



г. Тверь
Тверская область

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА ТВЕРИ
ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД ДО 2028 ГОДА
ПО СОСТОЯНИЮ 2017 ГОД**

Обосновывающие материалы Книга 2

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995 № 1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесенных к государственной тайне», не содержится.

Начальник департамента ЖКХ

В.Д. Якубенюк

подпись, печать

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «Комплексные Энергетические Решения», 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, стр. 5, под. 53, офис 11

Генеральный директор



М. И. Березник

2016
Москва

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"	16
3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов	16
3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения	18
3.3 Паспортизация и описание расчётных единиц территориального деления, включая административное	19
3.4 Гидравлический расчёт тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчёт при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	20
3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	20
3.6 Расчёт балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку	21
3.7 Расчёт потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	21
3.8 Расчёт показателей надёжности теплоснабжения	21
3.9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения	21
3.10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	22
Глава 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"	23
4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии	23
4.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединённой тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии	40
4.3 Гидравлический расчёт передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединённых к тепловой сети от каждого магистрального вывода	41
4.4 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	41
Глава 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"	43
Глава 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"	52
6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	52

6.2	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок	54
6.3	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	56
6.4	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	57
6.5	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии.....	57
6.6	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	58
6.7	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	58
6.8	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	59
6.9	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	59
6.10	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа	59
6.11	Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии.....	60
6.12	Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения	60
6.13	Воздействие на окружающую среду	66
6.13.1	Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере	66
6.13.2	Качество атмосферного воздуха.....	69
6.13.3	Характеристика оборудования источников теплоснабжения	70
6.13.4	Перспективное воздействие на окружающую среду	70
6.13.5	Метод улавливания вредных компонентов дымовых газов на электростанциях.....	72
	Глава 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них"	77
7.1	Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	77
7.2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	77
7.3	Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения.....	78

7.4	Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	78
7.5	Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения	79
7.6	Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	81
7.7	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	82
7.8	Потенциал энергосбережения в системе транспорта и распределения тепловой энергии г. Тверь	84
7.9	Строительство и реконструкция насосных станций.....	85
7.10	Мероприятия по переводу потребителей с открытой системой горячего водоснабжения на закрытую	87
	Глава 8 "Перспективные топливные балансы"	92
8.1	Расчёты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа	92
8.2	Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива	101
	Глава 9 "Оценка надёжности теплоснабжения"	102
9.1	Перспективные показатели надёжности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии	103
9.2	Перспективные показатели, определяемые приведённой продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии.....	105
9.3	Перспективные показатели, определяемые приведенным объёмом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии	107
9.4	Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии	109
	Глава 10 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение".....	110
10.1	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	110
10.2	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности..	115
10.3	Расчёты эффективности инвестиций.....	117
10.4	Расчёты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения	120
	Глава 11 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"	123
	Заключение.....	130

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 7.1 - Обустройство и перекладка сетей микрорайоне «Юность».....	86
Рисунок 7.2 - Схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с одноступенчатым водоподогревателем (при температурном графике на входе потребителя 150/70 °С).....	89
Рисунок 7.3 - Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника (при температурном графике на входе потребителя 150/70 °С).....	89
Рисунок 7.4 - Схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с одноступенчатым водоподогревателем (при температурном графике на входе потребителя 95(105)/70 °С).....	90
Рисунок 7.5 - Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника (при температурном графике на входе потребителя 95(105)/70 °С).....	90
Рисунок 10.1 - Доли капитальных вложений за период действия схемы теплоснабжения.....	110
Рисунок 10.2 - Капитальные вложения в систему теплоснабжения по годам.....	115

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 4.1 - Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии г. Твери 2015-2030 гг... 23	23
Таблица 4.2 – Перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии г. Твери 2015-2030 гг.....	32
Таблица 5.1 - Баланс расчетной производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей.....	45
Таблица 5.2 - Максимальное потребление теплоносителя в теплопотребляющих установках потребителей.....	46
Таблица 5.3 - Потери сетевой воды (2015-2018 гг.).....	49
Таблица 5.4 - Потери сетевой воды (2019-2030 гг.).....	50
Таблица 5.5 - Аварийная подпитка.....	51
Таблица 6.1 - Перечень перспективного строительства источников тепловой энергии.....	55
Таблица 6.2 - Установленные мощности реконструируемых источников тепловой энергии.....	56
Таблица 6.3 – Результаты расчета радиусов эффективного теплоснабжения.....	62
Таблица 6.4 - Климатические параметры теплого периода года.....	66
Таблица 6.5 - Климатические параметры холодного периода года.....	66
Таблица 6.6 - Среднее количество осадков по месяцам (мм).....	67
Таблица 6.7 - Средняя относительная влажность воздуха по месяцам, %.....	67
Таблица 6.8 - Среднее число ясных и пасмурных дней по месяцам, по общей облачности.....	67
Таблица 6.9 - Средняя повторяемость различных атмосферных явлений по месяцам.....	67
Таблица 6.10 - Средняя и максимальная скорость ветра по месяцам, м/с.....	68
Таблица 6.11 - Среднее и максимальное число дней с сильным ветром (>15м/с) по месяцам.....	68
Таблица 6.12 - Основные климатические показатели для города Твери.....	68
Таблица 6.13 - Характеристика загрязнения городского воздуха.....	69
Таблица 6.14 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердого топлива всех видов.....	71

Таблица 6.15 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердых и жидких видов топлива	71
Таблица 6.16 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г.....	71
Таблица 6.17 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых топлив всех видов	72
Таблица 6.18 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых и жидких видов топлива	72
Таблица 6.19 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г.....	72
Таблица 6.20 - Объем вредных выбросов источниками теплоснабжения.....	75
Таблица 7.1 – Строительство участков тепловых сетей для подключения потребителей п. Элеватор к котельной «Химинститут».....	78
Таблица 7.2 - Объемы перекладки тепловых сетей, км.....	80
Таблица 7.3 – Участки тепловой сети, подлежащие реконструкции с увеличением диаметра.....	81
Таблица 7.4 – Потенциал энергосбережения от предложенных мероприятий на тепловых сетях и затраты на внедрение.....	84
Таблица 7.5 –Затраты требуемые при строительстве новых источников и теплотрасс для компенсации мощности от потери тепловой.....	84
Таблица 7.6 - Объекты, подключаемые к тепловой сети микрорайона «Юность»	85
Таблица 8.1 - Удельные расходы условного топлива для источников системы централизованного теплоснабжения города Твери.....	92
Таблица 8.2 - Показатели работы источников тепловой энергии МУП «Сахарово» на базовый период.....	94
Таблица 8.3 - Показатели работы источников тепловой энергии ООО «Тверская генерация» и др. на базовый период.....	95
Таблица 8.4 - Прогнозируемые значения выработки тепловой энергии и потребления топлива котельными МУП «Сахарово» в период до 2031 года с учетом приростов потребления тепловой энергии	96
Таблица 8.5 - Прогнозируемые значения выработки тепловой энергии и потребления топлива котельными ООО «Тверская генерация» и др. в период до 2031 года с учетом приростов потребления тепловой энергии.....	98
Таблица 9.1 - Исходные данные по потребителям	107
Таблица 9.2 - Допускаемое снижение подачи тепловой энергии	107
Таблица 9.3 - Перспективные показатели.....	108
Таблица 10.1 - Капитальные вложения в систему теплоснабжения	111
Таблица 10.2 - Прогнозные индексы Минэкономразвития России, %	119
Таблица 10.3 - Прогнозируемые инвестиционные надбавки и плата за подключение.....	121
Таблица 10.4- Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии.....	122
Таблица 11.1 - Реестр существующих зон деятельности для определения единой теплоснабжающей организации.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 11.2 - Критерии определения ЕТО в зоне действия единой системы теплоснабжения (ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, КЦ и котельная «Южная»).....	Ошибка! Закладка не определена.

Введение

Настоящая работа выполнена Обществом с ограниченной ответственностью «Комплексные Энергетические Решения» (далее – ООО «КЭР») по муниципальному контракту № 0136300021716000702-0079111-02 от 13.09.2016, заключенному с Департаментом жилищно-коммунального хозяйства и жилищной политики администрации города Твери, на основании технического задания, являющегося неотъемлемой частью указанного муниципального контракта.

Проектирование систем теплоснабжения муниципальных образований представляет собой комплексную задачу, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на схеме развития городского поселения, в первую очередь его градостроительной деятельности, определенной генеральным планом.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства городского поселения. Она разрабатывается на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надежности, экономичности.

Используемые в настоящем документе понятия означают следующее:

- «зона действия системы теплоснабжения» - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- «зона действия источника тепловой энергии» - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;
- «установленная мощность источника тепловой энергии» - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- «располагаемая мощность источника тепловой энергии» - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);
- «мощность источника тепловой энергии нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;
- «теплосетевые объекты» - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;
- «элемент территориального деления» - территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;
- «расчетный элемент территориального деления» - территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

При выполнении настоящей работы использованы следующие материалы:

- Схема теплоснабжения в административных границах муниципального образования городского округа город Тверь до 2028 год (актуализация на 2016 г.);
- Генеральный план города Твери. Положение о территориальном планировании;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска тепла, топлива;
- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления топливно-энергетических ресурсов на собственные нужды, потери);
- статистическая отчетность о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

При разработке Схемы в качестве базового периода - 2015 г. с выделением этапов 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021-2025, 2026-2030 года.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с требованиями следующих документов:

- Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» с изменениями и дополнениями от 01.01.2013г.;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 г. № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»
- Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»
- «Методических основ разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов Российской Федерации» РД-10-ВЭП, разработанных ОАО «Объединение ВНИПИЭНЕРГОПРОМ» и введенных в действие с 22.05.2006;
- МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения».

При разработке Схемы теплоснабжения дополнительно использовались нормативные документы:

- СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76;
- СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003;
- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003;
- СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
- СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
- СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*;
- СП 41-110-2005 «Проектирование тепловых сетей»;
- ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»;
- ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике»;
- ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой».

Общая часть

Тверь (в 1931-1990 годах - Кали́нин) - город в России, административный центр Тверской области и Калининского района, расположенный на берегах реки Волга в районе впадения в неё рек Тверцы и Тьмаки, в 177,6 км к северо-западу от Москвы.

Тверь основана в 1135 году на стрелке реки Тьмаки. С 1247 года - центр Тверского княжества; во время монголо-татарского ига стала одним из центров сопротивления (крупное восстание в 1327 году) и соперничала с Москвой за роль политического центра Северо-Восточной Руси; в 1304 г. князь Михаил получил ярлык на великое княжение и с этого момента, вплоть до 1327 г. Тверь являлась столицей русских земель; с 1485 года в составе Московского государства (впоследствии - России). С 1796 года по 1929 годы - центр Тверской губернии, а с 1935 года - административный центр Калининской области (после 1990 года - Тверской области). С октября по декабрь 1941 года город был оккупирован немецкими войсками, сильно пострадал во время оккупации и боевых действий, впоследствии был восстановлен. В 1971 году награждён орденом Трудового Красного Знамени. 4 ноября 2010 года присвоено почётное звание «Город воинской славы».

Тверь - крупный промышленный, научный и культурный центр, крупный транспортный узел на пересечении железнодорожной линии Санкт-Петербург - Москва и автомагистрали «Россия» с Верхней Волгой. Площадь территории города - 152,22 км², административно город разделён на 4 района (Заволжский, Московский, Пролетарский, Центральный). Население - 416 442 чел. (на 01.01.2016).

Городское самоуправление представлено Тверской городской Думой (в составе 33 депутатов), главой города, избранным из состава депутатов городской Думы, и администрацией города.

Географическое положение

Тверь находится на западной окраине Верхневолжской низменности и к северу от Тверской моренной гряды. Город расположен на пересечении железнодорожной и автомобильной магистралей, соединяющих Москву и Санкт-Петербург, с Волгой в её верхнем течении; находится в 134 км к северо-западу от Москвы и в 484 км к юго-востоку от Санкт-Петербурга. Город расположен на высоте от 124 м (урез Волги) до 174 м над уровнем моря (высшая точка города на юго-восточной окраине, недалеко от пересечения главного хода Октябрьской железной дороги с Тверской окружной дорогой). Протяжённость города в широтном направлении - 20 км, в меридианном - 15 км.

Рельеф

Город Тверь расположен на Волго-Тверецкой низине, являющейся частью Верхневолжской низины (низменной равнины) - относительно глубокой дочетвертичной депрессии, сформированной водами ледника. Пологоволнистый рельеф низины нарушает Калининская конечно-моренная гряда, лежащая к югу от города. Конечно-моренные образования разделяются на 2-3 хорошо различимые гряды, возвышающиеся над окружающей поверхностью моренной равнины на 40-70 м. Центральная часть города расположена в пределах долины Волги и ее притоков. Южная и северная части города выходят на моренную равнину, характеризующихся почти плоским рельефом с абсолютными отметками от 135 до 140 м. В северо-западном и юго-восточных направлениях моренная равнина переходит в холмистую моренную возвышенность, абсолютные отметки поверхности достигают 150-175 м. В районе деревень Неготино и Вишенки, Калининская моренная гряда, состоящая из отдельных холмообразных возвышенностей, достигает абсолютных отметок 146-175 м (до 220-320 м).

Геологическое строение территории

Территория, занимаемая городом, до глубины 200-250 м расположена на породах каменноугольного и юрского возрастов, а так же на четвертичных отложениях.

Каменноугольные отложения представлены тремя эпохами; нижний и средний отдел распространены на всей территории города, верхний - в восточной его части. Отложения нижнего карбона залегают на глубине 129-200 м и представлены доломитами и известняками с прослоями глин, алевролитов и песков. Толщина этого горизонта составляет 50 - 80 м. Отложения среднего карбона залегают на глубине от 7,5 до 70 метров и более и представлены глинами и известково-мергелистыми породами. Общая мощность среднекаменноугольных отложений достигает 100-150 м. Отложения верхнего карбона, вскрытые на глубине 7,5 - 16,5 м, представлены известняками, доломитами и мергелями, перемежающимися с глинами. Мощность этих отложений изменяется от долей метра в западной части города до 40-50 метров в восточной. Элювиальные отложения верхнего карбона распространены под аллювием реки Волга на глубине 7-14 м. Их мощность составляет 0,3-0,4 м.

Юрские отложения имеют локальное распространение и мощность от 0,2 до 13 м. На большей части территории города они размыты. Они представлены темно-серыми и черными алевролитистыми, слюдястыми глинами, содержащими большое количество остатков белемнитов и включения марказита. Иногда глины содержат тонкие слои темно-серых глинистых и слюдястых песков.

Четвертичные отложения, относящиеся к ледниковым и водно-ледниковым образованиям, распространены повсеместно и перекрывают коренные породы. Их мощность составляет около 25-30 м. Более поздние четвертичные породы представлены аллювием надпойменных террас Волги и Тверцы, на которых залегают современные отложения речных пойм и болот. Ледниковые отложения представлены суглинками, в толще которых встречаются включения супесей, песков и песчано-галечного материала. Водно-ледниковый отложения представлены разнозернистыми песками со слоями галечников, гравия. Мощность этих слоев составляет 1,5—7,0 м. Аллювиальные отложения распространены в долинах рек и представлены мелко- и среднезернистыми песками с гравием и галькой, и со слоями супесей, суглинков и глин. Общая мощность аллювия надпойменных террас составляет от 1-2 до 15-20 м и более, мощность пойменного аллювия - от 1 до 11 м, мощность галечника достигает 0,5 м. Болотные осадки распространены на поверхности равнин и в понижениях рельефа. Они представлены сапропелями мощностью до 1 м и торфом мощностью до 5 м.

Почвы

На территории города распространены несколько типов почв. На возвышенных частях рельефа распространены подзолистые почвы. На равнинных участках и пологих склонах - супеси и суглинки. В понижениях рельефа распространены подзолисто-глеевые, полуболотные и болотные почвы. В поймах рек распространены аллювиальные луговые почвы, богатые гумусом. Наконец, на отдельных участках имеются насыпи грунтов со значительным содержанием строительного мусора.

Растительность

Город Тверь располагается в зоне хвойно-широколиственных лесов. На территории города древесный ярус образован елью европейской, сосной обыкновенной, а также лиственными породами: березой, ольхой, осиной. На возвышенных местах встречаются клён, ясень, липа, лещина, реже дуб. Территория города и прилегающего к ней района сильно обезлесена, сохранившимися в городской черте природными лесными массивами являются Комсомольская, Первомайская и Бабачевская рощи. Лесные участки наиболее широко распространены и приближены к городской застройке в Заволжском и Затверецком районах, в то время как южная часть города выходит на сельскохозяйственные земли. На месте сведенных лесов сформировались вторичные луга, чаще всего - суходольные. В залесенных поймах характерны заросли ивы и мелкозлаковые луга.

Гидрография

Город находится на реке Волге в её верхнем течении, в 442 км от ее истока, и расположен на обоих её берегах. В 120 км ниже Твери расположена Ивановская плотина Ивановской ГЭС, подпор от которой распространяется на 10-20 км выше города (Иваньковское водохранилище); урез воды (по отметке нормального подпорного горизонта) - 124,0 м над уровнем моря (уровни воды в 2002 году опускались до отметок 122,75 м). Волга протекает по территории города с запада на восток и делит его на две примерно равные части (исторический центр города находится на правом берегу, а левобережная часть города традиционно называется заволжской).

Ширина русла Волги в черте города меняется от 180 м (в районе Мигалово) до 520 м (в районе деревни Константиновка). Уровненный режим Волги у города Тверь характеризуется высоким весенним половодьем, летней меженью, прерываемой высокими паводками от дождей, и низкой зимней меженью. Высокие половодья на Волге в районе Твери случались в 1709, 1719, 1770, 1777, 1807, 1838, 1849, 1855, 1867, 1908, 1926, 1947, 2013 годах. Высота подъема воды над нулем графика гидропоста составляла 8,5-13 м. В 1947 году вода поднялась до отметки 11 м. В настоящее время вода в Волге поднимается обычно на 6-7 м.

Ледовый режим Волги у города Твери характеризуется устойчивым ледоставом в течении 89-166 дней, сменяющимся ледоходом продолжительностью 2-6 дней. Появление ледовых явлений отмечается, в среднем, в начале ноября, подвижка льда - в начале апреля, очищение от льда — в середине апреля. Наибольшая толщина льда достигает 1,0 м. В период весеннего ледохода скорости течения достигают 1,5-2,0 м/сек, в отдельные годы формируются заторы льда.

Река Тверца является левобережным притоком Волги. Длина реки 188 км, ширина русла в черте города составляет около 100 м. Устье реки находится в подпоре от Волги, распространяющимся на 18-20 км выше по течению. Установление ледостава наблюдается в конце ноября, толщина льда составляет 30-50 см, освобождение ото льда происходит в середине апреля, средняя продолжительность ледохода составляет 7 дней. В осенне-зимний период и при ледоходе образуются заторы и зажоры льда. Многолетние колебания уровня воды в реке составляют 8,1 м.

Река Тьмака является правобережным притоком Волги. Длина реки 73 км, ширина русла в черте города меняется от 10 до 100 м. В пределах города русло реки перегорожено двумя водоподъемными плотинами. Устьевой участок реки имеет глубину 1,5-1,0 м, с крутыми берегами. Ледостав устанавливается в начале декабря, вскрытие реки ото льда происходит в начале апреля; ледоход проходит за 2-4 дня. Максимальные колебания уровня воды в реке составляют 4 м.

В гидрографическую сеть города входят также малые реки и ручьи: впадающие в Волгу Межурка (с притоками Малица и Ольховка), Иртыш, Барминовский, Перемеровский, Константиновский, Бортниковский, Хлебный ручьи, а также притоки Тьмаки (Лазурь) и Тверцы (Соминка, Исаевский ручей), являющиеся притоками Волги второго порядка.

В 2016 году экологи зафиксировали угрожающе низкий уровень воды в реках города Твери.

Климатология

Климат - умеренно-континентальный. Тверь имеет мягкий климат, с умеренно прохладной и достаточно длительной зимой и нежарким, влажным летом. Сильные морозы или палящий зной бывают достаточно редко. Абсолютный минимум $-43,8$ градусов (31 декабря 1978), максимум $+38,8$ градусов (7 августа 2010). Самый холодный месяц - январь (средняя температура $-10,5$ °C), самый тёплый - июль ($+17,3$ °C).

Продолжительность безморозного периода составляет 127 дней. Продолжительность периода со среднесуточной температурой:

- выше 0 °C составляет 210-215 дней;
- выше $+5,0$ °C – 170-175 дней;
- выше $+10,0$ °C – 125-130 дней;
- выше $+15,0$ °C – 55-65 дней.

Средняя многолетняя дата первого заморозка - 11 августа. Средняя многолетняя дата последнего заморозка - 11 июня. Средняя продолжительность летнего периода - 112 дней. Средняя продолжительность периода с устойчивыми морозами - 121 день, начало - 1 декабря, окончание - 31 марта. Среднее количество дней с оттепелью: ноябрь - 17,7; декабрь - 8,1; январь - 5,8; февраль - 5,0; март - 15,2.

Лето в Твери начинается со второй половины мая и продолжается до середины сентября. Атлантические воздушные массы нередко обуславливают пасмурную погоду с кратковременными дождями, но нагреваясь от материка, трансформируются в континентальные, характеризующиеся относительной сухостью. В июне-августе воздух нагревается днем до 20° и выше, абсолютный максимум достигает +36°. В это время устанавливается солнечная, теплая или жаркая погода.

Осень длится с середины сентября до середины ноября, и характеризуется преобладанием пасмурной погоды, с длительными, обложными осадками. Наблюдаются наибольшие в году скорости ветра.

Зима начинается в середине ноября и продолжается до середины марта. Этот сезон характеризуется холодной, ветряной и часто пасмурной погодой. Морозы до -25° отмечаются ежегодно, абсолютный минимум -50°. Взаимодействие арктических и континентальных воздушных масс приводит к значительному понижению температуры и увеличению числа солнечных дней.

Весна продолжается с середины марта до середины мая. Она характеризуется относительно сухой, солнечной погодой с частыми заморозками.

Продолжительность солнечного сияния за год составляет 1521 час, самым солнечным месяцем - июль, 252 часа. Дней без солнца насчитывается 113 за год, в основном за счет пасмурного осенне-зимнего периода. Особенно сумрачны ноябрь и декабрь, когда продолжительность солнечного сияния составляет около 10 % возможного, а число дней без солнца достигает 22-23 дней в месяц.

В течение года максимум осадков приходится на летний период. Максимальное количество осадков за год - 885 мм, минимальное - 348 мм, среднее - 650 мм. Средняя повторяемость морозящих осадков - 15 дней в году.

Преобладающими ветрами являются западные и юго-западные. Среднегодовая скорость ветра - 3,8 м/с, наибольшая - 20 м/с. Вероятность возникновения ветров со скоростью более 8 м/с - не более 5 %. Нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа.

По строительно-климатическому районированию в соответствии с СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* территория г. Тверь относится к климатическому району – II, подрайону – II-В, зоне нормальной влажности. Общая характеристика строительно-климатического подрайона II-В приводится в таблице 2.

Таблица 2 – Общая характеристика строительно-климатического района II-В

Средняя месячная температура января, °С	Средняя скорость ветра за 3 зимних месяца, м/с	Средняя месячная температура июля, °С	Средняя месячная относительная влажность воздуха, %
От -4 до -14	5 и более	От +12 До +21	75 и более

Характерными особенностями температурного режима являются:

- в летние, ясные дни в случае антициклональной погоды наблюдается перегрев воздуха;
- продолжительный холодный период с температурой ниже границы комфорта;
- большие суточные амплитуды температуры воздуха в весенне-летне-осенний периоды года, превышающие бытовые пороги ощущения, неблагоприятно воздействующие как на самочувствие человека, так и на сами здания.

Средняя многолетняя температура воздуха равна + 3,8 °С. Самый теплый месяц года - июль, средняя температура его + 17,3°С, абсолютный максимум +36°С.

Самый холодный месяц года - январь, со средней температурой воздуха -10,5°С, абсолютный минимум - 50°С.

По физиолого-климатическим условиям, данная территория относится к району, являющемуся типичным для умеренных широт. Здесь отмечается продолжительный период с переохлажденным воздухом, когда отрицательные температуры сопровождаются повышенными скоростями ветра (более 3 м/с). Условия теплового комфорта наблюдаются в 20% случаев от числа дней в году.

Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"

3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов

Электронная модель системы теплоснабжения г. Твери разработана с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «ZuluThermo вер 7.0» (далее - «ZuluThermo 7.0»). Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Электронная модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схеме расположения инженерных коммуникаций.

Данные для разработки электронной модели схемы теплоснабжения поселения предоставлены Департаментом жилищно-коммунального хозяйства и жилищной политики администрации города Твери, теплоснабжающими организациями.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей.

В ходе работ по разработке «Схема теплоснабжения в административных границах муниципального образования городского округа город Тверь на период до 2028 года, по состоянию на 2017 год» актуализирована электронная модель системы централизованного теплоснабжения города на базе сведений, предоставленных заказчиком. Данная модель выполнена в виде векторных слоев, наложенных на схему города. Все гидравлические расчеты выполнены на основе данной модели. Результаты расчетов занесены в интерактивные таблицы элементов модели.

Электронная модель предназначена для формирования единой программно-информационной среды, с целью создания общегородской электронной схемы существующих тепловых сетей и объектов системы теплоснабжения, привязанных к топографической основе города.

Электронная модель содержит:

- графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, города и с полным топологическим описанием связности объектов;
- паспортизацию объектов системы теплоснабжения;
- паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное;
- гидравлический расчет тепловых сетей;
- расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.

Электронная модель позволяет производить:

- моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- построение пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

В рассматриваемой электронной модели выделено 16 слоев. Все они отображают существующее состояние и структуру системы теплоснабжения г. Тверь:

- «Яндекс карта» – данный слой представляет собой картографические данные с Tile-сервера «Яндекс карты» по заданной территории в виде растровых изображений;
- «Яндекс спутник» – данный слой представляет собой картографические данные (вид со спутника) с Tile-сервера «Яндекс спутник» по заданной территории в виде растровых изображений;
- «OpenStreetMap» - данный слой представляет собой картографические данные с Tile-сервера «OpenStreetMap» по заданной территории;
- «Kosmosnimki (base)» - данный слой представляет собой картографические данные (вид со спутника) с Tile-сервера «Kosmosnimki» по заданной территории;
- «Реки, озера» - вспомогательный слой представляет собой картографические данные водных объектов;
- «Дорожная сеть» - вспомогательный слой представляет собой картографические данные дорог;
- «Здания» - данный слой представляет собой контуры зданий;
- «Перспективная застройка» - данный слой представляет собой контуры зон перспективной застройки;
- «Паровые сети» - слой представляет собой электронную модель фактической системы теплоснабжения (паропроводы) в виде условных обозначений: источник тепловой энергии, участки паровых сетей, тепловые камеры, узлы и потребители тепловой энергии. Каждое условное обозначение электронной схемы теплоснабжения связано с базой данных, в которую введена исходная информация, предоставленная Заказчиком, результаты инженерных расчетов;
- «ТС_Аварийный_2» – слой представляет собой спрогнозируемую электронную модель системы теплоснабжения в аварийном режиме (1 вариант) при переключении потребителей котельной «Южная» на ТЭЦ-4;
- «ТС_Аварийный_3» – слой представляет собой спрогнозируемую электронную модель системы теплоснабжения в аварийном режиме (2 вариант) при переключении потребителей ТЭЦ-4 и котельной «Южная» общей нагрузкой 118 Гкал/ч на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3;
- «ТС_отопительный 120» – слой представляет собой электронную модель фактической системы теплоснабжения в расчетных условиях при срезке температурного графика на 120 °С в виде условных обозначений: источник тепловой энергии, участки тепловых сетей, тепловые камеры, узлы и потребители тепловой энергии. Каждое условное обозначение электронной схемы теплоснабжения связано с базой данных, в которую введена исходная информация, предоставленная Заказчиком, результаты инженерных расчетов и измерений;
- «ТС_отопительный_120_2_вариант» – слой представляет собой электронную модель перспективной системы теплоснабжения в отопительный период с учетом работы ТЭЦ-4 до ТК820

(р-н Привокзальной площади, Зеленый пр-д, б-р Цанова) с учетом проведенных мероприятий, в виде условных обозначений: источник тепловой энергии, участки тепловых сетей, тепловые камеры, узлы и потребители тепловой энергии. Каждое условное обозначение электронной схемы теплоснабжения связано с базой данных, в которую введена исходная информация, предоставленная Заказчиком, результаты инженерных расчетов и измерений;

– «ТС_летний» слой представляет собой электронную модель работы системы теплоснабжения в летний период в виде условных обозначений: источник тепловой энергии, участки тепловых сетей, тепловые камеры, узлы и потребители тепловой энергии. Каждое условное обозначение электронной схемы теплоснабжения связано с базой данных, в которую введена исходная информация, предоставленная Заказчиком, результаты инженерных расчетов и измерений;

– «ТС_летний_2» слой представляет собой электронную модель работы системы теплоснабжения в летний период переключения потребителей котельной Южная к ТЭЦ-4 в виде условных обозначений: источник тепловой энергии, участки тепловых сетей, тепловые камеры, узлы и потребители тепловой энергии. Каждое условное обозначение электронной схемы теплоснабжения связано с базой данных, в которую введена исходная информация, предоставленная Заказчиком, результаты инженерных расчетов и измерений;

– «2020_ТС_отопительный_120» слой представляет собой электронную модель работы системы теплоснабжения в перспективный период с учетом мероприятий и подключения потребителей до 2020 года в виде условных обозначений: источник тепловой энергии, участки тепловых сетей, тепловые камеры, узлы и потребители тепловой энергии. Каждое условное обозначение электронной схемы теплоснабжения связано с базой данных, в которую введена исходная информация, предоставленная Заказчиком, результаты инженерных расчетов и измерений;

Электронная модель выполнена в местной системе координат с географической привязкой. Электронная карта (модель) в формате ГИС Zulu представлена в приложении № 7 (CD диск) вместе с текстовыми и графическими материалами.

3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

Паспортизация необходима для диспетчеризации объектов теплоснабжения и ее структурирования в общей цепочке, а именно:

Для источников тепловой энергии:

- номер источника;
- геодезическая отметка, м;
- расчетная температура в подающем трубопроводе, °С;
- расчетная температура холодной воды, °С
- расчетная температура наружного воздуха, °С
- расчетный располагаемый напор на выходе из источника, м
- расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике, м
- режим работы источника;
- максимальный расход на подпитку, т/ч.

Для участков тепловой сети:

- внутренний диаметр подающего и обратного трубопроводов, м;
- шероховатость подающего и обратного трубопроводов, мм;
- коэффициент местного сопротивления подающего и обратного трубопроводов.

Для потребителей тепловой энергии:

- высота здания потребителя (минимальный статический напор), м;
- номер схемы подключения потребителя;
- расчетная тепловая нагрузка систем теплоснабжения;
- коэффициент изменения расхода на систему отопления, систему вентиляции и закрытые системы ГВС;
- коэффициент изменения расхода на открытый водоразбор.

3.3 Паспортизация и описание расчётных единиц территориального деления, включая административное

Разбивка объектов по территориальному делению в ГИС «Zulu» происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования. По материалам этих данных, в электронной модели объекты теплоснабжения можно разделить на зоны действия административного или территориального деления, в рамках существующего положения и перспективного развития города, поселения и т.д.

Перед загрузкой слоя в карту семейство файлов слоя уже должно существовать на диске, т.е. слои должны быть предварительно созданы.

В карту можно добавить:

- Векторный слой, растровый объект, группу растровых объектов.
- Слои с серверов, поддерживающих спецификацию WMS (Web Map Service).
- Растровый файл (формат *.bmp;*.pcx;*.tif;*.gif;*.jpg);
- Растровые объекты программ OziExplorer и MapInfo.

Режим получения информации используется для просмотра семантической информации по объектам слоя. С помощью запросов можно:

- произвести выборку данных из базы в соответствии с заданными условиями;
- занести одинаковые данные одновременно для группы объектов;
- производить копирование данных из одного поля в другое для группы объектов;

Также выборка данных в «Zulu Thermo 7.0» возможна по условию:

- Наименование потребителя (адрес)
- Наименование котельной
- Номер котельной
- Обслуживающая организация
- Коды узлов подключения потребителей
- По любому полю внесенному в базу данных (температура, давление и т.п.)

3.4 Гидравлический расчёт тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчёт при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Гидравлический расчет предусматривает выполнение расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Целью расчета является определение расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. Рассчитывается баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями.

3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет

При анализе переключений определяется, какие объекты попадают под отключения, и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

3.6 Расчёт балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью расчета балансов тепловой энергии является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе при аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Расчёт тепловых сетей можно проводить с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

3.7 Расчёт потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Целью расчета является определение фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери могут определяться суммарно за год и с разбивкой по месяцам. Пролететь результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Подробная методика расчета тепловых потерь через изоляцию и с учетом утечек теплоносителя описана в руководстве к «Zulu-Thermo 7.0»

3.8 Расчёт показателей надёжности теплоснабжения

Расчет показателей надежности в ПРК «Zulu-Thermo 7.0» не разрабатывался, ввиду отсутствия модуля по их расчету в программе.

3.9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Расчет перспективных нагрузок в «Zulu-Thermo 7.0» и соответственно подбор по различным параметрам диаметров тепловых сетей, дроссельных шайб на потребителях, дополнительная установка подкачивающих насосных станций и т.д., возможен с использованием расчетного режима «Конструкторский расчет».

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при:

- проектирования новых тепловых сетей;
- при реконструкции существующих тепловых сетей;
- при выдаче разрешений на подключение новых потребителей к существующей тепловой сети.

В качестве источника теплоснабжения может выступать любой узел системы, например тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность задания для каждого участка тепловой сети либо оптимальной скорости движения воды, либо удельных линейных потерь напора.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети.

3.10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

На основании предоставленных теплоснабжающими организациями - схем тепловых сетей, данных о характеристиках участков тепловых сетей и величине расчётных тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии на карте города была построена электронная модель системы теплоснабжения г. Твери (существующее положение). Электронная модель разработана с применением комплекта - ГИС «Zulu 7.0» и программно-расчетного комплекса «ZuluThermo 7.0» (производитель ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург).

Для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей систем централизованного теплоснабжения в г. Твери в электронную модель была внесена исходная информация по перспективным объектам, намечаемым к строительству, по каждому этапу схемы теплоснабжения. Активизацией модуля «конструкторский расчет» программно-расчетного комплекса «ZuluThermo 7.0» были определены диаметры трубопроводов тепловой сети при пропуске расчетного расхода теплоносителя.

По каждому перспективному объекту с применением модуля «наладочный расчет» программно-расчетного комплекса «ZuluThermo 7.0» выполнен гидравлический расчёт тепловых сетей и для наглядности полученных результатов построены пьезометрические графики. На основании полученных результатов был выбран оптимальный сценарий перспективного развития тепловых сетей г. Твери.

Сравнительные пьезометрические графики по каждой точке перспективного развития можно просмотреть в слое электронной модели системы теплоснабжения города, соответствующем этапу подключения. Электронная модель передается совместно с настоящей схемой теплоснабжения. Просмотр организуется активизацией модуля «пьезометрический график» программно-расчетного комплекса «ZuluThermo 7.0».

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

4.1 Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Баланс тепловой мощности подразумевает соответствие подключенной тепловой нагрузки тепловой мощности источников. Тепловая нагрузка потребителей рассчитывается как необходимое количество тепловой энергии для создания благоприятного микроклимата в помещениях потребителя при расчетной температуре наружного воздуха. Расчетная температура наружного воздуха устанавливается нормами как температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92. Для данного региона расчетная температура наружного воздуха -29 °С.

При отсутствии баланса тепловой мощности в холодный период года и при достижении температур наружного воздуха значений, близких к расчётным, появляется дефицит тепловой энергии и, как следствие, ухудшение микроклимата в помещениях потребителей.

Для определения баланса тепловой мощности необходимо знать максимальную возможную тепловую производительность источников, суммарную тепловую нагрузку потребителей и тепловые потери в теплотрассах (потери также являются тепловой нагрузкой для источника).

Суммарная установленная тепловая мощность котельных г. Твери в горячей воде составляет 2056,914 Гкал/ч, мощность нетто за вычетом технических ограничений и собственных нужд котельных составляет 1811,76 Гкал/ч (см. главу 1, п. 2 «Источники тепловой энергии»), из них 1574,035 Гкал/ч в единой сети. Суммарная расчетная тепловая нагрузка источников составляет 1480,94 Гкал/ч.

Сведения о существующих и перспективных балансах тепловой мощности источников тепловой энергии г. Твери (за исключением источников АО «ГУ ЖКХ») представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии г. Твери 2015-2030 гг.

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
2015 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	17,248	-0,091
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	80,368	-25,519
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,673	-18,101
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	528,070	29,921
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	404,423	-112,217
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,097	12,529
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	50,032	6,989
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	6,49	35,509
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
2016 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	83,688	-28,839
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,673	-18,101
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	530,940	27,051
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	404,753	-112,547
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,097	12,529
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	50,032	6,989
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	6,49	35,509
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
2017 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	83,748	-28,899
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,673	-18,101
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	535,810	22,181
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	405,103	-112,897
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,097	12,529
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	50,032	6,989
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	6,49	35,509
Котельная «КО-МО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
2018 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	85,248	-30,399
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,763	-18,191
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	545,760	12,231

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	416,403	-124,197
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,532	5,489
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	9,86	32,139
Котельная «КО-МО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	0,671	13,42	39,379
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:10 38 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,1	2	6,290
2019 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	85,248	-30,399
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,763	-18,191
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	547,080	10,911
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	427,083	-134,877
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,532	5,489
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	31,906	5,095
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	0,986	19,72	32,764
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:10 38 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
2020 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	202,495	-1,175
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,834	3,442
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	87,328	-32,479
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	60,843	-20,271
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	556,740	1,251
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	427,083	-134,877
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,532	5,489
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	31,906	5,095
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусолово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	1,854	37,08	14,536
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:10 38 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
ТЭЦ-Залинейная	270	270	6,45	263,55	0,623	12,46	250,467
2021-2025 гг.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	206,965	-5,645
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	2,564	2,712
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	95,798	-40,949
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	69,313	-28,741
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	606,680	-48,689
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	433,103	-140,897
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,982	5,039
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	32,666	4,335
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилowo	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	2,059	41,18	10,231
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:10 38 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
ТЭЦ-Залинейная	270	270	6,45	263,55	3,7885	75,77	183,992
2026-2030 гг.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	208,225	-6,905
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	2,564	2,712
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	96,488	-41,639
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	70,003	-29,431
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	664,690	-106,699
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	463,203	-170,997
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	54,242	2,779
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	36,446	0,555
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	2,059	41,18	10,231
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:10 38 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
ТЭЦ-Залинейная	270	270	6,45	263,55	7,1535	143,07	113,327

На следующих источниках тепловой энергии на базовый период присутствует дефицит тепловой мощности:

- ТЭЦ-1 – 25,519 Гкал/ч;
- ТЭЦ-4 – 112,217 Гкал/ч;
- ВК-2 – 18,101 Гкал/ч;
- Котельная «Южная» - 0,125 Гкал/ч;
- Котельная «Мамулино» - 0,091 Гкал/ч;
- Котельная «Сахаровское ш.» - 0,006 Гкал/ч;
- Котельная «Керамический завод» - 0,176 Гкал/ч;
- Котельная «Б. Перемерки, 20» - 0,062 Гкал/ч;
- Котельная 565 – 0,024 Гкал/ч.

Для исключения дефицитов на источниках тепловой энергии предусмотрены мероприятия по наращиванию тепловой мощности (см. главу 6). Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии с учетом планируемых мероприятий по наращиванию тепловых мощностей представлены в таблице 4.2.

Наличие резерва мощности в системах теплоснабжения позволяет подключать новых потребителей. Наличие дефицита свидетельствует о необходимости увеличения производственных мощностей.

Таблица 4.2 – Перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии г. Твери 2015-2030 гг.

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
2015 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	17,248	-0,091
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	80,368	-25,519
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,673	-18,101
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	528,070	29,921
ТЭЦ-4	491	391	0,915	390,085	97,879	404,423	-112,217
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,097	12,529
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	50,032	6,989
Котельная "п. Б. Перерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	6,49	35,509
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
2016 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	83,688	-28,839
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,673	-18,101
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	530,940	27,051
ТЭЦ-4	491	491	0,915	490,085	97,879	404,753	-12,547

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,097	12,529
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	50,032	6,989
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	6,49	35,509
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
2017 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	83,748	-28,899
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,673	-18,101
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	535,810	22,181
ТЭЦ-4	491	491	0,915	490,085	97,879	405,103	-12,897
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,097	12,529
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	50,032	6,989
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	6,49	35,509
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
2018 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	85,248	-30,399
ВК-2	60	56	1,356	54,644	14,072	58,763	-18,191
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	545,760	12,231
ТЭЦ-4	491	491	0,915	490,085	97,879	416,403	-24,197
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,532	5,489
Котельная "п. Б. Перерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	3,006	22,046	18,405
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная ООО «Лазурная»	46,5	46,5	1,051	45,449	3,45	9,86	32,139
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	0,671	13,42	39,379
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,1	2	6,290
2019 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	201,445	-0,125
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,654	3,622
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	85,248	-30,399
ВК-2	60	58,6	1,356	57,244	14,072	58,763	-15,591
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	547,080	10,911
ТЭЦ-4	491	491	0,915	490,085	97,879	427,083	-34,877
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,532	5,489
Котельная "п. Б. Перемрки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	31,906	5,095
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	0,986	19,72	32,764
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
2020 г.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	202,495	-1,175
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	1,834	3,442
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	104	77	3,583	73,417	18,568	87,328	-32,479
ВК-2	60	58,6	1,356	57,244	14,072	60,843	-17,671
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	556,740	1,251
ТЭЦ-4	491	491	0,915	490,085	97,879	427,083	-34,877
ВК-1	100	80	0,302	79,698	13,072	54,697	11,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,532	5,489
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	31,906	5,095

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	1,854	37,08	14,536
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
ТЭЦ-Залинейная	270	270	6,45	263,55	0,623	12,46	250,467
2021-2025 гг.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	206,965	-5,645
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	2,564	2,712
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	169	142	3,583	138,417	18,568	95,798	24,051
ВК-2	60	58,6	1,356	57,244	14,072	69,313	-26,141
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	606,680	-48,689
ТЭЦ-4	491	491	0,915	490,085	97,879	433,103	-40,897
ВК-1	120	120	0,302	119,698	13,072	54,697	51,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	51,982	5,039

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	32,666	4,335
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилово	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	2,059	41,18	10,231
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
ТЭЦ-Залинейная	270	270	6,45	263,55	3,7885	75,77	183,992
2026-2030 гг.							
Котельная «Сахарово»	24	20,34	0,542	19,798	1,521	15,191	3,086
Котельная «Мамулино»	20,64	19,35	0,466	18,884	1,727	18,448	-1,291
Котельная «Южная»	250	232,3	5,65	226,650	25,33	208,225	-6,905
Котельная «ХБК»	12,9	8,88	0,292	8,588	0,749	7,479	0,360
Котельная «УПК»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,018	0,18	0,182
Котельная «Поликлиника №2»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,02	0,198	0,162
Котельная «Школа №2»	2,56	2,31	0,058	2,252	0,175	1,744	0,333
Котельная «Школа №24»	0,43	0,39	0,01	0,380	0,022	0,216	0,142
Котельная «Керамический завод»	0,7	0,61	0,016	0,594	0,07	0,7	-0,176
Котельная «ПАТП-1»	11,7	10,8	0,264	10,536	0,212	2,12	8,204
Котельная «ДРСУ-2»	5,67	5,57	0,128	5,442	0,166	2,564	2,712
Котельная «Школа №3»	1,31	1,16	0,03	1,130	0,095	0,945	0,090
Котельная «Сахаровское ш.»	6,3	5,94	0,142	5,798	0,528	5,276	-0,006
ТЭЦ-1	169	142	3,583	138,417	18,568	96,488	23,361
ВК-2	60	58,6	1,356	57,244	14,072	70,003	-26,831
ТЭЦ-3	694	684	3,068	680,932	122,941	664,690	-106,699
ТЭЦ-4	521	521	0,915	520,085	97,879	463,203	-40,997

Наименование котельной	Установленная мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность (в горячей воде), Гкал/ч	Расход тепловой энергии на собственные нужды котельной, Гкал/ч	Мощность нетто (в горячей воде), Гкал/ч	Потери в т/с, Гкал/ч	Расчетная нагрузка, Гкал/ч	Резерв/дефицит тепловой мощности, Гкал/ч
ВК-1	120	120	0,302	119,698	13,072	54,697	51,929
Котельный цех	80	69	0,391	68,609	11,588	54,242	2,779
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	0,34	0,34	0	0,340	0	0,402	-0,062
Котельная «Химинститут»	68,29	45	1,543	43,457	6,456	36,446	0,555
Котельная «ТКСМ-2»	25	25	0,565	24,435	6,434	12,65	5,351
Котельная «КОМО»	3,2	2,85	0,072	2,778	0,14	1,03	1,608
Котельная «Мамулино-2»	4	3,7	0,09	3,610	0,425	3,12	0,065
Котельная мкр. Брусилково	8,6	8,6	0,21	8,39	0,104	2,08	6,206
Котельная «Мамулино-3»	54,78	54,78	1,31	53,47	2,059	41,18	10,231
Новая котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,15	3	5,240
Новая котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	8,6	8,6	0,21	8,39	0,2	4	4,190
ТЭЦ-Залинейная	270	270	6,45	263,55	7,1535	143,07	113,327

4.2 Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединённой тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии

Балансы тепловой мощности источников централизованного теплоснабжения г. Твери представлены в таблицах 4.1 – 4.2. Источники тепловой энергии, имеющие более одного магистрального вывода работают в общую сеть, в связи с чем составление балансов по отдельным магистральным выводам невозможно.

4.3 Гидравлический расчёт передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединённых к тепловой сети от каждого магистрального вывода

При проектировании и реконструкции действующих систем централизованного теплоснабжения необходимо выполнение гидравлического расчёта передачи теплоносителя, с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих потребителей, присоединённых к тепловой сети.

Для водяных тепловых сетей гидравлический расчет следует проводить следующих режимах:

- расчётном — по расчётным расходам сетевой воды;
- зимнем — при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода;
- переходном — при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода;
- летнем — при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;
- статическом — при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети;
- аварийном.

На основании предоставленных теплоснабжающими организациями схем прокладки тепловых сетей, данных о характеристиках участков тепловых сетей и величине расчётных тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии была построена электронная модель системы теплоснабжения г. Твери. Электронная модель разработана с применением комплекта - ГИС «Zulu 7.0» и программно-расчетного комплекса «ZuluThermo 7.0» (производитель ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург).

Гидравлический расчет системы теплоснабжения проводится для определения условий, при которых существует возможность по осуществлению качественного теплоснабжения потребителей. Одной из главных целей расчета является определение существующей и требуемой пропускной способности магистральных тепловых линий на заданном температурном графике и безопасном (безаварийном) располагаемом напоре источника теплоснабжения.

Подробно гидравлический расчет рассмотрен в главе 6. Гидравлические расчеты выполнены в разработанной электронной модели схемы теплоснабжения. Результаты расчетов представлены в интерактивных таблицах электронной модели

4.4 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

На следующих источниках присутствует дефицит тепловой мощности:

- ТЭЦ-1 – 25,519 Гкал/ч;
- ТЭЦ-4 – 112,217 Гкал/ч;
- ВК-2 – 18,101 Гкал/ч;
- Котельная «Южная» - 0,125 Гкал/ч;
- Котельная «Мамулино» - 0,091 Гкал/ч;

- Котельная «Сахаровское ш.» - 0,006 Гкал/ч;
- Котельная «Керамический завод» - 0,176 Гкал/ч;
- Котельная «Б. Перемерки, 20» - 0,062 Гкал/ч;
- Котельная 565 – 0,024 Гкал/ч.

Увеличение присоединенной тепловой нагрузки за счет перспективного строительства компенсируется наращиванием тепловых мощностей на источниках тепловой энергии (см. главу 6).

Дефицит пропускной способности тепловой сети устраняется перекладкой тепловой сети (см. главу 7). В первую очередь производится перекладка участков тепловой сети с имеющимся дефицитом пропускной способности (см. главу 1) и участков тепловой сети с наибольшим износом.

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

Теплоснабжение в городе Твери организовано как по закрытой, так и по открытой схеме. Подготовка теплоносителя на всех котельных для подпитки тепловых сетей организована с применением водоподготовительных установок.

«Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

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

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

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

При отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 на 1 МВт - при открытой системе и 30 на 1 МВт средней нагрузки - для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Рассчитанный в соответствии с требованиями СП баланс производительности водоподготовительных установок в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей города Твери по действующим котельным по каждому этапу рассматриваемого периода в схеме теплоснабжения представлен в таблице 5.1.

Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии для закрытых систем теплоснабжения соответствует нормативной подпитке - 0,25% объема теплосети (плюс среднечасовой расход воды на горячее водоснабжение для открытых систем с коэффициентом 1,2). Результаты расчетов максимального потребления теплоносителя в теплопотребляющих установках потребителей представлены в таблице 5.2.

Годовой расход воды на подпитку системы теплоснабжения учитывает расход воды в отопительный и межотопительный период. Расчёт количества воды, необходимой для производства и передачи тепловой энергии, производился на основе суммирования разового наполнения трубо-

проводов и систем теплоснабжения, годового расхода воды на подпитку системы теплоснабжения и затрат воды на собственные нужды источников теплоснабжения.

Рекомендуется довести производительность водоподготовительных установок до соответствия необходимым нормам, указанным в таблице 5.1. На перспективных источниках теплоснабжения (ТЭЦ «Залинейная» и котельные «Мамулино-3», «Сахаровское шоссе», «Химинститут») - организовать химическую подготовку воды общей производительностью, не ниже, указанной в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Баланс расчетной производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей

Наименование	Производительность существующей водоподготовки нетто, м³/ч	Базовый 2015 год			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021-2025 гг.			2026-2030 гг.		
		Объем существующих теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Расчетная производительность водоподготовительных установок, м³/ч
Котельная «Сахарово»	17,6	1148,16	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61	0,00	0,00	8,61
Котельная «Мамулино»	9	1303,63	0,00	9,78	90,70	0,00	10,46	0,00	0,00	10,46	0,00	0,00	10,46	0,00	0,00	10,46	0,00	0,00	10,46	0,00	0,00	9,19	0,00	10,46	
Котельная «Южная»	от ТЭЦ-4	15225,49	87,62	219,34	0,00	87,62	219,34	0,00	0,00	114,19	0,00	0,00	114,19	0,00	0,00	114,19	79,36	0,00	114,79	337,85	0,00	128,77	95,23	118,03	
Котельная «ХБК»	4,2	565,27	0,00	4,24	0,00	0,00	4,24	0,00	0,00	4,24	0,00	0,00	4,24	0,00	0,00	4,24	0,00	0,00	4,24	0,00	0,00	4,78	0,00	4,24	
Котельная «УПК»	1,2	13,60	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,10	
Котельная «Поликлиника №2»	1,2	14,97	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00	0,11	0,00	0,11	
Котельная «Школа №2»	1,2	131,81	0,00	0,99	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,99	0,00	0,00	0,99	0,00	0,99	
Котельная «Школа №24»	1,2	16,33	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,12	
Котельная «Керамический завод»	1,5	52,91	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,62	0,00	0,40	
Котельная «ПАТП-1»	1,5	160,23	0,00	1,20	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00	1,20	0,00	0,00	1,67	0,00	1,20	
Котельная «ДРСУ-2»	3,4	125,01	0,00	0,94	0,00	0,00	0,94	0,00	0,00	0,94	0,00	0,00	0,94	0,00	0,00	0,94	13,60	0,00	1,04	55,17	0,00	1,45	0,00	1,45	
Котельная «Школа №3»	1,2	71,42	0,00	0,54	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,54	0,00	0,54	
Котельная «Сахаровское ш.»	3,6	398,77	0,00	2,99	0,00	0,00	2,99	0,00	0,00	2,99	0,00	0,00	2,99	0,00	0,00	2,99	0,00	0,00	2,99	0,00	0,00	2,99	0,00	2,99	
ТЭЦ-1	от ТЭЦ-3,4	6074,48	113,16	181,35	250,93	113,16	183,23	4,53	113,16	183,27	113,37	0,00	48,32	0,00	0,00	48,32	157,21	0,00	49,50	640,17	0,00	59,18	52,15	54,70	
ВК-2	от ТЭЦ-3,4	4603,66	111,86	168,76	0,00	111,86	168,76	0,00	0,00	34,53	6,80	0,00	34,58	0,00	0,00	34,58	157,21	0,00	35,76	640,17	0,00	43,72	52,15	40,95	
ТЭЦ-3	750	40220,64	325,02	691,68	216,92	325,02	693,31	368,08	325,02	696,07	752,03	325,02	701,71	99,77	104,98	438,41	730,12	0,00	317,91	3774,53	0,00	365,06	4384,48	379,10	
ТЭЦ-4	1080	32021,57	818,48	1222,34	24,94	818,48	1222,52	26,45	818,48	1222,72	854,07	818,48	1229,13	807,21	818,48	1235,18	0,00	578,44	947,13	455,00	0,00	274,62	2275,00	273,48	
ВК-1	от ТЭЦ-3,4	4276,40	113,98	168,85	0,00	113,98	168,85	0,00	113,98	168,85	45,35	0,00	32,41	0,00	0,00	32,41	0,00	0,00	32,41	0,00	0,00	34,63	0,00	32,41	
Котельный цех	от ТЭЦ-3,4	3791,16	4,34	33,64	0,00	0,00	28,43	0,00	0,00	28,43	113,37	0,00	29,28	0,00	0,00	29,28	0,00	0,00	29,28	34,01	0,00	33,47	170,81	30,82	
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	н/д	1,20	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	33,47	0,00	0,01	
Котельная «Химинститут»	н/д	1666,27	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50	0,00	0,00	12,50	254,71	0,00	14,41	0,00	0,00	14,41	57,44	0,00	18,88	285,70	16,98	
Котельная «ТКСМ-2»	н/д	956,10	0,00	7,17	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	7,17	0,00	0,00	7,79	0,00	7,17	
Котельная ООО «Лазурная»	45	490,52	0,00	3,68	0,00	0,00	3,68	0,00	0,00	3,68	254,71	0,00	5,59	Ликвидация котельной в мае 2019 г.											
Котельная «КО-МО»	8	77,85	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,58	0,00	0,58	
Котельная «Мамулино-2»	2	235,81	0,00	1,77	0,00	0,00	1,77	0,00	0,00	1,77	0,00	0,00	1,77	0,00	0,00	1,77	0,00	0,00	1,77	0,00	0,00	3,47	0,00	1,77	
Котельная мкр. Брусилово	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	157,21	0,00	1,18	0,00	0,00	1,18	0,00	0,00	1,18	0,00	0,00	1,18	0,00	0,00	4,53	0,00	1,18	
Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,74	0,00	1,70	0,00	0,00	1,70	0,00	0,00	1,70	0,00	0,00	3,40	0,00	1,70	
Котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	151,16	0,00	1,13	151,16	0,00	2,27	0,00	0,00	2,27	0,00	0,00	3,40	0,00	2,27	
Котельная «Мамулино-3»	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1014,30	0,00	7,61	476,16	0,00	11,18	1312,09	0,00	21,02	310,64	0,00	23,35	0,00	23,35	
ТЭЦ Залинейная	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	941,74	0,00	7,06	4785,06	0,00	42,95	5086,63	81,10	

Таблица 5.2 - Максимальное потребление теплоносителя в теплопотребляющих установках потребителей

Наименование	Производительность существующей водоподготовки нетто, м³/ч	Базовый 2015 год			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021-2025 гг.			2026-2030 гг.	
		Объем существующих теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Нормативная уценка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Нормативная уценка, м³/ч
Котельная «Сахарово»	17,6	1148,16	0,00	2,87	0,00	0,00	2,87	0,00	0,00	2,87	0,00	0,00	2,87	0,00	0,00	2,87	0,00	0,00	2,87	0,00	0,00	2,87	0,00	2,87
Котельная «Мамулино»	9	1303,63	0,00	3,26	90,70	0,00	3,49	0,00	0,00	3,49	0,00	0,00	3,49	0,00	0,00	3,49	0,00	0,00	3,49	0,00	0,00	3,49	0,00	3,49
Котельная «Южная»	от ТЭЦ-4	15225,49	87,62	143,21	0,00	87,62	143,21	0,00	0,00	38,06	0,00	0,00	38,06	0,00	0,00	38,06	79,36	0,00	38,26	337,85	0,00	39,11	95,23	39,34
Котельная «ХБК»	4,2	565,27	0,00	1,41	0,00	0,00	1,41	0,00	0,00	1,41	0,00	0,00	1,41	0,00	0,00	1,41	0,00	0,00	1,41	0,00	0,00	1,41	0,00	1,41
Котельная «УПК»	1,2	13,60	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03
Котельная «Поликлиника №2»	1,2	14,97	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04
Котельная «Школа №2»	1,2	131,81	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,33
Котельная «Школа №24»	1,2	16,33	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04
Котельная «Керамический завод»	1,5	52,91	0,00	0,13	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,13	0,00	0,13
Котельная «ПАТП-1»	1,5	160,23	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00	0,40	0,00	0,40
Котельная «ДРСУ-2»	3,4	125,01	0,00	0,31	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,31	0,00	0,00	0,31	13,60	0,00	0,35	55,17	0,00	0,48	0,00	0,48
Котельная «Школа №3»	1,2	71,42	0,00	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,18	0,00	0,18
Котельная «Сахаровское ш.»	3,6	398,77	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	1,00	0,00	1,00
ТЭЦ-1	от ТЭЦ-3,4	6074,48	113,16	150,98	250,93	113,16	151,61	4,53	113,16	151,62	113,37	0,00	16,11	0,00	0,00	16,11	157,21	0,00	16,50	640,17	0,00	18,10	52,15	18,23
ВК-2	от ТЭЦ-3,4	4603,66	111,86	145,74	0,00	111,86	145,74	0,00	0,00	11,51	6,80	0,00	11,53	0,00	0,00	11,53	157,21	0,00	11,92	640,17	0,00	13,52	52,15	13,65
ТЭЦ-3	750	40220,64	325,02	490,58	216,92	325,02	491,12	368,08	325,02	492,04	752,03	325,02	493,92	99,77	104,98	230,12	730,12	0,00	105,97	3774,53	0,00	115,41	4384,48	126,37
ТЭЦ-4	1080	32021,57	818,48	1062,23	24,94	818,48	1062,29	26,45	818,48	1062,36	854,07	818,48	1064,49	807,21	818,48	1066,51	0,00	578,44	778,46	455,00	0,00	85,47	2275,00	91,16
ВК-1	от ТЭЦ-3,4	4276,40	113,98	147,47	0,00	113,98	147,47	0,00	113,98	147,47	45,35	0,00	10,80	0,00	0,00	10,80	0,00	0,00	10,80	0,00	0,00	10,80	0,00	10,80
Котельный цех	от ТЭЦ-3,4	3791,16	4,34	14,69	0,00	0,00	9,48	0,00	0,00	9,48	113,37	0,00	9,76	0,00	0,00	9,76	0,00	0,00	9,76	34,01	0,00	9,85	170,81	10,27
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	н/д	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная «Химинститут»	н/д	1666,27	0,00	4,17	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	4,17	0,00	0,00	4,17	254,71	0,00	4,80	0,00	0,00	4,80	57,44	0,00	4,95	285,70	5,66
Котельная «ТКСМ-2»	н/д	956,10	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	0,00	0,00	2,39	0,00	2,39
Котельная ООО «Лазурная»	45	490,52	0,00	1,23	0,00	0,00	1,23	0,00	0,00	1,23	254,71	0,00	1,86	Ликвидация котельной в мае 2019 г.										
Котельная «КОМО»	8	77,85	0,00	0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,19	0,00	0,19
Котельная «Мамулино-2»	2	235,81	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59	0,00	0,00	0,59	0,00	0,59
Котельная мкр. Брусидово	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	157,21	0,00	0,39	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,39	0,00	0,00	0,39	0,00	0,39
Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,74	0,00	0,57	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00	0,57	0,00	0,57
Котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	151,16	0,00	0,38	151,16	0,00	0,76	0,00	0,00	0,76	0,00	0,00	0,76	0,00	0,76
Котельная «Мамулино-3»	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1014,30	0,00	2,54	476,16	0,00	3,73	1312,09	0,00	7,01	310,64	0,00	7,78	0,00	7,78
ТЭЦ Залинейная	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	941,74	0,00	2,35	4785,06	0,00	14,32	5086,63	27,03

Расчет нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю "потери сетевой воды"» СО 153-34.20.523(2)-2003, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325.

Потери сетевой воды по своему отношению к технологическому процессу транспорта, распределения и потребления тепловой энергии разделяются на технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды (далее - ПСВ) с утечкой.

Технически неизбежные в процессе транспорта, распределения и потребления тепловой энергии ПСВ с утечкой в системах централизованного теплоснабжения в установленных пределах составляют нормативное значение утечки.

К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе транспорта, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой, величина которых должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети («Правила эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», п. 4.12.30).

Допустимое нормативное значение ПСВ с утечкой определяется требованиями действующих «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» и «Типовой инструкции по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения». ПСВ с утечкой устанавливается в зависимости от объема сетевой воды в трубопроводах и оборудовании тепловой сети и подключенных к ней систем теплоснабжения.

Нормируемые годовые ПСВ в тепловой сети $G_{\text{ПСВ}}^P$, м³ определяем по формуле:

$$G_{\text{ПСВ}}^P = G_{\text{УТ}}^H + G_T^P = G_{\text{УТ}}^H + G_{\text{П.П}}^P + G_{\text{П.И}}^P$$

где G_T^P - расчетные годовые технологические потери сетевой воды, м³;

$G_{\text{УТ}}^H$ - расчетные (нормативные) годовые ПСВ с нормативной утечкой из тепловой сети, м³;

$G_{\text{П.П}}^P$ - расчетные годовые потери (затраты) сетевой воды, связанные с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей после монтажа, м³. Потери сетевой воды, связанных с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и подключения новых сетей после монтажа на период регулирования определяются в размере 1,5-кратного объема сетей.

$G_{\text{П.А}}^P = 0$ - расчетные годовые ПСВ со сливами из САРЗ, установленных на тепловых сетях, м³.

$G_{\text{П.И}}^P$ - расчетные годовые ПСВ, неизбежные при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях, м³. Расчетные годовые ПСВ, неиз-

бежные при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях составляют 0,5-кратного объема сетей.

К технологическим потерям (затратам) сетевой воды, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения и обусловленным принятыми технологическими решениями и техническим уровнем применяемого оборудования и устройств относятся:

- затраты сетевой воды на пусковое заполнение тепловых сетей после проведения планово-предупредительного ежегодного ремонта, а также при подключении новых сетей и систем;
- затраты сетевой воды на проведение плановых эксплуатационных испытаний и работ в размере, не превышающем технически обоснованные значения;
- затраты сетевой воды на слив из средств автоматического регулирования и защиты (САРЗ).

Нормируемые среднегодовые технологические потери теплоносителя с утечкой определяются исходя из установленной п. 4.12.30 «Правил эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» нормы утечки равной 0,25 % от среднегодового объема воды в тепловых сетях. При расчете среднегодового объема сетевой воды в тепловых сетях учитывается объем затраченный в плановый ремонтный период.

Результаты расчётов нормативных потерь сетевой воды по действующим и намечаемым к строительству котельным на всех этапах рассматриваемого периода сведены в таблицах 5.3-5.4.

Ввиду отсутствия в теплоснабжающих организациях учета фактических потерь сетевой воды сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя всех зон действия источников тепловой энергии не выполнялся.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения. Расчет дополнительной аварийной подпитки на действующих и планируемых к строительству котельных на всех этапах рассматриваемого периода представлен в таблице 5.5.

Таблица 5.3 - Потери сетевой воды (2015-2018 гг.)

№ п/п	Наименование	Базовый 2015 год				2016 г.				2017 г.				2018 г.			
		G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³	G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³	G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³	G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³
1	Котельная «Сахарово»	24111,36	1722,24	574,08	26407,68	24111,36	1722,24	574,08	26407,68	24111,36	1722,24	574,08	26407,68	24111,36	1722,24	574,08	26407,68
2	Котельная «Мамулино»	27376,23	1955,45	651,82	29983,49	29280,88	2091,49	697,16	32069,54	29280,88	2091,49	697,16	32069,54	29280,88	2091,49	697,16	32069,54
3	Котельная «Южная»	1202944,89	22838,24	7612,75	1233395,87	1202944,89	22838,24	7612,75	1233395,87	319735,29	22838,24	7612,75	350186,27	319735,29	22838,24	7612,75	350186,27
4	Котельная «ХБК»	11870,67	847,91	282,64	13001,21	11870,67	847,91	282,64	13001,21	11870,67	847,91	282,64	13001,21	11870,67	847,91	282,64	13001,21
5	Котельная «УПК»	285,60	20,40	6,80	312,80	285,60	20,40	6,80	312,80	285,60	20,40	6,80	312,80	285,60	20,40	6,80	312,80
6	Котельная «Поликлиника №2»	314,37	22,46	7,49	344,31	314,37	22,46	7,49	344,31	314,37	22,46	7,49	344,31	314,37	22,46	7,49	344,31
7	Котельная «Школа №2»	2768,01	197,72	65,91	3031,63	2768,01	197,72	65,91	3031,63	2768,01	197,72	65,91	3031,63	2768,01	197,72	65,91	3031,63
8	Котельная «Школа №24»	342,93	24,50	8,17	375,59	342,93	24,50	8,17	375,59	342,93	24,50	8,17	375,59	342,93	24,50	8,17	375,59
9	Котельная «Керамический завод»	1111,11	79,37	26,46	1216,93	1111,11	79,37	26,46	1216,93	1111,11	79,37	26,46	1216,93	1111,11	79,37	26,46	1216,93
10	Котельная «ПАТП-1»	3364,83	240,35	80,12	3685,29	3364,83	240,35	80,12	3685,29	3364,83	240,35	80,12	3685,29	3364,83	240,35	80,12	3685,29
11	Котельная «ДРСУ-2»	2625,21	187,52	62,51	2875,23	2625,21	187,52	62,51	2875,23	2625,21	187,52	62,51	2875,23	2625,21	187,52	62,51	2875,23
12	Котельная «Школа №3»	1499,82	107,13	35,71	1642,66	1499,82	107,13	35,71	1642,66	1499,82	107,13	35,71	1642,66	1499,82	107,13	35,71	1642,66
13	Котельная «Сахаровское ш.»	8374,17	598,16	199,39	9171,71	8374,17	598,16	199,39	9171,71	8374,17	598,16	199,39	9171,71	8374,17	598,16	199,39	9171,71
14	ТЭЦ-1	1268216,88	9111,72	3037,24	1280365,84	1273486,41	9488,12	3162,71	1286137,24	1273581,65	9494,92	3164,97	1286241,54	135309,66	9664,98	3221,66	148196,30
15	ВК-2	1224225,66	6905,49	2301,83	1233432,98	1224225,66	6905,49	2301,83	1233432,98	96676,86	6905,49	2301,83	105884,18	96819,71	6915,69	2305,23	106040,63
16	ТЭЦ-3	4120835,04	60330,96	20110,32	4201276,32	4125390,33	60656,34	20218,78	4206265,45	4133120,04	61208,46	20402,82	4214731,32	4148912,77	62336,51	20778,84	4232028,12
17	ТЭЦ-4	8922731,37	48032,36	16010,79	8986774,51	8923255,15	48069,77	16023,26	8987348,17	8923810,67	48109,45	16036,48	8987956,60	8941746,14	49390,55	16463,52	9007600,21
18	ВК-1	1238722,80	6414,60	2138,20	1247275,60	1238722,80	6414,60	2138,20	1247275,60	1238722,80	6414,60	2138,20	1247275,60	90756,73	6482,62	2160,87	99400,22
19	Котельный цех	123361,56	5686,74	1895,58	130943,88	79614,36	5686,74	1895,58	87196,68	79614,36	5686,74	1895,58	87196,68	81995,17	5856,80	1952,27	89804,24
20	Котельная "п. Б. Перемрки, 20"	25,31	1,80	0,60	27,71	25,31	1,80	0,60	27,71	25,31	1,80	0,60	27,71	25,31	1,80	0,60	27,71
21	Котельная «Химинститут»	34991,67	2499,41	833,14	38324,21	34991,67	2499,41	833,14	38324,21	34991,67	2499,41	833,14	38324,21	34991,67	2499,41	833,14	38324,21
22	Котельная «ТКСМ-2»	20078,10	1434,15	478,05	21990,30	20078,10	1434,15	478,05	21990,30	20078,10	1434,15	478,05	21990,30	20078,10	1434,15	478,05	21990,30
23	Котельная ООО «Лазурная»	10300,92	735,78	245,26	11281,96	10300,92	735,78	245,26	11281,96	10300,92	735,78	245,26	11281,96	15649,82	1117,84	372,61	17140,27
24	Котельная «КОМО»	1634,85	116,78	38,93	1790,55	1634,85	116,78	38,93	1790,55	1634,85	116,78	38,93	1790,55	1634,85	116,78	38,93	1790,55
25	Котельная «Мамулино-2»	4952,01	353,72	117,91	5423,63	4952,01	353,72	117,91	5423,63	4952,01	353,72	117,91	5423,63	4952,01	353,72	117,91	5423,63
26	Котельная мкр. Брусилово	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3301,40	235,81	78,60	3615,81	3301,40	235,81	78,60	3615,81
27	Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4761,63	340,12	113,37	5215,12
28	Котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3174,42	226,74	75,58	3476,74
29	Котельная «Мамулино-3»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	21300,35	1521,45	507,15	23328,95
30	ТЭЦ Залинейная	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 5.4 - Потери сетевой воды (2019-2030 гг.)

№ п/п	Наименование	2019 г.				2020 г.				2021-2025 гг.				2026-2030 г.			
		G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³	G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³	G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³	G ^p _{ут} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{пл.} , М ³	G ^p _{псв} , М ³
1	Котельная «Сахарово»	24111,36	1722,24	574,08	26407,68	24111,36	1722,24	574,08	26407,68	24111,36	1722,24	574,08	26407,68	24111,36	1722,24	574,08	26407,68
2	Котельная «Мамулино»	29280,88	2091,49	697,16	32069,54	29280,88	2091,49	697,16	32069,54	29280,88	2091,49	697,16	32069,54	29280,88	2091,49	697,16	32069,54
3	Котельная «Южная»	319735,29	22838,24	7612,75	350186,27	321401,86	22957,28	7652,43	352011,56	328496,69	23464,05	7821,35	359782,08	330496,57	23606,90	7868,97	361972,43
4	Котельная «ХБК»	11870,67	847,91	282,64	13001,21	11870,67	847,91	282,64	13001,21	11870,67	847,91	282,64	13001,21	11870,67	847,91	282,64	13001,21
5	Котельная «УПК»	285,60	20,40	6,80	312,80	285,60	20,40	6,80	312,80	285,60	20,40	6,80	312,80	285,60	20,40	6,80	312,80
6	Котельная «Поликлиника №2»	314,37	22,46	7,49	344,31	314,37	22,46	7,49	344,31	314,37	22,46	7,49	344,31	314,37	22,46	7,49	344,31
7	Котельная «Школа №2»	2768,01	197,72	65,91	3031,63	2768,01	197,72	65,91	3031,63	2768,01	197,72	65,91	3031,63	2768,01	197,72	65,91	3031,63
8	Котельная «Школа №24»	342,93	24,50	8,17	375,59	342,93	24,50	8,17	375,59	342,93	24,50	8,17	375,59	342,93	24,50	8,17	375,59
9	Котельная «Керамический завод»	1111,11	79,37	26,46	1216,93	1111,11	79,37	26,46	1216,93	1111,11	79,37	26,46	1216,93	1111,11	79,37	26,46	1216,93
10	Котельная «ПАТП-1»	3364,83	240,35	80,12	3685,29	3364,83	240,35	80,12	3685,29	3364,83	240,35	80,12	3685,29	3364,83	240,35	80,12	3685,29
11	Котельная «ДРСУ-2»	2625,21	187,52	62,51	2875,23	2910,91	207,92	69,31	3188,14	4069,57	290,68	96,89	4457,15	4069,57	290,68	96,89	4457,15
12	Котельная «Школа №3»	1499,82	107,13	35,71	1642,66	1499,82	107,13	35,71	1642,66	1499,82	107,13	35,71	1642,66	1499,82	107,13	35,71	1642,66
13	Котельная «Сахаровское ш.»	8374,17	598,16	199,39	9171,71	8374,17	598,16	199,39	9171,71	8374,17	598,16	199,39	9171,71	8374,17	598,16	199,39	9171,71
14	ТЭЦ-1	135309,66	9664,98	3221,66	148196,30	138611,06	9900,79	3300,26	151812,11	152054,72	10861,05	3620,35	166536,12	153149,89	10939,28	3646,43	167735,60
15	ВК-2	96819,71	6915,69	2305,23	106040,63	100121,10	7151,51	2383,84	109656,45	113564,77	8111,77	2703,92	124380,46	114659,94	8190,00	2730,00	125579,94
16	ТЭЦ-3	1933004,69	62486,16	20828,72	2016319,57	890138,73	63581,34	21193,78	974913,85	969403,96	69243,14	23081,05	1061728,15	1061477,97	75819,86	25273,29	1162571,12
17	ТЭЦ-4	8958697,53	50601,37	16867,12	9026166,02	6539094,33	50601,37	16867,12	6606562,82	717974,13	51283,87	17094,62	786352,62	765749,13	54696,37	18232,12	838677,62
18	ВК-1	90756,73	6482,62	2160,87	99400,22	90756,73	6482,62	2160,87	99400,22	90756,73	6482,62	2160,87	99400,22	90756,73	6482,62	2160,87	99400,22
19	Котельный цех	81995,17	5856,80	1952,27	89804,24	81995,17	5856,80	1952,27	89804,24	82709,42	5907,82	1969,27	90586,51	86296,51	6164,04	2054,68	94515,23
20	Котельная "п. Б. Перемрки, 20"	25,31	1,80	0,60	27,71	25,31	1,80	0,60	27,71	25,31	1,80	0,60	27,71	25,31	1,80	0,60	27,71
21	Котельная «Химинститут»	40340,57	2881,47	960,49	44182,52	40340,57	2881,47	960,49	44182,52	41546,84	2967,63	989,21	45503,69	47546,50	3396,18	1132,06	52074,73
22	Котельная «ТКСМ-2»	20078,10	1434,15	478,05	21990,30	20078,10	1434,15	478,05	21990,30	20078,10	1434,15	478,05	21990,30	20078,10	1434,15	478,05	21990,30
23	Котельная ООО «Лазурная»	Ликвидация котельной в мае 2019 г.															
24	Котельная «КОМО»	1634,85	116,78	38,93	1790,55	1634,85	116,78	38,93	1790,55	1634,85	116,78	38,93	1790,55	1634,85	116,78	38,93	1790,55
25	Котельная «Мамулино-2»	4952,01	353,72	117,91	5423,63	4952,01	353,72	117,91	5423,63	4952,01	353,72	117,91	5423,63	4952,01	353,72	117,91	5423,63
26	Котельная мкр. Брусилово	3301,40	235,81	78,60	3615,81	3301,40	235,81	78,60	3615,81	3301,40	235,81	78,60	3615,81	3301,40	235,81	78,60	3615,81
27	Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	4761,63	340,12	113,37	5215,12	4761,63	340,12	113,37	5215,12	4761,63	340,12	113,37	5215,12	4761,63	340,12	113,37	5215,12
28	Котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	6348,84	453,49	151,16	6953,49	6348,84	453,49	151,16	6953,49	6348,84	453,49	151,16	6953,49	6348,84	453,49	151,16	6953,49
29	Котельная «Мамулино-3»	31299,77	2235,70	745,23	34280,70	58853,72	4203,84	1401,28	64458,84	65377,15	4669,80	1556,60	71603,55	65377,15	4669,80	1556,60	71603,55
30	ТЭЦ Залинейная	0,00	0,00	0,00	0,00	19776,63	1412,62	470,87	21660,12	120262,85	8590,20	2863,40	131716,45	227082,03	16220,15	5406,72	248708,90

Таблица 5.5 - Аварийная подпитка

Наименование	Производительность существующей водоподготовки нетто, м³/ч	Базовый 2015 год			2016 г.			2017 г.			2018 г.			2019 г.			2020 г.			2021-2025 гг.			2026-2030 гг.	
		Объем существующих теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Расход на открытые системы ГВС, м³/ч	Аварийная подпитка, м³/ч	Объем новых теплосетей и систем теплоснабжения, м³	Аварийная подпитка, м³/ч
Котельная «Сахарово»	17,6	1148,16	0,00	22,96	0,00	0,00	22,96	0,00	0,00	22,96	0,00	0,00	22,96	0,00	0,00	22,96	0,00	0,00	22,96	0,00	0,00	22,96	0,00	22,96
Котельная «Мамулино»	9	1303,63	0,00	26,07	90,70	0,00	27,89	0,00	0,00	27,89	0,00	0,00	27,89	0,00	0,00	27,89	0,00	0,00	27,89	0,00	0,00	27,89	0,00	27,89
Котельная «Южная»	от ТЭЦ-4	15225,49	87,62	409,65	0,00	87,62	409,65	0,00	0,00	304,51	0,00	0,00	304,51	0,00	0,00	304,51	79,36	0,00	306,10	337,85	0,00	312,85	95,23	314,76
Котельная «ХБК»	4,2	565,27	0,00	11,31	0,00	0,00	11,31	0,00	0,00	11,31	0,00	0,00	11,31	0,00	0,00	11,31	0,00	0,00	11,31	0,00	0,00	11,31	0,00	11,31
Котельная «УПК»	1,2	13,60	0,00	0,27	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,27	0,00	0,27
Котельная «Поликлиника №2»	1,2	14,97	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,30	0,00	0,30
Котельная «Школа №2»	1,2	131,81	0,00	2,64	0,00	0,00	2,64	0,00	0,00	2,64	0,00	0,00	2,64	0,00	0,00	2,64	0,00	0,00	2,64	0,00	0,00	2,64	0,00	2,64
Котельная «Школа №24»	1,2	16,33	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,33	0,00	0,33
Котельная «Керамический завод»	1,5	52,91	0,00	1,06	0,00	0,00	1,06	0,00	0,00	1,06	0,00	0,00	1,06	0,00	0,00	1,06	0,00	0,00	1,06	0,00	0,00	1,06	0,00	1,06
Котельная «ПАТП-1»	1,5	160,23	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	0,00	0,00	3,20	0,00	3,20
Котельная «ДРСУ-2»	3,4	125,01	0,00	2,50	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	2,50	13,60	0,00	2,77	55,17	0,00	3,88	0,00	3,88
Котельная «Школа №3»	1,2	71,42	0,00	1,43	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	1,43	0,00	0,00	1,43	0,00	1,43
Котельная «Сахаровское ш.»	3,6	398,77	0,00	7,98	0,00	0,00	7,98	0,00	0,00	7,98	0,00	0,00	7,98	0,00	0,00	7,98	0,00	0,00	7,98	0,00	0,00	7,98	0,00	7,98
ТЭЦ-1	от ТЭЦ-3,4	6074,48	113,16	257,28	250,93	113,16	262,30	4,53	113,16	262,39	113,37	0,00	128,87	0,00	0,00	128,87	157,21	0,00	132,01	640,17	0,00	144,81	52,15	145,86
ВК-2	от ТЭЦ-3,4	4603,66	111,86	226,31	0,00	111,86	226,31	0,00	0,00	92,07	6,80	0,00	92,21	0,00	0,00	92,21	157,21	0,00	95,35	640,17	0,00	108,16	52,15	109,20
ТЭЦ-3	750	40220,64	325,02	1194,44	216,92	325,02	1198,78	368,08	325,02	1206,14	752,03	325,02	1221,18	99,77	104,98	959,12	730,12	0,00	847,75	3774,53	0,00	923,24	4384,48	1010,93
ТЭЦ-4	1080	32021,57	818,48	1622,61	24,94	818,48	1623,11	26,45	818,48	1623,64	854,07	818,48	1640,72	807,21	818,48	1656,86	0,00	578,44	1368,81	455,00	0,00	683,78	2275,00	729,28
ВК-1	от ТЭЦ-3,4	4276,40	113,98	222,30	0,00	113,98	222,30	0,00	113,98	222,30	45,35	0,00	86,43	0,00	0,00	86,43	0,00	0,00	86,43	0,00	0,00	86,43	0,00	86,43
Котельный цех	от ТЭЦ-3,4	3791,16	4,34	81,03	0,00	0,00	75,82	0,00	0,00	75,82	113,37	0,00	78,09	0,00	0,00	78,09	0,00	0,00	78,09	34,01	0,00	78,77	170,81	82,19
Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	н/д	1,20	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02
Котельная «Химинститут»	н/д	1666,27	0,00	33,33	0,00	0,00	33,33	0,00	0,00	33,33	0,00	0,00	33,33	254,71	0,00	38,42	0,00	0,00	38,42	57,44	0,00	39,57	285,70	45,28
Котельная «ТКСМ-2»	н/д	956,10	0,00	19,12	0,00	0,00	19,12	0,00	0,00	19,12	0,00	0,00	19,12	0,00	0,00	19,12	0,00	0,00	19,12	0,00	0,00	19,12	0,00	19,12
Котельная ООО «Лазурная»	45	490,52	0,00	9,81	0,00	0,00	9,81	0,00	0,00	9,81	254,71	0,00	14,90	Ликвидация котельной в мае 2019 г.										
Котельная «КОМО»	8	77,85	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	0,00	0,00	1,56	0,00	1,56
Котельная «Мамулино-2»	2	235,81	0,00	4,72	0,00	0,00	4,72	0,00	0,00	4,72	0,00	0,00	4,72	0,00	0,00	4,72	0,00	0,00	4,72	0,00	0,00	4,72	0,00	4,72
Котельная мкр. Брусидово	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	157,21	0,00	3,14	0,00	0,00	3,14	0,00	0,00	3,14	0,00	0,00	3,14	0,00	0,00	3,14	0,00	3,14
Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	226,74	0,00	4,53	0,00	0,00	4,53	0,00	0,00	4,53	0,00	0,00	4,53	0,00	4,53
Котельная 10 МВт (69:40:0200180:1038 ул. Псковская)	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	151,16	0,00	3,02	151,16	0,00	6,05	0,00	0,00	6,05	0,00	0,00	6,05	0,00	6,05
Котельная «Мамулино-3»	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1014,30	0,00	20,29	476,16	0,00	29,81	1312,09	0,00	56,05	310,64	0,00	62,26	0,00	62,26
ТЭЦ Залинейная	проектирование	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	941,74	0,00	18,83	4785,06	0,00	114,54	5086,63	216,27

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

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

Централизованное теплоснабжение представляет собой процесс обеспечения тепловой энергией низкого (до 150 °С) и среднего (до 350 °С) потенциала нескольких потребителей от одного или нескольких источников. Источником тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения могут быть теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), районные (РК) и квартальные котельные. Тепловая энергия отпускается потребителям в виде горячей воды или водяного пара. Для снабжения тепловой энергией жилищно-коммунального сектора в качестве теплоносителя применяют воду, а для снабжения промышленных предприятий наряду с водой часто используют водяной пар. Параметры теплоносителя зависят от вида потребителей тепловой энергии и обосновываются технико-экономическим расчетом.

Централизованное теплоснабжение от ТЭЦ и РК по сравнению с местным печным и центральным отоплением от домовых котельных позволяет резко сократить расход топлива, улучшить тепловой комфорт и уменьшить загрязнение воздушного бассейна, снизить капитальные и эксплуатационные затраты.

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки. Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (поквартирных) котлов. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде.

Очевидно, что поквартирная система отопления имеет как свои достоинства, так и недостатки. Обобщив оценки экспертов, приведем краткий сравнительный анализ положительных и отрицательных сторон внедрения индивидуального отопления, поскольку они выступают факторами, определяющими перспективы его развития.

Говоря о плюсах, необходимо отметить ценовой параметр, как один из важнейших при сопоставлении двух основных концепций теплоснабжения. По предварительным расчетам, внедрение индивидуальной системы отопления (на основе газового котла) позволяет сегодня сократить затраты на отопление от двух до шести раз. Однако необходимо учесть, что при поквартирном отоплении многоэтажного дома «зависает» вопрос об отоплении мест общего пользования (коридоров, лестничных клеток).

Другим значимым положительным фактором поквартирного теплоснабжения является возможность избежать зависимости от аварий и перебоев централизованной системы. Важным преимуществом децентрализованной системы отопления является также возможность местного регулирования температуры в отапливаемом помещении.

В то же время эксплуатация источника теплоты и всего комплекса вспомогательного оборудования квартирной системы теплоснабжения непрофессиональным персоналом (жителями) не только не дает возможность в полной мере использовать это преимущество, но порой приводит к угрозе здоровью и жизни населения. Также стоит отметить целый спектр организационно-технических и правовых аспектов, которые существенно ограничивают внедрение индивидуального теплоснабжения в России.

В качестве важнейшего фактора организационно-технического плана можно выделить степень соответствия жилых зданий требованиям установки в них индивидуальных отопительных устройств. Речь идет о следующем.

Конструктивные особенности отапливаемых зданий в большинстве случаев не позволяют безболезненно перейти с централизованного отопления на индивидуальный источник тепла (это относится, безусловно, к уже существующему жилому фонду). В частности, в домах типовых серий, построенных в прежние годы и предназначенных для систем централизованного отопления, главной причиной, препятствующей поквартирной установке котлов, являются проблемы устройства соответствующей системы дымоудаления. Для многоэтажного здания в соответствии с требованиями нормативов на одном этаже (уровне) к стволу дымохода может подключаться только один газоход от одного теплогенератора, а установка «пакета» труб требует соответствующей проработки на уровне проекта здания.

Кроме того, для климатических условий России процесс дымоудаления при функционировании настенных котлов осложняется серьезной проблемой, связанной с образованием конденсата и усугубляющейся невозможностью поддержания непрерывного режима работы котлоагрегата. Дело в том, что при поквартирном отоплении мощность котла выбирается исходя из требований пиковой нагрузки, связанной не с отоплением как таковым, а с горячим водоснабжением. Таким образом, режим работы котла обычно представляет собой циклический переход от пиковой нагрузки к минимальной или даже нулевой (при невозможности глубокой регулировки мощности), что в зимних условиях приводит к интенсивному конденсатообразованию. Помимо этого, существует проблема тяги в многоэтажных зданиях. На нижних этажах она избыточна, на верхних - недостаточна. В связи с этим существуют ограничения по использованию поквартирного отопления в многоэтажных домах. Применение теплогенераторов с открытой камерой сгорания разрешено в зданиях не выше пяти этажей (этажность зданий, оборудованных котлами с закрытой камерой, не ограничена).

Еще одним существенным фактором, сдерживающим распространение индивидуального отопления, выступает неудовлетворительное состояние газификации российской территории, и в первую очередь - степень охвата магистральным газоснабжением. В то же время необходимо отметить, что в последние годы в России наблюдается рост уровня газификации магистральным газом за счет прокладки новых линий газопроводов. Очевидно, эти планы можно рассматривать как факторы, способствующие развитию индивидуального теплоснабжения и российского рынка котельного газового оборудования.

Развитие сегмента поквартирного отопления в долгосрочной перспективе будет в значительной степени зависеть от степени восстановления и модернизации системы центрального отопления. Осуществление государственными и муниципальными структурами комплекса мер по восстановлению и модернизации систем централизованного отопления экономические преимущества поквартирного отопления могут стать не столь очевидными.

Таким образом, на данный момент основным условием организации централизованного источника теплоснабжения является эффективный радиус теплоснабжения, рассчитанный и озвученный в предыдущих вопросах. Радиус эффективного теплоснабжения определяет зону действия источника централизованного теплоснабжения, в пределах которого тепловая энергия получается дешевле тепловой энергии индивидуального (поквартирного) источника теплоснабжения. Основным экономическим эффектом централизованного источника теплоснабжения связан со значительным снижением постоянных издержек теплоснабжающей организации, а также снижением по-

требности в топливе за счет эффективного регулирования отпуска тепловой энергии от источника теплоснабжения.

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

В городе Твери существует устоявшаяся модель энергоснабжения и энергопотребления, исключительной особенностью которой является существующий дефицит электрической мощности в Пролетарском районе и вновь осваиваемом на юго-западе. В связи с существующим дефицитом мощности, продолжительными сроками подготовки проектной документации и сроками строительства, а также большими финансовыми затратами следует рассматривать строительство блока парогазовой установки на территории ТЭЦ «Залинейная» на III-этапе схемы развития системы теплоснабжения. В тоже время для прогрессивно растущих тепловых нагрузок и в связи с отсутствием возможности расширения действующих источников теплоснабжения, следует предусмотреть начало строительства ТЭЦ «Залинейная» с работой на единую сеть как пиковый источник, для исключения дефицита в тепловой энергии.

Для обеспечения перспективных и имеющихся тепловых нагрузок следует предусмотреть строительство новых источников в периоды и с характеристиками, указанными в таблице 6.1.

До ввода I очереди ТЭЦ «Залинейная» (срок ввода 2019-2022 год) в зоне ее действия следует предусмотреть для перспективной застройки временные блочно-модульные котельные ориентировочной суммарной мощностью 40 Гкал/ч.

Существующие тепловые нагрузки следует обеспечить наиболее качественной и дешёвой тепловой энергией путем строительства источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Для небольших перспективных нагрузок в зоне с дефицитом тепловой мощностью, где невозможно расширение существующих источников, предусматривается строительство блочно-модульных котельных. Все блочно-модульные котельные проектируются на газообразном топливе с полной работой в автоматическом режиме.

Таблица 6.1 - Перечень перспективного строительства источников тепловой энергии

№ п/п	Мероприятие	Объект	Установленная мощность (Гкал/ч)	Срок реализации мероприятия	Цель
1	Строительство блочно-модульной газовой котельной «Мамулино-3» I-очередь	Район Мамулино	36,27	2018 год	Подключение перспективной нагрузки в зоне застройки и 4-х жилых 12-ти этажных домов котельной Мамулино-2
2	Строительство блочно-модульной газовой котельной «Мамулино-3» II-очередь	Район Мамулино	18,51	2019 год	Подключение перспективной нагрузки в зоне застройки и 4-х жилых 12-ти этажных домов котельной Мамулино-2.
3	Строительство ТЭЦ «Залинейная»	Залинейная I- очередь	200	2019-2022 годы	Подключение перспективной нагрузки южной части города
4	Строительство ТЭЦ «Залинейная»	Залинейная II-очередь	70 Гкал/ч теп. мощность и 110 МВт эл. мощность	2024-2027 годы	Подключение перспективной нагрузки южной части города
5	Строительство котельной в районе мкр. Брусилово	Район Мамулино	8,6	2016 год	Подключение перспективной нагрузки в зоне застройки
6	Строительство котельной ООО ДСК-проект по ул. Бобачево	ул. Бобачево	8,6	2017 год	Подключение перспективной нагрузки в зоне застройки
7	Строительство котельной по ул. Псковская	ул. Псковская	8,6	2017 год	Подключение перспективной нагрузки в зоне застройки
8	Строительство котельной ОАО «Тверьспецстрой-ЖБИ»	ОАО «Тверьспецстрой-ЖБИ»	2,00	2017 год	Вывод из эксплуатации паропровода хозяйственно-технологических нужд ООО «Тверь Водоканал», установка автономной газовой котельной для обеспечения бесперебойной подачи горячей воды и пара.
9	Строительство котельной ЗАО «Селегер-Холдинг»	ЗАО «Селегер-Холдинг»	0,50	2017 год	Вывод из эксплуатации паропровода хозяйственно-технологических нужд ООО «Тверь Водоканал», установка автономной газовой котельной для обеспечения бесперебойной подачи горячей воды.
10	Строительство котельной ГУП «Тверьавтодорсервис» и ГУПП	ГУП «Тверьавтодорсервис» и ГУПП	0,50	2017 год	Вывод из эксплуатации паропровода хозяйственно-технологических нужд ООО «Тверь Водоканал», установка автономной газовой котельной для обеспечения бесперебойной подачи горячей воды.

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

Источниками тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в городе Твери на текущий момент являются ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4. ТЭЦ «Залинейная» предусмотрена на перспективу.

Для обеспечения надежной и качественной поставки тепловой энергии потребителю необходимо произвести реконструкцию источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии с достижением установленной мощности не ниже, указанных в таблице 6.2 значений. Величина установленной тепловой мощности обусловлена созданием резерва тепловой мощности и возможностью работы источников в аварийном режиме на единую сеть.

На основании письма ЗАО «Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике» исх. А-06/408-2 от 10.09.2013 в адрес ОАО «ТКС», предлагается на I этапе развития схемы теплоснабжения города Тверь установить энергоблок парогазовой установки мощностью 110 МВт и тепловой мощностью в 70 Гкал/ч на ТЭЦ-4.

В целях снижения себестоимости тепловой энергии и покрытия дефицита в электрической энергии по Пролетарскому району, а также выводом из эксплуатации паровой турбины Р-11 (12)-35/5 ТЭЦ-1, предусматривается произвести реконструкцию ТЭЦ-1. Реконструкция ТЭЦ-1 включает в себя замену существующего оборудования на установку двух энергоблоков ГТУ-35 с двумя котлами утилизаторами 35 Гкал/ч, а также пикового водогрейного котла мощностью 50 Гкал/ч.

Таблица 6.2 - Установленные мощности реконструируемых источников тепловой энергии

Объект	Мероприятие Цель	Располагаемая мощность источника после реконструкции (Гкал/ч)	Прирост тепловой мощности по мероприятиям	Период
ТЭЦ-1	2хГТУ-35, с котлами утилизаторами 2х35Гкал/ч + ПВК 50 Гкал/ч	142	65	2019-2024
ТЭЦ-4	Установка пароводяного подогревателя	521	80	2019
	ШГУ 110/70		70	2023-2025

Парогазовые установки (установки комбинированного типа) значительно превосходят все другие по величине КПД благодаря тому, что в них тепловая энергия при преобразовании в электрическую проходит два цикла: сжигание газа и использование пара при охлаждении отработавших в первом контуре продуктов.

Парогазовые установки позволяют достичь КПД более 50 %. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 33-45 %, для газотурбинных установок - в диапазоне 28-42 %. Кроме этого, они соответствуют экологическим требованиям благодаря значительно более низкому уровню выбросов в атмосферу.

Парогазовые установки потребляют существенно меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии по сравнению с паросиловыми установками. Это сокращает стоимость производства: система водного охлаждения более компактна, объем используемой воды меньше.

В поисках путей улучшения экономики газовых турбин ученые и конструкторы разработали оригинальную систему комбинированных установок. Эти установки, которые называются парогазовыми, состоят из сочетания паровой и газовой турбины.

Совместное использование парового и газового цикла снижает удельный расход тепла на 4–7% по сравнению с паротурбинной установкой аналогичной мощности и параметров при одновременном уменьшении на 10-12 % капиталовложений.

Парогазовая установка состоит из двух отдельных установок: паросиловой и газотурбинной. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом может служить как природный газ, так и продукты нефтяной промышленности (мазут, солярка). На одном валу с турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток.

Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей лишь часть своей энергии и на выходе из газотурбины все ещё имеют высокую температуру. С выхода из газотурбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 °С позволяет получать перегретый пар при давлении около 100 атмосфер). Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор.

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

Реконструкцию котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок предполагается производить на ТЭЦ-1. Наравне с реконструкцией источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии следует предусмотреть реконструкцию водогрейных котельных ВК-2, ВК-1, «Южная», Котельный цех.

Таким образом, после реконструкции на ТЭЦ-1 предполагается иметь располагаемую мощность в 142 Гкал/ч, на ВК-2 - располагаемую мощность в 58,6 Гкал/ч. Суммарная тепловая мощность источников равна 200,6 Гкал/ч.

Реконструкция котельных «Южная», КЦ, ВК-1 подразумевает модернизацию (замену) изношенного и технически устаревшего теплосилового оборудования с сохранением его занимаемой площади и установленной мощности.

Перечень проводимых работ и их технические характеристики сведены в таблицу 6.2.

6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии

На I-этапе развития схемы теплоснабжения и с учетом имеющегося дефицита тепловой энергии в 155,962 Гкал/ч по «единой» сети предлагается изменить зоны действия источников для максимального использования резерва в располагаемой мощности. На данный момент, как упоминалась ранее, таким резервом обладает ТЭЦ-3 (29,921 Гкал/ч), ВК-1 (12,529 Гкал/ч) и Котельный цех (6,989 Гкал/ч).

В 2024 году планируется завершить установку 2-х ГТУ с 2-мя котлами утилизаторами и пиковым котлом на ТЭЦ-1, что позволит увеличить располагаемую тепловую мощность в горячей воде до 142 Гкал/ч.

Данная тепловая нагрузка при одновременной перекладке тепловой сети (с увеличением диаметра) на I-этапе предполагается использовать для покрытия имеющегося дефицита в тепловой энергии на 2017 год. В свою очередь, такое решение предполагает изменение зоны действия источников ТЭЦ-3, ВК-1 и Котельного цеха в зону действий источников ТЭЦ-4, ВК-2 и котельной «Южная».

После перевода потребителей на закрытую систему горячего водоснабжения, а также строительства ТЭЦ «Залинейная» рассматривается увеличение зоны действия ТЭЦ-4 за счет организации на нем максимальной подпитки «единой» системы теплоснабжения.

Стоит также учитывать увеличение располагаемой тепловой мощности в горячей воде на ТЭЦ-4 с 391 до 491 Гкал/ч (высвобождение «запертой» мощности) и до 521 Гкал/ч (с учетом ввода бойлерной), что вызвано выводом турбогенератора №4 (25 МВт/120 Гкал/ч) в соответствие с приказом Минэнерго РФ №482 от 23.08.2013 г. и вводом ПГУ-110 общей мощностью 110 МВт и 70 Гкал/ч.

6.6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

В рассматриваемой схеме теплоснабжения и с учетом её реконструкции, а также восстановлением гидравлического режима, наиболее рациональное использование заключается в источниках комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. На данных источниках тепловая энергия утилизируется в систему теплоснабжения, что обуславливает её невысокую стоимость. На основании себестоимости и возможности поставки тепловой энергии от источников комбинированной выработки энергии рассматривать вариант перевода водогрейных котельных, работающих на «единую» систему теплоснабжения, в пиковый режим возможно только при отсутствии дефицита тепловой энергии, выработанной в комбинированном цикле. Такие условия возникают к окончанию III-этапа развития системы теплоснабжения после ввода в эксплуатацию модуля ПГУ на ТЭЦ «Залинейная». До окончания III-этапа таких условий не существует и перевод котельных в пиковый режим по отношению к источникам комбинированной выработки не рассматривается.

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

Данный вопрос рассмотрен в отношении источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии в п. 6.3 «Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок» и п. 6.5 «Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии» данной главы.

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

В городе Твери при планировании мероприятий по глобальной замене теплосилового оборудования и по перекладке тепловых сетей актуальна задача по расширению зоны действия источников тепловой энергии с выводом из эксплуатации малоэффективных. Такой подход позволяет не только снизить затраты при выполнении поставленных целей, но также упростить обслуживание всего энергохозяйства. Стоит отметить, что расширение зон действия усложняется наличием различных коммуникаций и зон отчуждения.

Ранее котельную «ТКСМ-2» планировалось вывести из эксплуатации (Исх. № 1016 от 28.11.2013 ЗАО «ТКСМ №2»), а присоединенную нагрузку перевести на новую котельную «Сахаровское шоссе». По данным Департамента жилищно-коммунального хозяйства и жилищной политики администрации города Твери ЗАО «ТКСМ №2» продолжает производственную деятельность и выработку тепловой энергии для потребителей микрорайона Затверечья, таким образом, строительство новой котельной «Сахаровское шоссе» не требуется.

В мае 2019 г. планируется вывести из эксплуатации котельную ООО «Лазурная». Нагрузка потребителей тепловой энергии п. Элеватор передается на котельную «Химинститут» в радиус эффективного теплоснабжения которой попадает п. Элеватор.

6.9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Индивидуальное (локальное) теплоснабжение необходимо организовать при наличии следующих факторов:

- Радиус предельного теплоснабжения;
- Маленькая нагрузка отдельно взятого потребителя;
- Большие тепловые потери при транспорте;
- Необходимость в более качественном регулировании.

Организация индивидуального теплоснабжения в зонах застройки с высокой плотностью максимального потока тепла на цели отопления, вентиляции и горячего теплоснабжения на территории города не требуется.

6.10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Организации теплоснабжения в производственных зонах планируется от автономных источников тепловой энергии.

6.11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

В основу перспективных балансов тепловой мощности ложится гидравлический расчет системы теплоснабжения, радиусов эффективного теплоснабжения и обоснования по реконструкции источников тепловой энергии. Упомянутые обоснования приводились ранее в тексте.

Перспективные балансы тепловой энергии предусматривают изменение гидравлического режима в связи с переводом потребителей тепловой энергии на закрытую систему горячего водоснабжения до 2022 года.

Перспективные балансы тепловой энергии представлены в таблице 4.1-4.2.

6.12 Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) являются минимальными.

Хотелось бы отметить, что при оценке технической возможности новых подключений радиус эффективного теплоснабжения имеет рекомендательный характер для теплоснабжающих организаций.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \cdot 10^8 \cdot \varphi}{R^2 \cdot \Pi} + \frac{95 \cdot R^{0,86} \cdot B^{0,26} \cdot S}{\Pi^{0,62} \cdot H^{0,19} \cdot \Delta\tau^{0,38}}$$

где R - радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H - потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м вод. ст.;

b - эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб//Гкал/ч;

S - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/(ч*км²);

Δt - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ и 1 для котельных.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R , и приравнявая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_э = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{S}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta t}{\Pi}\right)^{0,13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчета радиусов эффективного теплоснабжения

Источник теплоснабжения	Площадь зоны действия источника теплоснабжения, км ²	Теплоплотность района, Гкал/(ч*км ²)	Среднее число абонентов, 1/км ²	Материальная характеристика, м ²	Стоимость электроэнергии для перекачки теплоносителя, руб./кгВг*ч	Число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч	Расчетный перепад температур, °С	Себестоимость выработки тепла, руб./Гкал	Удельная стоимость материальной характеристики стики тепловой сети, руб./м ²	Потери давления в тепловой сети, м вод. ст.	Радиус эффективного теплоснабжения, км
2015											
ТЭЦ-3	14	37,72	134,93	277703,5	1,1	120	80	718,4	42540,31	55	13,90
ТЭЦ-4	8,3	53,01	185,18	133466,6	1,1	120	80	765,1	42540,31	58	12,97
Котельный цех	1,8	27,80	168,89	24494,2	4,3	120	80	1049,2	51540,31	41	11,84
ВК-1	1,2	45,08	125,00	14102,9	4,3	120	80	1041,9	51540,31	25	11,04
ВК-2, ТЭЦ-1	6,1	22,79	145,41	87725,3	1,1	120	80	1023,1	48540,31	46	13,90
Котельная "Южная"	4,8	41,97	181,67	88909,7	4,5	120	80	1065,9	53434,738	44	11,06
Котельная "Сахаровское ш."	1	5,28	24,00	1350,8	5,5	120	25	1105,3	195842,75	20	8,97
Котельная "Сахарово"	0,8	18,99	13,75	7594,6	4,5	120	25	1179,9	330912,65	20	6,65
Котельная "Мамулино"	1	17,25	93,00	8689,6	4,5	120	60	1041,7	185842,75	20	7,77
Котельная "ХБК"	0,3	24,93	346,67	4297,5	4,5	120	25	1177,7	258915,24	30	5,38
Котельная "ПАТП-1"	0,2	10,60	75,00	1112,6	4,5	120	25	1837	449397,81	12	5,34
Котельная "ДРСУ-2"	0,1	16,54	270,00	1028,5	4,5	120	25	1088,1	375663,93	12	4,78
Котельная "Школа №24"	0,00145	148,97	689,66	25	4,5	120	25	3385,9	2140350,9	5	1,69
Котельная "Химинститут"	1	22,05	86,00	8761,2	4,5	120	60	1124,5	188329,58	12	7,28
Котельная "П. Б. Перемерки, 20"	0,0027	148,89	370,37	16,546	4,5	120	25	2677,2	1416569,8	5	2,06
Котельная ООО "Лазурная"	0,5	12,98	114,00	3881,7	4,5	120	25	1065,9	250360,57	25	6,47
Котельная "ТКСМ-2"	0,8	15,81	152,50	9817,7	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,87
2020											
ТЭЦ-3	14	39,77	134,93	3374,1	1,1	120	80	718,4	42540,31	55	13,80
ТЭЦ-4	8,3	51,46	185,18	8724,5	1,1	120	80	765,1	45540,31	58	12,71

Источник теплоснабжения	Площадь зоны действия источника теплоснабжения, км ²	Теплоплотность района, Гкал/(ч*км ²)	Среднее число абонентов, 1/км ²	Материальная характеристика, м ²	Стоимость электроэнергии для перекачки теплоносителя, руб./кВт*ч	Число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч	Расчетный перепад температур, °С	Себестоимость выработки тепла, руб./Гкал	Удельная стоимость материальной характеристики стики тепловой сети, руб./м ²	Потери давления в тепловой сети, м вод. ст.	Радиус эффективного теплоснабжения, км
Котельный цех	1,8	28,63	168,89	764,2	4,3	120	80	1049,2	51540,31	41	11,79
ВК-1	1,2	45,58	125,00	698,9	4,3	120	80	1041,9	51540,31	25	11,02
ВК-2, ТЭЦ-1	6,1	24,29	145,41	9638,9	1,1	120	80	1023,1	48540,31	46	13,78
Котельная "Южная"	4,8	42,19	181,67	2788,1	4,5	120	80	1065,9	53434,738	44	11,06
Котельная "Сахаровское ш."	1	5,28	24,00	1556,4	5,5	120	25	1105,3	195842,75	20	8,97
Котельная "Сахарово"	0,8	18,99	13,75	934,6	4,5	120	25	1179,9	330912,65	20	6,65
Котельная "Мамулино"	1	18,45	93,00	19,8	4,5	120	60	1041,7	185842,75	20	7,71
Котельная "ХБК"	0,3	24,93	346,67	1,7	4,5	120	25	1177,7	258915,24	30	5,38
Котельная "ПАТП-1"	0,2	10,60	75,00	2351,1	4,5	120	25	1837	449397,81	12	5,34
Котельная "ДРСУ-2"	0,1	18,34	270,00	54	4,5	120	25	1088,1	375663,93	12	4,72
Котельная "Школа №24"	0,00145	148,97	689,66	420,8	4,5	120	25	3385,9	2140350,9	5	1,69
Котельная "Химинститут"	1	31,91	86,00	160,5	4,5	120	60	1124,5	188329,58	12	6,94
Котельная "П. Б. Перемырки, 20"	0,0027	148,89	370,37	16,546	4,5	120	25	2677,2	84159,33	5	5,54
Котельная ООО "Лазурная"	ликвидация в мае 2019 г.										
Котельная "ТКСМ-2"	0,8	15,81	152,50	9817,7	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,87
Котельная "Мамулино-3"	1,7	21,81	181,18	62,4	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,43
2025											
ТЭЦ-3	10,5	57,78	135,71	3374,1	1,1	120	80	718,4	42540,31	55	13,14
ТЭЦ-4	9,5	45,59	185,47	8724,5	1,1	120	80	765,1	42540,31	58	13,22
Котельный цех	1,8	28,88	168,89	764,2	4,3	120	80	1049,2	51540,31	41	11,78
ВК-1	1,2	45,58	125,00	698,9	4,3	120	80	1041,9	51540,31	22	10,92
ВК-2, ТЭЦ-1	7,3	22,62	145,62	9638,9	1,1	120	80	1023,1	48540,31	46	13,91

Источник теплоснабжения	Площадь зоны действия источника теплоснабжения, км ²	Теплоплотность района, Гкал/(ч*км ²)	Среднее число абонентов, 1/км ²	Материальная характеристика, м ²	Стоимость электроэнергии для перекачки теплоносителя, руб./кВт*ч	Число часов использования максимальной тепловой нагрузки, ч	Расчетный перепад температур, °С	Себестоимость выработки тепла, руб./Гкал	Удельная стоимость материальной характеристики стики тепловой сети, руб./м ²	Потери давления в тепловой сети, м вод. ст.	Радиус эффективного теплоснабжения, км
Котельная "Южная"	5,2	39,80	183,27	2788,1	4,5	120	80	1065,9	53434,738	44	11,13
ТЭЦ "Залинейная"	6,1	12,42	181,15	8500	1,2	120	80	710	42576,588	44	15,39
Котельная "Сахаровское ш."	1	5,28	146,00	1556,4	5,5	120	25	1105,3	195842,75	20	7,63
Котельная "Сахарово"	0,8	18,99	13,75	934,6	4,5	120	25	1179,9	330912,65	12	6,42
Котельная "Мамулино"	1	18,45	93,00	19,8	4,5	120	60	1041,7	185842,75	12	7,43
Котельная "ХБК"	0,3	24,93	346,67	1,7	4,5	120	25	1177,7	258915,24	20	5,23
Котельная "ПАТП-1"	0,2	10,60	75,00	2351,1	4,5	120	25	1837	449397,81	12	5,34
Котельная "ДРСУ-2"	0,1	25,64	270,00	54	4,5	120	25	1088,1	375663,93	10	4,46
Котельная "Школа №24"	0,00145	148,97	689,66	420,8	4,5	120	25	3385,9	2140350,9	5	1,69
Котельная "Химинститут"	1	32,67	86,00	160,5	4,5	120	60	1124,5	188329,58	20	7,17
Котельная "П. Б. Перемерки, 20"	0,0027	148,89	370,37	16,546	4,5	120	25	2677,2	84159,33	5	5,54
Котельная "ТКСМ-2"	0,8	15,81	152,50	9817,7	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,87
Котельная "Мамулино-3"	1,7	24,22	181,18	62,4	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,33
2030											
ТЭЦ-3	10,5	63,30	135,71	3374,1	1,1	120	80	718,4	42540,31	55	12,98
ТЭЦ-4	11,4	40,63	185,35	8724,5	1,1	120	80	765,1	42540,31	58	13,42
Котельный цех	1,8	30,13	168,89	764,2	4,3	120	80	1049,2	51540,31	41	11,72
ВК-1	1,2	45,58	125,00	698,9	4,3	120	80	1041,9	51540,31	22	10,92
ВК-2, ТЭЦ-1	7,3	22,81	145,62	9638,9	1,1	120	80	1023,1	48540,31	46	13,89
Котельная "Южная"	5,2	40,04	183,27	2788,1	4,5	120	80	1065,9	53434,738	44	11,12
ТЭЦ "Залинейная"	8,9	16,08	182,81	1556,4	1,2	120	80	710	42576,588	20	14,07
Котельная "Сахаровское ш."	1	5,28	146,00	1710,3	5,5	120	25	1105,3	195842,75	20	7,63

Источник теплоснабжения	Площадь зоны действия источника теплоснабжения, км ²	Теплоплотность района, Гкал/(ч*км ²)	Среднее число абонентов, 1/км ²	Материальная характеристика, м ²	Стоимость электроэнергии для перекачки теплоносителя, руб./кВт*ч	Число часов использования максимума тепловой нагрузки, ч	Расчетный перепад температур, °С	Себестоимость выработки тепла, руб./Гкал	Удельная стоимость материальной характеристики стики тепловой сети, руб./м ²	Потери давления в тепловой сети, м вод. ст.	Радиус эффективного теплоснабжения, км
Котельная "Сахарово"	0,8	18,99	13,75	19,8	4,5	120	25	1179,9	330912,65	12	6,42
Котельная "Мамулино"	1	18,45	93,00	21,5	4,5	120	60	1041,7	185842,75	12	7,43
Котельная "ХБК"	0,3	24,93	346,67	2351,1	4,5	120	25	1177,7	258915,24	30	5,38
Котельная "ПАТП-1"	0,2	10,60	75,00	54	4,5	120	25	1837	449397,81	12	5,34
Котельная "ДРСУ-2"	0,1	25,64	270,00	43,5	4,5	120	25	1088,1	375663,93	12	4,51
Котельная "Школа №24"	0,00145	148,97	689,66	420,8	4,5	120	25	3385,9	2140350,9	5	1,69
Котельная "Химинститут"	1	36,45	86,00	160,5	4,5	120	60	1124,5	188329,58	12	6,82
Котельная "П. Б. Перемерки, 20"	0,0027	148,89	370,37	16,546	4,5	120	25	2677,2	84159,33	5	5,54
Котельная "ТКСМ-2"	0,8	15,81	152,50	9817,7	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,87
Котельная "Мамулино-3"	1,7	24,22	181,18	62,4	4,5	120	25	1065,9	123413,27	25	7,33

6.13 Воздействие на окружающую среду

6.13.1 Краткая характеристика метеорологических условий и их влияние на рассеивание вредных веществ в атмосфере

Проектируемая территория характеризуется умеренно-континентальным климатом. Вторжение воздушных масс в Тверскую область протекает достаточно интенсивно и сопровождается хорошо выраженными циклонами с фронтальными разделами. Определяющее влияние на климат Тверской области имеют воздух умеренных широт и арктический воздух, несколько меньшее значение имеет тропический воздух. Континентальный воздух умеренных широт является господствующей в области воздушной массой, формируется или над территорией области, или приходит из других районов. Летом он является для данной территории теплой воздушной массой, зимой - холодной. Морской воздух умеренных широт приходит из районов атлантического океана и приносит наибольшее количество осадков. В зимний период он вызывает потепление, летом - похолодание. Арктический воздух приходит из района северных морей, является холодным в течение всего года. Тропический воздух приходит, главным образом, из Азии, является теплым в течение всего года. Понижение температуры связано обычно с вторжением арктического воздуха. Во все сезоны повышение температуры связано с вторжением теплых воздушных масс (в теплый период - тропических, в холодный - морских воздушных масс умеренных широт).

Таблица 6.4 - Климатические параметры теплого периода года

Барометрическое давление		995гПа
Температура воздуха обеспеченностью	0,95	20,6°C
	0,98	24,8°C
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого периода		23°C
Абсолютная максимальная температура воздуха		36°C
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца		11,1°C
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца		75%
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч наиболее теплого месяца		59%
Количество осадков за апрель - октябрь		444 мм
Суточный максимум осадков		68 мм
Преобладающее направление ветра за июнь - август		Запад
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль		0

Таблица 6.5 - Климатические параметры холодного периода года

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью	0,98	-37°C
	0,92	-33°C
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью	0,98	-33°C
	0,92	-29°C
Температура воздуха обеспеченностью	0,94	-15°C
Абсолютная минимальная температура воздуха		-50°C
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца		7,2°C
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха	<0°C	146
Средняя температура периода со средней суточной температурой воздуха	<0°C	-6,4°C
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха	<8°C	218
Средняя температура периода со средней суточной температурой воздуха	<8°C	-3°C

Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха	<10°C	236
Средняя температура периода со средней суточной температурой воздуха	<10°C	-2°C
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца		85%
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч наиболее холодного месяца		85%
Количество осадков за январь - март		206 мм
Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль		ЮЗ
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь		6,2 м/с
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха	<8°C	4,1 м/с

Осадки и испаряемость. В течение года максимум осадков приходится на летние месяцы. Максимальное количество осадков за год - 885 мм, минимальное - 348 мм. Средняя повторяемость морозящих осадков - 15 дней в году.

Таблица 6.6 - Среднее количество осадков по месяцам (мм)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее количество осадков	39	36	37	37	53	75	89	74	62	54	48	46	650
Жидких	1	-	4	17	50	75	89	74	61	40	14	6	431
Твердых	32	28	21	6	-	-	-	-	-	3	18	24	132
Смешанных	6	8	12	14	3	-	-	-	1	11	16	16	87
Испаряемость	6	7	16	38	79	88	83	63	42	23	13	8	466

Количество осадков превышает испарение на 184 мм в год, т.е. город Тверь находится в зоне избыточного увлажнения.

Влажность воздуха: город Тверь характеризуется высокой относительной влажностью воздуха в течение всего года.

Таблица 6.7 - Средняя относительная влажность воздуха по месяцам, %

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Относительная влажность	85	83	79	73	68	70	75	78	82	84	86	87	79

Облачность и атмосферные явления. Данные по облачности представлены в таблице 6.8, данные по повторяемости атмосферных явлений - в таблице 6.9.

Таблица 6.8 - Среднее число ясных и пасмурных дней по месяцам, по общей облачности

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Ясные	2,5	2,9	2,1	2,1	2,6	1,3	1,6	1,6	1,6	0,9	0,4	0,6	20,2
Пасмурные	16,3	14,3	15,5	13,3	9,9	8,5	9,7	8,7	11,4	18,3	22,1	22,2	170,2

Таблица 6.9 - Средняя повторяемость различных атмосферных явлений по месяцам

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Ср. число дней с туманами	3	3	3	3	2	1	3	5	5	4	4	3	39
Ср. число дней с грозой	-	-	-	0,7	4	7	8	5	1	0,05	0,02	-	26

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Ср. число дней с метелью	8	7	6	1	-	-	-	-	-	0,7	4	6	33
Ср. число дней с градом	-	-	0,01	0,2	0,3	0,5	0,3	0,2	0,08	0,04	0,01	-	1,6
Ср. число дней с обледенением всех видов	10	7	4	0,3	-	-	-	-	-	0,8	5	10	37

Ветер. Преобладают ветры западные и юго-западные. Небольшая скорость ветра отмечается осенью и зимой. Скорость ветра, вероятность превышения которой не более 5 %, - 8 м/с. Нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа (СНиП 2.01.07 - 85).

Таблица 6.10 - Средняя и максимальная скорость ветра по месяцам, м/с

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя скорость	4,3	4,2	4,2	3,9	3,8	3,4	3,2	3,1	3,5	4,0	4,5	4,5	3,8
Максимальная скорость	20	20	20	18	20	20	17	17	20	20	20	20	20
Порыв			25	24	24		22	18		25	22	24	25

Таблица 6.11 - Среднее и максимальное число дней с сильным ветром (>15м/с) по месяцам

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Среднее число дней	2,4	1,9	1,3	0,6	1,0	0,8	0,7	0,4	0,6	0,2	1,3	1,1	12
Наибольшее число дней	7	3	8	4	6	5	4	2	4	3	4	6	30

Таблица 6.12 - Основные климатические показатели для города Твери

Элементы	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Температура воздуха (°С)	-10,4	-10	-5,4	3,2	10,8	14,9	17,2	15,3	9,8	3,7	-2,3	-7,5	3,8
Абсолютный минимум температуры воздуха (°С)	-50	-39	-32	-23	-7,0	-4	4	0	-8	-22	-28	-39	-50
Абсолютный максимум температуры воздуха (°С)	5	5	15	28	31	33	34	37	30	22	11	9	37
Среднее количество осадком (мм)	38	33	34	35	46	73	83	70	58	50	46	43	593
Средняя относительная влажность воздуха (%)	86	84	78	71	65	69	74	78	82	86	88	88	79
Средняя упругость водяного пара (мб)	3,0	2,9	3,6	5,8	8,3	12,1	14,4	13,8	10,3	7,0	5,0	3,8	7,5
Средняя скорость ветра (м/сек)	3,8	3,8	3,8	3,4	3,5	3,3	3,1	2,8	3,1	3,7	4,1	4,1	3,5
Среднее число дней с сильным ветром	0,9	0,5	0,7	0,2	0,4	0,2	0,3	0,2	0,4	0,6	0,2	0,3	5
Среднее число дней с грозой	-	-	-	0,6	4	6	9	5	1	-	-	-	26
Среднее число дней с туманом	3	3	3	3	2	2	3	4	5	5	5	4	42
Среднее число дней с метелью	8	8	6	0,9	-	-	-	-	-	0,3	3	5	31

Элементы	Месяцы												Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Продолжительн ость солнечного сияния в часах	21	23	38	45	54	54	54	50	40	24	14	10	51
Число дней без солнца	17	14	10	4	2	0	1	2	5	13	22	23	113

Таким образом, рассматриваемая территория находится в зоне избыточного увлажнения и относится к строительно-климатической зоне ПВ. Расчетные температуры для проектирования отопления и вентиляции равны соответственно: -29 °С и -15 °С. Продолжительность отопительного периода - 219 дней. Глубина промерзания почво-грунтов - 135 см. Сильные ветры на территории наблюдаются редко, преимущественно зимой.

6.13.2 Качество атмосферного воздуха

В Тверской области на состояние атмосферного воздуха оказывает влияние высокая техногенная нагрузка, обусловленная концентрацией на территории города Твери промышленных производств, включая экологически опасные производства.

В жилой зоне города Твери сосредоточены предприятия химической, оборонной, машиностроительной и металлообрабатывающей, лесной и деревообрабатывающей, строительной, легкой, пищевой и иных отраслей промышленности, оказывающих существенное влияние на состояние атмосферного воздуха.

Государственный мониторинг атмосферного воздуха является составной частью государственного мониторинга окружающей среды. На территории Тверской области он осуществляется государственным учреждением «Тверской областной центр по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды» (далее - Тверской ЦГМС - филиал ФГБУ «Центральное УГМС»).

Наблюдения за качеством атмосферного воздуха проводятся на одном стационарном посту Государственной наблюдательной сети за состоянием окружающей среды (далее - ГСН) и представлены в таблице 6.13 (по данным ежегодника состояния загрязнения атмосферы в городах на территории России за 2010 г.).

Таблица 6.13 - Характеристика загрязнения городского воздуха

Город	Уровень	Вещества, для которых СИ>10	НП, % (>20) и вещество	Вещества, для которых $q_{cp}>1$ ПДК	Выбросы от промышленных предприятий, тыс. т, 2009 г.				Население, тыс.	Кол-во станций
					твердые	SO ₂	NO ₂	CO		
Тверь	ОВ	-	-	ВВ, БП, Ф	1,3	0,5	2,4	2,2	410,4	1

Климатические условия для рассеивания примесей неблагоприятны. Зона умеренного ПЗА.

Сеть мониторинга загрязнения атмосферы состоит из одной станции регулярных наблюдений в городе Твери, что недостаточно для оценки степени загрязнения воздуха области в целом.

Уровень загрязнения воздуха в городе Твери очень высокий. Город включен в приоритетный список городов России с наибольшим уровнем загрязнения воздуха.

СИ (наибольшая концентрация, деленная на ПДК) больше 10 не отмечен.

НП (наибольшая повторяемость превышения ПДК) ниже 20 %.

Среднегодовые концентрации взвешенных веществ, бензапирена и формальдегида выше 1 ПДК.

Тенденция за 2006-2010 гг.: увеличились средние концентрации оксида азота [ежегодник Состояние загрязнения атмосферы в городах на территории России за 2010 г.

Наблюдения на стационарных постах проводятся за содержанием следующих вредных веществ: пыль, диоксид серы, оксид углерода, диоксид азота, оксид азота, сероводород, фенол, сажа, хлористый водород, аммиак, формальдегид, бензол, толуол, ксилолы, этилбензол, бензапирен и 9 тяжелых металлов (железо, кадмий, магний, марганец, медь, никель, свинец, хром, цинк).

Качество атмосферного воздуха характеризуется комплексным показателем - индексом загрязнения атмосферного воздуха (далее - ИЗА). ИЗА - это показатель, учитывающий несколько примесей, представляющий собой сумму концентраций выбранных загрязняющих веществ в долях ПДК (в соответствии с РД 52.04.186-89 «Руководство по контролю загрязнения атмосферы»). В Тверской области он рассчитывается по 5 основным загрязняющим веществам: формальдегид, бензапирен, взвешенные вещества, оксид углерода и диоксид азота.

6.13.3 Характеристика оборудования источников теплоснабжения

Характеристики основного оборудования централизованных источников теплоснабжения (существующих и проектируемых) с указанием видов топлива и расходов на перспективу приведены в основной технологической части настоящего документа.

В настоящем документе рассматривается воздействие ТЭЦ и котельных города на состояние воздушного бассейна города Твери на перспективу, после ввода в эксплуатацию проектируемых котельных, а также увеличения мощности отдельных отопительных и тепловых котельных и ТЭЦ.

В настоящем документе рассматривается одно перспективное положение - 2029 год, как период полного развития.

6.13.4 Перспективное воздействие на окружающую среду

В связи с неблагоприятной обстановкой по загрязнению воздушного бассейна необходимо уделить должное внимание при выполнении проектов реконструкции и нового строительства источников тепловой энергии.

При реконструкции источников теплоснабжения (ТЭС) необходимо довести уровень выбросов в окружающую среду до значений не более установленных в таблицах 6.14-6.19, ГОСТ 50831-95.

Таблица 6.14 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердого топлива всех видов

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание золы <i>A_{пр}</i> , % кг/МДж	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т у.т.	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ^{3*}
До 299 (до 420)	Менее 0,6	0,06	1,76	150
	0,6-2,5	0,06-0,20	1,76-5,86	150-500
	Более 2,5	0,20	5,86	500
300 и более(420 и более)	Менее 0,6	0,04	1,18	100
	0,6-2,5	0,04-0,16	1,18-4,70	100-400
	Более 2,5	0,16	4,70	400

* При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа).

Таблица 6.15 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г., для твердых и жидких видов топлива

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание серы <i>B_{пр}</i> , %•кг/МДж	Массовый выброс SO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO _x , кг/т у.т.	Массовая концентрация SO _x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ^{3*}
До 299 (до 420)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000
	Более 0,045	1,5	44,0	3400
300 и более(420 и более)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000
	Более 0,045	1,3	38,0	3000

* При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы

Таблица 6.16 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС до 31 декабря 2000 г.

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Вид топлива	Массовый выброс NO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO _x , кг/т у.т.	Массовая концентрация NO _x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ^{3*}	
До 299 (до 420)	Газ	0,043	1,26	125	
	Мазут	0,086	2,52	250	
	Бурый уголь: твердое шлакоудаление	жидкое шлакоудаление	0,12	3,50	320
		жидкое шлакоудаление	0,13	3,81	350
	Каменный уголь: твердое шлакоудаление	жидкое шлакоудаление	0,17	4,98	470
		жидкое шлакоудаление	0,23	6,75	640
300 и более (420 и более)	Газ	0,043	1,26	125	
	Мазут	0,086	2,52	250	
	Бурый уголь: твердое шлакоудаление	жидкое шлакоудаление	0,14	3,95	370
		жидкое шлакоудаление	-	-	-
	Каменный уголь: твердое шлакоудаление	жидкое шлакоудаление	0,20	5,86	540
		жидкое шлакоудаление	0,25	7,33	700

* При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы

Таблица 6.17 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых топлив всех видов

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание золы Ат, %• кг/МДж	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т у.т.	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³ *
До 299 (до 420)	Менее 0,6	0,06	1,76	150
	0,6-2,5	0,06-0,10	1,76-2,93	150-250
	Более 2,5	0,10	2,93	250
300 и более(420 и более)	Менее 0,6	0,02	0,59	50
	0,6-2,5	0,02-0,06	0,59-1,76	50-150
	Более 2,5	0,06	1,76	150

* При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа)

Таблица 6.18 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г., для твердых и жидких видов топлива

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Приведенное содержание серы Бпр, %• кг/МДж	Массовый выброс SO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс SO _x , кг/т у.т.	Массовая концентрация SO _x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³ *
До 199 (до 320)	0,045 и менее	0,5	14,7	1200
	Более 0,045	0,6	17,6	1400
200-249 (320-400)	0,045 и менее	0,4	11,7	950
	Более 0,045	0,45	13,1	1050
250-299 (400-420)	0,045 и менее	0,3	8,8	700
	Более 0,045	0,3	8,8	700
300 и более(420 и более)	-	0,3	8,8	700

* При нормальных условиях (температура °С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы

Таблица 6.19 - Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, вводимых на ТЭС с 1 января 2001 г.

Тепловая мощность котлов Q, МВт (паропроизводительность котла D, т/ч)	Вид топлива	Массовый выброс NO _x на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс NO _x , кг/т у.т.	Массовая концентрация NO _x в дымовых газах при $\alpha = 1,4$, мг/м ³ *
До 299 (до 420)	Газ	0,043	1,26	125
	Мазут	0,086	2,52	250
300 и более (420 и более)	Газ	0,043	1,26	125
	Мазут	0,086	2,52	250

* При нормальных условиях (температура 0 °С, давление 101,3 кПа), рассчитанная на сухие газы

6.13.5 Метод улавливания вредных компонентов дымовых газов на электростанциях

Для охраны воздушного бассейна наиболее важными являются мероприятия, сокращающие выбросы с дымовыми газами электростанций твердых частиц (золы), оксидов серы и азота.

Концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы зависит не только от объема вредных выбросов, но и от климатических и метеорологических условий местности, а также от конструкции дымовой трубы. При данных природных условиях и заданных размерах выбросов вредных веществ в атмосферу уровень их концентрации зависит от конструкции дымовой трубы, в

первую очередь от ее высоты (концентрация обратно пропорциональна квадрату высоты трубы). В связи с этим рост требований к охране воздушного бассейна при прочих равных условиях ведет к необходимости увеличения высоты дымовых труб. Создание высоких труб обходится достаточно дорого. Тем не менее, стоимость дымовых труб значительно ниже, чем сооружений по очистке дымовых газов. В настоящее время сооружение высоких дымовых труб не признается в качестве генерального направления охраны воздушного бассейна, так как вредные выбросы из высоких дымовых труб рассеиваются на весьма значительные расстояния.

Поэтому приоритет отдается методам, позволяющим максимально снизить выбросы вредных веществ в атмосферу, после чего для обеспечения должного ПДК допускается выбирать соответствующую высоту труб.

Систематизация сведений о распределении источников загрязнения по территориям, о количестве и составе выбросов загрязняющих веществ в атмосферу называется инвентаризацией выбросов. При инвентаризации выбросов загрязняющих веществ должны использоваться непосредственно инструментальные замеры в соответствии с действующими стандартами и рекомендованными методиками. В случаях отсутствия инструментальных методик для определения выброса какого-либо вещества допускается применение расчетных отраслевых методик.

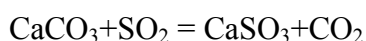
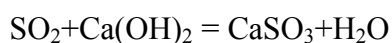
Защита от оксидов серы

Диоксид серы и продукты его взаимодействия с другими загрязнителями осаждаются на почву, попадают в водоемы в виде аэрозолей и растворов, которые выпадают с атмосферными осадками (кислотные дожди). Вредное влияние диоксида серы усиливается при наличии в воздухе оксидов азота, поэтому санитарными нормами введено требование учета суммы концентраций оксидов серы и азота. Основное количество серы в дымовых газах находится в виде диоксида серы (до 99 %) и только 1 % приходится на триоксид серы. Однако концентрация именно SO₃ в дымовых газах определяет коррозию элементов газоздушного тракта. Доля SO₃ в газе снижается с ростом температуры и с уменьшением избытка воздуха в топке. Такое ведение процесса горения возможно при поддержании точного соотношения между количествами топлива и воздуха. Наиболее экономичные мокрые способы очистки имеют один существенный недостаток - ухудшают способность дымовых газов рассеиваться, в результате чего зачастую концентрация SO₂ в приземном слое электростанции, несмотря на очистку, оказывается выше допустимых норм.

Очистка отходящих газов от диоксида серы экономически выгодна при содержании 0,5-2,5%. Удаление SO₂ из дымовых газов дело трудное, т.к. необходимо переработать огромное количество газа, нагретого до высокой температуры и с малым содержанием диоксида серы 0,1-0,4 %. Методы дороги и малоэффективны. Для очистки газов от сернистых соединений применяют несколько способов: промывку газов водой, известковый, кислотно-каталитический, комбинированный (сочетание кислотно-каталитического и известкового), магнезитовый, аммиачные (мокрый и сухой) методы. Наиболее полно разработаны три метода, основанных на селективном поглощении диоксида серы: аммиачно-циклический, магнезитовый и известковый.

Известковый метод

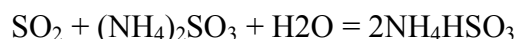
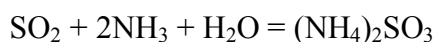
После очистки от пыли газ поступает в скруббер, орошаемый известковым раствором:



Недостаток метода - образование шлама, содержащего сульфит и сульфат кальция. Степень очистки этим методом достигает 98 %.

Аммиачный метод

Основан на взаимодействии диоксида серы с водными растворами сульфита аммония.



Аммиачные методы относительно экономичны и эффективны, недостаток их - безвозвратные потери дефицитного продукта - аммиака.

Магnezитовый метод

Основан на взаимодействии диоксида серы с суспензией оксида магния:



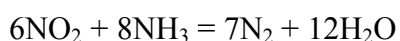
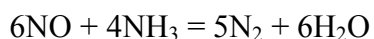
Преимущества метода - степень очистки до 95-96 %, возможность очистки запыленных газов с высокой температурой, отсутствие отходов и сточных вод

Защита от оксидов азота

Образование оксидов азота при высокотемпературном сжигании топлива обусловлено в основном окислением молекулярного азота воздуха непосредственно в зоне горения. Максимальный выход оксидов азота наблюдается в зоне активного горения. Это означает, что снижение температуры горения топлива способствует уменьшению содержания оксидов азота в выбросах. Снижение выбросов оксидов азота с дымовыми газами электростанций обеспечивается режимными и конструктивными мероприятиями, направленными на уменьшение образования газов в топках котлов (двухступенчатое сжигание, рециркуляция дымовых газов в зону горения, сжигание топлива при малых избытках воздуха, разработка новых типов горелок и различное конструктивное решение топочных устройств).

На газомазутных энергетических котлах перспективным способом снижения выбросов оксидов азота является очистка дымовых газов.

Азотоочистительные установки следует использовать лишь после исчерпания возможностей подавления реакций образования оксидов азота сравнительно дешевыми технологическими методами, так как очистка дымовых газов от азота сравнительно дорогое мероприятие. Наиболее распространенный аммиачно-каталитический метод разложения оксидов азота имеет степень очистки до 85 %. В качестве катализаторов используются сплавы из металлов платиновой группы (палладий, платина) или составы, содержащие никель, хром, цинк, ванадий.



При сжигании газифицированных топлив количество оксидов азота может быть снижено на 80-90 %.

Защита от оксида углерода

Химические методы очистки не нашли промышленного применения. Используется в основном дожигание СО до СО₂ при высоком содержании СО, при низком - используют каталитическое окисление.

Окончательный выбор метода очистки дымовых газов, диаметр устья и высоту дымовых труб следует принимать при выполнении проектно-изыскательских и проектных работ. Для вновь проектируемого источника теплоснабжения «Залинейная» и блока ПГУ для ТЭЦ-4 необходимо использовать передовые методы очистки дымовых газов. При снижении концентрации выбросов допустимо применение дымовых труб с высотой до 60-80 м.

Перевод установок на жидкое топливо существенно уменьшает золообразование, но практически не уменьшает выбросы SO₂, так как мазуты, применяемые в качестве топлива, содержат серу в количестве до 3-4,5 % и более. При сжигании природного газа (неочищенного) в дымовых газах образуются диоксид серы и оксиды азота. Следует отметить, что наибольшее количество оксидов азота образуется при сжигании жидкого топлива.

В атмосферу от котельных при сжигании газа с дымовыми газами выбрасываются: диоксиды азота, оксид углерода.

Таблица 6.20 - Объем вредных выбросов источниками теплоснабжения

Источник	Оксид азота NO	Диоксид азота NO ₂	Оксид углерода СО
Базовый период (2015 г.)			
БК-1	3,99	24,46	0,00
БК-2	4,08	24,99	0,00
Котельный цех	4,38	28,23	1,02
Котельная «Сахаровское ш.»	0,21	1,80	4,00
Котельная «Школа №3»	0,01	0,10	2,00
Котельная «Южная»	19,93	122,67	40,91
Котельная «Сахарово»	2,06	12,70	28,87
Котельная «Мамулино»	0,92	5,68	11,46
Котельная «Мамулино-2»	0,41	2,51	7,45
Котельная «ХБК»	0,76	4,70	13,93
Котельная «ПАТП-1»	0,20	1,23	2,65
Котельная «ДРСУ-2»	0,16	0,98	2,91
Котельная «Школа №2»	0,22	1,35	2,91
Котельная «Керамический 3-д»	0,04	0,26	0,94
Котельная «УПК»	0,01	0,06	0,22
Котельная «Поликлиника № 2»	0,02	0,12	0,43
Котельная «Школа №24»	0,01	0,09	0,32
Котельная «Химинститут»	2,01	12,36	45,16
Котельная «ТКСМ-2»	1,16	7,16	26,18
Котельная «Лазурная»	2,28	14,20	25,90
Котельная «КОМО»	0,15	0,91	1,66
ТЭЦ-1	6,50	39,99	11,40
ТЭЦ-3	157,20	870,90	57,30
ТЭЦ-4	52,89	325,52	75,24

Источник	Оксид азота NO	Диоксид азота NO₂	Оксид углерода CO
Расчетный срок (2030 г.)			
БК-1	5,10	31,27	0,00
БК-2	3,10	19,01	0,00
Котельный цех	4,53	29,18	1,05
Котельная «Сахаровское ш.»	0,87	7,46	16,59
Котельная «Школа №3»	0,01	0,10	1,96
Котельная «Южная»	20,65	127,06	42,37
Котельная «Сахарово»	1,97	12,15	27,62

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

7.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Текущее положение системы теплоснабжения обусловлено присутствием дефицита тепловой мощности. Обеспечение прироста тепловых нагрузок и ликвидация дефицита на I- этапе развития схемы теплоснабжения возможно только за счет изыскания резервов на действующих источниках теплоснабжения. Одним из таких источников является ТЭЦ-4. Реконструкция источников теплоснабжения, изложенная в п. 6.3 «Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок», повлечет изменение зон действия источников и перераспределение присоединённых нагрузок и резервов тепловых мощностей, описанных в главе 4 «Перспективные балансы производства и потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя» (таблицы 4.1-4.2). Для передачи данной тепловой мощности требуется на первоначальном этапе (I-этап) схемы развития системы теплоснабжения выполнить перекладку участков тепловой сети, изложенную в п. 7.6 «Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки», таблица 7.3.

Данное решение по изменению зон действия источников теплоснабжения основано на снижении капитальных затрат по модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей, а также сокращения времени подготовки к подключению предполагаемой перспективной тепловой нагрузки. Подробная карта тепловых сетей приведена в электронной модели систем теплоснабжения г. Твери.

7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Для обеспечения перспективных нагрузок теплоснабжения тепловой энергией необходимо строительство дополнительных тепловых сетей. Основной зоной строительства новых тепловых сетей является зона действия перспективного источника теплоснабжения. На текущий момент на основе Генерального плана города Твери перспективная застройка отражает лишь жилую и производственную площадь в единице территориального деления, без понятной планировки будущих районов. В связи с этим, подключение перспективной нагрузки обозначено условно, со среднестатистическими параметрами тепловых сетей, необходимыми для выполнения гидравлического расчета системы теплоснабжения программным комплексом ГИС ZULU.

7.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения

Текущая организация системы теплоснабжения города Твери способна обеспечить поставку тепловой энергии от различных источников. Также возможен вариант подключения перспективного источника тепловой энергии к «единой» сети (ТЭЦ 1 - ТЭЦ 3 - ТЭЦ - 4 – Котельный цех - ВК-1 - ВК-2 - Южная), что позволяет обеспечить достаточную надежность системы теплоснабжения при различных вариантах аварийных ситуаций, а также снизить себестоимость тепловой энергии (за счет выработки её в комбинированном цикле на Ш-этапе).

Исходя из текущего состояния возможностей коммутации тепловых сетей, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии, дополнительное строительство магистралей потребуется после окончательного утверждения плана застройки земельного участка и зоны строительства перспективного источника энергии ТЭЦ «Залинейная». Это подтверждается следующими факторами, влияющими на эффективность:

- Различная стоимость выработки тепловой энергии;
- Единая политика в области теплоснабжения;
- Баланс существующих нагрузок и резервных мощностей.

Таким образом, опираясь на глобальную модернизацию теплосилового оборудования и следуя по пути повышения надежности системы теплоснабжения, на существующих тепловых нагрузках организация «конкурсной» поставки теплоносителя является целесообразной и необходимой.

7.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В п. 6.8 «Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии» планируется вывести из эксплуатации котельную ООО «Лазурная». Нагрузка потребителей тепловой энергии п. Элеватор передается на котельную «Химинститут», в радиус эффективного теплоснабжения которой попадает п. Элеватор.

Для обеспечения потребителя п. Элеватор тепловой энергией необходимо осуществить строительство ЦТП п. Элеватор и проложить участок тепловой сети. Характеристики участков тепловой сети сведены в таблицу 7.1. Строительство участков необходимо произвести к моменту вывода из эксплуатации котельной ООО «Лазурная».

Таблица 7.1 – Строительство участков тепловых сетей для подключения потребителей п. Элеватор к котельной «Химинститут»

№	Участок		Новый диаметр, мм		Протяженность (из электронной модели), м	Год реализации мероприятий
	начало	конец	под.	обр.		
1	ТК 8	ЦТП п. Элеватор	250	250	1739,0	2017-2018
2	ЦТП п. Элеватор	ТК-254-7	250	250	148,0	2019

7.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения

Текущее состояние тепловых сетей с накопленным износом не позволит достичь бесперебойной работы в поставке тепловой энергии. Дальнейшие местные ремонты ведут лишь к ухудшению сложившейся ситуации, так как затрачиваемые ресурсы не приводят к обновлению теплопроводов.

Проведенная инвентаризация выявила запредельный срок службы тепловых сетей. Для выхода из сложившейся ситуации и повышения надежности и безопасности теплоснабжения предусмотрены перекладка тепловых сетей, объем перекладки указан в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Объемы перекладки тепловых сетей, км

Мероприятие	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за период
Перекладка тепловых сетей в зоне действия котельной «Химинститут»	0,000	1,249	1,249	1,249	1,249	1,249	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6,245
Перекладка тепловых сетей в зоне действия ОАО "Тверская генерация"	0,582	6,563	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	7,980	0,000	102,906
Перекладка тепловых сетей в зоне действия МУП "Сахарово"	0,000	3,920	3,920	3,920	3,920	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350	2,350	0,000	36,830
Прокладка тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ «Залинейная», в т.ч. строительство 3-го вывода	0,000	0,000	0,000	0,000	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	0,000	0,000	0,000	29,360
Модернизация магистральных сетей теплоснабжения котельной ООО "Лазурная"	0,000	0,667	0,667	0,667	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,000
Реконструкция и капитальный ремонт тепловых сетей в зоне ответственности ДУИиЗР	0,291	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,291
Итого за год	0,874	12,398	13,816	13,816	16,819	15,249	14,000	14,000	14,000	14,000	14,000	14,000	10,330	10,330	0,000	177,632

7.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В связи с присоединением перспективной тепловой нагрузки первоочередная задача заключается в перекладке трубопроводов с увеличением диаметров. На основании расчета программным комплексом ZULU для передачи теплоносителя на графике 150/70 и восстановления пропускной способности «единой» теплосети необходимо заменить следующие участки трубопроводов, указанные в таблице 7.3 Данное требование основано на результатах гидравлического расчета электронной модели ГИС города Тверь, прилагаемой к данной работе.

Таблица 7.3 – Участки тепловой сети, подлежащие реконструкции с увеличением диаметра

Начало участка	Конец участка	L	Ду существующий	Ду необходимый	Год пере- кладки
		м	мм	мм	
ТК-254-6	ТК-254-7	107,0	100	2Ø150	2016-2021
ТЭЦ-4	ТК-ТЭЦ-4	73,3	800	2Ø1400	2016-2021
ТК №13п	ТК №16п	50	2Ø500	2Ø700	2016-2021
ТК №25	ТК №25/2	125	20250	2Ø500	2016-2021
ТК №824	ТК №827	240	1Ø600	1Ø700 (об. тр.)	2016-2021
ТК-34а	ТК-3в	248	2Ø300-400	2Ø500	2016-2021
ТК №19а	ТК №25	301	2Ø300	2Ø500.	2016-2021
от коллектора ТЭЦ-1	ТК №159	318	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК-827	ТК-829	322	2Ø500	1Ø800 (об. тр.)	2016-2021
ТК №252	ТК-254-1	512	2Ø300	2Ø500	2016-2021
ТК №501	ТК-505	423	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК №18а	ТК №19а	352	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК №819а	ТК №20в	433	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК-820	ТК-824	702,9	1Ø800/2Ø500	2Ø800	2016-2021
ТК-398	ТК-398-3	606	2Ø150	2Ø300	2016-2021
ТК №207	ТК №207-6	762,3	2Ø300	2Ø500	2016-2021
ТК №398	ТК №398-38	253,4	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК №381	ТК №12а	686,4	2Ø500	2Ø700	2016-2021
ТК №24а	ТК №37а	692	2Ø500	2Ø700	2016-2021
ТК-244	ТУ Мигалово	783	2Ø300	2Ø500	2016-2021
ТК №369	ТК №221	970,7	2Ø500	2Ø700	2016-2021
ТК-56	ТК-156	834,6	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК №2/338	ТК №98	638,1	20700	2Ø800	2016-2021
ТК №708	ТК №813	1082,1	2Ø500	2Ø500	2016-2021
ТК №839	ТК №844	534,1	2Ø500	2Ø600	2016-2021
ТК №839	ТК №830	1376,6	2Ø500	2Ø600	2016-2021
ТК №156	ТК №186	105	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ПГ1*	ПГ2*	100	2Ø400	2Ø800	2016-2021
т/у Мигалово	ТК-254-14	567	2Ø300	2Ø500	2016-2021
ТК-12А	ТК-17-А	293,5	2Ø400	2Ø500	2016-2021
ТК-25-2	ТК-396-18	12,2	20300	20500	2016-2021

Для улучшения гидравлического режима от источника ТЭЦ №4 необходима перекладка внутривыделенного участка (между ПГ-1 и ПГ -2, в районе ПГ-3).

7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Срок службы тепловых сетей должен соответствовать сроку службы объектов, обеспечиваемых тепловой энергией. Однако из-за подверженности коррозии тепловые сети из стальных труб весьма недолговечны. Как показывает опыт эксплуатации, средний срок службы магистральных сетей 16-18 лет, распределительных и внутриквартальных 6-8 лет, а многие теплопроводы, особенно горячего водоснабжения, уже через 2-3 года выходят из строя. Это приводит к тому, что эксплуатируемые в настоящее время подземные теплопроводы, как правило, требуют частичной замены в сроки, значительно более короткие. С интенсивным развитием систем централизованного теплоснабжения увеличивается и объем работ по их восстановлению и реконструкции, требующий больших материальных и трудовых ресурсов. Удельный вес затрат на ремонт, модернизацию и реконструкцию водяных тепловых сетей по отношению к затратам на строительство новых сетей ежегодно возрастает. При осуществлении реконструкции и модернизации водяных тепловых сетей многие вопросы, связанные с их проектированием и строительством, требуют нового комплексного подхода к данной проблеме.

Под сроком службы тепловых сетей подразумевается календарное время, за которое под воздействием различных факторов они приходят в состояние, когда дальнейшая эксплуатация становится невозможной, а восстановление - экономически нецелесообразным. Необходимо различать физическую долговечность тепловых сетей, зависящую от физических и технических характеристик их конструкций, и технологическую, зависящую от соответствия теплосети функциональному процессу обеспечения тепловой энергией требуемого количества потребителей.

Состояние тепловых сетей во времени можно представить в виде двух крайних состояний - исправное и неисправное, и некоторых промежуточных состояний, соответствующих разным уровням утраты исправности. В восстановлении тепловых сетей, доведении их технических характеристик до уровня, обеспечивающего надежность, безопасность и экономичность эксплуатации всей системы централизованного теплоснабжения, важную роль играют реконструкция и модернизация.

Общей задачей реконструкции водяных тепловых сетей является их обновление с целью приведения их в соответствие с потребностью теплоиспользующих систем. При реконструкции тепловых сетей достигаются повышения: пропускной способности, надежности, долговечности, а также экономии топливно-энергетических ресурсов и т.д. Реконструкция часто сопровождается присоединением новых тепловых потребителей.

При реконструкции водяных тепловых сетей производится не только их восстановление, но и комплексная модернизация. Модернизация включает прокладку резервных связей, а иногда и дополнительных тепловых магистралей, сооружение районных КРП и реконструкцию тепловых пунктов и т.д. Реконструкция действующих сетей - процесс всегда длительный и достаточно трудоемкий.

Поэтому весьма важно определить правильную очередность проведения работ. Реконструкция, прежде всего, должна коснуться сетей наименее надежных, пораженных наружной кор-

розией в наибольшей степени. Именно в этих сетях наиболее вероятны повреждения, приводящие к перерывам в теплоснабжении и связанные с возможностью размыва дорог и строений.

Вместе с тем капитальные вложения в реконструкцию и ремонт тепловых сетей создают многоплановый эффект, в том числе и социальный.

В приложении № 3 приводится список участков тепловой сети, подлежащих замене. Перекладка тепловых сетей рассчитана на весь период разрабатываемой схемы теплоснабжения. Объемы перекладки указаны в таблицах 7.2.

7.8 Потенциал энергосбережения в системе транспорта и распределения тепловой энергии г. Тверь

Сверхнормативные потери в системе транспорта и распределения тепловой энергии г. Твери составляют около 30 % в магистральных сетях и около 45% в распределительных. Существующий потенциал экономии тепловой энергии от снижения тепловых потерь, при внедрении мероприятий рассмотренных в пунктах 7.1 - 7.7, оценивается в 171,2 тыс. Гкал.

Таблица 7.4 – Потенциал энергосбережения от предложенных мероприятий на тепловых сетях и затраты на внедрение

Наименование		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Перекладка магистральных сетей с изменением диаметра	Общая длина перекладок, м		1116,5	1084,8	1028,1	1082,1	1262,5	970,7	1025,0	1122,6	859,4			
	Затраты (по укрупненным показателям), тыс. руб. в ценах 2015г.		92723,6	81999,8	88617,1	161212,9	130731,4	107043,7	63209,1	135314,7	38394,0			
	Общие фактические потери тепловой энергии за год, Гкал	старые участки	3095,0	2741,1	2596,1	3769,3	3408,6	3381,2	5165,5	5374,1	1518,7			
	Мощность потерь, Гкал/ч		0,58	0,52	0,49	0,71	0,64	0,64	0,97	1,01	0,29			
	Общие потери нормативные тепловой энергии за год, Гкал	новые участки	1822,8	1273,1	1453,9	2290,7	2427,5	2054,8	2599,2	2745,9	857,9			
	Мощность потерь, Гкал/ч		0,34	0,24	0,27	0,43	0,45	0,38	0,48	0,51	0,16			
Перекладка магистральных сетей без изменения диаметра	Общая длина перекладок, м	6887,3	9454,5	9554,3	9467,0	9600,1	9684,2	957,2						
	Затраты (по укрупненным показателям), тыс. руб. в ценах 2015г.	231200	978151,0	986613,2	1078338,3	1271050,0	1343695,3	119344,9						
	Общие фактические потери тепловой энергии за год, Гкал	старые участки	20649,4	36942,5	36887,9	37643,1	40224,0	41027,3	2182,0					
	Мощность потерь, Гкал/ч		3,90	7,83	6,97	7,36	7,86	7,72	0,41					
	Общие потери нормативные тепловой энергии за год, Гкал	новые участки	7641,5	15568,1	14577,1	15241,3	16327,9	17994,1	1476,4					
	Мощность потерь, Гкал/ч		1,43	3,25	2,73	2,97	3,17	3,36	0,28					
Перекладка распределительных сетей	Общая длина перекладок, м		634,8	4477,7	5818,8	4872,5	5115,7	4545,2	5014,0	3728,4	4965,6	7183,6	4475,9	2609,7
	Затраты (по укрупненным показателям), тыс. руб. в ценах 2015г.		13202,0	96582,9	103433,6	84582,4	93269,3	85656,1	82113,1	66287,6	88867,8	126328,8	81935,7	49025,1
	Общие фактические потери тепловой энергии за год, Гкал	старые участки	624,0	4889,0	5004,0	3736,1	2860,2	2068,9	5400,3	3164,9	4226,9	5704,9	4160,9	1618,9
	Мощность потерь, Гкал/ч		0,14	1,05	1,19	0,96	0,82	0,64	1,24	0,76	1,00	1,42	0,93	0,42
	Общие потери нормативные тепловой энергии за год, Гкал	новые участки	177,4	1357,2	1435,8	1085,4	834,2	597,7	1581,3	910,1	1216,2	1649,2	1180,0	480,6
	Мощность потерь, Гкал/ч		0,04	0,30	0,35	0,28	0,24	0,19	0,37	0,22	0,29	0,42	0,27	0,12

Таблица 7.5 – Затраты требуемые при строительстве новых источников и теплотрасс для компенсации мощности от потери тепловой

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Резерв мощности за счет снижения тепловых потерь, Гкал/ч	5,3	11,5	11,3	12,1	12,6	12,3	1,8	2,1	1,5	1,4	1,8	1,2	0,5
Затраты на перекладку тепловых сетей (по укрупненным показателям), млн руб. в ценах 2015г.	231,2	1084,1	1165,2	1270,4	1516,8	1567,7	312,0	145,3	201,6	127,3	126,3	81,9	49,0
Затраты на новое энергетическое станционное оборудование (по укрупненным показателям), млн руб. в ценах 2015г.	48,0	103,6	101,9	108,8	113,1	111,0	15,9	18,9	13,3	12,8	16,6	10,8	4,9

Анализируя данные таблицы 7.5 можно сделать вывод, что для компенсации потерь при транспортировке тепловой энергии в тепловых сетях строительство новых генерирующих мощностей на источниках является менее затратным мероприятием, чем перекладка тепловых сетей.

7.9 Строительство и реконструкция насосных станций

В целях обеспечения технической возможности подключения к тепловым сетям объектов нового строительства в микрорайоне «Юность» необходимо выполнение следующих первоочередных мероприятий:

- строительство повысительной насосной станции (ПНС) (рис. 7.8.1.) в районе тепловой камеры ТК-379, для повышения напора подаваемой сетевой воды на 25 м вод. ст. при расходе теплоносителя - 2400 м³/час;
- перекладка трубопроводов участков теплотрассы (Рис. 7.1): - от ТК-379 до ТК-379-7 с Ду=500 мм на Ду=700 мм; - от ТК-379-7 до ТК-379-11 с Ду=400 мм на Ду=700 мм.

Данные мероприятия позволят обеспечить качественное теплоснабжение существующих абонентов микрорайона «Юность» и планируемых к подключению объектов нового строительства (таблица 7.5) с суммарной дополнительной тепловой нагрузкой 25,036 Гкал/час.

Таблица 7.6 - Объекты, подключаемые к тепловой сети микрорайона «Юность»

Заявитель	Адрес объекта	Объект	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				Точка подкл.
			отоп.	вент.	ГВС max	Общ.	
ЗАО «Тверская областная ИСК»	ул.2-я Красина, 82	МЖС	0,278	0,013	0,496	0,787	ТК-377-1
ЗАО «Тверская областная ИСК»	ул.Хромова, 27 корп.2	МЖС	0,348	0,010	0,429	0,787	ТК-377-9
ЗАО «Тверская областная ИСК»	ул.2-я Красина, 66	МЖС	0,645	0,030	0,850	1,525	ТК-377-19
МУП «Тверьстройзаказчик»	ул.Фрунзе, 22	МЖС	1,320	-	1,523	2,843	(ТК-398-9)
ООО «СтройЖилКомплект»	ул.Планерная - ул.Фрунзе - 1-й пер.Вагонников	МЖС (6-я оч., I этап)	0,692	-	1,118	1,810	(ТК-379-11)
ООО «Плюс Девелопмент»	Луначарского, 11	Торговый комплекс	0,043	0,111	0,026	0,180	(ТК-381)
ООО «Квадрат»	Луначарского, 9, к.2	А/гар. компл.	0,031	0,016	0,028	0,075	(ТК-381)
ООО «ЮНОСТЬ»	Молодёжный б-р, 4, к.1	Торг.- офисн. центр	0,268	0,043	0,012	0,323	ТК-3962
ООО «Вертикаль»	ул. П.Савельевой, д.44 (2-й этап)	Многофун кц. Центр	0,121	0,261	0,269	0,651	(ТК-395)
Савельев А.В.	ул. Луначарского, д.16, стр.1	Рем.боксы	0,037	-	0,004	0,041	ТК-381
ООО «СтройЖилКомплект»	ул. Планерная, Фрунзе, 1-ая Вагонников	МЖС (1-5-я и 5-7-й этап 6-ой оч.)	4,922	-	5,032	9,954	(ТК-37911)
Сайед Камруззаман	ул. Хромова - 2-й пер. Седова	маг. «Универсам»	0,144	0,076	0,080	0,300	(ТК-379-1)



Рисунок 7.1 - Обустройство и перекладка сетей микрорайоне «Юность»

Расчет гидравлических режимов выполнен с использованием электронных моделей тепловых сетей города Твери, с использованием алгоритмов расчета геоинформационной системы ZULU. Результаты расчета занесены в таблицы соответствующих моделей тепловых сетей.

Программный модуль предназначен для расчета режимов работы трубопроводных сетей.

К началу выполнения гидравлического расчета определены:

- сопротивления участков тепловой сети;
- сопротивления потребителей;
- расходы в узлах сети;
- действующие напоры на источниках и насосных станциях.

В результате гидравлического расчета определяются расходы теплоносителя на каждом участке тепловой сети и давления в каждом узле.

Для определения названных величин используются законы Кирхгофа:

- Сумма расходов втекающих в каждый узел равна нулю (или утечке);
- Сумма падений давления на всех участках замкнутого цикла равна нулю (или сумме действующих напоров).

Эти два фундаментальных закона следует дополнить эмпирической зависимостью падения давления на участке сети от расхода:

7.10 Мероприятия по переводу потребителей с открытой системой горячего водоснабжения на закрытую

В соответствии с п. 8 ст. 40 Федерального закона от 7 декабря 2011 года N 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении»:

«В случае, если горячее водоснабжение осуществляется с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), программы финансирования мероприятий по их развитию (прекращение горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и перевод абонентов, подключенных к таким системам, на иные системы горячего водоснабжения) включаются в утверждаемые в установленном законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения порядке инвестиционные программы теплоснабжающих организаций, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей которых осуществляется горячее водоснабжение. Затраты на финансирование данных программ учитываются в составе тарифов в сфере теплоснабжения».

В соответствии с п. 10 ст. 20 Федерального закона от 7 декабря 2011 года N 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

статью 29 [Федерального закона «О теплоснабжении»]:

- а) дополнить частью 8 следующего содержания:

"8. С 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.";

- б) дополнить частью 9 следующего содержания:

"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, в соответствии с действующим законодательством, необходимо предусмотреть перевод потребителей вышеуказанных энергоисточников на «закрытую» схему присоединения системы ГВС.

Актуальность перевода открытых систем ГВС на закрытые обусловлена тем, что:

- в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома (70 °С) для нужд ГВС приводит к «перетопам» в помещениях зданий;
- существует перегрев горячей воды при эксплуатации открытой системы теплоснабжения без регулятора температуры горячей воды, которая фактически соответствует температуре воды в подающей линии тепловой сети.

Переход на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит обеспечить:

- снижение расхода тепла на отопление и ГВС за счет перевода на качественно-количественное регулирование температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком;
- снижение внутренней коррозии трубопроводов и отложения солей;
- снижение темпов износа оборудования тепловых станций и котельных;
- кардинальное улучшение качества теплоснабжения потребителей, исчезновение «перетоков» во время положительных температур наружного воздуха в отопительный период;
- снижение объемов работ по химводоподготовке подпиточной воды и, соответственно, затрат;
- снижение аварийности систем теплоснабжения.

Сценарии развития схемы теплоснабжения предполагают поэтапный перевод потребителей с «открытой» на «закрытую» схему присоединения системы ГВС с установкой индивидуальных тепловых пунктов с погодным регулированием (далее по тексту ИТП) взамен элеваторных узлов.

Для реализации данного решения в здании предполагается установить автоматизированные блочные тепловые пункты ведущих производителей.

Тепловой пункт (ТП) - один из главных элементов системы централизованного теплоснабжения зданий, выполняющий функции приема теплоносителя, преобразования (при необходимости) его параметров, распределения между потребителями тепловой энергии и учета ее расхода.

Для упрощения процесса проектирования, комплектации и монтажа ТП могут изготавливаться в заводских условиях и поставляться на объект строительства в виде готовых блоков - блочный тепловой пункт (БТП).

БТП представляет собой собранные на раме в общую конструкцию отдельные функциональные узлы, как правило, в комплекте с приборами и устройствами контроля, автоматического регулирования и управления.

На данный момент в России широко применяются стандартные автоматизированные блочные тепловые пункты полной заводской готовности, предназначенные для присоединения к тепловой сети различных систем теплоснабжения и выполненные по типовым технологическим схемам с применением водоподогревателей на базе паяных или разборных пластинчатых теплообменников отечественного производства.

В соответствии СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов» в зависимости от соотношения максимально-часовой тепловой нагрузки ГВС к нагрузке отопления предлагается оборудовать тепловые пункты абонентов одноступенчатыми, либо двухступенчатыми подогревателями ГВС. Подключение системы отопления предполагается осуществлять по существующей на данный момент в зданиях зависимой схеме. Предлагаемые схемы подключения тепловых пунктов, в зависимости от температурного графика на входе потребителя, представлены на рисунках 7.2-7.5.

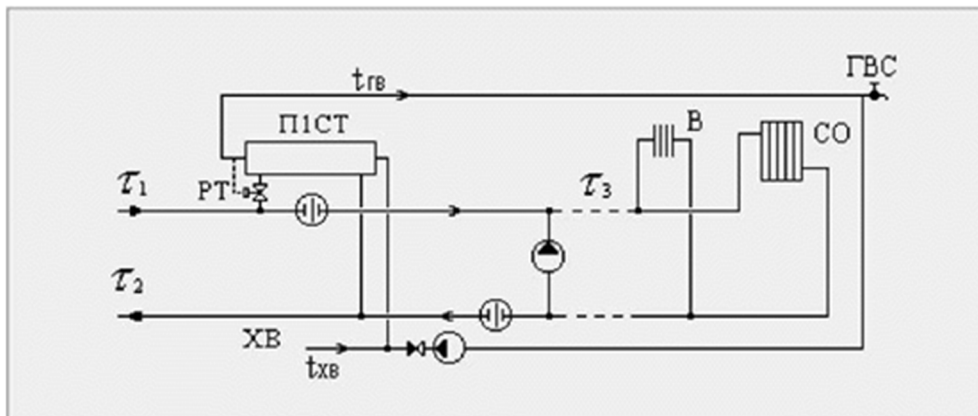


Рисунок 7.2 - Схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с одноступенчатым водоподогревателем (при температурном графике на входе потребителя 150/70 °С)

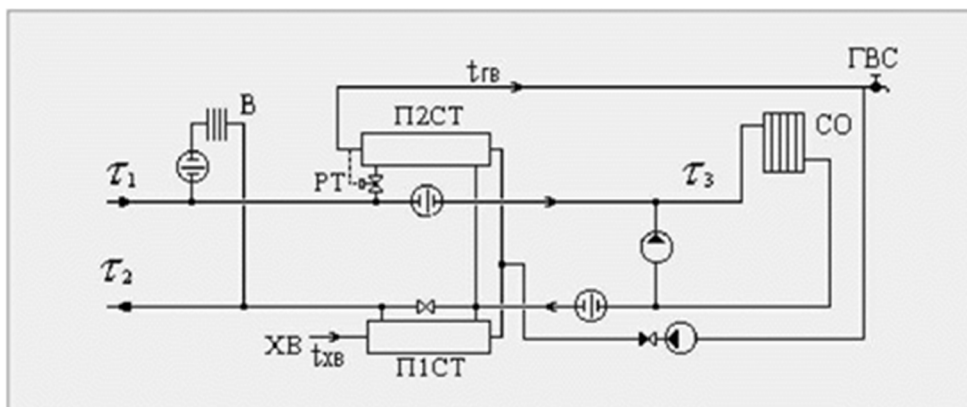


Рисунок 7.3 - Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двухходового моноблочного теплообменника (при температурном графике на входе потребителя 150/70 °С)

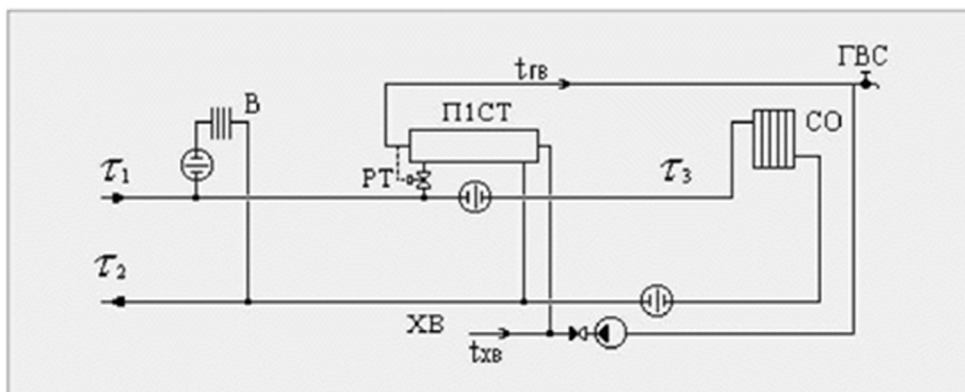


Рисунок 7.4 - Схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с одноступенчатым водоподогревателем (при температурном графике на входе потребителя 95(105)/70 °С)

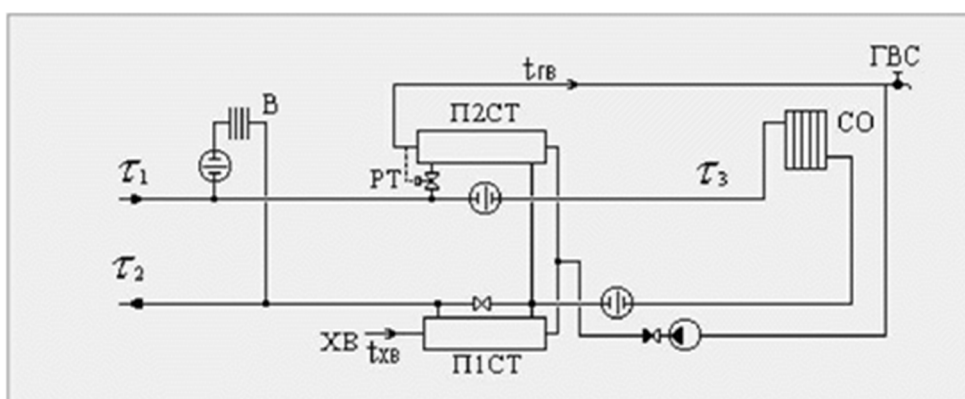


Рисунок 7.5 - Технологическая схема блочного теплового пункта для системы отопления при зависимом присоединении к тепловой сети и системы ГВС с двухступенчатым водоподогревателем на базе двуходового моноблочного теплообменника (при температурном графике на входе потребителя 95(105)/70 °С)

Как видно из рисунков, к реализации предлагаются стандартные тепловые схемы подключения абонентов к тепловой сети в соответствии с СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов», предполагающие учет теплоснабжения, автоматическое поддержание необходимых гидравлических режимов, температуры горячей воды и температурного графика в системе отопления зданий.

Схемы включают все необходимые функциональные узлы и модули теплового пункта:

- узел ввода;
- узел учета теплоснабжения (узел теплоучета);
- узлы обеспечения гидравлических режимов;
- узлы присоединения систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

Для определения необходимых затрат в первую очередь были определены расходы на оборудование тепловых пунктов зданий, на основании базы данных абонентов и данных о стоимости стандартных тепловых пунктов в зависимости от необходимой тепловой нагрузки.

Данные о стоимости оборудования стандартных тепловых пунктов принимались в зависимости от технологической схемы по укрупненным стоимостным показателям отнесенным к 1

Гкал/ч общей тепловой мощности. Стоимость монтажных работ составляет порядка 70 % от стоимости оборудования.

Глава 8 "Перспективные топливные балансы"

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

Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива выполнены в соответствии с «Методическими указаниями по определению расходов топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий».

Потребность в условном топливе для выработки теплоты котельной, т у.т. определяется умножением общего количества вырабатываемой теплоты $Q_{\text{выр}}$ на удельную норму расхода условного топлива для выработки 1 Гкал теплоты:

$$B = Q_{\text{выр}} \cdot b \cdot 10^{-3}$$

где: b – удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал.

Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал, вычисляется по формуле:

$$b = \frac{142,86}{(\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{ср}}} \cdot 100$$

где: $(\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}})^{\text{ср}}$ – коэффициент полезного действия котлоагрегата, соответствующий номинальной нагрузке котлоагрегата, %.

Удельные расходы условного топлива для источников тепловой энергии системы централизованного теплоснабжения города Твери представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Удельные расходы условного топлива для источников системы централизованного теплоснабжения города Твери

Источник теплоснабжения	КПД, %	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал
Котельная "Сахарово"	86,95	164,300
Котельная "Мамулино"	94,61	151,000
Котельная "Южная"	91,28	156,500
Котельная "ХБК"	90,42	158,000
Котельная "УПК"	89,51	159,600
Котельная "Поликлиника №2"	89,18	160,200
Котельная "Школа №2"	89,29	160,000
Котельная "Школа №24"	88,68	161,100
Котельная "Керамический завод"	91,69	155,800
Котельная "ПАТП-1"	85,85	166,400
Котельная "ДРСУ-2"	92,59	154,300
Котельная "Школа №3"	85,29	167,500
Котельная "Сахаровское ш."	88,73	161,000
ТЭЦ-1	90,47	157,900
ВК-2	91,75	155,700

Источник теплоснабжения	КПД, %	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал
ТЭЦ-3	107,41	133,000
ТЭЦ-4	101,03	141,400
ВК-1	92,23	154,900
Котельный цех	91,28	156,500
Котельная «п. Б. Перемерки, 20»	91,4	156,3
Котельная «Химинститут»	95,00	150,379
Котельная «ТКСМ-2»	90,00	158,733
Котельная ООО «Лазурная»	90,41	158,013
Котельная «КОМО»	85,00	168,071
Котельная «Мамулино-2»	82,96	172,200

При наличии в котельной нескольких котлов разных типов средняя норма расхода условного топлива на выработку теплоты за планируемый период, кг у.т./Гкал, определяется как средневзвешенная величина по формуле:

$$b_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n b_i \cdot Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

где: b_i – норма удельного расхода топлива для i -го котла, кг у.т./Гкал;

Q_i – выработка теплоты i -м котлом за планируемый период, Гкал;

n – количество котлов в котельной.

Пересчет условного топлива в натуральное выполняется в соответствии с характеристикой топлива и значением калорийного эквивалента по формуле:

$$B = V_{\text{усл}} / \mathcal{E}$$

где: $\mathcal{E} = 1,39$ – калорийный коэффициент, определяемый по соотношению:

$$\mathcal{E} = Q_{\text{н}}^{\text{р}} / Q_{\text{у.т}}^{\text{р}}$$

где: $Q_{\text{у.т}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания условного топлива, равная 6995 ккал/кг;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая теплота сгорания натурального топлива, ккал/м³, определяемая паспортом на газообразное топливо.

Показатели работы источников тепловой энергии системы централизованного теплоснабжения г. Твери на базовый период приведены в таблицах 8.2-8.3.

Прогнозируемые значения выработки тепловой энергии и потребления топлива источниками теплоснабжения г. Твери на период до 2031 года с учетом приростов потребления тепловой энергии по городу представлены в таблицах 8.4-8.5.

Таблица 8.2 - Показатели работы источников тепловой энергии МУП «Сахарово» на базовый период

Показатели	Ед. изм.	Котельная «Сахарово»	Котельная «Мамулино»	Котельная «Южная»	Котельная «ХБК»	Котельная «УПК»	Котельная «Поликлиника № 2»	Котельная «Школа №2»	Котельная «Школа №24»	Котельная «Керамический 3-д»	Котельная «ПАТП-1»	Котельная «ДРСУ-2»	Котельная «Школа №3»	Котельная «Сахаровское ш.»
Расчетная отопительно-вентиляционная нагрузка	Гкал/ч	12,286	12,198	115,484	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,327	0,885	5,276
Расчетная нагрузка ГВС (среднечасовая)	Гкал/ч	2,905	5,050	85,961	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,327	0,060	0,000
Всего	Гкал/ч	15,191	17,248	201,445	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,654	0,945	5,276
Потребление тепловой энергии	тыс. Гкал	30,303	48,114	347,391	19,373	0,358	0,216	1,853	0,347	1,392	4,620	8,274	0,530	12,144
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	0,293	0,466	3,363	0,188	0,003	0,002	0,018	0,003	0,013	0,045	0,080	0,005	0,118
Потери в сетях	тыс. Гкал	4,311	6,844	49,415	2,756	0,051	0,031	0,264	0,049	0,198	0,657	1,177	0,075	1,727
Отпуск в сеть с коллекторов	тыс. Гкал	34,614	54,958	396,807	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	9,451	0,605	13,871
Плановая выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	34,907	55,424	400,170	22,316	0,412	0,249	2,134	0,400	1,604	5,322	9,531	0,610	13,989
Удельный расход газа	м ³ /Гкал	141,638	130,172	134,914	136,207	137,586	138,103	137,931	138,879	134,310	143,448	133,017	144,397	138,793
НУР на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	164,300	151,000	156,500	158,000	159,600	160,200	160,000	161,100	155,800	166,400	154,300	167,500	161,000
Плановый расход газа	тыс. м ³	4902,601	7154,038	53534,692	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1257,132	87,342	1925,258

Таблица 8.3 - Показатели работы источников тепловой энергии ООО «Гверская генерация» и др. на базовый период

Показатели	Ед. изм.	ТЭЦ-1	ВК-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ВК-1	Котельный цех	Котельная «п. Б. Перемрки»	Котельная "Химинститут"	Котельная "ТКСМ-2"	Котельная "Лазурная"	Котельная "КОМО"	Котельная "Мамулино-2"
Расчетная отопительно-вентиляционная нагрузка	Гкал/ч	67,0202	47,3265	416,7609	334,5522	42,9865	37,7733	0,280	16,896	10,027	5,090	1,03	1,927
Расчетная нагрузка ГВС (среднечасовая)	Гкал/ч	13,348	11,347	111,309	69,871	11,110	12,259	0,122	5,150	2,621	1,404	0,00	1,193
Всего	Гкал/ч	80,368	58,673	528,070	404,423	54,097	50,032	0,402	22,046	12,65	6,49	1,03	3,12
Потребление тепловой энергии	Гкал	270547,830	90421,750	1178111,910	1013688,000	101222,555	117278,326	н/д	79494,775	44123,152	22802,929	2407,833	5086,000
Расход тепловой энергии на СН	Гкал	961,900	0,000	4572,020	3679,000	0,000	0,000	н/д	2088,777	1159,364	599,162	63,267	49,000
Потери в сетях	Гкал	865579,506						н/д	10840,197	6016,793	3109,490	328,341	724,000
Отпуск тепловой энергии в сеть с коллекторов	Гкал	273188,740	90421,750	1178111,910	1013688,000	101222,555	117278,326	н/д	90334,972	50139,945	25912,420	2736,174	5810,000
Выработка тепловой энергии	Гкал	274150,640	90421,750	1182683,930	1017367,000	101222,555	117278,326	н/д	92423,748	51299,310	26511,582	2799,441	5859,000
Выработка электрической энергии	тыс. кВт*ч	29262,279	-	773517,389	368439,360	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельный расход газа на отпущенную тепловую энергию	м³/Гкал	135,873	134,327	115,041	122,367	133,357	135,619	н/д	129,637	136,839	136,219	144,888	148,448
НУР на отпущенную тепловую энергию	кг у.т./Гкал	157,900	155,700	133,000	141,400	154,900	156,500	н/д	150,379	158,733	158,013	168,071	172,200
НУР на отпущенную электрическую энергию	г у.т./кВт*ч	1033,000	-	310,700	370,800	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход газа	тыс. м³	43642,843	11863,196	318150,448	217538,585	13383,001	15907,248	н/д	11981,540	7019,750	3611,369	405,607	869,758

Таблица 8.4 - Прогнозируемые значения выработки тепловой энергии и потребления топлива котельными МУП «Сахарово» в период до 2031 года с учетом приростов потребления тепловой энергии

Расчетный период	Показатели	ед. изм.	Котельная «Сахарово»	Котельная «Мамулино»	Котельная «Южная»	Котельная «ХБК»	Котельная «УПК»	Котельная «Поликлиника № 2»	Котельная «Школа №2»	Котельная «Школа №24»	Котельная «Керамический завод»	Котельная «ПАТП-1»	Котельная «ДРСУ-2»	Котельная «Школа №3»	Котельная «Сахаровское ш.»
Базовый уровень 2015 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	12,198	115,484	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,327	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,050	85,961	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,327	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	17,248	201,445	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,654	0,945	5,276
Прирост тепловых нагрузок 2016 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,849	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,351	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	1,200	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2016 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	115,484	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,327	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	85,961	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,327	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	201,445	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,654	0,945	5,276
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	396,807	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	9,451	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м³	4902,601	7744,303	53534,692	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1257,132	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м³/ч	0,584	0,922	6,373	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,150	0,010	0,368
Прирост тепловых нагрузок 2017 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2017 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	115,484	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,327	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	85,961	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,327	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	201,445	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,654	0,945	5,276
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	396,807	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	9,451	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м³	4902,601	7744,303	53534,692	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1257,132	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м³/ч	0,584	0,922	6,373	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,150	0,010	0,368
Прирост тепловых нагрузок 2018 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2018 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	115,484	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,327	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	85,961	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,327	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	201,445	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,654	0,945	5,276
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	396,807	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	9,451	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м³	4902,601	7744,303	53534,692	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1257,132	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м³/ч	0,584	0,922	6,373	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,150	0,010	0,368
Прирост тепловых нагрузок 2019 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2019 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	115,484	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,327	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	85,961	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,327	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	201,445	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,654	0,945	5,276

Расчетный период	Показатели	ед. изм.	Котельная «Сахарово»	Котельная «Мамулино»	Котельная «Южная»	Котельная «ХБК»	Котельная «УПК»	Котельная «Поликлиника № 2»	Котельная «Школа №2»	Котельная «Школа №24»	Котельная «Керамический завод»	Котельная «ПАТП-1»	Котельная «ДРСУ-2»	Котельная «Школа №3»	Котельная «Сахаровское ш.»
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	396,807	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	9,451	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м ³	4902,601	7744,303	53534,692	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1257,132	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	0,584	0,922	6,373	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,150	0,010	0,368
Прирост тепловых нагрузок 2020 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,602	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,144	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,448	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,036	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	1,050	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,180	0,000	0,000
2020 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	116,086	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	1,471	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	86,409	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,363	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	202,495	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	1,834	0,945	5,276
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	401,467	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	10,047	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м ³	4902,601	7744,303	54163,371	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1336,402	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	0,584	0,922	6,448	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,159	0,010	0,368
Прирост тепловых нагрузок 2021-2025 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	2,563	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,586	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	1,907	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,144	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	4,470	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,730	0,000	0,000
2021-2025 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	118,648	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	2,057	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	88,317	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,507	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	206,965	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	2,564	0,945	5,276
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	421,304	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	12,464	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м ³	4902,601	7744,303	56839,745	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1657,884	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	0,584	0,922	6,767	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,197	0,010	0,368
Прирост тепловых нагрузок 2026-2030 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2026-2030 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	12,286	13,047	118,648	6,062	0,180	0,136	1,455	0,180	0,496	2,120	2,057	0,885	5,276
	ГВС	Гкал/ч	2,905	5,401	88,317	1,417	0,000	0,062	0,289	0,036	0,204	0,000	0,507	0,060	0,000
	Всего	Гкал/ч	15,191	18,448	206,965	7,479	0,180	0,198	1,744	0,216	0,700	2,120	2,564	0,945	5,276
	Отпуск	тыс. Гкал	34,614	59,492	421,304	22,128	0,409	0,247	2,116	0,397	1,591	5,277	12,464	0,605	13,871
	Расход газа по норме	тыс. м ³	4902,601	7744,303	56839,745	3014,046	56,209	34,099	291,871	55,085	213,623	757,015	1657,884	87,342	1925,258
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	0,584	0,922	6,767	0,359	0,011	0,004	0,035	0,007	0,025	0,145	0,197	0,010	0,368

Таблица 8.5 - Прогнозируемые значения выработки тепловой энергии и потребления топлива котельными ООО «Тверская генерация» и др. в период до 2031 года с учетом приростов потребления тепловой энергии

Расчетный период	Показатели	ед. изм.	ТЭЦ-1	ВК-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ВК-1	Котельный цех	Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	Котельная "Хи-минститут"	Котельная "ТКСМ-2"	Котельная "Лазурная"	Котельная "КОМО"	Котельная "Ма-мулино-2"	Котельная мкр. Брусилово	Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	Котельная 10 МВт (ул. Псковская)	Котельная «Ма-мулино-3»	ТЭЦ Залинейная
Базовый уровень 2015 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	73,020	49,566	420,678	353,796	45,471	37,875	0,280	16,896	10,167	5,090	1,030	1,927	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	13,597	11,347	111,468	69,871	11,110	12,287	0,122	5,150	2,621	1,404	0,000	1,193	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	86,620	60,910	532,150	423,670	56,580	50,160	0,402	22,046	12,650	6,490	1,030	3,120	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловых нагрузок 2016 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	2,799	0,000	2,269	0,276	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,044	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,521	0,000	0,601	0,054	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,714	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	3,320	0,000	2,870	0,330	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,758	0,000	0,000	0,000	0,000
2016 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	75,819	49,566	422,947	354,072	45,471	37,875	0,280	16,896	10,167	5,090	1,030	1,927	4,044	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	14,118	11,347	112,069	69,925	11,110	12,287	0,122	5,150	2,621	1,404	0,000	1,193	0,714	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	89,937	60,910	535,016	423,997	56,580	50,160	0,402	22,046	12,650	6,490	1,030	3,120	4,758	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск	Гкал	233605,000	107619,000	1318335,000	1143787,000	106847,000	127453,000	1540,218	90334,972	50139,945	25912,420	2736,174	5810,000	14428,400	0,000	0,000	0,000	0,000
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	31740,612	14456,137	151662,577	139961,784	14248,795	17285,048	173,191	11981,540	7019,750	3611,369	405,607	869,758	1454,8 т	0,000	0,000	0,000	0,000
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	3,779	1,721	18,055	16,662	1,696	2,058	0,021	1,426	0,836	0,430	0,078	0,104	0,173 т	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловых нагрузок 2017 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,051	0,000	3,850	0,292	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,768	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,009	0,000	1,020	0,058	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,312	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,060	0,000	4,870	0,350	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,080	0,000	0,000	0,000	0,000
2017 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	75,869	49,566	426,797	354,364	45,471	37,875	0,280	16,896	10,167	5,090	1,030	1,927	5,812	0,000	0,000	0,000	0,000
	ГВС	Гкал/ч	14,128	11,347	113,089	69,983	11,110	12,287	0,122	5,150	2,621	1,404	0,000	1,193	1,026	0,000	0,000	0,000	0,000
	Всего	Гкал/ч	89,997	60,910	539,886	424,347	56,580	50,160	0,402	22,046	12,650	6,490	1,030	3,120	6,838	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск	Гкал	263980,000	109230,000	1287250,000	1075910,000	109975,000	124709,000	1540,218	90334,972	50139,945	25912,420	2736,174	5810,000	20826,428	0,000	0,000	0,000	0,000
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	35867,755	14672,538	148086,527	131655,879	14665,936	16912,910	173,191	11981,540	7019,750	3611,369	405,607	869,758	2099,906 т	0,000	0,000	0,000	0,000
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	4,270	1,747	17,629	15,673	1,746	2,013	0,021	1,426	0,836	0,430	0,078	0,104	0,25 т	0,000	0,000	0,000	0,000
Прирост тепловых нагрузок 2018 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	1,265	0,073	7,866	9,436	0,482	1,133	0,000	0,000	0,000	2,641	0,000	0,000	0,000	2,400	1,600	10,736	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,235	0,017	2,084	1,864	0,118	0,367	0,000	0,000	0,000	0,729	0,000	0,000	0,000	0,600	0,400	2,684	0,000
	Всего	Гкал/ч	1,500	0,090	9,950	11,300	0,600	1,500	0,000	0,000	0,000	3,370	0,000	0,000	0,000	3,000	2,000	13,420	0,000
2018 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	77,134	49,639	434,663	363,800	45,953	39,008	0,280	16,896	10,167	7,731	1,030	1,927	5,812	2,400	1,600	10,736	0,000
	ГВС	Гкал/ч	14,363	11,364	115,173	71,847	11,228	12,654	0,122	5,150	2,621	2,133	0,000	1,193	1,026	0,600	0,400	2,684	0,000
	Всего	Гкал/ч	91,497	61,003	549,836	435,647	57,181	51,662	0,402	22,046	12,650	9,864	1,030	3,120	6,838	3,000	2,000	13,420	0,000
	Отпуск	Гкал	268645,481	109522,913	1320768,262	1111498,293	111957,488	130023,997	1540,218	90334,972	50139,945	37378,686	2736,174	5810,000	20826,428	10270,325	6846,883	45942,588	0,000
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	36501,667	14711,884	151942,502	136010,712	14930,315	17633,725	173,191	11981,540	7019,750	5091,687	405,607	869,758	2099,906 т	1359,933	906,622	6083,432	0,000

Расчетный период	Показатели	ед. изм.	ТЭЦ-1	ВК-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ВК-1	Котельный цех	Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	Котельная "Хи-минститут"	Котельная "ТКСМ-2"	Котельная "Лазурная"	Котельная "КОМО"	Котельная "Ма-мулино-2"	Котельная мкр. Бруслово	Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	Котельная 10 МВт (ул. Псковская)	Котельная «Ма-мулино-3»	ТЭЦ Залинейная
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	4,345	1,751	18,088	16,192	1,777	2,099	0,021	1,426	0,836	0,606	0,078	0,104	0,25 т	0,162	0,108	0,724	0,000
Приrost тепловых нагрузок 2019 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,000	0,000	1,044	8,919	0,000	0,000	0,000	7,731	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		1,600	5,040	0,000
	ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,276	1,761	0,000	0,000	0,000	2,133	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		0,400	1,260	0,000
	Всего	Гкал/ч	0,000	0,000	1,320	10,680	0,000	0,000	0,000	9,864	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		2,000	6,300	0,000
2019 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	77,134	49,639	435,706	372,719	45,953	39,008	0,280	24,627	10,167	0,000	1,030	1,927	5,812	2,400	3,200	15,776	0,000
	ГВС	Гкал/ч	14,363	11,364	115,450	73,608	11,228	12,654	0,122	7,283	2,621	0,000	0,000	1,193	1,026	0,600	0,800	3,944	0,000
	Всего	Гкал/ч	91,497	61,003	551,156	446,327	57,181	51,662	0,402	31,910	12,650	0,000	1,030	3,120	6,838	3,000	4,000	19,720	0,000
	Отпуск	Гкал	268645,481	109522,913	1325214,905	1145133,954	111957,488	130023,997	1540,218	123892,508	50139,945	0,000	2736,174	5810,000	20826,428	10270,325	13693,767	67510,270	0,000
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	36501,667	14711,884	152454,048	140126,607	14930,315	17633,725	173,191	16061,053	7019,750	0,000	405,607	869,758	2099,906 т	1359,933	1813,244	8939,291	0,000
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	4,345	1,751	18,149	16,682	1,777	2,099	0,021	1,912	0,836	0,000	0,078	0,104	0,25 т	0,162	0,216	1,064	0,000
Приrost тепловых нагрузок 2020 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	1,753	1,693	7,637	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,888	9,968
	ГВС	Гкал/ч	0,327	0,387	2,023	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,472	2,492
	Всего	Гкал/ч	2,080	2,080	9,660	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,360	12,460
2020 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	78,887	51,332	443,343	372,719	45,953	39,008	0,280	24,627	10,167	0,000	1,030	1,927	5,812	2,400	3,200	29,664	9,968
	ГВС	Гкал/ч	14,690	11,751	117,473	73,608	11,228	12,654	0,122	7,283	2,621	0,000	0,000	1,193	1,026	0,600	0,800	7,416	2,492
	Всего	Гкал/ч	93,577	63,083	560,816	446,327	57,181	51,662	0,402	31,910	12,650	0,000	1,030	3,120	6,838	3,000	4,000	37,080	12,460
	Отпуск	Гкал	275114,947	116292,375	1357756,253	1145133,954	111957,488	130023,997	1540,218	123892,508	50139,945	0,000	2736,174	5810,000	20826,428	10270,325	13693,767	126941,218	42656,084
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	37380,693	15621,206	156197,637	140126,607	14930,315	17633,725	173,191	16061,053	7019,750	0,000	405,607	869,758	2099,906 т	1359,933	1813,244	16808,768	5835,794
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	4,450	1,860	18,595	16,682	1,777	2,099	0,021	1,912	0,836	0,000	0,078	0,104	0,25 т	0,162	0,216	2,001	0,695
Приrost тепловых нагрузок 2021-2025 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	7,140	6,892	39,479	5,027	0,000	0,205	0,000	0,587	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,288	50,648
	ГВС	Гкал/ч	1,330	1,578	10,461	0,993	0,000	0,245	0,000	0,173	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,822	12,662
	Всего	Гкал/ч	8,470	8,470	49,940	6,020	0,000	0,450	0,000	0,760	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	4,110	63,310
2021-2025 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	86,028	58,224	482,822	377,746	45,953	39,213	0,280	25,213	10,167	0,000	1,030	1,927	5,812	2,400	3,200	32,952	60,616
	ГВС	Гкал/ч	16,019	13,329	127,934	74,601	11,228	12,899	0,122	7,457	2,621	0,000	0,000	1,193	1,026	0,600	0,800	8,238	15,154
	Всего	Гкал/ч	102,047	71,553	610,756	452,347	57,181	52,112	0,402	32,670	12,650	0,000	1,030	3,120	6,838	3,000	4,000	41,190	75,770
	Отпуск	Гкал	301459,360	143858,402	1525987,609	1164093,381	111957,488	132281,546	1540,218	126522,901	50139,945	0,000	2736,174	5810,000	20826,428	10270,325	13693,767	141011,564	259394,178
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	40960,188	19324,068	175551,140	142446,615	14930,315	17939,891	173,191	16402,049	7019,750	0,000	405,607	869,758	2099,906 т	1359,933	1813,244	18671,876	35487,807
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	4,876	2,300	20,899	16,958	1,777	2,136	0,021	1,953	0,836	0,000	0,078	0,104	0,25 т	0,162	0,216	2,223	4,225
лю-вых напр узок 2024	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	0,582	0,561	45,859	25,136	0,000	1,701	0,000	2,917	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	53,840

Расчетный период	Показатели	ед. изм.	ТЭЦ-1	ВК-2	ТЭЦ-3	ТЭЦ-4	ВК-1	Котельный цех	Котельная "п. Б. Перемерки, 20"	Котельная "Хи-минститут"	Котельная "ТКСМ-2"	Котельная "Лазурная"	Котельная "КОМО"	Котельная "Ма-мулино-2"	Котельная мкр. Бруслово	Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	Котельная 10 МВт (ул. Псковская)	Котельная «Ма-мулино-3»	ТЭЦ Залинейная
	ГВС	Гкал/ч	0,108	0,129	12,151	4,964	0,000	0,559	0,000	0,863	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	13,460
	Всего	Гкал/ч	0,690	0,690	58,010	30,100	0,000	2,260	0,000	3,780	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	67,300
2026-2030 г.	Отопление+вентиляция	Гкал/ч	86,610	58,785	528,680	402,882	45,953	40,913	0,280	28,131	10,167	0,000	1,030	1,927	5,812	2,400	3,200	32,952	114,456
	ГВС	Гкал/ч	16,127	13,458	140,086	79,565	11,228	13,459	0,122	8,319	2,621	0,000	0,000	1,193	1,026	0,600	0,800	8,238	28,614
	Всего	Гкал/ч	102,737	72,243	668,766	482,447	57,181	54,372	0,402	36,450	12,650	0,000	1,030	3,120	6,838	3,000	4,000	41,190	143,070
	Отпуск	Гкал	303605,481	146104,040	1721404,127	1258890,515	111957,488	140318,126	1540,218	139605,643	50139,945	0,000	2736,174	5810,000	20826,428	10270,325	13693,767	141011,564	489791,804
	Расход газа по норме на отпуск тепловой энергии	тыс. м ³	41251,788	19625,717	198032,052	154046,656	14930,315	19029,804	173,191	18098,057	7019,750	0,000	405,607	869,758	2099,906 т	1359,933	1813,244	18671,876	67008,586
	Среднечасовой расход газа	тыс. м ³ /ч	4,911	2,336	23,575	18,339	1,777	2,265	0,021	2,155	0,836	0,000	0,078	0,104	0,25 т	0,162	0,216	2,223	7,977

8.2 Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

С августа 2013 года скорректированы правила пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в России. Ранее необходимость аварийного и резервного топлива для работающих на газе источников тепловой энергии рассчитывалась на основе топливных режимов, предоставляемых газоснабжающей организацией, теперь упоминание о топливном режиме исключено из Постановления Правительства РФ от 17 мая 2002 г. № 317 «Об утверждении правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации». Вместе с тем в «Порядке обеспечения потребителей газом в периоды похолоданий и в случае аварийных ситуаций на газотранспортных системах» (утвержденном Приказом Минэнерго РФ от 16.12.2002 № 448) говорится, что обеспечение поставок в периоды похолоданий при максимальных отборах газа осуществляется за счет перевода ряда потребителей на резервные виды топлива. Объемы высвобождаемых ресурсов газа для этих целей определяются «Графиками перевода организаций на резервные виды топлива при похолоданиях». Для теплоснабжающих организаций города Твери такой график разрабатывается ОАО «Газпром Газораспределение Тверь», помимо прочего учитывающий среднесуточную норму поставки газа, броню газопотребления, вид резервного топливного хозяйства и объем резервного топлива по факту и по плану.

Для котельной «Южная» МУП «Сахарово» необходимо провести реконструкцию резервного топливного хозяйства.

Глава 9 "Оценка надёжности теплоснабжения"

Оценка надёжности теплоснабжения разрабатываются в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27-6.31 раздела «Надёжность».

В СНиП 41.02.2003 надёжность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы [Р], коэффициент готовности [Кг], живучести [Ж].

Расчет показателей системы с учетом надёжности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты РИТ = 0,97;
- тепловых сетей РТС = 0,9;
- потребителя теплоты РПТ = 0,99;
- СЦТ в целом РСЦТ = $0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надёжные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности:

- источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также – числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.
- минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494-96. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С.

Третья категория – остальные потребители.

9.1 Перспективные показатели надёжности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии

Перспективные показатели надежности системы теплоснабжения города Тверь определяются по среднестатистическим данным наработки на отказ элементов системы. В надежности системы подачи тепловой энергии наиболее показательным является вероятность безотказной работы наиболее протяженного участка сети, определяемая числом нарушений.

Данный расчет выполнен по нормативно-технической документации и позволяет дать количественную оценку указанного параметра для дальнейшего сопоставления с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

В основу расчета вероятности безотказной работы системы $P_{тс}$ положено понятие плотности потока отказов ω , 1/(км*год). При этом сама вероятность отказа системы равна произведению плотности потока отказов на длину трубопровода (км) и времени наблюдения (год).

Вероятность безотказной работы [P] определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega}$$

Плотность потока отказов для участка тепловой сети с постоянным диаметром $d=\text{const}$ (в метрах):

$$\omega_j = a \cdot k_{cj} \cdot d_j^b \cdot \tau$$

a - эмпирический коэффициент, при отсутствии данных принимается равным $3 \cdot 10^{-5}$;

k_{cj} - коэффициент старения (утраты ресурса) j - го участка: $k_{cj} = 3 - (n/30)^{2,6}$ при $n \leq 30$; $k_{cj} = 3 - (n/30)^{1/2,6}$ при $n > 30$;

n - срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах), или $K_c = 3 - I^{2,6}$

$$I = n/n_0, \text{ где}$$

I - индекс утраты ресурса;

d_j - диаметр трубопровода j -го участка (в метрах),

b - эмпирический коэффициент, отражающий влияние диаметра на плотность потока отказов, и равный 0,208;

t - длительность отопительного периода в часах, для г. Твери равного 5664 ч.

n - срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

n_0 - расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

В связи с тем, что поток отказов элементов систем теплоснабжения составляет однородный процесс Пуассона, характеризуемый стационарностью, отсутствием последствия и ординарностью, плотности потоков отказа для каждого участка суммируются по всем авариям. Вычисляются величины ω_{jp} , равные сумме плотностей потоков отказов по авариям.

Следующий этап вычислений - умножение полученных величин ω_{jp} , на длину j -го участка l (в км) и на коэффициент интенсификации ремонтных работ m_p для расчета потоков отказа:

$$\omega_{jp} = (\omega_j'')^{2,4} \cdot l_j \cdot m_p$$

В формуле значения коэффициента m равно: $m_p = 0,65$ - при вычислении вероятности безотказной работы.

Потоки отказов ω_{jp} , используемые для вычисления вероятности безотказной работы соответственно при достаточно большом объеме статистического материала, по предельной теореме Бернулли представляют собой частоту появления события в единицу времени (в течение года).

С помощью потока отказов ω_{jp} , вычисляется вероятность безотказной работы РТС для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года:

$$P = e^{-\omega}$$

Последовательным (основным) соединением элементов в смысле надежности называется такое соединение, при котором выход из строя хотя бы одного из них приводит к отказу всей системы, т.е. последовательная структура работоспособна, если все ее элементы работоспособны.

В производственной системе элементы физически могут быть соединены параллельно, однако с позиций надежности они могут быть соединяться как параллельно, так и последовательно.



Отказы элементов этой модели являются независимыми и несовместными событиями, которые приводят к полной потере работоспособности всей системы. Вероятность безотказной работы последовательной структуры будет определяться по теореме умножения вероятностей: вероятность произведения нескольких независимых событий равна произведению вероятностей этих событий.

$$P_c(t) = P_1(t)P_2(t) \cdots P_n(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t)$$

где $P_i(t)$ - вероятность работы i -ого элемента, n - число элементов.

Расчеты показателей (критериев) надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ по указанному выше алгоритму.

Минимально допустимое значение этого показателя согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 равно 0,9.

9.2 Перспективные показатели, определяемые приведённой продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии

На основании главы 1 для анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений использованы значения показателей по СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и произведен расчет коэффициента готовности СЦТ.

Данный расчет выполнен по нормативно-технической документации и позволяет дать количественную оценку указанного параметра для дальнейшего сопоставления с СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003.

Коэффициент готовности системы теплоснабжения определяется по формуле:

$$K_r = \frac{8760 - z_1 - z_2 - z_3 - z_4}{8760}$$

где z_1 - число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

z_2 - число часов ожидания неготовности источника тепловой энергии. Допускается принимать по среднестатистическим данным $z_2 \leq 50$ часов;

Оценку готовности энергоисточника рекомендуется производить по фактическим статистическим данным числа часов в год неготовности следующих узлов энергоисточника за последние 5 лет эксплуатации:

$$z_2 = z_{об} + z_{впу} + z_{тсв} + z_{пар} + z_{топ} + z_{хов} + z_{эл}$$

где $z_{об}$ - основного энергооборудования;

$Z_{\text{впу}}$ - водоподогревательной установки;

$Z_{\text{тсв}}$ - тракта трубопроводов сетевой воды;

$Z_{\text{пар}}$ - тракта паропроводов;

$Z_{\text{топ}}$ - топливообеспечения;

$Z_{\text{хов}}$ - водоприготовительной установки и группы подпитки;

$Z_{\text{эл}}$ - электроснабжения.

Z_3 - число часов ожидания неготовности тепловых сетей, рассчитываемое по формуле:

$$z_3 = t_{\text{в}} \cdot \omega_{jE}$$

где $t_{\text{в}}$ - среднее время восстановления (в часах) теплопровода диаметра d_j (см. СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003).

$$\omega_{jE} = \omega_j \cdot m_E$$

В формуле значения коэффициента m равны соответственно: $m_E = 6,5$, где m_E используется при вычислении коэффициента готовности.

Потоки отказов ω_{jE} , используемые для вычисления коэффициента готовности при достаточно большом объеме статистического материала, по предельной теореме Бернулли представляют собой частоту появления события в единицу времени (в течение года).

Расчеты показателей надежности систем теплоснабжения выполняются с использованием компьютерных программ по указанному выше алгоритму и представляются в таблице 1.53 первой книги обосновывающих материалов.

z_4 - число часов ожидания неготовности абонента. Допускается принимать по среднестатистическим данным $z_4 \leq 10$ часов.

Нормативный (минимально допустимый) показатель готовности систем теплоснабжения к исправной работе:

$$K_{\text{Г(норм)}} = \frac{n_{\text{год}} - z_{\text{год}}}{n_{\text{год}}} = \frac{8760 - 264}{8760} = 0,97$$

$z_{\text{год}}$ - число часов неготовности СЦТ к исправной работе при нормативном (минимальном) значении $K_{\text{Г}}(\text{норм}) = 0,97$ принимается:

$$z_{\text{год}} = z_1 + z_2 + z_3 + z_4 \cong 264 \text{ часа}$$

С помощью показателя готовности при проектировании рекомендуется определять:

- радиус надежного (качественного) теплоснабжения;
- достаточность установленной тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного (штатного) функционирования СЦТ;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- максимально допустимое число часов неготовности источника тепловой энергии в течение отопительного сезона;

- температуру наружного воздуха, при которой обеспечивается заданная внутренняя температура у абонента.
- необходимость утепления зданий.

Для расчета готовности системы теплоснабжения имеем следующие исходные данные по потребителям, представленные в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Исходные данные по потребителям

Источник	z_1	$z_{об}$	$z_{впу}$	$z_{тсв}$	$z_{топ}$	$z_{хво}$	$z_{эл}$	z_3	z_4	K_T
ТЭЦ-1	10	4	4	4	4	4	4	27	5	0,992
ТЭЦ-3	10	4	4	4	4	4	4	130	5	0,981
ТЭЦ-4	10	4	4	4	4	4	4	67	5	0,988
ВК-1	10	4	4	4	4	4	4	15	5	0,990
ВК-2	10	4	4	4	4	4	4	21	5	0,989
КЦ	10	4	4	4	4	4	4	28,2	5	0,987
Котельная «Южная»	10	4	4	4	4	4	4	27	5	0,987
Котельная «Сахарово»	10	4	4	4	4	4	4	5	5	0,992
Котельная «ХБК»	10	4	4	4	4	4	4	3	5	0,992
Котельная «Мамулино-2»	10	4	4	4	4	4	4	10	5	0,991
Котельная «ДРСУ-2»	10	4	4	4	4	4	4	1,5	5	0,992
Котельная «Сахаровское ш.»	10	4	4	4	4	4	4	10	5	0,991
Котельная «Химинститут»	10	4	4	4	4	4	4	11	5	0,990
Котельная «Лазурная»	10	4	4	4	4	4	4	18	5	0,989

Минимально допустимое значение этого показателя согласно СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 равно 0,97.

9.3 Перспективные показатели, определяемые приведенным объёмом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Минимально допустимая величина подачи тепловой энергии потребителям по условию живучести должна быть достаточной для поддержания температуры теплоносителя в трубах и соответственно температуры в помещениях, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и т.п. не ниже +3°C (таблица 9.2).

Таблица 9.2 - Допускаемое снижение подачи тепловой энергии

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_{o}, ^\circ\text{C}$				
		-10	-20	-30	-40	-50
		Допускаемое снижение подачи тепловой энергии, %, до				
300	15	0	0	0	10	22
400	18	0	0	13	21	33
500	22	0	7	26	33	43

Объем недоотпуска тепла в результате нарушений подачи тепловой энергии определяется общим коэффициентом готовности системы теплоснабжения. Так как вероятность возникновения события равномерно распределена в течение расчетного периода его наблюдения, то и общий недоотпуск тепловой энергии следует определять при среднегодовой температуре за отопительный период и межотопительный для котельной № 1.

Приведенный объем недоотпуска тепла следует определять из числа участков тепловой сети, имеющих наибольший коэффициент неготовности. Такое значение коэффициента неготовности имеют нерезервированные линии с наибольшей удаленностью от источника и, как следствие, с меньшей вероятностью безотказной работой СЦТ.

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_n = \overline{Q_{пр}} \cdot T_{оп} \cdot q_{тп} \text{ (Гкал)}$$

где $Q_{пр}$ - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (или тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{оп}$ - продолжительность отопительного периода, час (5232);

$q_{тп}$ - вероятность отказа теплопровода.

Вероятность безотказной работы системы теплоснабжения как правило, не составляет более 0,999 для рассматриваемых источников теплоснабжения, отсюда следует, что вероятность отказа теплопровода составляет меньше 0,001.

Таблица 9.3 - Перспективные показатели

Источник	Среднегодовой расход тепла за отопительный период по каждому источнику, Гкал/ч	Максимальная вероятность отказа теплопровода	Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии, Гкал
2030			
Котельная «Сахарово»	8,394	0,001	43,920
Котельная «Мамулино»	11,231	0,001	58,759
Котельная «Южная»	141,330	0,001	739,437
Котельная «ХБК»	4,126	0,001	21,585
Котельная «УПК»	0,080	0,001	0,421
Котельная «Поликлиника № 2»	0,123	0,001	0,642
Котельная «Школа №2»	0,939	0,001	4,913
Котельная «Школа №24»	0,116	0,001	0,609
Котельная «Керамический 3-д»	0,426	0,001	2,227
Котельная «ПАТП-1»	0,947	0,001	4,956
Котельная «ДРСУ-2»	1,426	0,001	7,461
ТЭЦ-1	54,825	0,002	573,692
ВК-2	39,723	0,002	415,666
ТЭЦ-3	376,305	0,010	19688,252
ТЭЦ-4	259,576	0,005	6790,511

Источник	Среднегодовой расход тепла за отопительный период по каждому источнику, Гкал/ч	Максимальная вероятность отказа теплопровода	Приведенный объем недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии, Гкал
БК-1	31,760	0,001	166,169
Котельный цех	31,739	0,003	498,178
Котельная «Школа №3»	0,455	0,001	2,383
Котельная «Сахаровское ш.»	2,357	0,010	123,337
Котельная "п. Б. Перемрки, 20"	0,247	0,010	12,929
Котельная "Химинститут"	20,888	0,001	109,288
Котельная «КОМО»	0,460	0,001	2,408
Котельная «Мамулино-2»	2,054	0,001	10,747
ТЭЦ «Залинейная»	79,754	0,001	417,272
Мамулино-3	22,961	0,001	120,133
Котельная мкр. Брусилово	3,623	0,001	18,954
Котельная 10 МВт (ООО ДСК-проект Бобачево)	1,672	0,001	8,750
Котельная 10 МВт (ул. Псковская)	1,017	0,001	5,320

9.4 Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Отклонение температуры теплоносителя возможно при недостаточной мощности источника теплоснабжения при расчетных температурах. Для исключения возможности дефицита мощности при аварийных ситуациях на источниках теплоснабжения, необходимо перераспределить нагрузки между источниками. Таким образом, захватывая перспективные тепловые нагрузки в соответствии с генеральным планом города, обеспечивается резервирование мощности теплоисточников для поддержания заданного температурного графика в расчетные температуры.

Отклонения параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии невозможны для города Твери при выполнении рекомендаций по модернизации системы теплоснабжения, изложенных в предыдущих главах.

Отсутствие вероятности по происхождению события исключает возможность оценки перспективных показателей определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

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

10.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Общая стоимость капитальных вложений в источники тепловой энергии, тепловые сети и сооружения на них по предварительной оценке составляет 26423,53 млн. рублей, в том числе:

- Капитальные вложения в источники тепловой энергии – 14414,54 млн. рублей (54,55%, рис. 10.1);
- Капитальные вложения в тепловые сети, наносные станции и тепловые пункты – 11970,69 млн. рублей (45,30 %);
- Капитальные вложения в мероприятия по изменению гидравлического режима – 38,3 млн. рублей (0,15 %).

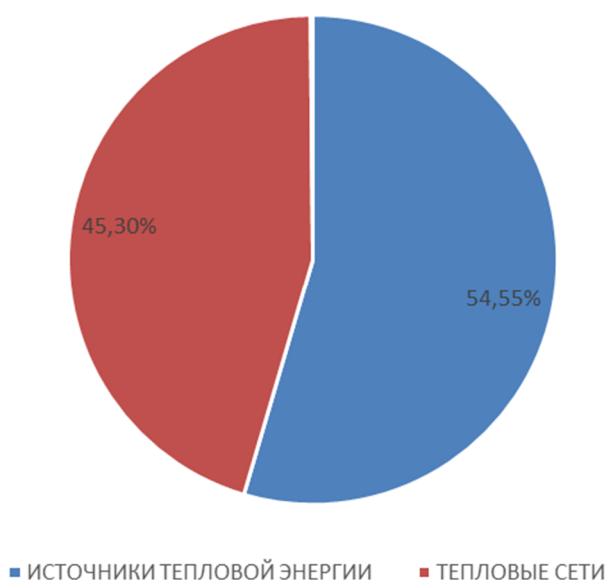


Рисунок 10.1 - Доли капитальных вложений за период действия схемы теплоснабжения

Стоимость проектов определяется с использованием укрупнённых коэффициентов, рассчитанных на основе цены объекта «под ключ» за 1 МВт или 1 Гкал мощности для источников тепловой энергии и на основе величины диаметров, изолирующего материала, способа прокладки - для тепловых сетей. Точная стоимость мероприятий по каждому проекту уточняется по факту принятия решения о строительстве и реконструкции объекта в индивидуальном порядке на основе проектно-сметной документации.

По годам капитальные вложения в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение объектов системы теплоснабжения представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Капитальные вложения в систему теплоснабжения

Наименование мероприятия	Источник финансирования	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
1. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ															
Строительство блочно-модульной газовой котельной ООО ДСК-проект по ул. Бобачево	Не определен			60,2											60,2
Строительство блочно-модульной газовой котельной по ул. Псковская	Не определен				60,2										60,2
Строительство блочно-модульной газовой котельной «Мамулино-3» I- очередь	Не определен			290											290
Строительство блочно-модульной газовой котельной «Мамулино-3» II-очередь	Не определен				130										130
Строительство 1-ой очереди ТЭЦ «Залинейная»	Не определен				410,5	307,88	205,25	102,63							1026,26
Строительство 2-ой очереди ТЭЦ «Залинейная»	Не определен									990	1155	825	330		3300
Реконструкция ВК «Южная» с заменой конвективной части	МУП "Сахарово"							94,8	142,2						237
Модернизация на ТЭЦ-1 бойлера №1 (сетового подогревателя пароводяного №1) с увеличением располагаемой мощности	ООО "Тверская генерация"	5,17													5,17
Модернизация бойлера №2 (сетового подогревателя пароводяного №2) с увеличением располагаемой мощности с 16 до 24 Гкал/час ТЭЦ-1	ООО "Тверская генерация"			6,15											6,15
Установка 2-х ГТУ с 2-мя котлами утилизаторами и пиковым котлом на ТЭЦ-1	ООО "Тверская генерация"				52,5	401,25	348,75	360	360	100					1622,5
Реконструкция водогрейных котлов №1 и №2 с заменой конвективной части на ВК-2	ООО "Тверская генерация"			3,68	3,68										7,35
Техническое перевооружение химводоочистки ТЭЦ-3 (обесл.в)	ООО "Тверская генерация"			4	60	40									104
Модернизация сетевых трубопроводов теплосети в пределах ТЭЦ-3 (всасывающие трубопроводы сетевых насосов 2-го подъема). Теплотехнические работы и строительные работы	ООО "Тверская генерация"		4	35											39
Установка энергетического котла №5 на ТЭЦ-3	ООО "Тверская генерация"				120	790	790								1700
Реконструкция установки подпитки теплосети ХВО с переводом на речную воду	ООО "Тверская генерация"				4	48	48								100
Техническое перевооружение химводоочистки ТЭЦ-4 для отопления и горячего водоснабжения (инв. №604040171)	ООО "Тверская генерация"		22,81	71,02											93,83
Техническое перевооружение внутростанционной схемы теплосети ТЭЦ-4 с установкой аккумуляторного бака ёмкостью 5000 м3	ООО "Тверская генерация"	3,74			44,95	44,95									93,64

Наименование мероприятия	Источник финансирования	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
Модернизация внутростанционных трубопроводов прямой и обратной сети между задвижкой ПГ1 до сетевого насоса №1 на ТЭЦ-4	ООО "Тверская генерация"			8,94											8,94
Модернизация внутростанционных трубопроводов прямой и обратной сети между задвижками ПГ1 и ПГ2 на ТЭЦ-4	ООО "Тверская генерация"			8,6		22,76									31,36
Модернизация подогревателя пароводяного БП-300 ст.№3 ТЭЦ-4 с увеличением располагаемой мощности с 25 до 30 Гкал/час. Установка конденсатных насосов бойлера теплосети 8КСД5х3-ст.№3 и №4 на ТЭЦ-4.	ООО "Тверская генерация"		13,36												13,36
Установка новой бойлерной на Тверской ТЭЦ-4	ООО "Тверская генерация"				25,94										25,94
Установка ПГУ на ТЭЦ-4	ООО "Тверская генерация"								600	2500	2000				5100
Тех. перевооружение Водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№1 на новый ПТВМ-60 с оснащением системой контроля воздуха и реконструкцией здания ВК-1	ООО "Тверская генерация"				10	40	40								90
Тех. перевооружение Водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№2 на новый ПТВМ-60 с реконструкцией здания ВК-1	ООО "Тверская генерация"							12	45	45					102
Перевод котельных Керамический з-д, Сахаровское шоссе в автоматический режим с установкой на них погодозависимого оборудования	МУП "Сахарово"					11									11
Устройство плавного пуска на всех насосах котельных для предотвращения гидроударов	МУП "Сахарово"							11,69	11,69						23,38
Реконструкция котельной ХБК (установка погодозависимого контура отопления и увеличение производительности ГВС)	МУП "Сахарово"					19,66									19,66
Реконструкция резервного топливного хозяйства на котельной «Южная»	МУП "Сахарово"		13,05	19,81	28,92										61,78
Реконструкция резервного топливного хозяйства на котельной «Сахарово»	МУП "Сахарово"		3,72	6,43	14,99										25,14
Модернизация котельной «Сахаровское шоссе, 16» - замена водогрейного котла № 3 КВГ - 2,32-95	МУП "Сахарово"		6,57												6,57
Строительство котельной ОАО «Тверьспецстрой-ЖБИ»	ОАО «Тверьспецстрой-ЖБИ»		13,4												13,4
Строительство котельной ЗАО «Селигер-Холдинг»	ЗАО «Селигер-Холдинг»		3,35												3,35

Наименование мероприятия	Источник финансирования	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
Строительство котельной ГУП «Тверьавтотранссервис» и ГУПП	ГУП «Тверьавтотранссервис» и ГУПП		3,35												3,35
ИТОГО:		8,91	83,62	513,82	965,68	1725,5	1432	581,12	1158,89	3635	3155	825	330	0	14414,54
2. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ															
Перевод потребителей с «открытой» на «закрытую» схему присоединения системы ГВС (см. Приложение 10)	бюджетное финансирование через эффективные энергосберегающие проекты с большими сроками окупаемости	56,64	396,45	396,45	396,45	396,45	396,45								2 038,86
Перекладка тепловых сетей в зоне действия ООО «Тверская генерация» (котельная «Химинститут»)	ООО «Тверская генерация»	27,61	27,61	27,61	27,61	27,61									138,05
Перекладка тепловых сетей в зоне действия ООО "Тверская генерация"	ООО "Тверская генерация"	231,2	1 070,87	1 068,61	1 166,96	1 432,26	1 474,43	226,39	63,21	135,31	38,39				6 907,64
Перекладка тепловых сетей в зоне действия МУП "Сахарово"	МУП "Сахарово"		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		110
Прокладка тепловых сетей в зоне действия ТЭЦ «Залинейная», в т.ч. строительство 3-го вывода	Не определен				146,05	146,05	146,05	146,05	146,05	146,05	146,05	146,05			1 168,40
Модернизация ЦТП МУП "Сахарово" (установка погодозависимого оборудования, установка частотного регулирования на насосы холодной воды, устройство плавного пуска на всех насосах)	МУП "Сахарово"					22,56	22,56	22,56							67,68
Модернизация магистральных сетей теплоснабжения котельной ООО "Лазурная" от котельной до ЦТП п. Элеватор	ООО "Лазурная"			2,48	2,6	2,61									7,69
Реконструкция и капитальный ремонт тепловых сетей в зоне ответственности ДУИиЗР	ДУИиЗР	5,44													5,44
Автоматизации ЦТП с переводом схем подключения отопления потребителей на насосное смешение с установкой погодозависимой автоматики (обслуживаемых ООО "Тверская генерация")	ООО "Тверская генерация"			44,72	44,72	44,72	44,72	26,83							205,69
Модернизация разводящих тепловых сетей после ЦТП с температурным графиком 95/70 с использованием труб из полиэтилена (см. Приложение 12)	ООО "Тверская генерация"		13,2	96,58	103,43	84,58	93,27	85,66	82,11	66,29	88,87	126,33	81,94	49,03	971,28
Установка приборов учета тепловой энергии у потребителей (см. Приложение 13)	потребители	59,76	59,76	59,76	59,76	59,76									298,8
Проведение мероприятий по наладке системы централизованного теплоснабжения и систем теплоснабжения от локальных	ООО «Лазурная»		4	5											9

Наименование мероприятия	Источник финансирования	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
котельных ЗАО «ТКСМ №2» и ООО «Лазурная»															
Прокладка трубопроводов горячего водоснабжения от котельной "ХБК" к потребителям, имеющим собственные водоподогреватели	МУП "Сахарово"		0,95	7,2											8,15
Строительство тепловых сетей для подключения перспективных потребителей	ООО "Тверская генерация"		34												34
ИТОГО:		380,64	1 616,84	1 718,41	1 957,57	2 226,60	2 187,47	517,48	301,37	357,65	283,31	282,38	91,94	49,03	11 970,69
3. ИЗМЕНЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА															
Установка повышающей насосной станции в микрорайоне «Юность» (ТК-376)	ООО "Тверская генерация"		30,8												30,8
Мероприятия режимно-наладочного характера в связи с изменением гидравлического режима	Ресурсоснабжающие организации г. Тверь			2,5	2,5	2,5									7,5
ИТОГО:			30,8	2,5	2,5	2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	38,3
ВСЕГО по системе:		389,56	1 731,26	2 234,73	2 925,75	3 954,60	3 619,47	1 098,60	1 460,26	3 992,65	3 438,31	1 107,38	421,94	49,03	26 423,53

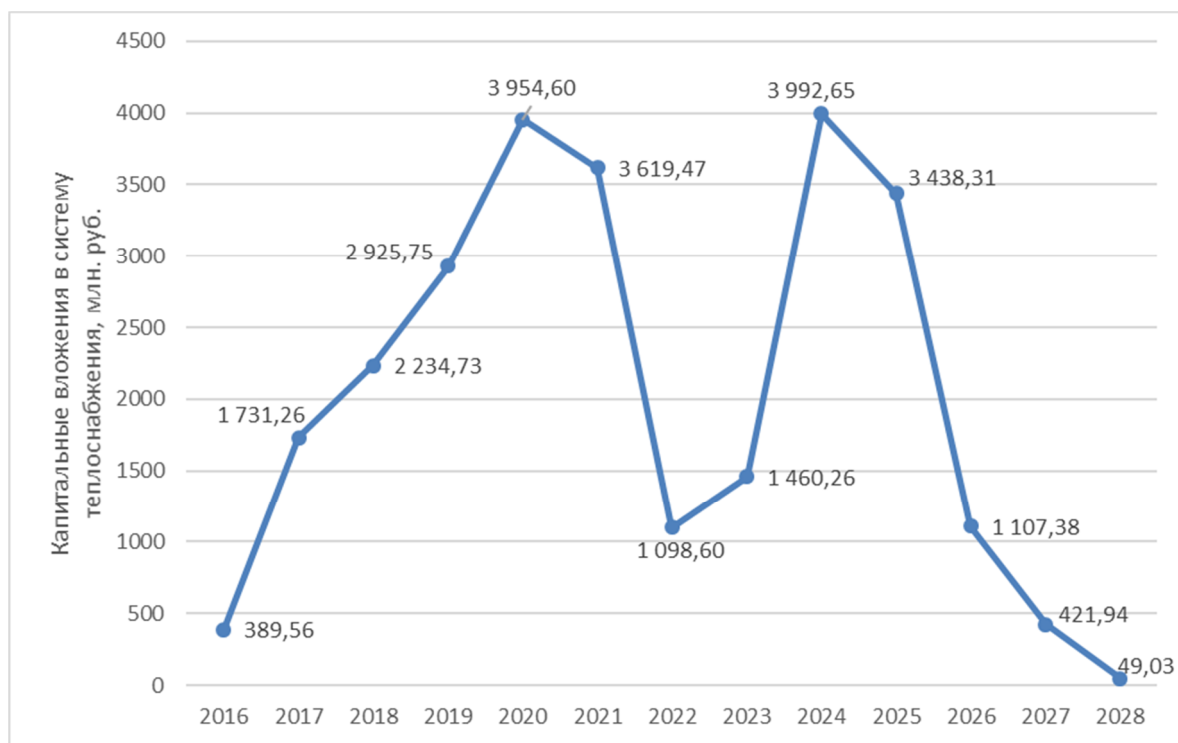


Рисунок 10.2 - Капитальные вложения в систему теплоснабжения по годам

В первый период с 2016 по 2023 год включительно наибольшая финансовая нагрузка ложится на 2020 год (3954,60 млн. руб.), что связано с основными мероприятиями по строительству 1-ой очереди ТЭЦ «Залинейная», установкой 2-х ГТУ с 2-мя котлами утилизаторами и пиковым котлом на ТЭЦ-1, установкой энергетического котла №5 на ТЭЦ-3, переводом на закрытый водоразбор и обширной перекладкой тепловых сетей в зонах действия источников. В период с 2024 по 2028 год включительно пик финансовой нагрузки намечается на 2024 год (3992,65 млн. руб.) - на указанную пятилетку планируется строительство 2-ой очереди теплоэлектроцентрали «Залинейная» и установкой ПГУ на ТЭЦ-4, что и задаёт основной объем финансовых средств.

10.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

Система финансового обеспечения, необходимого для развития системы теплоснабжения, в целом может включать несколько различных источников средств:

- Собственные финансовые ресурсы предприятия за счет прибыли и амортизационных отчислений;
- Средства собственников объектов системы теплоснабжения;
- Заемные средства;
- Бюджетное финансирование;
- Средства внебюджетных фондов и пр.

При выборе источников финансирования необходимо учитывать различные факторы: стоимость привлекаемого капитала, эффективность отдачи от него, риск, возникающий при использовании того или иного источника финансирования и пр. При этом надо иметь в виду, что использование внутренних источников финансирования - это легкость, доступность и быстрота мобили-

зации ресурсов, уменьшение риска неплатежеспособности (из-за отсутствия процентных выплат), однако вместе с тем - ограниченность объемов и отвлечение денежных средств из хозяйственного оборота. При внешних источниках финансирования очевидна возможность привлечения средств в значительных масштабах, однако здесь в качестве негативного фактора также присутствует сложность и длительность процедур привлечения средств.

В сфере теплоснабжения оптимальным является метод смешанного финансирования, при котором выстраивается наиболее подходящая структура источников формирования инвестиционных ресурсов. Она включает:

- Собственные средства теплоснабжающей организации за счет прибыли, амортизационных отчислений, инвестиционных надбавок и платы за подключение;
- Средства собственников объектов системы теплоснабжения;
- Безвозмездные средства в рамках федеральной целевой программы (далее - ФЦП) «Модернизация объектов коммунальной инфраструктуры»;
- Заёмные средства Государственной корпорации «Банк развития и внешнеэкономической деятельности» (далее - ВЭБ или Внешэкономбанк) или иных финансовых институтов;
- Средства энергосервисных компаний.

Для привлечения инвестиций и в целях достижения баланса «располагаемая тепловая мощность = текущая и перспективная тепловая нагрузка» администрации города Твери и Правительству Тверской области необходимо создать организационно-правовые условия, гарантирующие собственникам объектов системы теплоснабжения и инвесторам возврат инвестиций, а именно - провести реформирование коммунального комплекса в интересах населения, собственников существующих энерго мощностей и инвесторов.

Объекты системы теплоснабжения города Твери находятся как в частной, так и в муниципальной собственности, кроме того часть объектов являются бесхозными.

Для сдачи имущества в аренду или передачи его в концессию администрации города необходимо провести его переоценку и зарегистрировать право собственности на него в едином государственном реестре прав на недвижимое имущество (ЕГРП) в установленном порядке. То же относится и к бесхозным сетям. Бесхозные объекты описаны в таблице 1.28 пп. 1.3.21 первой книги обосновывающих материалов и в разделе 10 схемы теплоснабжения.

Препятствием для притока инвестиций в новое строительство, реконструкцию и модернизацию объектов системы теплоснабжения являются также «ножницы» тарифов на тепловую энергию, рассчитанных теплоснабжающими организациями и утверждёнными Региональной энергетической комиссией Тверской области, а также отставание темпов роста тарифов на тепловую энергию от темпов роста тарифов на природный газ и электрическую энергию. Указанные «ножницы» обрекают теплоснабжающие организации на гарантированное удвоение убытков ежегодно.

Низкая платёжная дисциплина покупателей тепловой энергии (управляющих компаний, товариществ собственников жилья) также является причиной роста убытков теплоснабжающих организаций.

Для привлечения средств федерального уровня предлагается следующая схема действий:

Этап 1. Орган исполнительной власти субъекта или орган местного самоуправления выступает инициатором и подает заявку на получение финансирования ОАО «Федеральный центр проектного финансирования» (далее - ОАО «ФЦПФ»), который принадлежит Внешэкономбанку и яв-

ляется оператором Программы по финансированию содействия проектам регионального и городского развития.

Этап 2. После заключения государственного контракта между муниципалитетом, ОАО «ФЦПФ» и проектной компанией (подрядчиком), отобранной в соответствии с требованиями Внешэкономбанка, последняя за счет средств Программы разрабатывает следующий пакет документов:

- инвестиционную программу развития городской системы теплоснабжения;
- проектно-сметную документацию;
- конкурсную документацию;
- иные правоустанавливающие документы, регулирующие отношения субъектов муниципальной энергетики.

Одновременно с этим Правительство Тверской области, администрация города Тверь, крупная энергетическая компания (далее - стратегический партнёр) учреждают компанию-оператора инвестиционной программы развития городской системы теплоснабжения в формате государственно-частного партнёрства. Оператор участвует в конкурсе на передачу прав пользования и владения объектами городской системы теплоснабжения.

Этап 3. Регион подаёт разработанную проектной компанией заявку в Министерство регионального развития Российской Федерации на безвозмездное финансирование в рамках ФЦП.

Этап 4. Стратегический партнёр подаёт заявку на возмездное финансирование во Внешэкономбанк или иной финансовый институт (Пенсионный фонд, Банк реконструкции и развития, пр.).

Этап 5. Компания-оператор размещает заказы на поставку оборудования и заключает договора с подрядчиками на производство работ в соответствии с планом-графиком и утвержденной инвестиционной программой развития. Она также эксплуатирует городскую систему теплоснабжения и возвращает стратегическому партнёру инвестиции за счёт экономического эффекта, инвестиционной надбавки и платы за присоединение к тепловым сетям.

При оперативном запуске механизма привлечения средств ФЦП и Внешэкономбанка 2016 год идет на подготовку, разработку проектной документации, поэтому открытие финансирования на развитие системы теплоснабжения из этих источников предполагается с 2017 года.

Ещё одним механизмом «привлечения» средств на осуществление мероприятий является энергосервисный контракт, который позволяет избежать первоначальных финансовых вложений, поскольку расчет с энергосервисной компанией ведется из сэкономленных в результате энергосбережения и повышения энергоэффективности средств. Так, мероприятия по повышению энергоэффективности, подразумевающие перевод абонентов на закрытый водоразбор, установку узлов коммерческого учета и автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов, предполагается осуществить за счет энергосервисных компаний.

10.3 Расчёты эффективности инвестиций

Для определения ценовых последствий реализации запланированных мероприятий (проектов) схемы теплоснабжения и для приведения капитальных вложений к ценам соответствующих лет используются долгосрочные индексы-дефляторы (таблица 10.2), установленные Минэкономразвития России в следующих документах:

- Сценарные условия долгосрочного прогноза социально- экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

При расчетах также применяются следующие условия: расчёты ведутся в ценах базового периода - 2015 год; производственные расходы базового периода приняты по материалам тарифных дел и иных уточняющих документов, переданных теплоснабжающей организацией; натуральные показатели в части прогнозируемого отпуска тепловой энергии взяты на основе расчетов программного комплекса ГИС «Zulu» и перспективной нагрузки. Выработка тепловой энергии до 2029 года рассчитывается с учетом проведения энергоэффективных мероприятий: снижения процента расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных, уменьшения тепловых потерь в трубопроводах за счет перекладки тепловых сетей.

Таблица 10.2 - Прогнозные индексы Минэкономразвития России, %

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Инфляция на конец года	104,9	104,5	104,4	104,1	104,3	104,1	103,9	103,7	103,7	103,2	103,3	103,2
Индекс-дефлятор реальной заработной платы	105,7	105,4	105,5	105,3	104,9	104,9	105	104,8	104,7	104,8	104,8	104,7
Индекс-дефлятор цен на природный газ	115	115	114,6	115	114,9	106,7	106,5	106,1	106,2	104,5	105,4	105,1
Индекс-дефлятор цен на уголь	107	105,8	105,8	104,5	105,7	104,9	104,6	104,5	104,5	103,6	104,1	104
Индекс-дефлятор цен на тепловую энергию	111,4	111,1	111,3	110,9	111,3	109,2	108,4	108,1	107,4	107	105,5	104,6
Индекс-дефлятор цен на электроэнергию	107,9	105,6	106,2	104,3	106,5	105,8	105,6	105,4	105,4	103,9	104,7	104,6
Индекс-дефлятор инвестиций	106,7	106,9	105,5	105,1	104,8	105,2	104,9	104,2	103,6	103,3	103,8	103,4

При расчете финансовой эффективности в качестве исходных данных используются чистые денежные потоки от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности, в качестве основных показателей - чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (IRR, ВНД) и индекс рентабельности.

Расчет по денежным потокам происходит с учетом следующих условий:

1) Прогноз расходов на топливно-энергетические ресурсы, материалы, фонд оплаты труда, содержание оборудования, цеховые и общехозяйственные расходы принимается с учетом оптимизации и повышения эффективности системы теплоснабжения и в соответствии с индексами-дефляторами Минэкономразвития России.

2) Социальные отчисления до 2029 года принимаются неизменными и равными 30,2% от фонда оплаты труда, где 0,2% составляют страховые взносы от несчастного случая на производстве и профессиональных заболеваний.

3) Амортизация оборудования вычисляется по линейному способу (балансовая стоимость основных производственных фондов) и учитывает стоимость строительства новых производственных фондов.

4) Плата за подключение рассчитана в размере 7032,02 тыс. рублей за 1 присоединенную Гкал/час, что учитывается в поступлениях от инвестиционной деятельности.

5) Общий объем необходимых инвестиций складывается из суммы инвестиционных затрат в предлагаемые мероприятия по тепловым источникам и тепловым сетям, а также средств, необходимых для обслуживания долга.

6) В качестве источников финансирования предусматриваются привлеченные средства ФЦП (безвозмездные, составляющие 50 % от капитальных вложений в объекты системы теплоснабжения) и средства Внешэкономбанка. Стоимость заемных средств Внешэкономбанка принимается по ставке 7 % (процент сложный), график погашения кредита гибкий.

7) Для расчета дисконтированной стоимости будущих денежных потоков (ЧДД) принимается коэффициент дисконтирования 14 %.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) - разность между суммой дисконтированных положительных и дисконтированных отрицательных потоков. Индекс рентабельности - это сумма дисконтированных положительных потоков, деленная на сумму дисконтированных отрицательных потоков (при значении больше 1 проект принимается), и составляет по проекту 4,3. Внутренняя норма доходности - это такая процентная ставка, при которой ЧДД равна 0. По проекту - 34,3 %. Срок окупаемости проекта - 20 лет.

10.4 Расчёты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

При реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению системы теплоснабжения величина платы за потреблённую тепловую энергию зависит от рассчитанной в инвестиционной программе надбавки к тарифу на тепловую энергию. Величина инвестиционной надбавки зависит от суммы капитальных вложений в реконструкцию и модернизацию, от срока окупаемости проекта и от эффективности схемы финансирования проекта.

Плата за присоединённую нагрузку определяется суммой капитальных вложений в увеличение мощности энергетического оборудования и требуемой пропускной способности тепловых сетей, производится застройщиком и влияет на стоимость вводимых строительных площадей. Плата за присоединённую нагрузку планируется в размере 9543,04 тыс. рублей за 1 Гкал/час в ценах 2015 года (таблица 10.3).

Таблица 10.3 - Прогнозируемые инвестиционные надбавки и плата за подключение

Капитальные вложения	Плата за подключение	Надбавка	Срок окупаемости	
			Без ФЦП	С ФЦП
В ввод новых электрических мощностей	-	0,15 руб./кВт	26 лет	13 лет
В ввод новых тепловых мощностей	10620,0 тыс. руб. за 1 Гкал/час	-	-	-
В реконструкцию и модернизацию	-	56,41 руб./Гкал	40 лет	20 лет
В мероприятия по переводу абонентов на закрытый водоразбор	-	-	5 лет	-

При расчёте инвестиционной надбавки принят оптимальный сценарий, когда органы муниципального самоуправления и органы государственной власти действуют согласованно в интересах проекта.

Объём капитальных вложений в реконструкцию и модернизацию задаётся объёмом накопленного износа, целевыми показателями надёжности и качества тепловой энергии. Срок окупаемости принят равным жизненному циклу систем теплоснабжения - 20 лет. Эффективность схемы финансирования зависит от следующих субъектов:

- Администрация г. Твери в части привлечения стратегического партнёра;
- Правительство Тверской области в части установления реальных тарифов, инвестиционной надбавки и платы за присоединение;
- Правительство РФ в части включения проекта в федеральную целевую программу, а также в выделении субсидий на погашение процентной ставки по кредиту и на компенсацию разницы между темпами роста тарифов на газ (электрическую) энергию и на тепловую энергию.

Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии представлены в таблице 10.4.

Инвестиционная надбавка к тарифу устанавливается с 2016 года в размере 56,41 рубля за 1 Гкал, что не превышает 7 % от стоимости тепловой энергии, и обеспечивает срок окупаемости проекта в 20 лет. Последующие значения надбавки рассматриваются с учетом опубликованного Минэкономразвития индекса потребительских цен. К 2028 году намечается снижение нагрузки на потребителей с 3,14 % до 1,81 %.

Таблица 10.4- Ценовые последствия для потребителей тепловой энергии

Показатель	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	2004,03	2226,48	2478,07	2748,18	3058,72	3340,12	3620,69	3913,97	4203,61	4497,86	4745,24	4963,52
- рост инфляции	-	1,114	1,111	1,113	1,109	1,113	1,092	1,084	1,081	1,074	1,07	1,055	1,046
Тариф с надбавкой	руб./Гкал	2063,2	2288,31	2542,63	2815,38	3128,82	3413,09	3696,51	1,081	1,074	1,07	1,055	1,046
- надбавка (i)	руб./Гкал	59,17	61,84	64,56	67,2	70,09	72,97	75,81	3992,59	4285,13	4581,99	4832,15	5053,22
Нагрузка на потребителей	%	2,95%	2,78%	2,61%	2,45%	2,29%	2,18%	2,09%	2,01%	1,94%	1,87%	1,83%	1,81%

Глава 11 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"

В соответствии с пунктом 6 статьи 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении»: «К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации следующие:

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, города, а в случае смены единой теплоснабжающей организации - при актуализации схемы теплоснабжения.

2. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

В случае если на территории поселения, города существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, города;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

3. Для присвоения статуса единой теплоснабжающей организации впервые на территории поселения, города, лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями на территории поселения, города вправе подать в течение одного месяца с даты размещения на сайте поселения, города, города федерального значения проекта схемы теплоснабжения в орган местного самоуправления заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны деятельности, в которой указанные лица планируют исполнять функции единой теплоснабжающей организации. Орган местного самоуправления обязан разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, города.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному ли-

цу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями настоящих Правил.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепловой энергии и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

6. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано более одной заявки на присвоение соответствующего статуса от лиц, соответствующих критериям, установленным настоящими Правилами, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

7. В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям настоящих Правил.

8. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

1) заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

2) осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы теплоснабжения;

3) надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

4) осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

9. Организация при присвоении ей статуса единой теплоснабжающей организации направляет:

1) подписанные со своей стороны проекты договоров теплоснабжения потребителям, подключенным к системе теплоснабжения, и не направившим заявления о заключении договоров теплоснабжения;

2) подписанные со своей стороны проекты договоров поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя на объемы тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения, иным теплоснабжающим организациям;

3) подписанные договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности потребителям, подключенным к системе теплоснабжения, но не потребляющим тепловую энергию (мощность), теплоноситель по договору теплоснабжения;

4) теплосетевым организациям подписанные со своей стороны договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии и договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в целях компенсации потерь в тепловых сетях.

10. Лица, получившие от единой теплоснабжающей организации проекты договоров, обязаны рассмотреть их в течение 15 дней со дня получения, при отсутствии разногласий подписать их со своей стороны и направить единой теплоснабжающей организации. Разногласия по договорам должны быть рассмотрены сторонами до 1 декабря года, в котором организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации.

Для организации заключения договоров теплоснабжения лица, владеющие источниками тепловой энергии и тепловыми сетями, обязаны передавать единой теплоснабжающей организации сведения о потребителях в системе теплоснабжения.

11. Теплоснабжающие организации, не являющиеся единой теплоснабжающей организацией в соответствующей системе теплоснабжения, сообщают единой теплоснабжающей организации о заключенных с потребителями договорах теплоснабжения в срок до 1 октября.

12. Распределение нагрузки между источниками тепловой энергии, функционирующими в границах системы теплоснабжения, осуществляется на основании утвержденной схемы теплоснабжения.

13. При наличии возможности управления потоками тепловой энергии, теплоносителя в системе теплоснабжения, в которой источники тепловой энергии принадлежат на праве собственности или ином законном основании 3 и более лицам, единая теплоснабжающая организация наделяется полномочиями на осуществление (организацию осуществления) диспетчеризации потоками тепловой энергии, теплоносителя в системе теплоснабжения.

Таблица 11.1 - Реестр существующих зон деятельности для определения единой теплоснабжающей организации

Код зоны деятельности	ЕТО	Номер системы теплоснабжения*	Источники тепловой энергии	Эксплуатирующая организация
1	ООО «Тверская генерация»	1	ТЭЦ-1	ООО «Тверская генерация»
			ТЭЦ-3	ООО «Тверская генерация»
			ТЭЦ-4	ООО «Тверская генерация»
			ВК-1	ООО «Тверская генерация»
			ВК-2	ООО «Тверская генерация»
			Котельный цех	ООО «Тверская генерация»
			Котельная «Южная»	МУП «Сахарово»
		2	ТЭЦ-4 (паропровод хозяйственно-технологических нужд ООО «Тверь Водоканал»)	ООО «Тверь Водоканал»
		3	Котельная «ТКСМ- 2»	ЗАО «Тверской комбинат строительных материалов № 2»
		4	Котельная «Лазурная»	ООО "Лазурная"
5	Котельная «Перемерки, у д. 20»	ООО «Тверская генерация»		
6	Котельная «Химинститут»	ООО «Тверская генерация»		
02	МУП «Сахарово»	7	Котельная «Сахаровское шоссе»	МУП «Сахарово»
		8	Котельная «Школа №3»	МУП «Сахарово»
		9	Котельная «Сахарово»	МУП «Сахарово»
		10	Котельная «Мамулино»	МУП «Сахарово»
		11	Котельная «ХБК»	МУП «Сахарово»
		12	Котельная «ПАТП- 1»	МУП «Сахарово»
		13	Котельная «ДРСУ- 2»	МУП «Сахарово»
		14	Котельная «Школа №2»	МУП «Сахарово»
		15	Котельная «Керамический 3-д»	МУП «Сахарово»
		16	Котельная «УПК»	МУП «Сахарово»
		17	Котельная «Поликлиника № 2»	МУП «Сахарово»
		18	Котельная «Школа №24»	МУП «Сахарово»
		19	Котельная «Брусилowo (10 мВт)»	ООО «Энерго Альянс»
03	ООО «Сервис Тверь»	20	Котельная «Мамулино-2»	ООО «Сервис Тверь»
		21	Котельная Октябрьский пр-т, д. 75	ООО «Сервис Тверь»
04	ООО «КОМО»	20	Котельная ООО «КОМО»	ООО «КОМО»
05	ООО «Тепловик»	21	Котельная ОКБ	ООО «Тепловик»
06	ООО «ИНТЭК»	22	Котельная ООО «ИНТЭК»	ООО «ИНТЭК»

Код зоны деятельности	ЕТО	Номер системы теплоснабжения*	Источники тепловой энергии	Эксплуатирующая организация
07	Московский территориальный участок Октябрьской дирекции по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"	23	Котельная ВЧД-14 ДТВС ОАО "РЖД"	Московский территориальный участок Октябрьской дирекции по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"
		24	Котельная ОАО "РЖД" ДТВС ТЧ-3	Московский территориальный участок Октябрьской дирекции по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД"
08	ОАО "ТВЗ"	25	Котельная ОАО "ТВЗ"	ОАО "ТВЗ"
09	ОАО "Центросвармаш"	26	Котельная ОАО "Центросвармаш"	ОАО "Центросвармаш"
10	ООО "Крикс"	27	Котельная Петербургское шоссе, д. 15	ООО "Крикс"
11	ОАО "Волжский пекарь"	28	Котельная ОАО "Волжский пекарь"	ОАО "Волжский пекарь"
12	ООО «Тверской консервный завод»	29	Котельная ул. Конопляниковой, д. 85	ООО «Тверской консервный завод»

Примечание: * - Система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями

В городе Твери сложилось двадцать девять основных систем теплоснабжения для двенадцати единых теплоснабжающих организаций.

ООО «Тверская генерация», МУП «Сахарово», ООО «Сервис Тверь», ООО «КОМО», ООО «Тепловик», ООО «ИНТЭК», Московский территориальный участок Октябрьской дирекции по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД", ОАО "ТВЗ", ОАО "Центросвармаш", ООО "Крикс", ОАО "Волжский пекарь", ООО «Тверской консервный завод» соответствуют требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации, а именно:

1) Владение на праве собственности или ином законном основании, тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации (в соответствии п.4 Постановления Правительства РФ № 808 от 8 августа 2012 г. границы зон деятельности единой теплоснабжающей организаций определяются границами системы теплоснабжения).

2) Размер уставного капитала.

3) Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Таблица 11.2 - Критерии определения ЕТО в зоне действия единой системы теплоснабжения (ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, КЦ и котельная «Южная»)

№ п/п	Принадлежность	Мощность источников тепловой энергии в зоне действия единой системы теплоснабжения, Гкал/ч	Материальная хар-ка, м ²	Объем сетей, м ³
1	Тепловые сети, находящихся в аренде ООО "Тверская генерация" (распределительные)	-	83498,03	12768,09
2	Тепловые сети, находящихся в собственности ООО "Тверская генерация" (магистральные)	-	102430,15	53746,44
3	Тепловые сети, находящихся в аренде МУП "Сахарово" (распределительные сети кот. Южная)	-	5567,65	728,57
4	Тепловые сети, находящихся в аренде МУП "Сахарово" (магистральные кот. Южная)	-	6083,05	3551,23
5	Располагаемая мощность источников ООО "Тверская генерация" (ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ- 4, ВК-1, ВК-2, КЦ)	1357	-	-
6	Располагаемая мощность источников МУП "Сахарово" (кот. Южная)	232,3	-	-
7	Итого ООО "Тверская генерация":	1357	185928,17	66514,53
8	Итого МУП "Сахарово":	232,3	11650,71	4279,80

В связи с вводом в эксплуатацию котельной «п. Б. Перемерки, 20» и передачей указанной котельной на баланс ООО «Тверская генерация», предлагается присвоить статус ЕТО ООО «Тверская генерация» в зоне работы данной котельной. Тепловая сеть от ЦТП до ж/д, расположенного по адресу п. Б. Перемерки, 20, передана на обслуживание ООО «Тверская генерация» по договору аренды муниципального имущества от 01.11.2015. Теплоснабжение данного дома производится на основании договора на поставку тепловой энергии №90107 от 01.09.2014. заключенного между ООО «Тверская генерация» и ООО «ГУК Московского района».

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, приведенных выше, предлагается определить единой теплоснабжающей организацией города Тверь в границах систем теплоснабжения следующие предприятия:

- ООО «Тверская генерация» в единой системе теплоснабжения (ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ВК-1, ВК-2, Котельный цех, котельная «Южная»), в системах теплоснабжения котельных «ТКСМ-2», «п. Б. Перемерки, 20», котельной «Химинститут», котельной «Лазурная»;
- МУП «Сахарово» в системах теплоснабжения котельных «Сахаровское шоссе», «Школа №3», «Сахарово», «Мамулино», «ХБК», «ПАТП-1», «ДРСУ-2», «Школа №2», «Керамический з-д», «УПК», «Поликлиника № 2», «Школа №24», «Брусилово (10 мВт)»;
- ООО «Сервис Тверь» в системе теплоснабжения котельных «Мамулино-2» и Октябрьский пр-т, д. 75;
- ООО «КОМО» в системе теплоснабжения котельной ООО «КОМО»;
- ООО «Тепловик» в системах теплоснабжения котельных ОКБ;
- ООО «ИНТЭК» в системе теплоснабжения котельной ООО «ИНТЭК»;
- Московский территориальный участок Октябрьской дирекции по тепловодоснабжению - структурное подразделение Центральной дирекции по тепловодоснабжению - филиала ОАО "РЖД" в системе теплоснабжения котельной филиала ОАО "РЖД";

- ОАО "ТВЗ" в системе теплоснабжения котельной ОАО "ТВЗ";
- ОАО "Центросвармаш" в системе теплоснабжения котельной ОАО "Центросвармаш";
- ООО "Крикс" в системе теплоснабжения котельной Петербургское шоссе, д. 15;
- ОАО "Волжский пекарь" в системе теплоснабжения котельной ОАО "Волжский пекарь";
- ООО «Тверской консервный завод» в системе теплоснабжения котельной ул. Коноплянниковой, д. 85;
- АО «ГУ ЖКХ» в системе теплоснабжения котельных №№ 8, 512, 393, 494, 28, 465, 605, 508, 453, 493, 491, 565, 377, 497, 576, 375, 295, 131, 214, 316,544, 559, 577, 26, 631, 448, 489, 620, 456, 218, 504, 505, 511, 604, 349, 22, 58/84, 596, 514, 12, 14, 385, 633, 634 ЭРТ «Тверской».

На территории города Твери расположен жилой 16-квартирный дом № 97 на ул. Шишкова, теплоснабжение которого осуществляется от локальной котельной (установленной мощностью 3 МВт), находящейся на территории и в собственности Михайловского сельского поселения (основание - свидетельство о государственной регистрации права).

Согласно пункту 3 критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» статус единой теплоснабжающей организации присваивается решением органа местного самоуправления, т.е. администрацией Михайловского сельского поселения.

Заключение

Согласно требованиям п. 8 статьи 23 Федерального закона от 27 июля 2010г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" обязательными критериями принятия решений в отношении развития систем теплоснабжения являются:

- обеспечение надёжности теплоснабжения потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчёте на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учётом экономической обоснованности;
- учёт инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также программами электрификации и газификации.

Описание текущего состояния системы теплоснабжения, возможные и оптимальные пути реализации мероприятий по развитию г. Твери, а также объем необходимых инвестиций для реализации выбранных вариантов развития отражены в разработанном ООО «КЭР» документе - «Схема теплоснабжения в административных границах муниципального образования городской округ город Тверь».

Предлагаемые в схеме теплоснабжения основные направления развития городской инфраструктуры на кратковременную, среднесрочную и долгосрочную перспективу (на срок 15 лет) дают возможность принятия стратегических решений по развитию различных отраслей экономики городского поселения.

Развитие системы теплоснабжения г. Твери в течение расчётного срока предлагается базировать на комплексе работ:

- на преимущественном использовании существующих источников тепловой энергии, находящихся в ведении организаций, занятых в сфере теплоснабжения г. Твери;
- на установке приборов коммерческого учета тепловой энергии для проведения расчетов между теплоснабжающей организацией и потребителями (юридические и физические лица, управляющие компании) по фактическим значениям потребленной тепловой энергии.

Предлагаемый вариант установления для теплоснабжающих организаций статуса «единой теплоснабжающей организации» улучшит качество теплоснабжения и обеспечит их более устойчивую работу.

В соответствии с «Требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждёнными Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012г. № 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения", схема теплоснабжения подлежит ежегодно актуализации в отношении следующих данных:

- изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счёт перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

- внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в неё мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
- строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продлённого ресурсов;
- баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов резервных запасов топлива;
- финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

Актуализация схем теплоснабжения осуществляется в соответствии с требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения. Уведомление о проведении ежегодной актуализации схемы теплоснабжения размещается не позднее 15 января года, предшествующего году, на который актуализируется схема. Актуализация схемы теплоснабжения должна быть осуществлена не позднее 15 апреля года, предшествующего году, на который актуализируется схема. Предложения от теплоснабжающих и теплосетевых организаций и иных лиц по актуализации схемы теплоснабжения принимаются до 1 марта.