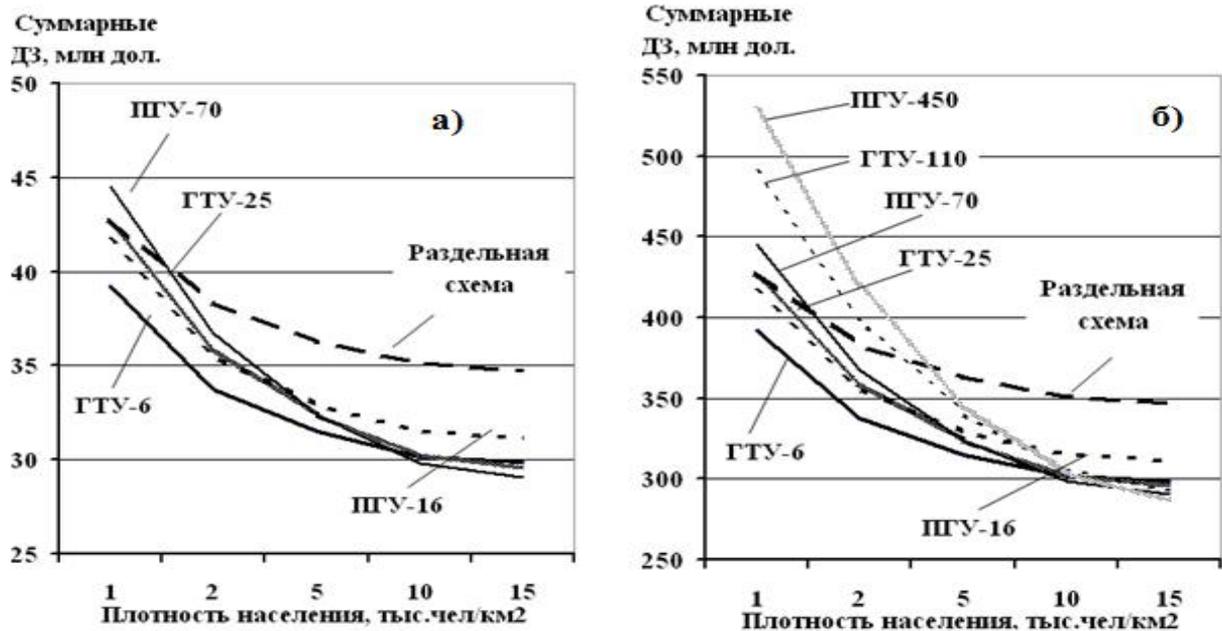
Если отпуск электроэнергии ТЭЦ при ее работе по тепловому графику будет превышать потребность города в электроэнергии, избыток энергии продается в энергосистему по величине затрат на отпуск электроэнергии замыкающими АЭС, КЭС на угле или ПГЭС. При раздельной схеме энергоснабжения, именно этими замыкающими электростанциями, рассматриваемыми альтернативно, полностью обеспечивается потребность города в электроэнергии.

Необходимость покупки электроэнергии представляет собой дополнительные затраты по варианту; возможность продажи электроэнергии, напротив, снижает выработку других электростанций энергосистемы и учитывается как снижение затрат по варианту.

В состав суммарных дисконтированных затрат по каждому варианту включаются:

- затраты на ТЭЦ или котельные (с учетом потерь в тепловых сетях через изоляцию и расхода электроэнергии на транспорт теплоносителя, определяемого потерей давления по тракту);
- затраты на тепловые сети;
- затраты на электрические сети: либо на присоединение ТЭЦ к городской электрической сети при комбинированной схеме энергоснабжения, либо на покупку электроэнергии от электрической сети высшего напряжения в городскую электрическую сеть напряжением 110 кВ при раздельной схеме энергоснабжения;
- затраты на покупку или экономия от продажи электроэнергии из (в) энергосистемы для выравнивания разных вариантов комбинированной схемы энергоснабжения.

На рисунке 5а приведены данные расчета суммарных дисконтированных затрат на раздельную и комбинированную схемы энергоснабжения города численностью 100 тыс. человек в Центре России при низком значении удельного теплопотребления, норме дисконта 10% и минимальном значении цен газа. Раздельная схема на рисунок 5а рассчитана при сочетании угольной КЭС и котельной на газе, а комбинированная схема – для четырех типов газовых ТЭЦ (ГТУ-6, ГТУ-16, ГТУ-25 и ПГУ-70) при минимальном значении их удельных капиталовложений (таблица 3) [4].



а) для города 100 тыс. чел.; б) для города 1 млн. чел.

Рисунок 5 - Эффективность комбинированной и раздельной схем энергоснабжения в центральной части России

На рисунке 5а видна предпочтительность комбинированной схемы энергоснабжения практически во всем диапазоне плотности населения, но при плотности сверх 5 тыс. чел./км² наиболее эффективными представляются ГТУ-6 и ПГУ-70. На рисунок 5б иллюстрируются результаты аналогичного расчета для крупного города численностью 1 млн. чел. в центральной части России при низком значении удельного теплопотребления (таблица 1), той же (10%) норме дисконта и при тех же допущениях, что и для города численностью 100 тыс. чел. Из рисунок 5б, как и из рисунок 5а, видна предпочтительность комбинированной схемы энергоснабжения для всех типов мелких и средних ТЭЦ, а для крупных ТЭЦ эта предпочтительность очевидна лишь при высокой (более 5 тыс. чел./км²) плотности населения. Более того, при плотности населения сверх 10 тыс. чел./км² именно крупные ТЭЦ имеют наибольшие экономические преимущества не только перед раздельной, но и перед комбинированной схемой энергоснабжения на базе мелких и средних ТЭЦ. В нашем случае этот показатель близок к 3 тыс. чел./км², что предопределяет при наличии крупных ТЭЦ в городе к рассмотрению эффективности сооружения средних, районных ТЭЦ.

Следует учитывать при сравнении комбинированного и раздельного энергоснабжения тип замещающей электростанции: лишь при АЭС и угольных КЭС теплофикация эффективна при многих исходных условиях. При замещающей ПГЭС может

оказаться более эффективной раздельная схема энергоснабжения. В нашем случае замещающей электростанцией будет Нижегородская АЭС или Волжская ГЭС.

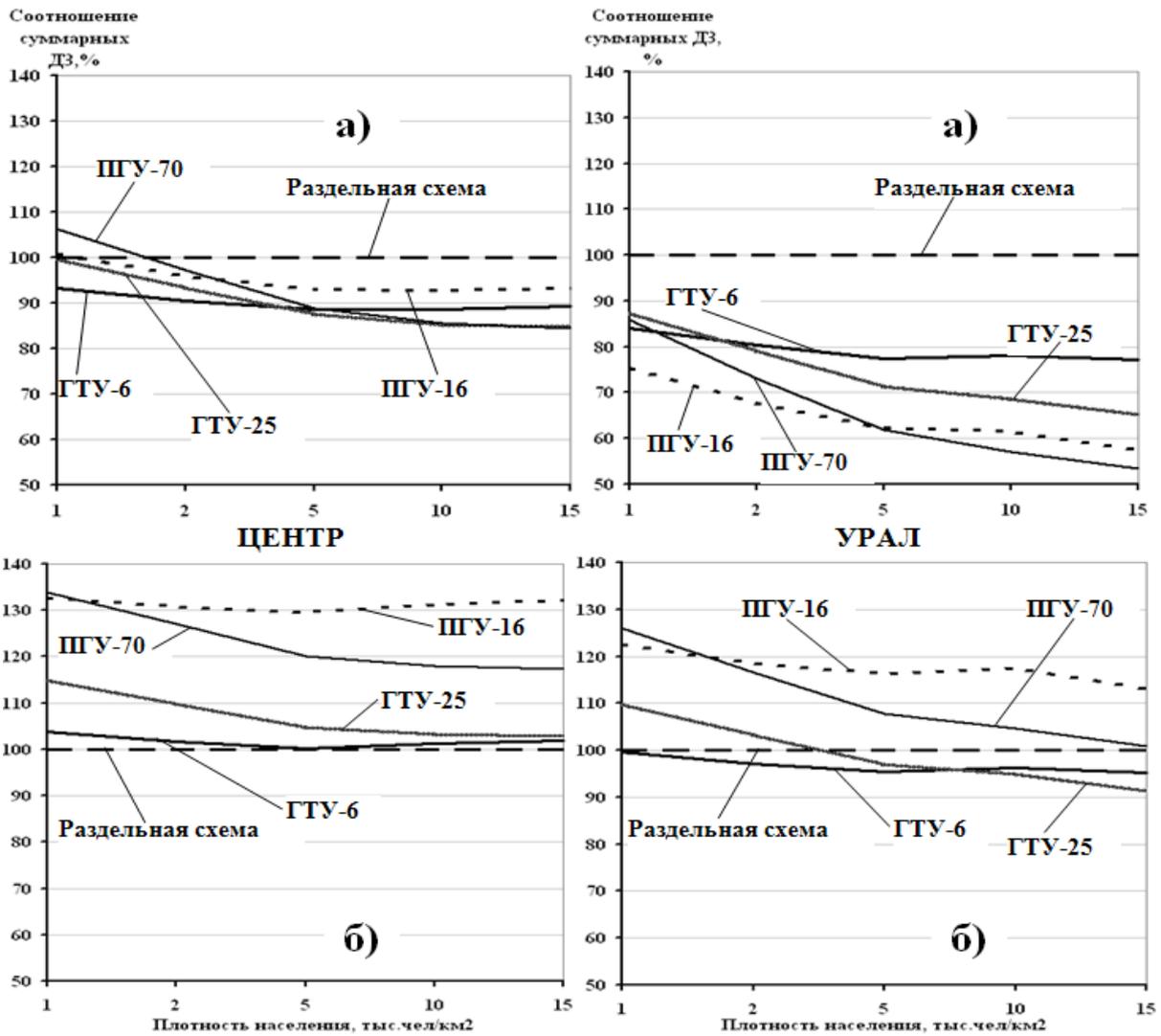
Благоприятным для варианта с ТЭЦ является сочетание исходных данных, когда прогнозируемые значения капиталовложений в объекты, характеризующие раздельную схему энергоснабжения, т.е. в замыкающие АЭС или КЭС и котельные максимальны. ТЭЦ же, тепловые и электрические сети от них, а также цены топлива в таком варианте характеризуются их минимальными значениями.

Неблагоприятным для ТЭЦ является такое сочетание исходных показателей, когда капиталовложения в объекты, характеризующие раздельную схему энергоснабжения, задаются минимальными из прогнозируемых величин, а характеризующие ТЭЦ, тепловые электрические сети от них, а также цены топлива – максимальными.

ИНЭИ РАН выполнена серия расчетов при благоприятных и неблагоприятных для ТЭЦ технико-экономических показателях и ценах топлива для каждого из трех выделенных регионов Центра, Урала и Сибири во всем рассматриваемом диапазоне плотностей тепловой нагрузки, по всем шести типам агрегатов ТЭЦ, при трех характерных для каждого района величинах удельной часовой и годовой потребности в тепле и при средних величинах удельного годового электропотребления. Эти расчеты позволили получить ряд важных выводов о влиянии каждого из рассмотренных факторов на эффективность ТЭЦ, а также важных для последующего выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей и масштабов развития разных типов ТЭЦ [4].

На рисунке 6 представлены некоторые результаты подобных расчетов для города 100 тыс. чел. в Центре и на Урале при средних значениях удельного теплопотребления (таблица 1), норме дисконта 10% и при двух сочетаниях основных технико-экономических показателей: благоприятных и неблагоприятных для ТЭЦ.

Для наглядности все эти результаты представлены в относительных единицах, где за 100 % приняты дисконтированные затраты на раздельную схему энергоснабжения. На рисунке 6б) видно, что и в Центре, и на Урале при благоприятных условиях эффективны все рассмотренные типы мелких и средних ТЭЦ на газе, но в Центре самыми эффективными являются ГТУ-6 и лишь при высокой плотности (более 5 тыс. чел./км²) – ПГУ-70 и ГТУ-6, а на Урале во всем диапазоне плотности населения – ПГУ-16 и ПГУ-70. При неблагоприятных же условиях лишь ТЭЦ с ГТУ-6 и ГТУ-25 остаются примерно равноэффективными с раздельной схемой энергоснабжения и только на Урале.



а) благоприятные условия для ТЭЦ б) неблагоприятные условия для ТЭЦ

Рисунок 6 - Сравнительная эффективность комбинированной и раздельной схемы энергоснабжения для города 100 тыс. чел.

Анализ результатов позволяет сформулировать следующие принципиальные выводы:

- теплотребление городов разделяют на три группы в зависимости от плотности населения: менее 2 тыс. чел./км², 2-10 тыс. чел./км² и сверх 10 тыс. чел./км²;
- прирост теплотребления по каждой из выделенных групп определяется с помощью обобщенного показателя – удельного (часового и годового) теплотребления;
- при формировании комбинированной и частично-раздельной схемы энергоснабжения допустимо менять состав или сокращать количество вариантов по сравнению с рассмотренными в таблице 3 и 4: среди мелких ТЭЦ можно ограничиться

рассмотрением ГТУ-6 и ПГУ-16, среди средних – ГТУ-25 и ПГУ-70, крупных – ПТУ-110, ПГУ-450 и Т-115.

Влияние ключевых системных факторов на долю ТЭЦ в структуре установленной мощности и в структуре производства тепла.

Важными обобщенными показателями эффективности теплофикации являются динамика доли ТЭЦ в установленной мощности электростанций и динамика доли ТЭЦ в производстве централизованного тепла.

На рисунке 7 показана динамика этих показателей.

В каждом из рассмотренных сценариев просматривается четкая тенденция снижения доли ТЭЦ в структуре установленной мощности (на 7-10 % к 2030 г. по сравнению с отчетным 2008 г.) при увеличении их доли в суммарном производстве тепла (на 3-4% к 2030 г. по сравнению с отчетным 2008 г.). В определенной степени такая тенденция предопределена прогнозируемым соотношением между ростом электропотребления и теплопотребления в России в период до 2030 г.: в зависимости от сценария объем потребления электроэнергии к 2030 году увеличится в 1,82-1,52 раза, тогда как объем потребляемой теплоэнергии – всего в 1,18-1,11 раза [6, 7].

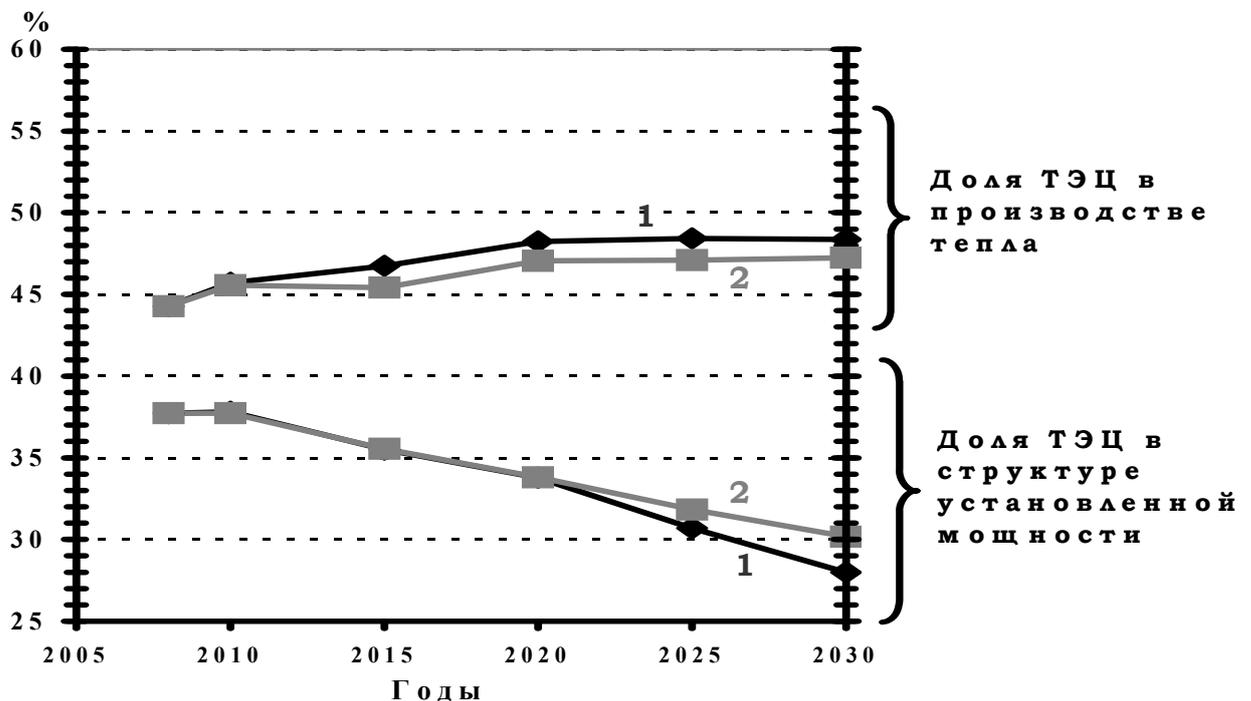


Рисунок 7 - Изменение доли ТЭЦ в структуре установленной мощности и в структуре производства тепла при: 1 –благоприятном, 2 - энергоэффективном сценарии энергопотребления

Таким образом, анализ позволяет сделать вывод об эффективности дальнейшего развития теплофикации, в первую очередь с использованием прогрессивных парогазовых и газотурбинных установок. Однако следует иметь в виду, что удельный вес ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей в перспективе будет сокращаться из-за медленного роста потребности в централизованном тепле и его рост должен достигаться за счет снижения удельного веса котельных (котельнизации).

2.2 Электроснабжение города Нижнего Новгорода

2.2.1 Существующее положение

Электроснабжение Нижнего Новгорода осуществляется от энергоисточников и основной электрической сети Нижегородской энергосистемы, сформированной с использованием номинальных напряжений 110-220-500 кВ. Перетоки мощности осуществляются по связям с соседними энергосистемами и ОЭС.

В Нижнем Новгороде сети напряжением 500 и 35 кВ отсутствуют.

Сеть напряжением 110 кВ одновременно является системообразующей и распределительной. Она используется для осуществления электроснабжения, как Нижегородской области, так и Нижнего Новгорода. На этом напряжении осуществляется выдача мощности всех электростанций энергосистемы.

Потребление электрической энергии за 2007-2010 гг. по информации Филиала ОАО "СО ЕЭС" Нижегородского РДУ по административно-территориальным образованиям Нижегородской области и г. Нижний Новгород приведено в таблице 5. Общее потребление электроэнергии Нижнего Новгорода в 2010 г. составило 8027 млн. кВт·ч, что на 3 % больше, чем в 2009 г. Основными потребителями электроэнергии являются промышленные предприятия (около 50 %) и потребители ЖКХ города.

Таблица 5 – Потребление электрической энергии за 2007-2010 гг. (млн. кВт·ч)

Наименование	2007	2008	2009	2010
Всего, в т.ч. по районам области	21 723, 900	21 840, 000	19 753, 900	22 205, 300
г. Нижний Новгород	8 082, 978	8 363, 693	7 776, 977	8 026, 892

Максимальная электрическая нагрузка Нижнего Новгорода по стороне 6-10 кВ (по данным загрузки подстанций 110 кВ) в 2010 г. составляла около 1100 МВт, в том числе по жилому и коммунально-бытовому секторам – около 600 МВт.

Электроснабжение потребителей города Нижний Новгород централизованное и осуществляется от двух местных генерирующих станций:

- Сормовской ТЭЦ ОАО «ТГК-6» (входит в структуру компании КЭС-Холдинг) электрической мощностью 350 МВт, расположенной в Заречной части;

- ООО «Автозаводская ТЭЦ» (входит в состав группы компаний «ВолгаЭнерго», управляемая холдингом «ЕвроСибЭнерго») электрической мощностью 580 МВт, расположенной на юго-востоке Заречной части города, на территории ОАО «ГАЗ».

От Сормовской и Автозаводской ТЭЦ запитана нагрузка около 700 МВт. Дефицит мощности по городу более 400 МВт. Резервирование осуществляется от загородных источников по сетям ОАО «Нижегородская магистральная сетевая Компания» (НМСК) через системные подстанции 500-220 кВ.

На 2010 г. в городе функционировало четыре небольших объекта распределенной когенерации с использованием в качестве топлива природного газа. Суммарная установленная электрическая мощность установок когенерации составляла 3,18 МВт, годовая выработка электрической энергии – 2,3 млн. кВт·ч.

На 2011 г. установленная мощность всех городских генерирующих станций составляла 933,18 МВт. Располагаемая мощность без учета резерва составляла 904,0 МВт, за вычетом резерва (11 %) – 805 МВт.

По данным Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, по Сценарным условиям развития электроэнергетики России на период до 2030 года, в зоне ОЭС Средней Волги на период до 2015 года сохранится превышение установленной мощности электростанций над потребностью в ней.

Следовательно, учитывая наличие внешних электрических связей Нижегородской энергосистемы, строительство новых источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии и ввод генерирующих мощностей за 2015 годом может обосновываться значительным ростом электропотребления, что должно быть подтверждено разрабатываемой Схемой электроснабжения Нижнего Новгорода.

Другим основанием может быть выявленная необходимость обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, при одновременном выводе из работы основного оборудования действующих электростанций, в связи с выработкой им установленного паркового ресурса.

2.2.2 Главные схемы электрических соединений ТЭЦ г. Нижний Новгород

Вся мощность ТЭЦ потребляется городом. Генераторы 1 и 2 Сормовской ТЭЦ коммутируются на ОРУ-6 кВ и через повышающие трансформаторы 2×63 МВА связаны с ОРУ 110 кВ. Генераторы 3 и 4 присоединяются через два двухобмоточных

трансформатора 125 МВА к системе шин 110 кВ, выполненной по схеме: две рабочие и обходная система шин. ТЭЦ связана с энергосистемой по четырем ЛЭП-110 кВ. Одна ЛЭП связывает ТЭЦ с «Нижегородской ГРЭС» (г. Балахна) и три – с подстанцией «Новосормовская». Кроме того, от ТЭЦ отходят две двухцепные тупиковые ВЛ на подстанции 110 кВ города.

Связь «ТЭЦ Автозаводская» с энергосистемой осуществляется по пяти линиям 110 кВ с опорной подстанцией 220 кВ «Заречная» и по одной линии - с подстанцией «Кировская».

Ведется работа по сооружению Нижегородской – Борской двухцепной ВЛ 220 кВ с заходом одной цепи на ПС 220 кВ «Нагорная», которая усилит связи ПС 220 кВ города и Борского-Семеновского энергоузла.

Завершена реконструкция подстанций: Мызинская, НИИТОП, Варя. Началась реконструкция подстанции Свердловская.

Основными "узкими местами" энергоснабжения г. Нижний Новгород являются:

- дефицит собственных генерирующих мощностей;
- наличие ограничений на технологическое присоединение к ПС 110 и 220 кВ дополнительных мощностей;
- старение оборудования на ПС и ВЛ;
- большие величины токов короткого замыкания и недостаточная отключающая способность выключателей 110 кВ на ряде подстанций. По информации филиала ОАО "ФСК ЕЭС" сети Нижегородского ПМЭС являются закрытыми для технологического присоединения центрами питания:

- ПС 220 кВ "Нагорная" - загрузка в режиме n-1 более 100% (с учетом 136 МВт, разрешенных филиалу "Нижновэнерго" ОАО "МРСК Центра и Приволжья" к потреблению, в рамках договора от 07.02.2008 №339/ТП);

- ПС 220 кВ "Заречная" - загрузка в режиме n-1 более 100%.

Из всех абонентских подстанций 110 кВ только четыре («Импульс», «Щербинки», «Чермет», «Афонино») не располагают резервами трансформаторной мощности на ближайшую перспективу. Остальные имеют резервы без замены трансформаторов.

2.2.3 Обоснование трендов и темпов развития электроэнергетики г. Нижний Новгород на перспективу до 2030 года

Анализ параметров развития электроэнергетики г. Нижний Новгород

За основу приняты показатели Программы развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011-2015 годы и Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, для Сценарных условий развития электроэнергетики России на период до 2030 года, относящихся к ОЭС Средней Волги и к Нижегородской энергосистеме [4, 6].

Параметры развития электроэнергетики основываются на инновационном варианте развития страны, который характеризуется общей социальной направленностью расходов федерального бюджета и ростом расходов на программы развития высокотехнологического комплекса, жилищного строительства, здравоохранения.

За основу обоснования трендов и темпов развития электроэнергетики принят базовый вариант прогноза электропотребления, который по динамике ВВП соответствует варианту инновационного сценария с ускоренным ростом энергоэффективности экономики и с экологической направленностью.

Прогноз потребности г. Нижний Новгород в электроэнергии

Прогноз спроса на электроэнергию на ближайшие годы принят, исходя из намечаемых вводов крупных потребителей и возможностей расширения и модернизации производства на действующих объектах.

Варианты спроса на электроэнергию по энергозонам ОЭС и по стране в целом представлены в таблице 6.

За пределами 2020 года достоверные данные об экономическом развитии регионов Российской Федерации и реализации в них крупных проектов в основном отсутствуют. В связи с этим для оценки уровней электропотребления на 2025 и 2030 годы использовались тренды и потенциальные возможности развития, складывающиеся в конкретных регионах и энергосистемах, с традиционно высокими объемами спроса на электроэнергию, что соответствует их значимой роли в существующей и перспективной экономике страны. К таким регионам относится и Нижегородская область.

С достаточной степенью точности принято допустимым перенесение полученной тенденции на крупные города, в том числе на Нижний Новгород.

Таблица 6 – Прогноз электропотребления по объединенным энергосистемам России на период до 2030 года (базовый вариант), млрд. кВт·ч/год

ОЭС	Отчёт	Ожидаемый	Базовый вариант				Средне-годовой прирост за 2010 -2030 гг., %
	2009 год	2010 год	2015 год*	2020 год*	2025 год*	2030 год*	
РОССИЯ	977,126	1017,92	1127,03	1287,735	1418,561	1552,856	
годовой темп прироста. %	- 4,46	4,17	2,06	2,70	1,95	1,83	2,34
Итого централизованное электропотребление	954,377	994,487	1102,457	1259,645	1388,203	1520,235	
годовой темп прироста. %	-6,32	4,20	2,08	2,70	1,96	1,83	2,36
ЕЭС России	942,824	983,106	1088,246	1242,707	1368,894	1498,708	
годовой темп прироста. %	-4,76	4,27	2,05	2,69	1,95	1,83	2,34
ОЭС Средней Волги	99,344	104,982	116,178	130,742	142,626	155,398	
годовой темп прироста. %	-8,04	5,68	2,05	2,39	1,76	1,75	2,26
Нижегородская энергосистема (прогноз)	19,968	20,798	24,398*	27,456**	29,959**	32,674**	
годовой темп прироста. %	-8,45	4,2	3,7	2,39	1,76	1,75	2,76
г. Нижний Новгород (прогноз)	7,777	8,027	9,487*	10,676**	11,649**	12,705**	
годовой темп прироста. %	-6,57	3,21	3,66	2,39	1,76	1,75	2,55

* среднегодовой темп прироста за шесть лет

** среднегодовой темп прироста за пять лет

Объемы электропотребления и темпы его роста до 2015 года для Нижегородской энергосистемы и города Нижний Новгород приняты в соответствии с Программой развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011-2015 годы. Перспективный прогноз электропотребления Нижегородской области и города Нижний Новгород до 2030 года выполнен в соответствии темпами прироста электропотребления ОЭС Средней Волги.

Объем потребления электроэнергии в России в период до 2030 года увеличивается в 1,59 раза, ОЭС Средней Волги в 1,56 раза (таблица 6). Такая же тенденция роста электропотребления характерна и для города Нижний Новгород. Прогнозный объем потребления электроэнергии в городе к 2030 году увеличивается в 1,63 раза.

Вариантная оценка балансовых условий потребности г. Нижний Новгород в развитии генерирующих мощностей

Потребность в установленной генерирующей мощности на территории ОЭС определяется суммой:

- максимума нагрузки;
- нормируемого расчетного резерва мощности;
- сальдо экспорта-импорта мощности;

- ограничений на использование мощности всех типов электростанций в период максимума нагрузки в осенне-зимний период.

Основным, среди перечисленных факторов, определяющих потребность в установленной мощности электростанций, является годовой максимум нагрузки.

Величина совмещенного максимума нагрузки ОЭС существенно зависит от режима электропотребления на соответствующей территории, а также от степени совмещения максимумов нагрузки отдельных ОЭС в час прохождения годового максимума нагрузки ЕЭС России.

В период 2016 - 2020 годы рост максимума нагрузки будет происходить более высокими темпами, что соответствует темпам прироста спроса на электроэнергию. В период 2021 -2030 годы среднегодовые приросты максимумов нагрузки ожидаются в меньших размерах, что будет обусловлено, в том числе широкомасштабным внедрением мероприятий по энергосбережению и энергоэффективности в производстве и потреблении электроэнергии. В целом за период до 2030 года ожидается уплотнение режимов электропотребления за счёт более интенсивного производства в летнее, а также в вечернее и ночное время.

В таблице 7 приведены значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России, ОЭС Средней Волги, Нижегородской энергосистемы и г. Нижний Новгород на период 2015-2030 годы для базового варианта электропотребления.

Таблица 7 – Максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России на период 2015-2030 годы

ОЭС	2009 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Россия - зона централизованного электроснабжения, млн. кВт	153,0	169,7	193,7	212,6	232,3
Рост, %	(100)	114	136	158	180
ОЭС Средней Волги, млн. кВт	17,4	18,5	20,7	22,5	24,4
Рост, %	(100)	106	119	129	140
Нижегородская энергосистема, млн. кВт	3,622	4,106	4,346	4,709	5,107
Рост, %	(100)	113	120	130	141
г. Нижний Новгород ,млн. кВт	1,10	1,24	1,32	1,43	1,55
Рост, %	(100)	113	120	130	141

Значения максимумов нагрузок в 2009- 2015 годах для Нижегородской энергосистемы соответствуют данным представленным в Программе развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011 - 2015 годы. Прогнозная оценка максимумов нагрузок до 2030 года для Нижегородской энергосистемы и города Нижний Новгород выполнена в соответствии с темпами роста максимумов нагрузок ОЭС Средней Волги.

Проектные предложения Генерального плана

В соответствии с расчетом электрических нагрузок на 1-ю очередь (2009-2019 гг.) и расчетный срок до 2030 г. суммарный прирост электрической нагрузки в существующих границах города Нижний Новгород, на расчетный срок определен в размере 2068,7 тыс. кВт, в том числе по Заречной части – 1313,1 тыс. кВт, по Нагорной части – 755,6 тыс. кВт. Приросты электрических нагрузок по районам города на 1-ю очередь составляют 448,3 тыс. кВт. В этом случае максимумы нагрузок города и темпы их роста представлены в таблице 8.

Полученные результаты расчета электрических нагрузок и темпы их роста (таблица 8) на первую очередь и расчетный период до 2030 года завышены, поскольку в 2 раза превышают аналогичные показатели по ОЭС России и ОЭС Средней Волги.

Таблица 8 – Максимум нагрузки города Нижний Новгород на период 2015-2030 годы,

	2009 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
г. Нижний Новгород, млн. кВт	1,10	1,353	1,815	2,497	3,168
Рост, %	(100)	123	165	227	288

Баланс электрических нагрузок и мощности города Нижний Новгород на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года без строительства новых ТЭЦ представлен в таблице 9. График изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород на расчетный срок до 2030 года представлен на рисунке 8.

Таблица 9 – Баланс электрических нагрузок и мощности города Нижний Новгород

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность всего, в том числе, МВт:	930	930	930	930	930	930	1330	1780	1680	2030
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Автозаводская ТЭЦ	580	580	580	580	580	580	980	980	880	780
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	450	450	900
Резерв (11%), МВт	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	146,3	195,8	184,8	223,3
Располагаемая мощность за вычетом резерва всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1183,7	1584,2	1495,2	1806,7
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1100	1122	1155	1232	1287	1353	1419	1485	1551	1683
Рост, %	100	102	105	112	117	123	129	135	141	153
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	-272,3	-294,3	-327,3	-404,3	-459,3	-525,3	-235,3	99,2	-55,8	123,7
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1100	1128,6	1157,2	1185,8	1214,4	1243	1258,4	1273,8	1289,2	1304,6
Рост, %	100	102,6	105,2	107,8	110,4	113	114,4	115,8	117,2	118,6
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	-272,3	-300,9	-329,5	-358,1	-386,7	-415,3	-74,7	310,4	206	502,1
Нижегородская АЭС, МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 9

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность всего, в том числе, МВт:	1930	1930	1930	1805	1805	1805	1620	1510	1620	1620	1620
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	285	285	285	220	110	220	220	220
Автозаводская ТЭЦ	680	680	680	620	620	620	500	500	500	500	500
Нижегородская ТЭЦ	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Резерв (11%), МВт	212,3	212,3	212,3	198,55	198,55	198,55	178,2	166,1	178,2	178,2	178,2
Располагаемая мощность за вычетом резерва всего, МВт	1717,7	1717,7	1717,7	1606,45	1606,45	1606,45	1441,8	1343,9	1441,8	1441,8	1441,8
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1815	1947	2090	2222	2354	2497	2629	2761	2893	3036	3168
Рост, %	165	177	190	202	214	227	239	251	263	276	288
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	-97,3	-229,3	-372,3	-615,55	-747,55	-890,55	-1187,2	-1417,1	-1451,2	-1594,2	-1726,2
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1320	1342	1364	1386	1408	1430	1454,2	1478,4	1502,6	1526,8	1551
Рост, %	120	122	124	126	128	130	132,2	134,4	136,6	138,8	141
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	397,7	375,7	353,7	220,5	198,45	176,45	-12,4	-134,5	-60,8	-85	-109,2
Нижегородская АЭС, МВт	1150	1150	1150	2300	2300	3450	3450	3450	4600	4600	4600

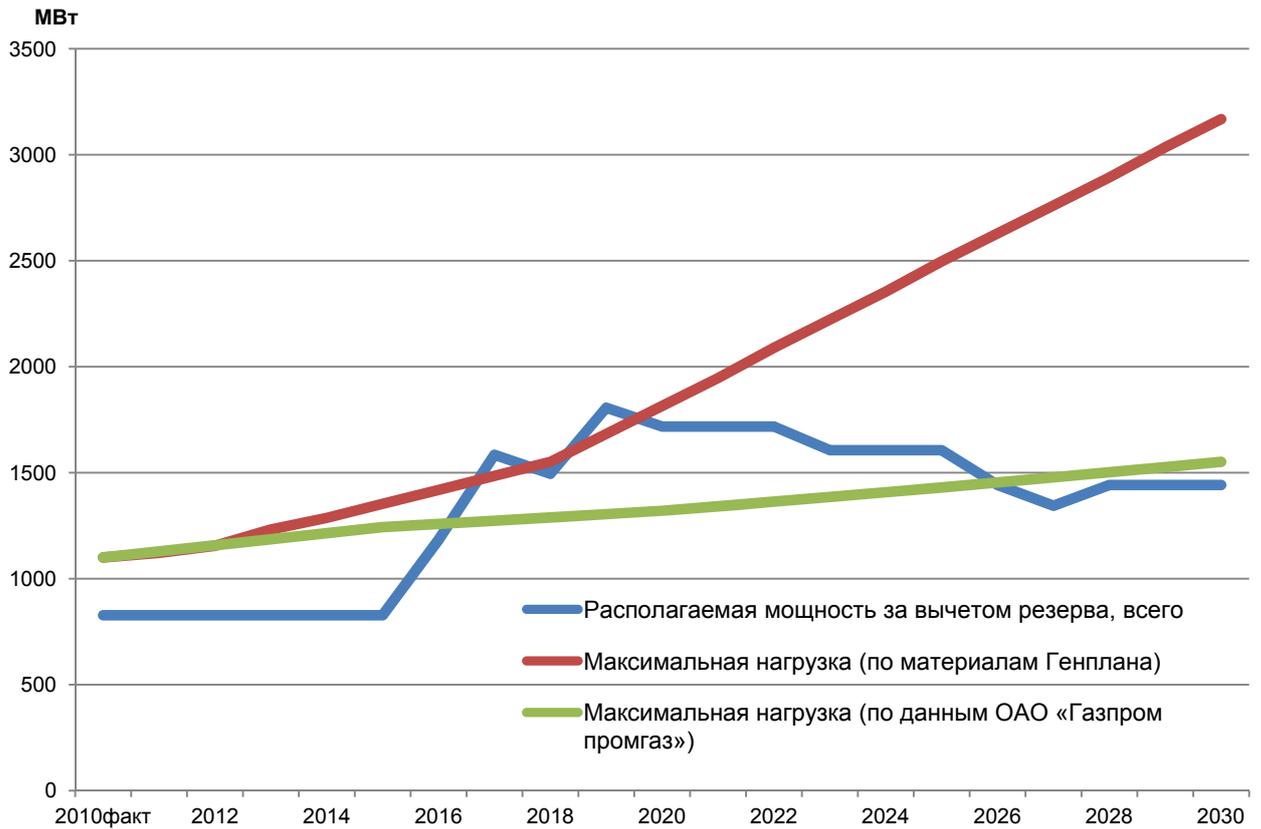


Рисунок 8 - График изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород.

Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года представлен в таблице 10. График выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород на расчетный срок до 2030 года представлен на рисунке 9.

Таблица 10 – Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии всего, млн. кВт·ч в том числе:	3588,6	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	6027,0	7917,0	7427,0	8827,0
Сормовская ТЭЦ	1147,9	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3279,7	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	2440,7	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	4802,0	4802,0	4312,0	3822,0
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4208,1	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	1890,0	1890,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	0	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн. кВт·ч	8026,9	8319,1	8621,9	8935,7	9261,0	9487,0	9713,7	9945,9	10183,6	10427,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %		3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	2,39	2,39	2,39	2,39
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%. Всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1183,7	1584,2	1495,2	1806,7
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4336	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии с учетом резерва мощности, млн. кВт·ч	3 588,6	3 476,3	3 476,3	3 476,3	3 476,3	3 476,3	4 971,5	6 653,6	6 279,8	7 588,1
Сальдо переток, млн. кВт·ч	- 4 438,3	- 4 842,7	- 5 145,6	- 5 459,4	- 5 784,7	- 6 010,7	- 4 742,2	- 3 292,3	- 3 903,8	- 2 838,9

Продолжение таблицы 10

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выработка электроэнергии всего, в том числе: млн. кВт·ч	8337,0	8337,0	8337,0	7815,5	7815,7	7815,5	7000,0	6342,0	7000,0	7000,0	7000,0
Сормовская ТЭЦ	1225,0	1225,0	1225,0	997,5	997,7	997,5	770,0	385,0	770,0	770,0	770,0
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч.	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	3332,0	3332,0	3332,0	3038,0	3038,0	3038,0	2450,0	2450,0	2450,0	2450,0	2450,0
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч.	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч.	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн. кВт·ч	10676,2	10864,1	11055,3	11249,9	11447,9	11649,4	11853,2	12060,7	12271,7	12486,5	12705,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %	2,39	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%. Всего, МВт	1717,7	1717,7	1717,7	1606,5	1606,5	1606,5	1441,8	1343,9	1441,8	1441,8	1441,8
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0
Выработка электроэнергии всего, с учетом резерва мощности, млн. кВт·ч	7214,3	7214,3	7214,3	6747,1	6747,1	6747,1	6055,6	5644,4	6055,6	6055,6	6055,6
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-3461,9	-3649,8	-3841,0	-4502,8	-4700,8	-4902,3	-5797,7	-6416,3	-6216,2	-6430,9	-6649,4

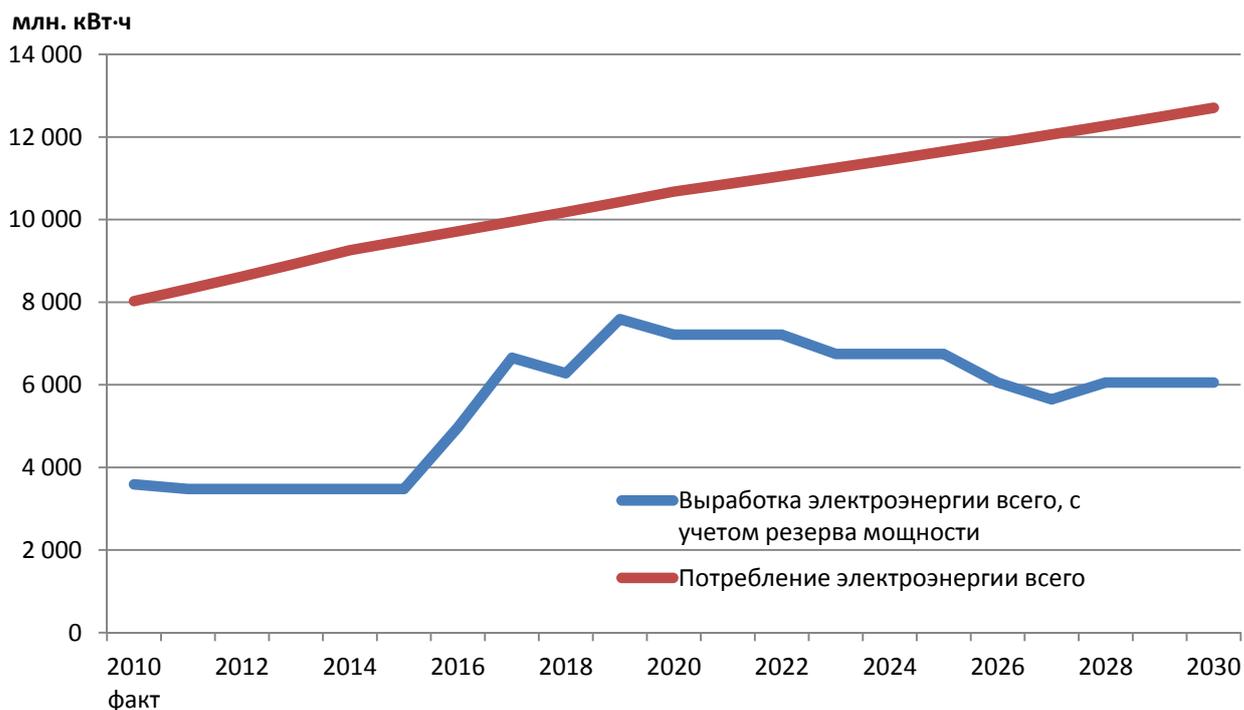


Рисунок 9 - График выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород на расчетный срок до 2030 года

Расчетный резерв мощности

Значительное влияние на потребность в установленной мощности электростанций оказывает величина резерва мощности, необходимого для обеспечения надежности функционирования ОЭС и ЕЭС России. Величины нормируемого расчетного резерва мощности в период до 2030 года по ОЭС России определены в соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281, и составляют от максимума нагрузки по европейской секции ЕЭС России – примерно 17%.

Суммарный резерв европейской секции ЕЭС России распределяется по входящим в ее состав объединенным энергосистемам в следующих долях: ОЭС Северо-Запада - 0,15, ОЭС Центра- 0,32, ОЭС Юга - 0,10, ОЭС Средней Волги - 0,11, ОЭС Урала - 0,32. Таким образом, резерв мощности для Нижегородской энергосистемы и города Нижний Новгород составляет – 11%.

2.3 Условия и последовательность демонтажа существующей генерирующей мощности ТЭЦ Нижнего Новгорода

Технически на ТЭС может быть обеспечено практически непрерывное продление сроков эксплуатации за счет замены отдельных узлов и элементов оборудования. Однако экономически это мероприятие для ТЭС на угле и газе с разными начальными параметрами пара и типами оборудования не всегда эффективно.

Расчеты по оптимизации структуры генерирующих мощностей, проведенные при разработке Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года, показали целесообразность вывода из эксплуатации оборудования электростанций на газе на параметры пара 9 МПа и ниже.

Вместе с тем приказом Минэнерго России от 07.09.2010 № 430 определены критерии технических характеристик (параметров) генерирующего оборудования для участия в конкурентном отборе мощности. Предполагается, что в дальнейшем, по мере развития рынка мощности, критерии отбора могут ужесточаться, чтобы повысить эффективность функционирования электроэнергетики.

В Генеральной схеме объем демонтажа генерирующего оборудования в период до 2020 года учтен в соответствии с поступившими от энергетических компаний предложениями с учетом проведенной оптимизации структуры установленной мощности. За 2020 годом объем демонтажа определен исходя из технико-экономических оценок целесообразности замены неэффективного оборудования и целевых установок по выводу из эксплуатации ПСУ на газе с высокими удельными расходами топлива.

В частности, в период 2021-2030 годов:

- рекомендуются к демонтажу и замене на парогазовые и газотурбинные установки конденсационные и теплофикационные агрегаты с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже, работающие на газе. Замена генерирующей мощности демонтируемого оборудования осуществляется как на действующих площадках, так и за счет установки оборудования на новых площадках;

- рекомендуются к демонтажу и замене около 80% оставшегося в эксплуатации конденсационного, а также более 30 % теплофикационного оборудования, работающего на газе, с начальными параметрами пара 13 МПа;

- рекомендуются к замене не менее 50 % газовых конденсационных и теплофикационных энергоблоков с начальными параметрами пара 240 МПа единичной мощностью 250 МВт и выше.

Следует подойти с осторожностью к применению указанных рекомендаций по демонтажу и замене теплофикационного оборудования, работающего на газе, с начальными параметрами пара 13 МПа. Для принятия окончательных решений по выводу из эксплуатации неэффективного оборудования потребуется детальная проработка возможности обеспечения электрических режимов Нижегородского энергоузла и покрытия тепловой нагрузки после демонтажа теплофикационного турбинного оборудования. Такая проработка и проверка обоснованности, в частности, необходимы при выводе из работы паросилового оборудования на Нижегородской ГРЭС, Дзержинской, Сормовской и Автозаводской ТЭЦ.

Указанное тем более относится и к замене газовых конденсационных и теплофикационных энергоблоков с начальными параметрами пара 240 МПа единичной мощностью 250 МВт и выше, исходя из того, что в рассматриваемый период рекомендовано продление сроков эксплуатации действующего оборудования на угле во всех районах. Не объясняя причин первого «предложения», второе предложение связывают с большей эффективностью продления сроков эксплуатации, чем замены на новые блоки всех типов оборудования на угле, как из-за большей капиталоемкости оборудования на угле, так и незначительной разницей в КПД новых и действующих энергоблоков. Для Нижегородской энергосистемы, использующей газ, применение таких блоков представляется целесообразным.

В таблице 11 представлены рекомендуемые упомянутыми документами значения мощности демонтируемого генерирующего оборудования на ТЭС с разбивкой по энергосистемам.

Таблица 11 – Рекомендации по демонтажу оборудования в период 2010-2030 годы

Энергосистемы, электростанции	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы	2010-2030 годы
Всего по зоне централизованного электроснабжения, млн. кВт, в том числе:	7,7	9,6	23,3	27,1	67,7
ТЭС – всего, млн. кВт, в т. ч.:	7,5	5,8	18,7	19,2	51,2
ОЭС Средней Волги, млн. кВт	0,9	1,9	2,0	2,7	7,6
Нижегородская энергосистема, млн. кВт	0,225*	0,06	0,325	-	0,61

*согласно паспорту Программы развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011-2015 годы демонтируется 0,464 млн. кВт.

Замену выводимого из эксплуатации оборудования рекомендовано проводить на новых или действующих площадках, с заменой теплофикационных ПСУ - на ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ, при необходимости, вводя распределенные когенерационные установки малой мощности.

Вместе с тем в Генеральной схеме отмечается, что намеченный объем демонтажа генерирующего оборудования не обеспечивает активное обновление мощности на ТЭС. При благоприятных условиях развития электроэнергетики (значительный приток инвестиций в отрасль, большой ежегодный объем ввода мощности на электростанциях и др.) объем демонтажа генерирующего оборудования на ТЭС должен быть удвоен и доведен до 101,8 млн. кВт. В этом варианте рекомендуется демонтаж всего оборудования ТЭС сроком службы старше 50 лет, прежде всего работающих на газе с начальными параметрами пара 9 МПа и ниже (таблица 12).

Таблица 12 – Тип демонтажа оборудования для обеспечения активного обновления ТЭС по периодам

2010-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы
1. Оборудование на газе старше 50 лет (введенное до 1965 г.), имеющее низкие параметры пара (9 МПа и ниже) 2. Оборудование на газе старше 50 лет (введенное до 1965 года) с параметрами пара 13 МПа и выше	3. Все оборудование старше 50 лет (введенное до 1970 г.),	4. Все оборудование старше 50 лет (введенное в период 1971-1975 гг.) 5. Все действующее в настоящее время конденсационное оборудование на газе 13 МПа и ниже (не учтенное в пп.1-4.)

Предлагаемые сроки вывода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода

В таблице 13 представлены предлагаемые сроки и выводимые генерирующие мощности на ТЭЦ Нижнего Новгорода, исходя из сроков предельной наработки, рекомендованных отраслевыми документами.

Таблица 13 – Предлагаемые сроки и выводимые генерирующие мощности ТЭЦ Нижнего Новгорода

Год	Выводимое оборудование	Выводимая мощность	
		Тепловая, Гкал/ч	Электрическая, МВт
Автозаводская ТЭЦ			
2015	3х ПТВМ -100	225	-
2017	1хТ-100 №7	160	100
2018	Оборудование второй очереди, 3х ПТВМ -180+1хПТВМ-100	802	100
2019	1хТ-100 №8	160	100
2021	1х ПТВМ -180,	135	-
2022	1хПТ-60 №9	139	60
2025	1хПТ-60 №10, 1хПТ-60 №11	278	120
2028	1хТ-100 №12	175	100
Сормовская ТЭЦ			
2022	1хПТ-65 №1,	139	65
2025	1хПТ-65 №2	139	65
2026	1хТ-110 №3	184	110

Предложение по срокам вывода из эксплуатации теплосиловых агрегатов Автозаводской ТЭЦ представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Данные по срокам вывода из эксплуатации теплосиловых агрегатов

Котлы паровые		Турбины паровые	
Станционный №, марка котла	Год вывода по нормативу	Станционный №, марка турбины	Год вывода по нормативу/по балансу
№6 СПП-160/100	2014	№3 ВР-25-1	2014/2018
№7 51-СПП-220-100	2014	№4 АТ-25-1	2014/2018
№8 66-СПП-230/100	2014	№5 ВТ-25-4	2014/2018
№9 66-СПП-230/100	2015	№6 ВТ-25-4	2014/2018
№10 ТГМ -96	2016	№7 ВТ-100-130	2015 -2016/2017
№11 ТГМ -96	2017	№8 ВТ-100-130	2016 2017/2019
№12 ТГМ -96«Б»	2018	№9 ПТ-60-130/13	2018/2022
№13 ТГМ -96«Б»	2022	№10ПТ-60-130/13	2022/2025
№14 ТГМ -96«Б»	2025	№11 ПТ-60-130/13	2025/2025
№15 ТГМ -96«Б»	2026	№12 Т-110/120-130-3	2026/2028
№16 БКЗ -420-140 НГМ-4	2049		

Представляется целесообразным при проведении обследования паровых котлов рассматривать возможность их одновременного вывода с паровыми турбинами и дальнейшей работы с пониженными параметрами пара для теплофикационных нужд и покрытия пиковых отопительных нагрузок или нагрузок ГВС в периоды снижения установленной тепловой мощности ТЭЦ.

Данные по годам изготовления, срокам вывода из эксплуатации паровых и водогрейных котлов ТЭЦ представлены в таблице 15 и 18.

Таблица 15 – Данные по годам изготовления, срокам вывода из эксплуатации водогрейных котлов Автозаводской ТЭЦ

Станционный №, марка	Год изготовления	Предлагаемый год перевода в пиковый режим	Предлагаемый год вывода
№1В ПТВМ-100	1962	2013	2015
№2В ПТВМ-100	1963	2013	2015
№3В ПТВМ-100	1965	2013	2015
№4В ПТВМ-100	1968	2013	2018
№5В ПТВМ-180	1972	2016	2018
№6В ПТВМ-180	1972	2014	2018
№7В ПТВМ-180	1973	2014	2018
№8В ПТВМ-180	1978	2017	2021

ООО «Автозаводская ТЭЦ» в письме №6025 от 06.09.2012 указало, что вывод из эксплуатации основного оборудования ТЭЦ-2 планируется в 2015г., а ввод в эксплуатацию ПГУ-400 в 2015 г. с увеличением установленной мощности до 880 МВт. В связи с этим предложения по демонтажу изменяться следующим образом (таблица 16 и 17).

Таблица 16 – Данные по срокам вывода из эксплуатации теплосиловых агрегатов, согласно программе модернизации по программе собственника Автозаводской ТЭЦ – ОАО «ЕвроСибЭнерго»

Котлы паровые		Турбины паровые	
Станционный №, марка котла	Год вывода по программе	Станционный №, марка турбины	Год вывода по нормативу/по программе
№6 СПП-160/100	2015	№3 ВР-25-1	2014/2015
№7 51-СПП-220-100	2015	№4 АТ-25-1	2014/2015
№8 66-СПП-230/100	2015	№5 ВТ-25-4	2014/2015
№9 66-СПП-230/100	2015	№6 ВТ-25-4	2014/2015
№10 ТГМ -96	2042	№7 ВТ-100-130	2015 -2016/2046
№11 ТГМ -96	2041	№8 ВТ-100-130	2016 2017/2049
№12 ТГМ -96«Б»	2044	№9 ПТ-60-130/13	2018/2048
№13 ТГМ -96«Б»	2043	№10 ПТ-60-130/13	2022/2045
№14 ТГМ -96«Б»	2042	№11 ПТ-60-130/13	2025/2050
№15 ТГМ -96«Б»	2046	№12 Т-110/120-130-3	2026/2052
№16 БКЗ -420-140 НГМ-4	2049		

Таблица 17 – Данные по срокам вывода из эксплуатации водогрейных котлов Автозаводской ТЭЦ

Станционный №, марка	Год вывода по программе
№1В ПТВМ-100	2035
№2В ПТВМ-100	2034
№3В ПТВМ-100	2036
№4В ПТВМ-100	2037
№5В ПТВМ-180	2032
№6В ПТВМ-180	2031
№7В ПТВМ-180	2032
№8В ПТВМ-180	2033

Таблица 18 – Данные по годам изготовления, срокам вывода из эксплуатации паровых котлов Сормовской ТЭЦ

Станционный №	Марка	Год изготовления	Год ввода	Предлагаемый год вывода
№1	ТГМ-84Б	1972	1974	2022-2027
№2	ТГМ-84Б	1975	1975	2025-2028
№3	ТГМ-84Б	1977	1978	2026
№4	ТГМ-84Б	1980	1981	2026

В связи с осуществленной модернизацией турбин №1, №2 Сормовской ТЭЦ предлагается их вывод до 2027 года не проводить, а вывод турбины №3 осуществить в соответствии с намеченным сроком в 2026 году. В связи с истечением нормативного срока эксплуатации паровых котлов до нормативного срока эксплуатации паровых турбин предлагается по результатам обследования рассмотреть возможность модернизацию котлов с целью продления срока их эксплуатации до года, указанного в таблице или рассмотреть вопрос возможности их использования в качестве котлов-утилизаторов для газовой турбины.

3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Подходы к разработке стратегии количественного развития генерирующих электромощностей изначально сформированы, исходя из мероприятий Программы развития энергетики Нижегородской области, осуществляемых до 2015 года, с учетом темпов роста экономики, интенсивности строительства нового жилищного фонда, развития социальной инфраструктуры, конкретной ситуации сложившейся в городе Нижний Новгород с источниками теплоснабжения.

При этом учитывались выявленные дефициты тепловой мощности, имеющийся в городе дефицит электрической мощности, сложившаяся структура энергоснабжения, планы ввода и вывода генерирующих мощностей на электростанциях. Стратегия развития генерирующих мощностей и принятие решения формировалась поэтапно.

На первом этапе осуществлялось уточнение текущих тепловых нагрузок и расчет перспективных, выделение зон теплопотребления. На втором этапе разрабатывались сценарии реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла с рассмотрением возможности (учитывая стесненные площадки) их расширения с целью увеличения электрической и тепловой мощности. На третьем этапе определялись перспективные зоны действия планируемых к строительству новых источников тепловой энергии, уточнялись перспективные тепловые нагрузки в планируемой зоне их действия с учетом возможности ее расширения на сопряженные зоны действия существующих котельных и их трансформация (перевод в пиковый режим, перевод в холодный резерв, демонтаж). На четвертом этапе определялась загрузка реконструируемых источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла с неизменяемой зоной их действия и перспективным приростом тепловой нагрузки в этих зонах с учетом графика вывода оборудования из эксплуатации и определялась возможность расширения зоны действия источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла в зоны перспективной городской застройки и/(или) во вновь создаваемые производственные зоны. На пятом этапе определялась возможность расширения зоны действия реконструи-

руемых источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла на зоны действия существующих котельных. На шестом этапе рассматривалась возможность строительства новых источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, поскольку зоны действия реконструируемых источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла не покрывали зоны перспективных тепловых нагрузок, и/или такое расширение зоны признавалось не целесообразным по технико-экономическим соображениям.

На этом этапе выявлялась перспективная зона действия планируемого к строительству нового(вых) источника(ов). По данным тепловых балансов уточнялись перспективные тепловые нагрузки в планируемой зоне действия нового источника, с учетом возможности расширения планируемой зоны на сопряженные зоны действия существующих котельных и их трансформация, выбор требуемой тепловой мощности с учетом перспективы развития и с учетом сложившейся структуры генерирующих тепловых мощностей нахождения в зонах их действия Волжской ГЭС, с существующим стратегическим резервом электрической мощности в период зимнего максимума электрической нагрузки. При этом учитывалось, что в период до 2015 года в зоне ОЭС Средней Волги установленная мощность электростанций превышает потребность в ней, и к 2030 году требуется увеличение установленной мощности электростанций на 15,5 %.

3.1 Сценарии реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла

Развитие ТЭЦ по предыдущей схеме теплоснабжения и проектной документации

На момент разработки Схемы теплоснабжения все водогрейные котлы обеих ТЭЦ и большая часть паровых котлов Автозаводской ТЭЦ выработала установленный срок и дальнейшая их эксплуатация их требовала обследования и вынесения комиссионного решения о возможности их дальнейшего нахождения в работе. По данным предыдущей Схемы теплоснабжения, котлы № 6, 7, 8, 9 и турбины № 3, 4, 5, 6 Автозаводской ТЭЦ предлагались комиссией к выводу из эксплуатации еще в 1986 г.

В тепловых балансах схемы они уже не учитывались, хотя в отчетности по форме 6-ТП за 1989 г., по состоянию на 30.01.91, эти агрегаты все еще значились

как работающие. Сценарными условиями развития электроэнергетики РФ на период до 2030 г. вывод этих турбин намечен в период 2010-2015гг.

В соответствии с утвержденным ТЭР «Реконструкция ТЭЦ ГАЗ», выполненным институтом «Теплоэлектропроект», предусматривалась установка двух паровых котлов Е-500-140, турбины ПТ-140/165-130/13 двух водогрейных котлов КВГМ-100 взамен выводимого из работы оборудования на параметры пара 90 атм. В выпущенных рабочих чертежах вместо двух паровых котлов Е-500 были предусмотрены к установке два паровых котла Е-420-140ГМ. После такого расширения электрическая мощность ТЭЦ должна была составить 620/645 МВт и тепловая - 2600Гкал /ч. В схеме теплоснабжения рассматривалось покрытие тепловых нагрузок с указанным оборудованием. Рассматривалась также вариантно и возможность установки еще двух котлов КВГМ-100 в качестве предельного развития Автозаводской ТЭЦ, но оказался более предпочтительным по экологическим последствиям вариант строительства новой котельной тепловой мощностью 356 Гкал /ч (4хЕ-160) в районе Объездной дороги, который в натуре не был реализован. В настоящее время на ТЭЦ реализована установка только одного котла Е-420-140ГМ.

В соответствии с ТЭР «Реконструкции Сормовской ТЭЦ», выполненным институтом «Теплоэлектропроект», предусматривалась установка двух турбин ПТ-140/165-130/13 и Т185/220-130 и пяти паровых котлов Е-420 -140ГМ. Указанный состав оборудования учитывался в схеме теплоснабжения для покрытия тепловых нагрузок, но в натуре также не реализован.

Развитие ТЭЦ Нижнего Новгорода по отраслевым документам

В данном разделе представлен результат работы по анализу, обобщению и определению сценарных условий, тенденций и показателей развития электро- и теплоэнергетики города Нижний Новгород. За основу приняты показатели Программы развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011-2015 годы и материалы Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике, для Сценарных условий развития электроэнергетики России на период до 2030 года, относящихся к ОЭС Средней Волги и к Нижегородской энергосистеме [4, 6]. Показатели Паспорта Программы принимаются в качестве стартовых, с их корректировкой на последующие периоды с учетом тенденций изменения показателей Сценарных условий и перспективных тепловых нагрузок, обеспечиваемых от существующих и новых ТЭЦ, предлагаемых к сооружению в городском округе.

Генерирующие мощности, рекомендованные к демонтажу и вводу в 2010-2030 годах в Нижегородской энергосистеме по базовому варианту, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Предусмотренные к демонтажу и вводу в 2010-2030 годах в Нижегородской энергосистеме мощности, МВт

Нижегородская энергосистема, электростанции, ст. № агрегата	Генкомпания	- Вывод + Ввод			
		2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026-2030 годы
Нижегородская ГРЭС	ОАО «ТГК-6»				
№ 3 ПТ-80-130				-80.0	
№3 ГТ-110(Т)				+110.0	
Изменение мощности			+30		
Дзержинская ТЭЦ	ОАО «ТГК-6»				
№ 1 ПТ-60-130					
№6 ПТ-135-130			-60.0	-135.0	
№6 ГТ-110(Т)			+110.0		
Изменение мощности			- 60	- 25	
Сормовская ТЭЦ	ОАО «ТГК-6»				
№3 Т-110-130				-110.0	+110.0
№3 ГТ-110(Т)					
Изменение мощности			- 110	+ 110	
Ново-Горьковская ТЭЦ	ОАО «ТГК-6»				
№1 ПТ-25-90					
№9 ГТ КЭС		- 25.0			
Изменение мощности		+165.0			
№2 ПТ-25-90		+ 140.0			
№10 ГТ КЭС	- 25.0				
Изменение мощности	+165.0				
Игумновская ТЭЦ	ОАО «ТГК-6»				
№5 ПТ-25-90					
№6 ПТ-25-90					
№7 ПТ-25-90					
Изменение мощности		+140,0			
Автозаводская ТЭЦ	ООО "Автозаводская ТЭЦ"				
№3 Р-25-90					
№4 Т-25-29					
№5 Т-25-90					
№6 Т-25-90					
№13 ПГУ-400(Т)					
Изменение мощности		-25.0	+400.0*		
Нижегородская АЭС	Росэнергоатом				
№1 ВВЭР-1200				+1150.0	
№2 ВВЭР-1200				+1150.0	
Изменение мощности			+1150.0	+ 1150.0	
Нижегородская ТЭЦ	ОАО "ВВГК"				
№1 ПГУ-450(Т)				+450.0	
№2 ПГУ-450(Т)				+450.0	
Изменение мощности				+ 900	
Распределенная генерации Нижегородской области	Заказчик не определен				
ΣПГУ или ГТ ТЭЦ				+ 30.0	+60.0

* согласно письму ООО «Автозаводская ТЭЦ» от 06.09.2012 №6025 ввод в 2015 г.

Согласно Сценарным условиям увеличение установленной мощности в Нижегородской энергосистеме за период 2010-2030 годы произойдет на 1230 МВт и по периодам приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Изменение установленной мощности в Нижегородской энергосистеме, МВт

Годы	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030
Всего Нижний Новгород	105,0	1390,0	1045,0	170,0
в том числе по Сормовской ТЭЦ, Автозаводской ТЭЦ, Нижегородской ТЭЦ	-100,0	1300,0	- 80,0	110,0

Эти величины не учитывают вывод из работы котельного и турбинного оборудования Автозаводской и Сормовской ТЭЦ, отработавшего установленный срок, начиная с 2014 года, а также создание необходимого аварийного резерва мощности.

Отличия по вводам на объектах ядерной энергетики и распределенной генерации для максимального варианта развития экономики РФ представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Отличия по вводам на объектах энергосистемы

Электростанции	Генкомпания	2010-2015 годы	2016-2020 годы	2021-2025 годы	2026- 2030 го- ды
Нижегородская АЭС	Росэнергоатом				
1 ВВЭР-1200			1150.0		
2 ВВЭР-1200				1150.0	
3 ВВЭР-1200				1150.0	
4 ВВЭР-1200					1150.0
Нижегородская ВЭС	Заказчик не определен				
1 ветровые агрегаты					100.0
2 ветровые агрегаты					100.0
3 ветровые агрегаты					150.0
Распределенная генерация Нижегородской области	Заказчик не определен				
ΣПГУ или ГТ ТЭЦ				60.0	120.0
Итого отличие			-1150.0	+ 30.0	+1560,0

В конце ноября месяца 2010 г. компания «ЕвроСибЭнерго» начала подготовку проекта реконструкции Автозаводской ТЭЦ, предусматривающего дальнейшее развитие предприятия и увеличение электрической мощности станции до 880 МВт, за счет строительства парогазовой установки электрической мощностью 400 МВт.

3.2 Предлагаемые сроки ввода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода

В таблице 22 представлены предлагаемые сроки ввода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода, с учетом отраслевых планов развития электростанций.

Таблица 22 – Предлагаемые сроки ввода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода

Год	Вводимое оборудование	Вводимая мощность	
		Тепловая, Гкал/ч	Электрическая, МВт
Автозаводская ТЭЦ			
2015	1х ПГУ400	250	400
2021	1х ПТ-140	120	140/165
2022	2х Е-160	178	-
2024	1х Т-185	278	185/210
2025	2х Е-160	178	-
Сормовская ТЭЦ			
2023	1х ПТ-140	120	140/165
2026	1х Т-185	278	185/210
2027	1х ГТ-110 №3	125	110
Нижегородская ТЭЦ			
2016	№1 ПГУ-450(Т)	420	450
2018	№2 ПГУ-450(Т)	420	450
ТЭЦ Московское шоссе (новая)			
2018	ГТ ТЭЦ-25	125	25
2023	ГТ ТЭЦ-25	125	25
Сартаковская ТЭЦ (новая)			
2016	ПГУ -325№1	280	325
2018	ПГУ -325№2	280	325

В таблице 22 представлены первоначально предлагавшиеся сроки ввода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода, с учетом отраслевых планов развития электростанций и предложений генерального плана. ООО «Автозаводская ТЭЦ» в письме № 6025 от 06.09.2012 указало, что снижение установленной мощности не будет, в связи с проведением мероприятий по модернизации основного оборудования ТЭЦ-3, 4, 5. В связи с указанным, изменение по вводам представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Измененные сроки ввода генерирующих мощностей на ТЭЦ Нижнего Новгорода

Год	Вводимое оборудование	Вводимая мощность	
		Тепловая, Гкал/ч	Электрическая, МВт
Автозаводская ТЭЦ			
2015	1х ПГУ400	250	400
Сормовская ТЭЦ			
2023	1х ПТ-140+2х Е-420	120	140/165
2026	1х Т-185+3х Е-420	278	185/210
2017, 2019	2х Е-160	178	-
2027	1х ГТ-110 +КУ	125	110
Нижегородская ТЭЦ			
2016	№1 ПГУ-450(Т)	420	450
2018	№2 ПГУ-450(Т)	420	450
ТЭЦ Московское шоссе (новая)*			
2015	ГТ ТЭЦ-25 +Е-160	125	25
2018	ГТ ТЭЦ-25+Е-160	125	25

Для бездефицитности баланса тепловой мощности предлагается строительство в Канавинском районе ГТЭЦ (Московское шоссе) электрической мощностью 50 МВт, тепловой мощностью 250 Гкал/ч.

Кроме указанных вводов ниже рассмотрены варианты развития Сормовской ТЭЦ, в том числе предлагавшиеся решениями предыдущей схемы теплоснабжения, и варианты, связанные со строительством ТЭЦ Московское шоссе, предусмотренной Генеральным планом, (вариант 4) и варианты строительства мини-ТЭЦ,

Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии

К техническому перевооружению можно отнести сооружение ПГУ на Автозаводской ТЭЦ вместо выводимых агрегатов на 10 МПа второй очереди, а также замену новым оборудованием предложенных к выводу агрегатов третьей и четвертой очередей.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» указало в письме №6025 от 06.09.2012, что вывода оборудования из эксплуатации и снижения установленной тепловой мощности не произойдет, в связи с проведением мероприятий по модернизации основного оборудования - модернизацией паровых турбин с заменой ЦВД, заменой поверхностей нагрева паровых котлов и продлением, в связи с этим, срока эксплуатации основного оборудования. На Сормовской ТЭЦ уже проведена модернизация турбин №1 №2, взамен выводимой из эксплуатации турбины №3 предусматривается ввод ГТ-110. Дать иные предложения по техническому перевооружению по существующим ТЭЦ

до проведения комплексного энергетического обследования и предоставления материалов обследования с рекомендациями не представляется возможным. Предложения по установке оборудования комбинированного цикла в существующих котельных рассмотрено в соответствующих главах схемы теплоснабжения.

Совместная работа источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных

Результаты совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных, меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно, приведено в главе 4 «Балансы тепловой мощности источников теплоснабжения».

Изменение электрической и тепловой мощности городских ТЭЦ рассмотрено ниже на вариантной основе.

3.3 Описание наличия площадок для расширения существующих энергоисточников

1. Автозаводская ТЭЦ

Головная площадка ТЭЦ расположена в Автозаводском районе, на левом берегу реки Оки на территории центральной промзоны ОАО «ГАЗ» по адресу: г. Нижний Новгород, проспект Ленина, 88. Территория характеризуется развитой сетью железных, которые имеют выход на внешнюю сеть железных дорог МПС, и имеет примыкание станционных автомобильных дорог к городским. Холодная вода для установок ГВС и на собственные нужды подается по трубопроводу диаметром 800 мм с водозабора ООО «Заводские сети». Хозяйственно-бытовые и промышленные стоки подаются на очистные сооружения ОАО «Нижегородский Водоканал». Электропитание осуществляется от распределительного устройства собственных нужд ТЭЦ (РУСН) напряжением 6 и 0,4 кВ. На территории находятся отдельно стоящие здания складов материалов и химреагентов, 4 железобетонных резервуара и 2 металлических резервуара, емкостью от 5 000 до 10 000 тонн, для хранения мазута.

Для реализации проекта ПГУ-400 построено и принято в эксплуатацию в январе 2009 года здание V очереди (ТЭЦ-5), примыкающее к зданию IV очереди (ТЭЦ-4) с габаритами ячеек: котельный цех - 78х30 м, турбинный цех 60х39 м. В ячейке котельного цеха смонтирован и введен в эксплуатацию энергетический котел ст. №16 БКЗ -420-140 НГМ-4.

Территория головной площадки ТЭЦ со всех сторон ограничена производственными зданиями и сооружениями ОАО «ГАЗ». Дальнейшее развитие площадочных территорий для размещения новых мощностей проблематично. Все здания, сооружения и земля находятся в собственности.

2. Котельная «Ленинская»

Площадка расположена по адресу: г. Нижний Новгород, улица Монастырка, 5А. Территория характеризуется развитой сетью автомобильных дорог, которые имеют выход на внешнюю сеть городских автомобильных дорог. Холодная и горячая вода на собственные нужды подается по существующим трубопроводам диаметром 200 мм от сетей ООО «Заводские сети». Хозяйственно-бытовые и промышленные стоки подаются на очистные сооружения ОАО «Нижегородский Водоканал». Электроснабжение осуществляется от распределительного устройства котельной, запитанной от ГПП «Чайка» и от ГРУ ТЭЦ напряжением 10 кВ. На территории находятся отдельно стоящие здания склада материалов. В настоящее время в Ленинской котельной имеются свободные площади.

3. Котельная «Северная»

Площадка расположена по адресу г. Нижний Новгород, ул. Новикова-Прибоя, д. 18. Территория характеризуется развитой сетью автомобильных дорог, которые имеют выход на внешнюю сеть городских автомобильных дорог. Холодная вода на приготовление горячей воды и на собственные нужды подается по существующим трубопроводам диаметром 150 мм от сетей ООО «Нижегородские моторы». Хозяйственно-бытовые и промышленные стоки подаются на очистные сооружения ООО «Нижегородские моторы». Электроснабжение осуществляется напряжением 6 кВ от распределительного устройства котельной, запитанной от ГПП «Редуктор» и ГПП «Теплообменник». На территории находятся отдельно стоящие здание склада хим. реагентов, 1 металлический резервуар для хранения 3 000 т мазута и 2 металлических резервуара для хранения 200 т горячей воды. Все здания, сооружения и земля находятся в собственности.

4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

4.1 Описание решений по Нижнему Новгороду по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с проектируемой установленной электрической мощностью турбоагрегатов в 25 МВт и более

Из положений Генерального плана г. Нижнего Новгорода.

В качестве оптимального варианта развития системы теплоснабжения и схем тепловых сетей города, предлагается обеспечение перспективных тепловых нагрузок за счет:

- реконструкции и расширения существующих Сормовской и Автозаводской ТЭЦ;
- реконструкции и модернизации существующих котельных с увеличением мощности;
- внедрения газотурбинных технологий с целью комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;

Согласно Генеральному плану предлагается осуществить следующие мероприятия по развитию источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии:

- модернизация котельной НТЦ с увеличением мощности до 720 Гкал/ч и размещением энергетической газотурбинной установки, ориентировочный прирост мощности составит 70,0 Гкал/ч на I очередь строительства;

- сооружение нового источника энергоснабжения в районе Анкудиновского шоссе ориентировочной тепловой мощностью 720,0 Гкал/ч, в том числе на I очередь строительства ввод мощности составит 470,0 Гкал/ч (инвестиционный проект ОАО «ТГК-6»);

- сооружение нового источника теплоснабжения на расчетный срок в районе Сартаково ориентировочной тепловой мощностью 560,0 Гкал/ч (с учетом создания резерва мощности в районе), либо источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии;

- реконструкции с увеличением мощности Сормовской ТЭЦ, прирост мощности на расчетный срок ориентировочно составит ~ 240,0 Гкал/ч, в том числе на I очередь строительства ввод мощности должен составить 120,0 Гкал/ч;

- сооружения ТЭС МР «Мещера» на расчетный срок ориентировочной тепловой мощностью ~ 250 Гкал/ч;

- реконструкции с увеличением мощности Автозаводской ТЭЦ на расчетный срок, прирост мощности ориентировочно составит ~ 1400,0 Гкал/ч;

Таким образом, Генеральный план предусматривает по источникам комбинированной выработки тепловой и электрической энергии следующее:

А) реконструкцию:

- 2-х ТЭЦ на расчетный срок, суммарный прирост тепловой мощности за счет реконструкции составит 1640,0 Гкал/ч, в том числе, 1 ТЭЦ на I очередь строительства с вводом мощности 120,0 Гкал/ч.

Б) новое строительство:

- 3 ТЭЦ («Мещера», «Нижегородская», «Сартаково»), суммарный прирост мощности на расчетный срок составит 1530,0 Гкал/ч, в том числе, на I очередь строительства прирост мощности составит 470,0 Гкал/ч.

На период августа 2012 г. Заказчик схемы теплоснабжения г. Нижнего Новгорода (Департамент градостроительного развития и архитектуры администрации города Нижнего Новгорода) при разработке схемы теплоснабжения просит включить только Нижегородскую ТЭЦ в схему теплоснабжения города (письмо № 12-01-2-621 от 27.07.2012 в адрес разработчика схемы теплоснабжения).

Нижегородская ТЭЦ электрической мощностью 900 МВт и тепловой мощностью 840 Гкал/ч будет построена в с. Федяково Кстовского муниципального района Нижегородской области. Станция обеспечит тепловой энергией перспективную жилую застройку в Нагорной части города.

Строительство станции планируется осуществить в две очереди:

- первая очередь (420 Гкал/ч) в 2014 г.;

- вторая очередь (420 Гкал/ч) в 2017 г.

4.2 Технические предложения по переводу котельных в источники для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Согласно 190 ФЗ, 261 ФЗ РФ при строительстве новых источников тепловой и электрической энергии преимущество должно отдаваться комбинированной выработке. В этой связи, целесообразно на базе крупных котельных, строительство которых предусмотрено Генеральным планом, сооружать источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Выбор таких источников осуществляется по данным [9]. В таблице 24 приведены расчетные энергетические показатели типовых двухблочных ТЭЦ.

Таблица 24 – Расчетные энергетические показатели типовых двухблочных ТЭЦ (при $\alpha_{ТЭЦ} = 0,5$)

Группа ТЭЦ и тип оборудования ТЭЦ	Установленная мощность ТЭЦ, МВт	Отпуск тепла, Гкал/ч		
		от двух агрегатов	от пиковых котлов	всего от ТЭЦ
Мелкие ТЭЦ				
2хГТУ-6+КУ	12	12,5 x 2 = 25	25	50
2хГТУ-16+КУ	32	21,5 x 2 = 43	43	86
2ПГУ-16 (2*ГТУ-6+Т-4)	32	10 x 2 = 20	20	40
Средние ТЭЦ				
2хГТУ-25+КУ	50	33,8 x 2 = 67,6	67,6	135,2
2хПГУ-46 (2хГТУ-16+Т-14)	92	32,2 x 2 = 64,4	64,6	128,8
2хПГУ-70 (2хГТУ-25+Т-20)	140	50,7 x 2 = 101,4	101,4	202,8
Крупные ТЭЦ				
2хГТУ-110+КУ	220	149 x 2 = 298	298	596
2хПГУ-450 (2хГТУ-150+Т-150)	900	354 x 2 = 708	708	1416
2хТ-115-13	230	175 x 2 = 350	350	700

Исходя из оборудования ТЭЦ, указанного в таблице 24 ниже представлены возможные предложения по строительству источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на базе котельных, намеченных к строительству Генеральным планом (таблица 25).

Таблица 25 – Предложения по строительству источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на базе котельных, предусмотренных Генеральным планом развития города

№ п/п	Наименование мероприятий по Генеральному плану	Размерность	Тепловая мощность		Предложение по источнику комбинированной выработки
			Расчетный срок	И очередь	
1. Нагорная часть					
1.1 Нижегородский район					
1.1	Сооружение котельной в МР «Большие Овраги» (часть Советского и Нижегородского района)	Гкал/ч	150,0	-	2хГТУ-25+КУ тепловая мощность 135,2 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	150,0	-	135,2
1.2 Советский район					
2.2	Реконструкция НТЦ с увеличением мощности	Гкал/ч	70,0	70,0	2хГТУ-16+КУ тепловая мощность 86 Гкал/ч
3.3	Сооружение котельной на юге Нагорной части РТС	Гкал/ч	300,0	-	4хГТУ-25+КУ тепловая мощность 270,4 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	370	70,0	356,4
1.3 Приокский район					
	Сооружение источника в деревне «Ольгино»	Гкал/ч	60	60	2хГТУ-16+КУ тепловая мощность 86 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	60	60	86
	ИТОГО по источникам Нагорной части	Гкал/ч	580	130,0	577,6
2. Заречная часть					
2.1 Автозаводский район					
1.	Сооружение котельной «Мостоотряд»	Гкал/ч	200,0	200,0	2хПГУ-70 (2хГТУ-25+Т-20) тепловая мощность 202,8 Гкал/ч
2.	Сооружение Керженский котельной (Автозаводский и Ленинский район)	Гкал/ч	120,0	120,0	2хГТУ-16+КУ тепловая мощность 86 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	320	320	288,8
2.2 Ленинский район					
	Всего	Гкал/ч	0	0	0
2.3 Сормовский район					
3.	Сооружение котельной (Сормовский район) РТС-2	Гкал/ч	200,0	100,0	2хПГУ-70 (2хГТУ-25+Т-20) тепловая мощность 202,8 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	200	100	202,8
2.4 Московский район					
4.	Сооружение Гордеевской котельной (Московский район) РТС, ТЭЦ	Гкал/ч	320,0	-	4хГТУ-25+КУ тепловая мощность 270,4 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	320,0	-	270,4
2.5 Канавинский район					
5.	Сооружение котельной в Канавинском районе	Гкал/ч	600,0	-	2хГТУ-110+КУ Тепловая мощность 596 Гкал/ч
6.	Сооружение котельной (Канавинский район и 3-27) РТС-1	Гкал/ч	200,0	100,0	2хПГУ-70 (2хГТУ-25+Т-20) тепловая мощность 202,8 Гкал/ч
	Всего	Гкал/ч	800	100	798,8
	ИТОГО по котельным Заречной части	Гкал/ч	1640	520	1560,8
	ИТОГО по городу	Гкал/ч	2220	650	2138,4

Как следует из таблицы 25, на расчетный срок установленная тепловая мощность источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе котельных, предусмотренных Генеральным планом, может составить 2138,4 Гкал/ч.

Выполненный анализ перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки города (Глава 4) показал, что не все источники тепловой энергии, предусмотренные Генеральным планом, следует строить для покрытия существующих и перспективных нагрузок города.

Так в Центральном округе (Заречная часть) нет необходимости строить котельную Гордеевскую (тепловая мощность 320 Гкал/ч), котельную Канавинскую (тепловая мощность 600 Гкал/ч).

В Советском районе нет необходимости строить котельную на юге Нагорной части РТС (тепловая мощность 300 Гкал/ч), но требуется расширить мощность котельной НТЦ путем строительства на ее территории ГТУ тепловой мощностью 70 Гкал/ч.

В Приокском районе нет необходимости строить котельную в деревне Ольгино (тепловая мощность 60 Гкал/ч).

В Сормовском теплосетевом районе (Сормовский район) нецелесообразно сооружать котельную РТС-2 (тепловая мощность 200 Гкал/ч). В Канавинском районе нет необходимости строить котельную РТС-1 (тепловая мощность 200 Гкал/ч).

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на базе котельных, необходимые для покрытия существующих и перспективных нагрузок (по балансу)

В Центральном округе (Нагорная часть) целесообразно строительство вместо котельной в МР «Большие Овраги» (тепловая мощность 150 Гкал/ч, запланирована Генеральным планом) источника тепловой энергии, установленной тепловой мощностью 50 Гкал/ч.

Для принятия решения о строительстве источника тепловой энергии типа ТЭЦ или котельной ниже представлена технико-экономическая оценка двух вариантов централизованного теплоснабжения потребителей.

Технико-экономическая оценка строительства ТЭЦ и котельной для централизованного теплоснабжения.

При разработке схемы рассмотрены 2 варианта обеспечения потребителей тепловой энергией:

Вариант 1 - от новой ТЭЦ электрической мощностью 140 МВт, тепловой мощностью 200 Гкал/ч с составом основного оборудования: 2хГТУ-25+Т-20+КУ.

Вариант 2 - от новой котельной тепловой мощностью 200 Гкал/ч с составом основного оборудования: 2хКВГМ-100.

В качестве основного топлива принят природный газ.

Сопоставимость вариантов комбинированной и отдельной схем энергоснабжения обеспечивается за счет отпуска равного количества теплоты.

Поскольку электропотребление города обеспечивается как от ТЭЦ, так и от энергосистемы, выравнивание вариантов осуществляется через покупку электроэнергии из энергосистемы для отдельной схемы.

Результаты технико-экономического сопоставления вариантов по приведенным затратам представлены в таблице 26.

Как следует из сравнения вариантов, суммарные приведенные затраты меньше при организации централизованного теплоснабжения от ТЭЦ – ПГУ и составляют 1725,1 млн. руб.

К осуществлению рекомендуется Вариант 1, учитывая, что Нижегородский энергоузел в настоящий период и Нижегородская энергосистема за 2016 годом дефицитны по электрической мощности и электроэнергии.

На основании результатов сопоставления вариантов, предложено строительство ТЭЦ для МР «Большие Овраги» (установленная тепловая мощность 50 Гкал/ч) вместо предусмотренного решениями Генерального плана города строительства котельной «Большие Овраги» (установленная тепловая мощность по генплану 150 Гкал/ч).

Таблица 26 – Технико-экономического сопоставления вариантов по приведенным затратам

Наименование	Варианты	
	ТЭЦ - ПГУ	Котельная
Максимальная часовая тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч	200	200
Число часов использования установленной тепловой мощности в год, ч	2000	2000
Годовой отпуск теплоты, Гкал/год	400000	400000
Электрическая мощность, МВт	140	0
Число часов использования установленной электрической мощности в год, ч	4200	0
Годовое производство электроэнергии, млн. кВт ч	588	0
Годовой отпуск электроэнергии ТЭЦ, млн. кВт ч	535,1	
Удельный расход электроэнергии на собственные нужды котельной, кВт ч/Гкал		15
Расход электроэнергии на собственные нужды, млн. кВт ч в год	52,92	6
Получение электроэнергии из энергосистемы, млн. кВт ч в год	0	541,1
Электрическая мощность потребителей собственных нужд котельной, кВт		3000
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии ТЭЦ, г/(кВт ч)	239	
Удельный расход условного топлива на отпуск теплоты ТЭЦ, кг/Гкал	154	
Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии, т у.т.	140532	
Годовой расход условного топлива на выработку теплоты ТЭЦ, т у.т.	61600	
Годовой расход условного топлива на выработку теплоты котельной, т у.т.		62112
Суммарный годовой расход условного топлива, т у.т.	202132	62112
Годовой расход газа, млн. м куб	177,3	54,5
Удельные капвложения в котельную, тыс. дол. на Гкал/ч		70
Удельные капвложения в ТЭЦ-ПГУ, дол./кВт	1500	
Капитальные вложения в источник, млн. руб.	6510	434
Стоимость газа, руб./м ³	3,5	3,5
Годовые затраты на топливо, млн. руб.	620,6	190,7
Плата за технологическое присоединение, руб. за кВт	100	100
Итого за присоединение, млн. руб.		0,3
Стоимость электроэнергии, руб. за кВт ч	2,4	2,4
Годовые затраты на электроэнергию, млн. руб.		14,4
Стоимость ВЛ, млн. руб.		7
Итого инвестиции, млн. руб.	6510	521,3
Постоянная часть годовых издержек (зарплата, ремонт, амортизация и т.д.), млн. руб.	128,0	272,0
Итого эксплуатационные расходы, млн. руб.	748,6	477,1
Суммарные приведенные затраты, млн. руб.	1725,1	1853,9
Разница приведенных затрат, млн. руб. в год		128,8

Мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии включают следующие:

- сооружение источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на площадке существующей котельной с организацией его совместной работы с основным оборудованием котельной (увязка в тепловой схеме);

- строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

- строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в районе закрытия существующей неэффективной котельной;

- дооборудование существующей котельной когенерационной установкой на базе газопоршневых машин с целью выработки электрической и тепловой энергии для собственных нужд котельной.

В таблице 27 приведены предложения по закрытию существующих котельных и строительству вместо них источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

В таблице 28 приведены предложения по реконструкции существующих котельных и сооружению на них источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

В таблице 29 приведены предложения по строительству новых источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

В таблице 30 приведены предложения по оборудованию существующих котельных когенерационными установками на базе газопоршневых машин для выработки электрической и тепловой энергии для собственных нужд.

Таблица 27 – Предложения по закрытию существующих котельных и строительством вместо них источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (в таблице указана располагаемая тепловая мощность источников в Гкал/ч)

№ п/п	Наименование мероприятия	Площадка строительства	Тип установки	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Примечание
1	Строительство мини-ТЭЦ на биогазе	Котельная Очистные сооружения, Артемовские луга	Будет уточнен при проектировании	0	0	0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	Строительство мини-ТЭЦ на возобновляемом источнике энергии (БИОГАЗ) (электрическая мощность-10МВт, тепловая мощность-6,9 Гкал/ч)

Таблица 28 – Предложения по реконструкции существующих котельных и сооружением на них источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (в таблице указана располагаемая тепловая мощность источников в Гкал/ч)

№ п/п	Наименование мероприятия	Площадка строительства	Тип установки	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Примечание
1	Этап 1 (2013-2014 гг.) - переоборудование ХВП; - техническое перевооружение ГРП; - реконструкция баков аварийной подпитки ст. NN 1,2; - установка оборудования очистки сетевой воды от механических примесей на 1, 2, 3, 4, 6 очередях с реконструкцией подающего и обратного коллекторов 1,2,3, 6 очередей. Этап 2 (2015 г.) - замена котельного оборудования, теплообменников, насосов, реконструкция здания Этап 3 (2016 г.) - замена котельного оборудования, теплообменников, насосов, реконструкция здания - сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	Нагорная теплоцентраль (НТЦ), ул. Ветеринарная, д. 5 (Советский район)	2хГТУ-16+КУ	560	560	560	572,5	658,5	671	686,7	702,4	718,1	732,1	746,1	746,1	746,1	746,1	746,1	746,1	Установка 2х ГТУ-16+КУ в 2016 году (электрическая мощность 32 МВт, тепловая мощность с пиковыми котлами - 86 Гкал/ч)
2	Этап 1 (2013 г.) - замена вспомогательного оборудования Этап 2 (2014 г.) -- замена котельного оборудования Этап 3 (2015 г.) - сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	Котельная по адресу: пр. Союзный, д. 43	2хГТЭС-12П	54,37	54,37	36,25	50,95	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	52,85	Установка двух газотурбинных электростанций ОАО "Авиадвигатель" ГТЭС - 12П (общей электрической мощностью-24,8МВт, общая тепловая мощность-32,8 Гкал/ч)
3	Этап 1 и 2 (2013 г.) - замена вспомогательного оборудования Этап 3 (2014 г.) - замена котельного оборудования Этап 4 (2015 г.) - сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	Котельная по адресу: ул. Академика Баха, 4 а	2хГТЭС-12П	71,64	71,64	71,64	86,54	88,63	90,72	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	92,81	Установка двух газотурбинных электростанций ОАО "Авиадвигатель" ГТЭС - 12П (общей электрической мощностью-24,8МВт, общая тепловая мощность-32,8 Гкал/ч)
4	Сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	Котельная «Высоковская», ул. Деловая, 14	2хГТУ-6	54,6	84,6	84,6	84,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	Установка 2-х ГТУ-6 в 2016 году (Электрическая мощность 12 МВт, тепловая мощность - 25 Гкал/ч)

Таблица 29 – Предложения по строительству новых источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии (в таблице указана располагаемая тепловая мощность источников в Гкал/ч)

№ п/п	Наименование мероприятия	Площадка строительства	Тип установки	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Примечание
1	Сооружение ТЭЦ	Микрорайон "Большие Овраги"	2хГТУ-6+КУ	0	0	0	25	25	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	Установка 2х ГТУ-6+КУ в 2 очереди (1 оч.-2015 год, 2 оч.-2017 год) (Электрическая мощность 12 МВт, тепловая мощность - 50 Гкал/ч)

Таблица 30 – Предложения по оборудованию существующих котельных когенерационными установками на базе газопоршневых машин (в таблице указана располагаемая тепловая мощность источников в Гкал/ч)

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Наименование мероприятия	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч																	Примечание
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	ул. Вятская, ул. Голованова, д. 25а	Этап 1 (2013 г.) - замена котельного оборудования Этап 2 (2014 г.) сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	31,51	31,51	31,51	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	Установка 2 ГПУ Caterpillar G3520С общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч)
2	ул. Батумская, д. 7б	Этап 1 (2013 г.) - замена котельного оборудования Этап 2 (2014 г.) сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	29,97	29,97	29,97	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	Установка 2 ГПУ Caterpillar G3520С общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч)
3	ул. Цветочная, д. 3	Этап 1 (2013 г.) - замена вспомогательного оборудования Этап 2 (2014 г.) замена котельного оборудования Этап 3 (2015 г.) - сооружение источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	15,4	15,4	15,4	15,4	17,3	17,3	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	Установка 2 ГПУ Caterpillar G3520С общая электрическая мощность - 4 МВт, общая тепловая - 2,83 МВт (1,9 Гкал/ч)

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

5.1 Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных

Нижегородский административный район

1) Определение существующих котельных в зоне действия НТЦ.

Центральная Нагорная котельная (Нагорная теплоцентраль, далее НТЦ) расположена по адресу ул. Ветеринарная, д.5. Установленная тепловая мощность котельной составляет 660 Гкал/ч. Реально выдаваемая тепловая мощность по состоянию на 2012 год составляет 560 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 567,27 Гкал/ч, из них отопление - 524,97 Гкал/ч, ГВС – 42,3 Гкал/ч.

Зона действия котельной: котельная обеспечивает отопление и ГВС здания Нижегородского и Советского районов, среди которых 1188 жилых домов, 42 детских сада, 31 школа и 36 объектов здравоохранения, а также 946 прочих объектов.

В таблице 31 представлены существующие котельные в зоне действия НТЦ.

Таблица 31 – Существующие котельные в зоне действия НТЦ

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	2	3
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН		
Нагорная теплоцентраль, Советский район	ул. Ветеринарная, 5	660
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Минина, 1	4,22
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Семашко, 22 е	3,36
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Варварская, 15 б	5
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Воровского, 3	2,06
ОАО "Теплоэнерго"	Б Покровская 32	6,4
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Нестерова, 31	4,8
ОАО "Теплоэнерго"	Б. Покровская 16	0,79
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Ульянова, 47	0,62
ОАО Теплоэнерго	Барминская, 8в	3,68
ТСЖ "Пожарского,3"	ул. Пожарского, 5	1,72
ТСЖ "Черный пруд"	ул. Варварская,7	2,49
ТСЖ "Виктория"	ул. Володарского, 40	1,78
ООО "Актион"	ул. Костина,6 к 1	2,1
ООО "СК-НН"	ул. Грузинская, 37Б	1,72
ООО фирма "Нижегородстрой" передается ОАО "Теплоэнерго"	ул. Белинского, 62	1,403
ООО "Теплосервис"	ул. Белинского, 32	0,86
ООО "Теплосервис"	ул. Минина, 43а	2,15
ул. Варварская, 40а	ул. Варварская, 40а	1,46
ООО "Нижегородский завод "Старт"	ул. Белинского, 61	11,52

Продолжение таблицы 31

1	2	3
Волго-вятский банк СБ РФ	Варварская, 11а	0,5
Волжская госак. водного тр-ра	Нестерова, 5	2
ГУ ЦБ РФ по Ниж обл	Б.Покровская, 26	1,6
МП" Нижегород. бани"	Ковалихинская, 58	1,5
МП"Нижег. бани"	Новая, 13а	1
ИП «ИмБио»	Грузинская, 44	3
ОАО «Мясокомбинат и комп.»	Ковалихинская, 18	2
ОАО «Нижполиграф»	Варварская, 32	4
ООО «Стройснабинвест»	Володарского, 40	1,5
ООО «ТК Менеджмент»	Белинского, 124	3
ТСЖ «Рубин»	Белинского, 58/60	1,2
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Донецкая, д.9в	12,6
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Радужная, д.2а	4,77
ООО "Старгород"	ул. Ткачева, д.2а	1,2
ООО "Теплосети-НН"	ул. Бекетова, д.13	13
ООО "ДДЭФ "Каноз"	ул. Кулибина, д.3	3,0
СОВЕТСКИЙ РАЙОН		
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Ванеева, 63	4,61
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Генкиной, 37	0,81
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Панина, 10 б	3
ФГУ "401 ВГ МВО" (нагрузка 1,42 Гкал/ч в 2011 году переключено на НТЦ ОАО "Теплоэнерго")	ул. Ижорская, 25	6,3
ФГОУ СПО "НРТК" (нагрузка 0,13 Гкал/ч (Студенческая ба) в 2012 году переключается на НТЦ ОАО "Теплоэнерго")	ул. Студенческая, 6	2
ОАО «Верховологоэлектромонтаж»	Б.Панина, 3	1,2
АО «Каравай»	Ошарская, 74	4
ОАО «Ниж. КБО МВО»	Кулибина, 4	1,8
ОАО «НИЖФАРМ»	Салганская, 7	15
ООО «Фитнес-клуб Пушкинский»	Тимирязева, 31А	1,6
ООО «Цитрон»	Ошарская, 67	1
ООО «Энергосервис»	Ошарская, 63	1,2
ул. Тимирязева, 7/1	ул. Тимирязева, 7/1	1,24
ул. Тимирязева, 7/2	ул. Тимирязева, 7/2	1,21
ул. Тимирязева, 7/3	ул. Тимирязева, 7/3	1,17
Приволжский РЦГМСН ФГУГП "Волгагеология"	ул. Республиканская, д.22	0,7
ОАО "ВВЭМ"	ул. Б. Панина, д. 16	12,9
ОАО "Нижегородская трикотажная фабрика"	ул. Б. Панина, д. 16	0,836
ОАО "Теплоэнерго", Больница №35	ул.Республиканская, д.47а	2,71
ОАО "Теплоэнерго", Высоковской проезд 39	пер. Звенигородский, д.8а	4,8
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Панина, д.19б	3,03

Тепловая нагрузка котельной НТЦ распределяется на два административных района города:

- на Нижегородский район – 253 Гкал/ч (37 %);
- на Советский район – 314 Гкал/ч (63 %).

Как следует из таблицы 31, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 56 котельных с установленной тепловой мощностью 172,2 Гкал/ч.

В зоне НТЦ в Нижегородском административном районе эксплуатируется 35 котельных с общей установленной тепловой мощностью 101 Гкал/ч.

В зоне НТЦ в Советском административном районе эксплуатируется 21 котельная с общей установленной тепловой мощностью 71,12 Гкал/ч.

2) *Определение существующих котельных в зоне действия КСПК и Высоковской котельной.*

Котельная станции переливания крови (КСПК) расположена по адресу ул. Родионова, д.198б. Тепловая паспортная мощность котельной составляет 141 Гкал/ч. Реально выдаваемая тепловая мощность по состоянию на 2012 год составляет 120 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка на отопление составляет 97,12 Гкал/ч, на ГВС – 18,36 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка - 115,48 Гкал/ч.

Зона действия котельной: отопление микрорайона Верхние Печеры, «Медвежья долина», других объектов по ул. Родионова и Казанскому шоссе от ул. Донецкой до ул. Богдановича.

Высоковская водогрейная котельная расположена по адресу ул. Деловая, д. 14. Тепловая паспортная мощность котельной составляет 90 Гкал/ч. Реально выдаваемая тепловая мощность котельной по состоянию на 2012 год составляет 55 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка на отопление составляет 50,06 Гкал/ч, на ГВС – 7,06 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка - 57,12 Гкал/ч.

Зона действия котельной: отопление микрорайона Верхние Печеры, «Медвежья долина», других объектов по ул.Родионова и Казанскому шоссе от ул. Донецкой до ул.Богдановича.

В таблицах 32, 33 показаны существующие котельные в зонах действия котельных КСПК и Высоковской.

Таблица 32 – Существующие котельные в зонах действия котельной КСПК Нижегородского района

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ООО "Нижновтеплоэнерго" Котельная станции переливания крови (КПСК) (Нижегородский район)	ул. Родионова, д. 194б	141
Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко	ул. Родионова, д. 190	14,4

Таблица 33 – Существующие котельные в зонах действия Высоковской котельной

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ООО "Нижновтеплоэнерго" Высоковская водогрейная котельная (Нижегородский район)	ул. Деловая, д. 14	60
ООО "Энергоцентр"	ул. Родионова, д.187а	14

Как следует из таблицы 32, в зоне действия котельной КСПК имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 1 котельную с установленной тепловой мощностью 14,4 Гкал/ч.

Как следует из таблицы 33, в зоне действия Высоковской котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 1 котельную с установленной тепловой мощностью 14 Гкал/ч.

Приокский административный район

1) *Определение существующих котельных в зоне действия котельной по адресу ул. Гагарина, д.178 б.*

Тепловая паспортная мощность котельной составляет 73 Гкал/ч. Реально выдаваемая тепловая мощность по состоянию на 2012 год составляет 67,4 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка на отопление составляет 36,4 Гкал/ч, на ГВС – 6,23 Гкал/ч, на технологию – 10 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка - 39,87 Гкал/ч.

Зона действия котельной: котельная обеспечивает отопление и ГВС зданий Приокского района, среди которых 58 жилых домов, 3 детских сада, 1 школа и более 70 прочих объектов.

В таблице 34 показаны существующие котельные в зоне действия котельной по адресу ул. Гагарина, д.178б.

Таблица 34 – Существующие котельные в зоне действия котельной по адресу ул. Гагарина, д.178б Приокского района

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ОАО "Теплоэнерго" (Приокский район)	пр. Гагарина, д.178б	73
Котельная Областная психоневрологическая больница №1	пос. Ляхово	4,48
ЛПУМГ Приокский ф-л "Газпром трансгаз Н.Новгород"	ул. Ларина, д.11	2,2
ООО "Газпром трансгаз Нижний Новгород"	ул. Геологов, д.12/1	3,5
ООО "СОБИН"	ул. Шапошникова, д.13	8,5
ООО "Фармстандарт-Фитофарм-НН"	ул. Кащенко, д.9	3
ФГУП "Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе"	пр. Гагарина, д. 174	83,33

Как следует из таблицы, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 6 котельных с установленной тепловой мощностью 105 Гкал/ч.

Ленинский административный район

1) *Определение существующих котельных в зоне действия котельной по адресу ул. Памирская, д.11.*

Тепловая паспортная мощность котельной составляет 52 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет на отопление 43,66 Гкал/ч, на ГВС - 1,41 Гкал/ч, на технологию – 3,77 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка составляет 48,8 Гкал/ч.

Зона действия котельной: котельная обеспечивает отопление и ГВС зданий Ленинского района, среди которых 33 жилых дома, 2 детских сада, 1 школа и 67 прочих объектов.

В таблице 35 показаны существующие котельные в зоне котельной.

Таблица 35 – Существующие котельные в зоне действия котельной по адресу ул. Памирская, д.11

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Памирская, 11	52
Котельная №3, "РУМО"	ул. Адмирала Нахимова, д. 13	80
Котельная №2, "РУМО"	ул. Адмирала Нахимова, д. 13	22,39
Котельная ФГУП НПП "Полет"	ул. Заводская, д.19	52
ОАО "Теплоэнерго"	ул.Геройская, д.11а	17,2

Как следует из таблицы 35, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 4 котельные с установленной тепловой мощностью 171,6 Гкал/ч.

2) *Определение существующих котельных в зоне действия котельной по адресу ул. Академика Баха, д.4.*

Тепловая паспортная мощность котельной составляет 80 Гкал/ч. Реально выдаваемая тепловая мощность по состоянию на 2012 год составляет 71,6 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка на отопление составляет 49,15 Гкал/ч, на ГВС – 9,69 Гкал/ч, на технологию – 8 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка – 66,84 Гкал/ч.

Зона действия котельной: котельная обеспечивает отопление и ГВС зданий Ленинского района, среди которых 119 жилых дома, 3 детских сада, 9 школ, 2 медицинских учреждения и 31 прочих объектов.

В таблице 36 показаны существующие котельные в зоне действия котельной по адресу ул. Академика Баха, д.4.

Таблица 36 – Существующие котельные в зоне действия котельной по ул. Академика Баха, д.4 Ленинского района

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ОАО "Теплоэнерго" (Ленинский район)	ул. Академика Баха, д.4	80
ООО "Генерация тепла"	пр. Ленина, 22в	5,89
ОАО "РЖД"	пр. Ленина, 18	1,37
ООО "Энергосервис"	пер. Мотальный, 6	12,81
ООО "Атлант-Девелопмент"	пер. Мотальный, 8	12

Как следует из таблицы 36, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 4 котельные с установленной тепловой мощностью 32 Гкал/ч.

3) *Определение существующих котельных в зоне действия котельной "Ленинская" (котельная находится в Автозаводском районе, но обеспечивает нагрузки Ленинского района)*

Установленная тепловая мощность котельной - 360 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 162 Гкал/ч.

В таблице 37 показаны существующие котельные в зоне действия котельной "Ленинская".

Таблица 37 – Существующие котельные в зоне действия котельной «Ленинская» Ленинский район

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Котельная «Ленинская»	ул. Монастырка, д. 5 А	360
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Памирская, 11	52
ОАО "Теплоэнерго"	"Ипподром", ул. Ленина, 51	17,2
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	ул. Архитектурная, 26	6,4
ООО "Генерация тепла"	ул. Геройская, 2А	6,02
ООО "Генерация тепла"	ул. Комарова, д.3	2,17
ООО "Генерация тепла"	ул. Снежная, д.100б	3,87
ООО "Генерация тепла"	Профинтерна,7б	1,32
ООО "Генерация тепла"	ул. Архитектурная, 2д	7,76
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	ул. Херсонская, д.16а	6,4
ООО "Генерация тепла" кв. "Ржавка"	ул. Комарова,14Б	6,4
ОАО "Румо" Котельная №3	ул. Адмирала Нахимова, 13	80
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии" РЭБ флота	ул. Правдинская, 27	4,5
ОАО "Хладокомбинат "Заречный"	ул. Ленина, 31б	4,3
ЗАО "Хромтан"	ул. Шекспира, 10	8,7
Нижегородский коммерческий институт	пр. Ленина, 27	1,44
ООО "Кока-кола ЭйчБиСи Евразия"	Баумана, 66	2
ООО "СнабСпецПром"	Комарова, 2	1,5
ЧП "Зубаревский Г.Г."	Шекспира, 10	6

Как следует из таблицы 37, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 18 котельных с установленной тепловой мощностью 218 Гкал/ч.

Сормовский административный район

1) *Определение существующих котельных в зоне действия котельной по адресу пр. Союзный, д.43.*

Тепловая паспортная мощность котельной составляет 60 Гкал/ч. Реально выдаваемая тепловая мощность по состоянию на 2012 год составляет 54,3 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет на отопление - 32,57 Гкал/ч, на ГВС – 5,16 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка – 37,73 Гкал/ч.

Зона действия котельной: котельная обеспечивает отопление и ГВС зданий Сормовского района, среди которых 105 жилых дома, 3 детских сада, 5 школ, 6 медицинских учреждений и 40 прочих объектов.

В таблице 38 показаны существующие котельные в зоне действия котельной адресу пр. Союзный, д. 43.

Таблица 38 – Существующие котельные в зоне действия котельной по адресу пр. Союзный, д.43.

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ОАО "Теплоэнерго"	пр. Союзный, 43	60
ОАО "Теплоэнерго" Роддом №6	ул. Сутырина, д.19а	0,4
Нижегородская КЭЧ МО РФ, В/ч 40636	ул.Свободы, д.95	1
МП "Нижегородские бани", Баня №10	ул. Свободы, д.83а	0,8

Как следует из таблицы 38, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 3 котельные с установленной тепловой мощностью 2,2 Гкал/ч.

Автозаводский административный район

Определение существующих котельных в зоне действия котельной "Северная" (котельная находится в Ленинском районе, но обеспечивает нагрузки Автозаводского района)

Установленная тепловая мощность котельной - 240 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет на отопление 52,4 Гкал/ч, на технологию – 16 Гкал/ч, суммарная тепловая нагрузка – 82,4 Гкал/ч.

В таблице 39 показаны существующие котельные в зоне действия котельной "Северная".

Таблица 39 – Существующие котельные в зоне действия котельной "Северная"

Наименование предприятия (источника тепловой энергии)	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Котельная "Северная"	ул. Новикова-Прибоя, 18	239,9
ООО "Генерация тепла"	Ул. Львовская 7а	2,45
ООО "Виктория"	ул. Лесная, 9а	3,448

Как следует из таблицы 39, в зоне действия котельной имеется дополнительная тепловая мощность, которая распределяется на 2 котельные с установленной тепловой мощностью 6 Гкал/ч и присоединенной тепловой нагрузкой 3,9 Гкал/ч.

Крупные промышленные котельные, не имеющие в своих зонах действия других котельных:

- котельная ФГУП НИИС им. Седакова по адресу ул. Тропинина, д.47;
- котельная «ЗКПД-4 Инвест» по адресу ул. Зайцева, д.31;
- котельная №1 ОАО НАЗ «Сокол» по адресу ул. Чаадаева, д. 10в;
- котельная №3 ОАО НАЗ «Сокол» по адресу ул. Чаадаева, д. 1;
- котельная ГП «ОКБМ им. И.И.Африкантова» по адресу ул. Бурнаковский проезд, д.15;
- котельная «Румо» по адресу ул. Адмирала Нахимова, д.13;
- котельная «Красное Сормово» по адресу ул. Баррикад, д.1;
- котельная ОАО "Этна" по адресу ул. Премудрова, д.10/4.

5.2 Определение перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия существующих крупных котельных

В таблице 40 приведены текущие и перспективные присоединенные тепловые нагрузки потребителей крупных котельных (тепловая мощность более 20 Гкал/ч).

Таблица 40 – Тепловые нагрузки потребителей для подключения к НТЦ на период 2012-2015 гг.

Наименование источника тепловой энергии	Располагаемая тепловая мощность на 2012 год, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч		
		2012 год	2027 год	Прирост
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОКРУГ				
ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОКРУГ ЗАРЕЧНАЯ ЧАСТЬ				
ул. Чкалова, 9г	17,20	14,4	26,4	12,0
"Квартал Д", пр. Ленина, 5а	17,95	16,7	18,3	1,7
ул. Климовская, д.86а	19,60	15,7	54,7	39
ул. Мурашкинская, 13	22,36	18,6	21,7	3,1
ЗАРЕЧНАЯ ЧАСТЬ				
СОРМОВСКОЙ ТЕПЛОСЕТЕВОЙ РАЙОН				
СОРМОВСКИЙ РАЙОН				
пр. Союзный, 43	54,37	43,9	49,8	5,9
"Циолковского", 5, ул. Коперника, д. 1а	12,60	13,5	20,5	7,0
ул. Пугачева, д.2	17,20	13,0	13,0	0,0
9 МР Сормово, ул. Базарная, д.6	26,00	22,5	22,5	0,0
7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6б	31,80	21,1	25,7	4,6
7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д.25	32,35	17,2	17,2	0,0
Центр Сормово, ул. Энгельса, д.1б	10,40	7,8	19,4	11,6
МОСКОВСКИЙ РАЙОН				
ул. Баранова, д.11	26,00	24,2	24,2	0,0
КАНАВИНСКИЙ РАЙОН				
ул. Лесной городок, 6А	38,85	22,2	28,3	6,1
ул. Таллинская, д.15в	36,19	29,9	32,1	2,2
АВТОЗАВОДСКИЙ ТЕПЛОСЕТЕВОЙ РАЙОН				
ЛЕНИНСКИЙ РАЙОН				
ул. Академика Баха, 4а	71,64	57,6	83,4	25,4
ул. Памирская, 11	30,00	18,4	20,00	1,6
ул. Премудрова, д.12а	30,38	25,4	27,1	1,7
"Северная", ул. Новикова-Прибоя, д.18	239,90	259,00	259,00	259,00
АВТОЗАВОДСКИЙ РАЙОН				
«Ленинская», ул. Монастырка, д. 5 А	360,00	65,1	137,7	72,6
НАГОРНАЯ ЧАСТЬ				
НАГОРНЫЙ ТЕПЛОСЕТЕВОЙ РАЙОН				
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН				
ул. Деловая, д.14	54,60	57,2	94,5	37,3
Ст. перелив. крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б	120,00	105,4	139,4	34,0
СОВЕТСКИЙ РАЙОН				
Кардиоцентр, ул. Ванеева, д.209б	19,50	13,6	29,6	16,0
НТЦ	560	573,3	706,5	133,2
ПРИОКСКИЙ РАЙОН				
ул. Батумская, д.7б	29,97	26,0	36,5	10,5
ул. Голованова, д.25а	31,51	24,7	24,7	0,0
пр. Гагарина, д.178б	67,40	67,40	65,00	65,00
мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д.9	30,07	25,8	25,8	0,0

5.3 Определение резерва тепловой мощности крупных котельных и технические предложения по их реконструкции с увеличением зоны действия в зоны существующих котельных

Предложения по реконструкции существующих котельных осуществляются с использованием расчета радиуса эффективного теплоснабжения.

Суть подхода.

1. Рассчитывается *перспективный* (с учетом приростов тепловой нагрузки) радиус эффективного теплоснабжения изолированных зон действия, образованный на базе существующей котельной.
2. Сравнивается рассчитанный радиус эффективного теплоснабжения с зоной действия котельной. При этом рассматриваются два варианта:

А) Рассчитанный радиус эффективного теплоснабжения больше существующей зоны действия котельной. В этом случае возможно увеличение тепловой мощности котельной и расширение зоны ее действия с выводом из эксплуатации котельных, расположенных в радиусе эффективного теплоснабжения. *Принимается решение о реконструкции котельной с увеличением ее мощности.*

Б) Рассчитанный радиус эффективного теплоснабжения меньше существующей зоны действия котельной. В этом случае расширение зоны действия котельной не целесообразно. *Принимается решение о реконструкции котельной без увеличения тепловой мощности.* Возможно, также осуществить реконструкцию котельной со снижением тепловой мощности в зависимости от перспективных балансов установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки.

В таблице 41 определен резерв тепловой мощности крупных котельных г. Нижнего Новгорода и технические предложения по их реконструкции.

Таблица 41 – Резерв тепловой мощности крупных котельных в Нагорной части г. Нижнего Новгорода и технические предложения по их реконструкции

Адрес	Наименование	2011 (факт)	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	11	17	18	19
Заречная часть г. Нижнего Новгорода																		
Сормовский район																		
Котельная, пр. Союзный, 43	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4	54,4
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
	Технические причины, Гкал/ч	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0,0	18,1	18,1	18,1	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	32,8	20	0	0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	1 котел	Установка 2-х ГТЭС-12П, Вывод 1 котла	1 котел КВГМ 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	54,4	54,4	54,4	36,2	50,9	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	
Котельная 9 МР Сормово, ул. Базарная, д.6	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
	Технические причины, Гкал/ч	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,5	6,5	6,5	6,5	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,5	6,5	6,5	6,5	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел ДКВР 10-13	0	0	0	0	0	0	0	0			
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
Котельная 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.66	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76	0,76
	Технические причины, Гкал/ч	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	8,0	8,0	8,0	8,0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	8,3	8,3	8,3	8,3	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	32,2	32,5	32,9	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	
Котельная 7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д.25	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
	Технические причины, Гкал/ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	8,1	8,1	8,1	8,1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	8,3	8,3	8,3	8,3	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	11	17	18	19	
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,6	32,8	33,0	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	
Московский район																			
Котельная, ул. Баранова, д.11	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	
	Технические причины, Гкал/ч	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62	-0,62
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	9,0	9,0	8,0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	10	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	0	0	0	1 котел КВГМ 20	1 котел КВГМ 20	1 котел КВГМ-10	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	37,0	48,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Канавинский район																			
Котельная, ул. Лесной городок, 6А	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	48,7	
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	
	Технические причины, Гкал/ч	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97	8,97
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	12,9	12,9	12,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	16,2	16,2	16,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	1 котел ДЕ 25-14ГМ	1 котел ДЕ 25-14ГМ	1 котел ДЕ 25-14ГМ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	38,8	38,8	38,8	38,8	42,1	45,3	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	48,6	
Котельная "Квартал Д", пр. Ленина, 5а	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	
	Технические причины, Гкал/ч	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	3,6	3,6	3,6	7,0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	4,3	4,3	4,3	8	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Замена/ввод оборудования				1 котел КСВ-5,0 +1 котел КСВ-5,0+1 котел КСВ-5,0+1 котел ТВГМ-8М														
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	17,9	17,9	17,9	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6		

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	11	17	18	19
Котельная ул. Климовская, д.86а	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04	25,04
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
	Технические причины, Гкал/ч	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	5,1	5,1	9,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,5	6,5	12,06	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел КВГ 6,5-150	1 котел КВГ 6,5-150	1 котел КВГ 14-150 не меняется	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	21,0	22,4	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Котельная, ул. Мурашкинская, 13	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
	Технические причины, Гкал/ч	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31	10,31
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	5,6	5,6	5,6	5,6	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	8,3	8,3	8,3	8,3	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	1 котел ТВГ-8М	0	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	25,1	27,8	30,5	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2
Ленинский район																		
Котельная, ул. Памирская, 11	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9	28,9
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69
	Технические причины, Гкал/ч	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41	22,41
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	14,4	7,2	7,2	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	13	13	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	1 котел ДЕ 16-14 и выводим 1 котел	1 котел ДЕ 16-14	1 котел ДЕ 16-14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	28,9	28,9	28,9	27,5	33,3	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1
Котельная, ул. Академика Баха, 4 а	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6	71,6
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
	Технические причины, Гкал/ч	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65	6,65
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0,0	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	0,0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	32,8	20	20	20	20	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	11	17	18	19
1	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	Установка ГТЭС-12П, выводим еще 1 котел	1 котел КВ-ГМ 20	1 котел КВ-ГМ 20	1 котел КВ-ГМ 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	71,6	71,6	71,6	71,6	86,5	88,6	90,7	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8
	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
	Резерв (+), дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	12,8	12,8	12,8	12,8	27,7	29,8	31,9	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
Котельная, ул. Премудрова, д.12а (квартал Д)	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
	Технические причины, Гкал/ч	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел КСВ-8,0	2 котел КСВ-8,0	3 котел КСВ-8,0	4 котел КСВ-8,0	5 котел КСВ-8,0	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	30,4	30,4	30,4	30,4	30,4	31,2	32,0	32,9	33,7	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5
Котельная "Северная", ул. Новикова-Прибыля, д.18)	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73
	Технические причины, Гкал/ч	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73	-5,73
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	13,2	13,2	13,2	100	100	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	13,2	13,2	13,2	100	100	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел ДЕ 16-14	1 котел ДЕ 16-14	1 котел ДЕ 16-14	1 котел КВГМ 100-150	1 котел КВГМ 100-150	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,8	239,8	239,8	239,8	239,8	239,8	239,8
Автозаводский район																		
Котельная «Ленинская», ул. Монастырская, д. 5 А	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
	Технические причины, Гкал/ч	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60	-8,60
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	180	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180	180	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 котел КВГМ 180-150	1 котел КВГМ 180-150	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	11	17	18	19
Нагорная часть г. Нижнего Новгорода																		
Нижегородский район																		
Котельная станции перееливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 194б	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00	120,00
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
	Технические причины, Гкал/ч	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13	18,13
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	26,1	26,1	26,1	26,1	3,8	3,8	7,6	0,0	0,0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	7	7	7	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	0	1 котел КВГМ 30-150	1 котел Е 10-14	1 котел Е 10-14	1 котел ДКВР 6,5-13, выводим 1 котел	0	0	0	0			
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	123,9	127,8	131,7	135,6	138,8	141,9	141,3	141,3	141,3	141,3	141,3	
Котельная, Высоковская водогрейная котельная, ул. Деловая, д. 14	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2	94,2
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	54,6	54,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6	84,6
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	1,30	1,30	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
	Технические причины, Гкал/ч	38,30	38,30	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	30	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	1 котел КВГМ 30-150 (введен после ПНР)	0	0	0	2 ГТУ-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	54,6	54,6	84,6	84,6	84,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	
Котельная, ул. Горького, д. 4а	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
	Технические причины, Гкал/ч	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80	2,80
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	3,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	30,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	3 котла КСВ-12,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	3,0	3,0	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	
Советский район																		
Котельная, центральная нагорная котельная, Нагорная теплоцентраль (НТЦ), ул. Ветеринарная, д. 5	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38	13,38
	Технические причины, Гкал/ч	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62	86,62
	Вывод (-), Гкал/ч	60	0	0	0	0	37,5	0	37,5	84,3	84,3	84,3	86	86	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	60	0	0	0	0	50	86	50	100	100	100	100	100	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	1 котел ПТВМ-60	0	1	0	0	1 котел КГВМ-50	2 ГТУ-16+КУ	1 котел КВГМ-50	1 котел КВГМ-100	1 котел КВГМ-100	1 котел КВГМ-100	1 котел КВГМ 100-50	1 котел КВГМ 100-50	0	0	0	0
Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	560,0	560,0	560,0	560,0	572,5	658,5	671,0	686,7	702,4	718,1	732,1	746,1	746,1	746,1	746,1	746,1	746,1	

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	11	17	18	19	
Котельная Кардиоцентра, ул. Ванеева, д.209б	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	
	Располагаемая мощность котельной, Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	
	Собственные нужды котельной, Гкал/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	
	Технические причины, Гкал/ч	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47	-0,47
	Вывод (-), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,35	6,35	6,35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ввод (+), Гкал/ч	0	0	0	0	0	6,5	6,5	6,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Замена/ввод оборудования	0	0	0	0	0	1 котел КВ-Г 6,5- 150	1 котел КВ-Г 6,5- 150	1 котел КВ-Г 6,5- 150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Располагаемая мощность котельной с учетом ввода мощности, Гкал/ч	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,2	19,3	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	

5.4 Предложения по реконструкции существующих котельных в зоне действия крупных котельных

Предложения по реконструкции и переключению нагрузки существующих котельных в зоне крупных котельных приведены в таблицах 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49.

Таблица 42 – Котельная НТЦ

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника от НТЦ (радиус), км	Начало реконструкции, Год	Закрытие котельных с переводом на грузки, Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагорная теплоцентраль, Советский район	ул. Ветеринарная, 5	660	525	42	0	150-70 срез 130 излом 70	1968	30	0	2015	0
НИЖЕГОРОДСКИЙ РАЙОН											
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Семашко, 22 е	3,36	1,25	0,89	0	95-70	1989	23	2,8	2016	0
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Воровского, 3	2,06	1,25	0,08	0	95-70	2004	8	1,1	2025	0
ОАО "Теплоэнерго"	Б Покровская 32	6,4	2,5	0,004	0	95-70	1980	32	1,8	0	2018 на НТЦ
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Нестерова, 31	4,8	2,87	0,015	0	95-70 излом 70	1994	18	2,8	0	2014 на НТЦ
ОАО "Теплоэнерго"	Б. Покровская 16	0,79	0,63	0	0	95-70	1967	45	2,3	0	2018 на НТЦ
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Ульянова, 47	0,62	0,35	0,06	0	95-70	1997	15	3	2020	0
ОАО Теплоэнерго	Барминская, 8в	3,68	1,48	0,313	0	95-70	1986	26	1,2	2016	0
ТСЖ "Пожарского,3"	ул. Пожарского, 5	1,72	1,64	0	0	95-70	Более 5 лет	2,7	2025	0	
ТСЖ "Черный пруд"	ул. Варварская,7	2,49	1	0	0	95-70	Более 5 лет	2,6	2025	0	
ТСЖ "Виктория"	ул. Володарского, 40	1,78	1,7	0	0	95-70	Более 5 лет	2,53	2026	0	
ООО "Акцион"	ул. Костина,6 к 1	2,1	1,34	0	0	95-70	Более 5 лет	1	По плану предприятия	0	

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ООО "СК-НН"	ул. Грузинская, 37Б	1,72	1,68	0	0	95-70	Более 5 лет		2,1	По плану предприятия	0
ООО фирма "Нижегород-строй"	ул. Белинского, 62	1,403	0,67	0,33	0	95-70	2003	6	1,2	0	2024 на НТЦ
ООО "Теплосервис"	ул. Белинского, 32	0,86	0,64	0	0	95-70	1996	16	1	2017	0
ООО "Теплосервис"	ул. Минина, 43а	2,15	1,49	0	0	95-70	2003	9	3,6	2024	0
ул. Варварская, 40а	ул. Варварская, 40а	1,46	1,4	0	0	95-70	Более 5 лет		2,4	2026	0
ООО "Нижегородский завод "Старт"	ул. Белинского, 61	11,52	8,42	0	0	95-70	1970-1980	42-32	2,3	0	2018 на НТЦ
Волго-вятский банк СБ РФ	Варварская, 11а	0,5	0,25	0	0	95-70	Более 5 лет		2,5	По плану предприятия	0
Волжская госак. водного тр-ра	Нестерова, 5	2	1,73	0	0	95-70	Более 5 лет		3,3	2023	0
ГУ ЦБ РФ по Ниж обл	Б.Покровская, 26	1,6	1,43	0	0	95-70	Более 5 лет		2,4	По плану предприятия	0
МП" Нижег. бани"	Ковалихинская, 58	1,5	1,26	0	0	95-70	Более 5 лет		3	2017	0
МП"Нижег. бани"	Новая, 13а	1	0,76	0	0	95-70	Более 5 лет		1,1	0	2016 на НТЦ
ИП ИмБио	Грузинская, 44	3	2,296	0	0	95-70	Более 5 лет		2,3	По плану предприятия	0
ОАО Мясокомбинат и комп.	Ковалихинская, 18	2	1,48	0	0	95-70	Более 5 лет		2,7	По плану предприятия	0
ОАО Нижполиграф	Варварская, 32	4	3,72	0	0	95-70	Более 5 лет		2,6	По плану предприятия	0
ООО Стройснабинвест	Володарского, 40	1,5	1,5	1,34	0	95-70	2010	2	2,5	2031	0
ООО ТК Менеджмент	Белинского, 124	3	2,574	0	0	95-70	Более 5 лет		2,9	По плану предприятия	0
ТСЖ Рубин	Белинского, 58/60	1,2	1,085	0	0	95-70	Более 5 лет		1	2020	0
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Ванеева, 63	4,61	2,55	2,55	0	95-70	1975	37	1,8	0	2016 на НТЦ
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Генкиной, 37	0,81	0,45	0,05	0	95-70	2000	12	1,8	0	2021 на НТЦ
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Панина, 10 б	3	1,66	0,03	0	95-70	2006	6	2,3	2027	0
ФГУ "401 ВГ МВО"	ул. Ижорская, 25	6,3	1,62	0	0	95-70	1970-1980	42-32	2,1	2018 с уменьшением установленной мощности на 4,3 Гкал/ч	0
ФГОУ СПО "НРТК"	ул. Студенческая, 6	2	1,23	0	0	95-70	Более 5 лет		0,4	2015	0

Продолжение таблицы 42

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ОАО Верховолгоэлектромонтаж	Б.Панина, 3	1,2	1,044	0	0	95-70	Более 5 лет		2,2	По плану предприятия	0
АО Каравай	Ошарская, 74	4	3,8	0	0	95-70	Более 5 лет		1,8	По плану предприятия	0
ОАО Ниж. КБО МВО	Кулибина, 4	1,8	1,574	0	0	95-70	Более 5 лет		0,7	По плану предприятия	0
ОАО НИЖФАРМ	Салганская, 7	15	13,73	0	0	95-70	2010	2	1,4	По плану предприятия	0
ООО Фитнес-клуб Пушкинский	Тимирязева, 31А	1,6	1,451	0	0	95-70	Более 5 лет		0,6	По плану предприятия	0
ООО Цитрон	Ошарская, 67	1	0,853	0	0	95-70	Более 5 лет		1,7	По плану предприятия	0
ООО Энергосервис	Ошарская, 63	1,2	1,025	0	0	95-70	Более 5 лет		0,6	По плану предприятия	0
ул. Тимирязева, 7/1	ул. Тимирязева, 7/1	1,24	1,24	0	0	95-70	Более 5 лет		0,5	2022	0
ул. Тимирязева, 7/2	ул. Тимирязева, 7/2	1,21	1,21	0	0	95-70	Более 5 лет		0,5	2022	0
ул. Тимирязева, 7/3	ул. Тимирязева, 7/3	1,17	1,17	0	0	95-70	Более 5 лет		0,5	2022	0
Приволжский РЦГМСН ФГУП "Волгагеология"	ул. Республиканская, д.22	0,7	0,515	0	0	95-70	Более 5 лет		2,7	2016	0
ОАО "ВВЭМ"	ул. Б. Панина, д. 16	12,9	0,304	0	0	95-70	2007	5	2,6	По плану предприятия	0
ОАО "Нижегородская трикотажная фабрика"	ул. Б. Панина, д. 16	0,836	0,836	0	0	95-70	2007	5	2,6	По плану предприятия	0
ОАО "Теплоэнерго", Больница №35	ул.Республиканская, д.47а	2,71	1,518	0,152	0	95-70	1977	35	2,9	0	С 2018 Закрыта с переключением Звенигородский, д.8а
ОАО "Теплоэнерго", Высоковской проезд 39	пер. Звенигородский, д.8а	4,8	2,518	0	0	95-70	1981	31	3	2012	0
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Панина, д.19б	3,03	2,176	0,228	0	95-70	1968	44	2,8	2013	0
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Донецкая, д.9в	12,6	10,016	1,72	0	115-70	1974	37	3,6	2013	0
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Радужная, д.2а	4,77	2,851	0	0	95-70	2010	2	3,6	2031	0
ООО "Старгород"	ул. Ткачева, д.2а	1,2	1,026	0	0	95-70	Более 5 лет		-	2,1	2012 на НТЦ
ООО "Теплосети-НН"	ул. Бекетова, д.13	13	7,072	0,0076	0	95-70	1962	50	-	1,5	2011 на НТЦ
ООО "ДДЭФ "Каноз"	ул. Кулибина, д.3	3,0	2,814	0	0	95-70	Более 5 лет		-	0,7	2012 на НТЦ

Таблица 43 – Котельная КСПК (Нижегородский район)

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, Год
ООО "Нижновтеплоэнерго" Котельная станции переливания крови (КПСК) (Нижегородский район)	ул. Родионова, д. 194Б	141	97,125	18,36	0	150-70 срез 130 излом 70	2006	6	0	2016
Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко	ул. Родионова, д. 190	14,4	12	1,76	0	95-70	Более 15 лет		1,1	2012

Таблица 44 – Котельная Высоковская (Нижегородский район)

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, год
ООО "Нижновтеплоэнерго" Высоковская водогрейная котельная (Нижегородский район)	ул. Деловая, д.14	60	50,06	7,059	0	150-70 срез 130 излом 70	1971	30	0	2013
ООО "Энергоцентр"	ул. Родионова, д.187а	14	12,901	0	0	95-70	Более 15 лет		0,4	По плану предприятия

Таблица 45 – Котельная Академика Баха 4 (Ленинский район)

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, Год	Закрытие котельных с переводом нагрузки, Год
ОАО "Теплоэнерго" (Ленинский район)	ул. Академика Баха, д.4	80	49,15	9,7	8	0	1980	30	0	2015	-
ООО "Генерация тепла"	пр Ленина, 22в	5,89	2,86	0	0	95-70	1956	51	0,3	-	С 2016 переведена Ак. Баха
ОАО "РЖД"	пр. Ленина, 18	1,37	1,36	0	0	95-70	1962	50	0,5	По плану предприятия	-
ООО "Энергосервис"	пер. Мотальный, 6	12,81	3,71	0	0	95-70	1987	25	1,56	По плану предприятия	-
ООО "Атлант-Девелопмент"	пер. Мотальный, 8	12	11,59	0	0	95-70	Более 15 лет		0,97	По плану предприятия	-

Таблица 46 – Котельная Союзный д.43 (Сормовский район)

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, Год	Закрытие котельных с переводом нагрузки, Год
ОАО "Теплоэнерго" (Сормовский район)	пр. Союзный, 43	60	32,57	5,16	0	130-70	1984	24	0	2014	-
ОАО "Теплоэнерго" Роддом №6	ул. Сутырина, д.19а	0,4	0,198	0,163	0	95-70	1990	22	0,3	-	2014 перевод на электроотопление
Нижегородская КЭЧ МО РФ, В/ч 40636	ул.Свободы, д.95	1	0,98	0	0	95-70	1962	50	0,6	2015	-
МП "Нижегородские бани", Баня №10	ул. Свободы, д.83а	0,8	0,79	0	0	95-70	Более 15 лет		0,7	-	С 2013 переведена на Союзный, д.43

Таблица 47 – Котельная Памирская д. 11 (Ленинский район)

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, Год
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Памирская, 11	52	43,66	1,413	3,77	105-70 срез на 95	1990	16	0	2014
Котельная №3, "РУ-МО"	ул. Адмирала Нахимова, д. 13	80	54,262	0	0	95-70	1975	37	0,47	По плану предприятия
Котельная №2, "РУ-МО"	ул. Адмирала Нахимова, д. 13	22,39	11,87	0	0	95-70	1954	58	0,47	
Котельная ФГУП НПП "Полет"	ул. Заводская, д.19	52	25,245	3,706	10	95-70	1993	19	1,15	2015

Таблица 48 – Котельная Северная (Автозаводский район)

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, Год	Закрытие котельных с переводом нагрузки, Год
"Северная" (Ленинский район)	ул. Новикова-Прибоя, 18	239,9	52,4	0	30	95-70	1970	32	0	2016	-
ООО "Генерация тепла"	Ул. Львовская 7а	2,45	1,982	0	0	95-70	1972	40	1,8	-	С 2022 закрыта с переключением на Автозаводскую ТЭЦ 3-я соц. городская ветка
ТД Нижегородский (ООО "Виктория")	ул. Лесная, 9а	3,448	1,156	0,8	0	95-70	2008	6	0,5	По плану предприятия	-

Таблица 49 – Котельная Ленинская (Ленинский район)

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Отдаленность источника (радиус), км	Начало реконструкции, Год	Закрытие котельных с переводом нагрузки, Год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная «Ленинская» (Автозаводской район)	ул. Монастырка, д. 5 А	360	162,2	0	0	95-70	1991	21	0	2016	-
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Памирская, 11	52	43,66	1,413	3,77	105-70 срез на 95	1989	16	3	2014	-
ОАО "Теплоэнерго"	"Ипподром", ул.Ленина, 51	17,2	14,7	0,024	0	115-70 излом 70	1964	47	3,9	2013	-
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	ул. Архитектурная, 2б	6,4	5,053	1,3	0	95-70	1976	36	4,4	2017	-
ООО "Генерация тепла"	ул. Геройская, 2А	6,02	3,534	0	0	95-70	1958	54	3,3	2015 Строительство БМК 4,5 МВт (3 по 1,5) 3,87 Гкал/ч	-
ООО "Генерация тепла"	ул. Комарова, д.3	2,17	2,198	0	0	95-70	2001	11	3,8	2015 Строительство БМК 2 МВт (2 по 1) 1,72	-

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ООО "Генерация тепла"	ул. Снежная, д.1006	3,87	2,62	0	0	95-70	1975	37	3,67	2016 Строительство БМК 3 МВт (2 по 1,5) 2,6 Гкал/ч	-
ООО "Генерация тепла"	Профинтерна, 7б	1,32	0,5	0	0	95-70	1974	38	4,3	-	С 2017 закрыта с переключением на Архитектурную 2б
ООО "Генерация тепла"	ул. Архитектурная, 2д	7,76	1,384	0	0	95-70	1975	37	4,45	-	Закрыта с подключением с 2017 на архитектурной 2б
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	ул.Херсонская, д.16а	6,4	6,02	0	0	95-70	1964	48	3,2	-	С 2017 закрыта с переключением на Ленинскую
ООО "Генерация тепла" кв. "Ржавка"	ул. Комарова, 14Б	6,4	3,35	0,031	0	95-70	1963	49	4,4	2015	-
ОАО "Румо" Котельная №3	ул.Адмирала Нахимова, 13	80	54,262	0	0	95-70	1975	37	2,5	По плану предприятия	-
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии" РЭБ Флота	ул. Правдинская, 27	4,5	4,48	0	0	95-70	1994	18	5	2015	-
ОАО "Хладокомбинат "Заречный"	ул. Ленина, 31б	4,3	4	0	0	95-70	1962	50	4,9	По плану предприятия	-
ЗАО "Хромтан"	ул. Шекспира, 10	8,7	6,99	0	0	95-70	1973	39	2,4	По плану предприятия	-
Нижегородский коммерческий институт	пр. Ленина, 27	1,44	0,93	0	0	95-70	2008	4	5,1	По плану предприятия	-
ООО "Кока-кола ЭйчБиСи Евразия"	Баумана, 6б	2	1,72	0	0	95-70	Более 15 лет		3,6	По плану предприятия	-
ООО "СнабСпецПром"	Комарова, 2	1,5	1,37	0	0	95-70	Более 15 лет		3,8	По плану предприятия	-
ЧП "Зубаревский Г.Г."	Шекспира, 10	6	5,57	0	0	95-70	Более 15 лет		2,4	По плану предприятия	-

6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных, по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Традиционным решением оптимального покрытия теплофикационной нагрузки является ее распределение между основными и пиковыми источниками тепла. Для сложившихся систем централизованного теплоснабжения с ТЭЦ основными источниками тепла являются регулируемые отборы паровых турбин и основные пароводяные подогреватели – бойлеры. В качестве пиковых источников используются пиковые водогрейные котлы или пароводяные подогреватели – пиковые бойлеры, устанавливаемые, как правило, на ТЭЦ. При таком подходе из теплофикационных отборов турбин можно получить пар с максимальным давлением 0,25 МПа, которому соответствует температура 125-127 °С. Этим паром сетевая вода может нагреваться до 115 °С. Дальнейший подогрев должен осуществляться источником тепла с большей температурой – паром с большим давлением или в водогрейном котле. Температуре 115 °С на температурном графике теплосети 150/70 °С при расчетной температуре -30 °С соответствует температура наружного воздуха выше -16,5 ÷ -16 °С, т.е. при стоянии более высоких температур наружного воздуха пиковые источники не используются, а работают только основные.

Правильность распределения нагрузки между основными и пиковыми источниками по режимам (режим наиболее холодного месяца, отопительный режим) уточняется расчетом по соотношению температур наружного воздуха для соответствующего режима и расчетной.

Согласно п. 5.1.4 ВНТП-81 теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления на ТЭЦ выбиралось исходя из условия покрытия ими, как правило, 40-45% максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляция и горячего водоснабжения, чему, например, соответствует состав оборудования Автозаводской ТЭЦ. Однако, согласно проведенным исследованиям в Санкт-Петербурге (данные за 8 лет), даже при аномально теплых зимах и базовой подаче тепла из тепловой сети в размере 60%, на долю пикового источника приходится только 6-8% годовой отопительно-вентиляционной нагрузки, а в холодные зимы – до 20%. С учетом круглогодичной нагрузки ГВС доля пиковых источников при годовом потреблении за эти годы не превышала 6-8%, что свидетельствует о значительном простое пиковых источников и об «омертвлении» вложенных в них средств.

Наряду с ТЭЦ пиковые котлы типа ПТВМ устанавливались в отдельно стоящих котельных и предназначались для работы как в основном, так и в пиковом режимах, соответственно с меньшим и большим расходом сетевой воды через котел (например, для ПТВМ-100 при температурном графике теплосети 150/70 °С это 1250 т/ч и 2500 при 110/70 °С). Такие котельные, размещаемые в конце тепломагистрали от ТЭЦ, догревают поступающую от теплофикационных турбин сетевую воду с температурой 110-115 °С до расчетной температуры, равной 150 °С. Кроме того, такая котельная может работать автономно как в основном, так и в пиковом режимах или заменять ТЭЦ при аварии на ТЭЦ или на тепломагистрали, повышая системную надежность и предотвращая размораживание теплосети.

Перспективным направлением развития систем теплоснабжения является переход на комбинированные системы с использованием основных и местных пиковых источников тепловой энергии, расположенных непосредственно у потребителя, при высокоэкономичной работе теплоэлектростанций в базовой части графика тепловых нагрузок.

В этой связи, обеспечение города тепловой энергией целесообразно рассматривать отдельно в части обеспечения пиковой и базовой тепловой мощностью. Температура теплоносителя в подающей магистрали в большей части городов РФ рассчитывалась в соответствии с температурным графиком 150-70 °С, который практически нигде не выдерживается. Во многих городах, включая и Нижний Новгород, введены так называемые «температурные срезки», когда при сильных холодах температура теплоносителя на выходе теплоисточника фиксируется в широком диапазоне температур наружного воздуха.

В случае переменных расходов теплоты появляется возможность перевода части котельных, находящихся в зоне действия ТЭЦ, в пиковый режим работы. При похолодании котельная включается в работу, выдавая дополнительный расход теплоты. В этом случае повышается общая энергоэффективность за счет максимальной загрузки ТЭЦ по теплофикационному циклу и обеспечивается общая надежность системы даже в тех случаях, когда ТЭЦ при похолоданиях не может обеспечить всех потребителей. При этом нет необходимости увеличивать диаметры магистральных тепловых сетей от ТЭЦ, т.к. котельные находятся в зонах потребления нагрузок.

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

- снижение себестоимости выработки тепловой и электрической энергии за счет большей загрузки и работы ТЭЦ в базовом режиме;

- снижение объема сжигаемого топлива.

В соответствии с нормативными документами "пиковый" режим работы котельной обеспечивает изменение уровня потребления тепловой энергии, теплоносителя потребителями посредством работы котельной с переменной мощностью. В зимний период в системах теплоснабжения растет тепловая нагрузка, значительную часть которой могут покрывать пиковые котельные.

Мероприятия по выводу из эксплуатации котельных и переводу их в пиковый режим в существующих и расширяемых зонах действия ТЭЦ целесообразны в следующих случаях:

- наличия перспективных резервов тепловой мощности в регулируемых отборах теплофикационных турбоагрегатов на ТЭЦ;

- нахождения котельной и ее потребителей на границе эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ;

- несоблюдения установленного температурного графика ТЭЦ (150/70 °С);

- несоответствия оборудования котельных требованиям, установленным действующим законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности (высокий удельный расход топлива на выработку единицы тепловой энергии, моральный и физический износ основного оборудования, связанный с превышением нормативного срока службы и т.д.).

Основаниями для перевода тепловой нагрузки от котельных на ТЭЦ являются:

- данные из перспективных балансов располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки;

- данные о теплофикационных агрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовый рынок электрической энергии в соответствии с действующим законодательством и прогнозных значениях выбытия теплофикационных турбоагрегатов с рынка мощности;

- данные об остаточном парковом ресурсе теплофикационных агрегатов;

- данные о возможности продления паркового ресурса турбоагрегатов.

Мероприятия по переводу котельных в пиковый режим в зоне действия Автозаводской ТЭЦ.

Согласно предлагаемому решению по реконструкции Автозаводской ТЭЦ ее установленная тепловая мощность практически не изменится и в 2027 году будет

составлять 2080 Гкал/ч. В зоне действия Автозаводской ТЭЦ планируется закрытие 6 котельных с передачей тепловой нагрузки на ТЭЦ.

Перевод котельных в пиковый режим в зоне действия ТЭЦ нецелесообразен.

Мероприятия по переводу котельных в пиковый режим в зоне действия Сормовской ТЭЦ.

В настоящее время располагаемая тепловая мощность ТЭЦ составляет 464 Гкал/ч. Согласно предлагаемому решению по реконструкции Сормовской ТЭЦ ее располагаемая тепловая мощность в 2027 г. будет составлять 856 Гкал/ч.

В зоне действия Сормовской ТЭЦ планируется закрытие 4 котельных с передачей тепловой нагрузки на ТЭЦ. Температурный режим ТЭЦ - 150/70 °С.

Перевод котельных в пиковый режим в зоне действия Сормовской ТЭЦ также нецелесообразен.

7 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Предварительная программа технического перевооружения, модернизации и строительства ТЭЦ г. Нижний Новгород, в части изменения электрической мощности, приведена в таблице 50. Изменение электрической и тепловой мощности городских ТЭЦ рассмотрено ниже на вариантной основе.

Таблица 50 – Намечаемые вводы и выводы электрогенерирующих мощностей

Объект	Изменение	Электрическая мощность, МВт								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Сормовская ТЭЦ	Установленная мощность	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Автозаводская ТЭЦ	ввод								+400	
	вывод				-100		-100	-100		
	Δ				-100		-100	-100	+400	
	Установленная мощность	580	580	580	580	480	480	380	280	680
Нижегородская ТЭЦ	ввод						450		+450	
	вывод									
	Δ						450		+450	
	Установленная мощность	0						450	450	900
Итого		930	930	930	930	830	830	1180	1080	1930

Продолжение таблицы 50

Объект	Изменение	Электрическая мощность, МВт								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Сормовская ТЭЦ	ввод							+110		
	вывод			-110			-65		-65	
	Δ			-110			-65	+110	-65	
	Установленная мощность	350	350	350	240	240	240	175	285	220
Автозаводская ТЭЦ	ввод									
	вывод			-60			-120			-110
	Δ			-60			-120			-110
	Установленная мощность	680	680	680	620	620	620	500	500	500
Нижегородская ТЭЦ	ввод									
	вывод									
	Δ									
	Установленная мощность	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Итого		1930	1930	1930	1760	1575	1685	1620	1520	1520

*Описание вариантов изменение тепловой и электрической мощности ТЭЦ
г. Нижний Новгород*

Вариант 1. Вывод агрегатов существующих ТЭЦ из работы в связи с предельной наработкой без замещения. Ввод агрегатов на ТЭЦ, запланированных ранее, но не предусмотренных прежней схемой теплоснабжения. Если не восстанавливать выбывающую мощность, а вводить только намеченные агрегаты начатых строительством ТЭЦ, то при благоприятном балансе электрических нагрузок (мощности) нарастает дефицит тепловой мощности, обеспечиваемой от ТЭЦ, такой вариант не имеет перспективы реализации.

Вариант 2. Вывод агрегатов с замещением агрегатами, предусмотренными схемой теплоснабжения на 2005-2010 гг. и ввод агрегатов на ТЭЦ, начатых строительством ранее.

Вариант 3. Вывод и ввод агрегатов на ТЭЦ по варианту 2 и строительство двух ТЭЦ, рекомендованных Генпланом.

Вариант 4. Ввод блока ПГУ 400 МВт на Автозаводской ТЭЦ с сохранением в работе оборудования 3 и 4 очередей без строительства, условно названной, Сартаковской ТЭЦ, рекомендованной Генпланом.

Как правило, вводы осуществляются в конце планируемого года, поэтому предполагаемая мощность принята со смещением на следующий год с учетом периода освоения вводимой мощности.

Изменение установленной тепловой мощности по варианту 1 приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Изменение тепловой мощности ТЭЦ г. Нижний Новгород по варианту 1

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Сормовская ТЭЦ	ввод									
	вывод									
	Δ									
	Установленная мощность	646	646	646	646	646	646	646	646	646
Автозаводская ТЭЦ	ввод					+250				
	вывод							-160	-592	2-160
	Δ					+250		-160	-592	-160
	Установленная мощность	2074	2074	2074	2074	2074	2099	2099	1939	1137
Нижегородская ТЭЦ	ввод						+420		+420	
	вывод									
	Δ						+420		+420	
	Установленная мощность						-	420	420	840
Итого	Установленная мощность	2720	2720	2720	2720	2720	2745	3165	3005	2623

Продолжение таблицы 51

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Сормовская ТЭЦ	ввод								+125	
	вывод			-139			-139	-184		
	Δ			-139			-139	-184	+125	
	Установленная мощность	646	646	646	507	507	507	368	184	309
Автозаводская ТЭЦ	ввод									
	вывод		-135	-139			-278			-175
	Δ		--135	-139			-278			-175
	Установленная мощность	977	977	842	703	703	703	425	425	425
Нижегородская ТЭЦ	ввод									
	вывод									
	Δ									
	Установленная мощность	840	840	840	840	840	840	840	840	840
Итого без ТЭЦ Московское шоссе и Сартаковской ТЭЦ		2463	2463	2328	2050	2050	2050	1633	1449	1574
ТЭЦ Московское шоссе	ввод			+250						
	вывод									
	Δ			+250						
	Установленная мощность				250	250	250	250	250	250
Сартаковская ТЭЦ	ввод						+280		+280	
	вывод									
	Δ						+280		+280	
	Установленная мощность							280	280	560
Итого по всем ТЭЦ		2463	2463	2328	2300	2300	2300	2163	1979	2384

Тепловые нагрузки по городу приведены в таблице 52.

Таблица 52 – Тепловые нагрузки по городу

Годы	2013	2014	2015	2016	2017	2022	2027
Всего по городу	7395,2	7469,3	7575,3	7682,6	7807,3	8500,3	9074,3

Баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 1 приведен в таблице 53.

Таблица 53 – Баланс тепловых нагрузок и мощностей варианта 1

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Располагаемая мощность ТЭЦ, Гкал/ч	2720	2720	2720	2745	3165	3005	2623
Нагрузки	7395,2	7469,3	7575,3	7682,6	7807,3	7939,1	8080,6
Дефицит мощности, покрываемый котельными	4675,2	4749,3	4855,3	4937,6	4642,3	4934,1	5457,6
% участия котельных	63,22	63,58	64,09	64,27	59,46	62,15	67,54

Продолжение таблицы 53

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Располагаемая мощность, Гкал/ч	2463 2189*	2463 2189*	2328 2189*	2300 2189*	2300 2189*	2300 2189*	2163 1663*	1979 1449*	2384 1574*	2209 1399*
Нагрузки	8238,3	8369,4	8500,3	8627,2	8752,2	8877,3	8975,8	9074,3	9172,9	9271,4
Дефицит мощности, покрываемый котельными	5775,3	5906,4	6172,3	6327,2	6452,2	6577,3	6812,8	7095,3	6788,9	7062,4
%участия котельных	70,10	70,57	72,61	73,34	73,72	74,09	75,9	78,19	74,01	76,17
Дефицит*	6049,3	6180,4	6311,3	6438,2	6563,2	6688,3	7312,8	7625,3	7598,9	7872,4
%участия котельных	73,43	73,85	74,25	74,63	74,99	75,34	81,47	84,03	82,84	84,91

* значения без строительства Сартаковской и Мещерской ТЭЦ, намеченных Генпланом. Уровень котельнизации значительно возрастает

Ниже рассмотрено замещения выбывающего оборудования по варианту 2 оборудованием предусмотренным предыдущей схемой теплоснабжения.

Автозаводская ТЭЦ - установка двух паровых котлов Е-420-140ГМ, турбины ПТ-140/165-130/13 и 4-хпаровых котлов Е-160 тепловой мощностью 356 Гкал /ч вместо водогрейных котлов КВГМ-100.

Сормовская ТЭЦ - установка двух турбин: ПТ-140/165-130/13 и Т185/220-130 и пяти паровых котлов Е-420 -140ГМ.

Изменение установленной тепловой мощности по варианту 2 приведено в таблице 54.

Таблица 54 – Изменение тепловой мощности ТЭЦ г. Нижний Новгород по варианту 2

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Сормовская ТЭЦ	Установленная мощность	646	646	646	646	646	646	646	646	646
Автозаводская ТЭЦ	Установленная мощность	2074	2074	2074	2074	2074	2099	2099	1939	1137
Нижегородская ТЭЦ	Установленная мощность							420	420	840
Итого	Установленная мощность	2720	2720	2720	2720	2720	2745	3165	3005	2623

Продолжение таблицы 54

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Сормовская ТЭЦ	ввод				+120 (ПТ-140)			+278 (Т-185)		
	Δ				+120			+278		
	Установленная мощность	646	646	646	507	627	627	488	582	707
Автозаводская ТЭЦ	ввод		+120 (ПТ-140)	+178 2xE 160		+278 (Т-185)	+178 2xE 160			
	Δ		+120	+178		+278	+178			
	Установленная мощность	977	977	962	1001	1001	1279	1001	1001	1001
Нижегородская ТЭЦ	Установленная мощность	840	840	840	840	840	840	840	840	840
Итого по ТЭЦ		2189	2463	2463	2448	2348	2468	2746	2329	2423

Баланс электрических нагрузок и мощностей города Нижний Новгород на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года по варианту 2 представлен в таблице 55. График изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород по варианту 2 представлен на рисунке 10.

Таблица 55 – Баланс электрических нагрузок и мощностей города Нижний Новгород (вариант 2)

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность всего, в том числе, МВт:	930	930	930	930	930	930	1330	1780	1680	2030
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Автозаводская ТЭЦ	580	580	580	580	580	580	980	980	880	780
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	450	450	900
Резерв (11%), МВт	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	146,3	195,8	184,8	223,3
Располагаемая мощность за вычетом резерва, всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1183,7	1584,2	1495,2	1806,7
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1100	1122	1155	1232	1287	1353	1419	1485	1551	1683
Рост, %	100	102	105	112	117	123	129	135	141	153
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	-272,3	-294,3	-327,3	-404,3	-459,3	-525,3	-235,3	99,2	-55,8	123,7
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1100	1128,6	1157,2	1185,8	1214,4	1243	1258,4	1273,8	1289,2	1304,6
Рост, %	100	102,6	105,2	107,8	110,4	113	114,4	115,8	117,2	118,6
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	-272,3	-300,9	-329,5	-358,1	-386,7	-415,3	-74,7	310,4	206	502,1
Нижегородская АЭС, МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 55

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность, всего, в том числе МВт:	1930	1930	2070	1945	2085	2270	2085	2160	2270	2160	2160
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	285	425	425	360	435	545	545	545
Автозаводская ТЭЦ	680	680	820	760	760	945	825	825	825	715	715
Нижегородская ТЭЦ	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Резерв (11%), МВт	212,3	212,3	227,7	213,95	229,35	249,7	229,35	237,6	249,7	237,6	237,6
Располагаемая мощность за вычетом резерва, всего, МВт	1717,7	1717,7	1842,3	1731,05	1855,65	2020,3	1855,65	1922,4	2020,3	1922,4	1922,4
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1815	1947	2090	2222	2354	2497	2629	2761	2893	3036	3168
Рост, %	165	177	190	202	214	227	239	251	263	276	288
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	-97,3	-229,3	-247,7	-490,95	-498,35	-476,7	-773,35	-838,6	-872,7	-1113,6	-1245,6
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1320	1342	1364	1386	1408	1430	1454,2	1478,4	1502,6	1526,8	1551
Рост, %	120	122	124	126	128	130	132,2	134,4	136,6	138,8	141
Избыток (+), Дефицит (-), МВт	397,7	375,7	478,3	345,05	447,65	590,3	401,45	444	517,7	395,6	371,4
Нижегородская АЭС, МВт	1150	1150	1150	2300	2300	3450	3450	3450	4600	4600	4600



Рисунок 10 - График изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород на перспективу до 2030 года по варианту 2.

Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород (вариант 2) на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года представлен в таблице 56. График выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород по варианту 2 представлен на рисунке 11.

Таблица 56 – Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород (вариант 2)

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии всего, в том числе: млн. кВт·ч	3588,6	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	6027,0	7917,0	7427,0	8827,0
Сормовская ТЭЦ	1147,9	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3279,7	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	2440,7	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	4802,0	4802,0	4312,0	3822,0
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4208,1	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	1890,0	1890,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	0	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн.кВт·ч	8026,9	8318,9	8621,7	8935,6	9260,8	9487,0	9713,7	9945,9	10183,6	10427,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %		3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	2,39	2,39	2,39	2,39
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%. Всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1183,7	1584,2	1495,2	1806,7
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4336,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0
Выработка электроэнергии с учетом резерва мощности, млн.кВт·ч	3588,6	3476,3	3476,3	3476,3	3476,3	3476,3	4971,5	6653,6	6279,8	7588,1
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-4438,3	-4842,7	-5145,6	-5459,4	-5784,7	-6010,7	-4742,2	-3292,3	-3903,8	-2838,9

Продолжение таблицы 56

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выработка электроэнергии всего, в том числе: млн.кВт·ч	8337,0	8337,0	9023,0	8501,5	8991,5	9898,0	9082,5	9345,0	9730,0	9191,0	9191,0
Сормовская ТЭЦ	1225,0	1225,0	1225,0	997,5	1487,5	1487,5	1260,0	1522,5	1907,5	1907,5	1907,5
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	3332,0	3332,0	4018,0	3724,0	3724,0	4630,5	4042,5	4042,5	4042,5	3503,5	3503,5
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн.кВт·ч	10676,2	10864,1	11055,3	11249,9	11447,9	11649,4	11853,2	12060,7	12271,7	12486,5	12705,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %	2,39	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%.Всего, МВт	1717,7	1717,7	1842,3	1731,1	1855,7	2020,3	1855,7	1922,4	2020,3	1922,4	1922,4
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0
Выработка электроэнергии с учетом резерва мощности, млн.кВт·ч	7214,3	7214,3	7737,7	7270,4	7793,7	8485,3	7793,7	8074,1	8485,3	8074,1	8074,1
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-3461,9	-3649,8	-3317,6	-3979,5	-3654,1	-3164,1	-4059,5	-3986,6	-3786,5	-4412,4	-4630,9

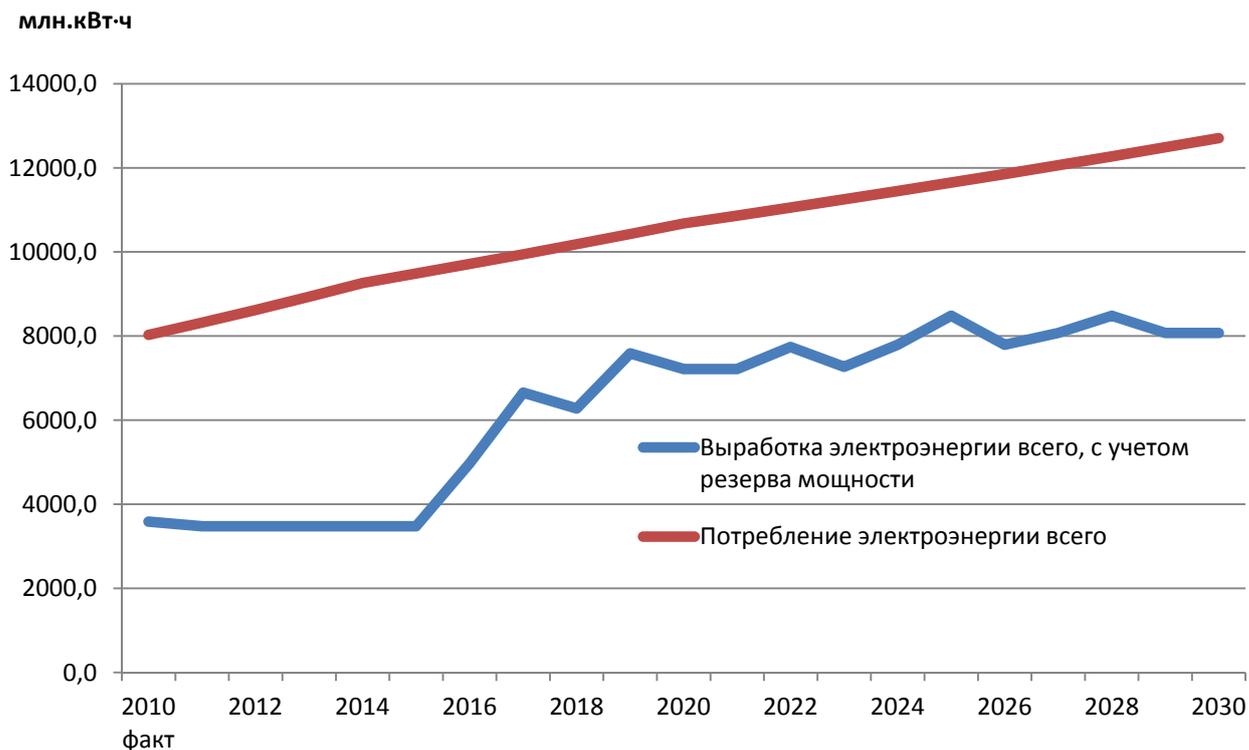


Рисунок 11 - График выработки и потребления электроэнергии (вариант 2) города Нижний Новгород на расчетный срок до 2030 года

Баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 2 приведен в таблице 57.

Таблица 57 – Баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 2

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Располагаемая мощность ТЭЦ, Гкал/ч	2720	2720	2720	2745	3165	3005	2623	2463
Нагрузки	7395,2	7469,3	7575,3	7682,6	7807,3	7939,1	8080,6	8238,3
Дефицит мощности, покрываемый котельными	4675,2	4749,3	4855,3	4937,6	4642,3	49341	5457,6	5775,3
% участия котельных	63,22	63,58	64,09	64,27	59,46	62,15	67,54	70,10

Продолжение таблицы 57

Год	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Располагаемая мощность, Гкал/ч	2463	2448	2348	2468	2746	2329	2423	2548	2237
Нагрузки	8369,4	8500,3	8627,2	8752,2	8877,3	8975,8	9074,3	9172,9	9271,4
Дефицит мощности, покрываемый котельными	5906,4	6052,2	6279,2	6284,2	6131,3	6646,8	6651,3	6624,9	7034,4
% участия котельных	70,57	71,20	72,78	71,8	69,07	74,05	75,30	72,22	75,87

Вариант имеет меньший, но еще высокий показатель участия котельных в покрытии тепловых нагрузок к концу расчетного периода и требует дополнительных вводов на ТЭЦ.

С этой целью рассмотрен вариант 3 участия в покрытии тепловых нагрузок еще и ТЭЦ «Сартаково» тепловой мощностью 560,0 Гкал/ч, электрической мощностью 325 МВт и ТЭС микрорайона «Мещера» тепловой мощностью 250,0 Гкал/ч, электрической мощностью 50 МВт, предусмотренных решениями Генерального плана г. Нижний Новгород со строительством их в период до 2019 года (таблица 58). Реальным можно рассматривать год ввода 2018 для Мещерской ТЭС и 2016 год для ТЭЦ «Сартаково». Это позволит начать снижение уровня котельнизации, начиная с 2016 года, с доведением его до 62,07% в 2020 году, 61,5% в 2025 году и 60,66% в 2027 году, т.е. до величины меньшей, чем она была в 2011 году.

В связи с изложенным тепловая мощность источников по варианту 3 принимается для сведения баланса тепловой нагрузки и мощности.

Таблица 58 – Изменение тепловой мощности ТЭЦ по варианту 3

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Сормовская ТЭЦ	Установленная мощность	646	646	646	646	646	646	646	646	646
Автозаводская ТЭЦ	Установленная мощность	2074	2074	2074	2074	2074	2099	2099	1939	1137
Нижегородская ТЭЦ	Установленная мощность							420	420	840
ТЭЦ Московское шоссе	ввод	2720	2720	2720	2720	2720	2745	3165	3005	2623
	вывод								+125	
	Δ									
	Установленная мощность								+125	
Сартаковская ТЭЦ	ввод									125
	вывод						+280		+280	
	Δ						+280		+280	
	Установленная мощность							280	280	560
Итого по ТЭЦ		2720	2720	2720	2720	2720	2745	3445	3285	3308

Продолжение таблицы 58

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Сормовская ТЭЦ	Установленная мощность	646	646	646	507	627	627	488	582	707
Автозаводская ТЭЦ	Установленная мощность	977	977	962	1001	1001	1279	1001	1001	1001
Нижегородская ТЭЦ	Установленная мощность	840	840	840	840	840	840	840	840	840
Итого без Сартаковской ТЭЦ и ТЭЦ Московское шоссе	Установленная мощность	2463	2463	2448	2348	2468	2746	2329	2423	2548
ТЭЦ Московское шоссе	Установленная мощность	125	125	125	125	250	250	250	250	250
Сартаковская ТЭЦ	Установленная мощность	560	560	560	560	560	560	560	560	560
Итого по ТЭЦ		3148	3148	3133	3033	3278	3556	3139	3233	3358

Баланс электрических нагрузок и мощностей города Нижний Новгород на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года по варианту 3 представлен в таблице 59. График изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород по варианту 3 на расчетный срок до 2030 года представлен на рисунке 12.

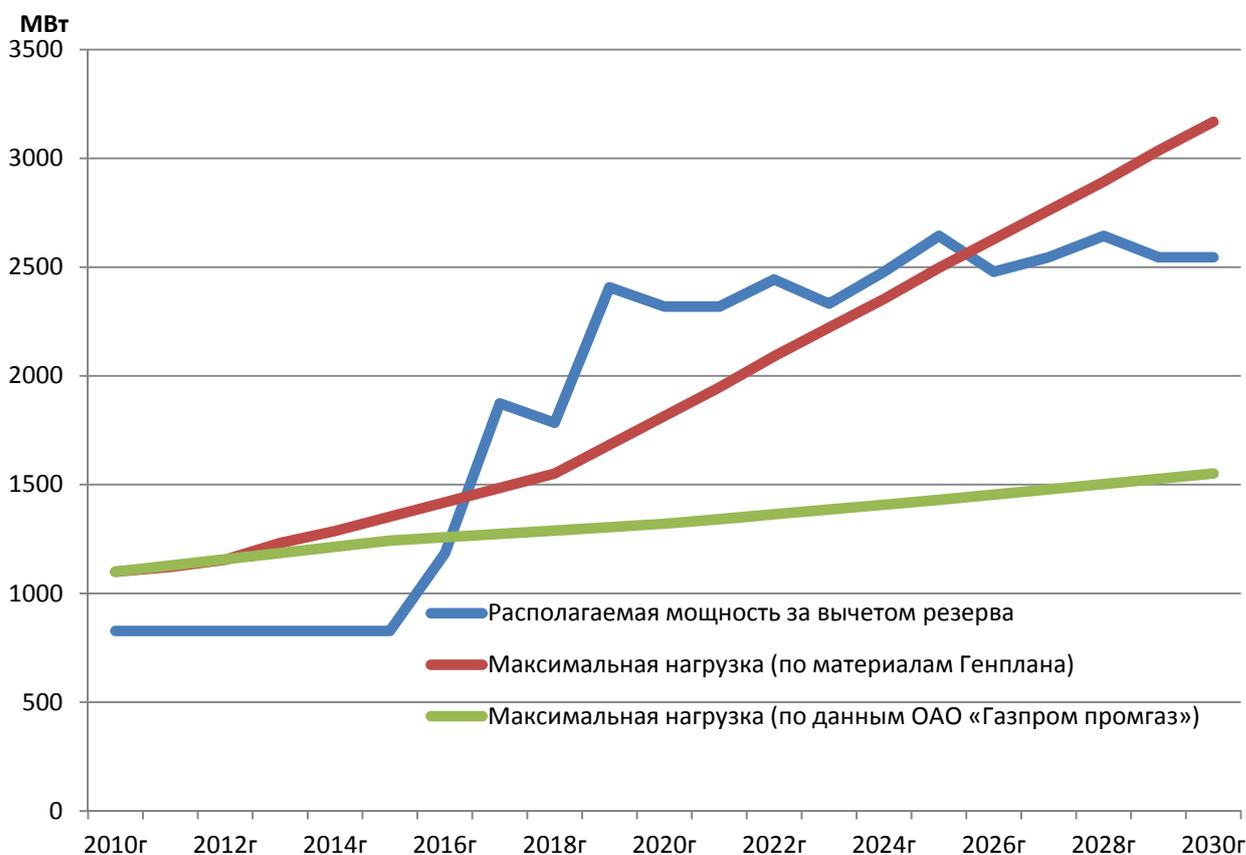


Рисунок 12 - График изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород на перспективу до 2030 года по варианту 3.

Таблица 59 – Баланс электрических нагрузок и мощностей города Нижний Новгород (вариант 3)

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность Всего, МВт	930	930	930	930	930	930	1330	2105	2005	2705
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Автозаводская ТЭЦ	580	580	580	580	580	580	980	980	880	780
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	450	450	900
ТЭЦ Московское шоссе	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25
Сартаковская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	325	325	650
Резерв (11%), МВт	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	146,3	231,55	220,55	297,55
Располагаемая мощность за вычетом резерва. Всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1183,7	1873,45	1784,45	2407,45
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1100	1122	1155	1232	1287	1353	1419	1485	1551	1683
Рост, %	100	102	105	112	117	123	129	135	141	153
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	-272,3	-294,3	-327,3	-404,3	-459,3	-525,3	-235,3	388,45	233,45	724,45
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1100	1128,6	1157,2	1185,8	1214,4	1243	1258,4	1273,8	1289,2	1304,6
Рост, %	100	102,6	105,2	107,8	110,4	113	114,4	115,8	117,2	118,6
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	-272,3	-300,9	-329,5	-358,1	-386,7	-415,3	-74,7	599,65	495,25	1102,85
Нижегородская АЭС, МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 59

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность Всего, МВт	2605	2605	2745	2620	2785	2970	2785	2860	2970	2860	2860
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	285	425	425	360	435	545	545	545
Автозаводская ТЭЦ	680	680	820	760	760	945	825	825	825	715	715
Нижегородская ТЭЦ	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
ТЭЦ Московское шоссе	25	25	25	25	50	50	50	50	50	50	50
Сартаковская ТЭЦ	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650	650
Резерв (11%), МВт	286,55	286,55	301,95	288,2	306,35	326,7	306,35	314,6	326,7	314,6	314,6
Располагаемая мощность за вычетом резерва. Всего, МВт	2318,45	2318,45	2443,05	2331,8	2478,65	2643,3	2478,65	2545,4	2643,3	2545,4	2545,4
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1815	1947	2090	2222	2354	2497	2629	2761	2893	3036	3168
Рост, %	165	177	190	202	214	227	239	251	263	276	288
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	503,45	371,45	353,05	109,8	124,65	146,3	-150,35	-215,6	-249,7	-490,6	-622,6
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1320	1342	1364	1386	1408	1430	1454,2	1478,4	1502,6	1526,8	1551
Рост, %	120	122	124	126	128	130	132,2	134,4	136,6	138,8	141
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	998,45	976,45	1079,05	945,8	1070,65	1213,3	1024,45	1067	1140,7	1018,6	994,4
Нижегородская АЭС, МВт	1150	1150	1150	2300	2300	3450	3450	3450	4600	4600	4600

Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород (вариант 3) на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года представлен в таблице 60. График выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород по варианту 3 на расчетный срок до 2030 года представлен на рисунке 13.

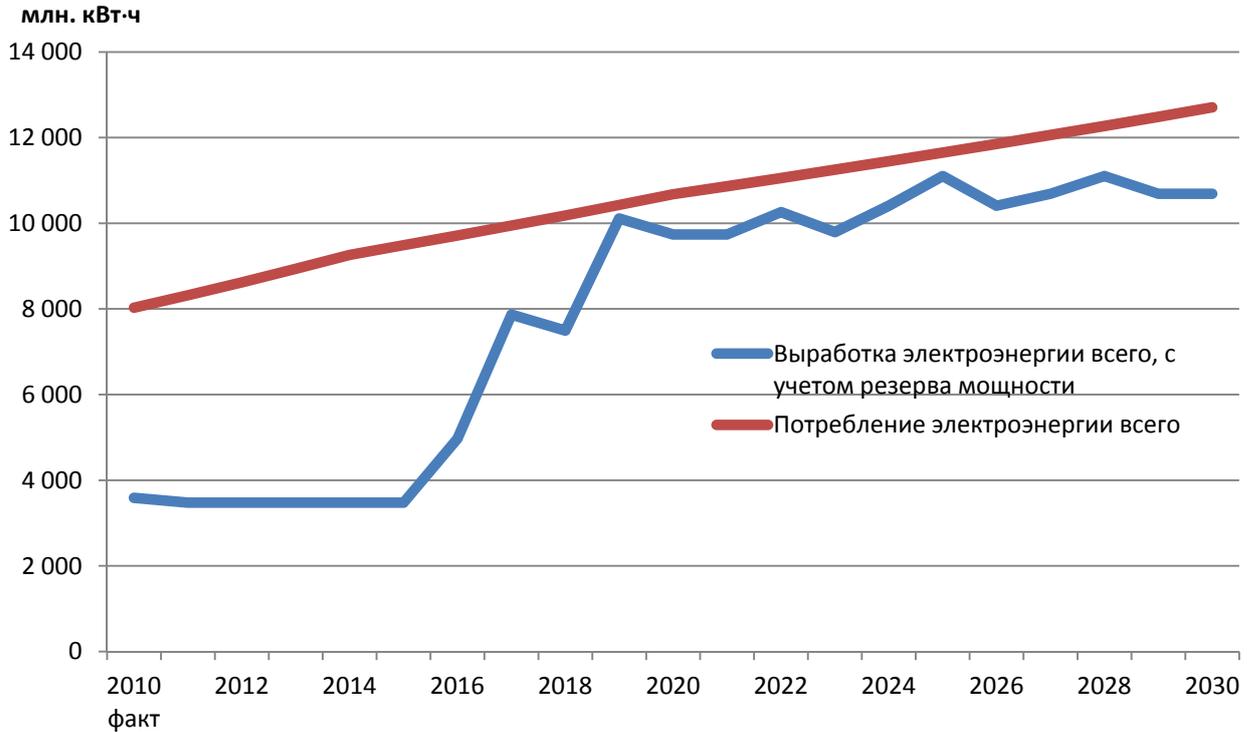


Рисунок 13 - График выработки и потребления электроэнергии (вариант 3) города Нижний Новгород на расчетный срок до 2030 года

Таблица 60 – Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород (вариант 3)

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии всего, в том числе: млн.кВт·ч	3588,6	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	6027,0	9282,0	8792,0	11662,0
Сормовская ТЭЦ	1147,9	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3279,7	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	2440,7	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	4802,0	4802,0	4312,0	3822,0
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4208,1	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	1890,0	1890,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	0	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200
ТЭЦ Московское шоссе	0	0	0	0	0	0	0	0	0	105
Среднее время использования установленной мощности ТЭЦ Московское шоссе, ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4200
Сартаковская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	1365	1365	2730
Среднее время использования установленной мощности Сартаковской ТЭЦ, ч	0	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн.кВт·ч	8026,9	8318,9	8621,7	8935,6	9260,8	9487,0	9713,7	9945,9	10183,6	10427,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %		3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	2,39	2,39	2,39	2,39
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%.Всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1183,7	1873,5	1784,5	2407,5
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4336,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0
Выработка электроэнергии с учетом резерва мощности, млн.кВт·ч	3588,6	3476,3	3476,3	3476,3	3476,3	3476,3	4971,5	7868,5	7494,7	10111,3
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-4438,3	-4842,6	-5145,4	-5459,2	-5784,5	-6010,7	-4742,2	-2077,4	-2688,9	-315,7

Продолжение таблицы 60

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выработка электроэнергии всего, в том числе: млн. кВт·ч	11172,0	11172,0	11858,0	11336,5	11931,5	12838,0	12022,5	12285,0	12670,0	12131,0	12131,0
Сормовская ТЭЦ	1225,0	1225,0	1225,0	997,5	1487,5	1487,5	1260,0	1522,5	1907,5	1907,5	1907,5
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	3332,0	3332,0	4018,0	3724,0	3724,0	4630,5	4042,5	4042,5	4042,5	3503,5	3503,5
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
ТЭЦ Московское шоссе	105,0	105,0	105,0	105,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Среднее время использования установленной мощности ТЭЦ Московское шоссе, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Сартаковская ТЭЦ	2730	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0	2730,0
Среднее время использования установленной мощности Сартаковской ТЭЦ, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн.кВт·ч	10676,2	10864,1	11055,3	11249,9	11447,9	11649,4	11853,2	12060,7	12271,7	12486,5	12705,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %	2,39	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%. Всего, МВт	2318,5	2318,5	2443,1	2331,8	2478,7	2643,3	2478,7	2545,4	2643,3	2545,4	2545,4
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0	4200,0
Выработка электроэнергии с учетом резерва мощности, млн.кВт·ч	9737,5	9737,5	10260,8	9793,6	10410,3	11101,9	10410,3	10690,7	11101,9	10690,7	10690,7
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-938,7	-1126,6	-794,5	-1456,3	-1037,5	-547,5	-1442,9	-1370,0	-1169,9	-1795,8	-2014,3

Баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 3 приведен в таблице 61.

Таблица 61 – Баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 3

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Располагаемая мощность ТЭЦ, Гкал/ч	2720*	2720*	2720*	2745*	3165*	3005*	2623*	2463*
Нагрузки	7395,2	7469,3	7575,3	7682,6	7807,3	7939,1	8080,6	8238,3
Дефицит мощности, покрываемый котельными	4675,2*	4749,3*	4855,3*	4937,6*	4642,3*	4934,1*	5457,6*	5775,3*
	4675,2	4749,3	4855,3	4937,6	4359,9	4654,1	4772,6	5090,3
% участия котельных	63,22*	63,58 *	64, 09*	64,27*	59,46*	62,15*	67,54*	70,10*
	63,22	63,58	64, 09	64,27	55,86	58,62	59,06	61,79

Продолжение таблицы 61

Год	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Располагаемая мощность, Гкал/ч	2463*	2448*	2348*	2468*	2746*	2329*	2423*	2548*	2237*
	3148	3133	3033	3278	3556	3139	3233	3358	3183
Нагрузки	8369,4	8500,3	8627,2	8752,2	8877,3	8975,8	9074,3	9172,9	9271,4
Дефицит мощности, покрываемый котельными	5906,4*	6052,2*	6279,2*	6284,2*	6131,3*	6646,8*	6651,3*	6624,9*	7034,4*
	5221,4	5367,3	5594,2	5474,2	5321,3	5836,8	5841,3	5814,9	6088,4
% участия котельных	70,57*	71,20*	72,78*	71,8*	69,07*	74,05*	75,30*	72,22*	75,87*
	62,39	63,14	64,84	62,55	59,94	65,03	64,37	63,39	65,67

Вариант 4. Ввод блока ПГУ 400 МВт на Автозаводской ТЭЦ с сохранением в работе оборудования 3 и 4 очередей без строительства, условно названной, Саратовской ТЭЦ, рекомендованной Генпланом. Исходя из складывающегося дефицита по располагаемой тепловой мощности и мощности нетто в Сорновском районе, вывод турбин №1 и №2 Сорновской ТЭЦ можно рассматривать не ранее 2028 года, при этом необходим кроме двух энергоблоков ввод двух паровых котлов Е-160 в 2017 и в 2019 году.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» в письме от 06.09.2012 №6025 указало, что вывод из эксплуатации основного оборудования ТЭЦ-2 планируется в 2015 г., а ввод в эксплуатацию ПГУ-400 в 2015 г. с увеличением установленной мощности до 880 МВт.

В соответствии с представленными документами о намерении владельца сохранять в работе основное оборудование Автозаводской ТЭЦ до расчетного периода, вариант 4 был принят в качестве основного.

В таблице 62 приведено изменение тепловой мощности городских ТЭЦ по варианту 4.

Таблица 62 – Изменение тепловой мощности ТЭЦ, вариант 4

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч								
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Сормовская ТЭЦ	Установленная мощность	646	646	646	646	646	646	646	735	735
Автозаводская ТЭЦ	Установленная мощность	2074	2074	2074	2074	2074	2080	2080	2080	2080
Нижегородская ТЭЦ	Установленная мощность							420	420	840
Итого с ТЭЦ Московское шоссе	Установленная мощность	2720	2720	2720	2720	2720	2851	3271	3360	3780
Итого по ТЭЦ вариант 4		2720	2720	2720	2720	2720	2851	3271	3360	3780
Итого по ТЭЦ вариант 3		2720	2720	2720	2720	2720	2745	3445	3285	3308

Продолжение таблицы 62

Объект	Изменение	Тепловая мощность, Гкал/ч									
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Сормовская ТЭЦ	Установленная мощность	824	824	824	824	944	944	944	1038	1163	
Автозаводская ТЭЦ	Установленная мощность	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	2080	
Нижегородская ТЭЦ	Установленная мощность	840	840	840	840	840	840	840	840	840	
Итого с ТЭЦ Московское шоссе	Установленная мощность, вариант 4	3994	3994	3994	3994	4114	4114	4114	4208	4333	
Итого с Сартаковской ТЭЦ и ТЭЦ Московское шоссе	Установленная мощность, вариант 3	3148	3148	3133	3033	3278	3556	3139	3233	3358	

Исходя из данных таблицы, без строительства, Сартаковской ТЭЦ и демонтажа оборудования на Автозаводской и Сормовской ТЭЦ располагаемой мощности Автозаводской, Сормовской и ТЭЦ Московское шоссе достаточно для сведения бездефицитного баланса по району не только по установленной, но и по располагаемой мощности и мощности нетто.

В таблице 63 приведен баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 4.

Таблица 63 – Баланс тепловых нагрузок и мощностей по варианту 4

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Мощность ТЭЦ, Гкал/ч	2720	2720	2720	2851	3271	3360	3780
Нагрузки	7395,2	7469,3	7575,3	7682,6	7807,3	7939,1	8080,6
Дефицит мощности, покрываемый котельными	4675,2	4749,3	4855,3	4831,6	4599,3	4579,1	4300,6
% участия котельных	63,22	63,58	64,09	62,89	58,91	57,68	53,22

Продолжение таблицы 63

Год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Мощность ТЭЦ, Гкал/ч	3994	3994	3994	3994	4114	4114	4114	4208	4333
Нагрузки	8238,3	8369,4	8500,3	8627,2	8752,2	8877,3	8975,8	9074,3	9172,9
Дефицит мощности, покрываемый котельными	4244,3	4375,4	4506,3	4633,2	4638,2	4763,3	4861,8	4866,3	4839,9
% участия котельных	51,52	52,28	53,01	53,70	52,99	53,66	54,17	53,63	52,76

По варианту 4 доля участия источников комбинированной выработки тепловой энергии к расчетному сроку возрастает более чем на 9,5%.

ООО «Автозаводская ТЭЦ» в письме №6025 от 06.09.2012 указало, что вывод из эксплуатации основного оборудования ТЭЦ-2 планируется в 2015г., а ввод в эксплуатацию ПГУ-400 в 2015 г. с увеличением установленной мощности до 880 МВт.

Несмотря на кажущееся снижение уровня котельнизации по сравнению с 2013 г. фактически этот показатель будет более, чем на 9% выше (см. нижнюю строку таблицы 63), в связи с тем, что 840 Гкал/ч из 2080 Гкал/ч на Автозаводской ТЭЦ покрывается водогрейными котлами, вытесняющими 810 Гкал/ тепла, которое смогли бы вырабатывать новые ТЭЦ комбинированным способом с меньшими (лучшими) значениями показателей удельного расхода топлива.

По принятому варианту мощность новых агрегатов будет составлять 400 МВт или 45 % от установленной мощности ТЭЦ, что скажется на объеме конкурентного отбора мощности.

Начиная с 2016-2017 года, предлагается осуществлять дополнительный ввод мощностей комбинированной выработки электроэнергии и тепла с одновременным дальнейшим снижением уровня котельнизации до 50%, на базе крупных котельных, предусмотренных решениями Генерального плана г. Нижний Новгород. Исходя из сохранения тепловой мощности Автозаводской ТЭЦ, начало строительства новых котельных предлагается начинать, сообразуясь с необходимостью ввода в этот период дополнительных генерирующих электромощностей и реальным ростом тепловых нагрузок.

Годовой отпуск тепла ТЭЦ приведен в таблице 64.

Таблица 64 – Годовой отпуск тепла ТЭЦ, тыс. Гкал

Объект	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Сормовская ТЭЦ	1118	1140	1163	1186	1210	1246	1258	1323	1336
Автозаводская ТЭЦ	3210	3274	3306	3338	3371	3381	3415	3449	3482
Нижегородская ТЭЦ	-	-	-	-	-	-	756	794	1512
ТЭЦ Московское шоссе	-	-	-	-	-	250	250	250	450
Итого по ТЭЦ	4328	4414	4469	4524	4581	4877	5679	5816	6780

Продолжение таблицы 64

Объект	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Сормовская ТЭЦ	1483	1498	1513	1527	1699	1716	1733	1868	2093
Автозаводская ТЭЦ	3516	3550	3584	3618	3651	3685	3719	3753	3787
Нижегородская ТЭЦ	1557	1572	1588	1603	1618	1633	1648	1663	1678
ТЭЦ Московское шоссе	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Итого по ТЭЦ	7006	7070	7135	7198	7418	7484	7550	7734	8008

Стоимостные показатели демонтажа и ввода энергетического оборудования (котлы, турбины) на Автозаводской, Сормовской ТЭЦ и ТЭЦ Московское шоссе приведены в таблице 65.

Баланс электрических нагрузок и мощности при строительстве новых ТЭЦ

Баланс электрических нагрузок и мощности города Нижнего Новгорода представлен в таблице 66. Динамика изменения электрической нагрузки и мощности города Нижнего Новгорода на расчетный срок до 2030 года представлена на рисунке 14.

Баланс выработки и потребления электроэнергии города Нижнего Новгорода на первую очередь до 2019 года и на расчетный срок до 2030 года представлен в таблице 67. Динамика выработки и потребления электроэнергии города Нижнего Новгорода на расчетный срок до 2030 года представлена на рисунке 15.

Таблица 65 – Финансовые потребности на реконструкцию Автозаводской, Сормовской ТЭЦ и ТЭЦ Московское шоссе

Наименование работ/статьи затрат	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Всего с 2012-2027 гг.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18
Автозаводская ТЭЦ (1*ПГУ-400 в 2016 г.)																	
ПИР и ПСД, млн. руб.	845,86																845,86
Оборудование, млн. руб.		5760,0															5760,00
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.		2772,0	5148,0														7920,00
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.				720,0													720,00
Всего капитальные затраты, млн. руб.	845,86	8532,0	5148,0	720,0													15245,86
НДС, млн. руб.	152,25	1535,7	926,64	129,6													2744,25
Всего смета проекта, млн. руб.	998,11	10067,7	6074,6	849,6													17990,11
Автозаводская ТЭЦ (Демонтаж котлов № 6, № 7, № 8, № 9 в 2015 г.)																	
ПИР и ПСД, млн. руб.		3,24															3,24
Оборудование, млн. руб.			35,62														35,62
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.				19,43													19,43
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.				9,72													9,72
Всего капитальные затраты, млн. руб.		3,24	55,05	9,72													68,01
НДС, млн. руб.		0,58	9,91	1,75													12,24
Всего смета проекта, млн. руб.		3,82	64,96	11,46													80,25
Автозаводская ТЭЦ (Демонтаж турбин № 3, № 4, № 5, № 6 в 2015 г.)																	

Продолжение таблицы 65

1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18
ПИР и ПСД, млн. руб.		2,20															2,20
Оборудование, млн. руб.			24,17														24,17
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.				13,18													13,18
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.				6,59													6,59
Всего капитальные затраты, млн. руб.		2,20	37,35	6,59													46,14
НДС, млн. руб.		0,40	6,72	1,19													8,31
Всего смета проекта, млн. руб.		2,59	44,08	7,78													54,45
Автозаводская ТЭЦ (Замена элементов поверхностей нагрева котлов № 10, № 11, № 12, № 13, № 14, № 15 в 2013,2014,2015,2016, 2017 г., 2018г., 2020 г.		100	60	71	60	2	76		51								420,00
Автозаводская ТЭЦ (Замена элементов поверхностей нагрева водогрейных котлов № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, №7, №8 в 2012г., 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 г.	22	27	27	41	27	27											171,00
Автозаводская ТЭЦ (Замена ЦВД, ПВД, паропроводов турбин № 7, № 8, № 9 в 2015 г., 2018 г., 2017 г.)				600		600	600										1800,00
Автозаводская ТЭЦ (Замена ЦВД, ПВД, паропроводов турбин №			600					600		600							1800,00

Продолжение таблицы 65

1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18
10, № 11, № 12 в 2014 г., 2019 г., 2021 г.)																	
Всего по ТЭЦ млн. руб.	22	132,19	600	747,33	87,00	629,0	676,0	600,0	51,0	600,0							4364,04
Сормовская ТЭЦ (Демонтаж турбины № 3, в 2026 г.)																	
ПИР и ПСД, млн. руб.														1,45			1,45
Оборудование, млн. руб.															11,60		11,60
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.															15,95		15,95
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.																1,45	1,45
Всего капитальные затраты, млн. руб.														1,45	27,55	1,45	30,45
НДС, млн. руб.														0,26	4,96	0,26	5,48
Всего смета проекта, млн. руб.														1,71	32,51	1,71	66,38
Сормовская ТЭЦ (Ввод ПТ-140 + 2*420 т/ч в 2023 г.)																	
ПИР и ПСД, млн. руб.									459,6							1,71	459,63
Оборудование, млн. руб.										1619,5	694,0						2313,59
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.												3181,1					3181,19
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.												289,2					289,20
Всего капитальные затраты, млн. руб.									459,6	1619,5	3875,26	289,2					6243,61
НДС, млн. руб.									82,73	291,5	697,5	52,06					1123,85
Всего смета проекта, млн. руб.									542,3	1911,0	4572,8	341,2					7367,46
Сормовская ТЭЦ (2*Е-160 т/ч в 2025 г.)																	
ПИР и ПСД, млн. руб.												111,0					111,02
Оборудование, млн. руб.													277,5				277,56

Продолжение таблицы 65

1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.													760,2				760,26
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.														168,9			168,95
Всего капитальные затраты, млн. руб.												111,0	1037,8	168,9			1317,79
НДС, млн. руб.												19,98	186,8	30,41			237,20
Всего смета проекта, млн. руб.												131,0	1224,6	199,3			1554,99
Сормовская ТЭЦ (Ввод Т-185 + 3*420 т/ч в 2026 г.)																	
ПИР и ПСД, млн. руб.											454,1						454,08
Оборудование, млн. руб.												1599,9	685,69				2285,62
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.													3142,7				3142,73
Прочие и непредвиденные расходы, млн. руб.													3828,4	285,70			285,70
Всего капитальные затраты, млн. руб.											454,08	1599,9	689,12	285,70			6168,14
НДС, млн. руб.											81,73	287,99		51,43			1110,26
Всего смета проекта, млн. руб.											535,8	1887,9	4517,5	337,13			7278,41
Всего по ТЭЦ млн. руб.									542,37	1911,0	1071,6	3775,8	4517,5	959,9	32,51	1,71	20724,9
ТЭЦ Московское шоссе (2*ГТУ25+ 2*Е-160) в 2015 г., 2018 г.																	
ПИР и ПСД, млн. руб.			111,0	47,20													158,20
Оборудование, млн. руб.				278,0	369,4	246,2	369,4	246,2									1509,2
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.				380,0	380,0	251,4	251,4	215,4									1478,20
Прочие и непредвиден-						169,0	51,30	51,30									271,60

Продолжение таблицы 65

1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	11	12	13	14	15	16	17	18
ные расходы, млн. руб.																	
Всего капитальные затраты, млн. руб.			111,0	705,2	749,4	666,6	672,1	512,9									3417,20
НДС, млн. руб.			19,98	126,94	134,89	119,99	120,98	92,32									615,10
Всего смета проекта, млн. руб.			130,98	832,14	884,29	786,59	793,08	605,22									7449,5

Таблица 66 – Баланс электрических нагрузок и мощности города Нижний Новгород по варианту 4

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Установленная мощность всего, МВт	930	930	930	930	930	930	1255	1705	1705	2180
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Автозаводская ТЭЦ	580	580	580	580	580	580	880	880	880	880
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	450	450	900
ТЭЦ Московское шоссе	0	0	0	0	0	0	25	25	25	50
Резерв (11%), МВт	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	138,05	187,55	187,55	239,8
Располагаемая мощность за вычетом резерва. Всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1116,95	1517,45	1517,45	1940,2
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1100	1122	1155	1232	1287	1353	1419	1485	1551	1683
Рост, %	-	102	105	112	117	123	129	135	141	153
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	-272,3	-294,3	-327,3	-404,3	-459,3	-525,3	-302,05	32,45	-33,55	257,2
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1100	1128,6	1157,2	1185,8	1214,4	1243	1258,4	1273,8	1289,2	1304,6
Рост, %	-	102,6	105,2	107,8	110,4	113	114,4	115,8	117,2	118,6
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	-272,3	-300,9	-329,5	-358,1	-386,7	-415,3	-141,45	243,65	228,25	635,6
Нижегородская АЭС, МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 66

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность всего, МВт	2180	2180	2180	2180	2320	2320	2320	2395	2505	2505	2505
Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	490	490	490	565	675	675	675
Автозаводская ТЭЦ	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880	880
Нижегородская ТЭЦ	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
ТЭЦ Московское шоссе	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Резерв (11%), МВт	239,8	239,8	239,8	239,8	255,2	255,2	255,2	263,45	275,55	275,55	275,55
Располагаемая мощность за вычетом резерва. Всего, МВт	1940,2	1940,2	1940,2	1940,2	2064,8	2064,8	2064,8	2131,55	2229,45	2229,45	2229,45
Максимальная нагрузка (по материалам Генплана), МВт	1815	1947	2090	2222	2354	2497	2629	2761	2893	3036	3168
Рост, %	165	177	190	202	214	227	239	251	263	276	288
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	125,2	-6,8	-149,8	-281,8	-289,2	-432,2	-564,2	-629,45	-663,55	-806,55	-938,55
Максимальная нагрузка (по данным ОАО «Газпром промгаз»), МВт	1320	1342	1364	1386	1408	1430	1454,2	1478,4	1502,6	1526,8	1551
Рост, %	120	122	124	126	128	130	132,2	134,4	136,6	138,8	141
Избыток(+), Дефицит(-), МВт	620,2	598,2	576,2	554,2	656,8	634,8	610,6	653,15	726,85	702,65	678,45
Нижегородская АЭС, МВт	1150	1150	1150	2300	2300	3450	3450	3450	4600	4600	4600

Таблица 67 – Баланс выработки и потребления электроэнергии г. Нижнего Новгорода по варианту 4

Наименование	2010 факт	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Выработка электроэнергии всего, млн. кВт·ч в том числе:	3588,6	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	4067,0	5642,0	7532,0	7532,0	9527,0
Сормовская ТЭЦ	1147,9	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3279,7	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	2440,7	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	2842,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4208,1	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	0	0	0	0	0	0	0	1890,0	1890,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	0	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200
ТЭЦ Московское шоссе	0	0	0	0	0	0	105	105	105	210
Среднее время использования установленной мощности ТЭЦ Московское шоссе, ч	0	0	0	0	0	0	4200	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн.кВт·ч	8026,9	8318,9	8621,7	8935,6	9260,8	9487,0	9713,7	9945,9	10183,6	10427,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %		3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	2,39	2,39	2,39	2,39
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%.Всего, МВт	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	827,7	1117,0	1517,5	1517,5	1940,2
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4336	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии всего, с учетом резерва мощности, млн. кВт·ч	3 588,60	3 476,34	3 476,34	3 476,34	3 476,34	3 476,34	4 691,19	6 373,29	6 373,29	8 148,84
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-4 438,3	-4 842,6	-5 145,4	-5 459,2	-5 784,5	- 6 010,7	- 5 022,5	- 3 572,6	- 3 810,3	- 2 278,2

Продолжение таблицы 67

Наименование	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Выработка электроэнергии всего, млн. кВт·ч в том числе:	9527,0	9527,0	9527,0	9527,0	10017,0	10017,0	10017,0	10279,5	10664,5	10664,5	10664,5
Сормовская ТЭЦ	1225,0	1225,0	1225,0	1225,0	1715,0	1715,0	1715,0	1977,5	2362,5	2362,5	2362,5
Среднее время использования установленной мощности Сормовской ТЭЦ, ч	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500	3500
Автозаводская ТЭЦ	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0	4312,0
Среднее время использования установленной мощности Автозаводской ТЭЦ, ч	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900
Нижегородская ТЭЦ	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0	3780,0
Среднее время использования установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
ТЭЦ Московское шоссе	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0
Среднее время использования установленной мощности ТЭЦ Московское шоссе, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Потребление электроэнергии всего, млн. кВт·ч	10676,2	10864,1	11055,3	11249,9	11447,9	11649,4	11853,2	12060,7	12271,7	12486,5	12705,0
Среднегодовой темп прироста за пять лет, %	2,39	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
Располагаемая мощность за вычетом резерва 11%.Всего, МВт	1940,2	1940,2	1940,2	1940,2	2064,8	2064,8	2064,8	2131,6	2229,5	2229,5	2229,5
Среднее время использования располагаемой мощности, ч	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
Выработка электроэнергии всего, с учетом резерва мощности, млн. кВт·ч	8 148,84	8 148,84	8 148,84	8 148,84	8 672,16	8 672,16	8 672,16	8 952,51	9 363,69	9 363,90	9 363,90
Сальдо переток, млн. кВт·ч	-2 527,4	-2 715,3	-2 906,5	- 3 101,0	- 2 775,7	- 2 977,2	- 3 181,1	-3 108,1	- 2 908,0	-3 122,6	-3 341,1



Рисунок 14 - Динамика изменения электрической нагрузки и мощности города Нижний Новгород (вариант 4)

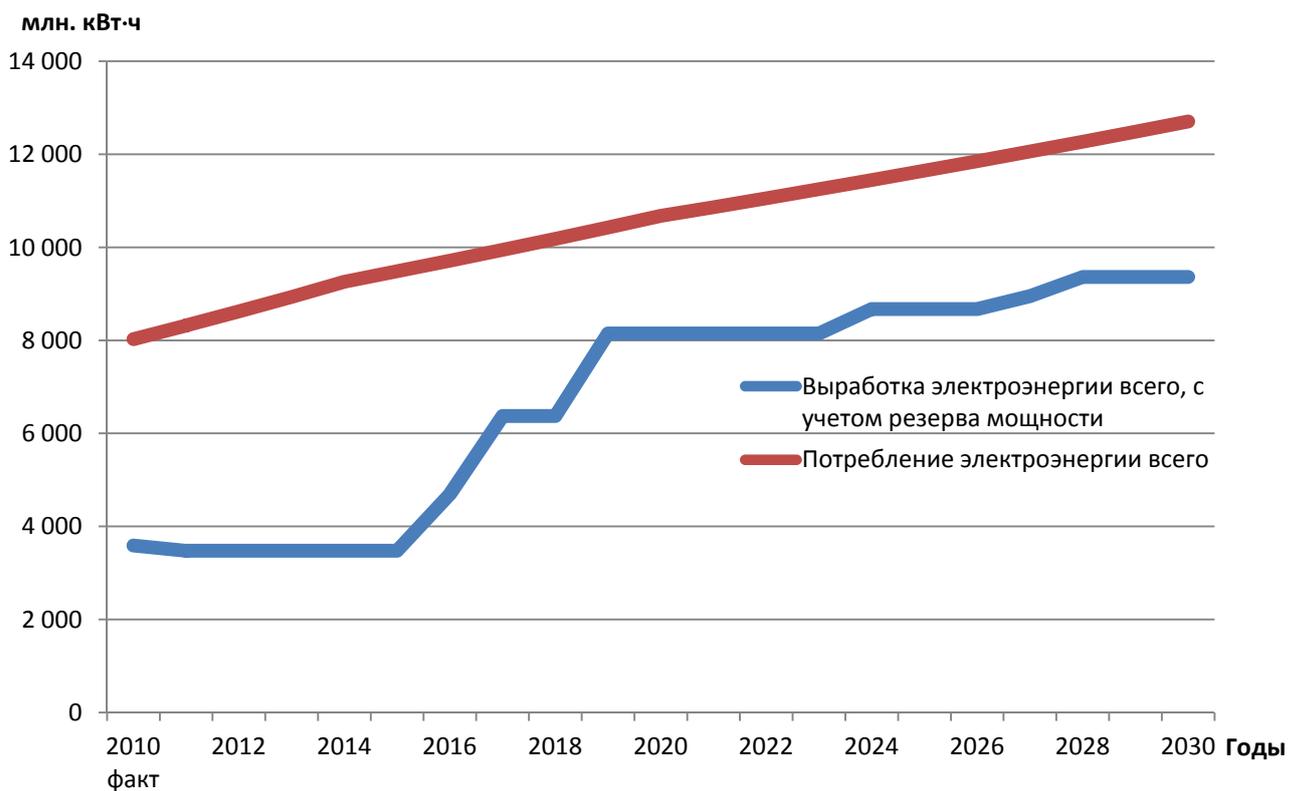


Рисунок 15 – Динамика выработки и потребления электроэнергии города Нижний Новгород на расчетный срок до 2030 года (вариант 4)

8 Обоснование предлагаемых к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на эффективные источники тепловой энергии

8.1 Перевод тепловой нагрузки от котельных на Сормовскую и Автозаводскую ТЭЦ

8.1.1 Выявление неэффективных котельных в зонах действия Сормовской и Автозаводской ТЭЦ

Выявление неэффективных котельных в зоне действия Сормовской ТЭЦ.

В таблице 68 показаны неэффективные котельные в зоне действия Сормовской ТЭЦ.

Таблица 68 – Неэффективные котельные в зоне действия Сормовской ТЭЦ (максимальный радиус действия ТЭЦ – 5,3 км)

Наименование предприятия	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Отдаленность источника от ТЭЦ (радиус), км
Сормовская ТЭЦ (Сормовский район)	ул. Коминтерна, 45	646	0	0	0	150-70 срез 115	1975	35	0
КАНАВИНСКИЙ РАЙОН									
ОАО "Теплоэнерго" 17 Квартал	ул. Куйбышева, 41 а	7,8	8,98	0,06	0	115-70	1959	53	2,8
ОАО "Теплоэнерго"	Московское шоссе, д.15а	19,5	12,87	2,54	0	130-70 срез 115	1968	42	4,37
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Гордеевская, д.61в	12,6	4,85	0,18	0	150-70 излом 70	1975	34	4,4
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Мурашкинская 13	33,2	19,59	1,36	0	130-70 срез 115	1969	34	4,6
ОАО "Теплоэнерго" переключается на котельную Мурашкинская, 13 с 2013 года	Бульвар Мира 4а	3,07	2,51	0	0	95-70	1966	46	4,8
ОАО "Теплоэнерго"	ул. Ив. Романова, 3а	5,54	4,34	0	0	95-70	1966	46	4,9
МОСКОВСКИЙ РАЙОН									
ГП "ОКБМ им. И.И.Африкантова"	Бурнаковский проезд, 15	70,3	7,88	1,54	27	95-70	1968	44	3,4
ОАО "Теплоэнерго"	ул Безрукова 5	14,9	4,28	0,07	0,47	95-70	1960	48	2,8
АО Сорбент	ул. Коминтерна, 2	6	5,45	0	0	95-70	Более 20 лет		1,8
ОАО Волжский хлеб	Сормовск. шоссе 11а	3	2,89	0	0	95-70	Более 20 лет		3,9
ОАО Мир	ул. Шаляпина, 2а	1,6	1,48	0	0	95-70	Более 20 лет		3,5
ООО ДЭК	пр. Героев, 37	7	6,8	0	0	95-70	Более 20 лет		3,4

Выявление неэффективных котельных в зоне действия Автозаводской ТЭЦ

В таблице 69 приведены неэффективные котельные в зоне действия Автозаводской ТЭЦ.

Таблица 69 – Неэффективные котельные в зоне действия Автозаводской ТЭЦ (максимальный радиус действия ТЭЦ – 6,4 км)

Наименование предприятия	Адрес источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Отопление, вентиляция)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (ГВС)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч (Технология)	Температурный график, °С	Год ввода в эксплуатацию котельной, Год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, Лет	Отдаленность источника от (радиус), км
ООО "Автозаводская ТЭЦ" (Автозаводской район)	пр. Ленина, 88	2074	2066	0	0	150-70 срез 115	0	0	0
АВТОЗАВОДСКИЙ РАЙОН									
ООО "Генерация тепла" Больница 40	ул. Героя Смирнова д.71	3,17	1,53	0	0	95-70	1981	31	3,9
ООО "Генерация тепла"	ул. Мончегорская, д.11	10,3	7	0,84	0	95-70	1975	37	4,4
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии" Инфекционная больница №23	пр. Ильича, 54а	1,34	0,47	0,35	0	95-70	1975	37	3,4
Департамент образования МДОУ №43 "Детсад худож.-эстетического развития"	ул. Зенитчиков, 7а	0,5	0,047	0	0	95-70	Более 20 лет		4,25
ГСУ ССЗН "Автозаводский ПНИ"	ул. Космическая, д.38	1,25	1,22	0	0	95-70	Более 20 лет		5,0
ОАО "Колос-3"	ул. Кирова, 1	4	3,24	0	0	95-70	Более 20 лет		1,7

8.1.2 Предложения по выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на Сормовскую и Автозаводскую ТЭЦ

В таблицах 70, 71 приведены котельные, с которых планируется передача тепловых нагрузок соответственно на Сормовскую и Автозаводскую ТЭЦ.

Таблица 70 – Передача тепловой нагрузки на Сормовскую ТЭЦ

Наименование предприятия	Адрес источника	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию котельной, год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Примечание
ОАО "Теплоэнерго" 17 Квартал	ул. Куйбышева, 41 а	7,8	1959	53	С 2018 года вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ОАО "Теплоэнерго"	Московское шоссе, д.15а	19,5	1968	42	С 2027 года вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ОАО "Теплоэнерго"	ул Безрукова 5	14,9	1960	48	С 2013 нагрузка в размере 7,85 Гкал/ч переключается на ТЭЦ
ОАО «Теплоэнерго»	Ул. Гордеевская, д. 61 в	12,6	1975	37	С 2017 года вся нагрузка переключается на Сормовскую ТЭЦ
ГУ НО "Гос. Ветеринарное управление"	Котельная вет-лечебницы, ул. Перова, д.39	0,005	Более 5 лет		С 2012 переключается на ТЭЦ
Итого		54,8			

Таблица 71 – Передача тепловой нагрузки на Автозаводскую ТЭЦ

Наименование предприятия	Адрес источника	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию котельной, год	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Примечание
ООО "Генерация тепла" Больница 40	ул. Героя Смирнова д.71	3,17	1981	31	С 2017 года вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ЗАО "Промышленные компьютерные технологии" Инфекционная больница №23	пр. Ильича, 54а	1,34	1975	37	С 2022 года вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ООО "Генерация тепла"	ул. Львовская, д.7а	2,45	1972	40	С 2017 года вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ОАО "Колос-3"	ул. Кирова, 1	4	Более 20 лет		С 2022 года вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ООО "Генерация тепла"	ул. Мончегорская, д.11	10,3	1975	37	С 2017 вся нагрузка переключается на ТЭЦ
ООО "Генерация тепла"	пос. Мостоотряд, 32 А	5,785	1977	35	С 2017 вся нагрузка переключается на ТЭЦ
Итого		24,6			

8.2 Перевод тепловой нагрузки от котельных на эффективные котельные

8.2.1 Выявление неэффективных котельных и их зон в зонах действия эффективных котельных

В соответствии с частью 2 главы 2 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения были выявлены неэффективные котельные г. Нижнего Новгорода по следующим параметрам:

- предельному сроку службы;
- повышенному удельному расходу топлива на выработку единицы тепловой энергии.

Кроме того, к неэффективным котельным были отнесены котельные, которые еще не были закрыты по рекомендациям разработчиков предыдущей схемы теплоснабжения.

В таблице 72 приведен адресный список неэффективных котельных закрываемых с передачей нагрузок на эффективные источники тепловой энергии (закрытие или перевод в ЦТП).

Таблица 72 – Адресный список неэффективных котельных

№ п/п	Наименование котельной, адрес, телефон.	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч
1	2	3	4
1	Котельная бани №10, ул. Свободы, д.83а	МП "Нижегородские бани"	0,8
2	Котельная ул. Водопроводная, Московское шоссе, д.15а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	19,5
3	Котельная 17 Квартал, ул. Куйбышева, 41а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	9,2
4	Котельная, ул. Конотопская, 4а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	1,25
5	Котельная, ул.Херсонская, д.16а (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	6,4
6	Котельная, ул.Профинтерна, д.7Б (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	0,674
7	Котельная, ул. Ленина, д.22в (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	4,68
8	Котельная "Мостоотряд", пос. Мостоотряд, 32А (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	5,785
9	Котельная Больница №40, ул. Героя Смирнова, д.71а (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	1,378
10	Котельная, ул. Львовская, д.7а (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	2,263
11	Котельная Инфекционной больницы №23, пр. Ильича, д.54а (Автозаводской район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	1,34

Продолжение таблицы 72

1	2	3	4
12.	Котельная булочного цеха, хлебного цеха, пр. Кирова, д.1	ОАО "Колос-3"	3,3
13.	Котельная встроенная, ул. Б. Покровская, д.16 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,7
14.	Котельная, ул. Б. Покровская, д.32 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	4,4
15.	Котельная БОК, ул. Новая, д.13а	МП "Нижегородские бани"	0,8
16.	Котельная встроенная, ул. Генкиной, д.37 (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,81
17.	Котельная, ул. Ванеева, д.63 (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3,98
18.	Котельная, пер. Ткачева, д.2а	ООО "Старгород"	1,2
19.	Котельная Роддом №6, ул. Сутырина, д.19а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	0,38
20.	Котельная крышная, ул. Белинского, д. 62 (Ленинский район)	ООО "Нижегородстрой"	1
21.	Котельная, ул. Архитектурная, д.2д (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	1,81
22.	Котельная, ул. Белинского, д. 61	ООО "Нижегородский завод "Старт"	11
23.	Котельная ул. Заломова, д.5	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,08
24.	Котельная ул.Батумская 5, ул. Углова, д.7	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	11,61
25.	Котельная ул. Бекетова, д.13	Приокский РТС	0
26.	Котельная Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д.1в (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	11,52
27.	Котельная Больница №10, ул. Чонгарская, 43а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	1,36
28.	Котельная, пер. Тургайский, д.3 а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	1,06
29.	Котельная встроенная, пер. Рубо, 3 (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	1
30.	Котельная ул. Кулибина, д.3	ООО "ДДЭФ "Каноз"	3
31.	Котельная ветлечебницы, ул. Перова, д.39	ГУ НО "Гос. Ветеринарное управление"	0,003
32.	Котельная Московское ш., 52	"СТН-Энергосети"	5,9
33.	Котельная ул. Мончегорская, д.11	ООО "Генерация тепла"	7,45
34.	Котельная Очистные сооружения, Артемовские луга	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	37,1
35.	Котельная, больница №35, ул.Республиканская, д.47а (Приокский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,92
36.	Котельная, ул. Нестерова, д.31 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3
37.	Котельная 9 МР Сормово, ул. Базарная, д.6 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	26
38.	Котельная 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д.6б (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	31,8
39.	Котельная 7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д.25 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	32,35
40.	Котельная в/ч 40636, ул. Свободы, д.95	Нижегородская КЭЧ МО РФ	1
41.	Котельная, ул. Гоголя, д.9д (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,16
42.	Котельная, ул.Донецкая, д.9в (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	12,33

Продолжение таблицы 72

1	2	3	4
43.	Котельная ИЗ-52/1, пр. Гагарина, д.26а	ГУИН НО Минюста РФ	11
44.	Котельная школа №90, пер. Общественный, д.6а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	0,33
45.	Котельная депо №2, ул. Сормовское шоссе, д.1б	МП "Нижегородэлектротранс"	0,72
46.	Котельная РЭБ Флота, ул. Правдинская, д.27 (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	4,50
47.	Котельная "Ипподром", ул. Ленина, д.51, корп.10 (Ленинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	15,57
48.	Котельная ул. Тургенева 13, пер. Бойновский, д.9д (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	2,87
49.	Котельная НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д.22е (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	2,03
50.	Котельная крышная, ул. Ульянова, д.47 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,54
51.	Котельная пристроенная, ул. Воровского, д.3 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,97
52.	Котельная, наб. В.Волжская, д.18	ГИТО	2,6
53.	Котельная, ул. Нестерова, д.5	Волжская госакадемия водного транспорта	1,8
54.	Котельная корпуса №1-5, ул. Минина, д.28	НГТУ им.Р.Е.Алексеева	2,7
55.	Котельная БОК, ул. Ковалихинская, д.58	МП "Нижегородские бани"	1,3
56.	Котельная, школа №151, ул. Панина, д.10б (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,55
57.	Котельная Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д.8в (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	1,91
58.	Котельная Центра Юннатов, ул. Овражная	Областной Центр развития творчества детей	0,02
59.	Котельная, ул. Республиканская, д.22	Приволжский РЦГМСН ФГУП "Волгагеология"	0,6
60.	Котельная, мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д.9 (Приокский район)	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	30,07
61.	Котельная МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д.Б.Константиново, ул. Борисова, д.40 (Приокский район)	Департамент образования	0,05
62.	Котельная медсклад, ул. Ларина, д.14	ГУЗ НО мед. центр мобрезервов "РЕЗЕРВ"	0,09
63.	Котельная, ул. Белинского, д. 32	ООО "Теплосервис"	0,7
64.	Котельная, ул. Минина, д. 43а	ООО "Теплосервис"	1,5
65.	Котельная крышная, ул. Пожарского, д. 5	ТСЖ "Пожарского, 3"	1,7
66.	Котельная (крышная), ул. Варварская, д. 40а	ООО "ВВСК Жилсервис"	1,46
67.	Котельная крышная, ул. Варварская, д.7	ТСЖ "Черный пруд"	2,5
68.	Котельная, ул. Володарского, д.40	ООО "Стройснабинвест"	1,4
69.	Котельная, ул. Белинского, д.58/60	ТСЖ "Рубин"	1,1
70.	Котельная ФГОУ СПО "НРТК", ул. Студенческая, д. 6	ФГОУ СПО "НРТК"	1,4
71.	Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/1	ТСЖ "Европейский квартал"	1,2
72.	Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/2	ТСЖ "Европейский квартал"	1,2
73.	Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/3	ТСЖ "Европейский квартал"	1,17
74.	Котельная, пос. Ляхово	Областная психоневрологическая больница №1	4,4
75.	Котельная, ул. Ларина, д.19	ОАО МК "Нижегородский"	30
76.	Котельная "Квартал Д", пр. Ленина, 5а (Канавин-	ОАО "Теплоэнерго" Кана-	17,95

Продолжение таблицы 72

1	2	3	4
	ский район)	винский РТС	
77.	Котельная, ул. Памирская, 11 (Ленинский район)	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	28,93
78.	Котельная ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д.19	ФГУП "НПП "Полет"	38,9
79.	Котельная станции переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 1946 (Нижегородский район)	ООО "Нижновтеплоэнерго"	120
80.	Котельная, пр. Гагарина, д. 174	ФГУП "Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе"	83,33
81.	Котельная, ул. Пугачева, д.2 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	17,2
82.	Котельная, ул. Металлистов, 4б (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,3
83.	Котельная, ул. Красных Зорь, д.4а (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	11,6
84.	Котельная, ул. Гастелло, д.1а (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	10,77
85.	Котельная, ул. Ивана Романова, д.3а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,89
86.	Котельная кв. "Ржавка", ул. Комарова, д.14Б (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	3,026
87.	Котельная, ул. Премудрова, д.12а (Ленинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	30,38
88.	Котельная, пр. Гагарина, д.156	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	3,68
89.	Котельная, ул. Радистов, д.24	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	7,99
90.	Котельная, ул. Терешковой, д.7	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	14,5
91.	МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д.15	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	16,14
92.	Медицинская Академия, ул. Гагарина, д.70а	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	17,98
93.	Котельная (БМК), ул. Римского-Корсакова, 50 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	5,18
94.	Котельная, ул. Таллинская, д.15в (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	36,19
95.	Котельная, ул. Мурашкинская, 13 (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	22,36
96.	Котельная ул. Люкина, д.6а	ОАО "Теплоэнерго Заречный РТС	7,42
97.	Котельная, пр. Героев, д.13 (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго Заречный РТС	3,6
98.	Котельная, пер. Плотничный, д.11 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	11,95
99.	Котельная БОК, ул. Октябрьской революции, д.62	МП "Нижегородские бани"	1,7
100.	Котельная, бульвар Мира, 4а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	1,9
101.	Котельная, ул. Горького, д.4а Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	2,99
102.	Котельная, ул.Горная, д.13		16,1
103.	Котельная, ул. Московское шоссе, 219а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	3,89
104.	Котельная ул. Краснозвездная, д. 17	ООО "Автобан"	6,3
105.	МОУ ДОД "ДЮСШ по парусному спорту", п. Слуда	Департамент культуры, спорта и молодежной по-	0,05

Продолжение таблицы 72

1	2	3	4
		литики	
106.	Котельная Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д.8а (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	4,8
107.	Котельная, ул. Лесной городок, 6А	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	38,85
108.	Котельная, ул. Архитектурная, д.2б (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	5,10
109.	Котельная, ул. Баранова, д.11 (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	26
110.	Котельная, ул. Чкалова, 9г (собственная зона действия)	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	17,2
111.	Котельная, Высоковская водогрейная котельная, ул. Деловая, д.14 (Нижегородский район)	ООО "Нижновтеплоэнерго"	54,6
112.	Котельная, ул. Конотопская, 5 (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,75
113.	Котельная, ул. Нижегородская, д.29 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3,45
114.	Котельная, ул. Интернациональная, д. 95	ОАО "Мельинвест"	33,8
115.	Котельная "Циолковского, 5", ул. Коперника, д. 1а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	12,6
116.	Котельная Кардиоцентра, ул. Ванеева, д.209б (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нагорный РТС	19,5
117.	Котельная Художественный музей, Кремль, корпус 3-а (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,79
118.	Котельная, ул. Вольская, д.15а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,167
119.	Котельная, ул. Панина, д.19б (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,37
120.	Котельная, ул. Июльских дней, д. 1	ЗАО "Завод специализированных автомобилей"	14,3
121.	Котельная, ул. Климовская, д.86а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	19,6
122.	Котельная Центр Сормово, ул. Энгельса, д.1б (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	10,4
123.	Котельная, ул. Ижорская, д. 25	ФГУ "401 ВГ МВО"	6,3
124.	ул. Гагарина, д.60 корпус 22	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	11
125.	Академия МВД, Анкудиновское шоссе, д.3б	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	12,47
126.	Котельная, отдельностоящая, ул. Родионова, д. 190 Нижегородский район)	Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко Нижегородский РТС	14
127.	Котельная отдельностоящая, пр. Гагарина, д.178б (Приокский район)	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	67,4
128.	Котельная ул. Безрукова, д.5	Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко Нижегородский РТС	8,85
129.	Котельная, ул.Федосеенко, д.89а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	4,22
130.	Котельная в/ч 48422, ул. Планетная	Нижегородская КЭЧ МО РФ	2,75
131.	Котельная, ул. Невельская, 9а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,31

Продолжение таблицы 72

1	2	3	4
132.	Котельная, ул. Завкомовская, д.8 (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	0,829
133.	Котельная, ул. Снежная, д.100б (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	2,479
134.	Котельная, ул.Геройская, д.2а (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	3,798
135.	Котельная школы №16, ул. Ляхова, д.92а (Гнилицы) (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	0,2576
136.	Котельная, ул. Комарова, д.3 (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	1,54
137.	Котельная МДОУ №43 "Детсад худож.-эстетического развития", ул. Зенитчиков, д.7а (Автозаводской район)	Департамент образования	0,50
138.	Котельная школы №145, ул. 19 Линия, д.25а (Н.Доскино) (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	0,2591
139.	Котельная, ул. Родионова, д.28б (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,27
140.	Котельная Дом интернат для престарелых и инвалидов "Зеленый город", к.п. Зеленый город (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,69
141.	Котельная, к.п. Зеленый город	ООО "Санаторий им. ВЦСПС"	4,48
142.	Котельная, Анкудиновское шоссе, д.24	Лесная школа	1,88
143.	Котельная ул. Заслонова, д.20	ООО "Агрокомплекс "Доскино"	118
144.	Котельная, ул. Земляничная, д.1б (Стригино)	Школа №114	0,28
145.	Котельная, к.п. Зеленый город	Пансионат ветеранов войны и труда "Зеленый город"	2,49

8.2.2 Предложения по выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации неэффективных котельных при передаче тепловых нагрузок на эффективные котельные

В таблице 73 приведены предложения по закрытию неэффективных котельных по годам.

Таблица 73 – Предложения по закрытию неэффективных котельных

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч																	Примечание	
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
1	Котельная бани №10, ул. Свободы, д. 83а	МП "Нижегородские бани"	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Союзный, 43
2	Котельная ул. Водопроводная, Московское шоссе, д. 15а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	0	Закрытие с переключением на Сормовскую ТЭЦ
3	Котельная 17 Квартал, ул. Куйбышева, 41а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на Сормовскую ТЭЦ
4	Котельная, ул. Конотопская, 4а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Конотопская 5
5	Котельная, ул. Херсонская, д. 16а (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Ленинскую
6	Котельная, ул. Профинтерна, д. 7Б (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Архитектурную, 2Д
7	Котельная, ул. Ленина, д. 22в (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Академика Баха
8	Котельная "Мостоотряд", пос. Мостоотряд, 32А (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	5,785	5,785	5,785	5,785	5,785	5,785	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на Автозаводскую ТЭЦ
9	Котельная Больница №40, ул. Героя Смирнова, д. 71а (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	1,378	1,378	1,378	1,378	1,378	1,378	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением Автозаводскую ТЭЦ
10	Котельная, ул. Львовская, д. 7а (Автозаводской район)	ООО "Генерация тепла"	2,263	2,263	2,263	2,263	2,263	2,263	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением Автозаводскую ТЭЦ
11	Котельная Инфекционной больницы №23, пр. Ильича, д. 54а (Автозаводской район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением Автозаводскую ТЭЦ
12	Котельная булочного цеха, хлебного цеха, пр. Кирова, д. 1	ОАО "Колос-3"	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на Автозаводскую ТЭЦ
13	Котельная встроенная, ул. Б. Покровская, д. 16 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
14	Котельная, ул. Б. Покровская, д. 32 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
15	Котельная БОК, ул. Новая, д. 13а	МП "Нижегородские бани"	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
16	Котельная встроенная, ул. Генкиной, д. 37 (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
17	Котельная, ул. Ванеева, д. 63 (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3,98	3,98	3,98	3,98	3,98	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
18	Котельная, пер. Ткачева, д. 2а	ООО "Старгород"	1,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
19	Котельная Роддом №6, ул. Сутырина, д. 19а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	Котельная крышная, ул. Белинского, д. 62	ООО "Нижегородстрой"	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
21	Котельная, ул. Архитектурная, д. 2д (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	1,81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с подключением с 2017 на котельную Архитектурный 2б
22	Котельная, ул. Белинского, д. 61	ООО "Нижегородский завод "Старт"	11	11	11	11	11	11	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
23	Котельная ул. Заломова, д. 5	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Нижегородская, 29
24	ул. Батумская 5, ул. Углова, д. 7	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	11,61	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Батумская, 7б
25	ул. Бекетова, д. 13		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
26	Котельная Квартал Энгельса, ул. Энгельса, д. 1в (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	11,52	11,52	11,52	11,52	11,52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Центр Сормово, Энгельса, д. 1б
27	Котельная Больница №10, ул. Чонгарская, 43а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	1,36	1,36	1,36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Ленина, 5а

Продолжение таблицы 73

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
28	Котельная, пер. Тургайский, д. 3 а (Канавинский район)	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1,06	1,06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Июльских дней, 1
29	Котельная встроенная, пер. Рубо, 3 (Канавинский район)	ОАО «Теплоэнерго» Канавинский РТС	1,00	1,00	1,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Ленина, 5а
30	Котельная ул. Кулибина, д. 3		3,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ
31	Котельная ветлечебницы, ул. Перова, д. 39		0,003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на Сормовскую ТЭЦ
32	Котельная фабрика «Рекорд», ул. Гордеевская, д. 61 в	ОАО «Теплоэнерго»	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на Сормовскую ТЭЦ
33	Котельная ул. Мончегорская, д. 11		7,45	7,45	7,45	7,45	7,74	7,74	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на Автозаводскую ТЭЦ
34	Котельная, больница №35, ул. Республиканская, д. 47а (Приокский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на котельную Звенигородский пр.8а
35	Котельная, ул. Нестерова, д. 31 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Закрытие с переключением на НТЦ

В таблице 74 приведены предложения по котельным, подлежащим реконструкции с заменой основного оборудования на современное оборудование без существенного изменения установленной тепловой мощности.

В таблице 75 приведены предложения по котельным, подлежащим реконструкции с увеличением установленной мощности.

В таблице 76 приведены предложения по котельным, подлежащим реконструкции с уменьшением установленной мощности.

В таблице 77 приведены предложения по котельным, подлежащим замещению БМК.

В таблице 78 приведены предложения по строительству новых котельных.

В таблице 79 приведены предложения по организации приборного учета тепловой энергии на котельных.

Таблица 74 – Предложения по котельным, подлежащим реконструкции с заменой основного оборудования на современное оборудование без существенного изменения установленной тепловой мощности

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч																
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Котельная 9 МР Сормово, ул. Базарная, д. 6 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
2	Котельная 7 МР Сормово №1, ул. Гаугеля, д. 6б (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	31,8	32,1	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4	32,4
3	Котельная 7 МР Сормово №2, ул. Гаугеля, д. 25 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	32,35	32,35	32,35	32,35	32,35	32,35	32,55	32,75	32,95	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15	33,15
4	Котельная в/ч 40636, ул. Свободы, д. 95	Нижегородская КЭЧ МО РФ	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	Котельная, ул. Гоголя, д. 9д (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
6	Котельная, ул. Донецкая, д. 9в (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	12,33	12,33	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
7	Котельная ИЗ-52/1, пр. Гагарина, д. 26а	ГУИН НО Минюста РФ	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
8	Котельная школа №90, пер. Общественный, д. 6а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33
9	Котельная депо №2, ул. Сормовское шоссе, д. 16	МП "Нижегородэлектротранс"	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	Котельная РЭБ Флота, ул. Правдинская, д. 27 (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
11	Котельная "Ипподром", ул. Ленина, д. 51, корп.10 (Ленинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	15,57	15,57	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20	17,20
12	Котельная «Ленинская», ул. Монастырка, д. 5 А	ООО "Автозаводская ТЭЦ"	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360	360
13	Котельная ул. Тургенева 13, пер.Бойновский, д. 9д (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	2,87	2,87	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
14	Котельная НИИ Педиатрии, ул. Семашко, д. 22е (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36	3,36
15	Котельная крышная, ул. Ульянова, д. 47 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
16	Котельная пристроенная, ул. Воровского, д. 3 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	2,06	2,06	2,06
17	Котельная, наб. В.Волжская, д. 18	ГИТО	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
18	Котельная, ул. Нестерова, д. 5	Волжская госакадемия водного транспорта	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	2	2	2	2	2
19	Котельная корпуса №1-5, ул. Минина, д. 28	НГТУ им.Р.Е.Алексеева	2,7	2,7	2,7	2,7	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
20	Котельная БОК, ул. Ковалихинская, д. 58	МП "Нижегородские бани"	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
21	Котельная, школа №151, ул. Панина, д. 10б (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
22	Котельная Инфекционная Больница №2, ул. Барминская, д. 8в (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	1,91	1,91	1,91	1,91	1,91	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68	3,68
23	Котельная Центра Юннатов, ул. Овражная	Областной Центр развития творчества детей	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
24	Котельная, ул. Республиканская, д. 22	Приволжский РЦГМСН ФГУП "Волгагеология"	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
25	Котельная, мкрн. 2 Щербинки, ул. Военных комиссаров, д. 9 (Приокский район)	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30,07	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
26	Котельная МОУ ДОД ДЮЦ "Контакт" д. Б.Константиново, ул. Борисова, д. 40 (Приокский район)	Департамент образования	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
27	Котельная медсклад, ул. Ларина, д. 14	ГУЗ НО мед. центр мобрезервов "РЕЗЕРВ"	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
28	Котельная, ул. Белинского, д. 32	ООО "Теплосервис"	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
29	Котельная, ул. Минина, д. 43а	ООО "Теплосервис"	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	2,15	2,15	2,15	2,15

Продолжение таблицы 74

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
30	Котельная крышная, ул. Пожарского, д. 5	ТСЖ "Пожарского, 3"	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
31	Котельная (крышная), ул. Варварская, д. 40а	ООО "ВВСК Жилсервис"	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46
32	Котельная крышная, ул. Варварская, д. 7	ТСЖ "Черный пруд"	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
33	Котельная, ул. Володарского, д. 40	ООО "Стройснабинвест"	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5
34	Котельная, ул. Белинского, д. 58/60	ТСЖ "Рубин"	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
35	Котельная ФГОУ СПО "НРТК", ул. Студенческая, д. 6	ФГОУ СПО "НРТК"	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
36	Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/1	ТСЖ "Европейский квартал"	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
37	Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/2	ТСЖ "Европейский квартал"	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21	1,21
38	Котельная крышная, ул. Тимирязева, д. 7/3	ТСЖ "Европейский квартал"	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17
39	Котельная, пос. Ляхово	Областная психоневрологическая больница №1	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48
40	Котельная, ул. Ларина, д. 19	ОАО МК "Нижегородский"	30	30	30	30	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
41	Котельная отдельстоящая "Квартал Д", пр. Ленина, 5а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	17,95	17,95	17,95	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
42	Котельная, ул. Памирская, 11 (Ленинский район)	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	28,93	28,93	28,93	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1	39,1
43	Котельная ФГУП НПП "Полет", ул. Заводская, д. 19	ФГУП "НПП "Полет"	38,9	38,9	38,9	38,9	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34	38,34
44	Котельная станции переливания крови (КПСК), ул. Родионова, д. 1946 (Нижегородский район)	ООО "Нижновтеплоэнерго"	120	120	120	120	120	123,9	127,8	131,7	135,6	138,8	141,9	141,3	141,3	141,3	141,3	141,3	141,3
45	Котельная, пр. Гагарина, д. 174	ФГУП "Нижегородский завод им. М.В. Фрунзе"	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33
46	Котельная, ул. Пугачева, д. 2 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	17,2	17,2	17,2	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
47	Котельная, ул. Металлистов, 4б (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
48	Котельная, ул. Красных Зорь, д. 4а (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	11,6	11,6	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
49	Котельная, ул. Гастелло, д. 1а (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	10,77	10,77	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1
50	Котельная, ул. Ивана Романова, д. 3а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	3,89	3,89	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
51	Котельная кв. "Ржавка", ул. Комарова, д. 14Б (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026	3,026
52	Котельная, ул. Премудрова, д. 12а (Ленинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС"	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38	30,38
53	пр. Гагарина, д. 156		3,68	3,68	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
54	ул. Радистов, д. 24		7,99	7,99	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4
55	ул. Терешковой, д. 7	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	15	15	15	15	15	15	15	15	15
56	МР Юго-Запад, ул. 40-лет Победы, д. 15	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	16,14	18	18	18	18	18	18	18	18	18
57	Медицинская Академия, ул. Гагарина, д. 70а	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	17,98	18	18	18	18	18	18	18	18	18
58	Котельная (БМК), ул. Римского-Корсакова, 50 (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18
59	Котельная, ул. Таллинская, д. 15в (Ка-	ОАО "Теплоэнерго Кана-	36,19	36,19	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35

Продолжение таблицы 74

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	навинский район)	винский РТС																	
60	Котельная, ул. Мурашкинская, 13 (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	22,36	22,36	22,36	22,36	22,36	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
61	Котельная ул. Люкина, д. 6а	ОАО "Теплоэнерго Заречный РТС	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	7,42	8	8	8	8	8	8
62	Котельная, пр. Героев, д. 13 (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго Заречный РТС	3,6	3,6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
63	Котельная, пер. Плотничный, д. 11 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	11,95	11,95	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
64	Котельная БОК, ул. Октябрьской революции, д. 62	МП "Нижегородские бани"	1,70	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
65	Котельная, бульвар Мира, 4а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
66	Котельная, ул. Горького, д. 4а Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	2,99	2,99	2,99	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
67	Котельная, ул. Горная, д. 13	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
68	Котельная, ул. Московское шоссе, 219а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	3,89	3,89	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
69	Котельная "Северная", ул. Новикова-Прибоя, д. 18 (Автозаводский район)	ООО "Автозаводская ТЭЦ"	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9	239,9
70	Котельная ул. Краснозвездная, д. 17		6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
71	МОУ ДОД "ДЮСШ по парусному спорту", п. Слуда		0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
72	Котельная Высоковской проезд 39, пер. Звенигородский, д. 8а (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3,41	3,41	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
73	Котельная, ул. Лесной городок, 6А	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	38,85	38,85	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

Таблица 75 – Предложения по котельным, подлежащим реконструкции с увеличением установленной тепловой мощности

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч																
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная, ул. Архитектурная, д. 2б (Ленинский район)	ЗАО "Промышленные компьютерные технологии"	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	5,10	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60	8,60
2	Котельная, ул. Баранова, д. 11 (Московский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	26	26	26	26	26	26	26	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
3	Котельная, ул. Чкалова, 9г (собственная зона действия)	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
4	Котельная, Высоковская водогрейная котельная, ул. Деловая, д. 14 (Нижегородский район)	ООО "Нижновтеплоэнерго"	54,6	54,6	84,6	84,6	84,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6	109,6
5	Котельная, ул. Конопотская, 5 (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
6	Котельная, ул. Нижегородская, д. 29 (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	3,45	3,45	3,45	3,45	3,45	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
7	Котельная, ул. Интернациональная, д. 95	ОАО "Мельинвест"	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	51,0	51,0	51,0	77,8	77,8	77,8	77,8
8	Котельная "Циолковского, 5", ул. Коперника, д. 1а (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	35	35	35	35	35	35
9	Котельная Кардиоцентра, ул. Ванеева, д. 209б (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нагорный РТС	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
10	Котельная Художественный музей, Кремль, корпус 3-а (Нижегородский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
11	Котельная, ул. Вольская, д. 15а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	3,167	3,167	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
12	Котельная, ул. Панина, д. 19б (Советский район)	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
13	Котельная, ул. Июльских дней, д. 1	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
14	Котельная ул. Климовская, д. 86а (Канавинский район)	ОАО "Теплоэнерго Канавинский РТС	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	20	20	20	20	20	40	40	40	40	40	60	60
15	Котельная Центр Сормово, ул. Энгельса, д. 1б (Сормовский район)	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21

Таблица 76 – Предложения по котельным, подлежащим реконструкции с уменьшением установленной тепловой мощности

№ п/п	Наименование котельной, адрес, телефон.	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч																
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная, ул. Ижорская, д. 25	ФГУ "401 ВГ МВО"	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
2	ул. Гагарина, д. 60 корпус 22	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	11	11	11	11	11	11	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
3	Академия МВД, Анкудиновское шоссе, д. 3б	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	12,47	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
4	Котельная, ул. Родионова, д. 190 Нижегородский район)	Нижегородская областная Клиническая больница им. Н.А. Семашко Нижегородский РТС	14	14	14	14	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
5	Котельная, пр. Гагарина, д. 178б (Приокский район)	ОАО "Теплоэнерго" Приокский РТС	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	67,4	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6	Котельная ул. Безрукова, д. 5	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	8,85	8,85	8,85	8,85	8,85	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Таблица 77 – Предложения по котельным, подлежащим замещению БМК

№ п/п	Наименование котельной, адрес	Теплоснабжающая организация	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч																
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная, ул. Федосеенко, д. 89а	ОАО "Теплоэнерго" Заречный РТС	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
2	Котельная в/ч 48422, ул. Планетная	Нижегородская КЭЧ МО РФ	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
3	Котельная, ул. Невельская, 9а	ОАО "Теплоэнерго" Канавинский РТС	3,31	3,31	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
4	Котельная, ул. Завкомовская, д. 8	ООО "Генерация тепла"	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
5	Котельная, ул. Снежная, д. 100б	ООО "Генерация тепла"	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
6	Котельная, ул. Геройская, д. 2а	ООО "Генерация тепла"	3,8	3,8	3,8	3,8	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
7	Котельная школы №16, ул. Ляхова, д. 92а (Гнилицы)	ООО "Генерация тепла"	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
8	Котельная, ул. Комарова, д. 3 (Ленинский район)	ООО "Генерация тепла"	1,54	1,54	1,54	1,54	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72	1,72
9	Котельная МДОУ №43 "Детсад худож.-эстетического развития", ул. Зенитчиков, д. 7а	Департамент образования	0,50	0,50	0,50	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
10	Котельная школы №145, ул. 19 Линия, д. 25а (Н.Доскино)	ООО "Генерация тепла"	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
11	Котельная, ул. Родионова, д. 28б	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,27	0,27	0,27	0,27	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
12	Котельная Дом интернат для престарелых и инвалидов "Зеленый город", к.п. Зеленый город	ОАО "Теплоэнерго" Нижегородский РТС	0,69	0,69	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86
13	Котельная, к.п. Зеленый город	ООО "Санаторий им. ВЦСПС"	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15	5,15
14	Лесная школа, Анкудиновское шоссе, д. 24		1,88	1,88	1,88	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	ООО "Агрокомплекс "Доскино", ул. Заслонова, д. 20 (Строительство БМК 10 МВт для покрытия тепловых нагрузок жилой зоны)		118	118	118	118	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
16	Школа №114, ул. Земляничная, д. 1б (Стригино)		0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
17	Котельная, к.п. Зеленый город	Пансионат ветеранов войны и труда "Зеленый город"	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58

Таблица 78 – Строительство новых котельных

№ п/п	Наименование мероприятия	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Котельная " ИТ-парк Анкудиновка"	0	65,4	65,4	65,4	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7	130,7

Таблица 79 – Предложения по организации приборного учета тепловой энергии на котельных (в таблице указано количество котельных, шт.)

N п/п	Наименование мероприятия	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Организация приборного учета тепловой энергии на котельных ОАО «Теплоэнерго»	33	34														

9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города малоэтажными жилыми зданиями

9.1 Определение зон застройки Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями и плотностью тепловой нагрузки 0,09 Гкал/Га (ЖИ1)

В соответствии с Генеральным планом и его корректировками на территории Нижнего Новгорода имеются зоны застройки малоэтажными зданиями с низкой плотностью тепловой нагрузки ЖИ-1. На рисунке 16 схематично показаны зоны застройки ЖИ-1 г. Нижнего Новгорода. Данные зоны также нанесены на электронную карту.

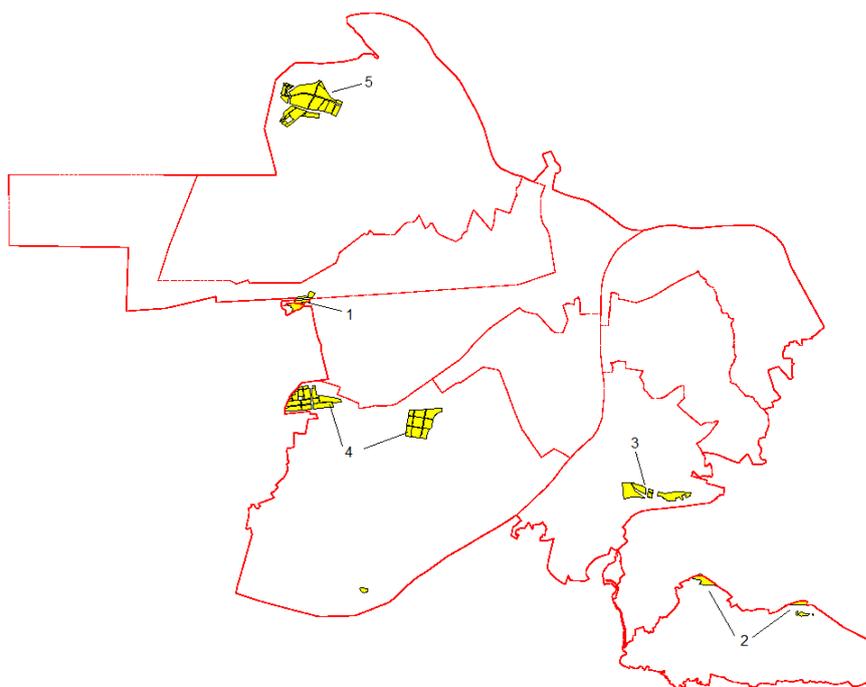


Рисунок 16 - Зоны застройки ЖИ-1 г. Нижнего Новгорода

В таблице 80 приведены характеристики зон застройки ЖИ-1 г. Нижнего Новгорода по теплосетевым районам.

Таблица 80 – Характеристики зон застройки ЖИ-1 г. Нижнего Новгорода по теплосетевым районам.

Административные районы	№ Зоны	Площадь ЖИ1, Га	Теплоплотность Гкал/ч на 1 Га	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Канавинский	1	33,9	0,09	3,1
Нижегородский	2	39,3	0,09	3,5
Приокский	3	94,4	0,09	8,5
Автозаводский	4	260,5	0,09	23,4
Сормовский район	5	260,7	0,09	23,5
Итого		688,8		62,0

9.2 Сравнение технико-экономических показателей систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения в зонах застройки города Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями

Для сравнения технико-экономических показателей систем централизованного и децентрализованного теплоснабжения в зонах застройки города Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями в качестве примера ниже рассмотрены 2 варианта энергоснабжения застройки ЖИ-1 для Приокского района города.

Для расчета принимаем следующее:

- численность населения 4 720 чел.;
- общая площадь поселения 94,4 га;
- количество жилых домов 310, квартир 1180, общая площадь 150 000 м²;

Рассмотрим следующие варианты энергоснабжения:

Вариант 1. Централизованное теплоснабжение осуществляется от центральной газовой котельной (ЦГК), которая обеспечивает тепловую нагрузку отопления вентиляции и горячего водоснабжения поселения. Теплоснабжение жилых и общественных зданий осуществляется от котельной по 4-х трубной тепловой сети. Системы отопления, вентиляции и ГВС подключены через ИТП потребителей. Централизованное электроснабжение (ЦЭС) осуществляется от внешних электрических сетей (ЭС).

Вариант 2. Централизованное электроснабжение поселения осуществляется от внешних электрических сетей. Теплоснабжение жилых и общественных зданий осуществляется с помощью газовых поквартирных теплогенераторов.

В таблице 81 приведены основные технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов энергоснабжения.

Таблица 81 – Техничко-экономические показатели вариантов энергоснабжения.

Показатели/Варианты	Вариант 1	Вариант 2
	ЦГК + Внешние ЭС	Внешние ЭС + теплогенераторы
1	2	3
Расчетная тепловая нагрузка жилой сектор, МВт	6,8	6,8
Расчетная тепловая нагрузка общественных здания, МВт	1,7	1,7
Тепловые потери, МВт	0,68	0
Всего расчетная тепловая нагрузка, МВт	9,18	8,5
Расчетная электрическая нагрузка бытовая, МВт	5,3	5,3
Установленная мощность котельной, МВт	9,46	0,0
Суммарная мощность теплогенераторов, МВт	0	8,5
Суммарная подключенная нагрузка электропотребителей, МВт	5,31	5,31
Удельная стоимость котельной, тыс. руб./кВт	7	0
Удельная стоимость 2-х трубной т/сети, тыс. руб./кВт	1,5	0
Удельная стоимость систем отопления, тыс. руб./кВт	1,5	1,5
Удельная стоимость автономных теплогенераторов, тыс. руб./кВт	0	1,95
Стоимость внутренних систем отопления и ГВС, млн. руб.	13	13
Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	12,75	0
Стоимость котельных, млн. руб.	66,19	0,00
Стоимость автономных теплогенераторов, млн. руб.	0	16,58
Плата за технологическое присоединение к электросетям, руб./кВт	100	100
Итого за присоединение, млн. руб.	0,53	0,53
Мощность ТП, кВА	6300	6300
Требуемое количество ТП, шт	1	1
Стоимость ТП, млн. руб.	80	80
Стоимость ТП, млн. руб.	80	80
Длина воздушных линий (ВЛ), км	10	10
Удельная стоимость ВЛ, млн. руб./км	7	7
Стоимость ВЛ, млн. руб.	70	70
Итого за ТП и ВЛ, млн. руб.	150	150
Итого затраты на оборудование млн. руб.	241,69	179,33
Итого затраты на оборудование + технологическое присоединение, млн. руб.	242,22	179,86
Годовое потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	22,3	22,3
Годовой отпуск теплоты котельной, млн. МДж	107,6	0
Годовой отпуск теплоты теплогенераторами, млн. МДж	0	74,6
Годовое потребление газа котельной, млн. м ³	3,594	0,0
Годовое потребление газа теплогенераторами, млн. м ³	0,0	2,5
Общее годовое потребление газа, млн. м ³	3,594	2,5
Стоимость газа, руб./м ³	3,5	3,5
Стоимость годового потребления газа, млн. руб.	12,6	8,9
Стоимость кВт ч, руб./кВт ч	2,40	2,40
Стоимость внешней электроэнергии, млн. руб.	53,5	53,5
количество персонала, чел	15	5
зарплата, тыс. руб./мес.	20	20
Затраты на зарплату персонала	4,536	1,512
Техническое обслуживание, млн. руб./год	7,25	5,38
Итого эксплуатационные расходы, млн. руб./год	77,9	69,3
Приведенные затраты, млн. руб./год	114,2	96,3

На рисунке 17 представлено сравнение приведенных затрат по рассматриваемым вариантам.

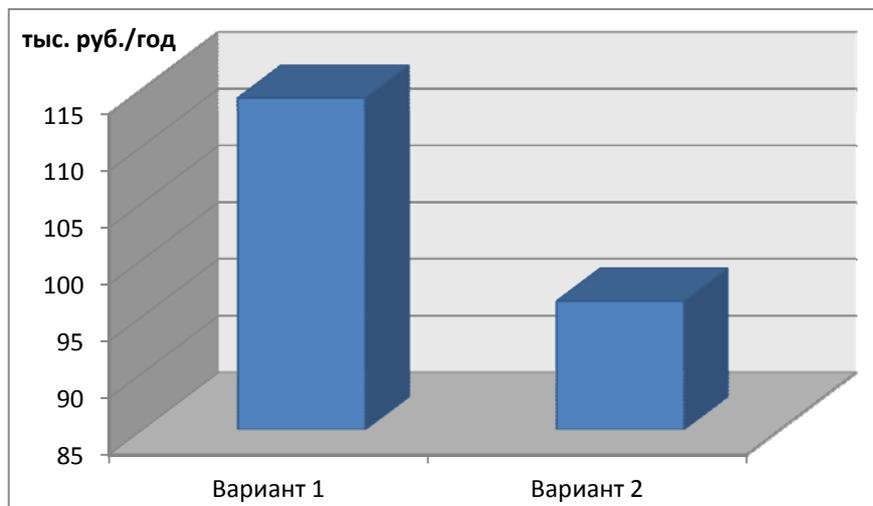


Рисунок 17 - Сравнение приведенных затрат по рассматриваемым вариантам

Из проведенных оценочных расчетов следует, что минимальные затраты соответствуют варианту 2, при котором обеспечение тепловой нагрузки отопления вентиляции и горячего водоснабжения застройки города малоэтажными зданиями производится от поквартирных газовых теплогенераторов, а электроснабжение – от внешних электрических сетей.

В качестве подтверждения в [8] в результате выполненных расчетов были сделаны аналогичные выводы:

1. Основным фактором, определяющим целесообразность применения тех или иных систем теплоснабжения, является плотность населения данного населенного пункта и площадь его селитебной территории.

2. В населенных пунктах с плотностью населения от 0,8 до 1,6 тыс./км², что соответствует 1-3 этажной жилой застройке, экономически целесообразно применение индивидуального теплоснабжения на базе поквартирных генераторов тепла.

3. При больших плотностях населения, начиная с этажности застройки 3 и выше, экономически и экологически целесообразно применение систем централизованного теплоснабжения.

Применение поквартирных систем теплоснабжения с индивидуальными теплогенераторами на природном газе в жилых зданиях является обоснованным и целесообразным, при соблюдении следующих условий:

- в качестве источников теплоты в жилых домах высотой более пяти этажей могут использоваться теплогенераторы на природном газе с закрытой камерой сгорания отечественного или импортного производства, имеющие требуемые по законодательству сертификаты соответствия и разрешения на их применение;
- при проектировании и строительстве необходимо учесть опыт применения технических условий, разработанных ранее для объектов экспериментального строительства, и обеспечить соблюдение требований санитарной, взрывопожарной безопасности и надежности работы систем поквартирного теплоснабжения;
- теплогенераторы должны быть приняты на обязательное техническое обслуживание специализированными эксплуатирующими организациями;
- температура воздуха на лестничных клетках в многоэтажных жилых домах с поквартирными системами теплоснабжения не должна быть ниже плюс 5°С;
- конкретные проектные решения должны быть согласованы с местными органами пожарного, газового и санитарного надзоров.

Применение поквартирных систем теплоснабжения жилых зданий от индивидуальных теплогенераторов на газовом топливе особенно эффективно в районах города, не охваченных теплофикацией, а также при малой теплоплотности застройки.

Современный уровень систем, базирующийся на высокоэффективных теплогенераторах последних поколений с использованием энергосберегающих систем автоматического управления, позволяет существенно сократить удельные расходы топлива и тем самым превзойти существующие сильно изношенные централизованные системы в технико-экономических показателях. При новом строительстве зданий теплофикационные комплексы теоретически могут расходовать топлива на 20-35 % меньше, чем котельные установки, а с учетом человеческого фактора этот показатель может еще улучшиться. Возможность применения системы поквартирного теплоснабжения (СПТ) целесообразно рассматривать через присущие ей достоинства и недостатки.

Достоинства:

- возможность местного более дешевого поквартирного учета расхода теплоты и удобство оплаты его по показаниям приборов учета;
- лучшая адаптация системы теплоснабжения к условиям потребления теплоты конкретного, обслуживаемого объекта, высокая регулируемость и автоматизация в соответствии с потребностями потребителя;

- существенное сокращение потребления газа в силу прямой заинтересованности потребителя в рациональном использовании топлива;
- отсутствие теплопотерь при распределении теплоносителя;
- «индивидуализация» систем отопления в многоквартирных домах сопровождается радикальным сокращением количества стояков, повышением качества теплоснабжения и несомненным сокращением объемов теплопотребления;
 - высокая энергетическая эффективность и, как следствие, экономия газа, которая, в свою очередь, сокращает эмиссию вредных выбросов в атмосферу;
 - отсутствие внешних распределительных систем, и, вследствие этого, исключение потерь теплоты при транспорте теплоносителя;
 - снижение капитальных вложений за счет отсутствия тепловых сетей;
 - возможность переложить затраты на строительство системы теплоснабжения на стоимость жилья (на потребителя) при новом строительстве;
 - возможность реконструкции объектов в городских районах старой и плотной застройки при отсутствии свободных мощностей в ЦТС;
 - удобство технического обслуживания сервисными службами (на одном объекте обслуживается 100-200 однотипных, сравнительно простых теплогенераторов).

Недостатки:

- эксплуатация источника теплоты и всего комплекса вспомогательного оборудования квартирной системы теплоснабжения требует привлечения специализированной организации и соответствующих затрат населения;
- одним из серьезных недостатков в поквартирном отоплении является повышенная пожаровзрывоопасность. Жители квартиры должны соблюдать правила безопасной эксплуатации котлов, включая пенсионеров, инвалидов и детей. Современные газовые настенные котлы с герметичной топкой имеют 5-8 систем защиты и на порядок более безопасны, чем газовые плиты и традиционные газовые колонки, но, тем не менее, требуют определенной культуры эксплуатации.

СПТ, как правило, может использоваться при новом строительстве или реконструкции зданий, ее применение нецелесообразно в зданиях, разработанных для централизованного теплоснабжения. Основными трудностями в этом случае являются:

- необходимость создания системы дымоудаления;

- при организации СПТ необходимо наружные газоходы изготавливать из коррозионно-стойкого металла с теплоизоляцией (это позволяет исключить конденсацию при периодической работе теплогенераторов в холодный период отопительного сезона);

- практически во всех случаях эксплуатации квартирных теплогенераторов в многоэтажном здании их работа будет происходить с переменной нагрузкой. Глубина регулирования мощности теплогенераторов большинства производителей составляет от 40 до 100 %, что обуславливает работу термоблока в режиме "включено-выключено". Поэтому избежать образования конденсата в газоходах, не имеющих эффективной теплоизоляции, при низких температурах наружного воздуха в начале газохода (на нижних этажах) практически невозможно. Дымоход во всех случаях должен быть газоплотным и влагостойким, его необходимо оснащать устройствами сбора и отвода конденсата;

- при поквартирном теплоснабжении в многоэтажном здании для отопления лестничных клеток, временно не используемых квартир и мест общественного пользования требуются специальные технические решения, определяемые конструкцией здания, климатическими условиями и т.д.

Область применения индивидуальных теплогенераторов:

- в поселениях с малой теплоплотностью (0,09 Гкал/ч на 1 Га);
- в поселениях, не охваченных теплофикацией;
- в зонах теплоснабжения, имеющих дефицит тепловой энергии при централизованном теплоснабжении;
- в районах города, где прокладка теплотрасс связана с геологическими или хозяйственными трудностями.

Ниже приведена оценка потребностей (капитальных затрат) по организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями ЖИ-1.

9.3 Оценка финансовых потребностей (капитальных затрат) по организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки города Нижнего Новгорода малоэтажными жилыми зданиями

Во всех зонах застройки (таблица 80) принимается вариант энергоснабжения 2, как наиболее эффективный.

В таблице 82 приведены основные технико-экономические показатели рассматриваемых зон.

Таблица 82 – Технико-экономические показатели зон

Показатели/Варианты	Зона 1	Зона 2	Зона 3	Зона 4 (зона 5 аналогично)
	Площадь 33,9 Га	Площадь 39,3 Га	Площадь 94,4 Га	Площадь 260,5 Га
Расчетная тепловая нагрузка жилой сектор, МВт	3,1	3,5	8,5	23,4
Всего расчетная тепловая нагрузка, МВт	3,1	3,5	8,5	23,4
Расчетная электрическая нагрузка бытовая, МВт	1,9	2,2	5,3	14,7
Суммарная мощность теплогенераторов, МВт	3	4	9	23
Суммарная подключенная нагрузка электропотребителей, МВт	1,907	2,211	5,310	14,653
Удельная стоимость систем отопления, тыс. руб./кВт	1,5	1,5	1,5	1,5
Удельная стоимость автономных теплогенераторов, тыс. руб./кВт	1,95	1,95	1,95	1,95
Стоимость внутренних систем отопления и ГВС, млн. руб.	5	5	13	35
Стоимость автономных теплогенераторов, млн. руб.	6,05	6,83	16,58	45,63
Плата за технологическое присоединение к электросетям, руб./кВт	100	100	100	100
Итого за присоединение, млн. руб.	0,19	0,22	0,53	1,47
Мощность ТП, кВА	2000	2000	6300	25000
Требуемое количество ТП, шт.	2	2	1	1
Стоимость ТП, млн. руб.	5,5	5,5	80	80
Стоимость ТП, млн. руб.	11	11	80	80
Длина ВЛ, км	4	3,0	10,0	3
Удельная стоимость ВЛ, млн. руб./км	2	2	7	7
Стоимость ВЛ, млн. руб.	8	6	70	21
Итого за ТП и ВЛ, млн. руб.	19	17	150	101
Итого затраты на оборудование млн. руб.	29,70	29,08	179,33	181,73
Итого затраты на оборудование + технологическое присоединение, млн. руб.	29,89	29,30	179,86	183,20
Годовое потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	8,0	9,3	22,3	61,5
Годовой отпуск теплоты теплогенераторами, млн. МДж	27,2	30,7	74,6	205,4
Годовое потребление газа теплогенераторами, млн. м ³	0,9	1,0	2,5	7,0
Общее годовое потребление газа, млн. м ³	0,9	1,0	2,5	7,0
Стоимость газа, руб./м ³	3,5	3,5	3,5	3,5
Стоимость годового потребления газа, млн. руб.	3,3	3,7	8,9	24,5
Стоимость кВт ч, руб./кВт ч	2,40	2,40	2,40	2,40
Стоимость внешней электроэнергии, млн. руб.	19,2	22,3	53,5	147,7
количество персонала, чел	4	4	5	13
зарплата, тыс. руб./мес.	20	20	20	20
Затраты на зарплату персонала, млн. руб.	1,21	1,21	1,5	3,9
Техническое обслуживание, млн. руб./год	0,89	0,87	5,38	5,45
Итого эксплуатационные расходы, млн. руб./год	24,6	28,0	69,3	181,6
Приведенные затраты, млн. руб./год	29,1	32,4	96,3	209,1

В таблице 83 приведены финансовые потребности в организацию индивидуального теплоснабжения в зонах малоэтажной застройки ЖИ-1 г. Нижнего Новгорода.

Таблица 83 – Финансовые потребности в организацию индивидуального теплоснабжения в зонах малоэтажной застройки ЖИ-1 г. Нижнего Новгорода

Наименование работ (статьи затрат) ПИР и ПСД	Зона 1	зона 2	Зона 3	Зона 4
Стоимость поквартирных газовых теплогенераторов, млн. руб.	6,05	6,83	16,58	45,63
Стоимость внутренних систем отопления и ГВС, млн. руб.	5	5	13	35
Всего затраты на оборудование, млн. руб.	10,7	12,1	29,3	80,7
Строительно-монтажные и наладочные работы, млн. руб.	8,6	9,7	23,5	64,6
Стоимость проектных работ, млн. руб.	1,2	1,3	3,2	8,7
Всего капитальные затраты, млн. руб.	19,3	21,7	52,8	145,3
Непредвиденные расходы, млн. руб.	0,4	0,4	1,1	2,9
Всего смета проекта, млн. руб.	20,8	23,5	57,0	156,9

Примечание:

Зона 5 аналогична по площади и нагрузке зоне 4 и финансовые потребности зоны 5 будут тождественны финансовым потребностям в организацию индивидуального теплоснабжения зоны 4.

10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории городского округа

На территории города Нижнего Новгорода предполагается развитие и новое строительство производственных мощностей на следующих вновь осваиваемых территориях (таблица 84), расположенных в соответствии со схемой на рисунке 2 главы 2.

Таблица 84 – Характеристики производственных зон нового строительства города Нижнего Новгорода

Обозначение участка	Ориентировочная площадь, га	Тип застройки	Сроки реализации	Ориентировочная потребность в тепловой мощности, Гкал/ч
А-7	53,9	Производственная	2015 - 2029	25,4
К-2	493,8	Производственная	2016 - 2029	60
К-3	83,4	Производственная	2020 - 2029	44,4
М-9	39	Производственная	2013 - 2019	14,9
Ср-3	199,9	Производственная	2014 - 2025	88,9
Ср-7	87,6	Производственная	2015 - 2029	41,2
П-3	78,2	Производственная	2019 - 2029	40,3

В указанных зонах предполагается осуществление централизованного теплоснабжения от существующих и вновь строящихся котельных:

- теплоснабжение зоны А-7 в объеме 25,4 Гкал/ч от котельной «Северная»;
- теплоснабжение зоны К-2 в объеме 60 Гкал/ч от вновь строящейся ТЭЦ «Московское шоссе»;
- теплоснабжение зоны К-3 в объеме 44,4 Гкал/ч от котельной «Интернациональная 95»;
- теплоснабжение зоны М-9 в объеме Гкал/ч от вновь строящейся ТЭЦ «Московское шоссе»;
- теплоснабжение зоны Ср-3 в объеме 88,9 Гкал/ч от Сормовской ТЭЦ;
- теплоснабжение зоны Ср-7 в объеме 41,2 Гкал/ч от вновь строящейся ТЭЦ «Московское шоссе»;
- теплоснабжение зоны П-3 в объеме 40,3 Гкал/ч от Нижегородской ТЭЦ.

11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Обоснованность перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения городского округа определяется подходами расчета приростов тепловых нагрузок и определение на их основе перспективных нагрузок по периодам, определенным техническим заданием на разработку схемы теплоснабжения. Этому расчету посвящена глава 2 настоящего отчета.

При выполнении расчетов по определению перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки, за основу принимались расчетные перспективные тепловые нагрузки в каждом конкретном административном и теплосиловом районе города, состоящем из отдельных систем теплоснабжения, образуемым теплоисточниками.

В таблице (глава 4, приложение Б) указаны значения дефицитов/ избытков установленной/располагаемой тепловой мощности по каждому источнику теплоснабжения, которые входят в теплосиловые районы города Нижнего Новгорода.

В главе 5 указаны балансы теплоносителя в каждой из систем теплоснабжения города.

При составлении баланса тепловой мощностью и тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения по годам с 2012 по 2029 включительно, определяется избыток или дефицит тепловой мощности в каждой из указанных систем теплоснабжения, теплосиловых районов, и города в целом.

Далее определяются решения по каждому источнику теплоснабжения в зависимости от того дефицитен или избыточен тепловой баланс в каждой из систем теплоснабжения. По каждому источнику теплоснабжения принимается индивидуальное решение по перспективе его использования в системе теплоснабжения. Перечень мероприятий, применяемый к источникам теплоснабжения следующий:

- 1) закрытие, в связи с моральным и физическим устареванием источника теплоснабжения и передачей присоединенной тепловой нагрузки другим источникам;

2) реконструкция источника теплоснабжения с увеличением установленной тепловой мощности;

3) техническое перевооружение источника теплоснабжения, с установкой современного основного оборудования на существующую тепловую нагрузку;

4) объединение тепловой нагрузки нескольких источников теплоснабжения с установкой нового источника теплоснабжения;

5) строительство новых источников теплоснабжения, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

В результате применения индивидуальных решений, описанных в главе 4, сбалансирована тепловая мощность источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения г. Нижнего Новгорода с указанием ежегодного (с 2012 года по 2029 год включительно) распределения объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.

12 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплотребляющих установок к системам теплоснабжения нецелесообразно

В законе «О теплоснабжении» [10] появилось определение радиуса эффективного теплоснабжения, который представляет собой максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В [11] в п. 41 (м) после слов «расчет радиусов эффективного теплоснабжения» стоят в скобках слова «зоны действия источников тепловой энергии». Это означает тождественность радиуса эффективного теплоснабжения и зоны действия источника тепловой энергии. Данное обстоятельство подтверждается в [1], где сказано, что в практике разработки перспективных схем теплоснабжения используется вполне адекватное радиусу эффективного теплоснабжения понятие зоны действия источника тепловой энергии.

В [11] дается понятие зоны действия источника тепловой энергии, под которой подразумевается территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Решение задачи о том, нужно или не нужно трансформировать зону действия источника тепловой энергии, является базовой задачей построения эффективных схем теплоснабжения. В [1] также указано, что критерием выбора решения о трансформации зоны является не просто увеличение совокупных затрат, а анализ возникающих в связи с этим действием эффектов и необходимых для осуществления этого действия затрат.

Для оценки затрат применяется методика, изложенная в [12], которая основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителей затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя определяются по формуле:

$$C=Z \times Q \times L, \quad (1)$$

где Q – мощность потребления;

L – протяженность тепловой сети от источника до потребителя;

Z – коэффициент пропорциональности, который представляет собой удельные затраты в системе на транспорт тепловой энергии (на единицу протяженности тепловой сети от источника до потребителя и на единицу присоединенной мощности потребителя).

Для упрощения расчетов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника тепловой энергии будем условно разбивать на несколько крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитаем усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки (L_i) по формуле:

$$L_i = \sum(Q_{зд} \times L_{зд}) / Q_i \quad (2)$$

где i – номер зоны нагрузок;

$L_{зд}$ – расстояние по трассе (либо эквивалентное расстояние) от каждого здания зоны до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$ – присоединенная нагрузка здания;

Q_i – суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны, $Q_i = \sum Q_{зд}$;

Присоединенная нагрузка к источнику тепловой энергии:

$$Q = \sum Q_i \quad (3)$$

Средний радиус теплоснабжения по системе определяется по формуле:

$$L_{ср} = \sum(Q_i \times L_i) / Q \quad (4)$$

Определяется годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии (A), Гкал. При этом:

$$A = \sum A_i \quad (5)$$

где A_i – годовой отпуск тепла по каждой зоне нагрузок.

Среднюю себестоимость транспорта тепла в зоне действия источника тепловой энергии принимаем равной тарифу на транспорт T (руб./Гкал).

Годовые затраты на транспорт тепла в зоне действия источника тепловой энергии, (руб./год):

$$B = A \times T \quad (6)$$

Среднечасовые затраты на транспорт тепла по зоне источника тепловой энергии:

$$C = B / Ч, \quad (7)$$

где Ч – число часов работы системы теплоснабжения в год.

Удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла рассчитываются по формуле:

$$Z = C / (Q \times L_{cp}) = B / (Q \times L_{cp}) \times Ч \quad (8)$$

Величина Z остается одинаковой для всей зоны действия источника тепловой энергии.

Среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон, (руб./ч):

$$C_i = Z \times Q_i \times L_i \quad (9)$$

Вычислив C_i и Z, можно рассчитать для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии разницу в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника.

Подход к расчету радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.

На электронной схеме наносится зона действия источника тепловой энергии с определением площади территории тепловой сети от данного источника и присоединенной тепловой нагрузки.

Определяется средняя плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии (Гкал/ч/Га, Гкал/ч/км²).

Зона действия источника тепловой энергии условно разбивается на зоны крупных нагрузок с определением их мощности Q_i и усредненного расстояния от источника до условного центра присоединенной нагрузки (L_i).

Определяется максимальный радиус теплоснабжения, как длина главной магистрали от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, присоединенного к этой магистрали L_{max} (км) [1].

Определяется средний радиус теплоснабжения по системе L_{cp} .

Определяются удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла $Z = C / (Q \times L_{cp}) = B / (Q \times L_{cp}) \times Ч$

Определяются среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон C_i , руб./ч.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне с учетом расстояния до источника B_i , млн. руб.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне без учета расстояния до источника $B_i^0 = A_i \times T$, млн. руб.

Для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии рассчитывается разница в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника и делаются выводы об эффективности транспорта тепла в ту или иную зону в зависимости от расстояния, о перспективе подключения новой нагрузки, расположенной ближе к источнику тепловой энергии или о строительстве нового источника для покрытия нагрузок.

Определяется радиус эффективного теплоснабжения.

12.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения ТЭЦ

12.1.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения Сормовской ТЭЦ

ТЭЦ расположена в Сормовском районе города. Плотность тепловой нагрузки Сормовской ТЭЦ составляет 0,46 (Гкал/ч)/га.

На рисунке 18 показана расчетная схема Сормовской ТЭЦ.

Для определения радиуса действия ТЭЦ зона ее действия разбита на 4 зоны с определением расстояния от центра зоны до ТЭЦ.

В таблице 85 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 85 – Результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	Сумма
Показатель					
Исходные данные					
Расстояние L_i , км	0	1,2	2,5	3,5	7,2
Мощность Q_i , Гкал/ч	14,63	17,9	100	220,8	353
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	46,816	57,28	320	706,56	1130,7
Расчет с учетом расстояния до источника					
$L_i \times Q_i$, км x Гкал/ч	0	21,48	250	772,8	1044,3
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км					3,0
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.					83258
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	1713	19932	61614	83258
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)					24,91
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	535	6229	19254	26018
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0,000	0,009	0,019	0,027	
Себестоимость транспорта тепла S_i0 , руб./Гкал	0,0	29,9	62,3	87,2	
Расчет без учета расстояния					
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	3447	4218	23564	52029	83258
Годовая разница, тыс. руб.	-3447	-2505	-3632	9585	0

Анализ зоны теплоснабжения ТЭЦ

Максимальный радиус теплоснабжения зоны ТЭЦ составляет 5,4 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 3,0 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 4 зоне превышает принятую себестоимость.

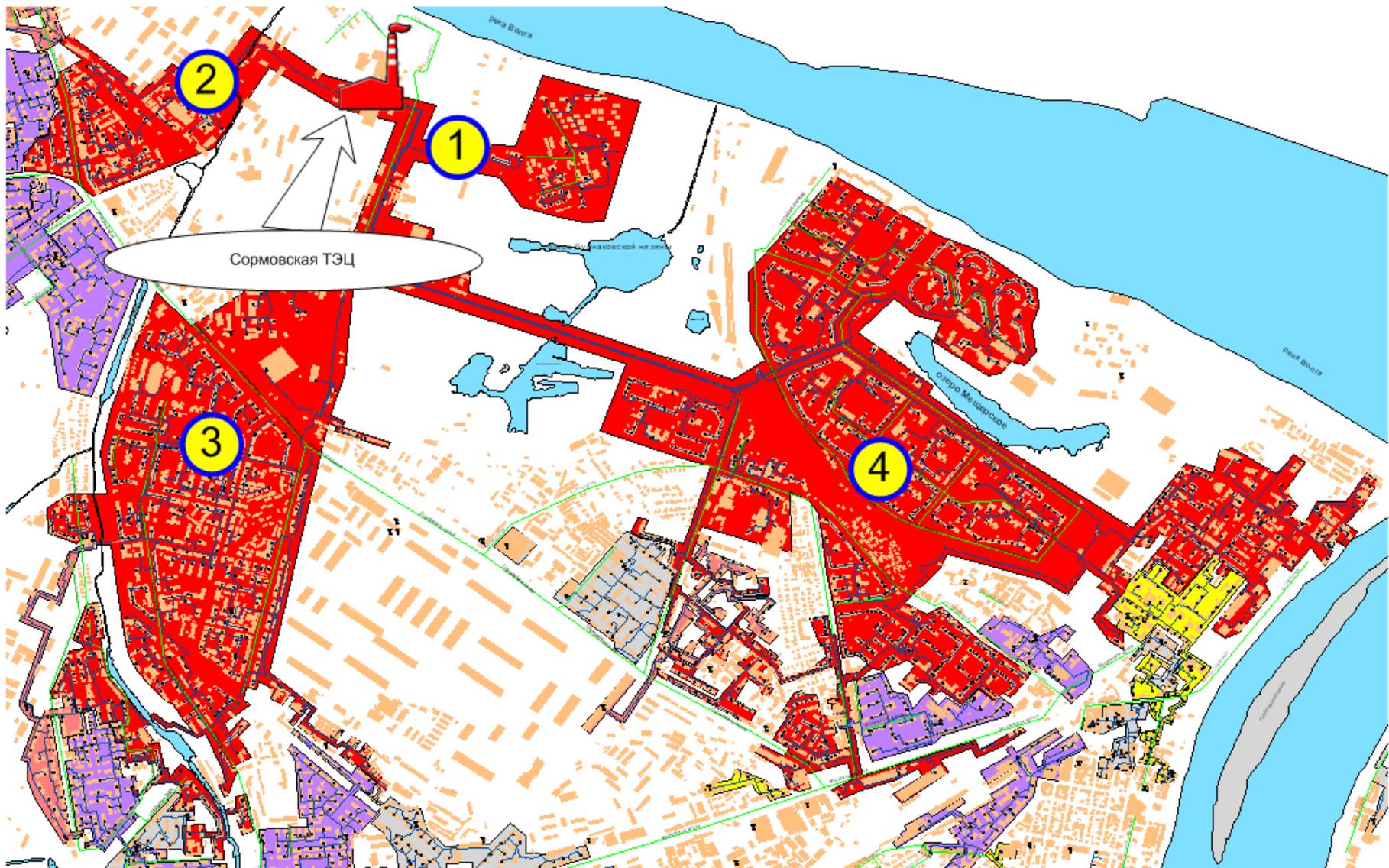


Рисунок 18 – Расчетная схема Сорковской ТЭЦ

12.1.2 Определение радиусов эффективного теплоснабжения Автозаводской ТЭЦ

ТЭЦ расположена в Автозаводском районе города. Плотность тепловой нагрузки Автозаводской ТЭЦ составляет 1,17 (Гкал/ч)/га.

На рисунке 19 показана расчетная схема Автозаводской ТЭЦ.

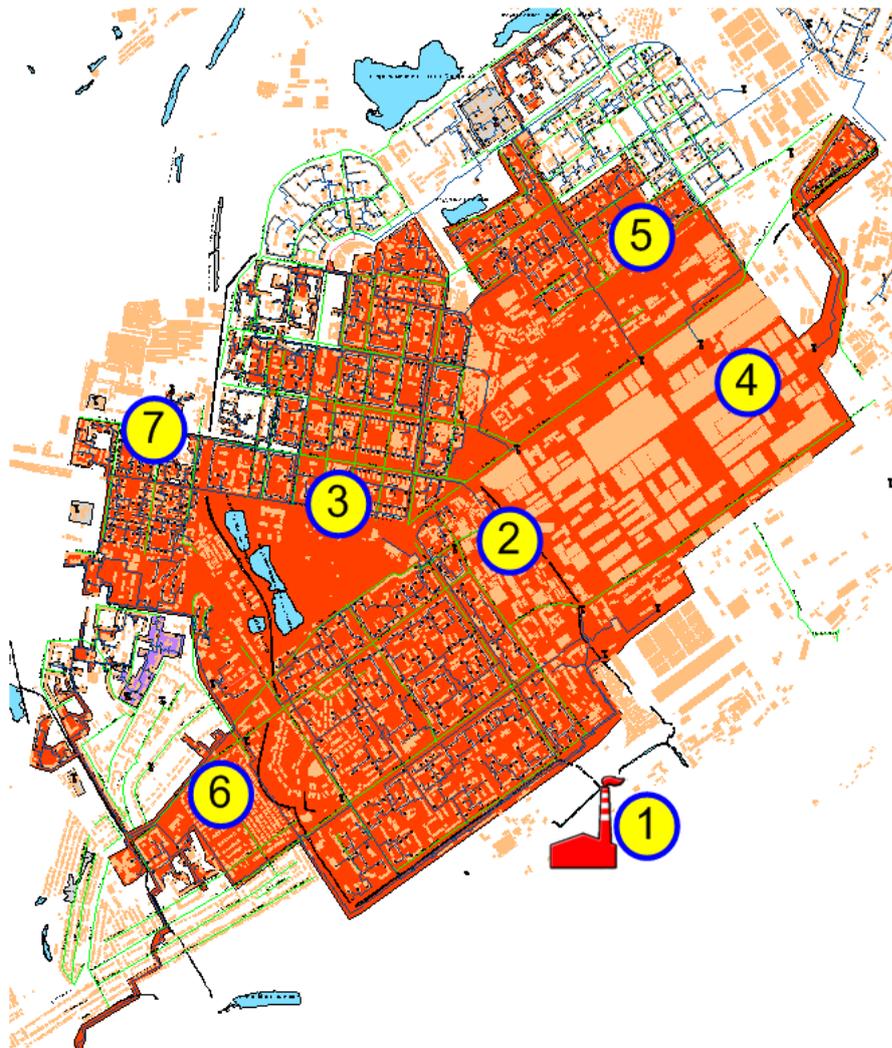


Рисунок 19 – Расчетная схема Автозаводской ТЭЦ

Для определения радиуса действия ТЭЦ зона ее действия разбита на 7 зоны с определением расстояния от центра зоны до ТЭЦ.

В таблице 86 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 86 – Результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	5	6	7	Сумма
Показатель								
Исходные данные								
Расстояние L_i , км	0	2	2,3	2,85	2,9	4,6	4	18,65
Мощность Q_i , Гкал/ч	0	184	230	7	91,5	48	100,3	661
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	0	588,8	736,0	22,4	292,8	153,6	321,0	2114,6
Расчет с учетом расстояния до источника								
$L_i \times Q_i$, км х Гкал/ч	0	368	529	20,0	265,4	220,8	401,2	1804,3
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км								2,7
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.								132245
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	26972	38773	1462	16183	16183	29406	128980
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)хкм)								22,90
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	8429	12116	457	6078	5057	9189	41326
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0,0	0,014	0,016	0,020	0,021	0,033	0,029	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0,0	45,8	52,7	65,3	66,4	105,4	91,6	
Расчет без учета расстояния								
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	0	36824	46030	1401	18312	9606	20073	132245
Годовая разница, тыс. руб.	0	-9851	-7257	61	-2128	6577	9333	

Анализ зоны теплоснабжения ТЭЦ

Максимальный радиус теплоснабжения зоны ТЭЦ составляет 5,8 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 3 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 6, 7 зонах превышает принятую себестоимость.

12.1.3 Определение радиусов эффективного теплоснабжения Нижегородской ТЭЦ

В соответствии с письмом Заместителя Губернатора, заместителя Председателя Правительства Нижегородской области от 11.07.2012 № 209-8370/12-0-1 проводится полномасштабная работа по реализации инвестиционного проекта по строительству Нижегородской ТЭЦ в с. Федяково Кстовского муниципального района Нижегородской области. Реализация данного проекта позволит существенно снизить существующий дефицит генерирующих мощностей в Нижегородской области, а также обеспечить тепловой энергией перспективную жилую застройку в Нагорной части города. Установленная тепловая мощность ТЭЦ – 840 Гкал/ч.

Для определения радиуса действия ТЭЦ зона ее действия разбита на 6 зон с определением расстояния от центра зоны до ТЭЦ:

зона 1 - перспективная застройка территории совхоза «Цветы» и «ИТ парк Акундиновка». Тепловая нагрузка – 148 Гкал/ч. Расстояние до центра зоны – 5,7 км;

зона 2 - перспективная застройка территории Н-7. Тепловая нагрузка – 38 Гкал/ч. Расстояние до центра зоны – 6,2 км;

зона 3 - перспективная застройка территории П-7, П-8, П-9. Тепловая нагрузка – 163 Гкал/ч. Расстояние до центра зоны – 6,0 км;

зона 4 - перспективная застройка территории П-4. Тепловая нагрузка – 68,6 Гкал/ч. Расстояние до центра зоны – 7,8 км;

зона 5 - перспективная застройка территории СВ-1, СВ-4. Тепловая нагрузка – 75,0 Гкал/ч. Расстояние до центра зоны – 9,3 км;

зона 6 - перспективная застройка территории дер. Кузнечиха – дер. Новопокровская. Тепловая нагрузка – 346,2 Гкал/ч. Расстояние до центра зоны – 5,1 км.

В таблице 87 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 87 – Результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне ТЭЦ

№ зоны	1	2	3	4	5	6	Сумма
Показатель							
Исходные данные							
Расстояние L_i , км	5,7	6,2	6	7,8	9,3	5,1	40,1
Мощность Q_i , Гкал/ч	148	38	163	68,6	75	347,4	840
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	473,6	121,6	521,6	219,52	240,0	1111,7	2688,0
Расчет с учетом расстояния до источника							
$L_i \times Q_i$, км х Гкал/ч	843,6	235,6	978	535,08	697,5	1771,7	5061,5
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км							6,0
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.							197937
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	32990	9213	38246	20925	27277	69286	197937
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)							12,22
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	10309	2879	11952	6539	8524	21652	61855
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0,022	0,024	0,023	0,030	0,036	0,019	
Себестоимость транспорта тепла $Si0$, руб./Гкал	69,7	75,8	73,3	95,3	113,7	62,3	
Расчет без учета расстояния							
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	34875	8954	38409	16165	17673	81861	197937
Годовая разница, тыс. руб.	-1885	259	-163	4760	9604	-12575	0

Анализ зоны теплоснабжения ТЭЦ

Максимальный радиус теплоснабжения зоны ТЭЦ составляет 10 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 6,0 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 4 и 5 зонах превышает принятую себестоимость.

12.2 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных

12.2.1 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных Нагорной части

Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных установленной тепловой мощностью свыше 100 Гкал/ч

Центральная Нагорная котельная (Нагорная теплоцентраль, далее НТЦ) расположена по адресу ул. Ветеринарная, д.5. Плотность тепловой нагрузки НТЦ составляет 0,67 (Гкал/ч)/га. На рисунке 20 приведена расчетная схема для определения радиуса эффективного теплоснабжения.

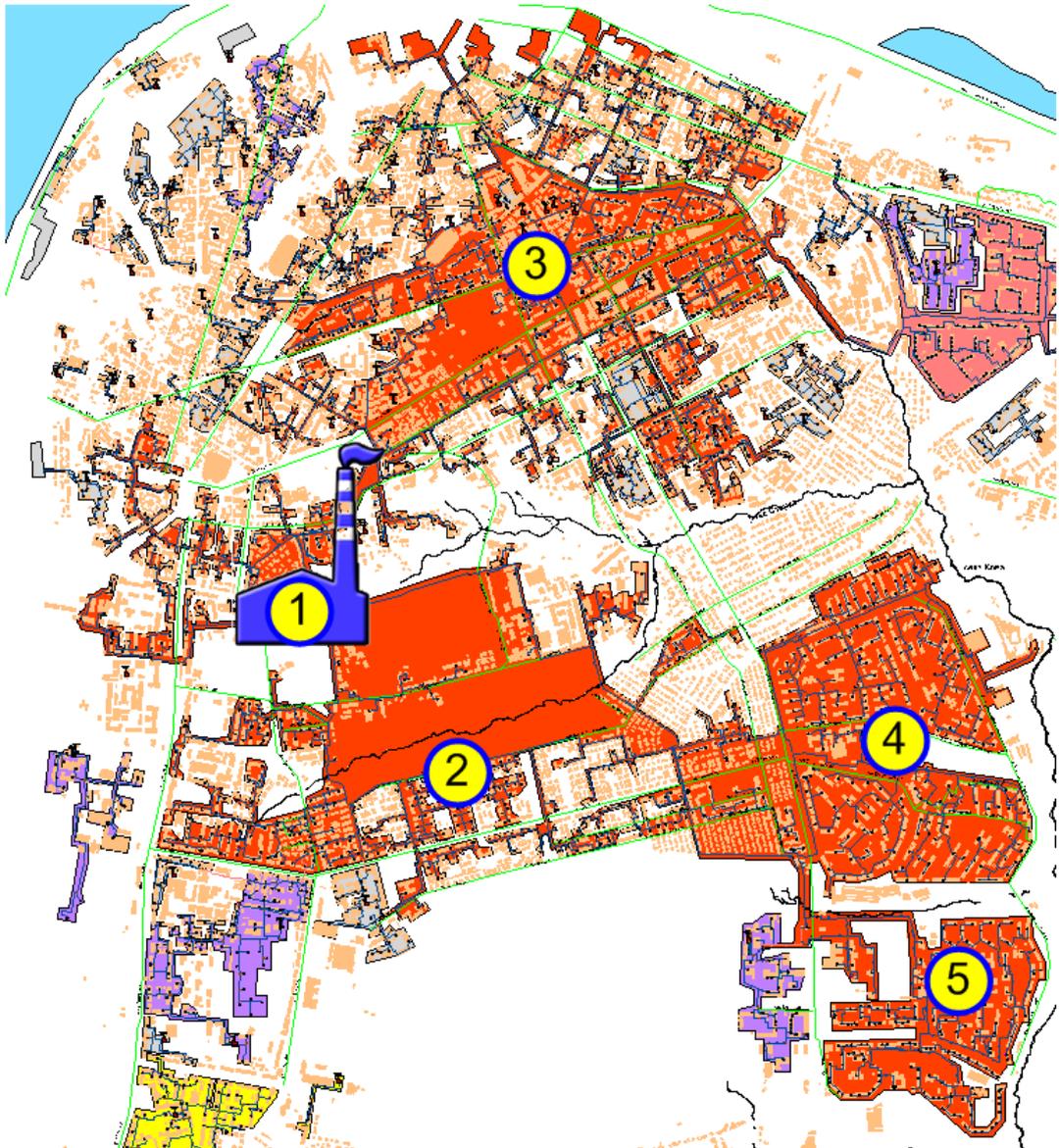


Рисунок 20 – Расчетная схема НТЦ

Условно зона действия котельной НТЦ разбита на 5 зон. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от НТЦ до центра зоны. В таблице 88 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне НТЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 88 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне НТЦ с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	5	Сумма
Показатель						
Исходные данные						
Расстояние L_i , км	0	1,5	2,1	3,1	3,8	10,5
Мощность Q_i , Гкал/ч	75,2	60,2	287	94,6	50	567
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	233,1756	186,6645	889,9121	293,32991	155,0	1758,1
Расчет с учетом расстояния до источника						
$L_i \times Q_i$, км х Гкал/ч	0	90,3	602,7	293,26	190	1176,26
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км						2,1
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.						265036
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	20347	135801	66078	42811	265036
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)						72,67
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	6562	43796	21310	13807	85475
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,035	0,05	0,07	0,09	
Себестоимость транспорта тепла S_{i0} , руб./Гкал	0	109,0	152,6	225,3	276,1	
Расчет без учета расстояния						
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	35151	28140	134154	44219	23372	265036
Годовая разница, тыс. руб.	-35151	-7793	1647	21858	19439	0

Анализ зоны теплоснабжения НТЦ

Максимальный радиус теплоснабжения зоны НТЦ составляет 4,3 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 2,1 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 3, 4 и 5 зоне превышает принятую себестоимость.

Теплоснабжение 5-ой зоны может оказаться убыточной для теплоснабжающей организации, если имеется перспектива подключения новой нагрузки, расположенной ближе к НТЦ.

Вариант развития зоны НТЦ

Закрытие мелких котельных, расположенных в зонах 1...4 и попадающих в оптимальный радиус теплоснабжения с передачей их нагрузки НТЦ, а также подключение новой нагрузки в пределах оптимального радиуса теплоснабжения.

Строительство нового замещающего источника за оптимальным радиусом теплоснабжения, к примеру, в зоне 5 для покрытия нагрузок в этой зоне и возможных перспективных нагрузок рядом.

Котельная станции переливания крови (КСПК) расположена по адресу ул. Родионова, д. 198б. Плотность тепловой нагрузки КСПК составляет 0,84 (Гкал/ч)/га. На рисунке 21 приведена расчетная схема для определения радиусов эффективного теплоснабжения котельных КСПК и Высоковской.

Условно зона действия котельной КСПК разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от НТЦ до центра зоны. В таблице 89 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне КСПК с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 89 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне КСПК с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма
Показатель				
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	0	1,2	1,8	3
Мощность Q_i , Гкал/ч	5,2	13,58	96,7	115,48
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	16,154	42,18679	300,4022	358,7
Расчет с учетом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км \times Гкал/ч	0	16,296	174,06	190,356
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				1,6
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.				53940
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	4618	49323	53940
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч) \times км)				91,22
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	1486	15877	17364
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,035	0,05	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	109,5	164,2	
Расчет без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	2429	6343	45168	53940
Годовая разница, тыс. руб.	-2429	-1725	4154	0

Анализ зоны теплоснабжения КСПК

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 2,7 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 1,6 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 3 зоне превышает принятую себестоимость.

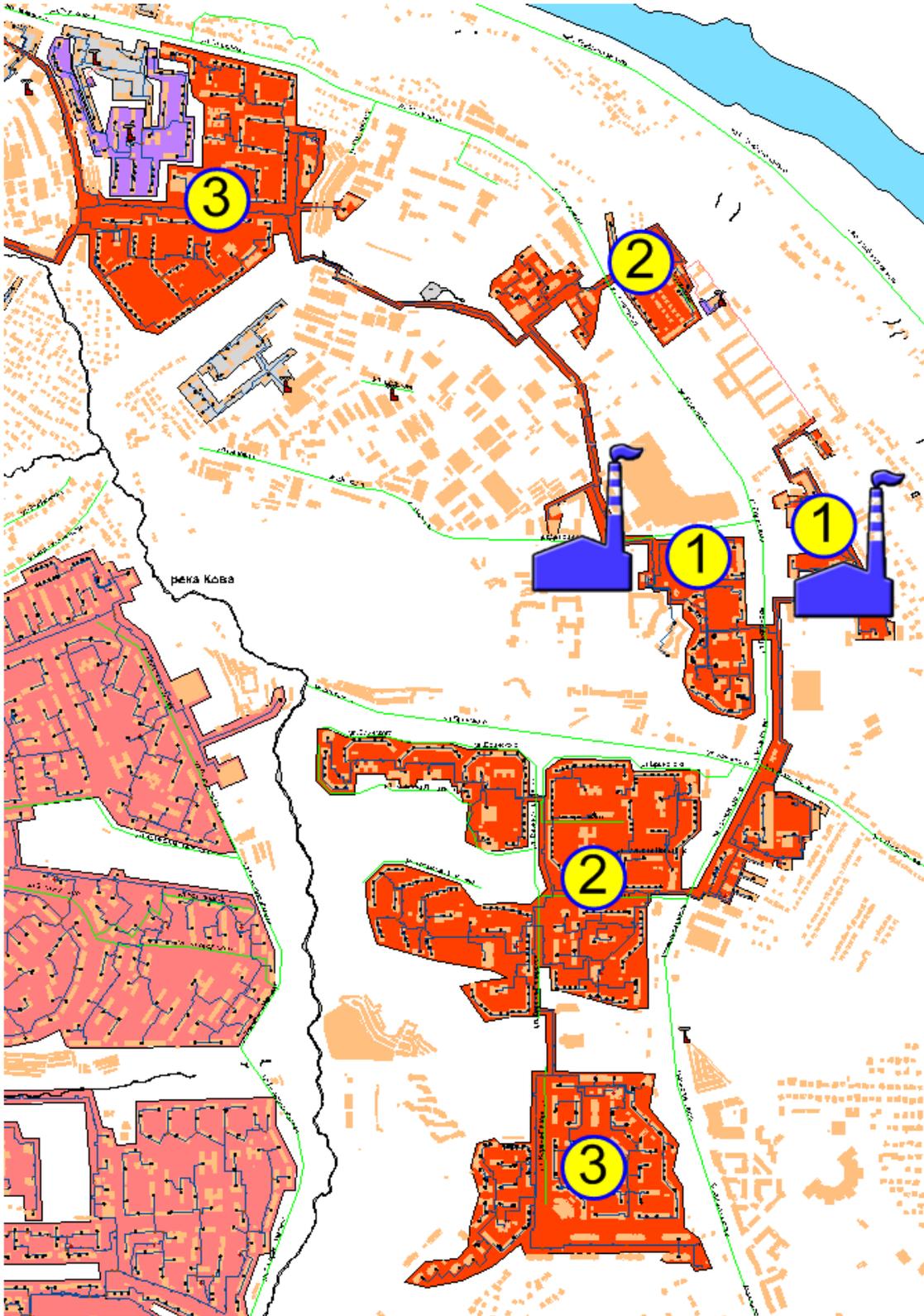


Рисунок 21 – Расчетная схема котельных КСПК и Высоковской

Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных установленной тепловой мощностью от 50 до 100 Гкал/ч

Высоковская водогрейная котельная расположена по адресу ул. Деловая, д. 14. Плотность тепловой нагрузки котельной Высоковской составляет 0,84 (Гкал/ч)/га.

Условно зона действия котельной разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 90 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 90 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма
Показатель				
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	0	0,9	1,65	2,55
Мощность Q_i , Гкал/ч	13,12	9,2	34,8	57,12
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	33,11353	23,21985	87,83162	144,2
Расчет с учетом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	8,28	57,42	65,7
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				1,2
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.				21677
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	2732	18945	21677
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч $/((\text{Гкал/ч}) \times \text{км})$				130,72
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч	0	1082	7506	8589
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,047	0,09	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	117,7	215,7	
Расчет без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	4979	3491	13206	21677
Годовая разница, тыс. руб.	-4979	-759	5738	0

Анализ зоны теплоснабжения Высоковской котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 2 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 1,2 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 3 зоне превышает принятую себестоимость.

Котельная по адресу ул. Гагарина, д.178б.

Тепловая паспортная мощность котельной составляет 73 Гкал/ч. Плотность тепловой нагрузки котельной составляет 0,5 (Гкал/ч)/га. На рисунке 22 приведена расчетная схема для определения радиуса эффективного теплоснабжения котельной.

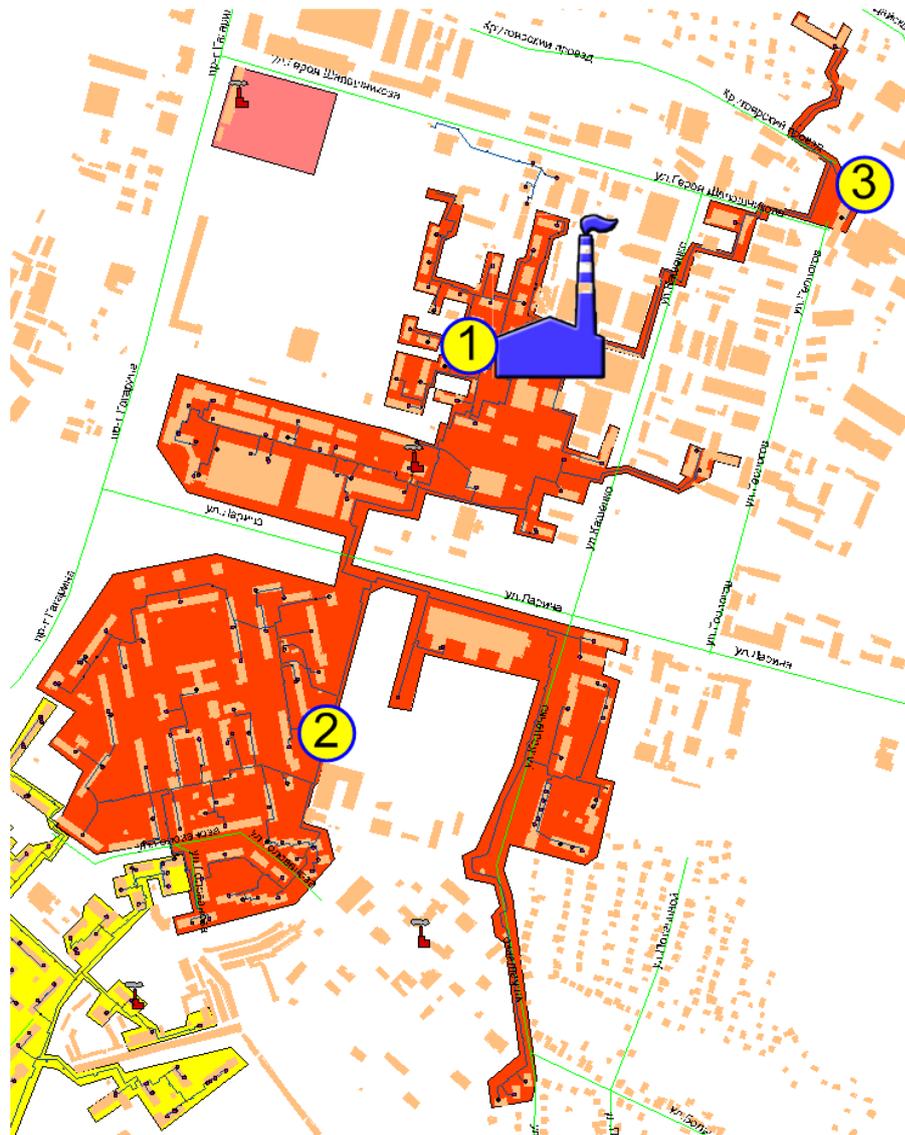


Рисунок 22 – Расчетная схема котельной

Условно зона действия котельной разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 91 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 91 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма
Показатель				
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	0	0,6	1,1	1,7
Мощность Q_i , Гкал/ч	16,4	12,4	1,2	30
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	68,13435	51,51621	4,98544	124,6
Расчет с учетом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км \times Гкал/ч	0	7,44	1,32	8,76
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				0,3
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.				18789
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	15958	2831	18789
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч $/((\text{Гкал/ч}) \times \text{км})$				516,27
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч	0	3841	681	4523
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,075	0,14	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	309,8	567,9	
Расчет без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	10271	7766	752	18789
Годовая разница, тыс. руб.	-10271	8192	2080	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной по адресу ул. Гагарина, д.178б

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,2 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,3 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в зоне 2,3 превышает принятую себестоимость.

12.2.2 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных Заречной части

Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных установленной тепловой мощностью свыше 100 Гкал/ч

Котельная «Северная». Плотность тепловой нагрузки составляет 0,8 (Гкал/ч)/га. На рисунке 23 показана расчетная схема котельной.

Условно зона действия котельной разбита на 4 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 92 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 92 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	Сумма
Показатель					
Исходные данные					
Расстояние L_i , км	0	1,3	3	3	7,3
Мощность Q_i , Гкал/ч	7	23,6	16,4	35,4	82,4
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	22,4017	75,52573	52,48398	113,2886	263,7
Расчет с учетом расстояния до источника					
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	30,68	49,2	106,2	186,08
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км					2,3
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.					37973
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	6261	10040	21672	37973
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)					63,77
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	1956	3137	6772	11866
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,026	0,06	0,06	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	82,9	191,3	191,3	
Расчет без учета расстояния					
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	3226	10876	7558	16314	37973
Годовая разница, тыс. руб.	-3226	-4615	2482	5358	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной Северной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 3,6 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 2,3 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 3 и 4 зонах превышает принятую себестоимость.

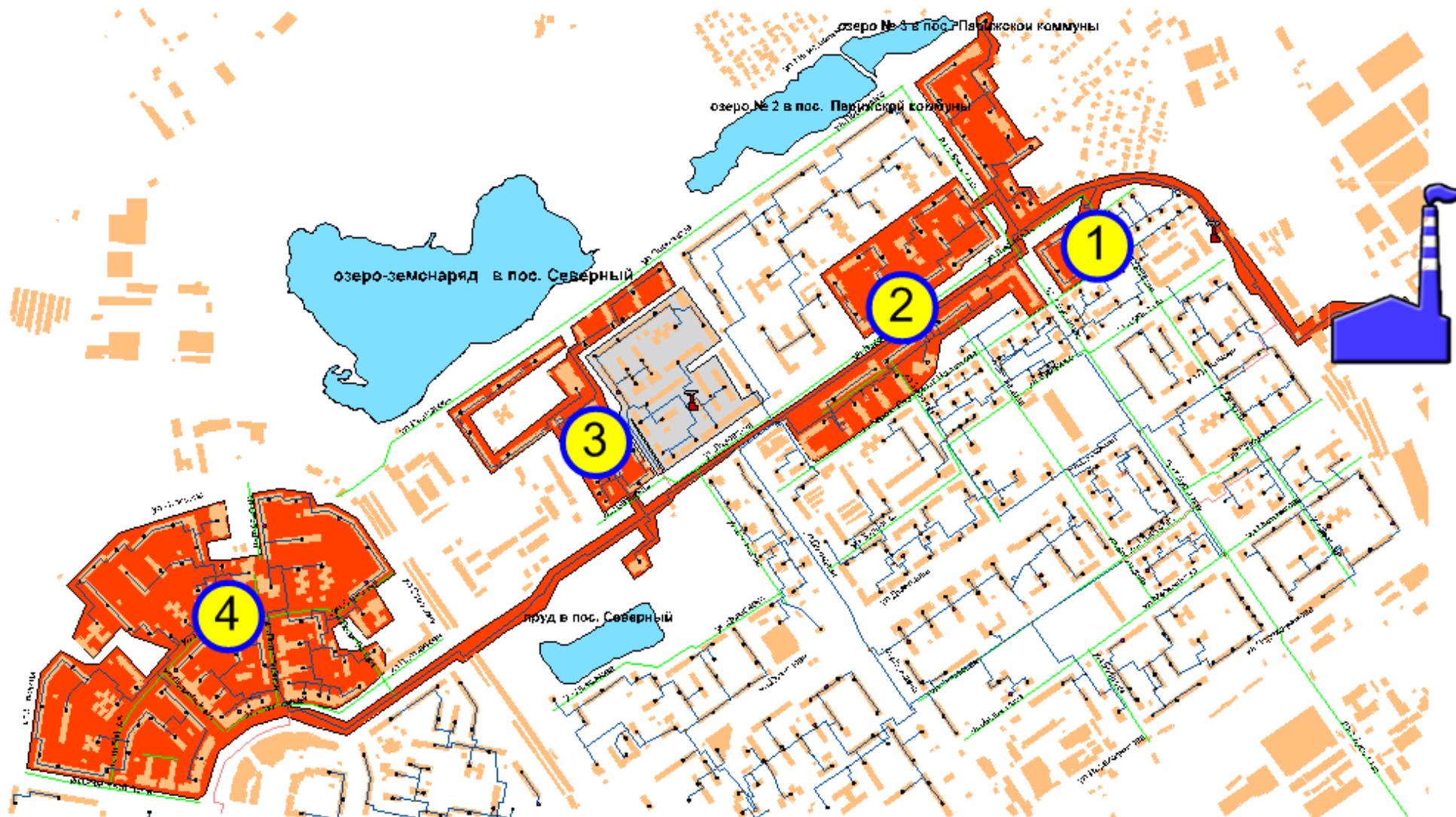


Рисунок 23 – Расчетная схема котельной «Северная»

Котельная «Ленинская». Плотность тепловой нагрузки составляет 0,89 (Гкал/ч)/га. На рисунке 24 показана расчетная схема котельной.

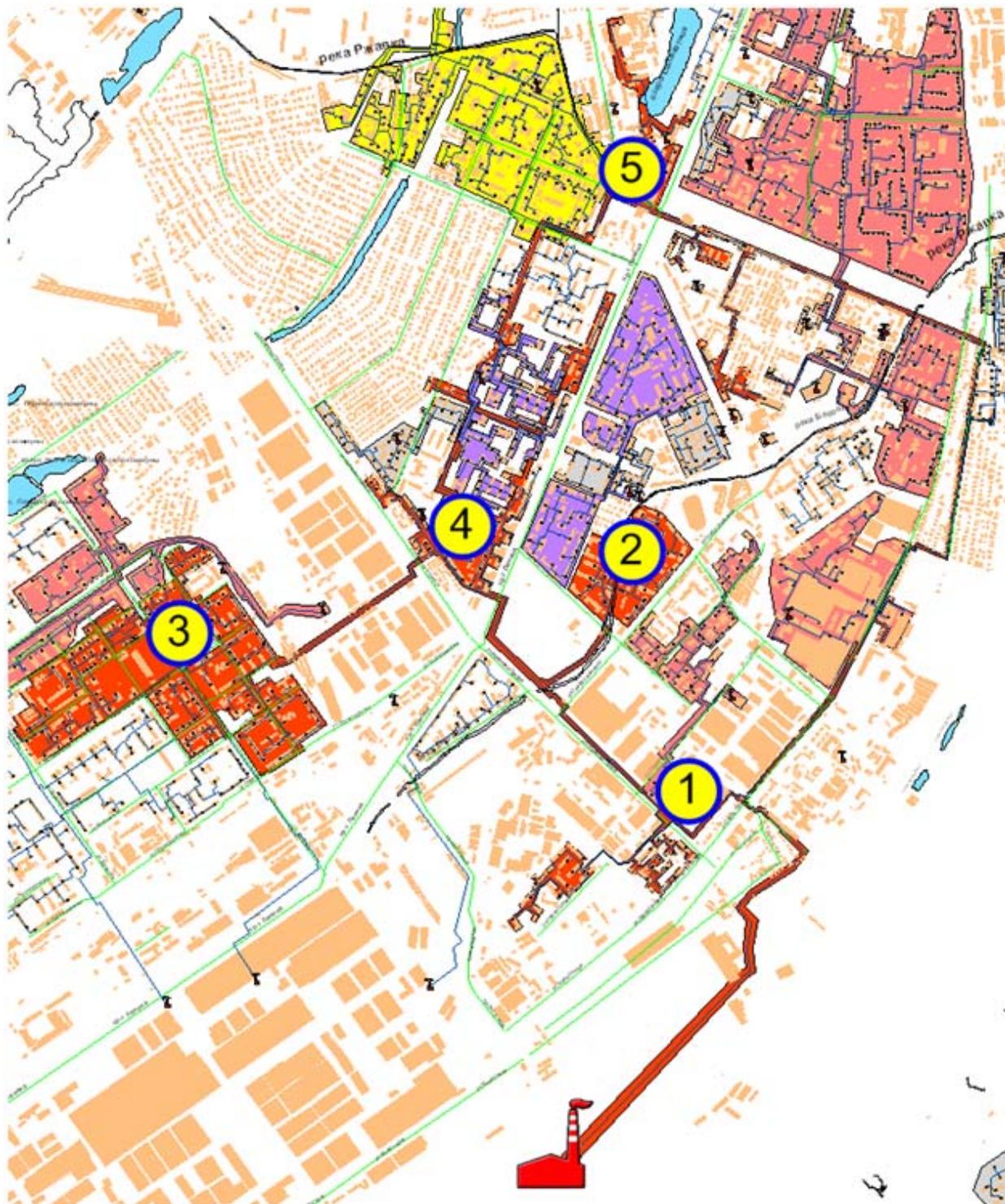


Рисунок 24 – Расчетная схема котельной «Ленинская»

Условно зона действия котельной разбита на 5 зон. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 93 приведе-

ны результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 93 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	5	Сумма
Показатель						
Исходные данные						
Расстояние L_i , км	1,6	3	3,5	4,3	4,5	16,9
Мощность Q_i , Гкал/ч	8,8	77,32	45,9	14,5	15	162
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	21,0	184,7089	109,7	34,6	35,8	385,9
Расчет с учетом расстояния до источника						
$L_i \times Q_i$, км x Гкал/ч	14,08	231,96	160,65	62,35	67,5	536,54
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км						3,3
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.						55563
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	1458	24021	16637	6457	6990	55563
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)хкм)						43,35
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	610	10055	6964	2703	2926	23259
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0,029	0,054	0,06	0,08	0,08	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	69,35962	130,0	151,7	186,4	195,1	
Расчет без учета расстояния						
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	3027	26598	15790	4988	5160	55563
Годовая разница, тыс. руб.	-1569	-2577	847	1469	1830	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной Ленинская

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 5,6 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 3,3 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 3, 4 и 5 зонах превышает принятую себестоимость.

Котельная по адресу ул. Зайцева, д. 31. Плотность тепловой нагрузки составляет 0,62 (Гкал/ч)/га. На рисунке 25 показана расчетная схема котельной.

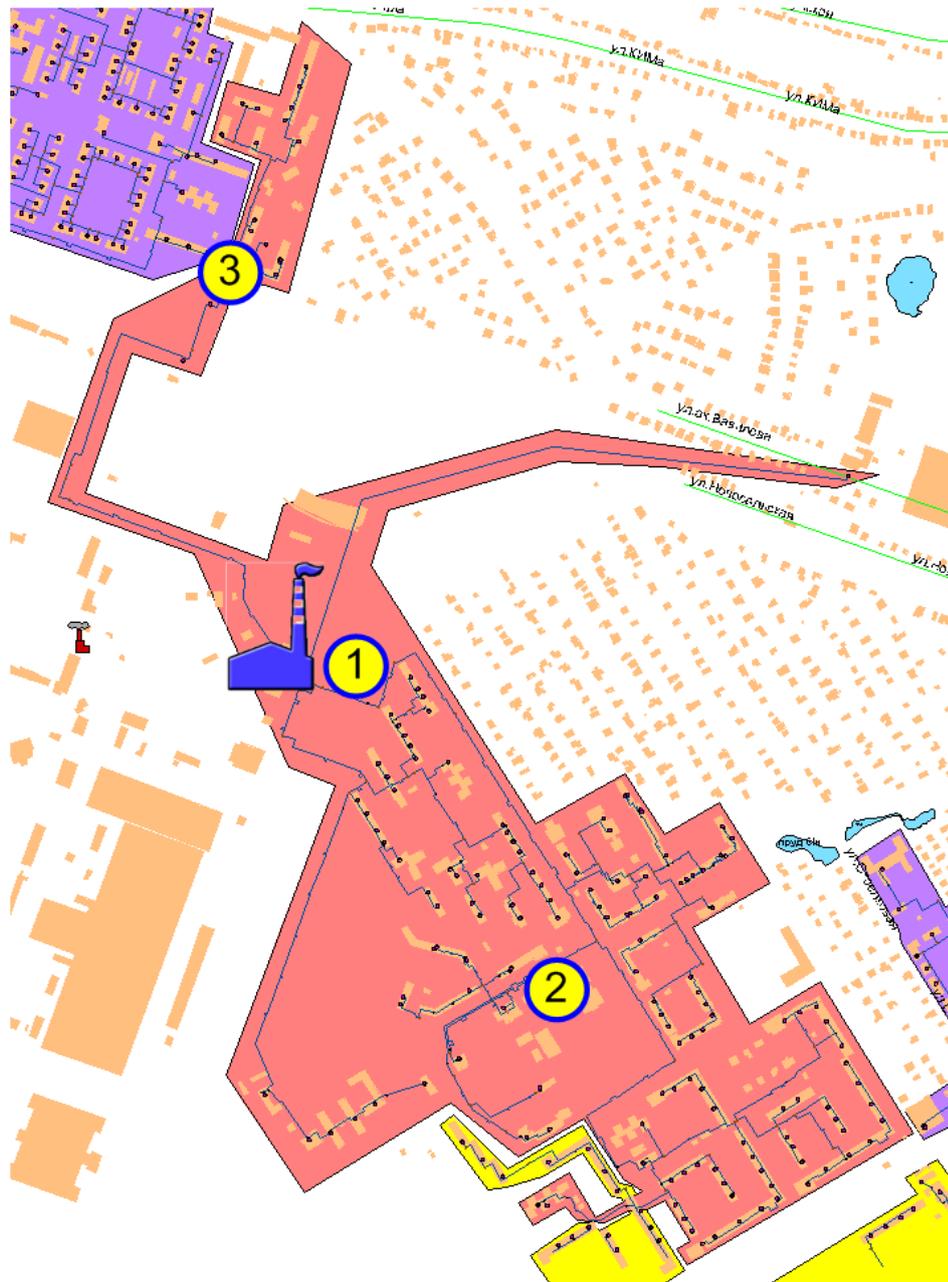


Рисунок 25 – Расчетная схема котельной

Условно зона действия котельной разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 94 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 94 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма
Показатель				
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	0	0,8	0,9	1,7
Мощность Q_i , Гкал/ч	7,6	19,2	4,8	31,6
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	34,98054	88,37189	22,09297	145,4
Расчет с учетом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	15,36	4,32	19,68
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				0,6
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.				20944
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	16347	4597	20944
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)				231,22
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	3552	999	4550
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,040	0,05	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	185,0	208,1	
Расчет без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	5037	12726	3181	20944
Годовая разница, тыс. руб.	-5037	3621	1416	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,3 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,6 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла во 2 и 3 зонах превышает принятую себестоимость.

Котельная ФГУП «Завод Электромаш» расположена по адресу ул. Федосеенко, д.64. Плотность тепловой нагрузки составляет 0,9 (Гкал/ч)/га. На рисунке 26 показана расчетная схема котельной.

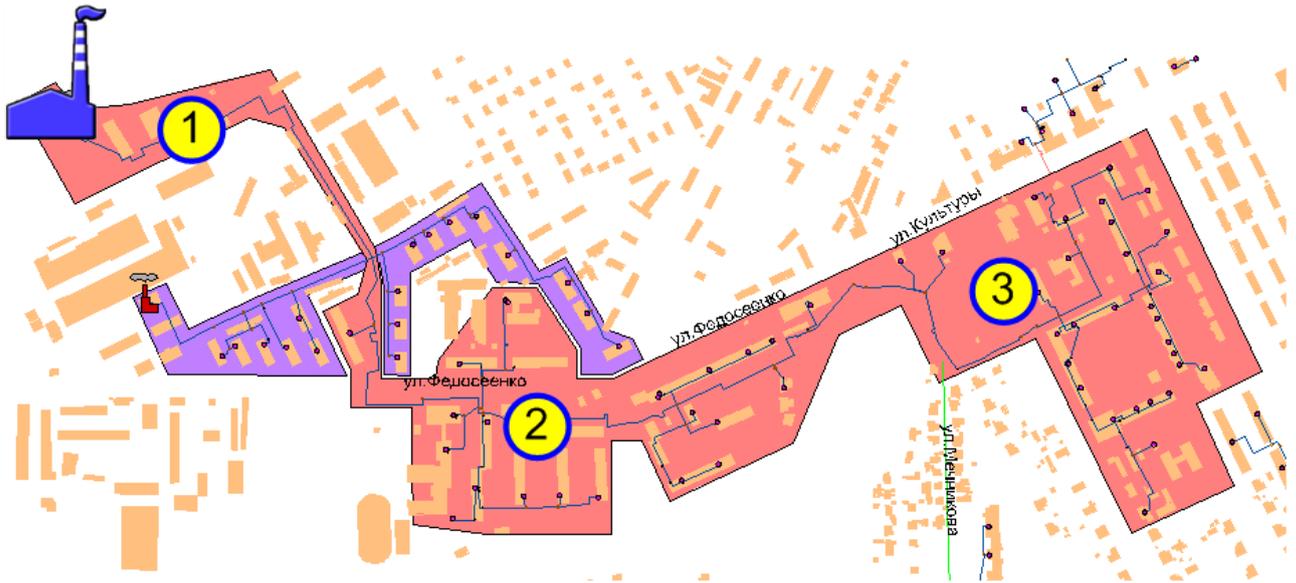


Рисунок 26 – Расчетная схема котельной ФГУП «Завод Электромаш»

Условно зона действия котельной разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 95 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 95 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма
Показатель				
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	0	0,9	1,4	2,3
Мощность Q_i , Гкал/ч	0	14	14,23	28,23
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	0	43,65639	44,3736	88,0
Расчет с учетом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	12,6	19,922	32,522
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				1,2
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.				12676
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	4911	7765	12676
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)				125,00
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	1575	2490	4065
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,036	0,06	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	112,5	175,0	
Расчет без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	0	6287	6390	12676
Годовая разница, тыс. руб.	0	-1375	1375	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,6 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 1,2 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 3 зоне превышает принятую себестоимость.

Котельная №3 ОАО НАЗ «Сокол» расположена по адресу ул. Чаадаева, д. 1. Плотность тепловой нагрузки составляет 3,8 (Гкал/ч)/га. На рисунке 27 показана зона действия котельной.

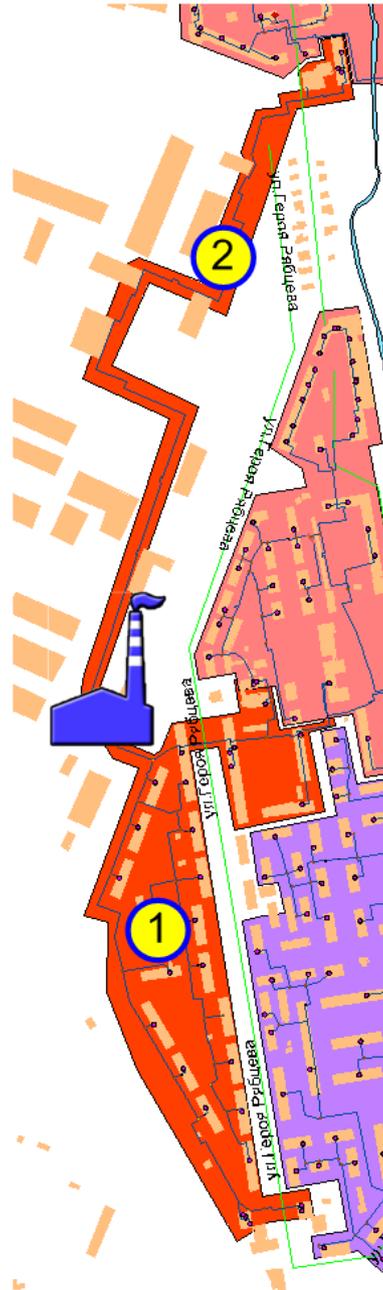


Рисунок 27 – Зона действия котельной №3 ОАО НАЗ «Сокол»

Условно зона действия котельной разбита на 2 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 96 приве-

дены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 96 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	Сумма
Показатель			
Исходные данные			
Расстояние L_i , км	0	0,95	0,95
Мощность Q_i , Гкал/ч	6,8	1,1	7,9
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	20,80217	3,365057	24,2
Расчет с учетом расстояния до источника			
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	1,045	1,045
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км			0,1
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.			3480
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	3480	3480
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)			1088,61
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч	0	1138	1138
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,338	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	1034,2	
Расчет без учета расстояния			
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	2996	485	3480
Годовая разница, тыс. руб.	-2996	2996	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,0 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,1 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла во 2 зоне превышает принятую себестоимость.

Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных установленной тепловой мощностью от 50 до 100 Гкал/ч

Котельная по адресу ул. Академика Баха, д.4. Плотность тепловой нагрузки составляет 0,7 (Гкал/ч)/га. На рисунке 28 показана расчетная схема котельной.

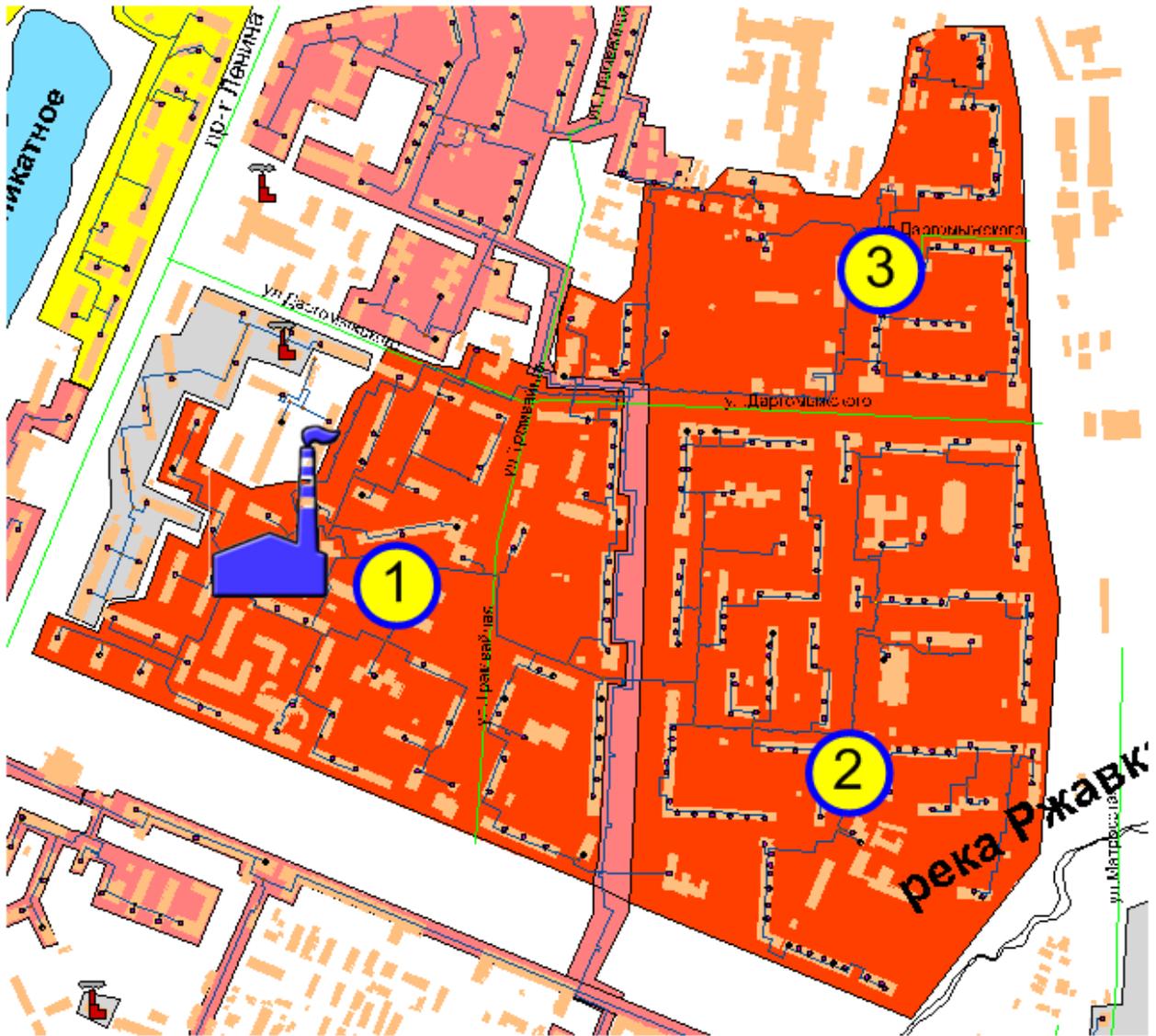


Рисунок 28 – Расчетная схема котельной

Условно зона действия котельной разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 97 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 97 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма	Среднее
Показатель					
Исходные данные					
Расстояние L_i , км	0	0,8	0,9	1,7	0,567
Мощность Q_i , Гкал/ч	25,5	29,5	11,8	66,8	
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	76,72	88,76	35,50	201,0	
Расчет с учетом расстояния до источника					
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	23,6	10,62	34,22	
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				0,5	
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.				30301	
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	20897	9404	30301	
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч $/((\text{Гкал/ч}) \times \text{км})$				294,28	
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	6945	3125	10070	
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,078	0,09		
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	235,4	264,8		166,8
Расчет без учета расстояния					
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	11567	13381	5353	30301	
Годовая разница, тыс. руб.	-11567	7516	4051	0	

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,22 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,5 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 2 и 3 зонах превышает принятую себестоимость.

Котельная по адресу пр. Союзный, д. 43. Плотность тепловой нагрузки составляет 0,49 (Гкал/ч)/га. На рисунке 29 показана расчетная схема котельной.

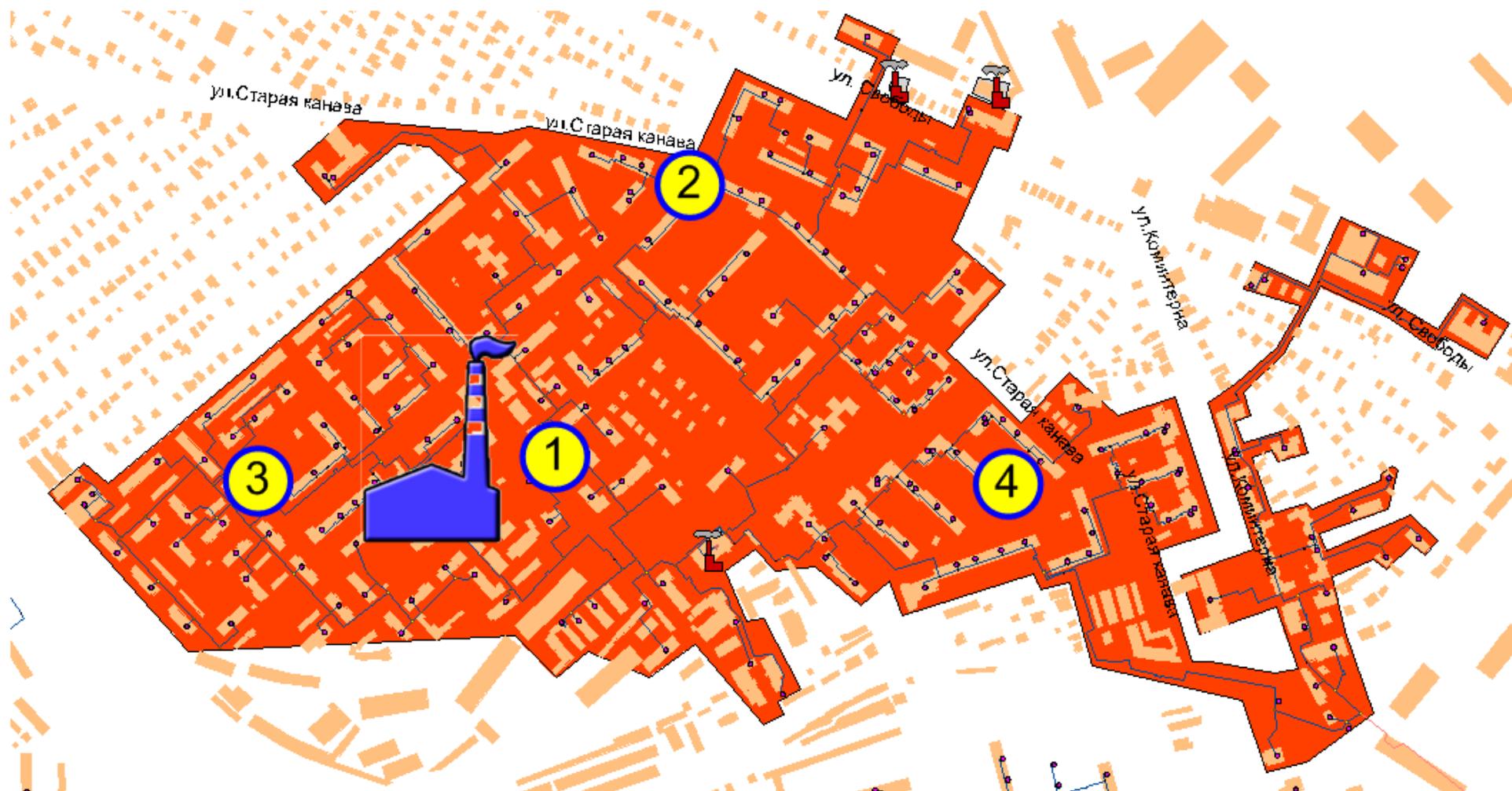


Рисунок 29 – Расчетная схема котельной

Условно зона действия котельной разбита на 4 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 98 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 98 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	Сумма
Показатель					
Исходные данные					
Расстояние L_i , км	0	0,4	0,45	0,6	1,45
Мощность Q_i , Гкал/ч	1,9	8,63	11,9	15,3	37,73
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	6,19	28,12	38,78	49,85	123,0
Расчет с учетом расстояния до источника					
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	3,452	5,355	9,18	17,987
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км					0,5
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.					18535
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	3557	5518	9460	18535
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)					316,22
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	1092	1693	2903	5688
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,039	0,04	0,06	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	126,5	142,3	189,7	
Расчет без учета расстояния					
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	933	4239	5846	7516	18535
Годовая разница, тыс. руб.	-933	-682	-328	1943	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,0 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,5 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 4 зоне превышает принятую себестоимость.

Котельная №1 ОАО НАЗ «Сокол» расположена по адресу ул. Чаадаева, д. 10в. Плотность тепловой нагрузки составляет 0,6 (Гкал/ч)/га. На рисунке 30 показана расчетная схема котельной.

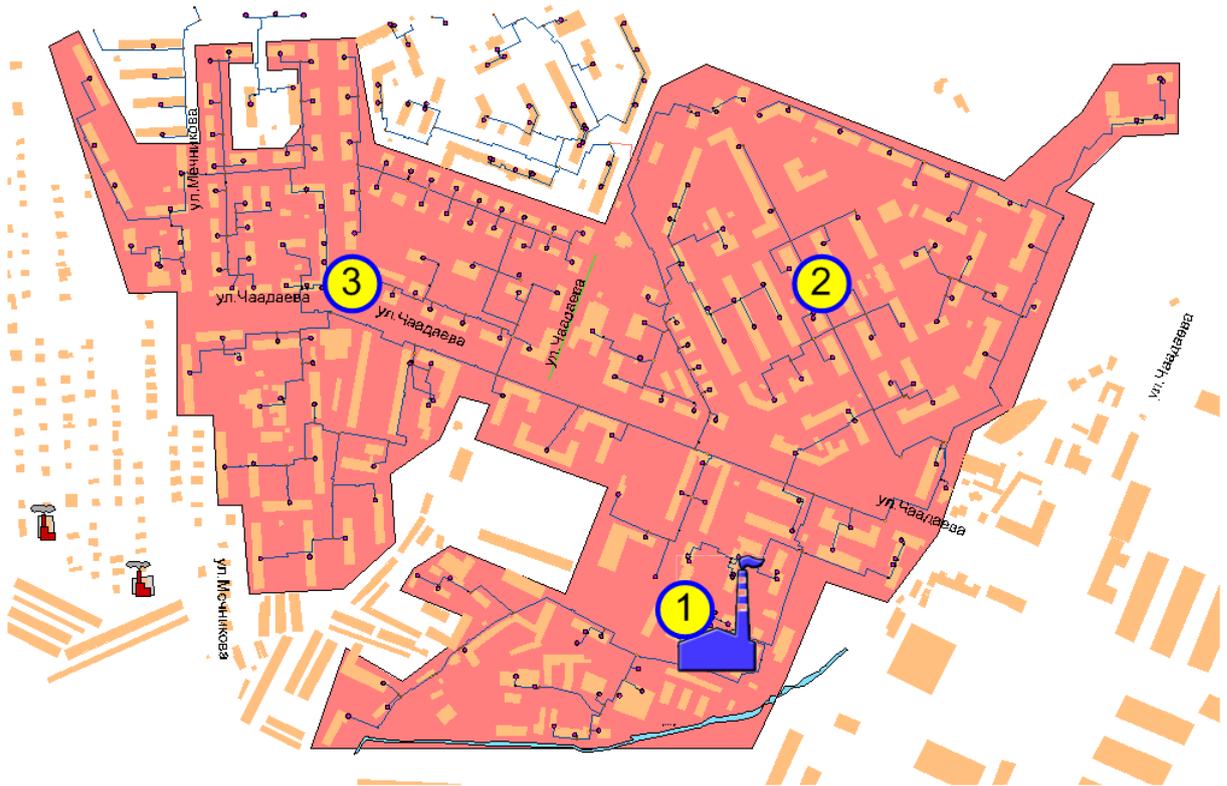


Рисунок 30 – Расчетная схема котельной №1 ОАО НАЗ «Сокол»

Условно зона действия котельной разбита на 3 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 99 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 99 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	Сумма
Показатель				
Исходные данные				
Расстояние L_i , км	0	0,6	0,9	1,5
Мощность Q_i , Гкал/ч	6,8	12,8	12,6	32,2
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	21,36	40,21	39,58	101,2
Расчет с учетом расстояния до источника				
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	7,68	11,34	19,02
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км				0,6
Годовые затраты на транспорт тепла V , тыс. руб.				14567
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне V_i , тыс. руб.	0	5882	8685	14567
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч / ((Гкал/ч)×км)				243,79
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч	0	1872	2765	4637
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,047	0,07	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	146,3	219,4	
Расчет без учета расстояния				
Годовые затраты на транспорт тепла V_i^0 , тыс. руб.	3076	5790	5700	14567
Годовая разница, тыс. руб.	-3076	91	2985	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,3 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,6 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла во 2 и 3 зоне превышает принятую себестоимость.

Котельная ГП «ОКБМ им. И.И.Африкантова» расположена по адресу Бурнаковский проезд, д. 15. Плотность тепловой нагрузки составляет 2,8 (Гкал/ч)/га. На рисунке 31 показана расчетная схема котельной.

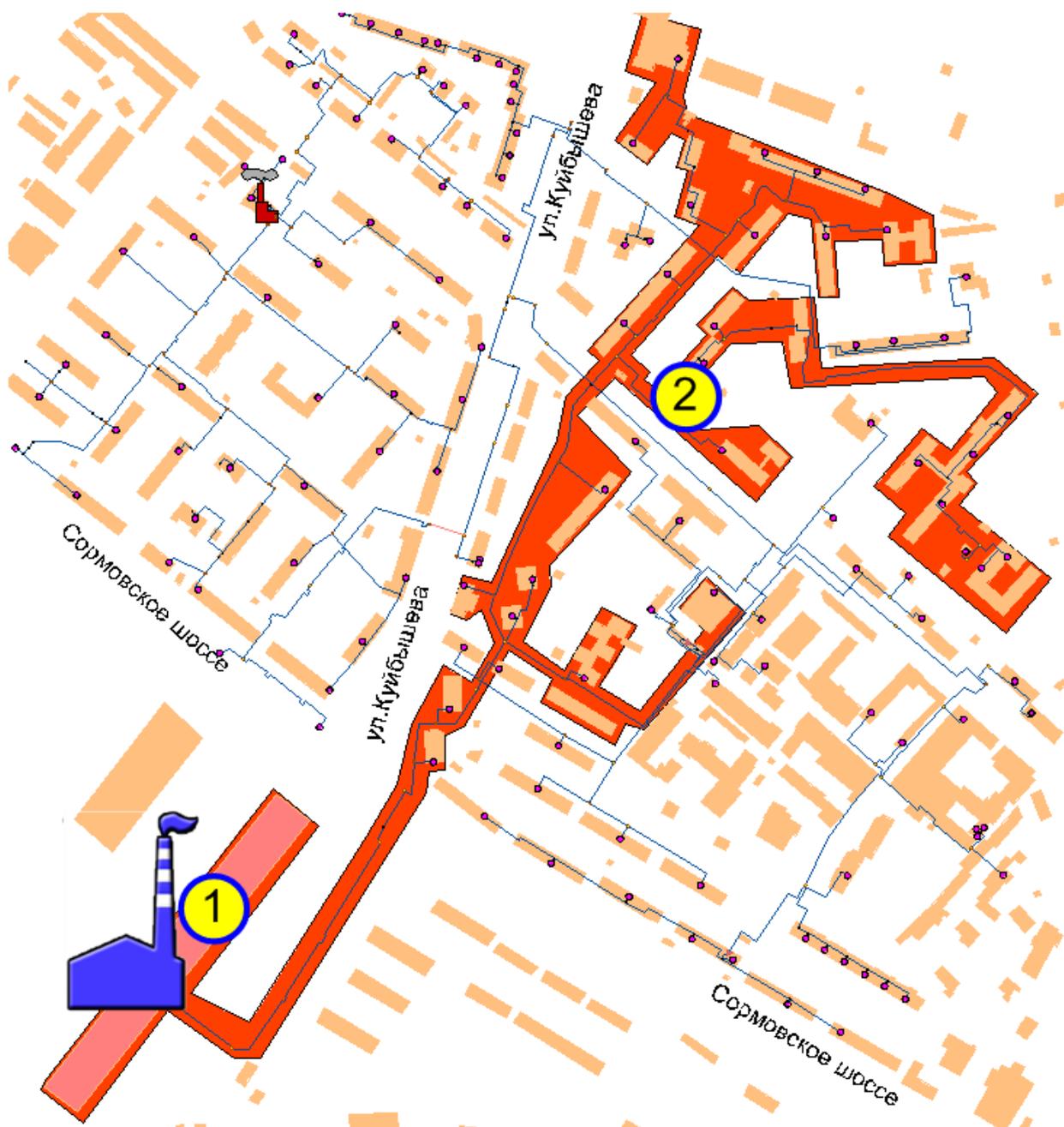


Рисунок 31 – Расчетная схема котельной ГП «ОКБМ им. И.И.Африкантова»

Условно зона действия котельной разбита на 2 зоны. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 100 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 100 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	Сумма
Показатель			
Исходные данные			
Расстояние L_i , км	0	0,8	0,8
Мощность Q_i , Гкал/ч	0	9,4	9,4
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	0	32,16854	32,2
Расчет с учетом расстояния до источника			
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	7,52	7,52
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км			0,8
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.			4632
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	4632	4632
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)			180,00
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	1354	1354
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,042	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	144	
Расчет без учета расстояния			
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	0	4632	4632
Годовая разница, тыс. руб.	0	0	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 1,1 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,8 км.

Котельная ФГУП НПП «Полет» расположена по адресу ул. Заводская, д. 19. Плотность тепловой нагрузки составляет 0,7 (Гкал/ч)/га. На рисунке 32 показана расчетная схема котельной.

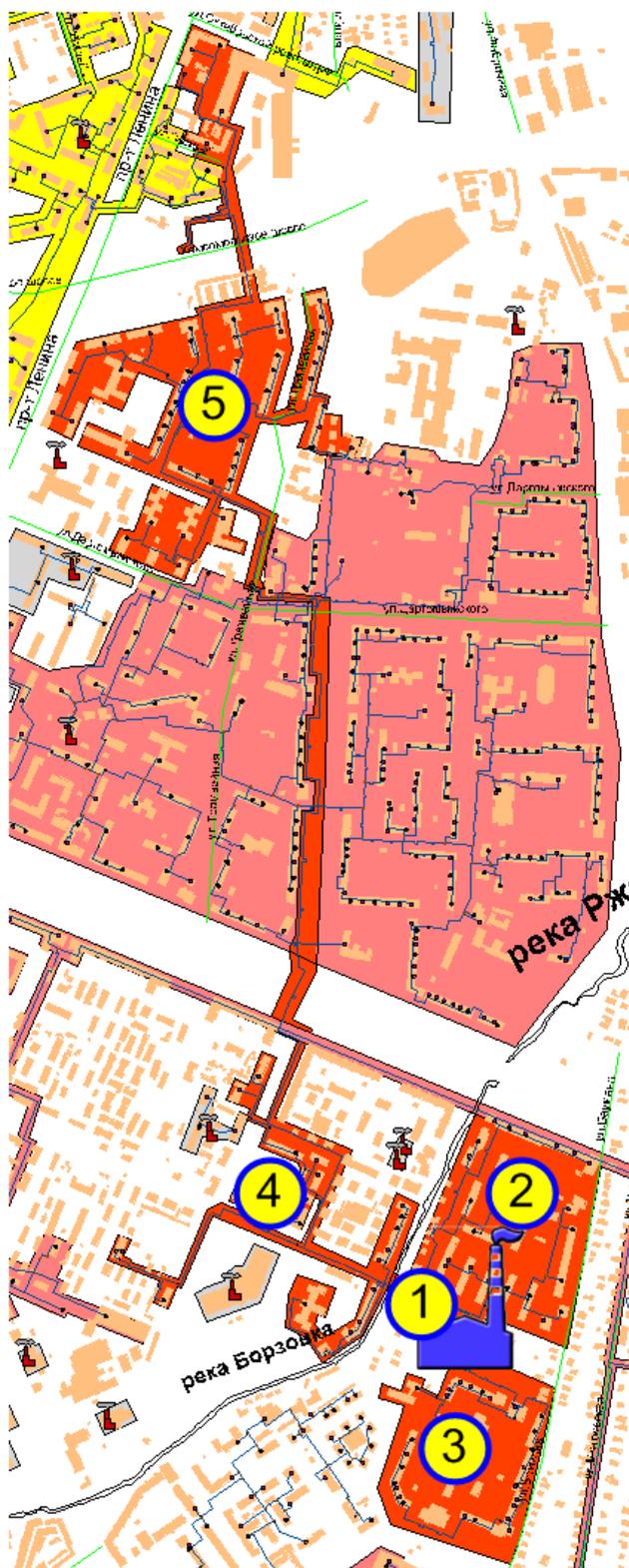


Рисунок 32 – Расчетная схема котельной ФГУП НПП «Полет»

Условно зона действия котельной разбита на 5 зон. В каждой зоне определена нагрузка и расстояние от котельной до центра зоны. В таблице 101 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

Таблица 101 – Расчет эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения

№ зоны	1	2	3	4	5	Сумма
Показатель						
Исходные данные						
Расстояние L_i , км	0	0,3	0,3	0,4	2,2	3,2
Мощность Q_i , Гкал/ч	0	6,5	6	2,7	14,8	30
Годовой отпуск A_i , тыс. Гкал	0	19,75866	18,23877	8,207445	45,0	91,2
Расчет с учетом расстояния до источника						
$L_i \times Q_i$, км×Гкал/ч	0	1,95	1,8	1,08	32,56	37,39
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$, км						1,2
Годовые затраты на транспорт тепла B , тыс. руб.						13132
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне B_i , тыс. руб.	0	685	632	379	11436	13132
Удельные затраты на транспорт тепла Z , руб./ч /((Гкал/ч)×км)						115,54
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне C_i , руб./ч	0	225	208	125	3762	4320
Удельные на единицу отпуска тепла среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне S_i , руб./ч/Гкал	0	0,011	0,01	0,02	0,08	
Себестоимость транспорта тепла S_i^0 , руб./Гкал	0	34,7	34,7	46,2	254,2	
Расчет без учета расстояния						
Годовые затраты на транспорт тепла B_i^0 , тыс. руб.	0	2845	2626	1182	6478	13132
Годовая разница, тыс. руб.	0	-2160	-1994	-803	4957	0

Анализ зоны теплоснабжения котельной

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной составляет 2,6 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 1,2 км.

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта тепла в 5 зоне превышает принятую себестоимость.

На рисунке 33 показаны радиусы эффективного теплоснабжения крупных источников тепловой энергии Нагорной части г. Нижнего Новгорода.

На рисунке 34 показаны радиусы эффективного теплоснабжения крупных источников тепловой энергии Заречной части г. Нижнего Новгорода

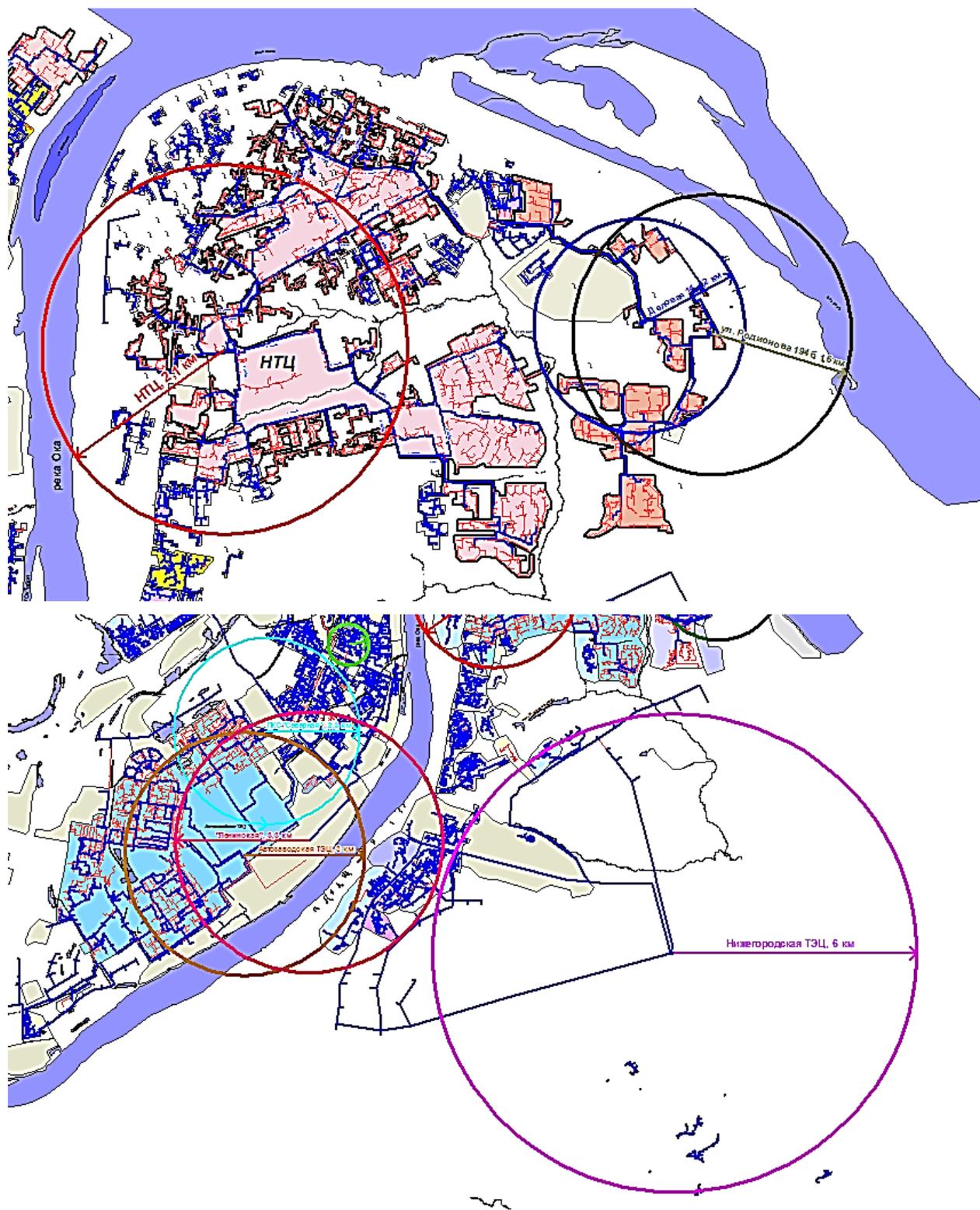


Рисунок 33 – Радиусы эффективного теплоснабжения крупных источников тепловой энергии Нагорной части г. Нижнего Новгорода

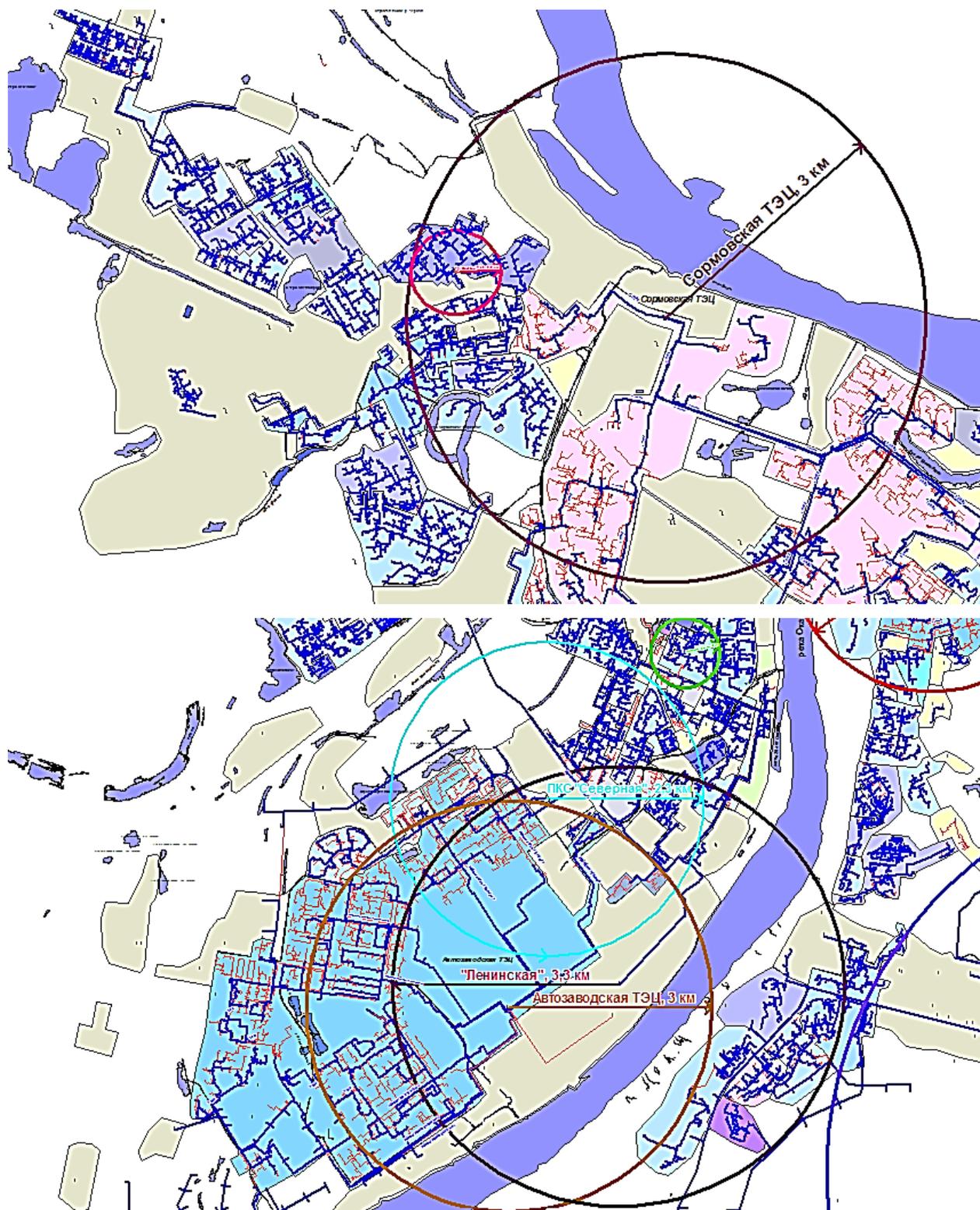


Рисунок 34 – Радиусы эффективного теплоснабжения крупных источников тепловой энергии Заречной части г. Нижнего Новгорода

13 Основные мероприятия, предусмотренные в схеме теплоснабжения г. Нижнего Новгорода по минимизации воздействия на окружающую природную среду

Одним из наиболее важных показателей, характеризующих эффективность функционирования систем теплоснабжения, является уровень экологического воздействия данных систем на окружающую среду.

Перечень основных мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения г. Нижнего Новгорода по минимизации воздействия систем теплоснабжения на окружающую природную среду, представлен в таблице 102.

По предварительной оценке, увеличение доли выработки тепловой энергии на ТЭЦ (централизация теплоснабжения) позволит снизить, а при увеличении объемов выработки тепловой энергии на ТЭЦ сохранять на прежнем уровне, среднюю приземную концентрацию загрязняющих веществ в атмосфере.

Таблица 102 – Мероприятия по минимизации воздействия на окружающую природную среду

№ п.п.	Наименование мероприятия	Воздействие на экологическую ситуацию	Показатели		Годы					ВСЕГО
					2012 г.	2015 г.	2019 г.	2022 г.	2027 г.	
1.	Увеличение доли выработки тепловой энергии на ТЭЦ	Снижает среднюю приземную концентрацию вредных веществ в атмосфере в районе теплоснабжения.	Централизация теплоснабжение, %		33,5	34,9	40,4	39,8	39,0	-
			Средняя концентрация NOx, мг/м ³		0,01685	0,01651	0,01626	0,01662	0,01686	-
2.	Вывод из эксплуатации неэффективных котельных	Уменьшения количества источников вредных выбросов. Снижение количества вредных выбросов в атмосферу.	Количество закрытых котельных, шт.		4	11	12	2	1	30
			Сокращение годового расхода топлива, т у.т.		-	13 252	25 086	973	452	39763
			Выбросы NOx, т		-	30,5	57,8	2,2	1,04	91,54
3.	Модернизация котельных с повышением к.п.д.	Снижение выбросов ВВ за счет снижения удельного расхода топлива на выработку 1-й Гкал тепловой энергии.	Удельный расход топлива, кг/Гкал		166,3	155,5	147,9	146,3	145,6	-
			Доля снижения выбросов NOx, %		-	6,5	11,0	12,0	12,4	-
4.	Внедрение энергосберегающих технологий в системе «генерация-транспортировка-потребление»	Снижение выбросов ВВ за счет снижения удельного теплоснабжения.	Удельное топливопотребление, кг у.т./м ² год		143	131	125	111	99	-
			Доля снижения выбросов ВВ, %		-	8,4	12,6	22,4	30,7	-
5.	Увеличение доли природного газа в топливном балансе	Снижение количества вредных выбросов в атмосферу.	Доля потребления природного газа энергоисточниками, %		88,3	86,9	87,2	91,4	91,5	-
			Выбросы NOx, т		11993,3	12250,4	17260,3	16558,6	17122,1	-
			удельные выбросы NOx, кг/т у.т.		2,7	2,8	2,8	2,6	2,6	-
6.	Переход на закрытые системы горячего водоснабжения	Снижение объемов минерализованных сточных вод от ХВП на источниках тепловой энергии из-за значительного снижения их производительности.	Годовой расход сырой воды, тыс. м ³		-	701,2	701,2	701,2	-	-
			на подпитку ТС		-	701,2	701,2	701,2	-	-
			на нужды ГВС		-	1 051	2 200	3 154	-	6405
		Сокращение объемов минерализованных сточных вод от ХВП		-	1,5 раза	3,13 раза	4,5 раза	-	-	

Примерная оценка снижения выбросов оксидов азота (NO_x) при выводе из эксплуатации неэффективных котельных выполнена из условия, что удельные выбросы NO_x при сжигании природного газа в качестве основного топлива составляют 2,25÷2,35 кг/т у.т.

Модернизация и техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии позволит снизить количество выбросов загрязняющих веществ за счет снижения удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии до 12,4% в 2027 году.

Важным мероприятием по улучшению экологической обстановки в городе является внедрение энергосберегающих технологий на источниках тепловой энергии, при транспортировке тепловой энергии в тепловых сетях и непосредственно у потребителей тепла. Прежде всего, уменьшение удельного теплопотребления позволит более чем на 30% сократить вредные выбросы в атмосферу, так как снижение удельного теплопотребления приведет к выработке меньшего количества тепловой энергии при неснижаемом уровне комфорта.

Укрупненный оценочный расчет показал уменьшение величины удельных выбросов NO_x в атмосферу при увеличении доли использования природного газа для выработки тепловой энергии.

Переход от открытой схемы теплоснабжения к закрытой позволяет не только сократить эксплуатационные затраты на выработку тепловой энергии, но и значительно снизить объем минерализованных сточных вод от установок химической обработки воды. Оценочный расчет показал, что в результате перехода от открытой схемы теплоснабжения к закрытой на Сормовской ТЭЦ объем минерализованных сточных вод от установок химической обработки воды в 2022 году может быть снижен в 4,5 раза.

Оценка снижения экологического воздействия проектируемой Нижегородской ТЭЦ на окружающую природную среду г. Нижнего Новгорода по сравнению со строительством локальных котельных эквивалентной суммарной тепловой мощностью

Для теплоэнергетических источников установлены нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ), причем для каждого типа источников ПДВ определяются таким образом, чтобы данный источник при существующем фоновом уровне загрязненности (и с учетом перспективы) не создавал приземной концентрации вредных веществ (ВВ), превышающей установленные нормативы пре-

дельно допустимых концентраций (ПДК) (ГОСТ 17.2.3.02-78). На стадии разработки проектной документации на строительство Нижегородской ТЭЦ будет выполнен раздел по охране окружающей среды (ООС) с указанием всех необходимых мероприятий по снижению ВВ, не превышающих предельно допустимых концентраций для Нижнего Новгорода.

Сравнительный расчет воздействия централизованной и децентрализованной систем теплоснабжения на окружающую среду в жилых зонах свидетельствует об экологических преимуществах крупных ТЭЦ, расположенных в черте города или за пределами городской черты.

Для сравнения экологической ситуации приняты следующие варианты теплоснабжения для покрытия тепловой нагрузки, равной 840 МВт, которая соответствует установленной мощности Нижегородской ТЭЦ, с теплоплотностью территории 0,8 МВт/га:

- централизованное теплоснабжение от ТЭЦ;
- децентрализованное теплоснабжение от 42 квартальных газовых котельных установленной мощностью 20 МВт каждая;
- локальное теплоснабжение от 840 индивидуальных котельных установленной мощностью 1 МВт каждая.

Для указанных источников приняты следующие высоты дымовых труб:

- для ТЭЦ – 120 м;
- для квартальных котельных – 45 м.
- для индивидуальных котельных – 30 м.

Предварительный расчет приземных концентраций ВВ выполнен в соответствии с методикой, изложенной в ОНД-86.

Результаты расчета представлены на рисунке 35.

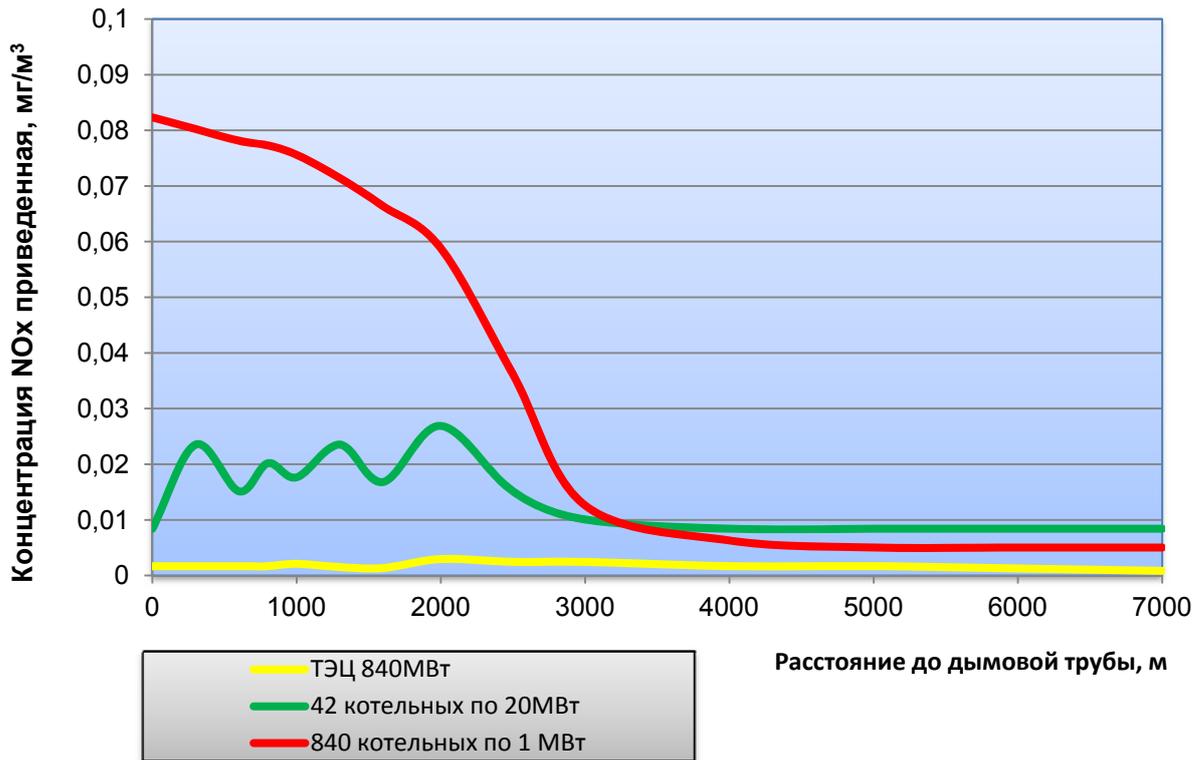


Рисунок 35 – Зависимость приведенной концентрации NOx от расстояния до дымовой трубы

Из графика на рисунке 35 следует, что централизованное теплоснабжение с экологической точки зрения имеет существенное преимущество по сравнению с вариантами децентрализованного теплоснабжения. При полностью локальном теплоснабжении (840 котельных мощностью 1 МВт) концентрация ВВ в зоне теплоснабжения может достигать 0,08 мг/м³, при децентрализованном теплоснабжении на базе квартальных котельных (42 котельных мощностью 20 МВт) концентрация ВВ может колебаться от 0,008 мг/м³ до 0,025 мг/м³. Таким образом, концентрация вредных веществ в зоне теплоснабжения локальных источников может быть в 7÷10 раз больше, чем концентрация ВВ в аналогичной зоне теплоснабжения от ТЭЦ, а в зоне теплоснабжения квартальных котельных может в 3÷4 раза превышать концентрацию ВВ в зоне теплоснабжения ТЭЦ.

При равном и даже большем количестве выбросов высокая (высотой 120 м и выше) дымовая труба теплоэлектроцентрали обеспечивает от трех до десяти раз большую степень рассеивания загрязняющих веществ, достигающих поверхности земли на территории населенного пункта, по сравнению с индивидуальными источниками тепловой энергии в децентрализованных системах теплоснабжения. В результате качество атмосферного воздуха в централизованно отапливаемых районах городов выше, чем в тех районах, где теплоснабжение осуществляется

большим количеством малых котельных с дымовыми трубами высотой менее 30 м.

Таким образом, строительство новой Нижегородской ТЭЦ позволит обеспечить потребность в электрической и тепловой энергии, повысить качество энергообеспечения и, при этом, улучшить экологическое воздействие на окружающую природную среду Нижнего Новгорода.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49
2. И. А. Башмаков. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России [Электронный ресурс] / URL: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2543
3. И. А. Башмаков, В. Н. Папушкин. Муниципальное энергетическое планирование [Электронный ресурс] / URL: http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2481
4. Программа развития электроэнергетики Нижегородской области на 2011-2015 годы.
5. Схема теплоснабжения Нижнего Новгорода на 2005 год
6. Министерство энергетики РФ. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Сценарные условия развития электроэнергетики России на период до 2030 года.
7. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года (редакция на 26 апреля 2010 г.)
8. Дубовский С.В., Бабин М.Е., Левчук А.П., Рейсиг В.А. Границы экономической целесообразности централизации и децентрализации теплоснабжения // Проблемы загальной энергетики.- вып. 1 (24).- 2011 г.- с. 26-31.
9. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность некрупных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения. – Электрические станции.- № 7.- 2010 г.- с. 2-10.
10. Федеральный закон Российской Федерации от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ "О теплоснабжении"
11. Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения"
12. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей. Новости теплоснабжения.- N 6.-2006 г.-с. 36-38