



Схема теплоснабжения г.Нижнекамск
на период до 2028 г.
Обосновывающие материалы

Том 2.

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

00.111-ОМ.01.001

СОСТАВ ПРОЕКТА*

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	00.111-УЧ.001	Утверждаемая часть. Схема теплоснабжения г.Нижнекамск на период до 2028 г.	
2	00.111-ОМ.01.001	Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	
3	00.111-ОМ.01.002	Приложение 1.1. Энергоисточники города	
4	00.111-ОМ.01.003	Приложение 1.2. Тепловые сети и сооружения на них	
5	00.111-ОМ.01.004	Приложение 1.3. Тепловые нагрузки потребителей	
6	00.111-ОМ.02.001	Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	
7	00.111-ОМ.03.001	Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения	
8	00.111-ОМ.03.002	Приложение 3.1. Результаты гидравлического расчета по состоянию базового периода	
9	00.111-ОМ.03.003	Приложение 3.2. Результаты гидравлического расчета с учетом перспективного развития системы теплоснабжения	
10	00.111-ОМ.04.001	Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	
11	00.111-ОМ.05.001	Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя	
12	00.111-ОМ.06.001	Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	
13	00.111-ОМ.07.001	Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	
14	00.111-ОМ.08.001	Глава 8. Перспективные топливные балансы	
15	00.111-ОМ.09.001	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	
16	00.111-ОМ.10.001	Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	
17	00.111-ОМ.11.001	Глава 11. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации	

* - состав проекта определен в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации №154 от 22 февраля 2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (1) и Техническим заданием (2)

РЕФЕРАТ

Отчет – 65 с., 53 рис., 128 табл.

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

Объект исследования: системы теплоснабжения г. Нижнекамск в границах, определенных генеральным планом развития на период до 2028 г., потребители тепловой энергии, источники тепловой энергии.

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

Метод исследования: обобщение и анализ представленных исходных данных и документов по развитию города, разработка на их основе глав и разделов обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, в том числе, формирование электронной модели существующей и перспективной систем теплоснабжения города.

В соответствии с требованиями Постановления Правительства №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» работа состоит из:

- **Глава 1.** «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» включает в себя описание функциональной структуры теплоснабжения; источников тепловой энергии; тепловых сетей; зон действия источников тепловой энергии; тепловых нагрузок потребителей; расчет балансов тепловой мощности и нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии; балансов теплоносителя; топливных балансов; оценку надежности существующей системы теплоснабжения; описание технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций; структуры формирования тарифов; существующих технических и технологических проблем.
- **Глава 2.** «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» включает в себя расчет удельных расходов тепловой энергии; прогнозы объемов потребления тепловой энергии потребителями в зонах действия централизованного и индивидуального источников теплоснабжения; прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах.
- **Глава 3.** «Электронная модель системы теплоснабжения» включает в себя электронную модель системы теплоснабжения в полном объеме с привязкой к топогеографической основе, описание процедуры работы с ней, расчет гидравлических режимов теплосети.
- **Глава 4.** «Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки» включает в себя расчет тепловых балансов в зонах действия источников тепловой энергии, балансы по каждому из магистральных выводов.
- **Глава 5.** «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя» включает в себя расчет

перспективных балансов водоподготовительных установок источников тепловой энергии, перечень мероприятий по переводу потребителей с открытой на закрытую систему теплоснабжения.

- **Глава 6.** «Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии» включает в себя обоснование вариантов реконструкции существующих источников тепловой энергии с учетом существующего технического состояния, перспективного теплопотребления и радиусов эффективного теплоснабжения.
- **Глава 7.** «Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них» включает в себя предложения по повышению эффективности функционирования и повышению системы тепловых сетей.
- **Глава 8.** «Перспективные топливные балансы» включает в себя расчет топливных балансов по источникам тепловой энергии для различных периодов.
- **Глава 9.** «Оценка надежности теплоснабжения» включает в себя оценку перспективных показателей надежности системы теплоснабжения в целом и предложения по ее повышению.
- **Глава 10.** «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» включает в себя описание финансового окружения проекта, оценку капитальных затрат в осуществление мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии, тепловых сетей, расчет экономической эффективности и описание тарифных последствий.
- **Глава 11.** «Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации» включает в себя основные положения по обоснованию ЕТО, процедуру присвоения статуса ЕТО, обоснование кандидатур на присвоение статуса ЕТО, варианты предложений по созданию ЕТО.
- **Утверждаемая часть** включает в себя обобщенные показатели по перспективному развитию системы теплоснабжения города.

Новизна работы: схема теплоснабжения города на перспективу до 2028 года в соответствии с актуализированными требованиями законодательства и электронная модель разрабатываются впервые.

Результат работы: обосновывающие материалы и утверждаемая часть, определяющая стратегию развития системы теплоснабжения города на 15-летний период.

Практическое применение: схема теплоснабжения является основополагающим документом для всех включенных в нее субъектов, при осуществлении регулируемой деятельности в сфере теплоснабжения. Реализация мероприятий, указанных в составе схемы теплоснабжения, позволит повысить качество снабжения потребителей тепловой энергией, обосновать процесс принятия решений, за счет использования электронной модели, прогнозировать объем и необходимость мероприятий по реконструкции, техническому перевооружению и новому строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Состав проекта*	2
РЕФЕРАТ	2
Оглавление	4
Перечень таблиц	9
Перечень рисунков	13
1. Функциональная структура теплоснабжения	15
1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций	15
1.2. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей	19
1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями	20
1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии	20
1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	20
2. Источники тепловой энергии	21
2.1. Общее положение	21
2.2. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	23
2.2.1. Описание и история создания	23
2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	24
2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	25
2.2.4. Ограничения по отпуску электрической мощности	25
2.2.5. Собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ	25
2.2.6. Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок	27
2.2.7. Электрическая схема	29
2.2.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	29
2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования по тепловой нагрузке	30
2.2.10. Способы учета энергоресурсов	32
2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	43
2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	43
2.3. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	44
2.3.1. Описание и история создания	44
2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки	44
2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности	47
2.3.4. Ограничения по отпуску электрической мощности	47

2.3.5.	Собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ	47
2.3.6.	Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок.....	48
2.3.7.	Электрическая схема.....	48
2.3.8.	Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	49
2.3.9.	Среднегодовая загрузка оборудования по тепловой нагрузке	49
2.3.10.	Способы учета энергоресурсов	52
2.3.11.	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	54
2.3.12.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	54
2.4.	Локальные источники теплоснабжения.....	55
2.4.1.	Утилизационная котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод»	55
2.4.2.	Котельная БСИ.....	56
2.4.3.	Прочие источники.....	56
3.	Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	57
3.1.	Структура тепловых сетей	57
3.2.	Схема тепловых сетей	59
3.3.	Параметры тепловых сетей.....	60
3.4.	Сведения об инженерно-геологических условиях	60
3.5.	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	63
3.6.	Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	63
3.7.	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	64
3.8.	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	67
3.9.	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	68
3.10.	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	69
3.11.	Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет.....	69
3.12.	Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	70
3.13.	Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей.....	72
3.14.	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя.....	73
3.15.	Предписание надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	79
3.16.	Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям.....	79

3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущено из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	80
3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	80
3.19. Сведения о защите тепловых сетей.....	84
3.20. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей.....	87
4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	89
4.1. Общие положения.....	89
4.2. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	91
4.3. ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	91
4.3. Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».....	93
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	94
5.1. Общие положения.....	94
5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	94
5.3. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	97
5.4. Значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	98
5.5. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	101
5.6. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	103
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.....	106
6.1. Общие положения.....	106
6.2. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.....	106
6.2.1. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по филиалу ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	107
6.2.2. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	111
6.2.3. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельной ОАО «Нижнекамсктехуглерод».....	115
6.3. Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.....	116
6.4. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю.....	117

6.5.	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	117
6.6.	Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....	118
7.	Балансы теплоносителя.....	120
7.1.	Введение.....	120
7.2.	Схема водоподготовки филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	121
7.3.	Схема водоподготовки ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	123
7.4.	Нормативная подпитка тепловой сети.....	126
7.5.	Баланс подпитки тепловых сетей с закрытой системой теплоснабжения.....	127
7.5.1.	Баланс подпитки филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	127
7.5.2.	Баланс подпитки ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	130
8.	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.....	133
8.1.	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	133
8.1.1.	Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	133
8.1.2.	ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	135
8.1.3.	Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».....	137
8.2.	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	139
8.2.1.	Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	139
8.2.2.	ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	141
8.2.3.	Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».....	142
8.3.	Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	143
8.3.1.	Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	143
8.3.2.	ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	145
8.3.3.	Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».....	146
8.4.	Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....	147
8.4.1.	Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	147
8.4.2.	ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	148
9.	Надежность теплоснабжения.....	149
9.1.	Надежность системы теплоснабжения — тепловые сети.....	149
9.2.	Методы расчета и анализа показателей надежности тепловых сетей.....	155
9.3.	Методика расчета надежности систем, состоящих из кольцевых магистралей и тупиковых разветвленных ответвлений.....	157
9.3.1.	Первый этап — расчет структурной надежности тепловых сетей.....	157
9.3.2.	Второй этап — расчет транспортного резерва тепловой сети.....	159
9.4.	Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	161

9.5. Фактические показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии.....	161
10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	165
10.1. Общие положения.....	165
10.2. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	165
10.3. ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	173
10.4. ОАО «ВКуЭХ».....	178
10.5. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	179
11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	186
11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом последних 3 лет.....	186
11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	195
11.2.1 Анализ структуры тарифа ОАО «НЧТК».....	195
11.2.2 Анализ структуры ОАО «ВКуЭХ».....	200
11.2.3 Анализ структуры ОАО «Таттеплосбыт».....	206
11.2.4 Анализ структуры ОАО «ТГК-16».....	210
11.2.5 Анализ структуры ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	212
11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности.....	214
11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	219
12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа.....	220
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	220
12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения.....	221
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	222
Библиография.....	224

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2-1. Установленная и располагаемая мощность ТЭЦ.....	24
Таблица 2-2. Установленная мощность турбоагрегатов.....	24
Таблица 2-3. Установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	24
Таблица 2-4. Расход тепловой энергии на собственные нужды и тепловая мощность нетто.....	26
Таблица 2-5. Расход электрической энергии на собственные нужды и электрическая энергия нетто.....	26
Таблица 2-6. Отпуск тепловой энергии потребителям.....	28
Таблица 2-7. Установленная мощность филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и среднегодовая по итогам трёх истекших лет (2007-2009гг.).....	30
Таблица 2-8. Среднегодовое использование основного оборудования (ч) филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) в сравнении с заложенным в проекте.....	30
Таблица 2-9. Годовое использование основного оборудования (ч) в сравнении с заложенным в проекте.....	30
Таблица 2-10. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки каждой станции в отопительных сезонах за последние пять лет, включая 2011/2012 гг. и температуры наружного воздуха при максимумах тепловой нагрузки.....	32
Таблица 2-11. Перечень приборов учета тепловой энергии АСКУТ.....	33
Таблица 2-12. Перечень приборов учета по воде.....	41
Таблица 2-13. Перечень приборов электроэнергии.....	42
Таблица 2-14. Установленная мощность (2011 г).....	44
Таблица 2-15. Показатели теплофикационных турбоагрегатов.....	44
Таблица 2-16. Установленная и располагаемая электрическая мощность станции за период 2007-2011гг.....	45
Таблица 2-17. Объемы потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	47
Таблица 2-18. Объемы потребления электрической энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	47
Таблица 2-19. Среднегодовая загрузка турбинам ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	49
Таблица 2-20. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2008 г.....	49
Таблица 2-21. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2009 г.....	50
Таблица 2-22. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2010г.....	50
Таблица 2-23. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2011 г.....	50
Таблица 2-24. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2012 г.....	51
Таблица 2-25. Приборы учета тепловой энергии (вода).....	52
Таблица 2-26. Приборы учета тепловой энергии (пар).....	53
Таблица 2-27. Приборы учета исходной воды.....	53
Таблица 2-28. Приборы учета топлива.....	54
Таблица 2-29. Структура основного оборудования. Утилизационная котельная.....	55
Таблица 2-30. Параметры установленной тепловой/электрической мощности.....	56
Таблица 3-1. Инженерно-геологические участки территории.....	60
Таблица 3-2. Характеристика строений на тепловых сетях.....	63
Таблица 3-3. Параметры теплоносителя.....	66
Таблица 3-4. Режимы работы тепловых сетей г. Нижнекамск по результатам гидравлических расчетов на отопительный сезон 2010-2011гг.....	68
Таблица 3-5. Режимы работы тепловых сетей г. Нижнекамск по результатам гидравлических расчетов на отопительный сезон 2011-2012гг.....	68
Таблица 3-6. Зафиксированные повреждения тепловой сети за период 2008-2012 гг.....	69
Таблица 3-7. Статистика восстановлений тепловых сетей за последние 5 лет.....	69

Таблица 3-8. Нормативы технологических потерь и затрат при передаче тепловой энергии на 2012 год.....	73
Таблица 3-9. Информация по автоматизации ЦТП.....	82
Таблица 3-10. Перечень выявленных бесхозяйных сетей.....	87
Таблица 5-1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.....	94
Таблица 5-2. Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами.....	97
Таблица 5-3. Исходные данные для расчета графика годового потребления.....	98
Таблица 5-4. Продолжительность стояния расчетных температур наружного воздуха.....	98
Таблица 5-5. Значения потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.....	99
Таблица 5-6. Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источника тепловой энергии.....	101
Таблица 5-7. Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами в зоне действия источника тепловой энергии филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	102
Таблица 5-8. Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами в зоне действия источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	102
Таблица 5-9. Нормативы потребления тепловой энергии на отопление.....	103
Таблица 5-10. Удельные отопительные характеристики зданий.....	103
Таблица 5-11. Норматив потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение.....	105
Таблица 6-1. Фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и источники их обеспечения по состоянию на 2012 год.....	107
Таблица 6-2. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде, Гкал/час.....	109
Таблица 6-3. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в паре (по каждому давлению пара), Гкал/час.....	110
Таблица 6-4. Фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и источники их обеспечения по состоянию на 2012 год.....	111
Таблица 6-5. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде, Гкал/час.....	113
Таблица 6-6. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в паре (по каждому давлению пара), Гкал/час.....	114
Таблица 6-7. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной с паровыми котлоагрегатами.....	115
Таблица 6-8. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии.....	116
Таблица 6-9. Резервы, на всех источниках тепловой энергии.....	118
Таблица 6-10. Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения существующих источников теплоснабжения, на 2012г.....	119
Таблица 7-1. Часовой расход подпиточной воды.....	124
Таблица 7-2. Фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зонах действия филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).....	127
Таблица 7-3. Фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зонах действия ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	130
Таблица 8-1. Топливный режим ТЭЦ.....	133
Таблица 8-2. Баланс основного топлива за 2009-2011 гг.....	133
Таблица 8-3. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.....	134
Таблица 8-4. Баланс основного топлива за 2009-2011 гг.....	135
Таблица 8-5. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.....	135
Таблица 8-6. Фактические расходы основного топлива (отбросного газа) по месяцам за 2010-2012 гг.....	137
Таблица 8-7. Баланс резервного топлива за 2009-2011 гг.....	140
Таблица 8-8. Фактические расходы резервного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.....	140
Таблица 8-9. Фактические расходы резервного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.....	142
Таблица 8-10. Технические требования.....	143

Таблица 8-11. Технические требования мазут М-100.....	143
Таблица 8-12. Данные по поставке основного топлива Филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамской ТЭЦ» (ПТК-1), тыс.нм ³	147
Таблица 8-13. Данные по поставке резервного топлива Филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамской ТЭЦ» (ПТК-1), тн.....	147
Таблица 8-14. Данные по поставке основного топлива ООО «Нижнекамской ТЭЦ», тыс.нм ³	148
Таблица 8-15. Данные по поставке резервного топлива ООО «Нижнекамской ТЭЦ», тн.....	148
Таблица 9-1. База данных по повреждения на магистральных тепловых сетях ОАО «НЧТК».	161
Таблица 9-2. Зона 1 для расчета показателей надежности.....	161
Таблица 9-3. Зона 2 для расчета показателей надежности.....	163
Таблица 9-4. Зона 3 для расчета показателей надежности.....	163
Таблица 9-5. Расчет математического ожидания.....	164
Таблица 10-1. Динамика объема производства ОАО «ТГК-16».....	166
Таблица 10-2. Динамика удельных расходов условного топлива на отпуск продукции.....	166
Таблица 10-3. Структура реализации товарной продукции ОАО «ТГК-16».....	167
Таблица 10-4. Структура сжигаемого топлива в ОАО «ТГК-16» за 2011 год.....	167
Таблица 10-5. Тарифы на электрическую энергию и мощность, поставляемые по регулируемым договорам утв. Приказом ФСТ России 30.12.2010 №498-э/3 утверждены.....	168
Таблица 10-6. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «ТГК-16», осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	169
Таблица 10-7. Бухгалтерский баланс Общества на 31 декабря 2011 года.....	169
Таблица 10-8. Отчет о прибылях и убытках ОАО «ТГК-16».....	170
Таблица 10-9. Показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «ТГК-16».....	171
Таблица 10-10. Сравнительные показатели итогов деятельности по реализации тепловой энергии.....	173
Таблица 10-11. Основные потребители тепловой энергии в паре и горячей воде.....	173
Таблица 10-12. Состав прочих доходов и расходов.....	174
Таблица 10-13. Совокупные расходы ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на охрану окружающей среды в 2011 году.....	175
Таблица 10-14. Бухгалтерский баланс общества.....	175
Таблица 10-15. Отчет о прибылях и убытках общества.....	176
Таблица 10-16. Техничко-экономические показатели ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	176
Таблица 10-17. Техничко-экономические показатели ОАО «ВКуЭХ».....	178
Таблица 10-18. Имущество на балансе ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».....	179
Таблица 10-19. Динамика отпуска и потерь тепловой энергии, присоединенной тепловой нагрузки.....	179
Таблица 10-20. Динамика отпуска и потерь теплоносителя.....	179
Таблица 10-21. Динамика удельных потерь теплоносителя на отпущенную тепловую энергию.....	180
Таблица 10-22. Информация об объеме энергетических ресурсов, использованных Обществом в 2011 году.....	181
Таблица 10-23. Основные финансовые показатели Общества.....	182
Таблица 10-24. Показатели ликвидности и финансовой устойчивости.....	183
Таблица 10-25. Структура капитала.....	184
Таблица 10-26. Техничко-экономические показатели ОАО «НЧТК» на 2012 год.....	184
Таблица 11-1. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «Генерирующая компания».....	186
Таблица 11-2. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	186
Таблица 11-3. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «ТГК-16».....	187
Таблица 11-4. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями населению.....	190
Таблица 11-5. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки для теплосетевых организаций.....	190

Таблица 11-6. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки на 2010 год.....	192
Таблица 11-7. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Татэнергосбыт».....	193
Таблица 11-8. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Таттеплосбыт» населению в 2011-2012 гг.	193
Таблица 11-9. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Татэнергосбыт» в 2010 г., ОАО «Таттеплосбыт» в 2011-2012 гг. потребителям Республики Татарстан.....	194
Таблица 11-10. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 2011 год (план).....	195
Таблица 11-11. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 2011 год (факт).....	196
Таблица 11-12. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 1 полугодие 2012 год (план).....	197
Таблица 11-13. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 1 полугодие 2012 год (факт).....	198
Таблица 11-14. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2010 год (факт).....	200
Таблица 11-15. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2011 год (план).....	201
Таблица 11-16. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2011 год (факт.).....	202
Таблица 11-17. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2012 год (план).....	204
Таблица 11-18. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «Таттеплосбыт» на 2011 год (факт).....	206
Таблица 11-19. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «Таттеплосбыт» на 2012 год (план).....	207
Таблица 11-20. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ТГК-16» на 2012 год (утвержденные).....	210
Таблица 11-21. Структура тарифа на тепловую энергию ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	212
Таблица 11-22. Тарифы на тепловую энергию ООО «Нижнекамская ТЭЦ».....	213

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1-1. Функциональная структура теплоснабжения г. Нижнекамск по состоянию на 01.01.2012г.	16
Рисунок 2-1. Схема расположения источников тепловой энергии.	21
Рисунок 2-2. Распределение мощности источников, работающих на ЦТ на конец 2011 г.	22
Рисунок 2-3. График изменения среднегодовой фактической электрической мощности по сравнению с установленной.	31
Рисунок 2-4. График изменения среднегодовой фактической тепловой мощности по сравнению с установленной.	31
Рисунок 2-5. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки в отопительных сезонах за последние 5 лет.	32
Рисунок 2-6. Динамика изменений установленной и располагаемой электрической мощности ТЭЦ.	46
Рисунок 2-7. Динамика изменений установленной и располагаемой тепловой мощности ТЭЦ.	46
Рисунок 3-1. Расчетная схема тепловых сетей г. Нижнекамск.	59
Рисунок 3-2. Температурный график сетевой воды от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловдам «Город-1», «Город-2», «Город-3», «БСИ» (2011г).	65
Рисунок 3-3. ЦТП с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО и СВ.	79
Рисунок 3-4. ЦТП с насосом смешения на подающем трубопроводе.	79
Рисунок 3-5. ЦТП с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением СО.	80
Рисунок 4-1. Зоны действия источников тепловой энергии.	90
Рисунок 4-2. Зоны действия источника тепловой энергии филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).	91
Рисунок 4-3. Зоны действия источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ».	92
Рисунок 4-4. Зоны действия источника тепловой энергии котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».	93
Рисунок 5-1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.	96
Рисунок 5-2. График теплового потребления.	99
Рисунок 5-3. Потребление тепловой энергии.	100
Рисунок 5-4. Потребление тепла от источников на конец 2011 г.	102
Рисунок 6-1. Зона действия и радиус эффективного теплоснабжения филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).	118
Рисунок 6-2. Зона действия и радиус эффективного теплоснабжения ООО «Нижнекамская ТЭЦ».	119
Рисунок 7-1. Фактическая подпитка тепловой сети в зоне действия ТЭЦ.	125
Рисунок 7-2. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.	128
Рисунок 7-3. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.	128
Рисунок 7-4. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.	128
Рисунок 7-5. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.	129
Рисунок 7-6. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.	131
Рисунок 7-7. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.	131
Рисунок 7-8. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.	131
Рисунок 7-9. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.	132
Рисунок 8-1. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.	136

Рисунок 8-2. Фактические расходы основного топлива за 2010-2012 гг.	136
Рисунок 8-3. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.	137
Рисунок 8-4. Фактические расходы основного топлива за 2010-2012 гг.	138
Рисунок 8-5. Паспорт контроля качества природного газа для Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1)..	145
Рисунок 9-1. Эквивалентированная схема кольцевых тепловых сетей города Нижнекамска. ...	162
Рисунок 10-1. Структура себестоимости по передаче тепловой энергии.	181
Рисунок 10-2. Структура собственного капитала Общества.	184
Рисунок 11-1. Динамика изменения цен на тепловую энергию производимую электростанциями ООО «Нижнекамская ТЭЦ».	187
Рисунок 11-2. Динамика изменения цен на тепловую энергию производимую электростанциями ОАО «ТГК-16».	188
Рисунок 11-3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям Нижнекамского муниципального района.	188
Рисунок 11-4. Динамика изменения цен на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки для теплосетевых организаций г.Нижнекамск.	192
Рисунок 11-5. Структура затрат ОАО «НЧТК» на 2011.	197
Рисунок 11-6. Структура затрат ОАО «ВКуЭХ» на 2011.	204
Рисунок 11-7. Структура затрат ОАО «Татеплосбыт» на 2011.	207
Рисунок 11-8. Структура затрат ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2011.	212
Рисунок 11-9. Структура затрат ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2012.	212
Рисунок 11-10. Подключение объекта к системе теплоснабжения.	215
Рисунок 11-11 Подключение к системе теплоснабжения. Уступка права на использование мощности одного потребителя в пользу другого потребителя, заинтересованного в подключении.	216
Рисунок 11-12. Схема определения тарифа на подключение.	217
Рисунок 11-13. Процедура при наличии платы за подключение.	217
Рисунок 11-14. Процедура при отсутствии платы за подключение.	218

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В существующей планировочной организации города к настоящему времени сложились 3 основные функциональные зоны (З):

1. Селитебная зона, расположенная линейно вдоль р. Кама.
2. Промышленная зона, состоящая из нескольких промышленно-складских районов.
3. Рекреационная зона.

Площадка **селитебной зоны** города имеет строго очерченные границы: с трех сторон площадку города окружает лес и пойменные террасы р. Кама, с юга рост селитебных территорий города ограничен глубокими образами и транспортными коммуникациями, с востока – границей санитарно-защитных зон от узла химических производств. В связи с этим дальнейшее освоение территории под жилую застройку будет осуществляться на территориях в юго-западном и северо-западном направлении от существующих жилых районов. Площадь жилых территорий составляет 1659 га.

Промышленная зона состоит из 3 производственных районов:

- Восточный промышленный район, в котором размещаются основные предприятия Нижнекамского промышленного узла и подсобно-вспомогательные производства.
- Южный промышленный район, в котором размещаются предприятия пищевой промышленности и коммунально-складские предприятия;
- Юго-восточный промышленный район, в котором размещаются предприятия стройиндустрии.

Площадь производственных территорий, территорий инженерных сооружений города составляет 4351 га.

Рекреационная зона включает в себя:

- Зоны объектов отдыха и развлечений, туризма и санаторного лечения, гостиниц и пансионатов различного типа.
- Зоны рекреационные специализированного использования (спортивных сооружений, пляжей, и т.д.)
- Зоны зеленых насаждений общего пользования (парки, и т.д.).
- Зоны лесов и лесопарков.
- Зоны прочих зеленых насаждений.
- Акватории рек и озер.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и передача ее до потребителя. Функциональная структура системы теплоснабжения см. Рисунок 1-1.

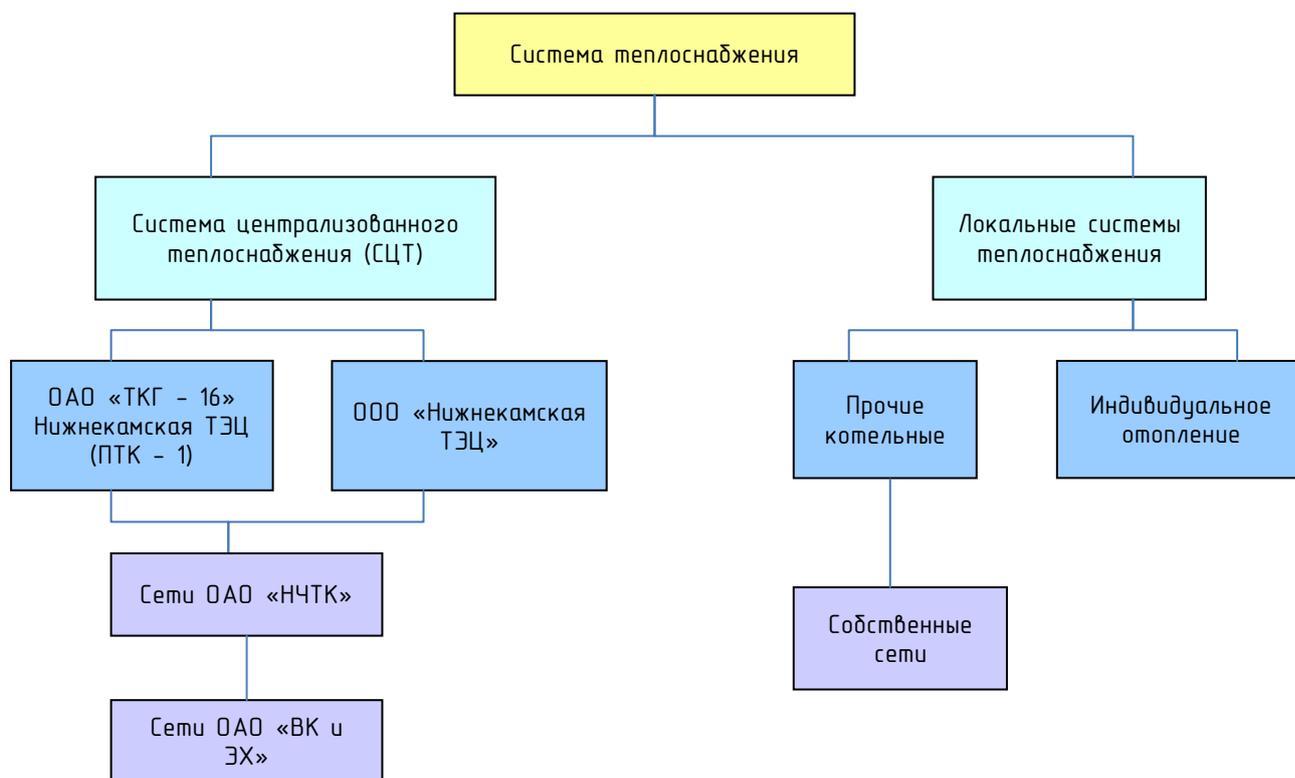


Рисунок 1-1. Функциональная структура теплоснабжения г. Нижнекамск по состоянию на 01.01.2012г.

Базовыми элементами системы теплоснабжения города являются 2 источника тепловой энергии и 2 теплосетевые компании:

1. Источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Общая установленная тепловая мощность составляет 3746 Гкал/ч (располагаемая 3546 Гкал/ч).
2. Источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Общая установленная тепловая мощность составляет 1580 Гкал/ч (располагаемая 1580 Гкал/ч).
3. Эксплуатацию магистральных тепловых сетей осуществляет ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» (ОАО «НЧТК»). Также ОАО «НЧТК» в соответствии с «Правилами эксплуатации электрических станций и сетей» осуществляет ведение тепловых и гидравлических режимов отпуска теплоты в тепловые сети по установленным законам регулирования отпуска теплоты.
4. Эксплуатацию внутриквартальных тепловых сетей и ЦТП осуществляет ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство»

Такая эксплуатационная структура сложилась исторически и отвечает требованиям современных технологических законов управления.

Теплоснабжение города осуществляется по 4 тепловодам: №1, №2, №3, №4.

Тепловод-1 с двумя перекачивающими насосными станциями №1, №2 проложен в длину 20764 м, из них надземная прокладка – 9645 м., подземная – 11119 м. Диаметр надземной прокладки 720 мм.

Тепловод-2 с двумя перекачивающими насосными станциями №3, №5. Протяженность тепловода – 21000 м., из них надземная прокладка – 7602м., подземная – 13398м. Диаметр надземной прокладки – 720 мм.

Тепловод-3 с двумя перекачивающими насосными станциями №6, №7. Протяженность тепловода – 19074 метра, из них надземная прокладка – 11431м., подземная – 7643м. Диаметр надземной прокладки – 1020мм.

Тепловод-4 – БСИ с перекачивающей насосной станцией №4. Протяженность тепловода – 9134 м., из них подземная прокладка – 36 м., надземная прокладка – 9098 м. Диаметр надземной прокладки – 720 мм.

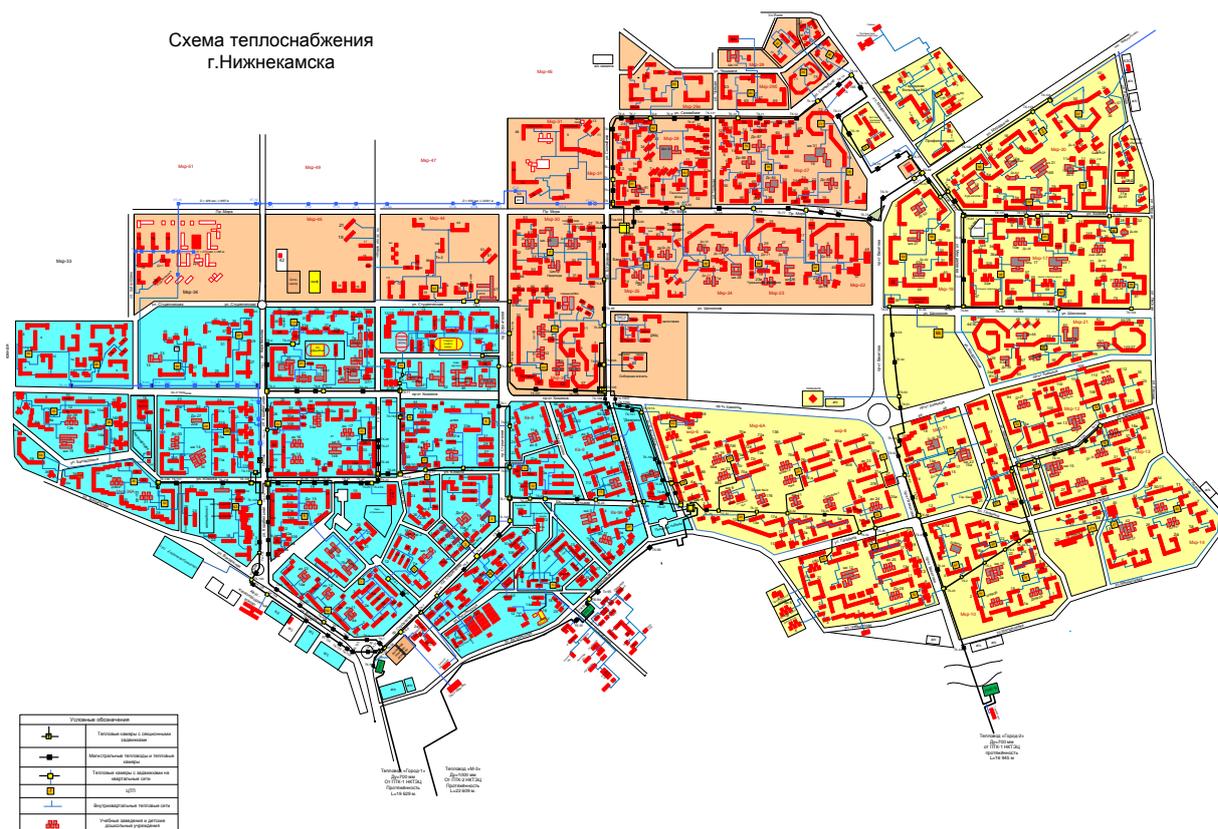


Рисунок 1-2. Схема теплоснабжения г. Нижнекамск.

На источниках тепловой энергии для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла выполнено центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Разработан единый график регулирования для филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», ООО «Нижнекамская ТЭЦ» и для потребителей. В ЦТП поддерживаются требуемые расходы и температура теплоносителя, поступающие в распределительные (внутриквартальные) сети.

Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Для тепловых сетей энергоисточников температурный график 150–70°C со срезкой 135,7°C для отпуска тепла был определен при проектировании системы теплоснабжения. Для обеспечения необходимой температуры потребляемой горячей воды в теплое время отопительного сезона и в межотопительный сезон в интервале температур наружного воздуха от +3°C и выше температура в подающем трубопроводе принята 81°C в дневное время и 70°C в ночное.

В качестве сетки расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята сетка кадастрового деления территории г. Нижнекамск.

При проведении кадастрового зонирования территории города выделяются структурно-территориальные единицы – кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, красных линий, а

также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект.

Кадастровый номер Нижнекамска 1653 (16 – регион, 53 – город) – см.Рисунок 1-3, Рисунок 1-4.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1, где:

- А – номер региона в Российской Федерации (16);
- Б – номер г. Нижнекамск (53);
- В – номер кадастровой зоны (административного района);
- В1 – номер кадастрового квартала;
- : – разделитель частей кадастрового номера.

Сетка кадастрового деления города загружена отдельным слоем в электронную модель системы теплоснабжения г. Нижнекамск.

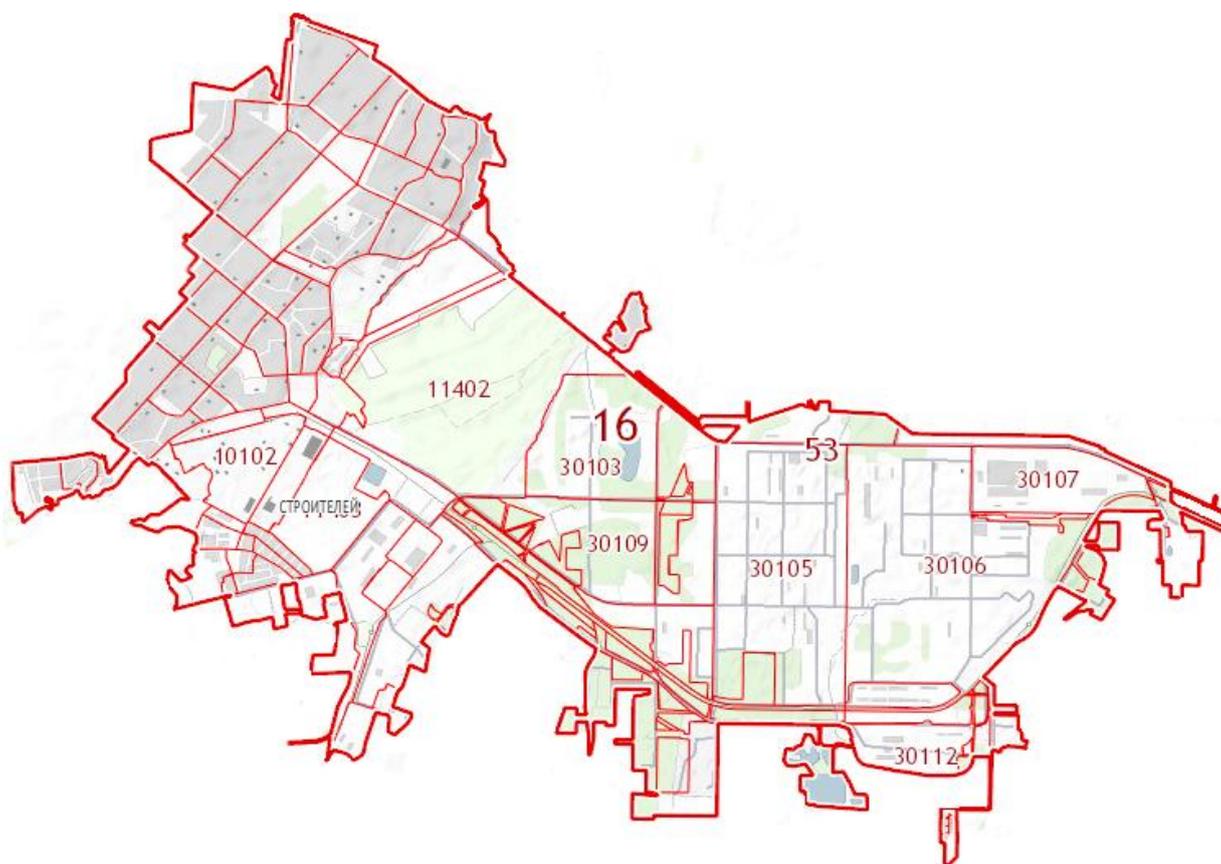


Рисунок 1-3. Кадастровая сетка г. Нижнекамск.

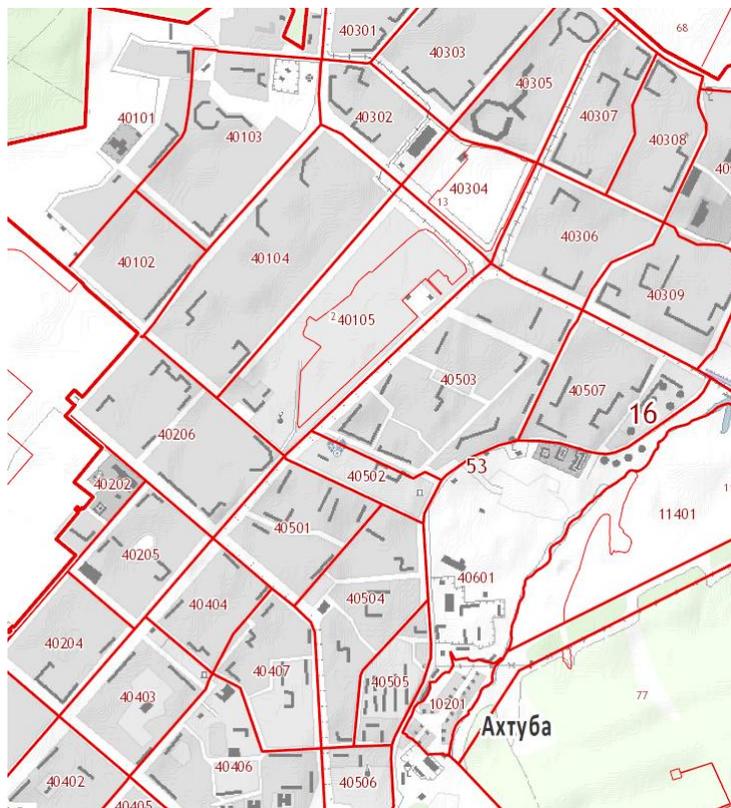


Рисунок 1-4. Элемент кадастровой сетки г. Нижнекамск.

1.2. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Существующая эксплуатационная структура тепловых сетей г.Нижнекамск отвечает требованиям Приказа Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. N 115 п.15 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (4):

15.1.1. При эксплуатации систем теплоснабжения и теплопотребления мощностью 10 Гкал/час и более организуется круглосуточное диспетчерское управление.

15.1.2. Задачами диспетчерского управления являются:

- разработка и ведение заданных режимов работы тепловых энергоустановок и сетей в подразделениях организации;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости систем теплоснабжения и теплопотребления;
- выполнение требований к качеству тепловой энергии;
- обеспечение экономичности работы систем теплоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и потреблении тепловой энергии.»

Так как оборудование системы теплоснабжения (СЦТ) эксплуатируется различными организациями, между ними организованы согласованные действия диспетчерского управления, оформленные распорядительными документами и инструкцией по:

- ведению требуемого режима работы;
- производству переключений, пусков и остановов;
- локализации аварий и восстановление режима работы;
- подготовке к производству ремонтных работ.

Управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведутся с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

1.3. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

По состоянию на 01.01.2012 г. в системе централизованного теплоснабжения города:

- производство тепловой и электрической энергии осуществляют филиал ОАО «ТГК – 16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК – 1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ»;
- ОАО «НЧТК» осуществляет транспорт тепловой энергии по магистральным тепловым сетям;
- ОАО «ВКуЭХ» осуществляет транспорт тепловой энергии по внутриквартальным тепловым сетям до потребителей.

ОАО «Таттеплосбыт» осуществляет деятельность по покупке тепловой энергии у ее производителей, оплате услуг по передаче тепловой энергии от производителей до потребителей по тепловым сетям «ВКуЭХ» и тепловым сетям ОАО «НЧТК».

Филиал ОАО «ТГК – 16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК – 1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» заключает договор на продажу произведенной тепловой энергии на ТЭЦ с ОАО «Таттеплосбыт». Отпущенная с коллекторов ТЭЦ тепловая энергия поступает в тепловые сети, эксплуатируемые ОАО «НЧТК», затем в сети ОАО «ВКуЭХ».

ОАО «НЧТК» заключает с ОАО «Таттеплосбыт» договор на услуги по передаче тепловой энергии до границы раздела с ОАО «ВКуЭХ». ОАО «ВКуЭХ» заключает с ОАО «Таттеплосбыт» договор на услуги по передаче тепловой энергии потребителям. Потребители заключают договор с ОАО «Таттеплосбыт» на покупку тепловой энергии. Оплата за потребленную тепловую энергию от потребителей поступает на счет ОАО «Таттеплосбыт».

Величина отпуска тепловой энергии в горячей воде от теплоисточников для передачи ее потребителям по магистральным (отпуск в сеть ОАО «НЧТК») и внутриквартальным тепловым сетям (отпуск в сеть ОАО «ВКуЭХ») определяется на границах ответственности с теплоисточниками по их приборам учета, за вычетом потерь в сетях теплоисточников, собственных и хозяйственных нужд ТЭЦ и потребителей, подключенных от коллекторов теплоисточников (до узлов учета).

Поставка (транспорт) тепловой энергии от прочих котельных обеспечивается котельными. Потребители, подключенные к тепловым сетям прочих котельных, заключают договор на покупку тепловой энергии с этими котельными.

1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии

Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод» осуществляют теплоснабжение своего предприятия. Установленная тепловая мощность 78 Гкал/час.

1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Нижнекамск отсутствуют.

2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Общее положение

Установленная и располагаемая тепловая и электрическая мощность, обеспечивающая покрытие присоединенных тепловой и электрической нагрузок, формируется по источникам различной принадлежности:

- источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – теплоэлектроцентрали (Филиал ОАО «ТГК – 16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК – 1), ООО «Нижекамская ТЭЦ»);
- котельная ОАО «Нижекамсктехуглерод»;
- котельная БСИ.

Общая установленная тепловая мощность источников города Нижекамск, на конец 2011 года, составила около 5326 Гкал/ч.

Вклады в общую тепловую мощность города групп источников:

1. Филиал ОАО «ТГК – 16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК – 1)– 3746 Гкал/ч установленной тепловой мощности (3546 Гкал/ч располагаемой тепловой мощности);
2. ООО «Нижекамская ТЭЦ» – 1580 Гкал/ч установленной тепловой мощности (1580 Гкал/ч располагаемой тепловой мощности).

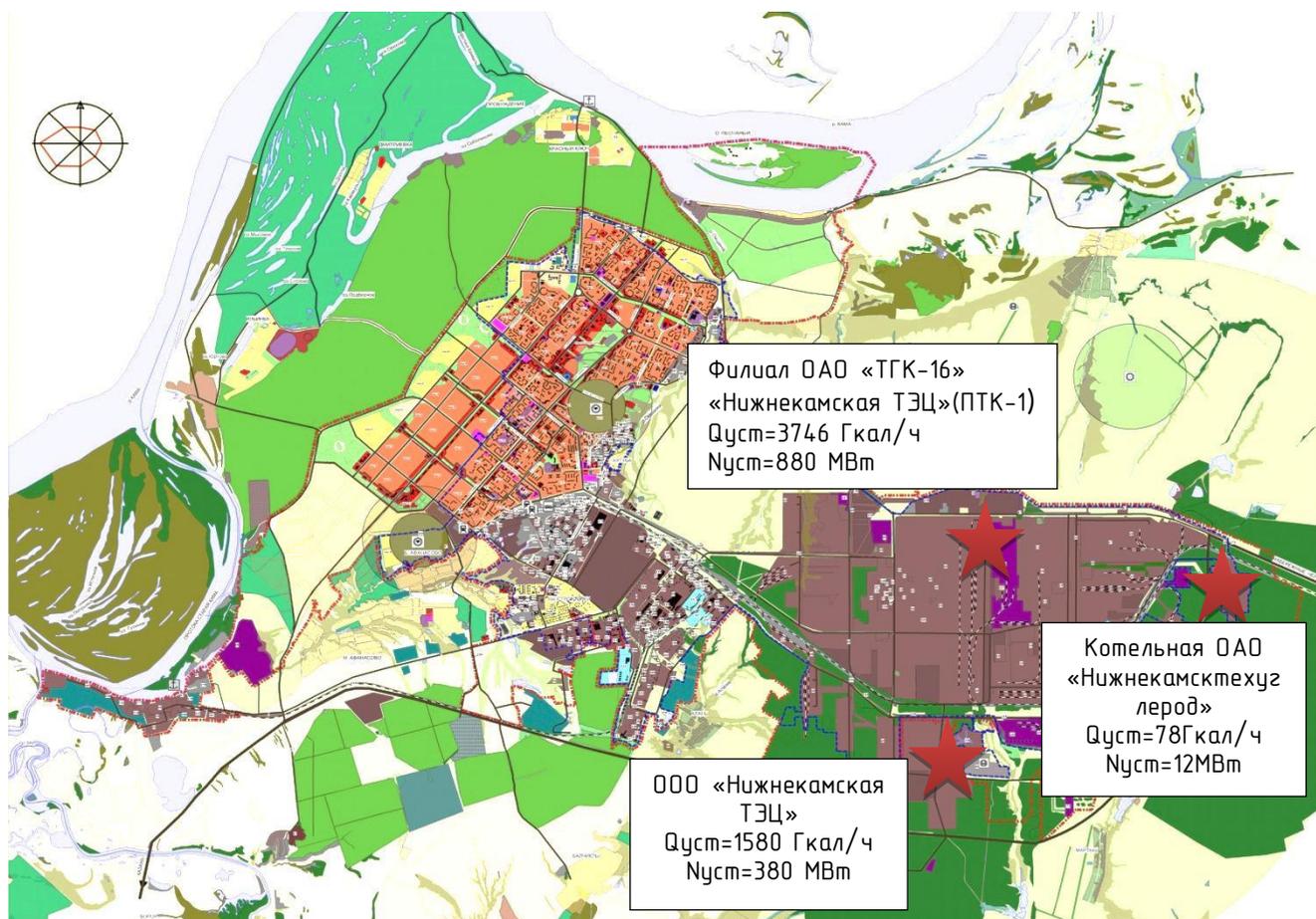


Рисунок 2-1. Схема расположения источников тепловой энергии.

Подключенная тепловая нагрузка системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) по городу Нижекамск, на конец 2011 года, составила около 906,01 Гкал/ч, в том числе:

- Филиал ОАО «ТГК – 16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК – 1) – 595,08 Гкал/ч подключенной тепловой мощности (66% от общей мощности г. Нижекамск);
- ООО «Нижекамская ТЭЦ» – 310,93 Гкал/ч подключенной тепловой мощности (34% от общей мощности г. Нижекамск).

Анализируя установленные мощности и подключенную нагрузку теплоисточников города Нижнекамск в целом можно сделать вывод о том, что процентное соотношение друг к другу установленных и фактически использованных мощностей находится около значений филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – 60%, ООО «Нижнекамская ТЭЦ» – 40%.

Теплоснабжение потребителей города осуществляется от 2 типов энергоисточников:

1. Источник комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, работающий на централизованную систему теплоснабжения.
2. Источник тепловой энергии – котельная с отпуском тепла в виде горячей воды для локальных потребителей.

Для эффективного использования топлива преимущественным представляется тип №1 как базовый элемент теплофикации.

«Основной энергетический эффект теплофикации заключается в замене теплоты, вырабатываемой при раздельной схеме энергоснабжения в котельных, отработавшей теплотой, отведенной из теплосилового цикла электростанции, благодаря чему на ТЭС ликвидируется бесполезный отвод теплоты в окружающую среду» (5)

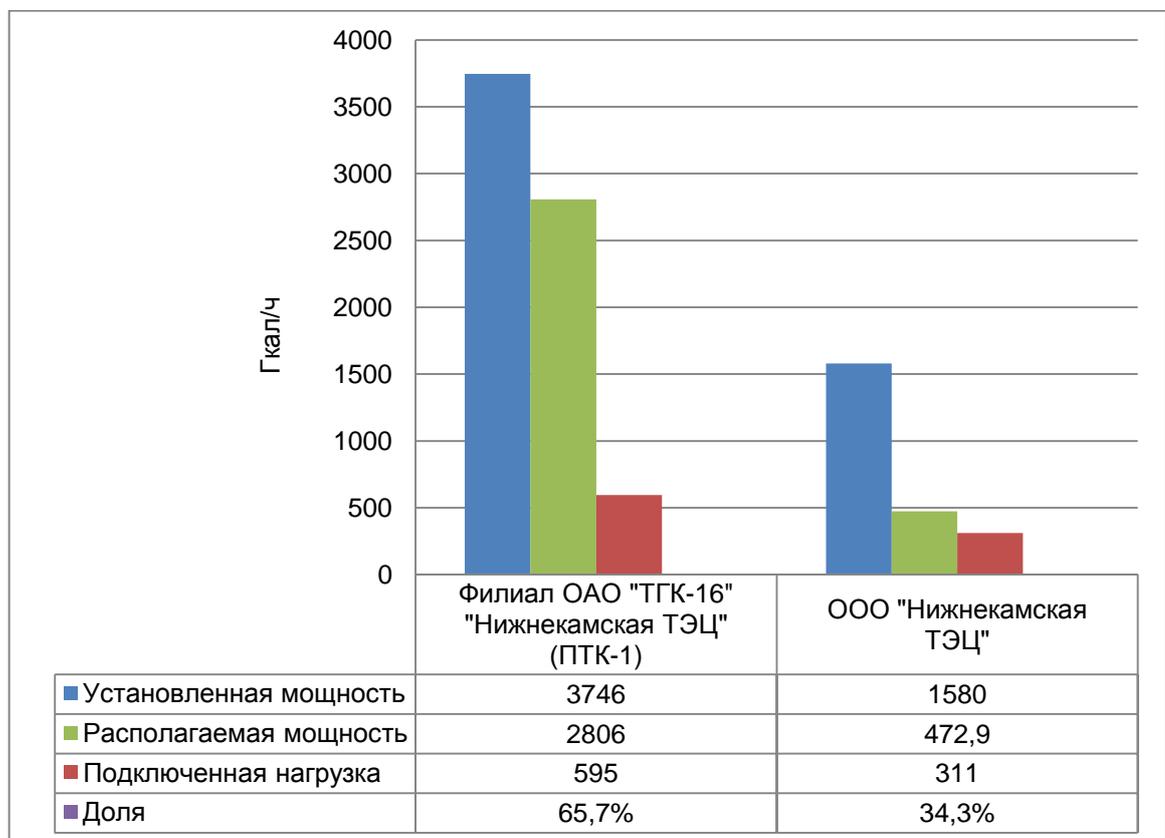


Рисунок 2-2. Распределение мощности источников, работающих на СЦТ на конец 2011 г.

2.2. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

2.2.1. Описание и история создания

Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) проектировалась и строилась как источник тепловой и электрической энергии для Нижнекамского нефтехимического промышленного узла и города Нижнекамска. Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1) одна из ведущих электростанций энергетической отрасли, обеспечивающая электрической и тепловой энергией крупнейшие предприятия нефтехимии, шинной промышленности, стройиндустрии. Станция является звеном единого производственно-хозяйственного комплекса по производству, передаче, распределению электрической и тепловой энергии.

Установленная электрическая мощность филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) составляет 880 МВт, установленная тепловая мощность 3746 Гкал/час.

Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) является крупнейшим предприятием энергетики по отпуску тепла в Республике Татарстан. Тепловая энергия со станции отпускается, как в виде пара с параметрами 14, 30, 140 ата, так и в виде горячей воды. Для покрытия нагрузок по теплофикационной воде на станции функционируют 3 теплофикационные турбины типа Т-100 с бойлерными группами, включающие в себя 2 подогревателя типа ПСГ-2300-2-8 (I и II ступени). Также подогрев сетевой воды происходит на основном бойлере ОБ №1 (ПСВ-500-3-23) и на пиковых бойлерах ПБ №1,2,3,4,5 (ПСВ-315-14-23). Для покрытия пиковых отопительных нагрузок и в качестве резервных источников тепла на территории станции имеются две пиковые котельные. На пиковой котельной №1 установлены два пиковых котла типа ПТВМ-100, на пиковой котельной №2 три котла типа ПТВМ-180.

Выработка электроэнергии филиалом ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) за 2011 г. составила 3 896 562 тыс. кВт час, отпуск тепла – 12 821 308 Гкал. Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1) покрывает тепловые нагрузки кварталов: 1, 2, 3, 5, 6, 7, СО, СЧЗ, 8, 9, ГО; микрорайонов: 6, 8, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 13а, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 37, 36, 36а, 35, 35а; поселка Красный ключ, объектов социально-культурной сферы, предприятий и организаций города, расположенных внутри жилых микрорайонов, промышленных предприятий, находящихся в промышленной зоне: ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Нижнекамскшина», ОАО «Таиф-НК».

Основным топливом для станции служит природный газ, а резервным – мазут. В основном, последние годы ТЭЦ работает на более экономичном, экологически чистом природном газе.

2.2.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Полный состав оборудования см. 00.111-ОМ.01.002 Приложение 1.2.

Установленная и располагаемая (2007-2011 гг.) тепловая и электрическая мощность станции, с выделением установленной и располагаемой тепловой мощности турбоагрегатов, причины снижения располагаемой мощности по сравнению с установленной (консервация оборудования и проч.) приведены в таблицах ниже.

Таблица 2-1. Установленная и располагаемая мощность ТЭЦ.

годы	Установленная электрическая мощность, кВт	Располагаемая электрическая мощность, кВт	Установленная тепловая мощность станции, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность по турбоагрегатам, Гкал/ч
2007	850000	610000	3885	2945
2008	940000	625390	3885	2945
2009	880000	656000	3746	2806
2010	880000	624000	3746	2806
2011	880000	624000	3746	2806

Таблица 2-2. Установленная мощность турбоагрегатов.

Тип и станционный номер агрегата	Мощность агрегата	
	Электрическая, кВт	Тепловая, Гкал/ч
ПТ-60-130/13 ст.№1	0	0
ПТ-60-130/13 ст.№2	60000	139
Р-70/100-130/15 ст. №3	100000	405
ПТ-60-130/13 ст.№4	60000	139
Т-100/120-130-2 ст. №5	105000	160
Р-70/100-130/15 ст. №6	70000	405
Т-100/120-130-2 ст. №7	105000	168
Р-70/100-130/15 ст. №8	100000	405
Р-70/100-130/15 ст. №9	70000	405
Т-100/120-130-3 ст. №10	110000	175
Р-70/100-130/15 ст. №11	100000	405
Итого:	880000	2806

Таблица 2-3. Установленная тепловая мощность пиковых водогрейных котлов филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Вид оборудования	Станц. номер	Год ввода	Тип и марка оборудования	Группа оборудования/код	Температура горячей воды	Тепловая мощность Гкал/час
Котел водогрейный	01	1970	ПТВМ-100	ПВК	150	180
Котел водогрейный	02	1974	ПТВМ-100	ПВК	150	180
Котел водогрейный	03	1976	ПТВМ-180	ПВК	150	180
Котел водогрейный	04	1976	ПТВМ-180	ПВК	150	180
Котел водогрейный	05	1977	ПТВМ-180	ПВК	150	180

2.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Ограничения по выдаче тепловой мощности филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) связаны с графиком потребления тепловой энергии в зависимости от климатических показателей и графиком загрузки.

В соответствии с утвержденными ограничениями принимается оптимальный режим загрузки основного оборудования станции.

2.2.4. Ограничения по отпуску электрической мощности

Малая, по сравнению с проектной, потребность в паре 14 кгс/см², 30 кгс/см² на технологические нужды заводов ОАО «НКНХ», ОАО «НШЗ» является причиной возникновения временных ограничений установленной мощности длительного действия турбоагрегатов ст. №№ 3, 6, 8, 9, 11 обусловленных недостатком тепловых нагрузок.

В связи с низким теплопотреблением в летний период при номинальной электрической мощности турбоагрегатов типа ПТ и Т расчетные расходы пара в конденсаторы значительно выше проектных. В связи с этим, учитывая ограниченную пропускную способность системы циркуляционного водоснабжения, возникают ограничения установленной мощности турбин типа ПТ-60-130/13 ст. №№ 2,4 и Т-100-130 ст. №№ 5, 7, 10 в летний период работы

2.2.5. Собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ

Для обеспечения собственных нужд ТЭЦ в тепловой схеме предусмотрены следующие основные магистрали:

- общестанционные магистрали пара соединяющие все блоки для обеспечения пусковых нужд блоков, подачи пара на уплотнения турбин при пуске;
- общестанционная магистраль для подачи пара на прочие станционные нужды (мазутное хозяйство, ХВО, паровые спутники и т.д.);
- магистрали нормального и аварийного добавка обессоленной воды в цикл блока из баков запаса конденсата;
- магистраль подачи грязного конденсата из дренажных баков в бак грязного конденсата;
- промывочные магистрали, предназначенные для проведения предпусковых и технологических водных и кислотных промывок котла.

Дополнительно тепловая энергия на ТЭЦ расходуется на отопление, вентиляцию и хозяйственно-бытовые нужды основных и вспомогательных зданий и сооружений станции.

Таблица 2-4. Расход тепловой энергии на собственные нужды и тепловая мощность нетто.

Годы	Произведено тепловой энергии за год, всего, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные производственные нужды, Гкал	Тепловая энергия нетто, Гкал
2009 г.	9230144	6180	9223964
2010 г.	10945948	3219	10942729
2011 г.	12821308	3266	12818042

Таблица 2-5. Расход электрической энергии на собственные нужды и электрическая энергия нетто.

Годы	Произведено электрической энергии за год, всего, тыс. кВт*ч	Расход электрической энергии на собственные производственные нужды, тыс.кВтч		Электрическая энергия нетто, тыс. кВтч
		По электростанции		
		На выработку электроэнергии	На отпуск теплоэнергии	
2009 г.	2957750	137605	212989	2607156
2010 г.	3418276	151550	241970	3024756
2011 г.	3896561	165660	276975	3453926

2.2.6. Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Тепловая схема ТЭЦ является одной из основных схем электростанции и определяет ее уровень технического совершенства и тепловую экономичность. Схема дает представление о типе и принципе действия электростанции, характеризует сущность основного технологического процесса преобразования потенциальной энергии пара в тепловую и электрическую энергию на паросиловых установках (6).

Тепловая схема (см. 00.111-ОМ.01.01.002 Приложение 1.1. Рисунок 1-1) обеспечивает возможность пуска блоков на скользких параметрах с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков-заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска.

Тепловая схема ТЭЦ предусматривает наличие редуциционно-охладительных установок (РОУ) для резервирования подачи пара на производство и собственных нужд с производительностью и параметрами пара равными отбору самой крупной турбины ТЭЦ. Схема обеспечивает поддержание этих РОУ в состоянии горячего резерва.

Главные паропроводы объединены систему не блочно-го типа с одной секционированной распределительной магистралью.

От котлоагрегатов ст.№№1...16 свежий пар поступает в магистральный паропровод 140 ата (поперечная связь), состоящий из 7 секций. Далее из магистрального паропровода пар направляется на турбоагрегаты ст.№№1...11. Часть свежего пара 140 ата направляется потребителю (ОАО «Нижнекамскнефтехим»).

Паропроводы от котлоагрегатов к коллекторам 140 ата имеют ответвления к расщепочному коллектору: от котлов ст.№№1...11 – к расщепочным РОУ 140/14 №1,2, от котлов ст.№№12...16 – к расщепочным РОУ 140/14 №№3,4.

Магистральные паропроводы 30 ата выполнены в 2 нитки, связывая оборудование I-II и III очереди (поперечная связь). От паропроводов 30 ата пар направляется потребителям (ОАО «Нижнекамскнефтехим» и ОАО «Нижнекамскшина»). По пару 30 ата есть связь с паропроводами 30 ата №1,2 ГТУ-75 и с ООО «Нижнекамская ТЭЦ». На паропровод 30 ата работают пять РОУ 54/30, а также три БРОУ 140/30 (резервирование).

Паропроводы 14 ата выполнены в 4 нитки, связывая оборудование I-II и III очереди (поперечная связь). На эти паропроводы работают турбоагрегаты ст.№№2,4 типа ПТ-60/75-130/13, ст.№6,9 типа Р-70/100-130/15 и ст.№№3,8,11 типа Р-100-130/15. На указанные паропроводы подключены БРОУ 140/14 ст.№№1,2,4. Туда же сбрасывается пар с расщепочных РОУ-1,2,3,4. От паропроводов 14 ата пар идет внешним потребителям, а также:

- на пиковые бойлера ПБ-1,2,3,4,5 на пиковый бойлер шинного завода ПБШЗ;
- на собственные нужды (ДВД, на мазутное хозяйство через РОУ 16/10 ата, на калориферы котлов через РОУ 13/6, на паровые эжектора и т.д.).

Схемой заложена возможность дросселирования пара 14 ата через РОУ 13/1,2 (3 шт.) для резервирования пара 1,2 ата на собственные нужды.

Пар с теплофикационных отборов (1,2 ата) турбин ст.№№2,4 идет на основной коллектор греющего пара 1,2 ата. В коллектор 1,2 ата пар поступает от РОУ 13/1,2, с расширителей дренажей высокого давления (РДВД №1-5), расширителей непрерывной продувки котлов II ступени и с линии выпара ДВД. С коллектора 1,2 ата пар отводится на основные бойлера ОБ-1 к деаэраторам низкого давления (ДНД), подогревателям химводосолённой воды, подогревателям сырой воды, к подогревателям и деаэраторам подпитки теплосети.

Пар с нижних теплофикационных отборов турбин ст.№№5,7,10 направляется в соответствующие бойлерные установки на бойлера первой ступени ПСГ-1. Существует возможность направлять пар с указанных турбин в коллектор пара 1,2 ата (с пятого отбора). С верхних теплофикационных отборов турбин ст.№№5,7,10 пар 2,5 ата направляется в соответствующие бойлерные установки на бойлера второй ступени ПСГ-2.

Схема выдачи тепловой мощности станции позволяет подавать сетевую воду помимо водогрейных котлов и насосов третьего подъема.

Система циркуляционного водоснабжения.

Для охлаждения циркуляционной воды установлены 4 градирни общей охлаждающей поверхностью 6400 м² (4 шт. F=1600 м² каждая).

Тепловая сеть.

Подача теплоносителя осуществляется по теплопроводам:

- теплопровод Г-1 Ду 800 на город;
- теплопровод Г-2 Ду 800 на город;
- теплопровод №1 Ду 800 на ОАО «Нижнекамскнефтехим»;
- теплопровод №2 Ду 500 на ОАО «Нижнекамскнефтехим»;
- теплопровод Ду 700 на ОАО «Нижнекамскнефтехим» (завод «Этилен»);
- теплопровод Ду 800 на ОАО «Нижнекамскшина» (шинный завод №1);
- теплопровод Ду 800 на ОАО «Нижнекамскшина» (шинный завод №2);
- теплопровод Ду 600 на БСИ;
- теплопровод Ду 500 на с/х «Нефтехимик».

Общая пропускная способность теплопроводов станции составляет 1345 Гкал/ч.

Таблица 2-6. Отпуск тепловой энергии потребителям.

№ п.п.	Наименование потребителей	Пропускная способность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Максимально-часовой отпуск тепла	
				Гкал/ч	т/ч
1	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	414	71,5	71,5	2200
2	ОАО «Нижнекамскшина»	370	200	200	2500
3	Город	561	427,49	427,49	5343,78
3.1	НкТЭЦ ПТК-1 Город-1	204	392,60	392,60	4907,80
3.2	НкТЭЦ ПТК-1 Город-2	180			
3.3	База Стройиндустрии (БСИ)	177	34,89	34,89	435,98
	Итого по НкТЭЦ ПТК-1:	1345	698,99	698,99	10 043,78

2.2.7. Электрическая схема

Генераторы ТГ-1...ТГ-8 питают через повышающие трансформаторы 1Т, 2Т, 4Т 110/6 кВ мощностью 80 МВА и 3Т, 5Т...8Т 110/10 кВ мощностью 125 МВА шины ЗРУ-110 кВ, выполненные по схеме двойной секционированной системы сборных шин с обходной. Питание обходной системы шин осуществляется через обходной выключатель. ЗРУ-110 кВ состоит из четырех секций шин, соединенных секционными и шиносоединительными выключателями. Генераторы ТГ-9...ТГ-11 работают в блоке с повышающими трансформаторами 9Т...11Т 110/10 кВ мощностью по 125 МВА. От систем шин 110 кВ отходят высоковольтные линии ВЛ-110 кВ.

2.2.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий.

В настоящее время филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) отпускает тепло с горячей водой по двум температурным графикам:

- по тепловодам Город-1, Город-2, БСИ 150/70 °С (со срезкой на 135,7/65,2 °С);
- по тепловодам на промышленные предприятия 150/70 °С (со срезкой на 135,2 /65,2 °С).

На данный момент способ регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ – качественно-количественный.

Введение срезки обусловлено следующими факторами:

1. Низкой энергетической эффективностью использования тепла пиковых водогрейных котлов.

2. Превышением подключенных договорных нагрузок потребителей над располагаемой тепловой мощностью в режиме когенерации.

3. Системы отопления большинства домов присоединены к тепловым сетям фактически напрямую и работают по температурному графику источника.

Помимо верхней «срезки» температурный график имеет нижнюю «срезку» (температурную полку) на уровне 70°С для обеспечения подогрева горячей воды. В период работы систем теплоснабжения на нижней «срезке» происходит перегрев (перетоп) потребителей, подключенных через элеваторы. В период работы систем теплоснабжения на верхней «срезке» происходит недогрев (недотоп) потребителей/ подключенных через элеваторы.

Таким образом, на данный момент от ТЭЦ в тепловые сети теплоноситель с температурой выше 135°С не поступает. В этих условиях подача требуемого количества тепловой энергии потребителям возможна лишь за счет увеличения объемов циркуляции теплоносителя, увеличения поверхностей нагрева теплообменных аппаратов и нагревательных приборов у потребителей.

В настоящее время большинство потребителей оборудованы узлами погодного регулирования с насосами смешения. Потребители, подключенные по схемам с насосами смешения, оборудованные средствами автоматизации и с достаточной поверхностью нагрева, недостатка в тепле не испытывают. Недостаток качества (температуры) теплоносителя компенсируется его количеством.

2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования по тепловой нагрузке

Таблица 2-7. Установленная мощность филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и среднегодовая по итогам трёх истекших лет (2007-2009гг.)

№ п.п.	Показатель	Установленная мощность	Годы (факт)		
			2007 г.	2008 г.	2009 г.
1	Электрическая мощность, МВт	880	405,0	373,6	337,6
2	Тепловая мощность, Гкал/ч	3 746	1208,4	1149,1	1053,7

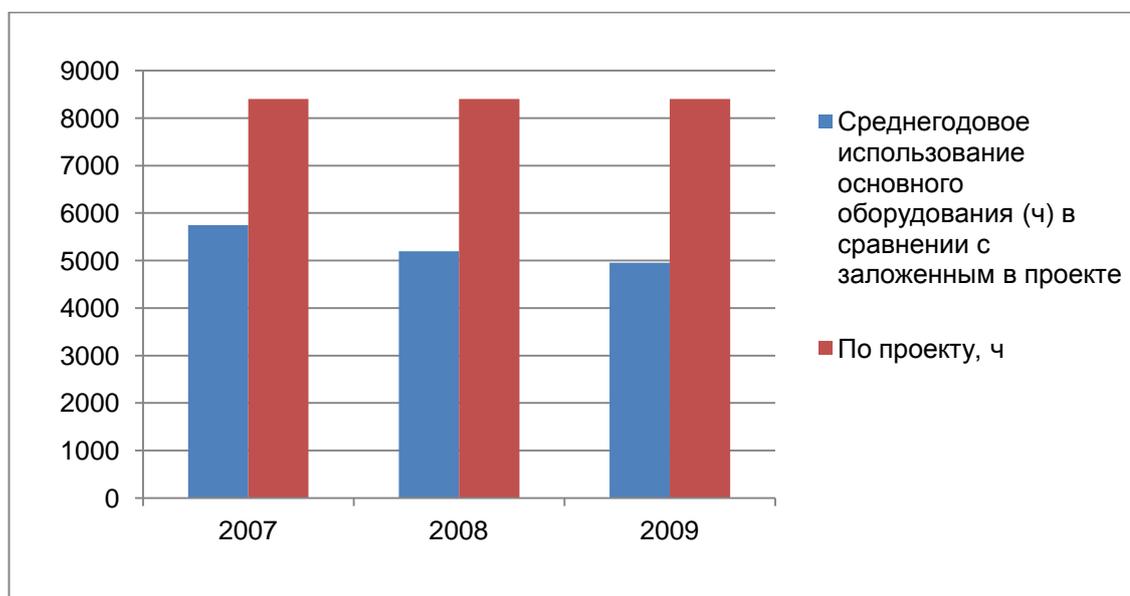


Таблица 2-8. Среднегодовое использование основного оборудования (ч) филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) в сравнении с заложенным в проекте.

По диаграмме видно, что наибольшее значение годового использования основного оборудования (ч) соответствует 2007 г.

Таблица 2-9. Годовое использование основного оборудования (ч) в сравнении с заложенным в проекте.

№ п.п.	Наименование основного оборудования	По проекту, ч	Факт (ч)		
			2007 г.	2008 г.	2009 г.
Энергетические котлы					
1	ТГМ-84 ст.№1*	8400	0	0	0
2	ТГМ-84А ст.№2*	8400	0	0	0
3	ТГМ-84А ст.№3	8400	7427	6910	5462
4	ТГМ-84А ст.№4	8400	8242	7298	6857
5	ТГМ-84А ст.№5	8400	7265	6031	6536
6	ТГМ-84Б ст.№6	8400	6268	7016	7210
7	ТГМ-84Б ст.№7*	8400	0	0	0
8	ТГМ-84Б ст.№8	8400	6618	4494	6935
9	ТГМ-84Б ст.№9	8400	6164	5734	4880
10	ТГМ-84Б ст.№10	8400	3948	3004	2592
11	ТГМ-84Б ст.№11	8400	5644	6222	2178
12	ТГМ-96Б ст.№12	8400	1479	3877	3775
13	ТГМ-96Б ст.№13	8400	5057	2085	3117
14	ТГМ-96Б ст.№14	8400	3986	6145	3318
15	ТГМ-96Б ст.№15	8400	5027	4019	7237
16	ТГМ-96Б ст.№16	8400	6490	7123	5989
Турбины					

№ п.п.	Наименование основного оборудования	По проекту, ч	Факт (ч)		
			2007 г.	2008 г.	2009 г.
17	ПТ-60/75-130/13 ст.№1**	8400	0	0	0
18	ПТ-60/75-130/13 ст.№2	8400	5654	4192	4337
19	Р-100-130/15 ст.№3	8400	7790	7401	6791
20	ПТ-60/75-130/13 ст.№4	8400	3754	4995	4729
21	Т-105/120-130-2 ст.№5	8400	5915	6962	7163
22	Р-70/100-130/15 ст.№6***	8400	0	0	0
23	Т-105/120-130-2 ст.№7	8400	6554	3407	5621
24	Р-100-130/15 ст.№8	8400	4573	4324	1351
25	Р-70/100-130/15 ст.№9	8400	0	1272	3050
26	Т-110/120-130-3 ст.№10	8400	5372	4994	3011
27	Р-100-130/15 ст.№11	8400	7514	6751	6879

*Котлы ст.№№1,2,7 находились в консервации до 01.01.2009 г., с 01.01.2009 г. – в резерве.

**Турбина ст.№1 выведена из эксплуатации.

***Турбина ст.№6 находилась в консервации до 01.01.2009 года, с 01.01.2009 года – в резерве.

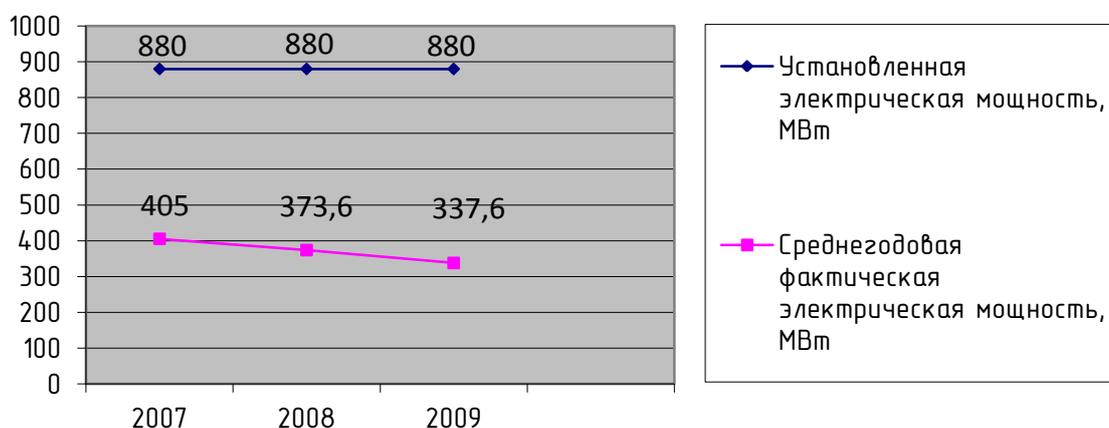


Рисунок 2-3. График изменения среднегодовой фактической электрической мощности по сравнению с установленной.

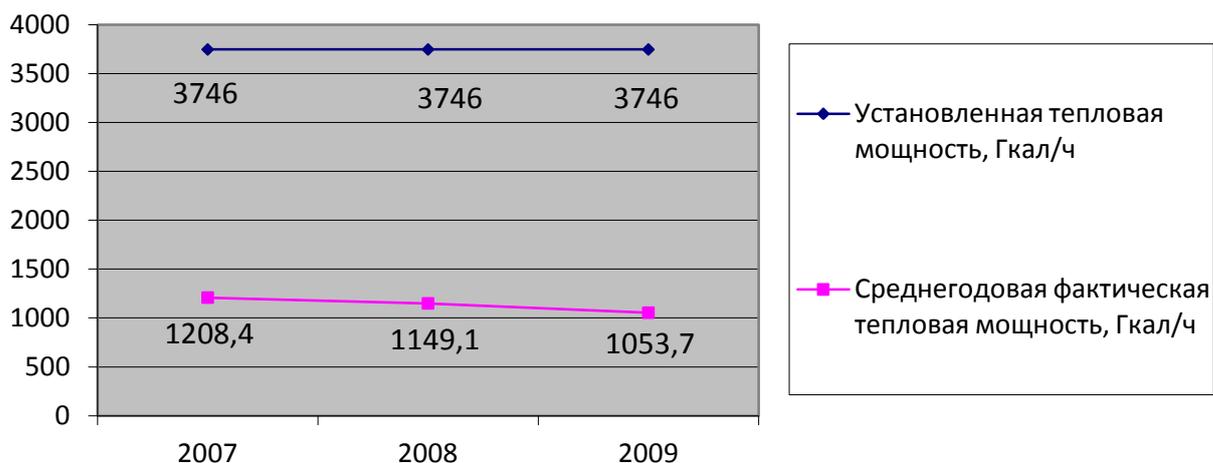


Рисунок 2-4. График изменения среднегодовой фактической тепловой мощности по сравнению с установленной.

По графикам видно, что коэффициент использования установленной электрической мощности уменьшился с 46% в 2007 г. до 38,4% в 2009 г.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности уменьшился с 32,3% в 2007г. до 28,1% в 2009 г.

Таблица 2-10. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки каждой станции в отопительных сезонах за последние пять лет, включая 2011/2012 гг. и температуры наружного воздуха при максимумах тепловой нагрузки.

	Год				
	2008	2009	2010	2011	2012
Тепловая нагрузка $Q_{отп}$, Гкал/ч	1510	1614	1871	2006	2171
Температура наружного воздуха при максимумах тепловой нагрузки, °С	-8,8	-27,3	-23,3	-18,6	-29,2

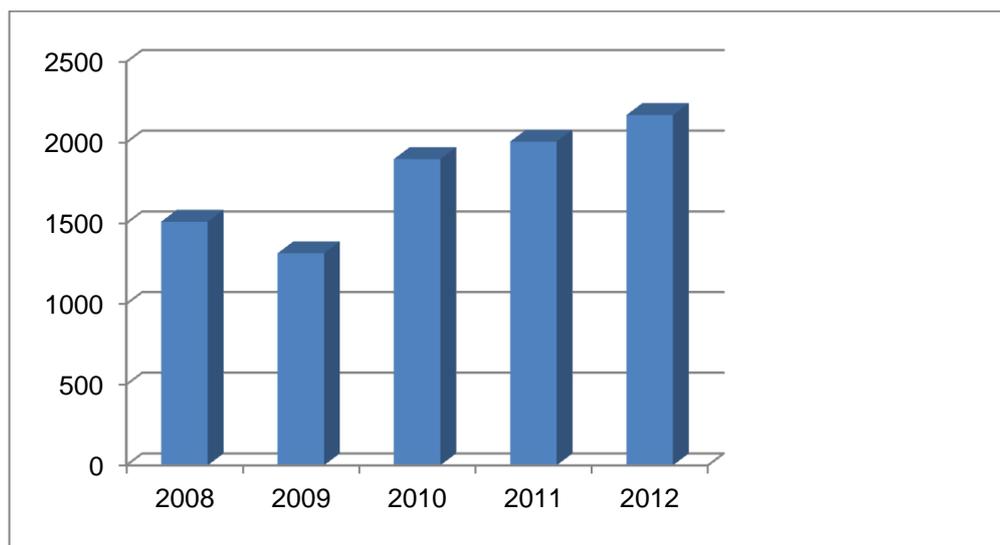


Рисунок 2-5. Достигнутые максимумы тепловой нагрузки в отопительных сезонах за последние 5 лет.

Климат за рассмотренный период характеризуется достаточной стабильностью температур наружного воздуха. Значительных отклонений по сравнению с расчетными по СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» (8) не наблюдалось.

2.2.10. Способы учета энергоресурсов

Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) оборудован комплексом технических средств измерений, позволяющих учитывать потоки основных энергоресурсов для коммерческого и технологического учета в полном объеме.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии (АСКУТЭ). В состав комплекса программно-технических средств АСКУТЭ входят:

1. Измерительные системы учета тепловой энергии реализованные на базе измерительных комплексов, которые состоят из отдельных узлов учета, обеспечивающих сбор, накопление, хранение и передачу параметров энергоносителей пользователям, и включают в себя:
 - по одному тепловычислителю на каждом сетевом выводе и линии подпиточной воды;
 - по одному двухлучевому ультразвуковому или электромагнитному расходомеру на каждом прямом, обратном и подпиточном трубопроводах;

- по одному преобразователю давления и температуры на всех трубопроводах;
 - системный компьютер (сервер АСКУТЭ ТЭЦ), специализированное программное обеспечение (ПО), которое позволяет периодически считывать из тепловычислителей и хранить параметры энергоносителей, рассылать параметры (данные) ХВ на периферийные тепловычислители, обеспечивать доступ пользователей к часовым и суточным архивам, а также передачу параметров на верхний уровень
 - компьютер ПТО с установленным ПО;
 - линии связи, обеспечивающие передачу данных из тепловычислителей на сервер по интерфейсу RS-485.
2. Корпоративная система передачи данных, объединяющая существующие линии связи.
 3. Центр сбора обработки информации (ЦСОИ), состоящий из сервера АСКУТЭ корпоративного уровня.

Таблица 2-11. Перечень приборов учета тепловой энергии АСКУТ.

Тип прибора	Наименование точки учета	Место установки
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата №1	ТП Х/К – 1
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата №1	- « -
Силикон 3-6-2	Давление пара 14 ата №1	-«-
ТСП-100	Температура пара14ата №1	-«-
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата № 2	ТП Х/К – 1
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата № 2	-«-
Метран-150	Давление пара 14 ата № 2	-«-
ТСП-100П	Температура пара14ата № 2	-«-
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата №3	ТП Х/К-1
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата №3	-«-
Метран-150	Давление пара 14 ата № 3	-«-
ТСП-100П	Температура пара14ата № 3	-«-
ВЕГА DIF-35	Расход пара пара 14 ата №4	ТП Х/К-1
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата №4	- « -
Метран-150	Давление пара 14 ата № 4	-«-
ТСП-100П	Температура пара14ата № 4	-«-
Метран-150	Расход конденсата с х/к №1	ТП Х/К – 1

Метран-150 (подшкальник)	Расход конденсата с х/к №1	-«-
Метран-150	Давление конденсата с х/к № 1	-«-
ТСП-100П	Температура кон-та с х/к №1	- « -
Метран-150	Расход конденсата с х/к №2	ТП Х/К – 1
Метран-150 (подшкальник)	Расход конденсата с х/к №2	- « -
Метран-150	Давление конденсата с х/к № 2	- « -
ТСП-100П	Температура кон-та с х/к № 2	- « -
Метран-150 СД	Расход прямой сетевой воды с ХК № 1	ТП Х/К – 1
Метран-150 СД (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды с ХК № 1	- « -
Метран-150 СД	Давление прямой сетевой воды с ХК № 1	- « -
ТСПВ-100П	Температура прямой сетевой воды с ХК № 1	- « -
Метран-150	Расход прямой сетевой воды с ХК № 2	ТП Х/К – 1
Метран-150 (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды с ХК № 2	- « -
Метран-150 СД	Давление прямой сетевой воды с ХК № 2	- « -
ТСПВ-100П	Температура прямой сетевой воды с ХК № 2	- « -
Метран-150 СД	Расход обратной сетевой воды с ХК № 2	ТП Х/К – 1
Метран-150 СД подшкальник)	Расход обратной сетевой воды с ХК № 2	- « -
Метран-150 СД	Давление обратной сетевой воды с ХК № 2	- « -
ТСПВ-100П	Температура обратной сетевой воды с ХК № 2	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход прямой сетевой воды город № 1	ТП Х/К-1
Метран-100-ДД (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды город № 1	- « -
Метран-100ДИ	Давление прямой сетевой воды город № 1	- « -
ТСП-100П	Температура прямой сетевой воды город № 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход прямой сетевой воды город № 2	ТП Х/К – 1
Метран-150СД (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды город № 2	- « -
Метран-100ДИ	Давление прямой сетевой воды город № 2	- « -
ТСП – 100П	Температура прямой сетевой воды город № 2	- « -

ВЕГА DIF-35	Расход обратной сетевой воды город № 1	ТП Х/К – 1
Метран-100-ДД (подшкальник)	Расход обратной сетевой воды город № 1	- « -
Метран-100ДИ	Давление обратной сетевой воды город № 1	- « -
ТСП-100П	Температура обратной сетевой воды город № 1	ТП Х/К – 1
ВЕГА DIF-35	Расход обратной сетевой воды город № 2	- « -
Метран-100-ДД (подшкальник)	Расход обратной сетевой воды город № 2	- « -
Метран-100ДИ	Давление обратной сетевой воды город № 2	- « -
ТСП-100П	Температура обратной сетевой воды город № 2	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата № 1	ТП Х/К № 2
Метран-150 (подшкальник)	Расход пара 14 ата № 1	- « -
Sitrans	Давление пара 14 ата № 1	- « -
ТСП-100П	Температура пара14ата № 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата № 2	ТП Х/К № 2
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата № 2	- « -
Метран-150	Давление пара 14 ата № 2	- « -
ТСП-100П	Температура пара14 ата № 2	- « -
ВЕГА DIF-65	Расход пара 14 ата № 3	ТП Х/К № 2
ВЕГА DIF-65 (подшкальник)	Расход пара 14 ата №3	- « -
ВЕГА BAR-52	Давление пара 14 ата № 3	- « -
ТСПВ-100П	Температура пара14ата № 3	- « -
ВЕГА DIF-65	Расход пара 14 ата № 4	ТП Х/К № 2
ВЕГА DIF-65 (подшкальник)	Расход пара 14 ата № 4	- « -
ВЕГА BAR-52	Давление пара 14 ата № 4	- « -
ТСПВ-100П	Температура пара14ата № 4	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 30 ата № 1	ТП Х/К № 2 имеется
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 30 ата № 1	-«-
Метран 100 ДИ	Давление пара 30 ата № 1	-«-

ТСП-100П	Температура пара 30 ата № 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 30 ата № 2	ТП Х/К № 2
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 30 ата № 2	ТП Х/К № 2
Метран 100 ДИ	Давление пара 30 ата № 2	-«-»
ТСП-100П	Температура пара 30 ата № 2	- « -
Метран-100-ДД	Расход ХОВ ТАИФ завод бензинов	ТП Х/К № 2
Метран-100-ДИ	Давление ХОВ ТАИФ завод бензинов	-«-»
ТСП-100П	Температура ХОВ ТАИФ завод бензинов	-«-»
Метран-150 СД	Расход обратной сетевой воды с ХК № 1	ТП Х/К № 2
Метран-150 СД (подшкальник)	Расход обратной сетевой воды с ХК № 1	-«-»
Метран-150 СД	Давление обратной сетевой воды с ХК № 1	-«-»
ТСПВ-100П	Температура обратной сетевой воды с ХК № 1	- « -
ЗОНД-10-ДД-З	Расход ХОВ этилен №1	ТП « Этилен»
Метран-150 СД (подшкальник)	Расход ХОВ этилен №1	-«-»
Метран-150 СД	Давление ХОВ этилен №1	- « -
ТСП-100П	Температура ХОВ этилен №1	- « -
ЗОНД-10-ДД-З	Расход ХОВ этилен №2	ТП « Этилен»
Метран-100-ДД (подшкальник)	Расход ХОВ этилен №2	- « -
Метран-150 СД	Давление ХОВ этилен №2	- « -
ТСП-100П	Температура ХОВ этилен №2	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 30 ата № 1	ТП « Этилен»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 30 ата № 1	- « -
Метран-150 СД	Давление пара 30 ата № 1	- « -
ТСП-100П	Температура пара 30 ата № 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 30 ата № 2	ТП « Этилен»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 30 ата № 2	- « -
Метран-150 СД	Давление пара 30 ата № 2	- « -

ТСП-100П	Температура пара 30 ата № 2	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата № 3	ТП «Этилен»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата № 3	- « -
Силикон 3-6-2	Давление пара 14 ата № 3	- « -
ТСП-100П	Температура пара 14 ата № 3	-«-
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата № 4	ТП «Этилен»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата № 4	-«-
Силикон 3-6-2	Давление пара 14 ата № 4	- « -
ТСП-100П	Температура пара 14 ата № 4	-«-
ВЕГА DIF-35	Расход пара 130 ата	ТП «Этилен»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход пара 130 ата	-« -
Метран-100ДИ	Давление пара 130 ата	-« -
ТХА	Температура пара 130 ата	-«-
ВЕГА DIF-35	Расход пара 130ата на ДБО - 1	ТП «Этилен»
Метран -100ДД (подшкальник)	Расход пара 130ата на ДБО - 1	- « -
Метран-100ДИ	Давление пара 130ат на ДБО-1	- « -
ТХА	Температура пара 130ата на ДБО - 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 130ата на ДБО-2	ТП «Этилен»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход пара 130ата на ДБО-2	-«-
Rosemount	Давление пара 130ат на ДБО-2	- « -
ТХА	Температура пара 130ата на ДБО-2	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход прямой сетевой воды	ТП «Этилен»
Метран-150 СД (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды	- « -
Метран-100ДИ	Давление прямой сетевой воды	- « -
ТСП-100П	Температура прямой сетевой воды	- « -
Метран-100ДД	Расход обратной сетевой воды	ТП «Этилен»
Метран-100-ДД (подшкальник)	Расход обратной сетевой воды	- « -

Метран-100ДИ	Давление обратной сетевой воды	ТП «Этилен»
ТСП-100П	Температура обратной сетевой воды	- « -
Метран-150СД	Расход прямой сетевой воды на БСИ	ТП « БСИ»
Метран-150 СД (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды на БСИ	-«-
Метран-100ДИ	Давление прямой сетевой воды на БСИ	-«-
ТСП-100П	Температура прямой сетевой воды на БСИ	-«-
Метран – 100ДД	Расход обратной сетевой воды на БСИ	ТП « БСИ»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход обратной сетевой воды на БСИ	-«-
Метран – 100ДИ	Давление обратной сетевой воды на БСИ	- « -
ТСП-100П	Температура обратной сетевой воды на БСИ	- « -
Метран-100ДД	Расход прямой сетевой воды совхоз НХК	ТП « БСИ»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход прямой сетевой воды совхоз НХК	- « -
Метран-100ДИ	Давление прямой сетевой воды совхоз НХК	- « -
ТСП-100П	Температура прямой сетевой воды совхоз НХК	- « -
Метран-100ДД	Расход обратной сетевой воды совхоз НХК	ТП « БСИ»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход обратной сетевой воды совхоз НХК	- « -
Метран-100ДИ	Давление обратной сетевой воды совхоз НХК	- « -
ТСП-100П	Температура обратной сетевой воды совхоз НХК	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 30 ата № 1	ТП «ШЗ»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 30 ата № 1	- « -
Метран-150СД	Давление пара 30 ата № 1	- « -
ТСП-100П	Температура пара 30 ата № 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 30 ата № 2	ТП «ШЗ»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 30 ата № 2	- « -
Метран-150СД	Давление пара 30 ата № 2	- « -
ТСП-100П	Температура пара 30 ата № 2	- « -
Метран-100ДД	Расход пара 14 ата № 1	ТП «ШЗ»

Метран-100ДД (подшкальник)	Расход пара 14 ама № 1	- « -
Метран-150СД	Давление пара 14 ама № 1	- « -
ТСП-100П	Температура пара 14 ама № 1	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ама № 2	ТП «ШЗ»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ама № 2	- « -
Метран-150СД	Давление пара 14 ама № 2	- « -
ТСП-100П	Температура пара 14 ама № 2	- « -
Метран-100ДД	Расход прямой сет. воды шз № 1	ТП «ШЗ»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход прямой сет. воды шз № 1	- « -
Метран-100ДИ	Давление прямой сет. воды шз № 1	- « -
ТСП-100П	Температура прямой сет. воды шз № 1	- « -
Метран-100ДД	Расход обратной сет. воды шз № 1	ТП «ШЗ»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход обратной сет. воды шз № 1	- « -
Метран-100ДИ	Давление обратной сет. воды шз № 1	- « -
ТСП-100П	Тем-ра обратной сет. воды шз № 1	- « -
Метран-100ДД	Расход прямой сет. воды шз № 2	ТП «ШЗ»
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход прямой сет. воды шз № 2	- « -
Метран-100ДИ	Давление прямой сет. воды шз № 2	- « -
ТСП-100П	Температура прямой сет. воды шз № 2	- « -
Метран-100ДД	Расход обратной сет. воды шз № 2	ТП «ШЗ»
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход обратной сет. воды шз № 2	- « -
Метран-100ДИ	Давление обратной сет. воды шз № 2	- « -
ТСП-100П	Тем-ра обратной сет. воды шз № 2	- « -
Метран-100ДД	Расход подпиточной воды на Х/К	Гл. корпус
Метран-150 СД (подшкальник)	Расход подпиточной воды на Х/К	- « -
Метран-100ДИ	Давление подпиточной воды на Х/К	- « -
ТСП-100П	Температура подпиточной воды на Х/К	- « -

Метран-150 СД	Расход подпиточной воды от ДПТС-2	Гл. корпус
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход подпиточной воды от ДПТС-2	- « -
Метран-100ДИ	Давление подпиточной воды от ДПТС-2	- « -
ТСП-100П	Температура подпиточной воды от ДПТС-2	- « -
Метран-100ДД	Расход подпиточной воды на город	Гл. корпус
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход подпиточной воды на город	- « -
Метран- 100ДИ	Давление подпиточной воды на город	- « -
ТСП-100П	Температура подпиточной воды на город	-«-
Метран-150 СД	Расход аварийной подпитки от ТГ-8	Гл. корпус
Метран 100 ДД (подшкальник)	Расход аварийной подпитки от ТГ-8	- « -
Метран-150 СД	Давление аварийной подпитки от ТГ-8	-«-
ТСП-100П	Температура аварийной подпитки от ТГ-8	- « -
Метран-100ДД	Расход аварийной подпитки от ТГ-1	Гл. корпус
Метран-100ДД (подшкальник)	Расход аварийной подпитки от ТГ-1	- « -
Метран- 100ДИ	Давление аварийной подпитки от ТГ-1	- « -
ТСП-100П	Температура аварийной подпитки от ТГ-1	- « -
Метран-100ДД	Расход подпиточной воды на шз	Гл. корпус
Метран 150 СД (подшкальник)	Расход подпиточной воды на шз	- « -
Метран-100ДИ	Давление подпиточной воды на шз	-«-
ТСП-100П	Температура подпиточной воды на шз	- « -
ВЕГА DIF-35	Расход пара 14 ата на НПЗ	Гл.корпус имеется
ВЕГА DIF-35 (подшкальник)	Расход пара 14 ата на НПЗ	- « -
Метран 150 СД	Давление пара 14 ата на НПЗ	- « -
ТСП-100П	Температура пара 14 ата на НПЗ	- « -
ТСП-100П	Температура наружного воздуха	
ДБЗ-1	Барометр	ТП Х/К - 1

Вычислитель ВРС-Т		ГЩУ имеется
Вычислитель ВРС-Т		ГЩУ имеется

Таблица 2-12. Перечень приборов учета по воде.

Тип прибора	Наименование точки учета	Место установки
Расходомер счетчик ультразвуковой Взлет РС-010М	Расход речной воды водовод № 1	ТП ХК № 1
Расходомер счетчик ультразвуковой Взлет РС-010М	Расход речной воды водовод № 2	ТП ХК № 1
Расходомер счетчик ультразвуковой Взлет РС-010М	Расход речной воды водовод № 3	ТП ХК № 2
Расходомер счетчик ультразвуковой РУС-1	Артезианская скважина № 1	---
Расходомер счетчик ультразвуковой РУС-1	Артезианская скважина № 2	---
Расходомер ультразвуковой с накладными датчиками АКРОН-01	Расход сбросных вод ХЗК № 1	УНСВ
Расходомер ультразвуковой с накладными датчиками АКРОН-01	Расход сбросных вод ХЗК № 2	УНСВ
Расходомер с интегратором акустический ЭХО-Р-02	Расход воды ПЛК	УНСВ

Таблица 2-13. Перечень приборов электроэнергетики.

Наименование точки учёта	Тип трансформаторов тока	Тип трансформатора напряжения	Тип счётчиков
Генератор № 2	ТШВ-15	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 3	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 4	ТШВ-15	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 5	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 6	ТШЛ-10	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 7	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 8	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 9	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 10	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Генератор № 11	ТШЛ-20	ЭНОМ-15	СЭТ-4ТМ.03
Кабельная линия 1-КЭР,	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66	СЭТ-4ТМ.02.2
Кабельная линия 1-КЭР,	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66	СЭТ-4ТМ.02.2
Кабельная линия 2-КЭР,	ТВЛМ-10	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
Кабельная линия 2-КЭР,	ТВЛМ-10	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Сидоровка 1	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Сидоровка 2	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ ГПП-1,2,9	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ ГПП-3,5	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Водоподъем	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Город	ТНДМ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Соболеково 1	ТНДМ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Соболеково 2	ТНДМ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ ГПП-6,7	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ ПАВ-2	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Этилен-1	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Нижнекамская-1	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ Нижнекамская-2	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ-4ТМ.02.2
ВЛ-110 кВ ТГ-9	ТФНД-110	НКФ-110-83	СЭТ4ТМ.03М16
ВЛ-110 кВ ТГ-10	ТФНД-110	НКФ-110-83	СЭТ4ТМ.03М16
ВЛ-110 кВ ТГ-11	ТФНД-110	НКФ-110-83	СЭТ4ТМ.03М16
ОВ-110кВ	ТРГ-110	НКФ-110-83	СЭТ4ТМ.03
ООО АТП (1 питание)	Т-0,66УЗ	отсутствует	ЦЭ6803В
ООО АТП (2 питание)	Т-0,66УЗ	отсутствует	ЦЭ6803В
Теплая стоянка гаража (1питание)	Т-0,66УЗ	отсутствует	ЦЭ6803В
Теплая стоянка гаража (2питание)	Т-0,66УЗ	отсутствует	ЦЭ6803В
КЛ-110 кВ НкТЭЦ-1-ГТУ (яч.33)	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ4ТМ.03
ВЛ-110 кВ ГПП-10 (яч.28)	ТРГ-110	ЭНОГ-110	СЭТ4ТМ.03
ТСН 6/0,4 кВ ОВУ01	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ТСН 6/0,4 кВ 10ВУ	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ТСН 6/0,4 кВ ОВУ02	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ГТУ (Электродвигатель ПЭН RL051)	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ГТУ (Электродвигатель ПЭН RL052)	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ГТУ (Электродвигатель ПЭН RL053)	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ГТУ (Электродвигатель ПЭН RL054)	ТВЛМ-10	НТМИ-6-66УЗ	СЭТ4ТМ.03
ГТУ (сборка электр. задвижек LA01)	Т-0,66УЗ	отсутствует	СЭТ-4ТМ.03.08
ГТУ (сборка электр. задвижек LA02 и LA03)	Т-0,66УЗ	отсутствует	СЭТ-4ТМ.03.08
ГТУ (сил.сборка "ODS33R01")	Т-0,66	отсутствует	СЭТ-4ТМ.03.08
Сетевой индустриальный контроллер СИКОН С1			

Система обеспечивает сбор и накопление текущих и архивных данных по параметрам сетевой воды на выводах ТЭЦ и количеству отпускаемой тепловой энергии за заданный отчетный период.

2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на филиале ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) за 2007-2011гг. приведшие к нарушению отпуска тепла в тепловые сети отсутствуют.

2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования на филиале ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) по состоянию на 2011 год не выдавались.

2.3.000 «Нижнекамская ТЭЦ»

2.3.1. Описание и история создания

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» обеспечивает электрической и тепловой энергией предприятия нефтехимического комплекса, куда входят ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Нижнекамскшина», ОАО «ТАИФ-НК» и ОАО «ТАНЕКО», предприятия базы стройиндустрии (БСИ) и жителей г. Нижнекамск.

Состав основного оборудования см. 00.111-ОМ.01.002 Таблицы 2-1 – 2-6.

Наработка и остаточный ресурс оборудования см. 00.111-ОМ.01.002 Таблицы 2-10 – 2-14.

2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.

Установленная и располагаемая (2007–2011 гг.) тепловая и электрическая мощность станции, с выделением установленной и располагаемой тепловой мощности турбоагрегатов, причины снижения располагаемой мощности по сравнению с установленной (консервация оборудования и проч.) проанализирована на основании фактических значений (Таблица 2-15, Таблица 2-16).

Таблица 2-14. Установленная мощность (2011 г.).

Электрическая, кВт	Тепловая, Гкал/ч	
	Всего	В т.ч. по турбоагрегатам
380000	1580	1220

в т.ч. установленная мощность пиковых водогрейных котлов составляет 360 Гкал/ч

Таблица 2-15. Показатели теплофикационных турбоагрегатов.

	2007 год		2008 год	
	установленная	располагаемая	установленная	располагаемая
Тепловая мощность станции, Гкал/час	1585	1585	1585	1585
в т.ч.				
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№1	305	305	305	305
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№2	305	305	305	305
Паровая турбина Р-40-130/31 ст.№3	245	245	245	245
Паровая турбина Р-70/100-130/15 ст.№4	365	365	365	365
Паровая турбина Р-40/100-130/15 ст.№5	365	365	365	365
	2009 год		2010 год	
	установленная	располагаемая	установленная	располагаемая
Тепловая мощность станции, Гкал/час	1220	1220	1220	1220
в т.ч.				
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№1	305	305	305	305
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№2	305	305	305	305
Паровая турбина Р-40-130/31 ст.№3	245	245	245	245
Паровая турбина Р-	365	365	365	365

70/100-130/15 ст.№4				
Паровая турбина Р-40/100-130/15 ст.№5	-----	-----	-----	-----
	2011 год			
	установленная	располагаемая		
Тепловая мощность станции, Гкал/час	1220	1220		
в т.ч.				
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№1	305	305		
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№2	305	305		
Паровая турбина Р-40-130/31 ст.№3	245	245		
Паровая турбина Р-70/100-130/15 ст.№4	365	365		
Паровая турбина Р-40/100-130/15 ст.№5	-----	-----		

Таблица 2-16. Установленная и располагаемая электрическая мощность станции за период 2007-2011гг.

	2007 год		2008 год	
	установленная	располагаемая	установленная	располагаемая
Электрическая мощность станции, МВт	420	298	420	281,7
в т.ч.				
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№1	135	135	135	135
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№2	135	135	135	135
Паровая турбина Р-40-130/31 ст.№3	40	20	40	11,7
Паровая турбина Р-70/100-130/15 ст.№4	70	8	70	-----
Паровая турбина Р-40/100-130/15 ст.№5	40	8	40	-----
	2009 год		2010 год	
	установленная	располагаемая	установленная	располагаемая
Электрическая мощность станции, МВт	380	274,5	380	253,765
в т.ч.				
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№1	135	125	135	120
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№2	135	125	135	120
Паровая турбина Р-40-130/31 ст.№3	40	24,5	40	13,765
Паровая турбина Р-70/100-130/15 ст.№4	70	-----	70	-----
Паровая турбина Р-40/100-130/15 ст.№5	-----	-----	-----	-----

	2011 год	
	установленная	располагаемая
Электрическая мощность станции, МВт	380	280
в т.ч.		
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№1	135	135
Паровая турбина ПТ-135/165-130/15 ст.№2	135	135
Паровая турбина Р-40-130/31 ст.№3	40	10
Паровая турбина Р-70/100-130/15 ст.№4	70	-----
Паровая турбина Р-40/100-130/15 ст.№5	-----	-----

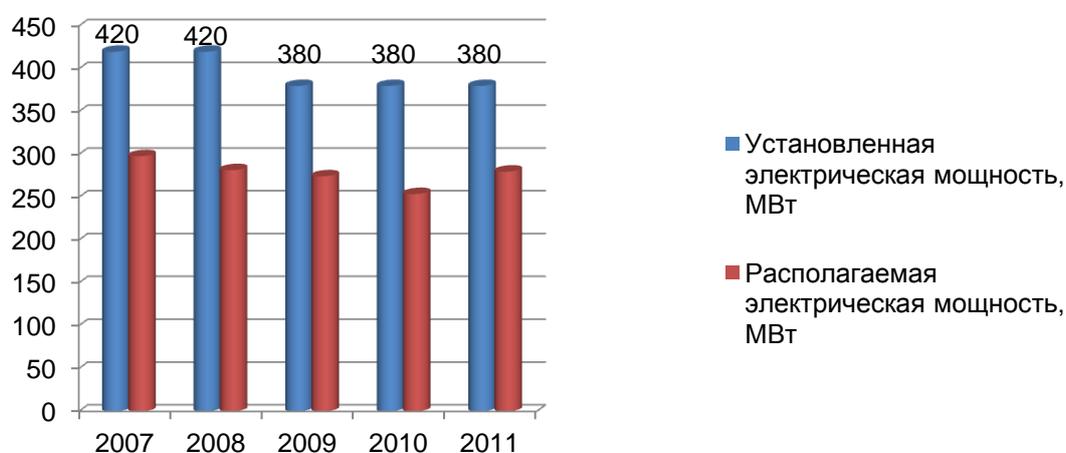


Рисунок 2-6. Динамика изменений установленной и располагаемой электрической мощности ТЭЦ.

Из рисунка видно, что максимальное значение установленной электрической мощности приходится на 2007, 2008 гг., в последующие годы оно остается неизменным.

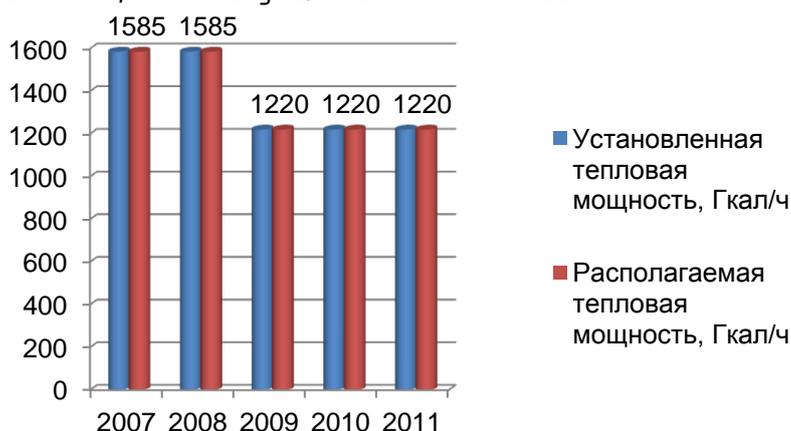


Рисунок 2-7. Динамика изменений установленной и располагаемой тепловой мощности ТЭЦ.

Из рисунка видно, что максимальное значение установленной тепловой мощности приходится на 2007, 2008 гг., в последующие годы оно остается неизменным.

2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничений по выпуску тепловой энергии нет.

В связи с тем, что проектирование станции осуществлялось с учетом комбинированной выработки электрической мощности и тепла, в настоящее время возникают ограничения вырабатываемой мощности, связанные с недостатком потребления тепловой энергии, отпускаемой с турбин с противодавлением.

2.3.4. Ограничения по отпуску электрической мощности

Существенных ограничений по отпуску электроэнергии нет.

В настоящее время отпуск электрической мощности осуществляется в соответствии с потребностью диспетчерским графиком и планом балансирующего рынка (ОРЭМ).

2.3.5. Собственные и хозяйственные нужды ТЭЦ

Таблица 2-17. Объемы потребления тепловой энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.

Годы	Произведено тепловой энергии за год, всего, Гкал	Расход тепловой энергии на с/н (производственные), Гкал	Тепловая энергия нетто, Гкал
2009 г.	2943033	10120	2932913
2010 г.	3109852	2598	3107254
2011 г.	2990333	2313	2988020

Таблица 2-18. Объемы потребления электрической энергии и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.

Годы	Произведено электрической энергии за год, всего, тыс.кВтч	Расход электрической энергии на собственные производственные нужды, тыс.кВтч		Электрическая энергия нетто, тыс.кВтч
		По электростанции		
		На выработку электроэнергии	На отпуск теплоты	
2009 г.	1123320	66219	64640	992461
2010 г.	1289950	72731	71308	1145911
2011 г.	1405406	76402	72319	1256685

2.3.6. Схема выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Тепловая схема (см. 00.111-ОМ.01.002 Рисунок 1-1) выполнена с поперечными связями по пару и воде. Главные паропроводы запроектированы по схеме 2 котла-турбина для турбин ПТ-135/165-130/15 и Р-100-130/15. Турбина ст. № 3 типа Р-40-130/31 номинальной мощностью 40 мВт с регулируемым противодавлением 31 кгс/см² предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-63-2 и обеспечения потребителей паром среднего давления 30 ата. Деаэрация питательной воды осуществляется в деаэраторах 7 ата, питательными электронасосами подается на ПВД турбин и на переключательную магистраль машзала. После ПВД питательная вода поступает на котлы. Пар с параметрами Р=140 ата t = 560оС поступает на турбины. Отпуск пара потребителям осуществляется с отборов турбин. Для резервирования отборов турбин предусмотрена установка БРОУ - 140/13 ата №№ 1-3, БРОУ-140/30ата №1,2. Для отпуска пара 45 ата на ОАО «ТАНЕКО» установлена БРОУ - 140/45ата.

Часть сетевой воды с обратных трубопроводов может подаваться насосами первого подъема СЭ-2500-60 (IC-1,2,3) на ПСГ-1,2 турбоагрегата ст.№2, а затем подается в пиковую водогрейную котельную на насосы второго подъема СЭ-2500-60 (IC-1,2,3) и при необходимости догревается в пиковых водогрейных котлах ПТВМ-180 ст.№1,2.

Другая часть сетевой воды может подаваться насосами сетевой воды бойлерной установки КРНА-300/660-140А-19 (НБС-1,2,3) на бойлерную установку на 2 основных бойлера ОБ-1 и ОБ-2 типа ПСВ-500-3-23, а затем, при необходимости, догреваться в двух пиковых бойлерах ПБ-1 и ПБ-2 типа ПСВ-500-14-23. Сетевая вода также подается насосами сетевой воды турбоагрегата ст.№1 первого подъема СЭ-1250-70 (IC-4,5,6) на подогреватели сетевой воды турбоагрегата ПСГ-1300, а затем насосами второго подъема СЭ-1250-70 (2С-4,5,6) подается по трубопроводу прямой сетевой воды через бойлерные установки на город.

2.3.7. Электрическая схема

Выдача мощности турбогенераторов выполняется по схеме блока «генератор-трансформатор-линия».

Турбогенераторы «ТГ-1» и «ТГ-2» типа ТВВ-165 мощностью 165 МВт, напряжением 18кВ через повышающие трансформаторы ТДЦ-200 выдают мощность каждый по своей ВЛ 220 кВ на шины ПС «Нижнекамская».

Турбогенератор «ТГ-3» типа ТВФ-63 мощностью 63 МВт напряжением 6,3 кВ через повышающий трансформатор ТДЦ-80 по ВЛ 110кВ выдает мощность на шины 110 кВ подстанции «Нижнекамская».

Турбогенераторы «ТГ-4» и «ТГ-5» типа ТВФ-120 мощностью 100 МВт, напряжением 10,5 кВ через повышающие трансформаторы ТДЦ-125 подключены линиями 220 кВ к шинам 220кВ ПС «Нижнекамская».

В настоящее время турбогенератор марки «ТГ-5» выведен из эксплуатации, а турбогенератор «ТГ-4» перемаркирован в Р-70-130/15.

2.3.8. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температуры теплоносителя

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий.

Температурный график сетевой воды от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» по тепловодам «Город-1», «Город-2», «БСИ» и от ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловоду «Город-3», представлен – (см. Рисунок 3-2)

2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования по тепловой нагрузке

Данные по среднегодовой загрузке турбоагрегатов см. 00.111-ОМ.01.002 Приложение 1.1 Таблица 2-19-2-21.

Таблица 2-19. Среднегодовая загрузка турбинам ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Период	Выработка эл. энергии тыс.кВтч	Выработка тепла в горячей воде, Гкал	Выработка пара, тн турбин
2011г.	Эээ	Qто	турбин
Январь	164658	113857	347946
Февраль	155677	105344	367541
Март	145399	88203	371726
Апрель	92459	56230	191015
Май	95830	44034	193646
Июнь	94216	30104	197401
Июль	97175	33445	188462
Август	91642	40149	165416
Сентябрь	90832	50724	167020
Октябрь	94878	76919	201624
Ноябрь	114108	91597	242248
Декабрь	168532	124150	244789
Год	1405406	854756	2878834

Таблица 2-20. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2008 г.

№п/п	Наименование потребителя	Отпуск пара, Гкал/ч	Максимально-часовой отпуск горячей воды, Гкал/ч	
			Всего	В т.ч. от водогрейных котлов
1	ОАО «НКНХ»:			
	Пар 15 ата	280	-----	-----
	Пар 30 ата	289	-----	-----
	ОАО «ТАНЕКО»:			
	15 ата	-----	-----	-----
	45 ата	-----	-----	-----
2	Город	-----	160	-----
3	Итого:	569	-----	-----

Таблица 2-21. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2009 г.

№п/п	Наименование потребителя	Отпуск пара, Гкал/ч	Максимально-часовой отпуск горячей воды, Гкал/ч	
			Всего	В т.ч. от водогрейных котлов
1	ОАО «НКНХ»:			
	Пар 15 ата	183	-----	-----
	Пар 30 ата	216	-----	-----
	ОАО «ТАНЕКО»:			
	15 ата	-----	-----	-----
	45 ата	-----	-----	-----
2	Город	-----	183	-----
3	Итого:	399	-----	-----

Таблица 2-22. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2010г.

№п/п	Наименование потребителя	Отпуск пара, Гкал/ч	Максимально-часовой отпуск горячей воды, Гкал/ч	
			Всего	В т.ч. от водогрейных котлов
1	ОАО «НКНХ»:			
	Пар 15 ата	322	-----	-----
	Пар 30 ата	181	-----	-----
	ОАО «ТАНЕКО»:			
	15 ата	64	-----	-----
	45 ата	-----	-----	-----
2	Город	-----	177	-----
3	Итого:	503	-----	-----

Таблица 2-23. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2011 г.

№п/п	Наименование потребителя	Отпуск пара, Гкал/ч	Максимально-часовой отпуск горячей воды, Гкал/ч	
			Всего	В т.ч. от водогрейных котлов
1	ОАО «НКНХ»:			
	Пар 15 ата	206	-----	-----
	Пар 30 ата	130	-----	-----
	ОАО «ТАНЕКО»:			
	15 ата	99	-----	-----
	45 ата	93	-----	-----
2	Город	-----	182	-----
3	Итого:	336	-----	-----

Таблица 2-24. Сводный отчет о максимально-часовом отпуске пара и горячей воды потребителям от источника за 2012 г.

№п/п	Наименование потребителя	Отпуск пара, Гкал/ч	Максимально-часовой отпуск горячей воды, Гкал/ч	
			Всего	В т.ч. от водогрейных котлов
1	ОАО «НКНХ»:			
	Пар 15 ата	199	-----	-----
	Пар 30 ата	-----	-----	-----
	ОАО «ТАНЕКО»:			
	15 ата	111	-----	-----
	45 ата	84	-----	-----
2	Город	-----	238	-----
3	Итого:	199	-----	-----

2.3.10. Способы учета энергоресурсов

ООО «Нижекамская ТЭЦ» оборудована комплексом технических средств измерений, позволяющих учитывать потоки основных энергоресурсов для коммерческого и технологического учета в полном объеме.

Учет тепла, отпускаемого потребителям от ООО «Нижекамская ТЭЦ» ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии (АСКУТЭ). В состав комплекса программно-технических средств АСКУТЭ входят:

- Измерительные системы учета тепловой энергии реализованные на базе измерительных комплексов, которые состоят из отдельных узлов учета, обеспечивающих сбор, накопление, хранение и передачу параметров энергоносителей пользователям, и включают в себя:
 - по одному тепловычислителю на каждом сетевом выводе и линии подпиточной воды;
 - по одному двухлучевому ультразвуковому или электромагнитному расходомеру на каждом прямом, обратном и подпиточном трубопроводах;
 - по одному преобразователю давления и температуры на всех трубопроводах;
 - системный компьютер (сервер АСКУТЭ ТЭЦ), специализированное программное обеспечение (ПО), которое позволяет периодически считывать из тепловычислителей и хранить параметры энергоносителей, рассылать параметры (данные) ХВ на периферийные тепловычислители, обеспечивать доступ пользователей к часовым и суточным архивам, а также передачу параметров на верхний уровень
 - компьютер ПТО с установленным ПО;
 - линии связи, обеспечивающие передачу данных из тепловычислителей на сервер по интерфейсу RS-485.
- Внутристанционная система передачи данных, объединяющая существующие линии связи.
- Центр сбора обработки информации (ЦСОИ), состоящий из сервера АСКУТЭ корпоративного уровня.

Таблица 2-25. Приборы учета тепловой энергии (вода).

№ п/п	Наименование средств измерений	Тип приборов			
		Расход		Температура	Давление
1	Прям. сет. вода на город ТГ-2 М-3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Метран"-206	Метран-100ДИ
2	Обрат. сет. вода из города ТГ-2 М-3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Метран"-206	Метран-100ДИ
3	Подпитка т/с ТГ-2 М-3 на город через НКНХ(перемычка)	диафрагма	VEGADIF-35	ТСПв -1088-03	Метран-100ДИ
			VEGADIF-35		
4	Подпитка т/с БУ-180 МЗ на город	диафрагма	VEGADIF-35	ТСПв -1088-03	Метран-100ДИ
			VEGADIF-35		
5	Авар. подпит. т/с №1 ТГ-2 М-3(город)	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Метран"-206	Силикон МП-10А
6	Авар. подп. т/с №2 БУ-180 М-3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Метран"-206	Силикон МП-10А
7	Прям. сетев. вода на город БУ-180 М-3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Метран"-206	Метран-100ДИ
8	Обрат. сетев. вода на город БУ-180 М-3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Метран"-206	Метран-100ДИ
9	Прям сет. вода на собствен. нужды	ПЗА	УЗР "Взлет"	ТСПв -1088-03	Метран-100ДИ

10	Обратн. сет. вода (на собственные нужды)	ПЭА	УЗР "Взлет"	ТСПВ -1088-03	Силикон МП-10А
11	Прям. сетев. вода на НКНХ (перемычка)	диафрагма	VEGADIF-35	ТСПВ -1088-03	Мембран-100ДИ
12	Обр. сетев. вода на НКНХ (перемычка)	диафрагма	VEGADIF-35	ТСПВ -1088-03	Мембран-100ДИ
13	Прям. сет. вода строудвор	ПЭА	УЗР "Взлет"	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
14	Обр. сет. вода строудвор	ПЭА	УЗР "Взлет"	ТСП "Мембран"-206	Силикон МП-10А

Таблица 2-26. Приборы учета тепловой энергии (пар).

№ п/п	Наименование средств измерений	Тип приборов			
		Расход		Температура	Давление
1	Пар 14 ата №1	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
2	Пар 14 ата №2	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
3	Пар 14 ата №3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
4	Пар 14 ата №4	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
5	Пар 30 ата №1	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
6	Пар 30 ата №2	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
7	Пар 30 ата №3	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		
8	Пар 30 ата №4	диафрагма	VEGADIF-35	ТСП "Мембран"-206	Мембран-100ДИ
			VEGADIF-35		

Таблица 2-27. Приборы учета исходной воды.

№ п/п	Наименование средств измерений	Тип приборов			
		Расход		Температура	Давление
1	Речная вода тр-д №1	ПЭА	УЗР "Взлет"	ТСП "Мембран"-206	Силикон МП-10А
2	Речная вода тр-д №2	ПЭА	УЗР "Взлет"	ТСП "Мембран"-206	Силикон МП-10А

Таблица 2-28. Приборы учета топлива.

ГРП-1,2		
№ п/п	Наименование средств измерений	Тип приборов
1	Контроллер	FloBoss 407
2	МПС (многопараметрический сенсор) основная шкала + подшкальник	MVS 205P
3	ТСП (термопреобразователь сопротивления)	TE-02 Модель 0065
4	Устройство сужающее быстросъемное	УСБ 500-1,6

Учет мазута ведется расчетным путем по градуировочной таблице.

2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Аварии и инциденты на ООО «Нижнекамская ТЭЦ» за 2007-2011гг. приведшие к нарушению отпуска тепла в тепловые сети отсутствуют.

2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования на ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по состоянию на 2011 год не выдавались.

2.4. Локальные источники теплоснабжения

2.4.1. Утилизационная котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод»

Нижнекамский завод технического углерода – одно из крупнейших современных предприятий, где производится конкурентоспособный зарубежным аналогам технический углерод (техуглерод). Он служит важнейшим компонентом при изготовлении резины, придает ей прочность, износостойкость – качества, повышающие срок службы изделий. Техуглерод также применяется в качестве наполнителя для полиэтиленовых изделий.

По объемам реализации технического углерода ОАО «Нижнекамсктехуглерод» занимает 19% рынка Российской Федерации и 3% мирового рынка.

Тепловая энергия в виде пара на покрытие собственных нужд предприятия вырабатывается в процессе утилизации тепла уходящих газов основного производства на котлах-утилизаторах. Выработка электроэнергии производится электростанцией на тепловой энергии в виде пара от котельной «НКТУ»

Котел-утилизатор – котел, использующий тепло отходящих газов каких-либо промышленной или энергетической установки. Температура газов, поступающих в котел-утилизатор, колеблется от 350—400°C (при установке котла-утилизатора за двигателями внутреннего сгорания) до 900—1500°C (за отражательными, рафинировочными и цементными печами). Крупные котлы-утилизаторы имеют все элементы котлоагрегата, за исключением топочных и др. устройств, связанных с сжиганием топлива. Для малых производительностей и низких давлений применяются котлы-утилизаторы газотрубные либо с многократной принудительной циркуляцией, реже — прямоточные сепараторные и барабанные котлы-утилизаторы с естественной циркуляцией. В некоторых случаях котлы-утилизаторы настолько сращиваются с элементами технологического оборудования, что не могут быть выделены как самостоятельные агрегаты (устройства для испарительного охлаждения мартовских печей, химических установок и т. д.). Котлы-утилизаторы широко применяются в химической, нефтяной, пищевой, текстильной и др. отраслях промышленности.

Основное топливо утилизационной котельной ОАО «Нижнекамсктехуглерод» – отбросной газ производства техуглерода. Резервное топливо – природный газ.

Таблица 2-29. Структура основного оборудования. Утилизационная котельная.

Тип котлоагрегата	Паропроизводительность, т/ч	Давление перегретого пара, МПа	Температура, °C				Расход газов, нм ³ /ч		
			Перегретого пара	Питательной воды	Уходящих газов	Газов на входе в конвективный пучок	Отбросных газов производства	Технического углерода на входе в конвективный пучок	Воздуха через воздухоподогреватель
ПКК 75/45	До 75	2,4	440	145	190	1257	35400	93500	44600
ПКК 75/45	До 75	2,4	440	145	190	1257	35400	93500	44600

Электрическая энергия для покрытия собственных нужд предприятия вырабатывается на двух турбоагрегатах марки ТП-6-2,2/0,6 с генераторами Т-6-2У3 единичной установленной мощностью 6 МВт.

Таблица 2-30. Параметры установленной тепловой/электрической мощности.

Год	2007	2008	2009	2010	2011
Тепловая мощность, Гкал	78,0	78,	78,0	78,0	78,0
Электрическая мощность, МВт	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0

Ограничения по выпуску тепловой мощности – 67 Гкал. (без собственных нужд котельной)

Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды котельной – 37401 Гкал

Удельный расход тепла на собственные нужды котельной – 14,1%.

Год ввода в эксплуатацию основного оборудования – 1984 г.

Схема теплоснабжения – открытая.

Тип автоматики – система АСУТП.

Фактический отпуск тепла (по пару) 422015 Гкал в год.

Структура полезного отпуска тепловой энергии:

- на выработку электроэнергии – 288256 Гкал;
- на приготовление теплофикационной воды – 36004 Гкал;
- на приготовление горячей воды – 2190 Гкал;
- на технологические нужды – 58164 Гкал;
- на собственные нужды котельной – 37401 Гкал;

Аварии и инциденты на утилизационной котельной ОАО «Нижнекамсктехуглерод» за 2007–2011гг. приведшие к нарушению отпуска тепла в тепловые сети отсутствуют.

Последние режимно-наладочные испытания – август 2011 г.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования на утилизационной котельной ОАО «Нижнекамсктехуглерод» по состоянию на 2011 год не выдавались.

2.4.2. Котельная БСИ

По данной котельной информация отсутствует.

2.4.3. Прочие источники

Кроме вышеуказанных в городе Нижнекамск отсутствуют иные источники тепловой и электрической энергии. В настоящее время потребность в их сооружении отсутствует.

3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

3.1. Структура тепловых сетей

Теплоснабжение города Нижнекамска осуществляется от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловодам №1, №2, №3, №4.

1. **Тепловод-1** с двумя перекачивающими насосными станциями №1, №2 проложен в длину 20764 метра, из них надземная прокладка - 9645 м., подземная - 11119 м. Диаметр надземной прокладки 720мм.

В насосной № 1 установлены два центробежных двухступенчатых насоса типа СЭ 1260-123 с рабочими колесами двухстороннего всаса и один насос КРХ одноступенчатый с двухсторонним всасом. Производительность насосов СЭ-1250 м³/час, напор 123 м.в.ст., число оборотов 1500 об/мин. Производительность насоса КРХ-1250 м³/час, напор - 140 м.в.ст. Мощность электродвигателей- 630 кВт, напряжение -6000 В, нагрузка - 73 ампера.

В насосной №2 установлено три центробежных насоса марки 300Д-90 производительностью 1250 м³/час, напором на выдаче насоса - 68 м.в.ст., числом оборотов - 1460об/мин. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-12-41-4А, с числом оборотов - 1480 об/мин. Потребляемая мощность 320 кВт, напряжение - 6000 В.

2. **Тепловод-2** с двумя перекачивающими насосными станциями №3, №5. Протяженность тепловода - 21000 м., из них надземная прокладка - 7602м., подземная - 13398м. Диаметр надземной прокладки - 720 мм.

В насосной № 3 установлены 3 центробежных насоса типа СЭ 1250-140, производительностью насосов СЭ-1250 м³/час, напором 140 м.в.ст., числом оборотов 1500 об/мин.. Электродвигатель типа А-12-52-4А с числом оборотов - 1500об/мин., потребляемая мощность- 630 кВт, напряжение - 6000 В.

В насосной № 5 установлено 4 центробежных насоса марки СЭ 1250-70-11 Производительность насосов СЭ - 1250м³/час, напор 70 м.в.ст., число оборотов - 1500об/мин. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-114-4М с числом оборотов 1500 об/мин. Потребляемая мощность 320 кВт, напряжение - 6000 В.

3. **Тепловод-3** с двумя перекачивающими насосными станциями №6, №7. Протяженность тепловода - 19074 метра, из них надземная прокладка - 11431м., подземная - 7643м. Диаметр надземной прокладки - 1020мм.

В насосной № 6 установлено 4 центробежных насоса Д-2000-100-2, насос горизонтальный, одноступенчатый, с рабочим колесом двустороннего всаса. Производительность насоса - 2000м³/час, напор 100 м.в.ст. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа АЧ-450У-6УЗ с числом оборотов 980 об/мин. Потребляемая мощность 800 кВт, напряжение - 6000 В.

В насосной № 7 установлено 4 центробежных насоса с двусторонним всасом типа 300Д-70 Производительность насосов - 1260м³/час, напор 64 м.в.ст., число оборотов - 1470об/мин. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-355Х-4 с числом оборотов 1485 об/мин. Потребляемая мощность - 315 кВт, напряжение - 6000 В.

4. **Тепловод-4** - БСИ с перекачивающей насосной станцией №4. Протяженность тепловода - 9134 м., из них подземная прокладка - 36 м., надземная прокладка - 9098м.

Диаметр надземной прокладки - 720 мм,

В насосной №4 установлено 2 центробежных насоса марки 10 НМКх2 и 1 - центробежный насос марки ЦН-1000-180-3. Все насосы производительностью 1000 м³/час, напором 180 мм.в.ст. В комплекте с насосом установлен электродвигатель типа А-12-52-4А с числом оборотов 1480 об/мин. Потребляемая мощность 630 кВт, напряжение - 6000 В.

Расходы теплоносителя в отопительный сезон 2011 г. составили по тепловодам:

- ПТК-1 - Город-1 2100 т/час.

- ПТК-1 – Город-2 2200 м/час.
- ПТК-1 – БСИ 600 м/час.
- ПТК-2 – М-3 3200 м/час.

Суммарный расход составил: 8100 м/час.

Насосное оборудование расположенное на тепловом Город-2 (ПНС-3,5) предельно загружено, так как единичная производительность насосов составляет -1250м/ч., пропускная способность трубопровода Ду-700мм составляет 2700м/ч. Аналогичная ситуация с тепловым Город-1(ПНС-1,2).

Тепловод М-3 от ПТК-2 имеет пропускную способность 6100м/ч при работе 3-х перекачивающих насосов на ПНС-6 (единичная производительность насосов - 2000м/ч), ПНС-7 установлено четыре перекачивающих насоса с производительностью 1250 м/ч.

Присоединение к тепловым сетям в г.Нижнекамск осуществляется через центральные тепловые пункты (ЦТП) и индивидуальные тепловые пункты (ИТП). В ЦТП и ИТП размещается теплообменное оборудование для приготовления горячей воды потребителям, подключенных по закрытой схеме теплоснабжения. Кроме того, есть объекты, подключенные напрямую от тепловых камер.

Подробная информация по структуре тепловых сетей г. Нижнекамска изложена в Таблицах 1-1 – 1.4. (см. 00.111-ОМ.01.003).

Сооружения (насосные) на тепловых сетях – см. Раздел 2 (00.111-ОМ.01.003).

ОАО «НЧТК» передает во временное возмездное владение и пользование тепловые сети, здания, строения, сооружения и оборудование, предназначенное для обеспечения передачи тепловой энергии (мощности) потребителям ОАО «Генерирующая компания» на основании договора аренды №Д370/456 от 11.02.2013г.

3.2. Схема тепловых сетей

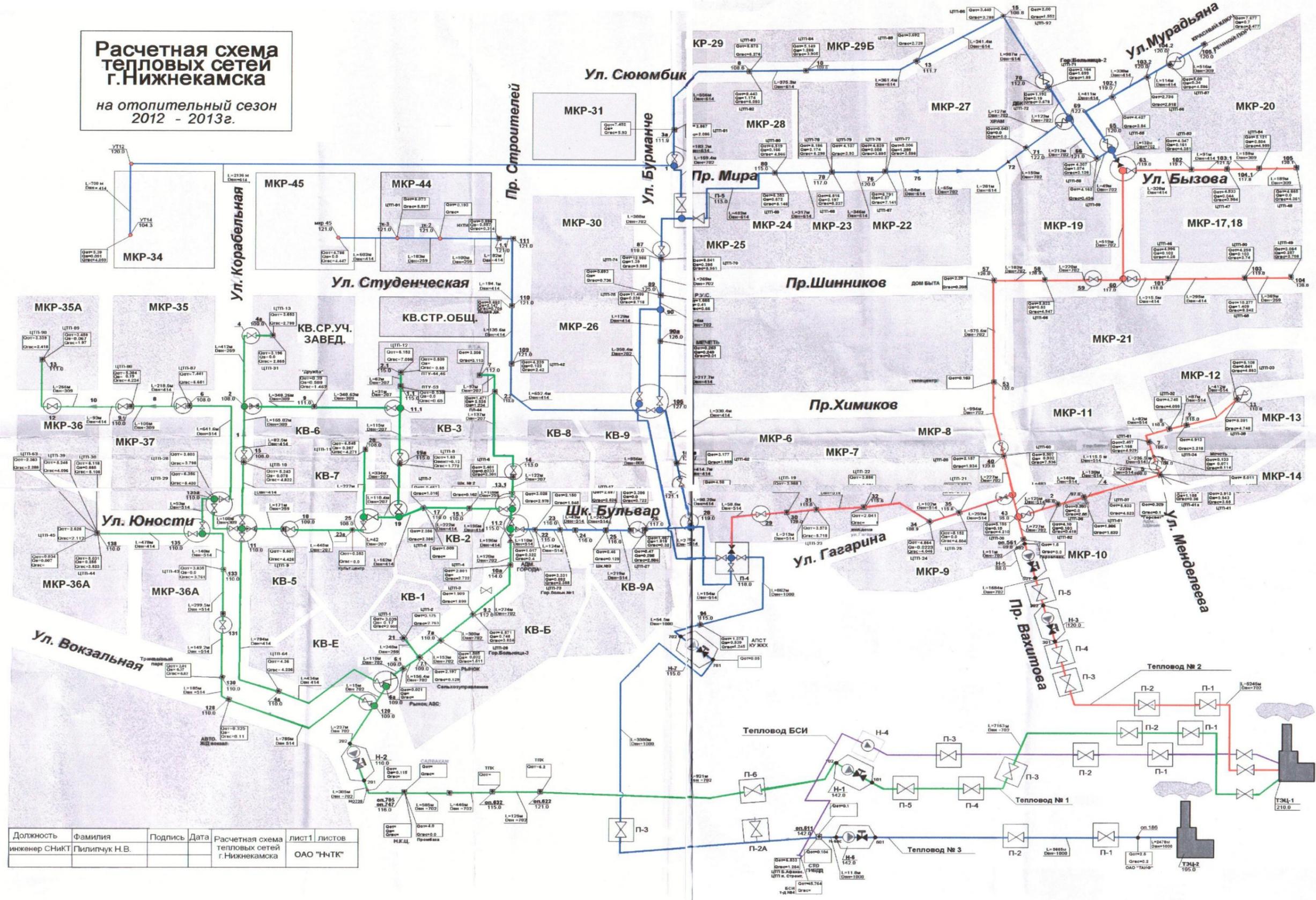


Рисунок 3-1. Расчетная схема тепловых сетей г. Нижнекамск.

Схема теплоснабжения традиционная (см. Раздел 3 00.111-ОМ.01.003) – централизованная, с закрытым разбором. Тепловые сети двухтрубные, циркуляционные, подающие одновременно тепло на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Теплоноситель – сетевая вода.

3.3. Параметры тепловых сетей

В системах централизованного теплоснабжения для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий г. Нижнекамска в качестве теплоносителя, как правило, принята вода. Тепловые сети проложены преимущественно до 1989 года. Тип прокладки трубопроводов преобладает подземный в непроходных каналах с традиционной изоляцией трубопроводов минераловатными матами. На промышленных предприятиях преобладает надземная прокладка тепловых сетей.

3.4. Сведения об инженерно-геологических условиях

Таблица 3-1. Инженерно-геологические участки территории.

№ ИГЭ	Описание грунтов	Мощность ИГЭ, м	
		от	до
Район улиц Шинников и Бызова			
1	Насыпной грунт суглинистый, песчаный, слежавшийся, со щебнем до 10-15 %, со щебнем до 15-25%, со строительными отходами, коричневыми, серыми	0,6	1,3
2	Суглинок, грунт твердый, просадочный, светло-коричневый, коричневый, макропористый, слюдястый, ожелезненный, с включением гнезд и прослоек песка с включением гнезд извести	0,9	1,9
2а	Суглинок, грунт твердый, полутвердый, серовато-коричневый, коричневый, темно-коричневый, светло-коричневый, с включением гнезд и прослоек песка	0,2	12,9
2б	Суглинок, грунт тугопластичный, темно-коричневый, серовато-желтый, слюдястый, ожелезненный, с включением гнезд и прослоек песка	0,5	6,5
2в	Суглинок, грунт мягкопластичный, серовато-коричневый, с включением гнезд и прослоек песка	4,1	4,1
3а	Глина, грунт полутвердый, темно-коричневый, с включением гнезд и прослоек песка	2,0	2,0
3б	Глина, грунт тугопластичный, коричневый, темно-серый, слюдястый ожелезненный, с включением гнезд и прослоек песка	0,3	2,0
4а	Супесь, грунт твердый, темно-коричневый, коричневый, светло-коричневый, темно-серый, слюдястый, ожелезненный, с включением гнезд и прослоек песка	0,5	2,0
5а	Песок мелкий, грунт водонасыщенный, плотный и средней плотности, серовато-коричневый, темно-коричневый, с включением гнезд суглинка	2,0	2,0
6а	Песок средней крупности, грунт водонасыщенный, плотный и средней плотности, коричневый, серовато-	1,5	3,5

	зеленый, серовато-коричневый, серовато-желтый, ожелезненный. С включением гнезд суглинка с включением глины		
7а	Песок пылеватый, грунт водонасыщенный, средней плотности, серовато-коричневый, коричневый	0,8	1,3
Микрорайоны №17-18			
1	Почвенно-растительный слой, темно-коричневый, суглинистый, с корнями растений	0,3	0,5
1а	Насыпь представляющая собой свалку суглинистого грунта с обломками кирпича и щебня до 5%, слежавшаяся	-	0,4
2	Суглинок просадочный, коричневый, твердый, макропористый, слюдястый, известковистый, участками ожелезненный, местами с включением гнезд и прослоек песка мелкого, маловлажного	1,0	4,2
3	Суглинок коричневый, твердый и полутвердый, макропористый, слюдястый, известковистый, ожелезненный, с включением гнезд и прослоек песка мелкого, маловлажного	1,5	6,5
4	Суглинок коричневый, тугопластичный, слюдястый, участками макропористый, ожелезненный, с включением гнезд и прослоек песка мелкого, маловлажного, местами с корнями растений	0,9	2,2
5	Супесь коричневая, твердая, слюдястая, ожелезненная, местами с включением гнезд и прослоек песка мелкого, маловлажного	1,4	4,2
6	Песок мелкий, коричневый, средней плотности, плотный, водонасыщенный	1,3	4,0
7	Песок средней крупности, коричневый, средней плотности, плотный водонасыщенный	1,2	6,2
Район ул. Спортивная			
1	Насыпь, представляющая собой свалку суглинистого полутвердого грунта со строительным мусором до 25%, слежавшаяся, перекрыта асфальтом и бетоном мощностью 0,3 м	3,5	4,0
2	Песок пылеватый, маловлажный, средней плотности, желтовато-коричневый		1,4
3	Суглинок твердый, полутвердый, коричневый, с включением гнезд и прослоек песка	1,0	2,1
4	Суглинок мягкопластичный, коричневый, с включением гнезд и прослоек песка	2,5	3,5
5	Супесь пластичная, коричневая, с включением гнезд и прослоек песка	2,5	3,5
Промышленная зона г. Нижнекамска			
1	Насыпь представляющая собой свалку суглинистого и глинистого, твердого и полутвердого грунта со строительным мусором до 20%, грунт коричневый, красновато-коричневый, слежавшийся, насыпь перекрыта асфальтом и бетоном мощностью 0,2 м	2,3	2,5
2	Глина твердая, полутвердая, красновато-коричневая, известковистая, со щебнем и дресвой до 15-25%, трещиноватая, с прослоями песчаника и алевролита	7,5	7,7

Жилой район №3			
1	Почвенно-растительный слой суглинистый, темно-бурый до черного, с корнями растений (чернозем)	0,8	0,9
2	Суглинок просадочный коричневого, макропористый, твердый, участками опесчаненный, с прослоями песка мелкого.	0,6	1,7
3	Суглинок коричневого, твердый и полутвердый, опесчаненный, участками макропористый, с прослоями песка мощностью 1-5 см, встречен повсеместно	0,9	6,5
4	Суглинок коричневого, мягкопластичный, участками с прослоями песка мелкого и влажного и водо-насыщенного мощностью 2-5 мм, опесчаненный	1,2	2,2
5	Суглинок коричневого, тугопластичный, участками опесчаненный, с прослоями песка мелкого и влажного	1,2	1,5

3.5. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Нижнекамска выступают дисковые поворотные затворы из углеродистой стали, задвижки стальные клиновые с выдвижным шпинделем, шаровые краны запорные из углеродистой стали. Их число определено исходя из протяженности магистральных тепловых сетей в 2-хтрубном исчислении и расстояния между секционирующими задвижками, нормируемого по СНиП 41-02_2003 «Тепловые сети».

В качестве арматуры в повысительных насосных станциях, на магистральных тепловых сетях г. Нижнекамска, установлены задвижки стальные в количестве 168 шт., вентили запорные в количестве 142 шт., клапан регулирующий в количестве 16 шт., клапан сбросной 3 шт.

3.6. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

На тепловых сетях г. Нижнекамска расположены семь повысительных насосных станций (ПНС) для повышения давления в обратном трубопроводе.

Таблица 3-2. Характеристика строений на тепловых сетях.

Наименование зданий, строения, сооружения	Год ввода в эксплуатацию	Ограждающие конструкции		Фактический и физический износ здания, сооружения, %
		наименование конструкции	краткая характеристика	
ПНС-1	1969	Стены	Кирпичные	14,17
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	
ПНС-2	1977	Стены	Кирпичные	14,17
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	
ПНС-3	1969	Стены	Кирпичные	14,17
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	
ПНС-4	1976	Стены	Кирпичные	14,17
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	
ПНС-5	1987	Стены	Кирпичные	
		Окна	Деревянные	

		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	11,33
ПНС-6	1992	Стены	Кирпичные	11,33
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	
ПНС-7	1992	Стены	Кирпичные	11,33
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	
База НКЭР	1986	Стены	Кирпичные	28,33
		Окна	Деревянные	
		Крыша	Мягкая кровля из рубероида на битумной мастике	

3.7. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

На источниках теплоты для разнородных потребителей регулирование отпуска тепла – центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Разработан единый график регулирования для филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1), ООО «Нижнекамская ТЭЦ» и для потребителей.

В ЦТП поддерживаются требуемые расходы, располагаемый напор и температура теплоносителя в обратном трубопроводе, поступающего в распределительные (внутриквартальные) сети.

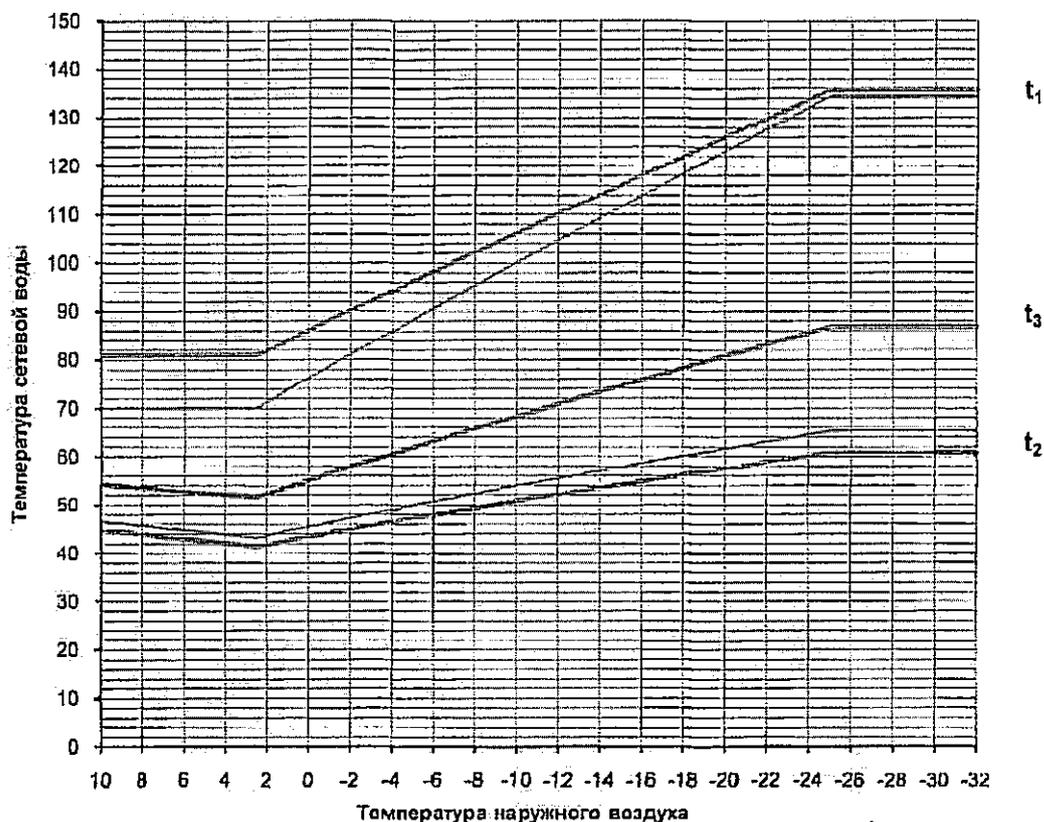


Рисунок 3-2. Температурный график сетевой воды от филиала ОАО "ТГК-16" «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по тепловым пунктам «Город-1», «Город-2», «Город-3», «БСИ» (2011г).

Примечание:

1. При достижении температуры сетевой воды в обратном трубопроводе 70 °С, температура сетевой воды в подающем трубопроводе не поднимается и может быть снижена на величину превышения сетевой воды в обратном трубопроводе.
2. Температура сетевой воды в подающем трубопроводе задается диспетчером тепловых сетей по прогнозам гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и может отличаться от графика в зависимости от поправки на ветер и увеличена на 0,5°С на каждый 1м/с скорости ветра более 6 м/с.
3. В межотопительный период минимальная температура сетевой воды в подающем трубопроводе на горячее водоснабжение задается не ниже 70°С. Температура сетевой воды в обратном трубопроводе зависит от режима теплопотребления на горячее водоснабжение и находится в пределах 45-65°С.
4. Ночное время для филиала ОАО "ТГК-16" «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) с 20.00 до 02.00 часов, для ООО "Нижнекамской ТЭЦ" с 18.00 до 00.00 часов.

Таблица 3-3. Параметры теплоносителя.

Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе		Температура, подающая в системе отопления	Температура в обратном трубопроводе	
	дневное время	ночное время		ночное время	ночное время
10	81	70,1	54,3	44,9	46,7
9	81	70,1	53,9	44,4	46,2
8	81	70,1	53,5	43,9	45,7
7	81	70,1	53,1	43,4	45,2
6	81	70,1	52,7	43	44,8
5	81	70,1	52,4	42,6	44,4
4	81	70,1	52,1	42,1	43,9
3	81	70,1	51,8	41,7	43,5
2,5	81	70,1	51,6	41,4	43,2
2	82	71,3	52,3	41,7	43,6
1	84	73,8	53,7	42,6	44,6
0	86,2	76,3	55,1	43,4	45,5
-1	88,2	78,7	56,5	44,2	46,4
-2	90,2	81,1	57,9	45	47,3
-3	92,2	83,5	59,2	45,7	48,1
-4	94,2	85,9	60,5	46*5	49
-5	96,3	88,3	61,9	47,3	49,9
-6	98,3	90,7	63,2	47,9	50,7
-7	100,4	93,1	64,5	48,7	51,5
-8	102,3	95,4	65,8	49,4	52,4
-9	104,3	97-В	67,1	50,1	53,2
-10	106,3	100,1	68,4	50,8	54
-11	108,3	102,5	69,7	51,6	54,8
-12	110,3	104,8	71	52,2	55,6
-13	112,3	107,1	72,2	52,9	56,3
-14	114,2	109,4	73,4	53,6	57,1
-15	116,2	111,7	74,7	54,3	57,9
-16	118,2	114	75,9	54,9	58,6
-17	120,1	116,3	77,2	55,6	59,4
-18	122,1	118,6	78,4	56*3	60,1
-19	124,1	120,9	79,7	56,9	60,9
-20	126,1	123,2	80,9	57,5	61,6
-21	128	125,4	82	58,1	62,3
-22	129,3	127,7	83,3	58,9	63,1
-23	131,8	129,9	84,5	59,5	63,8
-24	133,8	132,2	85,7	60,1	64,5
-25	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-26	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-27	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-28	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-29	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-30	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-31	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2
-32	135,7	134,4	86,8	60,8	65,2

3.8. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Для тепловых сетей энергоисточников температурный график 150–70°C со срезкой 135°C для отпуска тепла был определен при проектировании системы теплоснабжения. Для обеспечения необходимой температуры потребляемой горячей воды в теплое время отопительного сезона и в межотопительный сезон в интервале температур наружного воздуха от +3°C и выше температура в подающем трубопроводе принята 81°C в дневное время и 70°C в ночное.

Результаты анализа режимы работы системы теплоснабжения за 2011 год свидетельствуют, что фактические режимы отпуска тепла в рассматриваемый период незначительно отличались от утвержденных температурных режимов.

Отчет о потреблении теплоносителя – см Раздел 3 00.111-ОМ.01.003.

Подробная информация о фактических температурных режимах в отопительный период 2011 года см. Раздел 4 00.111-ОМ.01.003.

3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.

Особенностью гидравлического режима работы тепловой сети г. Нижнекамска является значительная разность высот между источниками и потребителями – 100 м, статический перепад достигает 120 метров. Это предъявляет особые требования к работе регулирующих устройств, средств защиты от повышенного давления, а так же насосного оборудования, которое предназначено для возврата сетевой воды на источники тепловой энергии и установлено на трубопроводах обратной сетевой воды. Насосный парк насчитывает 24 насоса в семи насосных станциях. Рабочие параметры в тепловых сетях представлены (Таблица 3-4, Таблица 3-5).

Таблица 3-4. Режимы работы тепловых сетей г. Нижнекамск по результатам гидравлических расчетов на отопительный сезон 2010-2011гг.

№ пп	Объект	Расчетные параметры 2010-11г.г.		
		G м/ч	P под. кгс/см ²	P обр. кгс/см ²
1	НкТЭЦ-1 тепловод 1	2211	7.2	3.1
	ПНС-1	2211	7.2/6.7	2.4/6.6
	ПНС-2	1797	7.8	4.0/7.7
2	НкТЭЦ-1 тепловод 2	2352	7.6	3.3
	ПНС-3	2352	11.0/10.4	5.0/7.9
	ПНС-5	2352	11.8	6.5/0.0
3	НкТЭЦ-2 тепловод 3	2498	7.0	3.8
	ПНС-6	2465	10.8./7.6	1.3/10.6
	ПНС-7	2379	9.7/9.2	4.0/4.6
4	БСИ	800	7.2	3.3

Таблица 3-5. Режимы работы тепловых сетей г. Нижнекамск по результатам гидравлических расчетов на отопительный сезон 2011-2012гг.

№ пп	Объект	Расчетные параметры 2011-12г.г.		
		G м/ч	P под. кгс/см ²	P обр. кгс/см ²
1	НкТЭЦ-1 тепловод 1	2250	7.2	3.2
	ПНС-1	2250	7.0/6.5	2.7/17.0
	ПНС-2	1830	7.5	4.0/8.1
2	НкТЭЦ-1 тепловод 2	2090	7.2	3.4
	ПНС-3	2090	11.8/9.5	4.3/16.8
	ПНС-5	2090	11.3	7.0/8.9
3	НкТЭЦ-2 тепловод 3	3120	7.2	3.7
	ПНС-6	3090	10.1/8.6	1.1/11.4
	ПНС-7	3000	10.4/9.9	3.8/4.7
4	БСИ	600	7.2	3.4

Гидравлические расчеты выполнены для схемы (см.Рисунок 3-1) и при условии:

- Задвижки закрыты по ПС и ОС в тк-11 в сторону тк-22 (НкТЭЦ-1, Тепловод Город-1)
- Задвижки закрыты по ПС и ОС в П-4 в сторону тк-29 (НкТЭЦ-2, Тепловод-МЗ)
- Задвижки закрыты по ПС и ОС в тк-БЗ в сторону тк-65 (НкТЭЦ-1, Тепловод Город-2)

Результаты расчета пьезометрических графиков по существующему положению – см. 00.111-ОМ.03.002

3.10. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.

Согласно информации, предоставленной по тепловым сетям ОАО «НЧТК» за период 2008-2012гг. собрана информация по фактическим повреждениям тепловой сети.

Таблица 3-6. Зафиксированные повреждения тепловой сети за период 2008-2012 гг.

№п/п	год	К-во повреждений	Время восстановления
1	2008	1	11.04. 2008 г. Повреждение подающего трубопровода Ду 500 мм между ТК-9 и ТК-10. Продолжительность отключения потребителей - 5ч 10мин.
2	2009	0	-
3	2010	0	-
4	2011	2	15.01.2011 г. Повреждение внутриквартального тепловода Ду 200 мм (подающий) на участке от ТК-34 ул.Гагарина до ЦТП-24. Продолжительность отключения - 13 ч 20 мин. 03.11.2011 г. Повреждение дренажного трубопровода Ду 300 мм от сбросного клапана на ПНС-7 (тепловод М-3 от ООО «Нижекамкская ТЭЦ»). Продолжительность отключения потребителей - 6 ч 30 мин.
5	2012	1	01.03.2012 г. Повреждение подающего трубопровода Ду 400 мм между ТК-3 и ТК-4 по ул.Вокзальная. Продолжительность отключения потребителей - 6 ч 10 мин.

3.11. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние 5 лет.

Таблица 3-7. Статистика восстановлений тепловых сетей за последние 5 лет.

Год	Количество замененного трубопровода, п.м.
2008	3284
2009	3318
2010	2747
2011	2306
2012	2286
Итого	13941

3.12. Процедуры диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.

В настоящее время не существует единого метода для мониторинга состояния тепловых сетей неразрушающего контроля металла трубопроводов, который бы сочетал в себе одновременно простоту и широкий диапазон применения на тепловых сетях, высокую эффективность и достоверность результатов. В связи с этим используются несколько видов технической диагностики. Их достоверность проверяется путем визуально-измерительного контроля.

Метод акустической эмиссии достаточно известен. Он основан на принципе генерации (иначе: эмиссии) акустических сигналов в местах нарушения структуры металла при резком повышении давления рабочей среды. Метод нашел широкое применение при диагностике состояния энергетических агрегатов, в том числе корпусов ядерных реакторов. Как показал опыт практического применения, для обследования участка тепловой сети нужна тщательная подготовка рабочего места. Датчики устанавливаются на трубопроводе продольно по длине участка, расстояние между соседними датчиками должно быть около 20 м. Металл необходимо тщательно зачищать до зеркального блеска «пятнами» диаметром около 7 см на тех местах трубопровода, где нет неровностей. Для проведения исследования (замера) давление теплоносителя необходимо поднять на 10% от эксплуатационного значения и затем в течение 10 мин. производить запись акустических сигналов. После компьютерной обработки полученной информации в отчете представляются координаты дефектов в металле с указанием степени их опасности (от 1 до 4 класса). Метод акустической эмиссии имеет несколько особенностей:

- при проведении диагностики в несколько этапов в каждом последующем эксперименте можно переходить только к более высоким значениям давления теплоносителя;
- при более высоких значениях давления источники акустической эмиссии (дефекты), выявленные ранее как неопасные, могут соответствовать более высокому классу;
- для возобновления диагностики при более низком давлении на участке, где уже проводился эксперимент, металл трубопровода должен длительно «отдыхать».

Учитывая трудоемкость подготовительных работ для обследования данным методом подземного трубопровода, более целесообразным представляется его применение только на участках надземной прокладки.

Метод ультразвукового сканирования Wavemaker, разработанный в Великобритании для обследования магистральных нефтепроводов. Особенность метода состоит в том, что он может быть применен как на заполненных рабочей средой трубопроводах, так и на трубопроводах без заполнения, т.к. для возбуждения акустических колебаний используется автономный генератор. Поскольку температура поверхности металла не должна превышать 50°C, в отопительном сезоне можно диагностировать только отключенные участки. Однако следует отметить, что применение данного метода на тепловых сетях требует значительных усилий по подготовке рабочего места и, кроме того, при этом возникает необходимость восстановления нарушенной изоляции. Результаты диагностики представляются в таблично-графической форме в отчете, где указаны координаты мест расположения дефектов с точностью до сантиметра и категория их опасности. Учитывая соотношение результата и затрат, для линейной части трубопроводов метод следует признать малоэффективным. Что же касается достоверности, то она, по нашим оценкам, составила около 90%.

Опрессовка на прочность повышенным давлением. Впервые она была применена в 1976 г. в ТС ОАО «Мосэнерго». Обоснование метода и прочностные расчеты проводились ВТИ в 1975 г. С тех пор проводится ежегодно с незначительным изменением величины давления и времени его выдержки отдельно по подающей и обратной труде. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-

94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключений тепловых сетей.

Акусто-эмиссионный метод, разработанный НПК «Вектор» (г. Москва). При движении теплоносителя по трубопроводу всегда имеют место пульсации давления различной частоты. Коррозионный дефект в виде утонения стенки трубы является своеобразной мембраной с собственной частотой колебаний. При близком значении частот возникают резонансные колебания, которые распространяются по металлу трубы и воде. Однако у данного метода есть некоторые ограничения. Применять его можно только во время отопительного сезона, т.к. обязательно наличие тока воды и давление не менее 2,5 кгс/см². Кроме того, длина диагностируемого участка должна быть от 40 до 150 м. Не должно быть сильных внешних шумов. Метод не опробован для трубопроводов в ППУ изоляции. При этом достоинством данного метода является то, что он дает практическую возможность непрерывно по всей длине диагностировать сразу оба трубопровода на большие расстояния по теплотрассе, определяет не только координаты коррозионных повреждений, но и величину утонения металла, позволяет обнаруживать течи. Эффективность метода можно считать высокой, т.к. без нарушения технологического режима, без вскрытия трубопроводов тепловых сетей, при небольших объемах подготовительных работ получены десятки километров продиагностированных участков. Однако к полученным результатам следует относиться осторожно. Анализ данных, полученных при обследовании и при последующем вскрытии теплотрасс, подтвердил, что лучше выявляются протяженные коррозионные участки, а для обнаружения локальных язвенных дефектов в металле этот метод малоприменим.

Строго говоря, с помощью метода, разработанного НПК «Вектор», выявляются места механических перенапряжений конструкции трубопровода, которые в ряде случаев могут быть обусловлены не утонением стенки трубы, а другими факторами, например, разрушением скользящих опор, температурными деформациями и т.п. В итоге достоверность результатов оказалась на уровне 40%. Помимо применения этого вида диагностики должна проводиться тепловая азросъемка и фотосъемка сопровождения тепловых сетей два раза в год в те узкие временные интервалы, когда совпадают технологические и погодные условия. Персонал эксплуатационных районов должен оперативно произвести внеплановые обходы тепловых сетей в доступных для осмотра местах выявленных температурных аномалий, в некоторых случаях провести внеплановые шурфовки. Систематическая тепловая азросъемка должна быть важной частью мониторинга, позволяющая не только определить места разрушения изоляции и разгерметизации трубопроводов, но и отслеживать развитие во времени такого рода изменений.

В г. Нижнекамске 20 апреля 2012 г. проводилось исследование участков теплотрасс. Работа была выполнена по договору и включает в себя тепловизионное и акустическое диагностирование участков теплопроводов – см. Раздел 5 00.0М-111.02.003

3.13. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний тепловых сетей.

Согласно требованиям «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок» (Минэнерго России №115 от 24.03.03 г) и «Типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» (РД 153-34.0-20.507-98) гидравлические испытания на прочность и плотность тепловых сетей проводятся ежегодно.

Испытания на максимальную температуру теплоносителя в апреле 2012г. проводились на трубопроводе М-III, на трубопроводах Город-1 и Город-2 планируется в апреле 2013г., так как последние испытания были в 2008г.

Испытания на тепловые потери проводились в мае 2012 г.

Экспертиза промышленной безопасности ОПО тепловодов №№ 2, 3, БСИ проведена в 2011 г. Эксплуатация разрешена до 2016 г. Экспертиза промышленной безопасности ОПО тепловода №1 проведена в 2012 г. Эксплуатация разрешена до 2017 г.

3.14. Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя.

Министерством энергетики Российской Федерации был подписан приказ №510 от 2 ноября 2011 года «Об утверждении нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2012 год», который гласит: « В соответствии с пунктом 4.5.4 Положения о Министерстве энергетики Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 г. № 400 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, № 22, ст. 2577; 2009, № 52, ст.6586), приказываю: Утвердить прилагаемые нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии на 2012 год»

Таблица 3-8. Нормативы технологических потерь и затрат при передаче тепловой энергии на 2012 год.

№	Организация	Нормативы		
		Потери и затраты теплоносителей, пар (т), вода (м ³)	Потери тепловой энергии, Гкал	Расход электроэнергии, тыс. кВтч
1	ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания», г. Набережные Челны РТ	Тепловые сети в г. Нижнекамске		
		1 127 290	230 341	31 227,829

Определение нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с использованием нормативных энергетических характеристик тепловых сетей

1. Энергетические характеристики работы водяных тепловых сетей каждой системы теплоснабжения разрабатываются по следующим показателям:

- потери сетевой воды;
- потери тепловой энергии;
- удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей;
- разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах);
- удельный расход электроэнергии на единицу отпущенной тепловой энергии от источника теплоснабжения (далее – удельный расход электроэнергии).

2. При разработке нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии используются технически обоснованные энергетические характеристики (потери сетевой воды, потери тепловой энергии, удельный расход электроэнергии).

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю “потери сетевой воды” устанавливает зависимость технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и распределение от источника тепловой энергии до потребителей от характеристик и режима работы системы теплоснабжения. При расчете норматива технологических потерь теплоносителя используется значение энергетической характеристики по показателю “потери сетевой воды” только в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации.

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю “тепловые потери” устанавливает зависимость технологических затрат тепловой энергии на ее транспорт и распределение от источника тепловой энергии до границы балансовой принадлежности тепловых сетей от температурного режима работы тепловых сетей и внешних

климатических факторов при заданной схеме и конструктивных характеристиках тепловых сетей.

Гидравлическая энергетическая характеристика тепловой сети (энергетическая характеристика по показателю "удельный расход электроэнергии") устанавливает зависимость от температуры наружного воздуха в течение отопительного сезона отношения нормируемого часового среднесуточного расхода электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии в тепловых сетях к нормируемому среднесуточному отпуску тепловой энергии от источников тепловой энергии.

3. К каждой энергетической характеристике прилагается пояснительная записка с перечнем необходимых исходных данных и краткой характеристикой системы теплоснабжения, отражающая результаты пересмотра (разработки) нормативной энергетической характеристики в виде таблиц и графиков. Каждый лист нормативных характеристик, содержащий графические зависимости показателей, подписывается руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

На титульном листе предусматриваются подписи должностных лиц организаций, указываются срок действия энергетических характеристик и количество сброшюрованных листов.

4. Срок действия энергетических характеристик устанавливается в зависимости от степени их проработки и достоверности исходных материалов, но не превышает пяти лет.

5. Пересмотр энергетических характеристик (частичный или в полном объеме) производится:

- при истечении срока действия нормативных характеристик;
- при изменении нормативно-технических документов;
- по результатам энергетического обследования тепловых сетей, если выявлены отступления от требований нормативных документов.

Кроме того, пересмотр энергетических характеристик тепловых сетей производится в связи с произошедшими изменениями приведенных ниже условий работы тепловой сети и системы теплоснабжения более пределов, указанных ниже:

- по показателю "потери сетевой воды";
- при изменении объемов трубопроводов тепловых сетей на 5%;
- при изменении объемов внутренних систем теплопотребления на 5%;
- по показателю "тепловые потери":
- при изменении тепловых потерь по результатам очередных испытаний на 5% по сравнению с результатами предыдущих испытаний;
- при изменении материальной характеристики тепловых сетей на 5%;
- при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
- по показателям "удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки потребителей" и "разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах":
- при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
- при изменении суммарных договорных нагрузок на 5%;

- при изменении тепловых потерь в тепловых сетях, требующих пересмотра соответствующей энергетической характеристики;
 - по показателю "удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии".
 - при изменении количества насосных станций или центральных тепловых пунктов (далее – ЦТП) в тепловой сети на балансе энергоснабжающей (теплосетевой) организации, в случае, если электрическая мощность электродвигателей насосов во вновь подключенных или снятых с баланса насосных станциях и ЦТП изменилась на 5% от суммарной нормируемой электрической мощности; то же относится к изменению производительности (или количества) насосов при неизменном количестве насосных станций и ЦТП;
 - при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
 - при изменении условий работы насосных станций и ЦТП (автоматизация, изменение диаметров рабочих колес насосных агрегатов, изменение расходов и напоров сетевой воды), если суммарная электрическая мощность электрооборудования изменяется на 5%.
 - при пересмотре энергетической характеристики по одному из показателей проводится корректировка энергетических характеристик по другим показателям, по которым в результате указанного пересмотра произошло изменение условий или исходных данных (если взаимосвязь между показателями обусловлена положениями методики разработки энергетических характеристик).
6. Корректировка показателей технологических потерь при передаче тепловой энергии с расчетной присоединенной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт) и выше для периода регулирования осуществляется приведением утвержденных нормативных энергетических характеристик к прогнозируемым условиям периода регулирования.
7. Расчет ожидаемых значений показателя "потери сетевой воды" в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, на период регулирования при планируемых изменениях объемов тепловых сетей ожидаемые значения показателя "потери сетевой воды" допускается определять по формуле:

$$G_{\text{ПСВ}}^{\text{план}} = G_{\text{ПСВ}}^{\text{норм}} * \frac{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}}{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}}, \quad (1)$$

где $G_{\text{ПСВ}}^{\text{план}}$ – ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м³;

$G_{\text{ПСВ}}^{\text{норм}}$ – годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими характеристиками, м³;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}$ – ожидаемый суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, м³;

$\Sigma V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}$ – суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м³.

8. Расчет ожидаемых значений показателя “тепловые потери” на период регулирования при планируемых изменениях материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации, а также среднегодовых значений температуры теплоносителя и окружающей среды (наружного воздуха или грунта при изменении глубины заложения теплопроводов) на предстоящий период регулирования в размерах, не превышающих указанных в пункте 5 настоящей Инструкции, рекомендуется производить отдельно по видам тепловых потерь (через теплоизоляционные конструкции и с потерями сетевой воды). При этом планируемые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей определяются отдельно для надземной и подземной прокладки.

8.1. Расчет ожидаемых на период регулирования среднегодовых тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей осуществляется по формулам:

для участков подземной прокладки:

$$Q_{\text{тп. подз}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп. подз}}^{\text{норм}} * \frac{\Sigma M_{\text{подз}}^{\text{план}} * \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}}{2} - t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{план}} \right)}{\Sigma M_{\text{подзг}}^{\text{норм}} * \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}}{2} - t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{норм}} \right)}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{тп. подз}}^{\text{план}}$ – ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам подземной прокладки, Гкал/ч;

$Q_{\text{тп. подз}}^{\text{норм}}$ – нормативные (в соответствии с энергетическими характеристиками) среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам подземной прокладки, Гкал/ч;

$\Sigma M_{\text{подз}}^{\text{план}}$ – ожидаемая на период регулирования суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей подземной прокладки, м²;

$\Sigma M_{\text{подзг}}^{\text{норм}}$ – суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей подземной прокладки на момент разработки энергетических характеристик, м²;

$t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}}, t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}, t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{план}}$ – ожидаемые на период регулирования среднегодовые температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, и грунта на средней глубине заложения теплопроводов, °С;

$t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}}, t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}, t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{норм}}$ – среднегодовые температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, и грунта на средней глубине заложения теплопроводов, принятые при разработке энергетических характеристик, °С;

для участков надземной прокладки:

(раздельно по подающим и обратным трубопроводам)

$$Q_{\text{тп. надз}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп. надз}}^{\text{норм}} * \frac{\sum M_{\text{надз}}^{\text{план}} * \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}}{2} - t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{план}} \right)}{\sum M_{\text{надз}}^{\text{норм}} * \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}}{2} - t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{норм}} \right)}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{тп. надз}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам надземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам, Гкал/ч;

$Q_{\text{тп. надз}}^{\text{норм}}$ - нормативные (в соответствии с энергетическими характеристиками) среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам надземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам, Гкал/ч;

$\sum M_{\text{надз}}^{\text{план}}$ - ожидаемая на период регулирования суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей надземной прокладки, м²;

$\sum M_{\text{надз}}^{\text{норм}}$ - суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей надземной прокладки на момент разработки энергетической характеристики, м²;

$t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{план}}$ - ожидаемая на период регулирования среднегодовая температура наружного воздуха, °С;

$t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{норм}}$ - среднегодовая температура наружного воздуха, принятая при составлении энергетических характеристик, °С.

8.2. Расчет ожидаемых на период регулирования среднегодовых тепловых потерь с потерями сетевой воды осуществляется по формуле:

$$Q_{\text{тп. псв}}^{\text{план}} = C \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot \frac{G_{\text{тп. псв}}^{\text{план}}}{n_{\text{год. раб}}} \cdot (bt_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}} + (1-b)t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}} - t_{\text{х.ср.г}}^{\text{план}}) \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$

где $Q_{\text{тп. псв}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал/ч;

C - удельная теплоемкость сетевой воды, принимаемая равной 1 ккал/кг °С;

$\rho_{\text{ср}}$ - среднегодовая плотность воды, определяемая при среднем значении ожидаемых в период регулирования среднегодовых температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, кг/м³;

$G_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}$ – ожидаемые на период регулирования годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, эксплуатируемых теплосетевой организацией; определяются по формуле (26), м³;

$n_{\text{год.раб}}$ – ожидаемая на период регулирования продолжительность работы тепловой сети в году, ч.;

$t_{\text{х.ср.г}}^{\text{план}}$ – ожидаемая на период регулирования среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник теплоты для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой сети, °С.

8.3. Ожидаемые на период регулирования суммарные среднегодовые тепловые потери $Q_{\text{тп}}^{\text{план}}$, Гкал/ч, определяются по формуле:

$$Q_{\text{тп}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп.надз}}^{\text{план}} + Q_{\text{тп.надз}}^{\text{план}} + Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}, \quad (5)$$

9. Расчет ожидаемых на период регулирования значений показателя “удельный расход электроэнергии”.

При планируемых на период регулирования изменениях влияющих факторов ожидаемые значения показателя “удельный расход электроэнергии” определяются для каждой из характерных температур наружного воздуха, принятых при разработке энергетических характеристик. С целью упрощения расчетов допускается определение планируемого на период регулирования удельного расхода электроэнергии только при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома утвержденного температурного графика. В этом случае значения планируемого показателя “удельный расход электроэнергии” при других характерных температурах наружного воздуха строятся на нормативном графике параллельно линии изменения нормативного показателя на одинаковом расстоянии, соответствующем расстоянию между значениями нормативного и ожидаемого удельного расхода электроэнергии в точке излома.

Значение планируемого на период регулирования удельного расхода электроэнергии в точке излома температурного графика $\mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{план}}$, кВт·ч/Гкал, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{план}} = \frac{W_{\text{тс}}^{\text{план}}}{Q_{\text{ст}}^{\text{план}}}, \quad (6)$$

где:

$W_{\text{тс}}^{\text{план}}$ – ожидаемая на период регулирования суммарная электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при температуре наружного воздуха, соответствующей излому температурного графика, кВт.

Для расчета суммарной электрической мощности всех электродвигателей насосов различного назначения, участвующих в транспорте и распределении тепловой энергии, рекомендуется использовать формулы, приведенные в действующих методиках по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии и определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей.

3.15. Предписание надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.

Предписаний надзорных органов о запрещении эксплуатации участков тепловой сети на настоящий момент нет.

3.16. Типы присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Теплоснабжение города Нижнекамска осуществляется от двух источников:

- Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» ПТК-1;
- ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Теплоносителем является сетевая вода с максимальной температурой $150^{\circ}/70^{\circ}\text{C}$. Система теплоснабжения принята закрытая, сетевая вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель, из сети не отбирается.

Схема присоединения местных систем отопления по признаку гидравлической связи с тепловыми сетями в основном зависимая, по независимой схеме присоединены здания имеющие этажность 12 и выше, так же ЦТП расположенные в точке завышенного или заниженного давления тепловой сети – ЦТП – 37, 40, 41, 42, 51, 62, п. Красный ключ, с. Б. Афанасово, п. Строителей и др.

По способу регулирования отпуска тепловой энергии от источников принят качественный метод регулирования температуры теплоносителя, т.е. температура теплоносителя изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, а расход теплоносителя в системе потребления остается постоянным.

Присоединение ЦТП к тепловым сетям выполняется в основном по двум схемам:

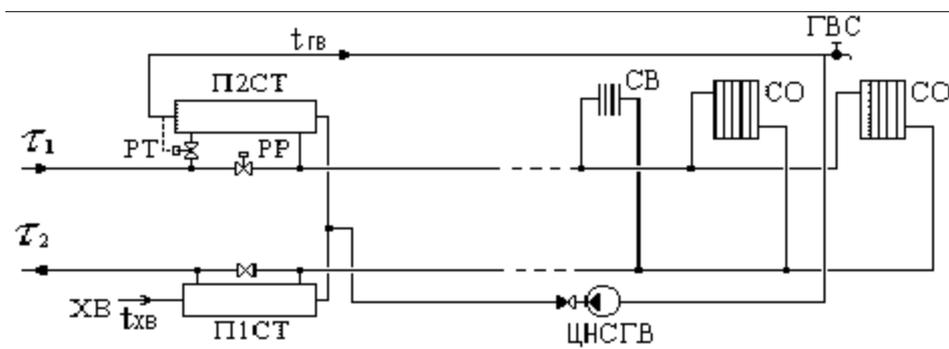


Рисунок 3-3. ЦТП с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением СО и СВ.

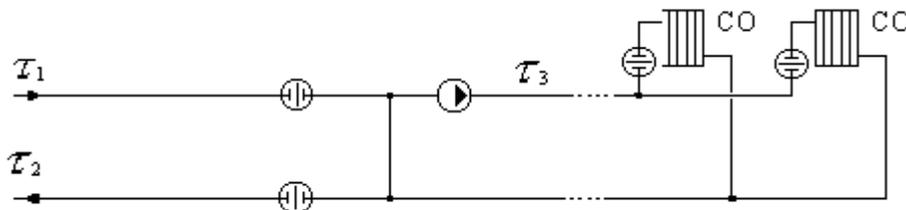


Рисунок 3-4. ЦТП с насосом смешения на подающем трубопроводе.

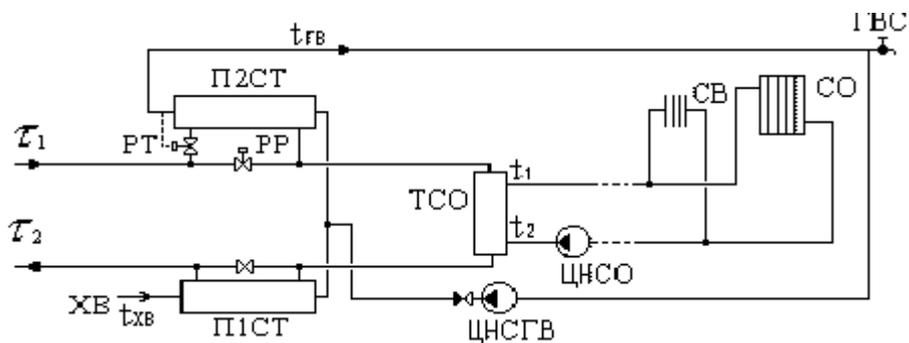


Рисунок 3-5. ЦТП с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и независимым присоединением СО.

Условные обозначения, принятые при изображении схем тепловых пунктов:

- ГВС – система горячего водоснабжения;
- СВ – система вентиляции;
- СО – система отопления;
- РР – регулятор расхода;
- РТ – регулятор температуры;
- ТСО – теплообменный аппарат на систему отопления;
- П1СТ – подогреватель – теплообменный аппарат первой (нижней) ступени на систему горячего водоснабжения;
- П2СТ – подогреватель – теплообменный аппарат второй (верхней) ступени на систему горячего водоснабжения;
- СН – смесительный насос;
- ЦНСО – циркуляционный насос системы отопления;
- ЦНСГВ – циркуляционный насос системы горячего водоснабжения;

3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущено из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.

Планируется установка приборов учета тепловой энергии и теплоносителя на границе раздела с филиалом ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1). Срок установки приборов не определен. Коммерческие приборы учета на границе раздела с ООО «Нижнекамская ТЭЦ» установлены.

3.18. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Для поддержания давления сетевой воды в подающем трубопроводе согласно карте уставок на ПНС ПКЭР №№ 1,2,3,4,5,6,7 установлены регулирующие клапаны типа РК-1 (исполнительный орган), поддерживающие заданное давление в системах теплоснабжения (т.е. «после себя»). Автоматическое поддержание давления осуществляется с помощью регуляторов давления типа РД-3М (командный орган). Регулирующий клапан РК-1 одновременно с функцией регулирования давления выполняют функцию расщетки подающего трубопровода на гидравлически изолированные зоны в случае останова перекачивающих насосов на насосной станции. Время плотного закрытия РК-1 при срабатывании расщетки составляет 12–15 секунд. Командным органом для РК-1 в режиме расщетки является

регулятор давления типа РД-3, промежуточным органом в режиме рассечки являются импульсные клапаны типа ИК-80 (на ПНС-6, ПНС-7- типа ИК-25).

Кроме того, существует автоматическая электрическая схема «АВР насосов» на ПНС-1,2,3,4,5,6,7. Время срабатывания составляет 2,0-2,5 секунды. Схема «АВР насосов» предназначена для:

- Автоматического включения в работу резервного электродвигателя 6 кВ перекачивающего насоса и последующего автоматического отключения работающего электродвигателя насоса при понижении давления в напорном патрубке работающего насоса до нижней (минимальной) установки ЭКМ;
- Автоматического включения в работу резервного электродвигателя 6 кВ перекачивающего насоса и последующего автоматического отключения работающего электродвигателя насоса при аварийном отключении работающего электродвигателя насоса вследствие срабатывания каких-либо из электрических защит электродвигателя (МТЗ, ТО, ОЗЗ);
- Запрещения включения («Запрет АВР») резервного агрегата при понижении давления в напорном патрубке работающего насоса из-за понижения до 0 (или минимального разрешенного по условиям предотвращения кавитации в насосе) давления во всасывающем коллекторе ПНС; (цепи «Запрет АВР» включены в работу на ПНС «верхней зоны» -№ 1,3,4,6, так как ПНС «нижней зоны» расположены ниже среднегородской геодезической отметки и понижения давления во всасывающем коллекторе ПНС-2,5,7 до 0-0,5 кгс/см² маловероятно);
- Автоматического закрытия электрофицированной задвижки на напорном патрубке отключившегося агрегата (диспетчерское наименование задвижек-ОН-1, ОН-2, ОН-3, ОН-4);
- Сигнализации срабатывания схемы, а также сигнализации неисправности в цепях схемы.

В части электроснабжения насосных станций (ПНС) в КРУ-6кВ на всех насосных станциях выполнена электрическая автоматическая защита «АВР секций 6 кВ».

Схемы электроснабжения ПНС идентичны для всех перекачивающих насосных станций НКЭР. На каждой ПНС существует КРУ-6кВ, питание которого осуществляется по двум питающим ЛЭП 6 кВ (фидерам), к каждой из которых присоединены секции шин 6 кВ с секционным выключателем между ними. Оба питающих фидера на ПНС являются рабочими, то есть в нормальном режиме постоянно включены. От секций шин 6 кВ запитаны перекачивающие насосы, причем часть насосов запитана от 1СШ, другая часть – от 2 СШ. На ПНС-6, ПНС-7, ПНС-5 есть отличие схемы электроснабжения: один из питающих фидеров напряжением 10 кВ, поэтому на этих ПНС установлен Т-1, понижающий напряжение с 10 кВ на 6 кВ. Секционный выключатель автоматически включается устройством АВР в случае полного исчезновения питающего напряжения на секции после отключения вводного выключателя, а также после отключения вводного выключателя от встроенных в него электрических защит. Наличие двух питающих линий обеспечивает взаимное резервирование СШ (двухсторонний АВР).

Для повышения надежности электроснабжения при системных авариях в электрических сетях, а также при стихийных бедствиях (ураганах) электроснабжение ПНС выполнено от разных подстанций филиала ОАО «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети.

Укомплектованность схем гидравлической автоматики в НКЭР (регулирование, рассечка, сбросное устройство) регуляторами давления РД-3М составляет 100%.

Измерение давления на насосных станциях НКЭР осуществляется общепромышленными манометрами (типа ОБМ, МТП) класса точности 1,5; 2,0; 2,5. Измерение температуры сетевой воды осуществляется лабораторными ртутными термометрами. Измерение и учет расходов теплоносителя осуществляется на источниках тепловой энергии (филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ»).

Насосные станции верхней зоны ПНС-1,-3,4,6 оборудованы схемой световой сигнализации при понижении давления во всасывающем коллекторе до величины, заданной согласно карте уставок. Сигнализация вынесена на щит управления насосной станцией и срабатывает мгновенно, без задержки времени.

На ПНС-1,2,5 НКЭР смонтированы и включены в работу частотно-регулируемые приводы (ЧРП) компании «Vacon». ЧРП обеспечивает автоматическое поддержание заданного давления во всасывающем коллекторе со стороны потребителей за счет изменения частоты вращения электродвигателя 6 кВ. ЧРП имеет 2 режима работы- автоматический и дистанционный. На дистанционный режим работы ЧРП устанавливается при переходных режимах в тепловой сети. Частотно-регулируемый привод имеет функцию сохранения и восстановления задания при кратковременном (до 5 сек) исчезновении электропитания. Кроме того, ЧРП осуществляет плавный пуск агрегата, что увеличивает ресурс работы оборудования. Время реагирования ЧРП на изменение давления на входе насосной не более 1 секунды. Схема включения перекачивающих насосов от ЧРП на ПНС-1 предусматривает работу любого из трех установленных на ПНС-1 перекачивающего насоса. На ПНС-2, ПНС-5 частотно-регулирующий привод подключен к определенному насосу без возможности переключения на другие насосы.

Таблица 3-9. Информация по автоматизации ЦТП.

№	регулятор давления ТС	автомат. управление температурой ГВС. Контроль параметров	наличие ЧРП для регулирования давления ГВС
ЦТП-1	в работе	в работе	в работе
ЦТП-10	в работе	в работе	в работе
ЦТП-11	в работе	в работе	в работе
ЦТП-12	в работе	в работе	в работе
ЦТП-13	в работе	в работе	в работе
ЦТП-16	в работе	в работе	в работе
ЦТП-18	в работе	в работе	в работе
ЦТП-20	отключен	отключен	Отключен
ЦТП-21	в работе	в работе	в работе
ЦТП-23	отключен	отключен	Отключен
ЦТП-24	в работе	в работе	Отключен
ЦТП-25	в работе	в работе	в работе
ЦТП-26	отключен	отключен	отключен
ЦТП-27	в работе	в работе	отключен
ЦТП-28	в работе	в работе	в работе
ЦТП-30	в работе	в работе	в работе
ЦТП-31	в работе	в работе	в работе
ЦТП-32	отключен	отключен	отключен
ЦТП-33	в работе	в работе	в работе
ЦТП-34	в работе	в работе	в работе
ЦТП-35	отключен	отключен	отключен
ЦТП-36	в работе	в работе	в работе
ЦТП-37	в работе	в работе	в работе

ЦТП-38	в работе	в работе	в работе
ЦТП-39	в работе	в работе	в работе
ЦТП-40	в работе	в работе	в работе
ЦТП-41	в работе	в работе	в работе
ЦТП-42	в работе	в работе	в работе
ЦТП-44	отключен	отключен	отключен
ЦТП-45	в работе	в работе	в работе
ЦТП-46	в работе	в работе	в работе
ЦТП-47	в работе	в работе	в работе
ЦТП-48	в работе	в работе	в работе
ЦТП-49	в работе	в работе	отключен
ЦТП-50	в работе	в работе	отключен
ЦТП-51	в работе	в работе	в работе
ЦТП-52	в работе	в работе	в работе
ЦТП-53	в работе	в работе	отключен
ЦТП-54	в работе	в работе	в работе
ЦТП-55	в работе	в работе	в работе
ЦТП-56	в работе	в работе	в работе
ЦТП-57	в работе	в работе	в работе
ЦТП-58	в работе	в работе	в работе
ЦТП-59	в работе	в работе	в работе
ЦТП-60	отключен	отключен	отключен
ЦТП-61	отключен	отключен	отключен
ЦТП-62	в работе	в работе	отключен
ЦТП-63	в работе	в работе	в работе
ЦТП-64	в работе	в работе	отключен
ЦТП-65	в работе	в работе	в работе
ЦТП-66	в работе	в работе	в работе
ЦТП-67	в работе	в работе	в работе
ЦТП-68	отключен	отключен	отключен
ЦТП-69	в работе	в работе	в работе
ЦТП-70	в работе	в работе	отключен
ЦТП-74	в работе	в работе	в работе
ЦТП-79	отключен	отключен	отключен
ЦТП-86	в работе	в работе	отключен
ЦТП-92	в работе	в работе	в работе

3.19. Сведения о защите тепловых сетей

Крупные системы теплоснабжения, которые оснащены большим объемом запорной арматуры, насосного оборудования, имеющие большую протяженность сетей и большое гидравлическое сопротивление, имеют трудности при обеспечении высокой степени их надежности. В таких системах теплоснабжения существует высокая вероятность возникновения аварийных либо переходных гидравлических режимов, характеризующихся колебаниями либо повышением давления сетевой воды, значения которых выходят за пределы допустимых значений прочностных характеристик оборудования и сетей. Подобные процессы возможны и в системах теплоснабжения невысокой мощности и протяженности. Переходные процессы могут иметь характер гидравлического удара.

Нарушения нормального гидравлического режима систем теплоснабжения имеют следующие технические причины:

- аварийные отключения сетевых и подпиточных насосов ТЭЦ (котельных);
- закрытие (открытие) регуляторов, запорной, предохранительной и обратной арматуры на источниках теплоснабжения, в тепловых сетях и в тепловых пунктах потребителей (причем разрывы коррозионно-ослабленных трубопроводов могут происходить даже в случае плановых переключений в тепловых схемах, при перепуске насосов, уменьшении или увеличении подпитки сети);
- разрывы магистральных трубопроводов.

В зависимости от инерционности системы трубопроводов и характеристик возмущения переходные гидравлические режимы можно подразделить на условно-стабильные и на гидравлические удары. Обе разновидности могут носить характер затухающего колебательного процесса.

Условно-стабильные режимы характеризуются монотонными нарушениями стационарного гидравлического режима, при которых скорость изменения (в т.ч. нарастания) давления невысока. Подобные режимы наиболее часто являются следствием операций, связанных с работой регулирующих клапанов, закрытием и открытием запорной арматуры с электроприводом.

Кроме того, системы теплоснабжения обладают следующей особенностью: существует значительный разброс допустимых давлений для оборудования и трубопроводов, установленных на ТЭЦ (котельных), тепловых сетях и системах теплопотребления. Например, системы теплопотребления, укомплектованные чугунными радиаторами с допустимым давлением 0,6 МПа, присоединяются по зависимой схеме к тепловым сетям, имеющим допустимое рабочее давление 1,6 МПа.

Гидравлические удары характеризуются возникающими возмущениями в трубопроводе при быстром изменении скорости движения жидкости. Гидравлический удар характеризуется мгновенными (соизмеримыми со скоростью звука, $\omega \geq 1$) повышениями и понижениями давления, которые могут привести к разрушению трубопровода. Вероятность возникновения гидравлических ударов возрастает с увеличением мощности теплоисточников, увеличенным диаметров и длины тепловых сетей, оснащенностью сети регуляторами, клапанами и задвижками с электроприводом.

Причинами возникновения гидравлических ударов являются:

- внезапный останов насосов на теплоисточнике или насосной станции при прекращении подачи электроэнергии. Происходит волновой процесс, сопровождающийся уменьшением давления на нагнетательном коллекторе насосной установки и повышением давления на всасывающем коллекторе;
- внезапное включение насосов;
- быстрое закрытие регулирующих клапанов и задвижек на теплоисточнике, насосных станциях и тепловой сети.

Гидравлический удар сопровождается резким изменением скорости движения воды в сети. Волны гидравлического удара распространяются по системе со скоростью звука в воде

и могут многократно повторяться по системе со скоростью звука ($\omega \geq 1$) и могут многократно повторяться, пока энергия удара не израсходуется на работу сил трения и деформацию трубопроводов или не будет погашена в специальных устройствах, ограничивающих распространение волн. Для сортамента труб, применяемых в тепловых сетях, скорость распространения ударной волны в воде составляет от 1300 до 1050 м/с.

Отсутствие в составе систем теплоснабжения специализированных устройств защиты от названных выше явлений в значительной степени усугубляет аварийную ситуацию, приводит к цепному характеру ее распространения и серьезным последствиям для систем теплоснабжения, таким как:

- повреждение тепломеханического оборудования источников теплоснабжения;
- разрыв сетевых трубопроводов с затоплением помещений источников теплоснабжения, выводом из строя электрооборудования и потерей собственных нужд;
- прекращение теплоснабжения объектов ЖКХ и социальной сферы, предприятий, влекущее с серьезными социальными последствиями и нанесением материального ущерба;
- разрыв отопительных приборов внутренних систем теплоснабжения с затоплением помещений.
- Подобные инциденты могут сопровождаться травматизмом обслуживающего персонала теплоснабжающих организаций и третьих лиц.

Нормативными документами, такими как «ПТЭ электрических станций и тепловых сетей Российской Федерации» – п. 4.11.8, 4.12.40, «ПТЭ тепловых энергоустановок» – п.5.1.14, 6.2.62, 9.1.1,9.1.42, а также СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» – п. 8.18, 15.14 устанавливаются требования по защите трубопроводов и оборудования всех элементов систем централизованного теплоснабжения (источников тепловой энергии (ТЭЦ, котельных), тепловых сетей и систем теплоснабжения от повышения давления сетевой воды сверх допустимых значений и гидравлических ударов.

Требования указанных нормативных документов обусловлены высокой вероятностью возникновения аварий, сопровождающихся повышениями давления сетевой воды и гидравлическими ударами, вызванными потерей или перерывом электроснабжения подкачивающих насосных станций (ПНС), групп сетевых и подпиточных насосов источников тепловой энергии, действием запорно-регулирующей арматуры, а также несанкционированными действиями персонала или посторонних лиц, приводящими к подобным аварийным ситуациям.

Обобщая вышесказанное, можно сделать вывод: каждый элемент единой системы (источник тепла, тепловые сети, системы теплоснабжения) должен быть оборудован специальными устройствами защиты от недопустимого повышения (колебания; изменения) давления теплоносителя, обеспечивающими поддержание заданного давления на границах эксплуатационной ответственности субъектов теплоснабжения при внезапных изменениях гидравлического режима, вызванных оборудованием данного элемента системы теплоснабжения. То есть, устройства защиты должны обеспечить поддержание давления в допустимых пределах повышения давления.

Решение проблемы защиты от изменения давления должно носить комплексный характер и учитывать взаимовлияние средств автоматизации и защиты, установленных в различных точках единой системы централизованного теплоснабжения. Следует отметить, что наиболее опасными в части возможных последствий аварийных ситуаций, как правило, обусловлены отключением под нагрузкой сетевых насосов источников тепловой энергии или подкачивающих насосов ПНС.

Обеспечение высокой степени надежности работы систем теплоснабжения и их защита от недопустимого изменения давления и гидравлических ударов может быть осуществлена за счет применения специальных устройств:

1. Установка на насосных станциях противоударной перемычки между обратным и подающим трубопроводами с установкой на неё обратного клапана. При внезапной остановке насосов противоударная перемычка приводит к выравниванию давлений в трубопроводе и затуханию ударной волны. При запуске насосов из неподвижного состояния «на сеть» с открытыми задвижками на подающем и обратном коллекторах также возникает волновой процесс, сопровождающийся повышением давления (напора) на подающем коллекторе и снижением напора на обратном коллекторе насосной.
2. Установка устройств для сброса давлений: гидрозатворы – переливы, быстродействующие сбросные клапана, разрывные диафрагмы.
3. Применение устройств частотного регулирования для насосных установок. Частотные преобразователи позволяют уменьшить колебания давления на переходных режимах, не создавать резких волновых возмущений в период планового пуска или останова насоса.
4. Установка устройств, тормозящих волновой процесс. К ним относятся ресиверы (воздушные колпаки).
5. Устройство плавного пуска
6. Использование мембранных предохранительных устройств (давление настройки 0,25–6МПа, быстродействие – 3мсек).
7. Установка демпфирующих устройств для защиты чувствительных элементов – манометров, регуляторов, датчиков, от воздействия гидроударов (быстродействие – 0,5–2сек.)
8. Применение тепловых схем с автоматической отсечкой потребителя при открытии сбросных устройств с небольшой выдержкой времени.

В городе Нижнекамске для защиты тепловых сетей от резкого повышения давления, в обратном трубопроводе на насосных станциях нижней зоны (ПНС-2, ПНС-5, ПНС-7), установлены сбросные устройства (СУ). При резком повышении давления во всасывающем коллекторе насосной станции до величины, заданной согласно карте уставок, происходит сброс сетевой воды в дренаж. Время срабатывания СУ составляет 0,5 секунд. Исполнительным органом сбросного устройства является сбросной клапан Ду 300, командным органом сбросного устройства является регулятор давления типа РД-3М.

Установлены на ПНС частотно-регулируемые приводы (ЧРП) для плавного пуска теплоносителя и автоматического поддержания нужного давления.

На всех ПНС на напорных патрубках насосов и между всасывающими и напорными коллекторами (кроме ПНС-5) смонтированы обратные клапаны, автоматически предотвращающие обратное движение сетевой воды в сторону потребителей при отключении работающих насосов.

3.20. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей

Таблица 3-10. Перечень выявленных бесхозяйных сетей.

№ п/п	Наименование	Адрес	Протяженность п/м	Диаметр
ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ				
1	от ТК-3 до пристроя к ЗАГС кв.3	ул. Юности, 6д	54	57
2	от ТК- 1 до ЧВД, мкр.36а	ул. Юности, 25	425	76
3	от ТК до Политехнического колледжа и лабораторного корпуса кв. СУЗ	пр. Химиков-35, 35а	32	108
4	от ТК-2 до типографии «Гузель», мкр.36	пр. Химиков, 18	240	76
5	от ТК-2 до АТС-31, мкр.36	пр. Химиков, 18з	94	57
6	от ТК до УК «ЖКХ-НК»	ул. Ахтубинская-21		108
7	от УТ-1 до Налоговой инспекции	пр.Шинников-4	158	89
8	от ТК-1 до УК «Камазлабстрой»	пр.Шинников-2	144	76
9	от УТ-1 до Федерального казначейства, кв.ГО	ул. Ахтубинская, 6	60	57
10	от ТК до института МГЭИ, кв.ГО	ул. Ахтубинская - 2	10	108
11	от ТК до ДЮШС-2, кв.5	ул.Тукая-25	108	57
12	от ТК до гаражей ГИБДД, кв.СО	ул. Студенческая,25а	372	57
13	до ренгенкомплекса, кв.Б	пр. Строителей-10д	104	32
14	от ТК до детского Автогородка, мкр.37	ул. Юности, 36	88	32
15	от ТК-23а до Культурного центра, кв.5	ул. Юности, 13	112	159
16	от ТК до гаражей и гаражного кооператива, мкр.36а	ул. Вокзальная-22		57
17	от ТК до Районных электросетей	ул. Ахтубинская-14	430	89
18	до прачечной гор. больн. №2	ул. Менделеева, 46	30	57
19	до ООО «Лес», гор.больн.№2	ул. Менделеева	60	89
20	от ТК - доп. до «Рыночных ворот», кв. ГО	пр. Строителей, 2ж	118	57
21	от ТК-доп. до кафе «Детский дворик», кв.ГО	ул. Ахтубинская,	59	89
22	от ТК до Экологического центра мониторинга	пос. Красный ключ	200	57
23	до средней Школы	пос. Красный ключ	902	89
24	до Мечети	пос. Красный ключ	716	89
25	до раздевалки хоккеистов	пос. Красный ключ	68	57
26	до Церкви	пос. Красный ключ	304	57
27	до прогимназии «Сказка»	пос. Красный ключ	214	57
28	до частных жилых домов	пос. Красный ключ		57
29	до частных жилых домов	с. Б. Афанасово		57
30	до Дома культуры	с. Б. Афанасово		76
31	Жилые дома: от ТК до Химиков-53, мкр.30 от ТК до Шинников-3, мкр.22-25 от ТК до Корабельная-45, мкр.35 от ТК до Вахитова-12, мкр.11 от УТ-1 до Строителей-48, мкр.30	пр. Химиков пр. Шинников ул. Корабельная пр. Вахитова пр. Строителей	256 1724 658 862 626	108 159 159, 108 133 108
32	от УТ-1 до офиса «Ойл-инфо», мкр.30	пр.Химиков-55а	70	57
33	от Б.УрманКе-3 до офиса НПФ «Прис», мкр.30	ул.Б.Урманче-3а		57
34	от ТК-1 до ЭВМ-сервис, мкр.44	ул. Студенческая-6	204	57
35	до Аптеки, мкр.22-25	пр. Мира-5а	130	32
36	до Аптеки, мкр.8	ул. Газарина-7д	32	32

37	До страховой компании «Чулпан» мкр.12	ул. Кайманова, 1	300	57
38	до кафе «Золотой улей», кв.С0	пр. Строителей-39	99	89
39	от УТ-15 до кафе «Чулпан», мкр.22-25	пр.Мира-59а	162	57
40	до кафе «Альки», мкр.11	пр. Вахитова, 16а	350	40
41	до от ООО «Камател», мкр.27	ул. Сююмдике-52а	100	45
42	от ТК-1 до магазина (№14), мкр.37	ул. Корабельная-17	130	57
43	от ТК-1 до ГМ «ЭССЭН», мкр.11	ул. Газарина-25	696	133
44	от ТК до ТЦ «Алмаз», кв.9	пр. Химиков-58б	105	57
45	до магазина «Раздолье», мкр.30	ул. Б.Урманче,29а	241	108
46	до магазина «Ильдан», мкр.11	ул. Менделеева, 15	348	57
47	до ТЦ «Ансам», мкр.12	пр. Химиков, 96а	560	57
48	до магазина «Ак Чишма», мкр.27	ул. Сююмдике-74	130	76
49	до ТЦ «Александр ЛТД», мкр.22-25	пр. Мира-23а	80	57
50	до ТЦ «Планета», мкр.22-25	пр. Мира, 61б	72	57
51	до магазина «Мебель», мкр.30	ул. Б.Урманче-31а		57
52	до ТД «Аверс», мкр.36	пр. Химиков, 10	70	57
53	до магазина «Техномаркет», мкр.22-25	пр. Мира-61а	90	57
54	до Пивного дара «Бочка», мкр.19	пр. Шинников-43а		25
55	до магазина «Арыш мае», кв.5	ул. Юности, 15		
56	до магазина «Арыш мае», мкр.14а	ул. Газарина-34а		

4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. Общие положения

В городе Нижнекамск отсутствуют административные районы, он поделен на жилые микрорайоны, кварталы и поселки:

- Микрорайоны: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 14а, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29а, 29б, 30, 31, 32, 34, 35, 35а, 36, 36а, 36б, 37, 43, 44.
- Кварталы: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 9а, СЧЗ, А, Б, Е.
- Поселки: Строителей, Ахтуба, Афанасово, Кр. Ключ.

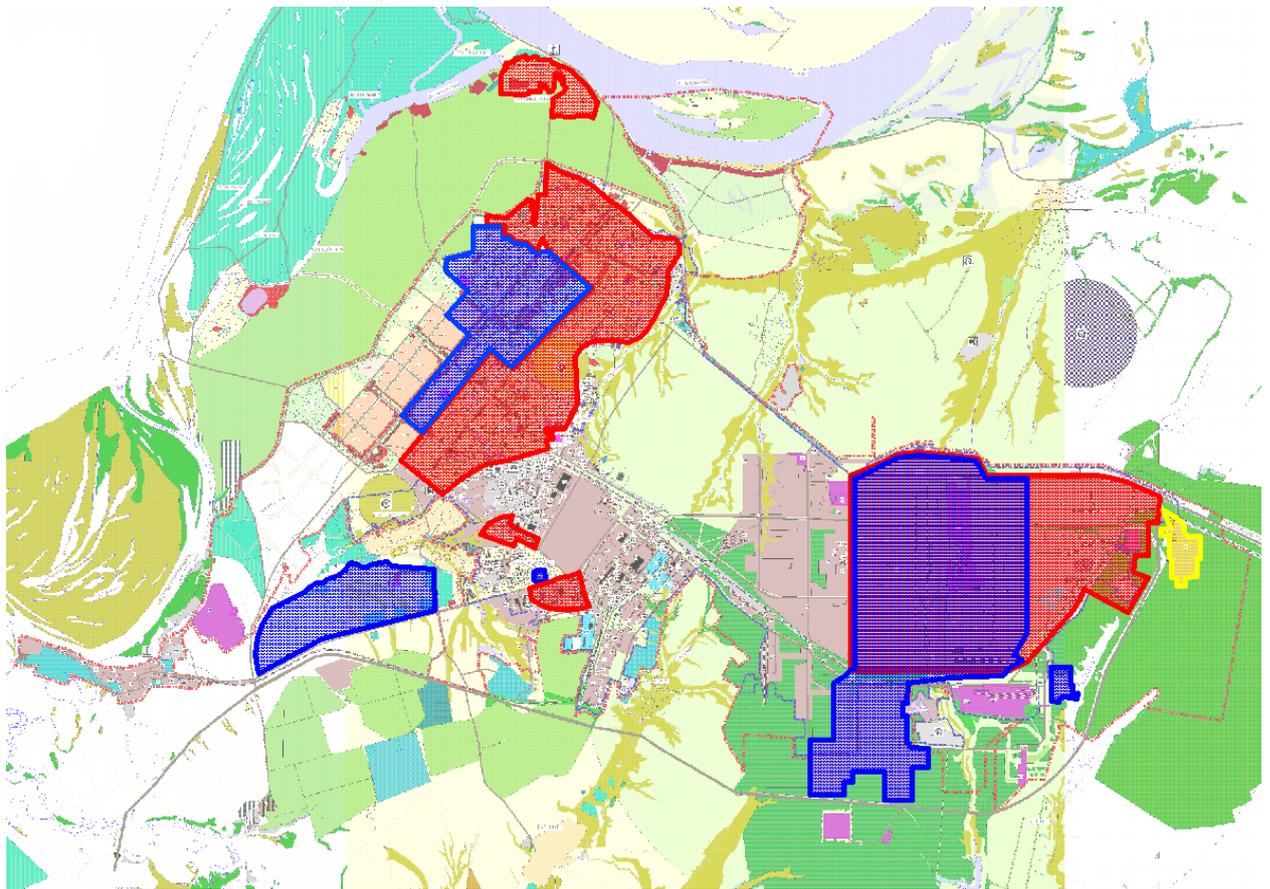
В Нижнекамском муниципальном районе расположен один из крупнейших в России центров нефтехимической, нефтеперерабатывающей и энергогенерирующей промышленности, на который приходится 23 % производимой в Татарстане промышленной продукции и около 30 % экспорта.

Промышленный комплекс Нижнекамска включает в себя такие крупные предприятия как:

- ОАО «Нижнекамскнефтехим» — завод по производству дивинила и углеводородного сырья, завод по производству дутилового каучука, завод по производству синтетических каучуков, завод по производству изопрена-мономера, завод по производству этилена, завод по производству окиси этилена, завод по производству стирола и полиэфирных смол, завод по производству олигомеров, завод по производству полистиролов, завод по производству полиолефинов;
- ОАО «Нижнекамскшина» — Нижнекамский шинный завод;
- ОАО «ТАИФ-НК» — нефтеперерабатывающий завод, завод бензинов и производство по переработке газового конденсата;
- ОАО «ТАНЕКО» (прежнее название «ННПЗ») — Татарстанский нефтеперерабатывающий комплекс;
- ОАО «Нижнекамсктехуглерод» — Нижнекамский завод технического углерода;

Теплоснабжение г. Нижнекамск, а также промышленной зоны осуществляется за счет двух источников тепловой энергии:

- Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1),
- ООО «Нижнекамская ТЭЦ»
- котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».



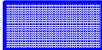
-  Зоны действия источника тепловой энергии Нижнекамской ТЭЦ
-  Зоны действия источника тепловой энергии Нижнекамской ТЭЦ ПТК-1
-  Зоны действия источника тепловой энергии котельной ОАО "Нижнекамсктехуглерод"

Рисунок 4-1. Зоны действия источников тепловой энергии.

По рисунку видно, что зоны действия филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) и ООО «Нижнекамская ТЭЦ» по промышленной зоне перекрываются. В зоне перекрытия находятся ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «ТАИФ-НК», так как они являются как потребителями филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1), так и ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

4.2. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Теплоснабжение города Нижнекамск от филиала ОАО «ТГК – 16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК – 1) осуществляется по трем тепловодам: «Город-1», «Город-2», «БСИ».

Зоны действия филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) охватывают следующую часть территории города, а именно:

- кварталы: 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, Е, Б, СО, СУЗ, ГО ($\Sigma Q = 146,0171$ Гкал/час),
- микрорайоны: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13а, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 27, 35, 35а, 36, 36а, 37 ($\Sigma Q = 425, 9770$ Гкал/час),
- п. Красный Ключ ($\Sigma Q = 11, 0910$ Гкал/час),
- промбаза ($\Sigma Q = 0,094289$ Гкал/час),
- БСИ ($\Sigma Q = 11,605873$ Гкал/час).

Зоны действия источника тепловой энергии филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) представлены на рисунке 4.2.

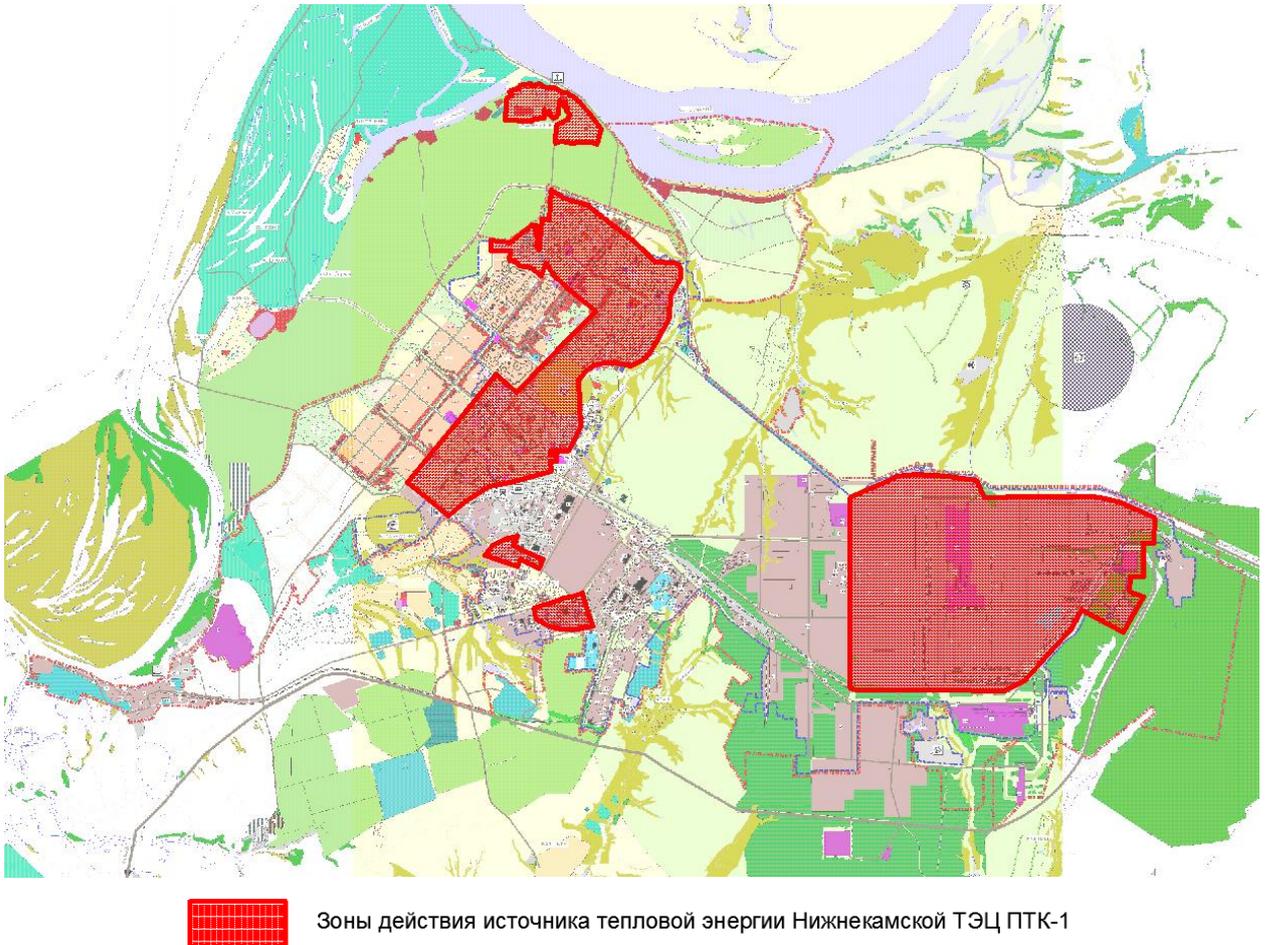


Рисунок 4-2. Зоны действия источника тепловой энергии филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

4.3 ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Теплоснабжение города Нижнекамск от ООО «Нижнекамской ТЭЦ» осуществляется по тепловоду «М-3». В зоны действия ООО «Нижнекамской ТЭЦ» входят:

- кварталы: 8, 9, 9а, Б ($\Sigma Q = 26,1298$ Гкал/час),
- микрорайоны: 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 29а, 29б, 30, 31, 34, 44, 45 ($\Sigma Q = 278,6443$ Гкал/час),

- п. Строителей ($\Sigma Q = 0,546729$ Гкал/час),
- с. Б.Афанасово ($\Sigma Q = 5,609362$ Гкал/час),

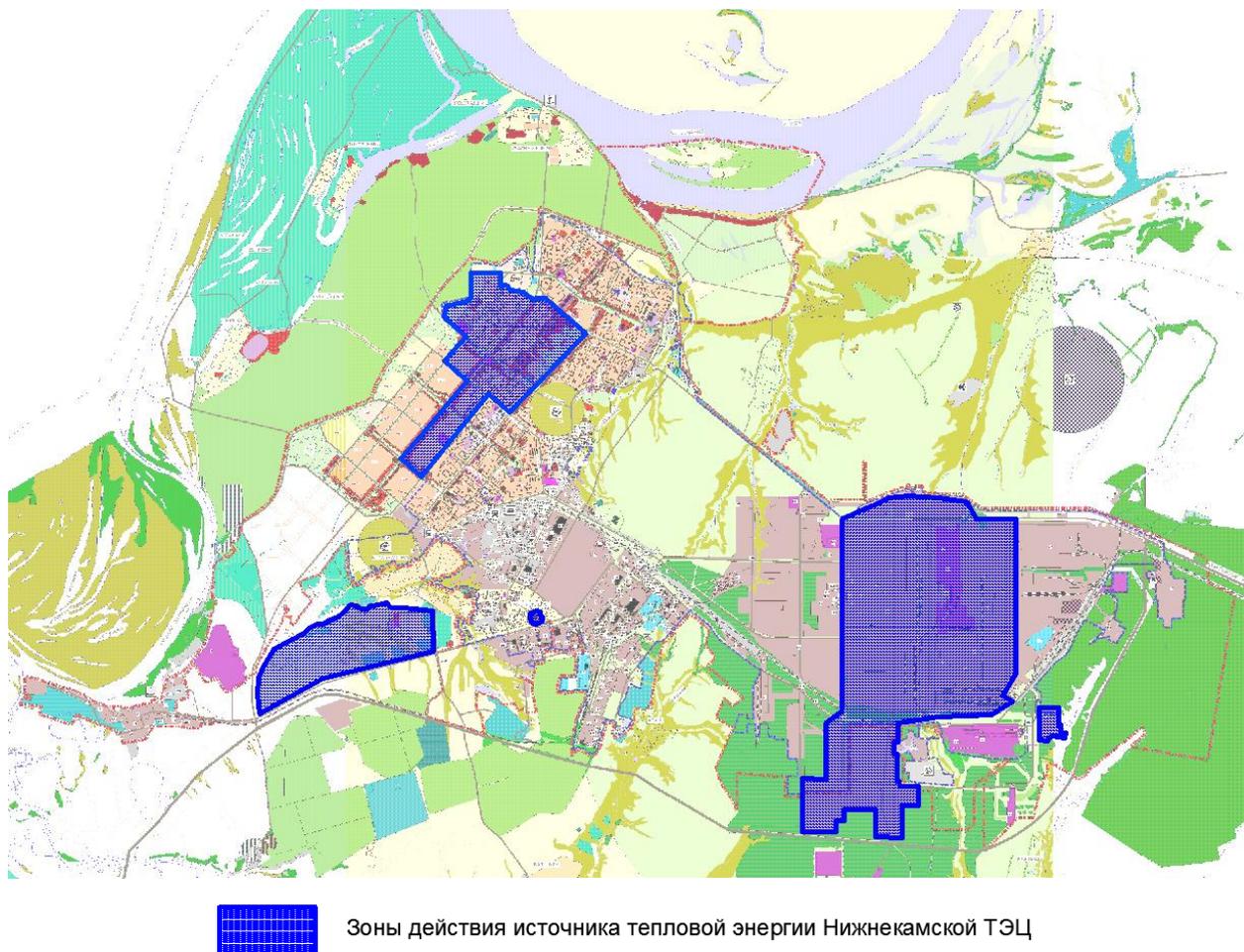


Рисунок 4-3. Зоны действия источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

4.3. Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод»

Котельная «Нижнекамсктехуглерод» является основным источником тепловой энергии ОАО «Нижнекамсктехуглерод», с тепловой нагрузкой $\Sigma Q = 23,4$ Гкал/час.

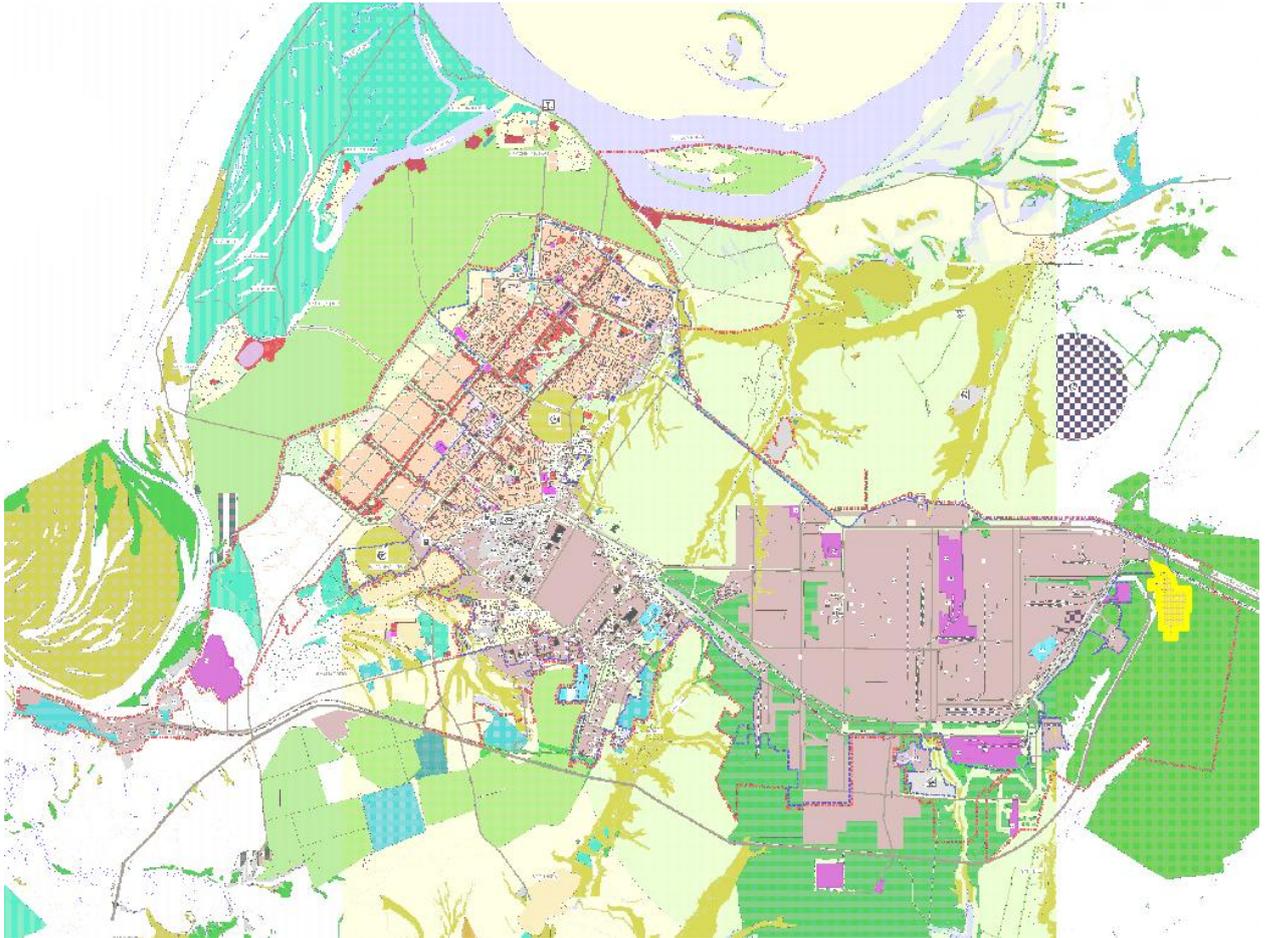


Рисунок 4-4. Зоны действия источника тепловой энергии котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».

5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Общие положения

В системах централизованного теплоснабжения тепло расходуется на отопление зданий, нагревание приточного воздуха в установках вентиляции и кондиционирования, горячее водоснабжение, а также технологические процессы промышленных предприятий. Тепловые нагрузки на отопление и вентиляцию зависят от температуры наружного воздуха и других климатических условий района теплоснабжения.

Таким образом, в системах отопления и вентиляции тепло расходуется не равномерно в течение года, а только при сравнительно низких температурах наружного воздуха. Указанных потребителей тепловой энергии принято называть сезонными, а их тепловые нагрузки – сезонными тепловыми нагрузками.

Тепловая энергия в системах горячего водоснабжения и в технологических процессах промышленных предприятий расходуется непрерывно и постоянно в течение года и мало зависит от температуры наружного воздуха. Поэтому тепловые нагрузки на горячее водоснабжение и технологические нужды считаются круглогодичными тепловыми нагрузками. Только некоторые технологические процессы связаны с сезонным потреблением тепловой энергии.

5.2. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.

В городе отсутствуют административные районы. Нижнекамск поделен на жилые микрорайоны, кварталы и поселки.

- **Микрорайоны:** 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 14а, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 27, 28, 29а, 29б, 30, 31, 32, 34, 35, 35а, 36, 36а, 36б, 37, 43, 44.
- **Кварталы:** 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 9а, СУЗ, СО, ГО, Б, Е.
- **Поселки:** Строителей, Ахтуба, Афанасово, Красный Ключ.

Расчетная температура наружного воздуха для города Нижнекамск по СНиП «Строительная климатология» принята равной -34 градуса.

Таблица 5-1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.

№п/п	Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	Горячая вода	Всего
1	Квартал Б	9,876496	0,688180	6,137497	16,705173
2	Квартал Е	7,551798	0	7,258951	14,810749
3	Квартал СО	13,383418	0	11,500295	24,883713
4	Квартал СУЗ	7,94036	0,42	7,158819	15,519179
5	Квартал ГО	3,384341	0,0135	0,948382	4,346223
6	Квартал 1	2,885627	0	2,375375	5,261002
7	Квартал 2	6,937238	0	6,854842	13,79208
8	Квартал 3	6,267634	0,12	5,542879	11,930513
9	Квартал 5	5,995392	0,576500	4,756788	11,32868
10	Квартал 6	5,217021	0,078000	4,466516	9,761537
11	Квартал 7	6,204621	0,266500	4,413425	10,884546
12	Квартал 8	6,382604	0,1775	5,718086	12,27819
13	Квартал 9	6,101822	0	5,893516	11,995338
14	Квартал 9а	5,914914	0,149000	2,586121	8,650035
15	Микрорайон 6	14,110377	0	9,5446	23,654977
16	Микрорайон 7	7,91958	0	8,481187	16,400767

17	Микрорайон 8	4,943339	0	4,94362	9,886959
18	Микрорайон 9	15,133376	0,17285	12,493245	27,799471
19	Микрорайон 10	15,107811	0,102	12,118776	27,32858
20	Микрорайон 11	13,537909	2,099587	13,53375	29,171246
21	Микрорайон 12	9,510593	0,040706	8,63438	18,185679
22	Микрорайон 13	5,930627	0	4,888515	10,819142
23	Микрорайон 13а	4,740850	0	3,057943	7,798793
24	Микрорайон 14	9,971698	0,8201	8,662272	19,454075
25	Микрорайон 15	0,162969	0	0	0,162969
26	Микрорайон 17	15,054347	0,022	12,621735	27,698082
27	Микрорайон 18	7,717172	0,25740	7,0577	15,032272
28	Микрорайон 19	9,424476	2,42569	7,022994	18,87316
29	Микрорайон 20	21,616449	0,55498	20,203684	42,375113
30	Микрорайон 21	15,969398	1,938949	13,568342	31,476689
31	Микрорайон 22-25	30,181179	1,412752	23,505421	55,099352
32	Микрорайон 26	6,218145	0,881039	3,078669	10,177853
33	Микрорайон 27	26,447326	3,281173	20,382469	50,110968
34	Микрорайон 28	17,494233	1,34022	12,705669	31,540122
35	Микрорайон 29	6,338151	0	5,783114	12,121265
36	Микрорайон 29а	5,123658	1,285580	3,901470	10,31071
37	Микрорайон 29б	9,595273	0	8,50721	18,102483
38	Микрорайон 30	24,696742	1,349525	18,907719	44,953986
39	Микрорайон 31	6,432540	0,041020	7,002910	13,476470
40	Микрорайон 34	5,390057	0,090721	4,059900	9,540678
41	Микрорайон 35	12,758731	0,190587	10,878352	23,82767
42	Микрорайон 35а	6,2466	0,06700	4,583466	10,897066
43	Микрорайон 36	11,291693	0,859845	9,247235	21,398773
44	Микрорайон 36а	13,73951	0,327028	11,009804	25,076342
45	Микрорайон 37	9,753876	0	9,156667	18,910543
46	Микрорайон 44	7,961866	0,7648	6,18671	14,91338
47	Микрорайон 45	4,446175	0	3,893950	8,340125
48	Промдаза	0,094289	0	0	0,094289
	Итого:	469,107303	22,814732	385,23497	877,156985

Потребление тепловой энергии

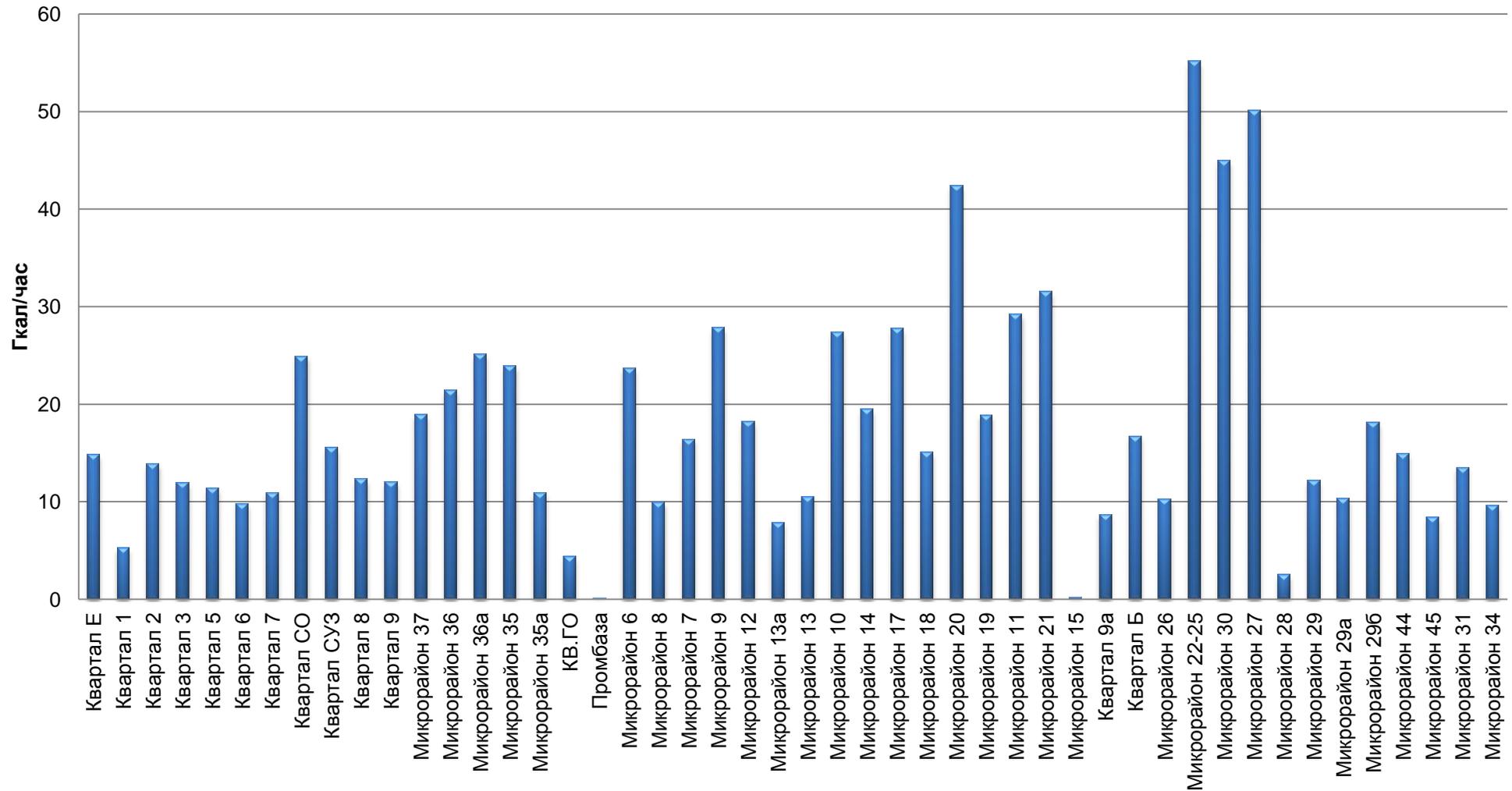


Рисунок 5-1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления.

В Нижнекамском муниципальном районе расположен один из крупнейших в России центров нефтехимической, нефтеперерабатывающей и энергогенерирующей промышленности, на который приходится 23 % производимой в Татарстане промышленной продукции и около 30 % экспорта.

Промышленный комплекс Нижнекамска включает в себя такие крупные предприятия как:

- **ОАО «Нижнекамскнефтехим»** — завод по производству дивинила и углеводородного сырья, завод по производству дутилового каучука, завод по производству синтетических каучуков, завод по производству изопрена-мономера, завод по производству этилена, завод по производству окиси этилена, завод по производству стирола и полиэфирных смол, завод по производству олигомеров, завод по производству полистиролов, завод по производству полиолефинов;
- **ОАО «Нижнекамскшина»** — Нижнекамский шинный завод;
- **ОАО «Нижнекамский механический завод»**
- **ОАО «ТАИФ-НК»** — нефтеперерабатывающий завод, завод бензинов и производство по переработке газового конденсата (до 2005 года завод принадлежал ОАО "Татнефть" и назывался Нижнекамский НПЗ);
- **ОАО «ТАНЕКО»** (прежнее название «ННПЗ») — Татарстанский нефтеперерабатывающий комплекс;
- **ОАО «Нижнекамсктехуглерод»** — Нижнекамский завод технического углерода.

Таблица 5-2. Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами.

Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	Технологические нужды	Пар	Всего
	Гкал/час				
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	115	-	-	1394	1509
ОАО «Нижнекамскшина»	82	-	-	147	229
ОАО «ТАИФ-НК»	0,09	7,05	7,72	44,8	59,66
ОАО «ТАНЕКО»	-	-	-	195	195
ОАО «Нижнекамсктехуглерод»	8,0	15,4	-	-	23,4
ИТОГО:	205,09	22,45	7,72	1780,8	2016,06

5.3. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии в многоквартирных жилых домах г. Нижнекамска не используются.

5.4. Значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.

На основании исходных данных: значений потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха, с разделением по видам теплопотребления был построен график годового теплового потребления для города Нижнекамск.

Таблица 5-3. Исходные данные для расчета графика годового потребления.

Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
469,107303	22,814732	385,23497	877,156985

- Расчетная температура воздуха для системы отопления – минус 34⁰С;
- Расчетная температура воздуха для системы вентиляции – минус 19⁰С;
- Температура воздуха средняя отопительного периода– минус 5,5⁰С.

Для построения годового графика теплоты по продолжительности тепловой нагрузки находим продолжительности стояния температур наружного воздуха в часах и продолжительность отопительного периода.

Таблица 5-4. Продолжительность стояния расчетных температур наружного воздуха.

Температура, °С	-19 °С	-5,5 °С	+8 °С
Продолжительность стояния, ч	420	2384	5232

Продолжительность отопительного периода для г.Нижнекамск составляет 5232 часов.

Результаты:

Потребление тепловой энергии – 4163670,706 Гкал/год.

Потребление тепловой энергии в отопительный период – 3034070,706 Гкал/год.

Потребление тепловой энергии в летний период – 1129600 Гкал/год.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом сведены в таблицу Таблица 5-5.

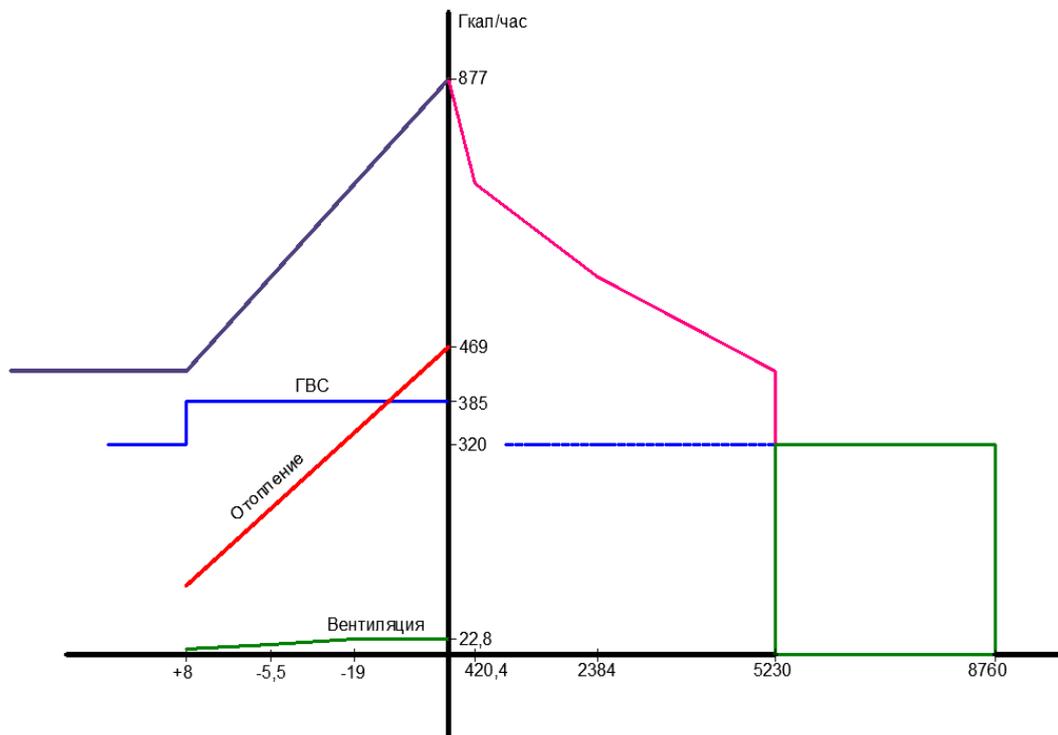


Рисунок 5-2. График теплового потребления.

Таблица 5-5. Значения потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом.

№п/п	Наименование объекта	Потребления тепловой энергии за год в целом	Потребления тепловой энергии за отопительный период
		Гкал/год	
1	Квартал Б	79295,77	57790,72
2	Квартал Е	70303,36	51180,84
3	Квартал СО	118117,5	85989,533
4	Квартал СУЗ	73666,12	53628,93
5	Квартал ГО	20630,56	15019,05
6	Квартал 1	24972,82	18180,21
7	Квартал 2	65467,96	47660,68
8	Квартал 3	56631,51	41227,74
9	Квартал 5	53774,74	39148,01
10	Квартал 6	46335,86	33732,51
11	Квартал 7	51666,54	37613,24
12	Квартал 8	58281,86	42429,19
13	Квартал 9	56939,22	41451,75
14	Квартал 9а	41059,81	29891,54
15	Микрорайон 6	112285	81743,45
16	Микрорайон 7	77850,82	56675,4
17	Микрорайон 8	46931,21	34165,92
18	Микрорайон 9	131958	96065,39
19	Микрорайон 10	129722,6	94697,53
20	Микрорайон 11	138469,5	101082,7
21	Микрорайон 12	86323,41	62843,44
22	Микрорайон 13	49958,6	36469,78
23	Микрорайон 13а	37019,15	27023,98
24	Микрорайон 14	92344,2	67411,27
25	Микрорайон 15	773,5779	563,1647
26	Микрорайон 17	131476,7	95715,03
27	Микрорайон 18	71354,88	52089,06

28	Микрорайон 19	89586,73	65398,31
29	Микрорайон 20	201145,3	146836,1
30	Микрорайон 21	149412,9	109071,4
31	Микрорайон 22-25	261544,5	190927,5
32	Микрорайон 26	26245,137	18933,22
33	Микрорайон 27	237865,734	173557,711
34	Микрорайон 28	151111,5	110308,562
35	Микрорайон 29а	57536,97	42001,99
36	Микрорайон 29б	134871,1	98455,94
37	Микрорайон 30	213386,7	155772,3
38	Микрорайон 31	63969,83	46697,98
39	Микрорайон 34	45287,49	33059,87
40	Микрорайон 35	113104,7	82340,22
41	Микрорайон 35а	51725,97	37656,5
42	Микрорайон 36	101575,3	73946,79
43	Микрорайон 36а	119031,9	86655,2
44	Микрорайон 37	89764,18	65348,32
45	Микрорайон 44	70790,52	50615,23
46	Микрорайон 45	39588,73	28543,48
47	Промбаза	447,5691	325,8303
	Итого:	4163670,706	3034070,706

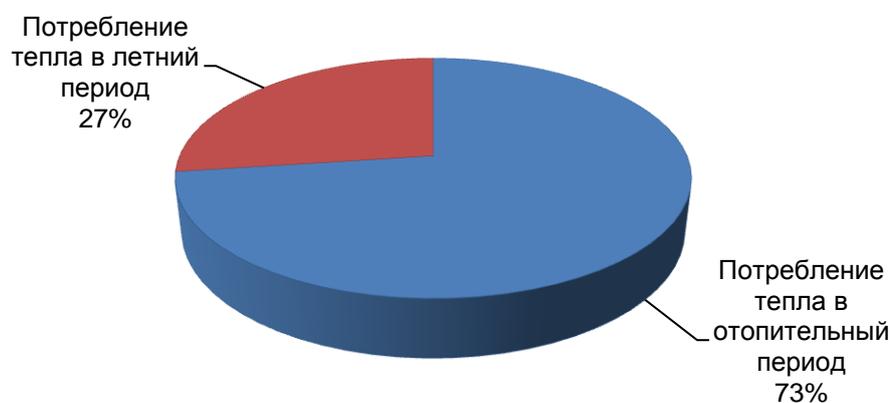


Рисунок 5-3. Потребление тепловой энергии.

5.5. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.

Значения потребления тепловой энергии расчетными элементами территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии сведены в таблицу

Таблица 5-6. Значения потребления тепловой энергии в зонах действия источника тепловой энергии.

Источник теплоснабжения	Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	ООО «Нижекамская ТЭЦ»
	Гкал/час	
Тепловод 1		
Квартал Б	10,027851	—
Квартал Е	14,810749	—
Квартал СО	24,883713	—
Квартал СУЗ	15,519179	—
Квартал ГО	4,346223	—
Квартал 1	5,261002	—
Квартал 2	13,79208	—
Квартал 3	11,930513	—
Квартал 5	11,32868	—
Квартал 6	9,761537	—
Квартал 7	10,884546	—
Квартал 8	6,53477	—
Квартал 9	6,93629	—
Микрорайон 35	23,82767	—
Микрорайон 35а	10,897066	—
Микрорайон 36	21,398773	—
Микрорайон 36а	25,076342	—
Микрорайон 37	18,910543	—
Промбаза	0,094289	—
Итого по тепловоду 1	246,22183	
Тепловод 2		
Микрорайон 6	23,654977	—
Микрорайон 7	16,400767	—
Микрорайон 8	9,886959	—
Микрорайон 9	27,799471	—
Микрорайон 10	27,32856	—
Микрорайон 11	29,171246	—
Микрорайон 12	18,185679	—
Микрорайон 13	10,819145	—
Микрорайон 13а	7,798793	—
Микрорайон 14	19,454075	—
Микрорайон 15	0,162969	—
Микрорайон 17	27,698082	—
Микрорайон 18	15,032272	—
Микрорайон 19	18,87316	—
Микрорайон 20	42,375113	—
Микрорайон 21	31,476689	—
Микрорайон 27	0,043070	—
Поселок Красный ключ	11,091001	—
Итого по тепловоду 2	337,252	
Тепловод 3		
Квартал Б	—	6,677322
Квартал 8	—	5,74342
Квартал 9	—	5,05905

Квартал 9а	—	8,650035
Микрорайон 22–25	—	55,099352
Микрорайон 26	—	10,177853
Микрорайон 27	—	50,067898
Микрорайон 28	—	31,540122
Микрорайон 29	—	12,121265
Микрорайон 29а	—	10,31071
Микрорайон 29б	—	18,102483
Микрорайон 30	—	44,953986
Микрорайон 31	—	13,476470
Микрорайон 34	—	9,540678
Микрорайон 44	—	14,91338
Микрорайон 45	—	8,340125
Пос. Строителей	—	0,546729
с.Б.Афанасово	—	5,609362
Итого по тепловоду 3		310,930261
Тепловод 4	11,605873	
Итого:	596,03	310,930261

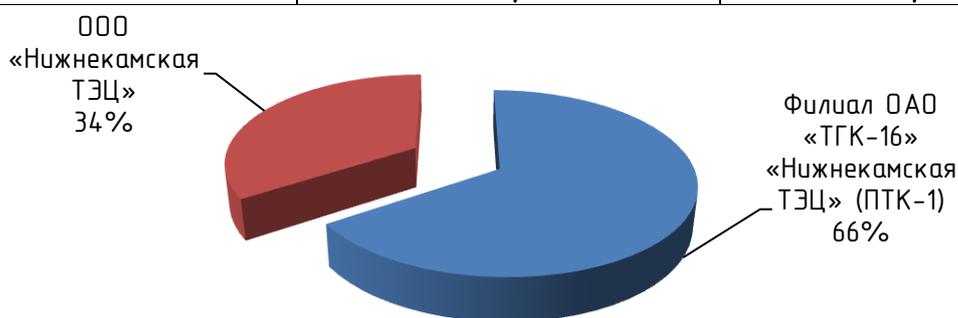


Рисунок 5-4. Потребление тепла от источников на конец 2011 г.

Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами в зонах действия источника тепловой энергии сведены в таблицу.

Таблица 5-7. Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами в зоне действия источника тепловой энергии филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	Технологические нужды	Пар	Всего
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	115	—	—	114,4	1259
ОАО «Нижнекамскшина»	82	—	—	14,7	229
ОАО «ТАИФ-НК»	0,08	6,77	7,47	39,9	54,22
ИТОГО:	197,08	6,77	7,47	1330,9	1542,22

Таблица 5-8. Значения потребления тепловой энергии промышленными объектами в зоне действия источника тепловой энергии ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Наименование объекта	Отопление	Вентиляция	Технологические нужды	Пар	Всего
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	—	—	—	250	250
ОАО «ТАИФ-НК»	0,01	0,28	0,25	4,9	5,44
ОАО «ТАНЕКО»	—	—	—	195	195
ИТОГО:	0,01	0,28	0,25	449,9	450,44

5.6. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.

Постановлением исполнительного комитета муниципального образования "Нижнекамский муниципальный район" установлены нормативы потребления коммунальных услуг по городу Нижнекамску.

Нормативы потребления тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение жилых домов с централизованными системами теплоснабжения и горячего водоснабжения представлены в следующих таблицах.

Таблица 5-9. Нормативы потребления тепловой энергии на отопление.

Вид услуги	Ед. измерения	Средняя норма потребления тепловой энергии
Отопление в жилых домах с централизованными системами теплоснабжения	Гкал/кв.м общей площади в год	0,1933

Нормативы потребления коммунальных услуг населением установлены в соответствии с действующим в рассматриваемый период Постановлением исполнительного комитета муниципального образования "Нижнекамский муниципальный район" от 24.11.2009 г. №80 «О нормативах потребления коммунальных услуг по городу Нижнекамск»

Согласно этому документу расчет нормативного количества теплоты на отопление жилых помещений производится в случае, когда отопление жилых помещений осуществляется без приборов учета (теплосчетчиков).

Расчет годового нормативного количества теплоты ($Q_{от}$) на отопление 1 кв.м производится по «Методическим указаниям по определению расхода топлива, электроэнергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплотехнических предприятий», утвержденным Государственным комитетом Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу 2002 года (далее – Методические указания).

Расчет дифференцированного (индивидуального для каждого жилого здания) норматива ($Q_{от}$) на отопление 1 кв.м общей площади жилого помещения производится по формуле:

$$Q_{от} = q * a * (V/S) * (t_{вн} - t_{ср\ зрад}) * 24 * T * 10^{-6},$$

где: q – удельная отопительная характеристика здания

Таблица 5-10. Удельные отопительные характеристики зданий.

Объем здания по наружному обмеру, куб.м	Удельная отопительная характеристика – q ккал/(куб.м х ч х град) – зданий, построенных:		
	до 1930 г.	и 1930 – 1958 гг.	после 1958 г.
до 100		0,74	0,92
101 – 200		0,66	0,82
201 – 300		0,62	0,78
301 – 400		0,60	0,74
401 – 500		0,58	0,71
501 – 600	0,37	0,56	0,69
601 – 700	0,37	0,54	0,68
701 – 800	0,37	0,53	0,67
801 – 900	0,37	0,52	0,66
901 – 1000	0,37	0,51	0,65
1001 – 1100	0,37	0,50	0,62

1101 - 1200	0,37	0,49	0,60
1201 - 1300	0,37	0,48	0,59
1301 - 1400	0,37	0,47	0,58
1401 - 1500	0,37	0,47	0,57
1501 - 1700	0,37	0,46	0,55
1701 - 2000	0,37	0,45	0,53
2001 - 2500	0,28	0,44	0,52
2501 - 3000	0,28	0,43	0,50
3001 - 3500	0,28	0,42	0,48
3501 - 4000	0,28	0,40	0,47
4001 - 4500	0,28	0,39	0,46
4501 - 5000	0,28	0,38	0,45
5001 - 6000	0,24	0,37	0,43
6001 - 7000	0,24	0,36	0,42
7001 - 8000	0,24	0,35	0,41
8001 - 9000	0,24	0,34	0,40
9001 - 10000	0,24	0,33	0,39
10001 - 11000	0,21	0,32	0,38
11001 - 12000	0,21	0,31	0,38
12001 - 14000	0,21	0,30	0,37
14001 - 15000	0,21	0,29	0,37
15001 - 25000	0,195	0,28	0,37
25001 - 30000	0,185	0,28	0,37
30001 - 35000	0,185	0,28	0,35
35001 - 40000	0,185	0,27	0,35
40001 - 45000	0,185	0,27	0,34
45001 - 50000	0,185	0,26	0,34
Более 50000			0,33

а - поправочный коэффициент на климатические условия территории (для климатических условий Республики Татарстан принимается в размере 0,98);

V - фактический наружный объем здания, куб.м;

S - общая площадь всех жилых помещений в здании, кв.м;

$t_{вн}$ - температура внутреннего воздуха, градусов (согласно СНиП температура воздуха в жилых помещениях должна быть не ниже 20 град. С, в угловых жилых помещениях - не ниже 22 град. С);

$t_{ср.ср}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период, градусов;

24 - число часов работы системы отопления в сутки;

T - продолжительность работы системы отопления за отопительный период, суток (для унифицирования расчетов для всех населенных пунктов республики принята 218 суток);

10^{-6} - коэффициент перевода в Гкал.

Из фактического наружного объема здания должны исключаться объемы: встроенных (пристроенных) помещений; жилых помещений, признанных нежилыми и сданных в аренду; внутридомовых мест общего пользования жилых зданий, отопление которых не производится (незадымляемые лестничные клетки), т.е. внутридомовое инженерное оборудование отопительных сетей, расположенное вне лестничных клеток.

Месячная норма потребления теплоты (N_{отопл}) на отопление квартиры (жилого помещения) рассчитывается по формуле:

$$N_{отопл} = (Q_{отп}/12) * S_{общ}$$

где: S_{общ} - общая площадь жилого помещения.

Организации, управляющие жилым фондом, рассчитывают нормативное количество теплоты (в Гкал) на отопление 1 м² общей площади жилого помещения в месяц (индивидуально для каждого жилого здания), после чего значение нормы заносится в технический паспорт жилого здания.

Таблица 5-11. Норматив потребления тепловой энергии на горячее водоснабжение.

Вид услуг	Ед. изм.	Нормативное потребление тепловой энергии <*>
Горячее водоснабжение в жилых домах с централизованной системой горячего водоснабжения	Гкал/куб.м воды	0,0428

<*> – с учетом коэффициентов, учитывающих потери тепловой энергии в трубопроводах горячего водоснабжения, составляющих:

- 1.1 – для изолированных трубопроводов горячего водоснабжения без полотенцесушителей;
- 1.2 – для изолированных трубопроводов горячего водоснабжения с полотенцесушителями и также для неизолированных трубопроводов без полотенцесушителей;
- 1.3 – для неизолированных трубопроводов горячего водоснабжения с полотенцесушителями.

6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

6.1. Общие положения

В системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) по тепловым сетям подается теплота различным тепловым потребителям. Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разбить на две группы по характеру протекания по времени:

- 1) сезонная;
- 2) круглогодочная.

Изменения сезонной нагрузки зависят главным образом от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т.п. Основную роль играет наружная температура. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой нагрузки. К сезонной тепловой нагрузке относятся отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха.

К круглогодочной нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение.

График технологической нагрузки зависит от профиля производственных предприятий и режима их работы, а график нагрузки горячего водоснабжения – от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населения и распорядка его рабочего дня, а также от режима работы коммунальных предприятий – бань, прачечных. (5)

В рамках работ по схеме теплоснабжения города Нижнекамск до 2028 г., на основании предоставленных данных о присоединенных тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах источника был составлен баланс тепловой мощности и присоединенной нагрузки по тепловым источникам, приведенный в таблицах.

6.2. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

В рамках работ по «Схеме теплоснабжения города Нижнекамск до 2028 г.», на основании предоставленных данных о присоединенных тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах источника был составлен баланс тепловой мощности и присоединенной нагрузки по тепловым источникам, приведенный в таблицах.

6.1.1. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по филиалу ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Таблица 6-1. Фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и источники их обеспечения по состоянию на 2012 год.

Показатель	Значение показателя (тыс.Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО												
Внешних потребителей всего, в т.ч:	1425,94	1403,94	1326,68	1052,55	861,42	883,265	938,387	958,08	945,229	1198,4	1231,48	1449,98
<i>В паре производственных параметров всего, в т.ч:</i>	<i>1055,523</i>	<i>1027,757</i>	<i>1038,639</i>	<i>909,091</i>	<i>815,018</i>	<i>883,265</i>	<i>914,527</i>	<i>919,985</i>	<i>869,658</i>	<i>1012,089</i>	<i>990,45</i>	<i>1076,96</i>
- в паре производственных отборов (противодавления) турбин	817,110	786,428	812,578	697,886	622,673	671,56	720,959	718,684	712,116	782,799	717,67	804,36
- в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	43,896	57,02	44,08	26,355	38,813	31,792	17,853	12,417	26,759	43,021	93,36	77,95
- в «остром» паре	194,517	184,309	181,981	184,85	153,532	179,913	175,715	188,884	130,783	186,269	179,43	194,65
<i>В горячей воде, в т.ч:</i>	<i>370,419</i>	<i>376,184</i>	<i>288,043</i>	<i>143,458</i>	<i>46,401</i>	<i>0</i>	<i>23,860</i>	<i>38,095</i>	<i>75,571</i>	<i>186,309</i>	<i>24,103</i>	<i>373,02</i>
- в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров	306,753	324,386	265,572	124,651	46,401	0	23,860	38,095	66,699	146,675	196,29	292,92
- от встроенных пучков конденсаторов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- от пиковых бойлеров	62,567	45,031	22,471	18,807	0	0	0	0	8,872	39,634	44,73	80,102
- от пиковых водогрейных котельных	1,099	6,767	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребителей собственных нужд всего, в т.ч:	208,716	205,487	202,281	167,917	142,657	146,212	159,326	158,335	162,807	190,442	187,57	210,99
<i>В паре производственных параметров всего, в т.ч:</i>	<i>196,958</i>	<i>192,878</i>	<i>192,233</i>	<i>164,311</i>	<i>142,033</i>	<i>145,91</i>	<i>159,014</i>	<i>158,023</i>	<i>162,505</i>	<i>185,298</i>	<i>179,65</i>	<i>198,68</i>
- в паре производственных отборов (противодавления) турбин	196,958	192,878	192,233	164,311	142,033	145,91	159,014	158,023	162,505	185,298	179,65	198,68

- в редуцированном паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- в «остром» паре	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>В горячей воде, в т.ч.:</i>	11,758	12,609	10,048	3,606	0,624	0,302	0,312	0,312	0,302	5,144	7,921	12,324
- в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров	11,758	12,609	10,048	3,606	0,624	0,302	0,312	0,312	0,302	5,144	7,927	12,324
- в паре теплофикационных параметров (на деаэрацию) в т.ч.:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- от встроенных пучков конденсаторов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- от пиковых бойлеров	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- от пиковых водогрейных котельных	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 6-2. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде, Гкал/час.

	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	---	---	---	---	---
жилые здания, в т.ч.	---	---	---	---	---
население	---	---	---	---	---
общественные здания (бюджет)	---	---	---	---	---
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	---	---	---	---	---
отопление	---	---	---	---	---
вентиляция	---	---	---	---	---
горячее водоснабжение	---	---	---	---	---
<i>Промышленность, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
отопление	---	---	---	---	---
вентиляция	---	---	---	---	---
горячее водоснабжение	---	---	---	---	---
Потери при передаче	---	---	---	---	---
Хозяйственные нужды тепловых сетей	0,730	0,705	0,367	0,373	0,361
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ (с хоз. нуждами)	196	201	206	225	246
Достигнутый максимум тепловой нагрузки	---	---	---	---	---
Тепловые нагрузки пиковых источников ТЭЦ (ПТВМ)	0	0,7	3,7	4,5	0,9
УТМ пиковых источников					
Располагаемая ТМ пиковых источников					
Собственные нужды в горячей воде	4,2	6,6	6,7	8,0	7,5
Тепловые нагрузки на ТФУ в горячей воде (теплофикационный отбор турбин)	200,2	206,9	209,1	228,5	252,6
Располагаемая тепловая мощность ТФУ					
<i>Установленная тепловая мощность, в т.ч.:</i>	503	503	503	503	503
- регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	503	503	503	503	503
- регулируемых производственных отборов паротурбинных агрегатов, направляемых на нужды теплоснабжения в горячей воде					
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	302,8	296,1	293,9	274,5	250,4

Таблица 6-3. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в паре (по каждому давлению пара), Гкал/час.

	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Тепловая нагрузка в паре, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
Промышленность, в т.ч.:	---	---	---	---	---
Отопление	---	---	---	---	---
Вентиляция	---	---	---	---	---
Горячее водоснабжение	---	---	---	---	---
Технология	---	---	---	---	---
<i>Потери при передаче, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
Через изоляционные конструкции	---	---	---	---	---
Не возврат конденсата	---	---	---	---	---
Хозяйственные нужды паровых сетей					
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	954	853	1043	1239	1311
Достигнутый максимум тепловой нагрузки по пару	1165	1083	1321	1530	1514
Тепловые нагрузки пиковых источников ТЭЦ (БРОУ)	27	24	33	34	58
УТМ пиковых источников (РОУ)					
Располагаемая ТМ пиковых источников (РОУ)					
Собственные нужды в паре	190	184	203	220	237
Тепловые нагрузки в паре (отборы турбин)	1117	1013	1213	1425	1489
<i>Установленная тепловая мощность, в т.ч.:</i>	<i>2442</i>	<i>2303</i>	<i>2303</i>	<i>2303</i>	<i>2303</i>
- регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	2442	2303	2303	2303	2303
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по пару	1325	1290	1090	878	814

6.1.2. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Таблица 6-4. Фактические тепловые нагрузки ТЭЦ и источники их обеспечения по состоянию на 2012 год.

Показатель	Значение показателя (тыс.Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тепловые нагрузки внешних потребителей и нагрузки потребителей собственных нужд												
ВСЕГО												
Внешних потребителей всего, в т.ч:	348,634	339,093	365,033	299,753	334,040	276,108	272,948	274,123	290,464	370,715	409,129	445,629
<i>В паре производственных параметров всего, в т.ч:</i>	<i>210,930</i>	<i>203,437</i>	<i>254,429</i>	<i>241,012</i>	<i>333,480</i>	<i>235,753</i>	<i>259,572</i>	<i>274,063</i>	<i>279,596</i>	<i>307,721</i>	<i>314,581</i>	<i>337,371</i>
- в паре производственных отборов (противодавления) турбин	152,001	147,064	198,215	179,750	269,586	194,320	191,844	245,965	249,675	271,662	277,527	287,791
- в редуцированном паре (за исключением РОУ, резервирующих отборы ТА)	0	0	0	22,052	31,215	13,182	40,820	0	0	0	0	0
- в «остром» паре	58,929	56,373	56,214	39,210	32,679	28,251	26,909	28,098	29,921	36,059	37,054	49,580
<i>В горячей воде, в т.ч:</i>												
- в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров	127,458	125,982	110,281	57,942	0,56	40,355	13,376	0,06	10,868	62,994	94,5480	108,258
- от встроенных пучков конденсаторов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- от пиковых бойлеров	10,246	9,674	0,323	0,799	0	0	0	0	0	0	0	0
- от пиковых водогрейных котельных	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребителей собственных нужд всего, в т.ч:												
<i>В паре производственных параметров всего, в т.ч:</i>												
- в паре производственных отборов (противодавления) турбин	42,885	44,215	51,511	39,348	47,299	44,351	57,981	45,900	70,148	70,576	47,265	33,316

Показатель	Значение показателя (тыс.Гкал) по месяцам											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
- в редуцированном паре	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
- в «остром» паре	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
<i>В горячей воде, в т.ч.:</i>												
- в паре теплофикационных параметров с горячей водой от основных бойлеров	3,827	4,820	2,138	1,148	---	---	---	---	---	2,664	2,649	3,150
- в паре теплофикационных параметров (на деаэрацию) в т.ч.:	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
- от встроенных пучков конденсаторов	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
- от пиковых бойлеров	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
- от пиковых водогрейных котельных	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Таблица 6-5. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в горячей воде, Гкал/час.

	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	---	---	---	---	---
жилые здания, в т.ч.	---	---	---	---	---
население	---	---	---	---	---
общественные здания (бюджет)	---	---	---	---	---
Коммунально-бытовая сфера, в т.ч.:	---	---	---	---	---
отопление	---	---	---	---	---
вентиляция	---	---	---	---	---
горячее водоснабжение	---	---	---	---	---
<i>Промышленность, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
отопление	---	---	---	---	---
вентиляция	---	---	---	---	---
горячее водоснабжение	---	---	---	---	---
Потери при передаче	---	---	---	---	---
Хозяйственные нужды тепловых сетей	---	---	---	---	---
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	105	103	102	105	127
Достигнутый максимум тепловой нагрузки	---	---	---	---	---
Тепловые нагрузки пиковых источников ТЭЦ	---	---	---	---	---
УТМ пиковых источников	360	360	360	360	360
Располагаемая ТМ пиковых источников	360	360	360	360	360
Собственные нужды в горячей воде	2	2	1	1	1
Тепловые нагрузки на ТФУ в горячей воде	107	105	104	106	128
Располагаемая тепловая мощность ТФУ	794	794	794	794	794
<i>Установленная тепловая мощность, в т.ч.:</i>					
- регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	257	257	257	257	257
- регулируемых производственных отборов паротурбинных агрегатов, направляемых на нужды теплоснабжения в горячей воде	180	180	180	180	180
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	327	329	330	328	306

Таблица 6-6. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в паре (по каждому давлению пара), Гкал/час.

	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Тепловая нагрузка в паре, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
Промышленность, в т.ч.:	---	---	---	---	---
Отопление	---	---	---	---	---
Вентиляция	---	---	---	---	---
Горячее водоснабжение	---	---	---	---	---
Технология	---	---	---	---	---
<i>Потери при передаче, в т.ч.:</i>	---	---	---	---	---
Через изоляционные конструкции	---	---	---	---	---
Не возврат конденсата	---	---	---	---	---
Хозяйственные нужды паровых сетей	---	---	---	---	---
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	377	236	276	235	356
Пар 45 ата	---	---	---	22	54
Пар 30 ата	193	113	94	40	5
Пар 15 ата	184	123	184	173	296
Достигнутый максимум тепловой нагрузки по пару	525	370	372	334	334
Пар 45 ата	---	---	---	91	94
Пар 30 ата	289	216	181	130	65
Пар 15 ата	280	183	322	207	334
Тепловые нагрузки пиковых источников ТЭЦ, в т.ч.	9	21	25	69	68
БРОУ 140/45	---	---	---	22	54
БРОУ 140/30	7	15	24	40	5
БРОУ 140/15	2	1	1	7	9
УТМ пиковых источников (РОУ), в т.ч.					
БРОУ 140/45 ст.№2	---	---	---	105	105
БРОУ 140/30 ст.№№1,2	360	360	360	360	360
БРОУ 140/15 ст.№№1-3	516	516	516	516	516
Располагаемая ТМ пиковых источников (РОУ), в т.ч.					
БРОУ 140/45	---	---	105	105	105
БРОУ 140/30	360	360	360	360	360
БРОУ 140/15	516	516	516	516	516
Собственные нужды в паре 15 ата	83	62	67	60	61
Тепловые нагрузки в паре	460	298	345	295	416
Пар 45 ата	---	---	---	22	54
Пар 30 ата	193	113	94	40	5
Пар 15 ата	267	185	251	233	357
<i>Установленная тепловая мощность, в т.ч.:</i>					
- регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов					
ПТ 135/165-130/15 ст.№№1,2	710	710	710	710	710
Р 40-130/31 ст.№3	245	245	245	245	245
Р 70/100-130/15 ст.№4	365	365	365	365	365
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по пару					
Пар 45 ата	---	---	---	83	51
Пар 30 ата	412	492	511	565	600
Пар 15 ата	1324	1406	1340	1358	1234

6.1.3. Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельной ОАО «Нижнекамсктехуглерод».

Таблица 6-7. Баланс установленной тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия котельной с паровыми котлоагрегатами.

		2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность оборудования в паре	Гкал/ч	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	30	30	30	30	30
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Потери располагаемой тепловой мощности	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Собственные нужды	Гкал/ч	4,1	4,2	4,1	4,3	4,0
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	---	---	---	---	---
Присоединенная тепловая нагрузка, в т.ч.:	Гкал/ч	36,0	38,4	42,4	46,9	43,6
- отопление	Гкал/ч	0,7	0,8	0,9	2,4	2,1
- вентиляция	Гкал/ч	1,4	1,5	1,7	4,7	4,2
-горячее водоснабжение (средняя за сутки)	Гкал/ч	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3
- технология	Гкал/ч	33,7	35,9	39,5	39,5	37,0
Достигнутый максимум тепловой нагрузки в паре	Гкал/ч	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Доля резерва	%	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

6.3. Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии.

Таблица 6-8. Баланс резервов и дефицитов тепловой мощности по каждому источнику тепловой энергии.

	2008	2009	2010	2011	2012
Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1):					
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	302,8	296,1	293,9	274,5	250,4
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по пару	1325	1290	1090	878	814
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»:					
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по горячей воде	327	329	330	328	306
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности по пару:					
Пар 45 ата	---	---	---	83	51
Пар 30 ата	412	492	511	565	600
Пар 15 ата	1324	1406	1340	1358	1234
Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод»:					
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0

6.4. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю приведены в программном комплексе ЗУЛУ,

6.5. Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

По фактическим данным в настоящее время зон с дефицитом тепловой энергии нет, располагаемой мощности источников, в т.ч. комбинированной выработки, хватает для покрытия существующих нагрузок, гидравлический режим теплосети позволяет обеспечивать всех подключенных потребителей.

Во избежание возникновения дефицитов и ухудшения качества теплоснабжения г. Нижнекамск рекомендуется:

1. Разработать и соблюдать программу мероприятий по экономии топлива, программу мероприятий по достижению нормативных значений, программу мероприятий по снижению расходов технической воды, электроэнергии и тепла на собственные нужды.
2. Ежедневно проводить анализ технического состояния работы оборудования и технико-экономических показателей работы станции.
3. Регулярно проводить работы по наладке и испытаниям оборудования. Эти работы проводятся до и после ремонтов оборудования, а также при отклонении показателей работы от нормативных значений.
4. Разработать план мероприятий по устранению нарушений ПТЭ, и циркуляров по эксплуатации энергооборудования (их качество и выполнение).
5. Вести учет, контроль и выполнение директивных документов Минэнерго России и Ростехнадзора России по вопросам повышения надежности и безопасности работы энергооборудования.
6. Вести учет и расследование нарушений в работе энергооборудования, разработать мероприятий по предупреждению аналогичных нарушений.

6.6. Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

В соответствии с данными за период 2008–2012 гг., на всех источниках тепловой энергии имеются резервы по тепловой мощности.

Таблица 6-9. Резервы, на всех источниках тепловой энергии.

	2008	2009	2010	2011	2012
Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1):					
Резерв тепловой мощности по горячей воде, %	60,2	58,9	58,4	54,6	48,8
Резерв тепловой мощности по пару, %	54,3	52,8	44,6	36,0	33,1
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»:					
Резерв тепловой мощности по горячей воде, %	41,2	41,4	41,6	41,3	38,5
Резерв тепловой мощности по пару, %					
Пар 45 ата	---	---	---	79,1	48,6
Пар 30 ата	68,1	81,3	84,5	93,4	99,2
Пар 15 ата	83,2	88,4	84,2	85,4	77,6
Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод»:					
Резерв тепловой мощности, %	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

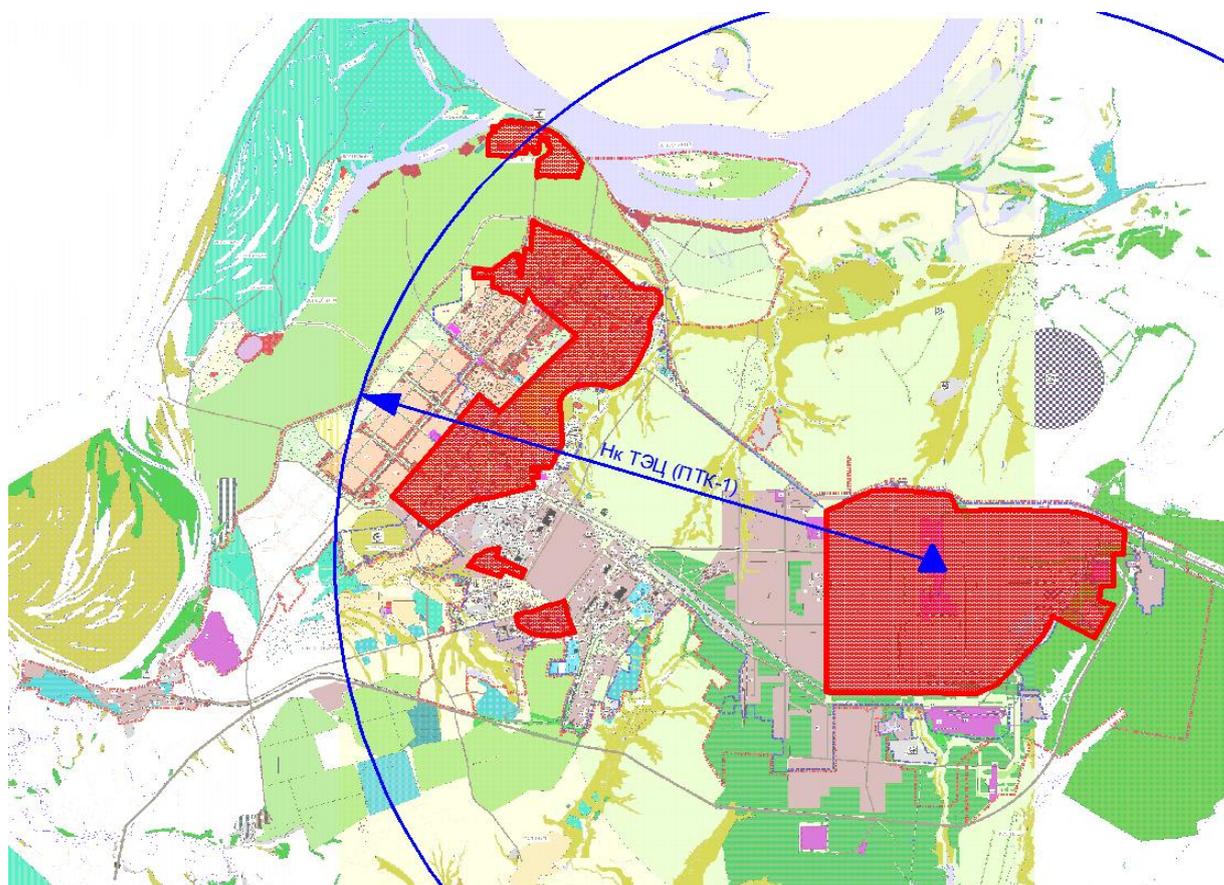


Рисунок 6-1. Зона действия и радиус эффективного теплоснабжения филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

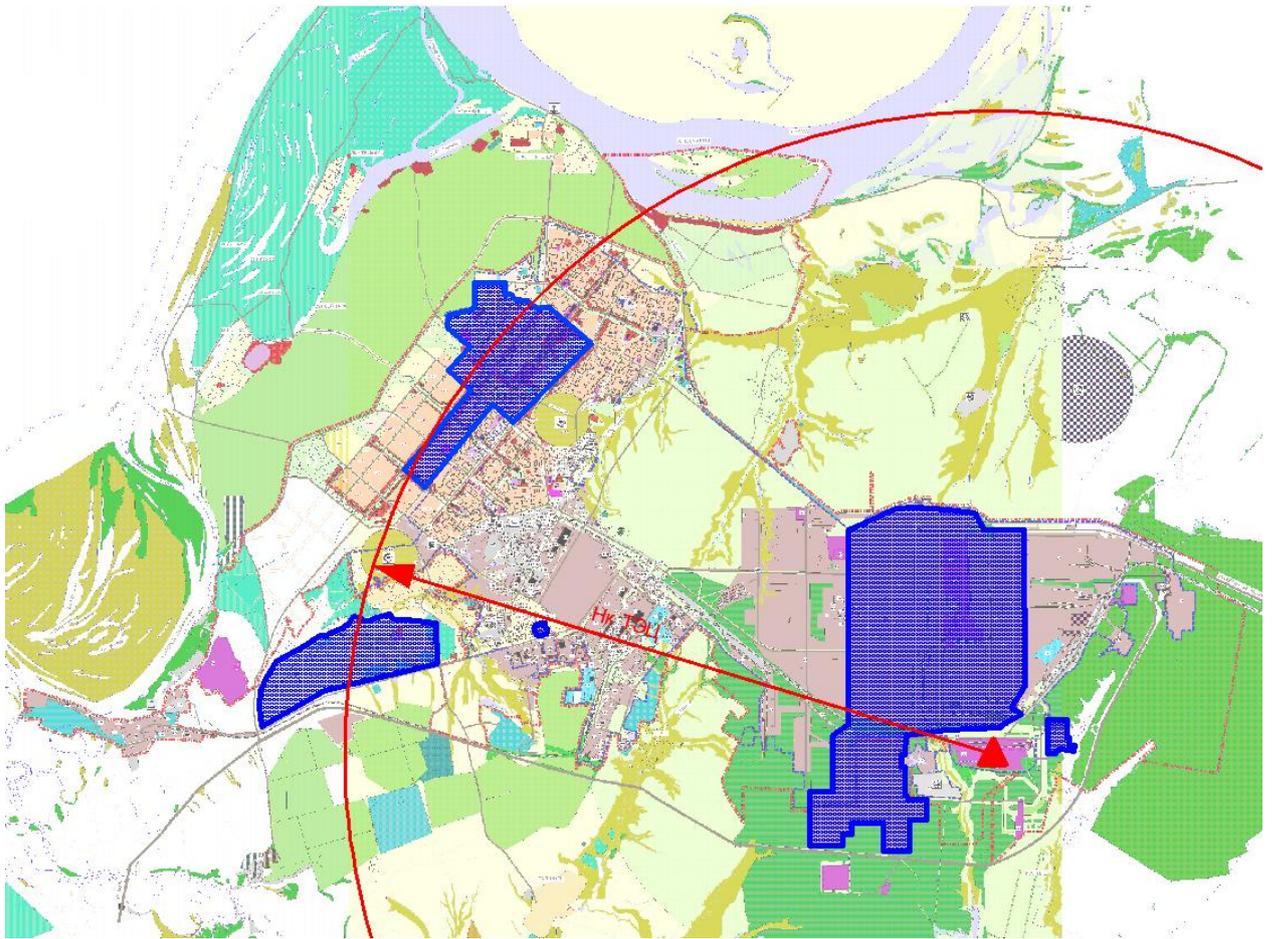


Рисунок 6-2. Зона действия и радиус эффективного теплоснабжения ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Таблица 6-10. Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения существующих источников теплоснабжения, на 2012г.

Источник	Радиус эффективного теплоснабжения, км
Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	11,34
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	14,23

Для всех существующих источников тепловой энергии г. Нижнекамск зона их действия входит в зону радиуса эффективного теплоснабжения.

В связи с вышеизложенным, расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется.

7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

7.1. Введение

Источником хозяйственно-питьевого и производственного водоснабжения г. Нижнекамска является река Кама.

От водозаборных сооружений, совмещённых с насосной первой подъёма, вода по водоводам подаётся к станции очистки. Часть воды со станции очистки без обработки подается для промышленных нужд. Производственная вода для основных потребителей осветляется на горизонтальных отстойниках. Вода для хозяйственно-питьевых нужд дополнительно фильтруется, обеззараживается и ее качество доводится до требований ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требования» (16) на питьевую воду.

Исходную воду для подпитки тепловой сети необходимо привести к качеству согласно требованиям п.4.8.39 приказа Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. N 115 "Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" (4), для питания паровых котлов вода должна соответствовать п.4.8.22 (4).

Для приведения воды к требуемому качеству в системах теплоснабжения используются следующие методы:

- фильтрация воды с целью механического удаления взвешенных частиц;
- термическая деаэрация воды в деаэраторах атмосферного или вакуумного типов с целью снижения кислорода и углекислого газа в воде до нормативного уровня;
- умягчения воды катионированием;
- умягчение воды (связывание содержащихся в воде катионов жесткости – кальция и магния – в малорастворимые соединения, выделяемые затем осаднением);
- стабилизационная обработка воды (повышение pH путем дозирования щелочи);
- ингибирование воды путем введения в нее различных композиционных растворов;
- обеззараживание воды (хлорирование, озонирование и др.).

Наряду с традиционным ионообменным методом широкое применение находят комплексоновый водно-химический режим и коррекционный способ водоподготовки.

В качестве основного химического метода для подготовки подпиточной воды используются такие, как Na-катионирование, подкисление, H-катионирование с голодной регенерацией и буферными фильтрами, H-Na-катионирование, известкование, содоизвесткование и т.п.. Наиболее целесообразно применение комбинированных схем водоподготовительных установок, представляющих ряд различных способов обработки воды, объединенных в общую технологическую схему. В зависимости от общей жесткости, общей щелочности воды, содержания в воде хлоридов, сульфатов необходимо применять комбинированные схемы водоподготовительных установок согласно методическим указаниям по водоподготовке и водно-химическому режиму тепловых станций, котельных и тепловых сетей.

7.2. Схема водоподготовки филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Исходной водой установок приготовления химочищенной воды для подпитки тепловой сети, паровых и водогрейных котлов является сырая вода реки Кама.

Для питания котлов современных тепловых электростанций пригодна вода, в которой практически отсутствуют все примеси, находящиеся в обрабатываемой воде как в истинно-растворенном, так и в коллоидном и грубодисперсном состояниях. Для этой цели исходная вода (сырая) проходит различные стадии обработки на водоподготовительных установках (ВПУ). На ВПУ вода обрабатывается двумя принципиально различными методами:

- осаждением с последующей фильтрацией на механических фильтрах-предочистка;
- при обработке воды методом ионообмена из нее удаляются вещества, находящиеся в истинно-растворенном состоянии.

Химводоочистка ХВО-1 филиала введена в эксплуатацию в 1966 г. Обессоливание воды включает 3 стадии: предварительную очистку, Н-катионирование I-II ступени и анионирование I-II ступени, Н-катионирование III ступени и анионирование III ступени

Первая очередь установки выполнена по проекту Горьковского отделения ТЭПа, включает в себя следующее оборудование:

- осветлители ЦНИИ-400 7шт;
- механические фильтры 17шт;
- Н-катионитовые фильтры 1, 2 ступени 18шт;
- анионитовые фильтры 1,2 ступени 8шт;
- Н-катионитовые фильтры 3 ступени 6шт;
- анионитовые фильтры 3 ступени 8шт;

Вторая очередь установки выполнена по проекту Львовского отделения ТЭПа и введена в эксплуатацию в 1975 году. Состав оборудования:

- осветлители ЦНИИ-400 2шт;
- механические фильтры 3шт;
- Н-катионитовые фильтры 1,2 ступени 12шт;
- анионитовые фильтры 1,2 ступени 13шт;
- Н-катионитовые фильтры 3 ступени 11шт;
- анионитовые фильтры 3 ступени 11шт.

Проектная мощность первой очереди 800 тн/ч обессоленной воды.

Проектная мощность второй очереди 850 тн/ч обессоленной воды.

Проектная производительность по хим.обессоленной воде 1650 т/ч.

Химочищенная вода.

Подготовка химочищенной воды производится по следующей технологии:

осветленная вода после механических фильтров подкисляется до определенной нормы рН частичнообессоленной водой (после Н-катионирования).

Проектная производительность по химочищенной воде -150 т/ч.

Состав оборудования:

- осветлители ЦНИИ-4000 7 шт;
- осветлители ВТИ-350 2 шт.
- механические двухкамерные фильтры ФОВ-2к-6 17 шт.;

▪ Н-катионитовые фильтры 1,2 ступени ФИПа1-3,4	21 шт.;
▪ анионитовый фильтры 1,2 ступени ФИПа 1-3,4	21 шт.;
▪ Н-катионитовый фильтр 3 ступени основной ФИПа 1-3,0	17 шт.;
▪ анионитовый фильтры 3 ступени ФИПа 1-3,4	18 шт.;
▪ На- катионитовый фильтр	3 шт.;
▪ Баки коагулированной воды БОВ №1,2 –1000м ³ , БОВ №3-500 м ³ , БОВ №4 – 700 м ³ ; Бак теплосети БПТС – 1000 м ³ ; Бак умягченной воды БУВ – 300 м ³ .	
▪ насосы осветленной воды	6 шт.;
▪ насосы умягченной воды	2 шт.
▪ насосы обессоленной воды	4 шт.;
▪ насосы подпитки теплосети	2 шт.;

Выполненные мероприятия в период с 2007 г. по 2009 г.

- Монтаж схемы повторного использования регенерационных вод
- Установка ЧРП на насосе НХОВ №3 – 1 квартал 2008 г.

7.3. Схема водоподготовки ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Исходной водой является смесь циркуляционной воды из оборотной системы охлаждения конденсаторов турбин, воды Камского водозабора и воды из пруда-отстойника – секции №4 шламоотвала. Для приведения ее к нормативным показателям используется водоподготовительная установка.

Первая очередь установки включает в себя следующее оборудование:

- осветлители ВТИ-630 3шт;
- механические фильтры 12шт;
- Н-катионитовые фильтры 1 ст. (Н пред.+ Н осн.) 12шт;
- анионитовые фильтры 1 ст. 14шт;
- Н-катионитовые фильтры 2 ст. 14шт;
- анионитовые фильтры 2 ст. 14шт;

Вторая очередь установки включает в себя:

- осветлители ВТИ-630 3шт;
- механические фильтры 6шт;
- Н-катионитовые фильтры (Н пред.) 5шт;
- Н-катионитовые фильтры (Н про.) 5шт;
- анионитовые фильтры (Ан про.) 5шт;

Оборудование находящееся в длительном резерве:

- механические фильтры 6шт;
- Н-катионитовые фильтры 1 ст. (Н пред.+ Н осн.) 7шт;
- анионитовые фильтры 1 ст. 9шт;
- Н-катионитовые фильтры 2 ст. 9шт;

Химочищенная вода для теплосети готовится методом подкисления осветленной воды после механических фильтров ХВО I-II блока Н-катионированной водой.

Фактическая выработка за 2011 год составила 789277 тн

Усредненная выработка за 2011 год составила 91 т/ч

Максимальная выработка за 2011 год составила 300 т/ч

Проектная производительность водоподготовительной установки для подготовки добавочной воды котлов:

- мощность проектная 1800 т/ч обессоленной воды;
- установленная мощность 1400 т/ч обессоленной воды.

Обессоливание осуществляется методом ионного обмена, включает 4 стадии:

- предварительная очистка;
- Н-катионирование I –II ступени;
- декарбонизация;

- анионирование I и II ступени.

Обессоливание воды по противоточной технологии:

- предварительная очистка;
- H-катионирование (H пред+H про);
- анионирование (An про).

Фактическая производительность для подготовки добавочной воды котлов за 2011 г составила 3268931 м³/год.

Расход реагентов и частично обессоленной воды на собственные нужды ВПУ в 2011 г. с указанием концентрации основного вещества в реагенте:

- Кислота серная 94% 2178 т
- Натр едкий 45% 2735 т
- Известь 60% 1045 т
- Купорос железный 47% 214 т
- Флокулянт 978 т

Собственные нужды на частично обессоленную воду составили 8%

Количество сточных вод, образующихся в процессе операций (% от количества обессоленной воды): 698597м³ (21% от химобессоленной воды).

Взаимная нейтрализация кислых и щелочных вод с применением извести.

- pH 6.5-8.5
- Нефтепродукты 25 мг/дм³
- Взвешанные вещества 300 мг/дм³
- Сухой остаток 10000 мг/дм³
- Сульфаты 500 мг/дм³
- Хлориды 350 мг/дм³
- Железо 5 мг/дм³
- Ион аммония 15 мг/дм³
- ХПК 1000 мгО₂/дм³

Нейтрализованные воды направляются на очистные сооружения химкомбината.

Вода после механических фильтров идет на повторное использование (возвращается в цикл ХВО).

Таблица 7-1. Часовой расход подпиточной воды.

Период	Подпитка тепловой сети на город			
	2011 г		2012	
	м/ч	м/год	м/ч	м/год
Январь	80,4	59804	51,4	38259
Февраль	96,4	64774	55,9	37572

Март	145,9	108570	58,9	43790
Апрель	89,4	64368	78,7	56653
Май	100,4	74677	137,7	28086
Июнь	95,4	68654	-	-
Июль	62,1	46229	-	-
Август	68,2	50729	-	-
Сентябрь	119,6	86122	-	-
Октябрь	101,2	75309	-	-
Ноябрь	64,8	46639	-	-
Декабрь	58,3	43377	-	-
Итого:		789252		204360

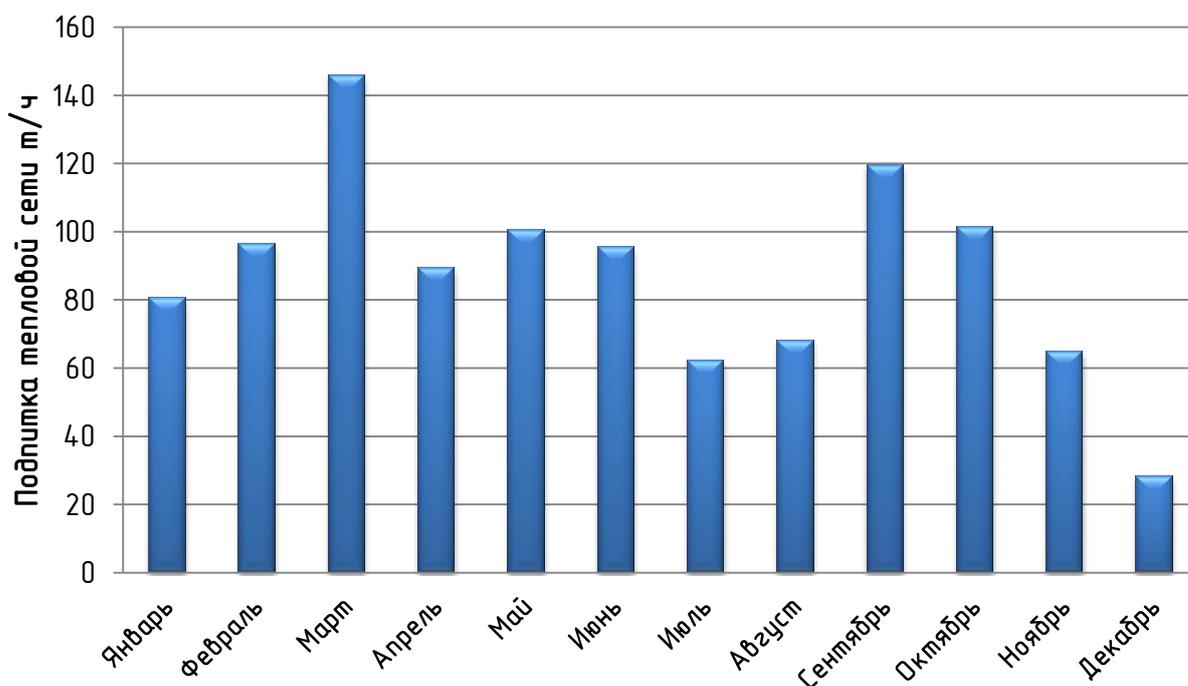


Рисунок 7-1. Фактическая подпитка тепловой сети в зоне действия ТЭЦ.

7.4. Нормативная подпитка тепловой сети

Схема теплоснабжения г. Нижнекамска закрытая с зависимой схемой присоединения нагрузок отопления.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6.16 «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...», п. 6.18 «Объем воды в системах теплоснабжения при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать равным 65 м^3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения...».

Для ООО «Нижнекамская ТЭЦ» общая присоединенная тепловая нагрузка на 2012г составляет 637,38 Гкал/ч (739,36 МВт) из них: тепловоды с нагрузкой 310,93 Гкал/ч (360,7 МВт) на город, тепловод на промзону 137,05 Гкал/ч (158,98 МВт), паропроводы с нагрузкой 189,4 Гкал/ч (219,7 МВт). Объем водяной тепловой сети принимаем 33777,7 м^3 (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6,18), нормативная подпитка тепловой сети 253,3 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Для филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) общая присоединенная тепловая нагрузка на 2012г составляет 994,6 Гкал/ч (1153,7 МВт) из них: тепловод-1 с нагрузкой 246,22 Гкал/ч (285,6 МВт), тепловод-2 с нагрузкой 337,25 Гкал/ч (391,21МВт), тепловод-4 с нагрузкой (БСИ) 11,61 Гкал/ч (13,46МВт), тепловод на промзону -0,63 Гкал/ч (0,73 МВт), паропроводы с нагрузкой 398,9 Гкал/ч (462,7 МВт). Объем сети принимаем 44916,37 м^3 (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» п. 6,18), нормативная подпитка водяной тепловой сети составит: 336,9 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Согласно СНиП «Тепловые сети» п.6.17 «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». Таким образом, для ООО «Нижнекамская ТЭЦ» нормативная аварийная подпитка водяной тепловой сети составит 675,55 $\text{м}^3/\text{ч}$, для филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) - 898,32 $\text{м}^3/\text{ч}$.

7.5. Баланс подпитки тепловых сетей с закрытой системой теплоснабжения

7.5.1. Баланс подпитки филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Водоподготовка ТЭЦ рассчитана на обеспечение полной нагрузки по установленной мощности с учетом фактических и перспективных нагрузок потребителей и, с учетом значительного снижения фактической подпитки, в настоящее время имеет более 66% резерва по сетевой воде и более 90% резерва по пару.

Таблица 7-2. Фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зонах действия филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1).

Зона действия филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Теплоноситель-вода						
Производительность ВПУ	м/ч	550	550	550	550	550
Средневзвешенный срок службы	лет	36	37	38	39	40
Располагаемая производительность ВПУ	м/ч	430	430	430	430	430
Потери располагаемой производительности	%	7	5	5	5	5
Собственные нужды	м/ч	15,75	10,75	10,75	10,75	10,75
Количество баков аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов	м ³	1600	1600	1600	1600	1600
Нормативная подпитка	м/ч	-	-	-	-	336,9
Максимальная подпитка тепловой сети в эксплуатационный период	м/ч	87	90	65	70	122
Сверхнормативные утечки	м/ч	360	360	360	360	360
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м/ч	0	0	0	0	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м/ч	600	600	600	600	600
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	м/ч	297,15	307,75	327,75	322,75	265,0
Доля резерва	%	77%	77%	82%	81%	66%
Годовая фактическая подпитка:	тыс.мн/ год	761,45	784,114	571,575	609,18	1102,174
Теплоноситель-пар						
Проектная производительность ВПУ	м/ч	2780	2780	2780	2930	2930
Средневзвешенный срок службы	лет	34	35	36	37	38
Располагаемая производительность ВПУ	м/ч	2770	2770	2770	2410	2410
Потери располагаемой производительности	%	26	26	26	25	25
Собственные нужды	м/ч	520	520	520	520	520
Количество баков- аккумуляторов теплоносителя:	ед	6	6	6	6	6
Емкость баков-аккумуляторов:	м ³	4000	4000	4000	4000	4000
Максимальная подпитка тепловой сети в эксплуатационном режиме	м/ч	87	90	65	70	126

Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м/ч	2000	2000	2000	2700	2700
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	м/ч	1442,8	1439,8	1464,8	1217,5	1161,5
Доля резерва	%	94%	94%	96%	94%	90%
Годовая фактическая подпитка:	тыс.тн /год	12800	11480	13751	16024	17334

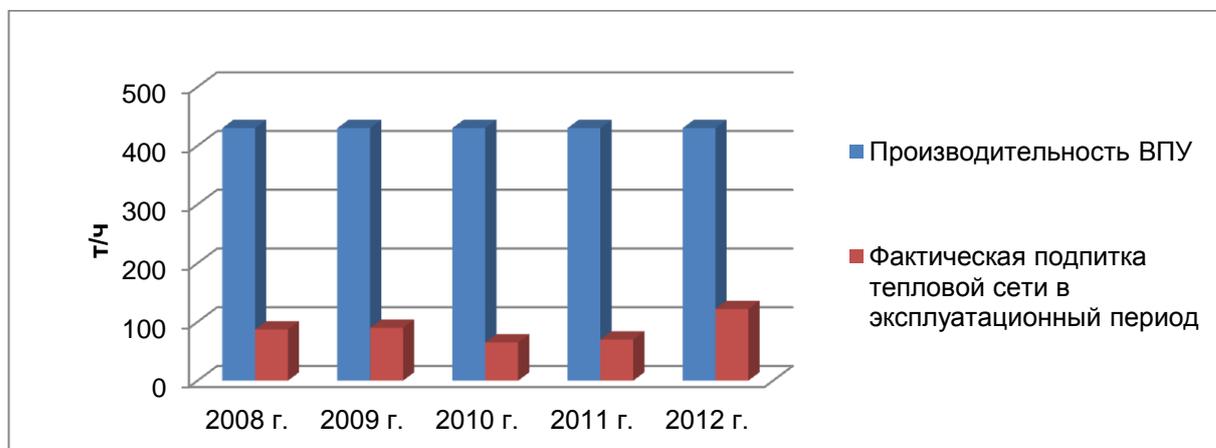


Рисунок 7-2. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.

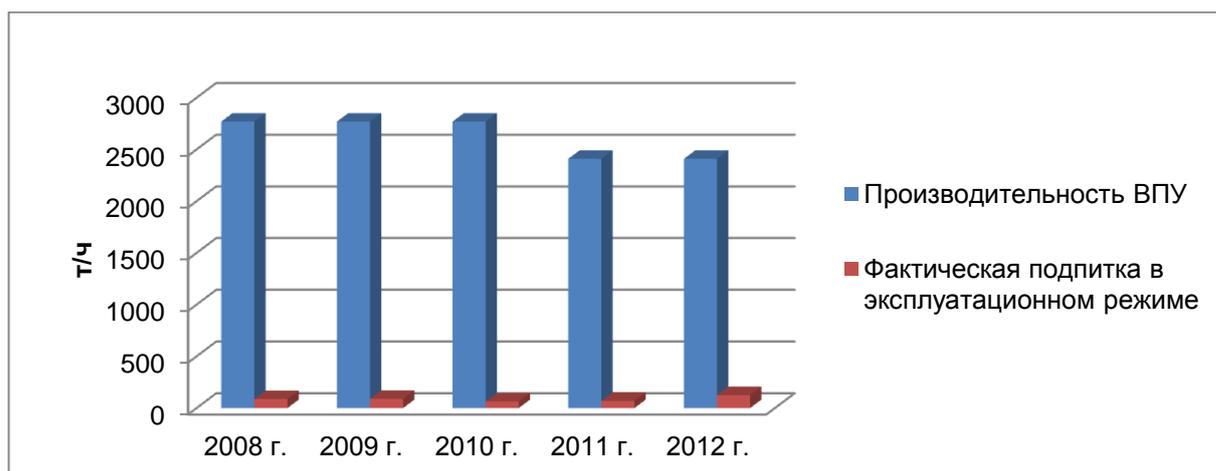


Рисунок 7-3. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.

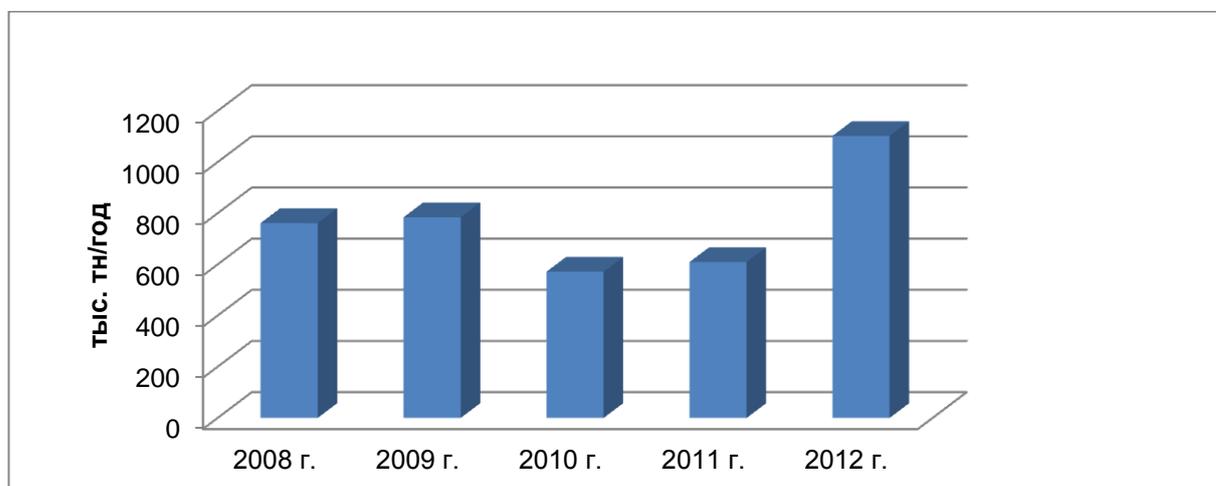


Рисунок 7-4. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.

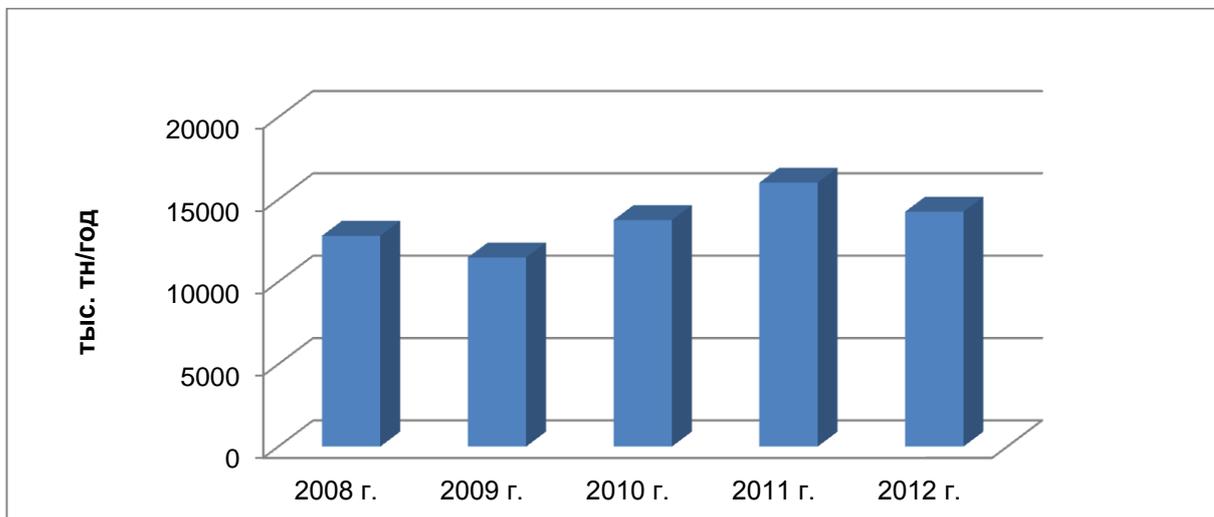


Рисунок 7-5. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.

7.5.2. Баланс подпитки ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Водоподготовка ТЭЦ рассчитана на обеспечение полной нагрузки по установленной мощности с учетом фактических и перспективных нагрузок потребителей и, с учетом значительного снижения фактической подпитки, в настоящее время имеет более 73% резерва по сетевой воде и более 42% резерва по пару.

Таблица 7-3. Фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зонах действия ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Зона действия ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Теплоноситель-вода						
Производительность ВПУ	м/ч	300	300	300	300	300
Средневзвешенный срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику				
Располагаемая производительность ВПУ	м/ч	300	300	300	300	300
Потери располагаемой производительности	%	1	1	1	1	1
Собственные нужды	м/ч	2	2	2	2	2
Количество баков аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	м ³	1000	1000	1000	1000	1000
Нормативная подпитка	м/ч	-	-	-	-	253,3
Максимальная подпитка тепловой сети в эксплуатационный период	м/ч	155	102	114	146	79
Сверхнормативные утечки	м/ч	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	м/ч	0	0	0	0	0
Максимальная подпитка в период повреждения участка	м/ч	300	300	300	300	300
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	м/ч	140	193	181	149	216
Доля резерва	%	47,4%	65,4%	61,3%	50,5%	73,2%
Годовая фактическая подпитка:	тыс. тн/год	798377	571569	627705	789277	438443
Теплоноситель-пар						
Проектная производительность ВПУ	м/ч	1400	1400	1400	1400	1400
Средневзвешенный срок службы	лет	Ремонт 1 раз в 3 года по графику				
Располагаемая производительность ВПУ	м/ч	1400	1400	1400	1400	1400
Потери располагаемой производительности	%	4,06	4,51	4,25	3,69	3,82
Собственные нужды	м/ч	129	77	86	74	114
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя:	Ед.	4	4	4	4	4
Емкость баков-аккумуляторов:	м ³	1000 (3) 500 (1)	1000 (3) 500 (1)	1000 (3) 500 (1)	1000 (3) 500 (1)	1000 (3) 500 (1)
Максимальная подпитка в эксплуатационном режиме	м/ч	726	515	530	558	700
Максимальная подпитка в период повреждения участка	м/ч	300	300	300	300	300
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	м/ч	488,2	735,9	724,5	716,3	532,5
Доля резерва	%	38,7%	58,4%	57,7%	56,2%	43,2%

Годовая фактическая подпитка:	тыс. тн/год	5 151 156	3 303 428	3 839 936	3 268 931	5102820
-------------------------------	----------------	-----------	-----------	-----------	-----------	---------

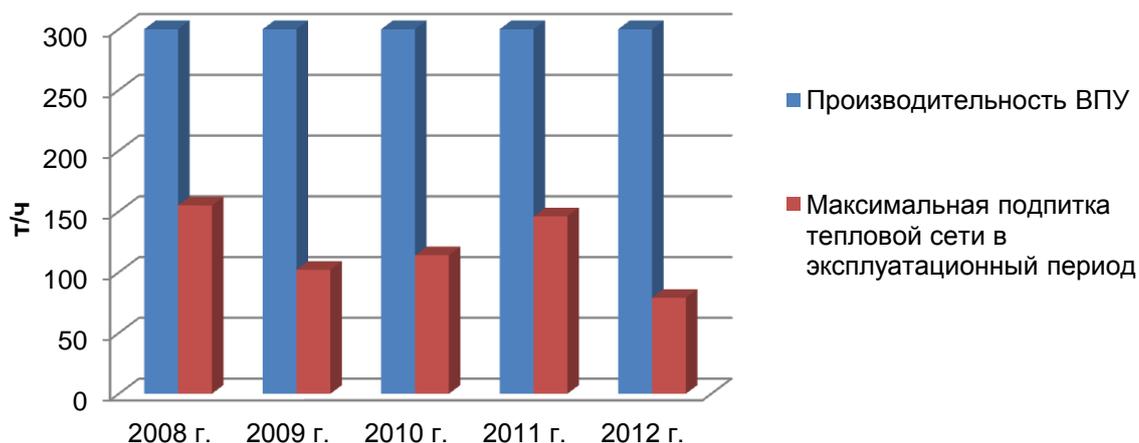


Рисунок 7-6. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.

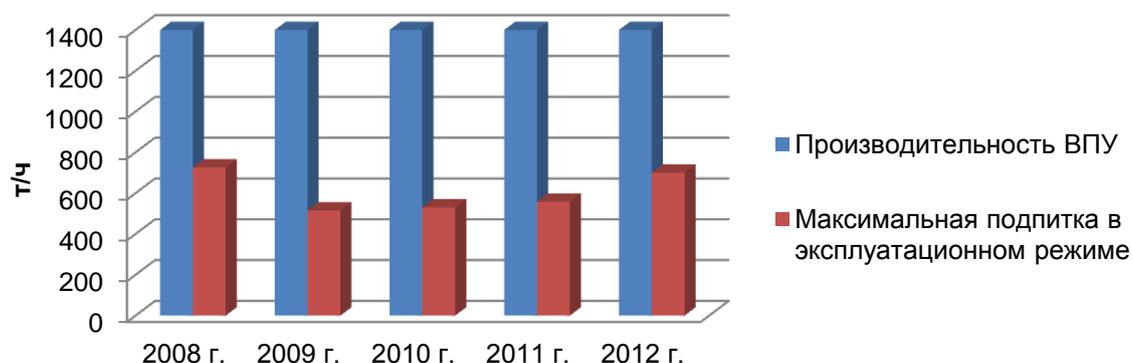


Рисунок 7-7. Часовая максимальная подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.

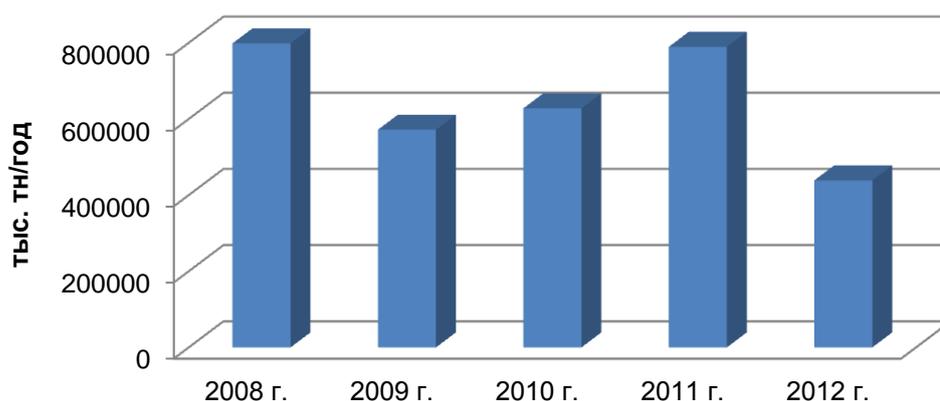


Рисунок 7-8. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – вода.

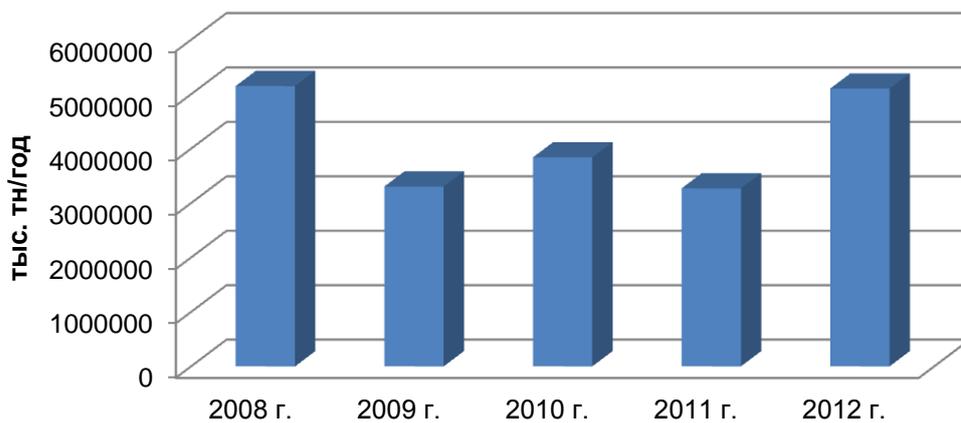


Рисунок 7-9. Фактическая годовая подпитка тепловой сети по пяти годам до 2012 г. Теплоноситель – пар.

8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.

8.1.1. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

ОАО «ТГК-16» является крупнейшим потребителем природного газа в Республике Татарстан. Общество с начала своей деятельности определило для себя приоритет – приобретение природного газа по лимитным ценам. Для этого был заключен договор на поставку всего природного газа (Уренгойского месторождения) у дочерней компании ОАО «Газпром» – ЗАО «Газпром Межрегионгаз Казань» по тарифу, утвержденному ФСТ России.

Основным топливом для ТЭЦ является природный газ. Фактическая поставка природного газа в 2011 году составила 2297111 тыс. м³. Теплотворная способность на рабочую массу газа в 2011 году составила 8054 ккал/нм³.

Таблица 8-1. Топливный режим ТЭЦ.

Директивный орган, установивший топливный режим, номер разрешения и дата его выдачи	Объем разрешенного топливопотребления			Резервное (аварийное) топливо	Технологическая дронь по газу
	Газ	Уголь	Мазут		
Постановление Госплана СССР №15 от 23.01.1984г.	4,2 млн. тонн	-	-	топочный мазут	-

Таблица 8-2. Баланс основного топлива за 2009-2011 гг.

Виды топлива	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива к концу года
				всего	в том числе на отпуск электрической		
					натурального	условного	
2011 г.							
Газ природный	тыс.м ³	---	2297111	2297111	2297111	2642930	---
2010 г.							
Газ природный	тыс.м ³	---	2049248	2049248	2049248	2352758	---
2009 г.							
Газ природный	тыс.м ³	---	1652421	1652421	1652421	1897534	---

Таблица 8-3. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.

Период	Расход газа, тыс. м ³		
	2010	2011	2012
Январь	200797	236457	263220
Февраль	197974	182186	250332
Март	193790	220447	241891
Апрель	156681	195658	187873
Май	135638	143759	154760
Июнь	133827	145156	158442
Июль	142442	151834	171963
Август	149506	158357	172485
Сентябрь	143812	159311	166695
Октябрь	177243	208701	215064
Ноябрь	188243	239413	224022
Декабрь	229295	255832	262061
Итого за год	2049248	2297111	2468808

8.1.2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Для производства тепловой и электрической энергии на ООО «Нижнекамской ТЭЦ» по данным на 2011 год основным топливом является природный газ Уренгойского месторождения

Основным топливом для ТЭЦ является природный газ. Фактическая поставка природного газа в 2011 году составила 682312 тыс. м³. Теплотворная способность на рабочую массу газа в 2011 году составила 8054 ккал/нм³.

Таблица 8-4. Баланс основного топлива за 2009-2011 гг.

Виды топлива	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива к концу года
				всего	в том числе на отпуск электрической		
					натурального	условного	
2011 г.							
Газ природный	тыс.м ³	---	682312	682312	682312	784812	---
2010 г.							
Газ природный	тыс.м ³	---	698029	698029	698029	801362	---
2009 г.							
Газ природный	тыс.м ³	---	564194	564194	564194	647914	---

Таблица 8-5. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.

Период	Расход газа, м ³		
	2010	2011	2012
Январь	75 259	84 917	80 731
Февраль	71 160	72 698	74 078
Март	62 522	75 751	83 013
I кв	208 941	233 366	237 822
Апрель	55072	47468	63179
Май	48690	50280	65809
Июнь	48124	44288	-
II кв	151886	142036	128988
Июль	44426	41910	0
Август	43126	38762	0
Сентябрь	42532	41375	0
III кв	130084	122047	0
Октябрь	49906	47862	0
Ноябрь	74170	59817	0
Декабрь	83042	77184	0

IV кв	207118	184863	0
Итого за год	698 029	682312	366 810

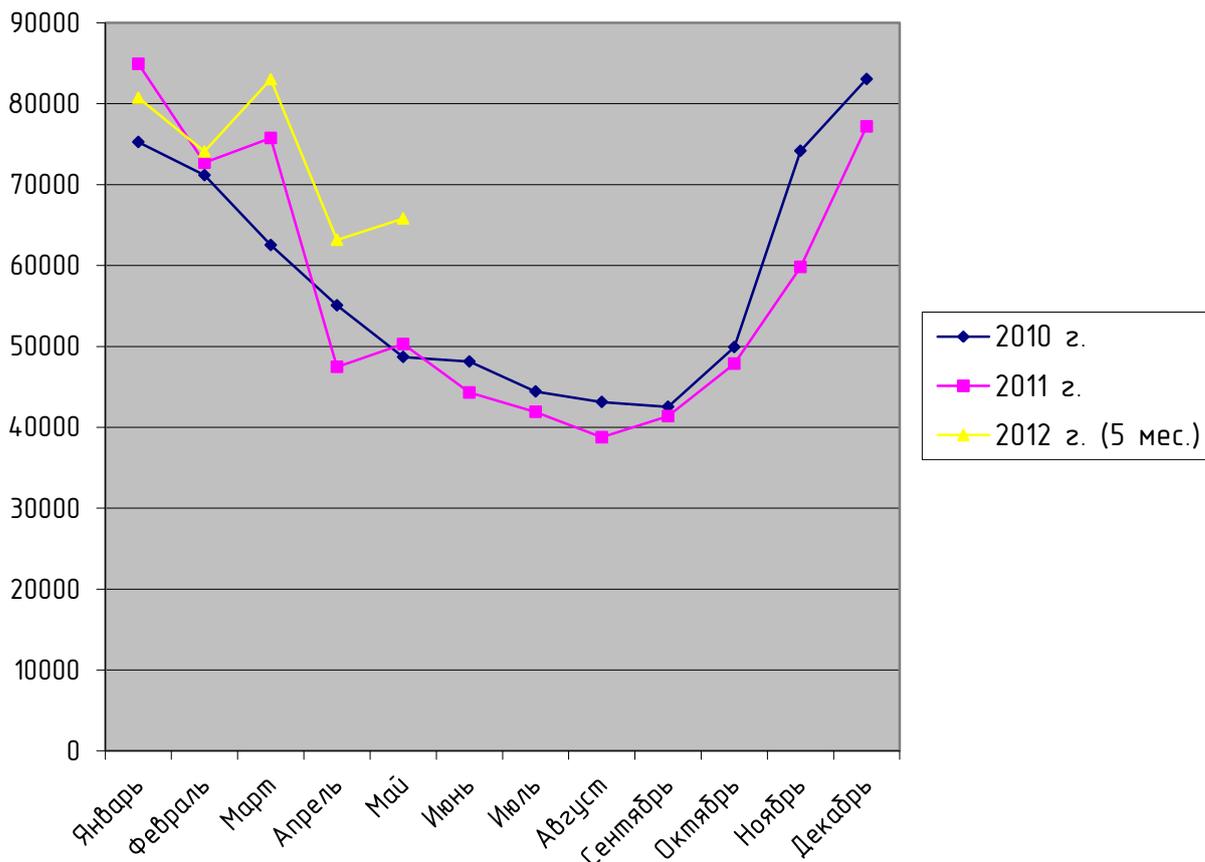


Рисунок 8-1. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.

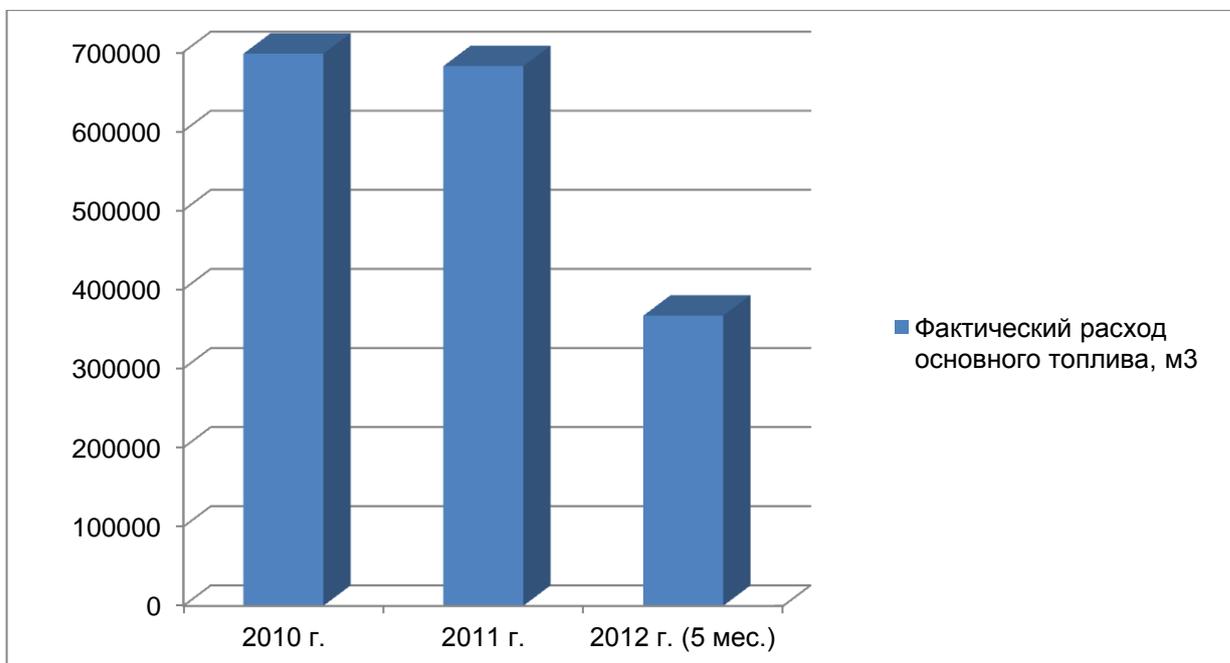


Рисунок 8-2. Фактические расходы основного топлива за 2010-2012 гг.

8.1.3. Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».

Основное топливо – отбросной газ производства техуглерода.

Параметры основного топлива (отбросного газа):

- низшая калорийность - 760 ккал/м³,
- температура 200 °С,
- давление до 0,04 кгс/см².

Фактический расход отбросного газа 911 000 тыс. м³/год.

Таблица 8-6. Фактические расходы основного топлива (отбросного газа) по месяцам за 2010–2012 гг.

Период	Расход отбросного газа, тыс. м ³		
	2010	2011	2012
Январь	59832	86364	99195
Февраль	68503	51662	94911
Март	81991	80422	72364
Апрель	74524	71996	86145
Май	71537	65696	103117
Июнь	59462	77235	76310
Июль	88007	80151	82351
Август	99320	82273	84274
Сентябрь	75466	83144	72376
Октябрь	79298	103040	84994
Ноябрь	66735	91673	92582
Декабрь	72913	94506	92000
Итого за год	897588	968162	1040619

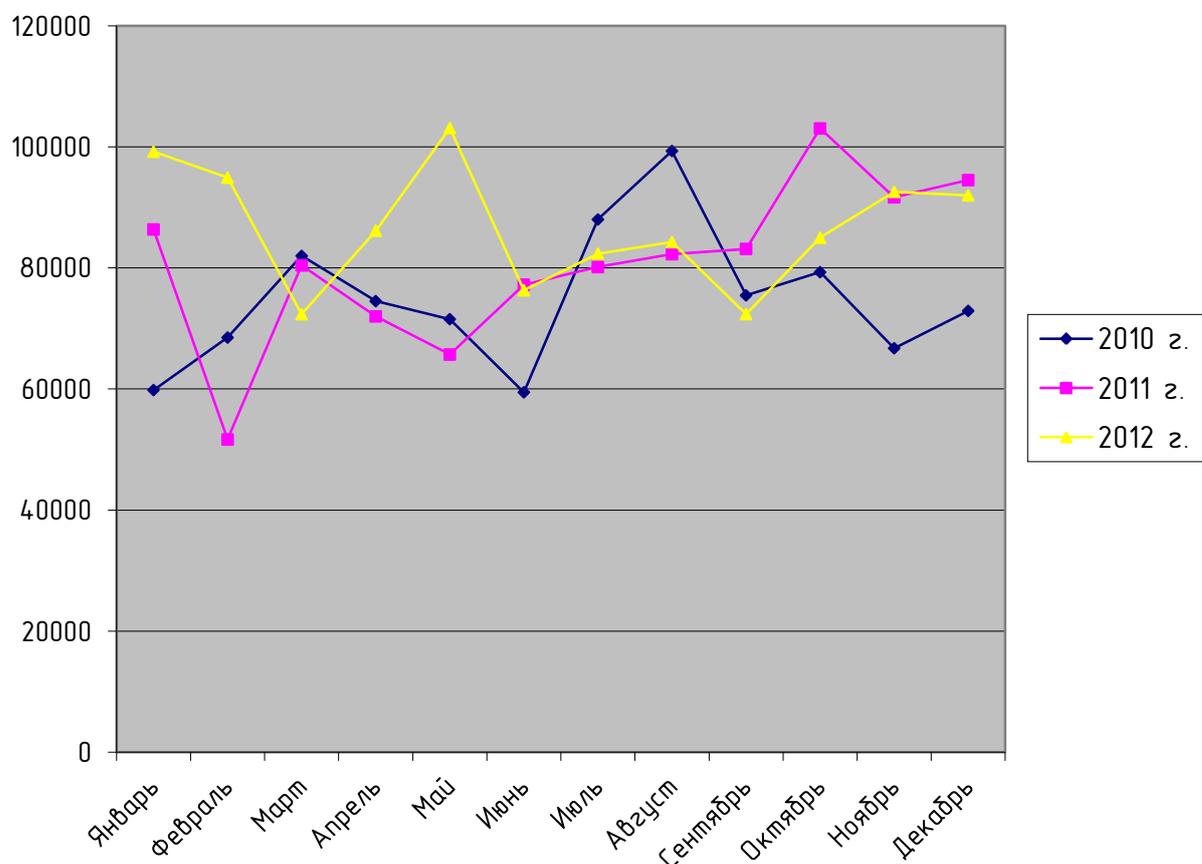


Рисунок 8-3. Фактические расходы основного топлива по месяцам за 2010–2012 гг.

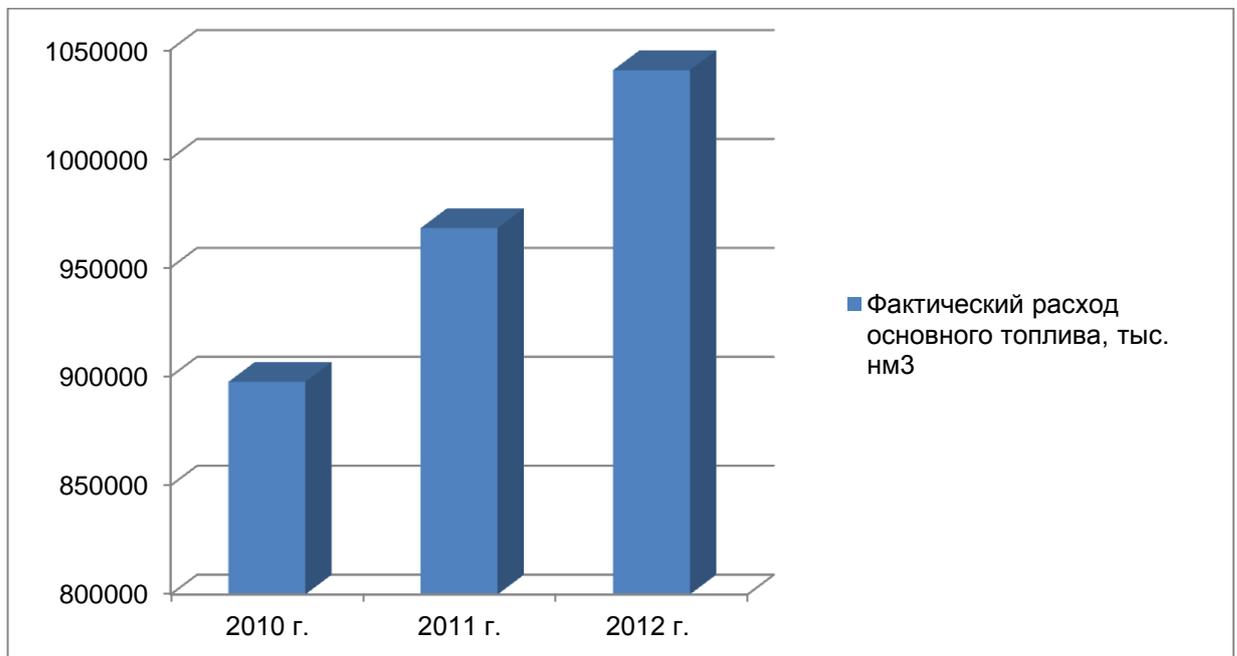


Рисунок 8-4. Фактические расходы основного топлива за 2010-2012 гг.

8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.

8.2.1. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Поставки резервного топлива (мазута марки М-100) осуществляются с ОАО «ТАИФ-НК», расположенного в непосредственной близости от филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1), по специальному трубопроводу. Данная схема поставки мазута обеспечивает надежность и конкурентоспособность поставок резервного топлива.

Резервным топливом является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-73 с низшей теплотой сгорания 9300 ккал/кг и содержанием серы до 2%.

На конец 2011 года остаток мазута составлял 22884 тн.

Содержание влаги в сжигаемом мазуте в 2011 году составило 1,47%.

На мазутохозяйстве размещены:

- мазутослив;
- баковое хозяйство.
- промежуточные сливные емкости;
- помещения арматуры сливного устройства;
- здание щита управления сливом.

Мазут из 1-й группы баков по всасывающему коллектору поступает в раздаточный коллектор мазутонасосной. От раздаточного коллектора мазут попадает к насосам I-го подъема, из которых один в работе и три – в горячем резерве, один из них – на АВР. От насосов I-го подъема мазут с давлением 6-7 кгс/см², поступает в напорные коллекторы насосов I-го подъема.

В напорных коллекторах I-го подъема часть мазута направляется в подогреватели мазута. Часть мазута от напорных трубопроводов I-го подъема направляется в рабочую группу баков для предотвращению оседания механических примесей на дне баков и отстоя влаги.

После подогревателей мазута основная часть мазута с температурой 110°C, и давлением 6-7 кгс/см² направляется через коллектор горячего мазута к насосам II-го подъема, один из которых находится в работе, один на АВР и два в горячем резерве.

После насосов II-го подъема мазут с температурой 110±5°C и давлением 47-55 кгс/см² поступает по главным мазутопроводам для сжигания в котлах.

Мазут, не использованный в котельном цехе, по обратному мазутопроводу поступает в насосную I-го подъема.

На случай перебоев снабжения ТЭЦ природным газом, необходимо постоянно поддерживать схему рециркуляции в рабочем состоянии, для чего установлены 2 насоса рециркуляции типа 10НД-6ХС, производительностью по 420 м³ каждый.

Конденсат после пароспускников возвращается в котельный цех. Из-за неисправности конденсатной линии конденсат после мазутных подогревателей сливается в канализацию. Частично тепло конденсата снимается в предвключенных подогревателях.

Оборудование мазутонасосной предназначено для обеспечения бесперебойной подачи подогретого и профильтрованного топлива (мазута) в количестве, соответствующем нагрузке котлов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок при установленных рабочих параметрах мазута перед форсунками:

- температура – 110 ± 5°C;
- давление – 45 ± 1,0 кгс/см²;
- температура мазута в расходных резервуарах 60°C – 80°C;

- условная вязкость (ВУ) – 2,5°С.

Таблица 8-7. Баланс резервного топлива за 2009-2011 гг.

Виды топлива	Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива к концу года
				всего	в том числе на отпуск электрической		
					натурального	условного	
2011 г.							
Топочный мазут	т	20810	43039	40965	40965	55424	22884
2010 г.							
Топочный мазут	т	16793	11533	7516	7516	9988	20810
2009 г.							
Топочный мазут	т	26483	84854	94544	94544	129116	16793

Таблица 8-8. Фактические расходы резервного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.

Период	Расход мазута, тн		
	2010	2011	2012
Январь	7321		
Февраль	195	32528	4951
Март		4207	
Апрель			
Май			
Июнь			
Июль			
Август		2663	
Сентябрь		1567	
Октябрь			
Ноябрь			
Декабрь			
Итого за год	7516	40965	4951

8.2.2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Резервным топливом является топочный мазут марки М-100 по ГОСТ 10585-99 с низшей теплотой сгорания 9300 ккал/кг и содержанием серы до 2%.

На ООО «Нижнекамская ТЭЦ» мазутное топливо поступает в мазутный резервуар $V = 30000 \text{ м}^3$ по трубопроводу $\phi 530 \times 8 \text{ мм}$ от установки ЭЛОУ-АВТ-7 ОАО «ТАИФ-НК».

Из резервуара мазут самотёком через фильтры грубой очистки поступает к мазутным насосам 1 подъёма типа 10-НД 6х1, затем под давлением проходит основные подогреватели ПМТ30/16, где подогревается до температуры 125 °С, проходит фильтры тонкой очистки и мазутными насосами 2 подъёма типа НК 200/370 подаётся в КТЦ по двум мазутопроводам $\phi 325 \times 10 \text{ мм}$.

Часть мазута из главного корпуса возвращается по мазутопроводу рециркуляции $\phi 159 \times 5$, подключенному в напорный коллектор мазутных насосов 1 подъёма.

В напорных коллекторах 1-го подъёма часть мазута направляется в подогреватели мазута. Часть мазута от напорных трубопроводов 1-го подъёма направляется в рабочую группу баков для предотвращения оседания механических примесей на дне баков и отстоя влаги.

На конец 2011 года остаток мазута составлял 22884 тн.

Таблица 8-9. Фактические расходы резервного топлива по месяцам за 2010-2012 гг.

Период	Расход мазута, тн		
	2010	2011	2012
Январь	5 183	-----	-----
Февраль	227	7 072	983
Март	-----	1 131	-----
I кв	5 410	8 203	983
Апрель	-----	-----	-----
Май	-----	-----	-----
Июнь	-----	-----	-----
II кв	-----	-----	-----
Июль	-----	-----	-----
Август	-----	830	-----
Сентябрь	-----	-----	-----
III кв	-----	830	-----
Октябрь	-----	-----	-----
Ноябрь	-----	-----	-----
Декабрь	-----	-----	-----
IV кв	-----	-----	-----
Итого за год	5 410	9 033	983

8.2.3. Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».

Резервное топливо котельной ОАО «Нижнекамсктехуглерод» – природный газ.

Фактический расход природного газа – 4 963 000 м³/год.

8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

8.3.1. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Физико-химические показатели основного топлива ТЭЦ должны соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

Таблица 8-10. Технические требования.

№п/п	Наименование показателя	Норма	Метод испытания
1	Теплота сгорания низшая, МДж/м ³ (ккал/м ³), при 20 °С - 101,325 кПа, не менее		ГОСТ 27193-86
		31,8 (7600)	ГОСТ 22667-82* ГОСТ 10062-75
2	Область значений числа Водбе (высшего), МДж/м ³ (ккал/м ³)	41,2-54,5 (9850-13000)	ГОСТ 22667-82*
3	Допустимое отклонение числа Водбе от номинального значения, %, не более	±5	---
4	Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	0,02	ГОСТ 22387.2-97
5	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	0,036	ГОСТ 22387.2-97
6	Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	ГОСТ 22387.3-77* ГОСТ 23781-87*
7	Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более	0,001	ГОСТ 22387.4-77*
8	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе, балл, не менее	3	ГОСТ 22387.5-77*

Паспорт качества природного газа – см. ниже Рисунок 8-5

Физико-химические показатели резервного топлива ТЭЦ должны соответствовать требованиям ГОСТ 10585-99 «Топливо нефтяное. Технические условия».

Таблица 8-11. Технические требования мазут М-100.

№п/п	Наименование показателя	Значение для марки				Метод испытания
		Ф5	Ф12	40	100	
1	Вязкость при 50 °С, не более: -условная, градусы ВУ -кинематическая, м ² /с (сСт)	5,0 36,2*10 ⁻⁶ (36,2)	12,0 89,0*10 ⁻⁶ (89)	---	---	ГОСТ 6258-85 ГОСТ 33-2000
		---	---	8,0 59,0*10 ⁻⁶ (59,0)	16,0 118*10 ⁻⁶ (118,0)	
3	Вязкость при 100 °С, не более: -условная, градусы ВУ -кинематическая, м ² /с (сСт)	---	---	---	6,8 50,0*10 ⁻⁶ (50,0)	ГОСТ 6258-85 ГОСТ 33-2000
		---	---	---	---	
4	Динамическая вязкость	0,1*27	---	---	---	ГОСТ 1929-87

	при 0 °С, Па*с, не более					
5	Зольность, %, не более, для мазута: – малозольного – зольного	--- 0,05	--- 0,1	0,04 0,12	0,05 0,14	ГОСТ 1461-75*
6	Массовая доля механических примесей, %, не более	0,1	0,12	0,5	1,0	ГОСТ 6370-83
7	Массовая доля воды, %, не более	0,3	0,3	1,0	1,0	ГОСТ 2477-65*
8	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствует				ГОСТ 6307-75*
9	Массовая доля серы, %, не более, для мазута: I II III IV V VI VII	--- 1,0 --- 2,0 --- --- ---	--- 0,6 --- --- --- С ---	0,5 1,0 1,5 2,0 2,5 3,0 3,5	0,5 1,0 1,5 2,0 2,5 3,0 3,5	По 7.3 ГОСТ 10585-99
10	Коксуемость, %, не более	6,0	6,0	---	---	ГОСТ 19932-99
11	Содержание сероводорода	Отсутствует	---	---	---	По 7.2 ГОСТ 10585-99
12	Температура вспышки, °С, не ниже: – в закрытом тигле – в открытом тигле	80 ---	90 ---	--- 90	--- 110	ГОСТ 6356-75* ГОСТ 4333-87*
13	Температура застывания, °С, не выше, для мазута из высокопарафинистых нефтей	-5	-8	10	25	ГОСТ 20287-91
14	Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не драковочная), кДж/кг, не менее, для мазута видов: I, II, III и IV V, VI и VII	41454 ---	41454 ---	40740 39900	40530 39900	ГОСТ 21261-91 ГОСТ 21261-91
15	Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	955	960	Не нормируется. Определение обязательно		ГОСТ 3900-85*
<p>Примечание:</p> <p>1. В I и IV кварталах, в мазутах марок 40 и 100, допускается температура вспышки в открытом тигле не ниже 65 °С, в закрытом тигле – не ниже 50 °С с указанием значения показателя в договорах и контрактах. Такие мазуты не предназначены для судовых энергетических установок.</p> <p>2. Мазуты марок 40 и 100, изготовленные из высокопарафинистых нефтей, не предназначены для судовых котельных установок.</p> <p>3. Показатель 15, для мазута марок 40 и 100, определяется для осуществления</p>						

приемно-сдаточных операций. При поставке мазутов Ф5, Ф12, 40 и 100 на экспорт, показатель 15 определяется по ГОСТ Р 51069-97 и не является браковочным.

4. В мазуте марок 40 и 100, вырабатываемом из газоконденсатного сырья, сероводород должен отсутствовать.

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Метод испытаний	Нормируемое значение по ГОСТ	Результат	Расширенная абсолютная погрешность
1.	Компонентный состав:	молярная доля, %	ГОСТ 31371.7-2008			
	Метан			-	97,00	+0,07
	Этан			-	1,40	+0,06
	Пропан			-	0,484	+0,029
	изо-Бутан			-	0,078	+0,005
	н-Бутан			-	0,083	+0,005
	нео-Пентан			-	0,00093	+0,00030
	изо-Пентан			-	0,0166	+0,0012
	н-Пентан			-	0,0123	+0,0010
	Гексан			-	0,0120	+0,0010
	Гелий			-	0,0110	+0,0009
	Водород			-	0,00044	+0,00001
	Кислород			-	0,0056	+0,0015
	Азот	-	0,81	+0,03		
	Диоксид углерода	-	0,089	+0,007		
2.	Теплота сгорания (низшая) при 20 °С и 101,3 кПа	МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2008	не менее 31,8 (не менее 7600)	33,91 (8099)	±0,04
3.	Число Воббе высшее	МДж/м ³ (ккал/м ³)		41,2 – 54,5 (9850-13000)	49,64 (11856)	±0,06
4.	Плотность при 20°С и 101,325 кПа	кг/м ³	ГОСТ 31369-2008	-	0,6910	±0,0005
5.	Массовая концентрация сероводорода	г/м ³	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,02	Менее 0,0001	
6.	Массовая концентрация меркаптановой серы	г/м ³	ГОСТ 22387.2-97	не более 0,036	0,009	
7.	Масса механических примесей в 1 м ³	г/м ³	ГОСТ 22387.4-77	не более 0,001	Отс.	
8.	Объемная доля кислорода	об, %	ГОСТ 31371.7-2008	не более 1,0	0,0056	
9.	Интенсивность запаха газа при объемной доле 1% в воздухе	балл	ГОСТ 22387.5-77	не менее 3	3	

Рисунок 8-5. Паспорт контроля качества природного газа для Нижнекамской ТЭЦ (ПТК-1).

8.3.2. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Физико-химические показатели основного топлива тепловой станции должны соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» - см. выше Таблица 8-10

Паспорт контроля качества природного газа для ООО «Нижнекамская ТЭЦ» аналогичен филиалу ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – см. выше Рисунок 8-5.

Физико-химические показатели резервного топлива тепловой станции должны соответствовать требованиям ГОСТ 10585-99 «Топливо нефтяное. Технические условия» - см. выше Таблица 8-11.

8.3.3. Котельная ОАО «Нижнекамсктехуглерод».

Физико-химические показатели резервного топлива котельной (природный газ) должны соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» - см. выше Таблица 8-10.

8.4. Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.

8.4.1. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

Основным топливом Филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) является газообразное топливо – природный газ. Поставка природного газа осуществляется в объеме фактической потребности, при производстве тепловой энергии.

Таблица 8-12. Данные по поставке основного топлива Филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамской ТЭЦ» (ПТК-1), тыс.м³

Период	Расход газа, тыс. м ³		
	2010	2011	2012
Январь	200797	236457	263220
Февраль	197974	182186	250332
Март	193790	220447	241891
Апрель	156681	195658	187873
Май	135638	143759	154760
Июнь	133827	145156	158442
Июль	142442	151834	171963
Август	149506	158357	172485
Сентябрь	143812	159311	166695
Октябрь	177243	208701	215064
Ноябрь	188243	239413	224022
Декабрь	229295	255832	262061
Итого за год	2049248	2297111	2468808

Таблица 8-13. Данные по поставке резервного топлива Филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамской ТЭЦ» (ПТК-1), тн

Период	Расход мазута, тн		
	2010	2011	2012
Январь	7321		
Февраль	195	32528	4951
Март		4207	
Апрель			
Май			
Июнь			
Июль			
Август		2663	
Сентябрь		1567	
Октябрь			
Ноябрь			
Декабрь			
Итого за год	7516	40965	4951

8.4.2. 000 «Нижнекамская ТЭЦ»

Основным топливом Филиала ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) является газообразное топливо – природный газ. Поставка природного газа осуществляется в объеме фактической потребности, при производстве тепловой энергии.

Таблица 8-14. Данные по поставке основного топлива ООО «Нижнекамской ТЭЦ», тыс.м³

Период	Расход газа, м ³		
	2010	2011	2012
Январь	75 259	84 917	80 731
Февраль	71 160	72 698	74 078
Март	62 522	75 751	83 013
I кв	208 941	233 366	237 822
Апрель	55072	47468	63179
Маї	48690	50280	65809
Июнь	48124	44288	-
II кв	151886	142036	128988
Июль	44426	41910	0
Август	43126	38762	0
Сентябрь	42532	41375	0
III кв	130084	122047	0
Октябрь	49906	47862	0
Ноябрь	74170	59817	0
Декабрь	83042	77184	0

Таблица 8-15. Данные по поставке резервного топлива ООО «Нижнекамской ТЭЦ», тн

Период	Расход мазута, тн		
	2010	2011	2012
Январь	5 183	-----	-----
Февраль	227	7 072	983
Март	-----	1 131	-----
I кв	5 410	8 203	983
Апрель	-----	-----	-----
Маї	-----	-----	-----
Июнь	-----	-----	-----
II кв	-----	-----	-----
Июль	-----	-----	-----
Август	-----	830	-----
Сентябрь	-----	-----	-----
III кв	-----	830	-----
Октябрь	-----	-----	-----
Ноябрь	-----	-----	-----
Декабрь	-----	-----	-----
IV кв	-----	-----	-----
Итого за год	5 410	9 033	983

9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1. Надежность системы теплоснабжения – тепловые сети

Во исполнение закона «Об энергосбережении» 261-ФЗ от 27 ноября 2009г. во всех организациях, осуществляющих производство и (или) транспортировку тепловой энергии необходимо провести энергетическое обследование (19). На основании проведенных обследований будут составляться электронные модели системы теплоснабжения городов с привязкой потребителей к топографической карте. При этом возникающие вопросы, связанные с регламентными ситуациями, такими как введение новых элементов тепловых сетей, выведение в аварийно-ремонтные работы участков сетей, подключение к сети новых потребителей и др., необходимо решать, учитывая показатели надежности системы.

Как объект исследования, система теплоснабжения предполагает наличие протяженных напорных участков тепловых сетей, являющихся связующим звеном между источником и потребителем. По своему назначению тепловые сети обеспечивают непрерывную поставку теплоносителя заданного количества и качества, и каждый ее участок, как и запорная арматура на участке, обладает определенной технической надежностью. (20)

Задачей теплоснабжения является обеспечение требуемых уровней параметров у потребителей, при которых достигаются комфортные условия жизни людей. Социальные последствия, возникающие при нарушении нормальных условий работы и жизни людей, не поддаются экономической оценке, однако их влияние весьма велико и поэтому в методике оценки надежности исходят из принципа недопустимости отказов.

В публикациях определению причин возникновения повреждений на тепловых сетях уделяется пристальное внимание и сводится к одной из перечисленных ниже:

- наличие «капели» с плит перекрытий каналов;
- наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода;
- коррозионные повреждения опорных металлоконструкций;
- коррозионно-опасное влияние постоянных блуждающих и переменных токов
- ветхость оборудования.

Коррозионные процессы металла трубопроводов являются основной причиной повреждений теплопроводов в процессе эксплуатации и являются результатом физико-химических воздействий окружающей среды на трубопроводы. Существенными факторами, определяющими коррозионную активность среды, является структура, гранулометрический состав, влажность, воздухопроницаемость, окислительно-восстановительный потенциал, общая кислотность и общая щелочность почв и грунтов. Помимо почвенной коррозии, подземные теплопроводы подвержены электрокоррозии, вызываемой блуждающими токами, и внутренней коррозии.

В последнее время в связи с постепенной стабилизацией экономической ситуации в стране, идет наращивание объемов перекладки ветхих сетей на предизолированные трубы в пенополиуретановой изоляции, которые способствуют снижению тепловых потерь и являются более энергоэффективными по сравнению с трубами в традиционной изоляции. Важной задачей является сведение к минимуму причин, способных спровоцировать повреждения.

К таким причинам, прежде всего, относятся:

- качество проектирования теплопроводов и средств их защиты от наружной коррозии;
- наличие сопутствующих инженерных сетей, их состояния и режимов работы;
- качество строительно-монтажных работ;
- наличие и эффективность средств защиты теплопроводов от постоянных блуждающих и переменных токов; эффективность комплекса эксплуатационных

мероприятий, направленных на поддержание безопасных и надежных условий эксплуатации.

На протяжении последних лет с усовершенствованием материалов и способов прокладки инженерных сетей все больше специалистов интересуются обеспечением надежности функционирующих систем, введенных в эксплуатацию в период застраивания территорий, и транспортных систем, которые подводятся к новым объектам. Строительство новых городских микрорайонов в обязательном порядке предполагает проектирование и создание коммунальных трубопроводных распределительных систем с различным целевым продуктом (газ, вода, тепло, сжатый воздух и пр.) (20). В связи с этим появились научные исследования в области расчетов надежности наиболее социально-зависимых систем: газо-, тепло-, электро-, водоснабжения и водоотведения. Такие системы призваны обеспечить непрерывную доставку потребителю по пространственно-протяженным напорным трубопроводам целевого продукта в заданном количестве и заданного качества в течение длительного периода времени.

Существенным, признаком данных систем является наличие в их структуре протяженных трубопроводных участков длиной от нескольких километров до тысяч километров и транспорт продукта от некоторого источника (водозаборная станция, перерабатывающее предприятие, насосная станция, насосный агрегат, скважина, пункт отбора и т.п.) к потребителю продукта. В роли потребителя могут выступать как отдельные лица и организации, так и целые предприятия. Любая транспортная трубопроводная система связывает между собой производителя целевого продукта и потребителя.

Для сложноструктурированных систем показатели надежности учитываются специалистами проектирующих и теплоснабжающих организаций на основании статистической информации о поведении системы, которая в большинстве случаев не охватывает всех необходимых данных, либо период времени, за который имеется статистическая информация, слишком мал.

Озвучивание вопросов надежности тепловых сетей произошло неслучайно, а под влиянием того, что запас надежности оборудования, заложенный 30–50 лет назад, при новом строительстве систем теплоснабжения, постепенно иссякает. Ветхость отдельных участков и агрегатов как на магистральных линиях транспортирующих теплоноситель, так и на агрегатах тепловых источников достигает 55%. Данный факт подтверждается научными исследованиями, проведенными совместными усилиями ОАО «ВНИПИэнергопром», ОАО «Казанская теплосетевая компания» и Казанского энергетического университета (21).

Т.к. процесс реновации достаточно длительный и требующий большого капитального вложения, то сокращение общего процента устаревшего оборудования происходит очень медленно.

В СССР существовала система, обеспечивавшая надежное теплоснабжение. Весь процесс контролировался Госпланом. Разрабатывались градостроительные программы, и на их основе создавались генеральные схемы систем жизнеобеспечения, в т.ч. системы теплоснабжения населенных пунктов. Эти программы и схемы в плановом порядке подвергались корректировке один раз в пять лет.

С началом перестройки система рухнула, и процесс развития инженерных систем до недавнего времени носил хаотичный характер. Строительство коммуникаций и головных сооружений происходило для решения частных, «местечковых» задач, и в большом количестве случаев это были неразумные, экономически не оправданные решения. В настоящее время развитие энергосистем происходит с постоянным структурным усложнением схемы магистральных и квартальных трубопроводов (22).

При высокой степени изношенности существующих транспортных систем, росте их аварийности и угрозе техногенных катастроф ввод новых участков тепловых сетей не может гарантировать повышения надежности всей системы. На фоне постепенной стабилизации финансового положения в России и приведение в соответствие ряда нормативных документов, касающихся систем теплоснабжения, все большую актуальность

приобретают научные разработки в области методических рекомендаций по обеспечению надежности тепловых сетей.

Несмотря на то, что с 27 июля 2010 года на территории РФ действует закон «О теплоснабжении» 190-ФЗ, где в качестве основного принципа выступает обеспечение надежности в соответствии с требованиями технических регламентов (23), специалистам, заинтересованным в его воплощении, приходится ограничиваться лишь теорией. На сегодняшний день рекомендации, разработанные в методике МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» (24) явно недостаточны и носят скорее ознакомительный, нежели прикладной характер. Отсутствие инженерного метода расчета функциональной надежности предполагает низкую эффективность управленческих решений для сложных систем теплоснабжения. Для сложноструктурированных систем показатели надежности учитываются специалистами проектирующих и теплоснабжающих организаций на основании статистической информации о поведении системы, которая в большинстве случаев не охватывает всех необходимых данных, либо период времени, за который имеется статистическая информация, слишком мал.

МДС 41.6-2000 Величина этого показателя определяется размером дефицита

- до 10% $K_6=1,0$
- св. 10 до 20% $K_6=0,8$
- св. 20 до 30% $K_6=0,6$
- св. 30% $K_6=0,3$

Существуют два пути для создания надежных систем. Первый путь — это повышение качества элементов, из которых состоит система; второй — резервирование элементов. Повышают надежность, реализуя прежде всего первый путь. Но, когда исчерпываются технические возможности повышения качества элементов или когда дальнейшее повышение качества оказывается экономически невыгодным, идут по второму пути. Второй путь необходим, когда надежность системы должна быть выше надежности элементов, из которых она состоит. Повышения надежности достигают резервированием. Для систем теплоснабжения применяют дублирование, а для тепловых сетей дублирование, кольцевание и секционирование (25).

Надежность системы теплоснабжения может характеризоваться различными показателями. В зависимости от иерархического уровня, на котором решается поставленная задача, используются следующие показатели надежности: комплексные — коэффициент обеспеченности продукцией, коэффициент готовности; единичные — вероятность безотказной работы, интенсивность и параметр потока отказов, среднее время восстановления; специальные — вероятность реализации объектом уровня располагаемой мощности и т.д. (26)

Известны следующие средства повышения надежности существующих систем теплоснабжения:

1. повышение качества элементов, из которых состоит система;
2. секционирование тепловых сетей для сокращения времени восстановления отказавшего участка сети;
3. резервирование — повышение надежности системы введением избыточности (дополнительных средств и возможностей сверх минимально необходимых для выполнения заданных функций теплоснабжения потребителей);
4. техническое обслуживание — выполнение комплекса работ для поддержания работоспособности системы (систематическая диагностика состояния, поддержание благоприятных по условиям надежности режимов работы и т. д.);
5. ремонт — комплекс работ для восстановления работоспособности системы (текущий, капитальный или аварийный);

6. целенаправленное управление процессами — создание соответствующей системы управления (АСУТП) (27).

При перспективном проектировании на достаточно отдаленный период возрастающая неопределенность условий развития и функционирования систем теплоснабжения приводит к целесообразности применения упрощенных оптимизационных математических моделей (в первую очередь, линейных и непрерывных).

В процессе эксплуатации и развития магистральных транспортных систем большое значение имеет управление потокораспределением теплоносителя. Возможность управлять потокораспределением обеспечивает рациональную эксплуатацию сетей, т.е. позволяет экономить материальные, трудовые, временные и финансовые ресурсы предприятий и организаций, эксплуатирующих трубопроводную сеть. Аналогичная ситуация имеет место и с управлением функциональной надежностью системы. Возможность управления функциональной надежностью в процессе эксплуатации и развития МТТС позволяет:

- выбирать в трубопроводной транспортной сети маршрут поставки ЦП конкретному потребителю с минимальными затратами при обеспечении должной надежности поставки;
- выбирать трубопроводные участки и запорную арматуру для проведения ремонтно-профилактических работ при соблюдении должной надежности без прерывания процесса транспортирования ЦП конкретным потребителям.

К сожалению, в действующих тепловых сетях не предусмотрена реализация механизма управления функциональной надежностью по четырем основным причинам:

- нет инженерной методики точного расчета данного показателя для сложных систем теплоснабжения в реальном масштабе времени;
- имеет место временная зависимость показателей функциональной надежности в сторону их ухудшения, вызванная износом и старением всех конструктивных элементов трубопроводной сети;
- существует недооценка показателя функциональной надежности на этапе проектирования и начальных этапах эксплуатации в виду малого износа и отсутствия старения для всех конструктивных элементов трубопроводной сети;
- имеет место невысокая степень свободы трубопроводной системы по отношению к управлению функциональной надежностью, которая обеспечивается изменением положения запорной арматуры или проведением ремонтно-профилактических работ (20).

На основании принятых законов «О теплоснабжении» и «Об энергосбережении» приоритетной задачей является обеспечение надежного и безопасного теплоснабжения, однако методические рекомендации, разработанные к применению в обозначенной области, не позволяют проводить анализ существующих тепловых сетей на предмет фактической и перспективной оценки значения функциональной надежности.

Во исполнение закона «Об энергосбережении» 261-ФЗ от 27 ноября 2009г. во всех организациях, осуществляющих производство и (или) транспортировку тепловой энергии необходимо провести энергетическое обследование (19). На основании проведенных обследований будут составляться электронные модели системы теплоснабжения городов с привязкой потребителей к топографической карте. При этом возникающие вопросы, связанные с регламентными ситуациями, такими как введение новых элементов тепловых сетей, выведение в аварийно-ремонтные работы участков сетей, подключение к сети новых потребителей и др., необходимо решать, учитывая показатели функциональной надежности системы.

Как объект исследования, система теплоснабжения предполагает наличие протяженных напорных участков тепловых сетей, являющихся связующим звеном между источником и потребителем. По своему назначению тепловые сети обеспечивают непрерывную поставку теплоносителя заданного количества и качества, и каждый ее

участок, как и запорная арматура на участке, обладает определенной технической надежностью (24).

Задачей теплоснабжения является обеспечение требуемых уровней параметров у потребителей, при которых достигаются комфортные условия жизни людей. Социальные последствия, возникающие при нарушении нормальных условий работы и жизни людей, не поддаются экономической оценке, однако их влияние весьма велико и поэтому в методике оценки надежности исходят из принципа принципиальной недопустимости отказов.

В числе общих особенностей систем теплоэнергетики, позволяющих сформулировать некоторые общие подходы к исследованию их надежности, нужно отметить:

- Взаимосвязь с другими системами народного хозяйства;
- Территориальную распределенность и сложность;
- Непрерывность и инерционность развития;
- Непрерывность функционирования взаимосвязь режимов работы элементов системы;
- Многоцелевой характер и практическую невозможность полного отказа системы;
- Неравномерность процесса потребления продукции;
- Подверженность крупным внешним воздействиям — непреднамеренным и преднамеренным;
- Возможность каскадного развития аварий;
- Зависимость пропускных способностей связей от их местоположения, режимов работы системы и состава работающего оборудования;
- Иерархичность;
- Разнообразие технических средств обеспечения надежности;
- Активное участие человека в процессе управления;
- Неполноту, недостаточную достоверность информации о параметрах и режимах системы.

Надежность энергетического объекта любого типа определяется структурой объекта, резервами всех видов, надежностью элементов объекта, совершенством эксплуатации объекта. При этом, ни один из указанных факторов не в состоянии по отдельности обеспечить экономически обоснованный уровень надежности. Для управления надежностью на этапе проектирования решающее значение имеют первые три фактора.

Расчет надежности верхнего иерархического уровня — источников тепла представляет задачу самостоятельную, учитывающую особенности их структуры, в частности, такие существенные характеристики, как многоагрегатность, наличие дублирующих резервов, возможность форсирования режима работы теплоагрегатов. Указанные характеристики существенно отличаются от характеристик сетей, в том числе от методов их резервирования. Так как в итоге надежность всей системы теплоснабжения определяется требуемой надежностью подачи тепла потребителям, поэтому, следуя по взаимосвязанной цепочке иерархических уровней централизованной системы теплоснабжения от потребителя к верхнему уровню, можно сделать вывод, что каждый уровень задает условия надежности своему верхнему уровню, а общая совокупность надежности всех уровней определит в конечном счете надежность теплоснабжения потребителей. Очевидно, показатели надежности источников тепла по своей структуре должны определяться принятой системой оценки надежности всех, расположенных ниже по иерархии централизованной системы теплоснабжения уровней. Численные же значения показателей надежности источников тепла должны определяться численным значением итогового показателя надежности всей системы централизованного теплоснабжения потребителей (28).

Надежность тепловых сетей оценивается показателем надежности системы, величина которого должна быть не менее установленного уровня. Так как с ростом системы ущерб, связанный с авариями, прогрессивно растет, поэтому для больших систем уровень

надежности устанавливаются выше. Вопрос об оптимальном уровне надежности систем теплоснабжения в настоящее время не решен. Предварительно уровень надежности систем теплоснабжения от квартальных котельных и районных тепловых станций можно принимать не ниже 0,85, а от ТЭЦ — не ниже 0,90. Такой сравнительно невысокий уровень надежности объясняется большими значениями параметра потока отказов элементов тепловых сетей.

На этапе проектирования повышение надежности энергетического объекта возможно за счет: полного или частичного структурного резервирования агрегатов, вспомогательных систем и элементов; создания запасов рабочего тела и теплоносителя; функционального резервирования агрегатов или элементов системы объекта обводными линиями и др. (26).

Для построения математических моделей надежности технических систем используются аналитические методы и, реже, метод статического моделирования.

Вероятностно-статистические методы основаны на реальных статистических данных. Для апробации таких методов необходима база данных по отказам элементов систем теплоснабжения. При этом ситуация осложнена тем, что эксплуатационные характеристики не всегда фиксируются при отказах или авариях, поэтому методики для расчета применять сложнее.

При экономической оценке надежности многими авторами расчет показателей сводится к поиску минимума затрат, что также не дает однозначной оценки для какой-либо системы теплоснабжения при отсутствии суммы затрат на проведение аварийных работ при отказах.

Аналитические методы расчета являются более удобными для анализа статистических данных и потому могут быть использованы для расчетов показателей надежности.

Ниже рассмотрены более подробно научные разработки в области расчетов, повышения и оптимизации коэффициентов надежности системы теплоснабжения.

9.2. Методы расчета и анализа показателей надежности тепловых сетей

1. Одним из способов повышения надежности тепловых сетей является рациональное их секционирование – выбора оптимального расстояния между секционирующими задвижками (l_3 , км). (27)

Задачей оптимального секционирования является минимизация математического ожидания годового ущерба от недоотпуска теплоты, связанного с неготовностью системы, с учетом времени восстановления в виде:

$$\min M_y = \min (c_t k_{\text{ср.отоп.}} Q L p_0 T / l_3),$$

Вероятность отказа участка между секционирующими задвижками равна:

$$p_0 = 1 - e^{-(\omega_T l_3 + 2\omega_3)t}$$

2. Задача оптимизации системы теплоснабжения сведена к построению «идеальной» схемы теплоснабжения, которая могла бы быть реализована при заданном расположении потребителей с их тепловыми нагрузками. В качестве целевой функции в процессе оптимизации используются суммарные дисконтированные затраты по системе теплоснабжения за расчетный период (29).

В качестве исходных данных принимаются:

а) из плана города или отдельного анализируемого района – количество потребителей и их привязка на местности в декартовых координатах.

б) описание тепловой нагрузки отопления, вентиляции (расчетная максимальная, график Россандера) и горячего водоснабжения каждого из потребителей. Остальные величины, определяющие целевую функцию, задаются заранее, и могут быть изменены в зависимости от местных условий, а именно: стоимость котельного оборудования, насосных агрегатов, способ прокладки и стоимость тепловых и газовых сетей, стоимость электрической энергии, топлива, воды, величина ставки дисконтирования, сроки службы оборудования и т.д..

3. Вероятностный метод оценки надежности транспортировки теплоносителя по тепловым сетям, в рамках которого надежность системы трубопроводов оценивается показателем вероятности безотказной работы (30):

$$P = \exp(-nl\tau)$$

где P – показатель вероятности безотказной работы; n – параметр потока отказов как отношение числа отказов за год на трубопроводах определенного диаметра к общей протяженности трубопровода рассматриваемого диаметра; l – протяженность теплотрубопровода; τ – длительность во времени расчетного периода, для которого оценивается безотказность работы.

4. Разбиение трубопроводных транспортных систем (ТТС) на аварийно-ремонтные зоны (АРЗ) и замены структуры ТТС макроструктурой АРЗ. (20)

Метод АРЗ включает семь последовательных этапов:

а) Формирование математической модели трубопроводной транспортной сети со сложной топологической структурой в виде взвешенного графа.

б) Разбиение исходного взвешенного графа сложной трубопроводной транспортной сети на подграфы (макроэлементы), каждый из которых соответствует одной АРЗ.

в) Расчет технической надежности АРЗ как независимого макроэлемента в функционировании ТТС.

г) Преобразование исходного взвешенного графа сети большой размерности во взвешенный макрограф АРЗ малой размерности (замена микрографа каждой АРЗ одной вершиной).

д) Построение упрощенного макрографа АРЗ относительно конкретного потребителя трубопроводной транспортной сети.

е) Построение расчётной модели функциональной надёжности трубопроводной транспортной сети относительно конкретного потребителя.

ж) Формирование математической модели функциональной надёжности сети относительно конкретного потребителя с помощью классических методов теории надёжности технических систем и непосредственный расчёт функциональной надёжности.

5. Надёжность зависит от параметра потока отказов элементов тепловых сетей, расчетного значения времени t и величины относительной тепловой нагрузки Q_j , отключаемой при аварийных ситуациях на сетях (31).

$$R_{\text{сист}}(t) = \frac{Q(t)}{Q_0} = 1 - \sum_{j=1}^{j=l} \frac{\Delta Q_j}{Q_0} \frac{\omega_i}{\sum \omega_i} (1 - e^{-\sum \omega_i t})$$

Расчетное значение параметра ω для элементов тепловых сетей, которые запроектированы и построены соответственно действующим нормам, является величиной достаточно устойчивой. Снижения параметра ω можно добиться путем применения более совершенных материалов и конструкций теплопроводов и оборудования сетей, возможность использования которых связана с общим техническим прогрессом. То есть, при обосновании схемы тепловых сетей в процессе проектирования параметр является величиной заданной и определяющей надёжность нерезервированных систем. За расчетное значение времени t принимают длительность отопительного сезона.

Таким образом, у проектировщика согласно имеются следующие средства повышения надёжности системы:

1) секционирование, в результате которого уменьшается относительная величина отключаемой нагрузки $\Delta Q_j/Q_0$,

2) резервирование, с помощью которого уменьшается число аварийных ситуаций.

Необходимая степень кольцевания, т. е. доля резервированной части тепловой сети, должна определяться в результате расчета надёжности с удовлетворением заданного уровня. Резервировать теплопроводы можно путем дублирования как подающей, так и обратной линии. Но такой метод повышения надёжности требует неоправданно больших капитальных вложений. В МИСИ им. В. В. Куйбышева была предложена и разработана трехтрубная система теплоснабжения, которая в ряде случаев оказывается экономичнее кольцевой.

9.3. Методика расчета надежности систем, состоящих из кольцевых магистралей и тупиковых разветвленных ответвлений

Расчет надежности тепловых сетей ведут в два этапа. На первом этапе обосновывают структурный резерв сети, т.е. расчленение ее на резервированную — кольцевую часть и нерезервированную — тупиковую разветвленную. Расчленение сети на эти две части является одной из важнейших задач, решаемых для обеспечения надежности теплоснабжения. Резервирование можно осуществлять не только кольцеванием, но и полным или частичным дублированием участков. Частичное дублирование применяется в трехтрубных системах тепловых сетей.

Кроме обоснования структуры сети на первом этапе решают очень важную задачу — секционирование тепловой сети, которое определяет среднюю величину отключаемой мощности при авариях. Основная задача первого этапа расчета надежности тепловой сети — определение основного показателя надежности $R_{с.т}(t)$. Если этот показатель окажется ниже нормативной величины, тогда систему необходимо перепроектировать.

После определения $R_{с.т}(t)$ рассчитывают показатели надежности потребителей, отключаемых от тепловой сети при авариях. Для расчета выбирают потребители, наиболее невыгодно расположенные территориально, а также потребители, требующие особого режима теплоснабжения. Для этих потребителей проверяют детерминированный показатель надежности $t_{вн.1}$, т.е. температуру остывания помещения к концу ремонта отключенного элемента и вероятностный показатель $q_{отк}$, оценивающий вероятность отключения данного потребителя систем теплоснабжения. Если эти показатели не соответствуют нормативным требованиям, тогда вносят необходимые коррективы в схему тепловых сетей. Расчетом показателей надежности $R_{с.т}(t)$, $t_{вн.1}$, $q_{отк}$ заканчивается первый этап расчета, определяющий структуру и структурный резерв тепловой сети.

На втором этапе расчета обосновывают резерв пропускной способности закольцованной части тепловой сети. Этот резерв определяют в результате расчета потокораспределения для наиболее напряженных аварийных гидравлических режимов, которые возникают при отключении головных, участков сети и участков, питающих последующие кольца. Набор таких аварийных ситуаций, для которых необходим расчет потокораспределения, определяется алгоритмом. При рассматриваемых аварийных гидравлических режимах все потребители должны быть обеспечены лимитированным теплоснабжением. В результате расчета второго этапа определяют транспортный резерв, т.е. резерв в диаметрах закольцованной части тепловой сети.

Так же как и на первом этапе, после определения транспортного резерва рассчитывают показатели надежности, но для неотключаемых от тепловой сети потребителей при возникновении аварийной ситуации. Эти потребители переводятся на лимитированное теплоснабжение. И здесь выделяется группа потребителей, для которых индивидуально назначается коэффициент лимитированного теплоснабжения K_l , который является детерминированным показателем надежности потребителей. Вероятностный показатель q_l определяет частоту попадания потребителей в режим лимитированного теплоснабжения и зону тепловой сети, которую при отказах переводят на лимитированное теплоснабжение. Результаты расчета показателей надежности потребителей используются также для корректировки принятых решений по транспортному резерву тепловой сети.

Рассмотрим порядок расчета, используемые формулы и алгоритмы последовательно для указанных двух этапов.

9.3.1. Первый этап — расчет структурной надежности тепловых сетей.

1. Расчет основного показателя надежности $R_{с.т}(t)$:

1) Для всех участков сети определяют параметр потока отказов;

2) Разрабатывают эквивалентную схему сети для расчета надежности путем объединения всех элементов, соединенных по надежности последовательно. Сначала

эквивалентируют все тупиковые ответвления, заменяя их эквивалентными значениями $\omega_{\text{ЭК}}$ и $\Delta Q_{\text{ЭК}}$. В результате такого эквивалентирования сеть преобразуется в чисто кольцевую. Затем эквивалентируют кольцевую часть сети по методике, изложенной в п. 9.6. Вследствие эквивалентирования вся тепловая сеть разделяется на несколько зон, причем каждая зона имеет свой параметр потока отказов ω_j и отключаемую тепловую мощность при отказе зоны ΔQ_j ;

3). Определяют среднее значение вероятности отказа системы за время t

$$F(t) = 1 - e^{-\sum_1^N \omega_j t}$$

где N — число эквивалентированных зон;

4). Рассчитывают математическое ожидание отключаемой тепловой мощности в аварийных ситуациях

$$M\Delta Q_j = \sum_1^N \Delta Q_j \frac{\omega_j}{\sum \omega_j} (1 - e^{-\sum_1^N \omega_j t})$$

5). Вычисляют показатель надежности тепловой сети

$$R_{\text{с.т.}}(t) = 1 - \frac{M\Delta Q_j}{Q_0}$$

Если $R_{\text{с.т.}}(t) < R_{\text{с.т.}}^{\text{норм}}$, тогда осуществляют дополнительное секционирование и резервирование сети.

2. Рассчитывают показатели надежности для отдельных потребителей $t_{\text{вн.1}}$, $q_{\text{отк}}$. При несоответствии их нормативным значениям вводят необходимые коррективы в схему и структуру тепловой сети.

9.3.2. Второй этап — расчет транспортного резерва тепловой сети.

1). Определяют коэффициент лимитированной подачи теплоты потребителям K_L .

Кривые падения температур воздуха внутри помещения при следующих данных: $t_H = t_H^P = -34^\circ\text{C}$; $t'_B = t_B^P = 18^\circ\text{C}$; $\beta = 40\text{ч}$. При этих условиях

$$K_L = \frac{\frac{t'_B - t_H^P}{t_B^P - t_H^P} - e^{-z/\beta}}{1 - e^{-z/\beta}} = \frac{0.023(t'_B + 34) - e^{-z/40}}{1 - e^{-z/40}}$$

где t'_B — температура воздуха внутри помещения, которая установится через z , ч, после нарушения нормального теплового режима, $^\circ\text{C}$; t_H — температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$; t'_B — температура воздуха, которая была в момент нарушения теплового режима; β — коэффициент аккумуляции, ч; z — время остывания, ч;

2) Рассчитывают коэффициенты лимитированной подачи теплоносителя потребителям K_W

$$K_W = K_L - \frac{\Delta\tau_{т.с}^P}{\tau_1^P - \tau_2}$$

где $\Delta\tau_{т.с}^P$ — разность температур в подающем и обратном трубопроводе; τ_1^P — расчетная температура в подающем трубопроводе; τ_2 — температура воды в обратном трубопроводе.

$$\tau_3 = t_B + K_L^{0,75} \Delta t_{ср}^P + 0.5 K_L \Delta\tau_{от}^P$$

$$\tau_2 = t_B + K_L^{0,75} \Delta t_{ср}^P - 0.5 K_L \Delta\tau_{от}^P$$

где t_B — температура воздуха внутри помещения, $^\circ\text{C}$; $\Delta t_{ср}^P = \frac{\tau_3 + \tau_2}{2} - t_B$;

$$\Delta\tau_{от}^P = \tau_3 - \tau_2$$

3) Устанавливают набор аварийных ситуаций, подлежащих гидравлическому расчету.

Для выбора транспортного резерва магистральной тепловой сети, обеспечивающего лимитированную подачу теплоты всем неотключенным потребителям при отказе любого элемента сети, необходимо провести серию гидравлических расчетов потокораспределения в сети при аварийных отключениях элементов. Расчет потокораспределения для всех аварийных режимов потребует необоснованно больших затрат труда, поэтому возникает вопрос о необходимости выбора минимального числа аварийных ситуаций, расчет которых обеспечит выполнение поставленной задачи. Потокораспределение для набора этих аварийных ситуаций определит необходимый резерв пропускной способности сети, а все оставшиеся нерассмотренные аварийные ситуации будут приводить к менее напряженным гидравлическим режимам, поэтому лимитированное теплоснабжение будет обеспечено.

Следовательно, задача ставится так:

- набрать такое минимальное количество отказов конкретных элементов рассматриваемой сети, чтобы в результате расчетов распределения потоков для этих отказов и соответствующей этим расчетам корректировки диаметров сети была обеспечена возможность лимитированного теплоснабжения потребителей при отказах не только этих элементов, но и любого другого элемента сети. Для решения этой задачи используется следующая методика.

Исходная информация: схема (топология) сети; размеры участков; диаметры участков, полученные при предварительном расчете. нумеруются все узлы в любом порядке, но первый номер — точка входа потока в сеть;

- нумеруются все кольца;

- стрелками проставляются направления потоков теплоносителя для каждого участка.

Для расчета нужно выбрать наиболее нагруженные участки, отказы которых приводят к возникновению в системе наиболее напряженных гидравлических режимов. Первый признак, который выделяет эти участки — это то, что они должны быть головными в кольце, т.е. питающими это кольцо. С этих позиций первый и второй номер — это участки, располагающиеся справа и слева от точки питания системы тепловых сетей; Но начинать расчет надо с того участка, который имеет наибольшее значение для тепловой сети. Для выбора такого участка следует установить критерий сравнения.

Так как при прочих равных условиях транспортирование теплоносителя по участку сети связано с потерями энергии, поэтому предлагается сравнивать участки и устанавливать их ранг (приоритет) по количеству энергии, теряемой на этом участке при движении через него теплоносителя.

4). Производят расчет потокораспределения для всех выбранных аварийных ситуаций и корректируют диаметры закольцованных тепломагистралей, устанавливая тем самым транспортный резерв.

5). Проверяют соответствие K_d для группы потребителей, предъявляющих особые требования к надежности тепловой сети. При необходимости вносят коррективы в схему и диаметры тепловых сетей.

6). Рассчитывают вероятность попадания потребителей в режим лимитированного теплоснабжения K_d и сравнивают полученное значение с нормативами. Если оказалось большим, тогда сокращают зону, взаимно резервирующую своих потребителей,

В результате расчета надежности системы тепловых сетей по первому и второму этапам получают схему сети, секционированную на зоны с диаметрами участков, которые удовлетворяют современным требованиям к надежности теплоснабжения.

Сети, неуправляемые при возникновении аварийных ситуаций, также должны быть рассчитаны на надежность.

9.4. Анализ аварийных отключений потребителей и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Таблица 9-1. База данных по повреждениям на магистральных тепловых сетях ОАО «НЧТК».

№п/п	год	К-во повреждений	Время восстановления
1	2008	1	5ч 10мин
2	2009	0	-
3	2010	0	-
4	2011	2	13 ч 20 мин и 6 ч 30 мин
5	2012	1	6 ч 10 мин

Интенсивность отказов по магистральным тепловым сетям таким образом составляет: $0,011279 \text{ 1/км} \cdot \text{год}$.

9.5. Фактические показатели надежности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии

Исследование надежности выполнены на основе статистических данных работы тепловой сети г. Нижнекамска за пятилетний период.

Динамика роста повреждаемости элементов теплосети в зависимости от проработанного времени показывает, что за последние пять лет явных изменений не произошло.

На сегодняшний день надежность системы теплоснабжения г. Нижнекамск рассчитана по методике, приведенной в части 9 «Надежность теплоснабжения» для кольцевых и тупиковых разветвленных тепловых сетей.

Эквивалентированная схема магистральных тепловодов города с указанием задвижек, номеров участков и колец – см.Рисунок 9-1.

Таким образом, система магистралей в соответствии с выбранной методикой делится на следующие зоны:

1. Первая зона определена задвижками на выводах из ТЭЦ;
2. Вторая зона включает участок кольцевой сети и задвижку на выводе к потребителям (в г.Нижнекамск подключение потребителей к магистральному тепловоду осуществляется, в основном, ординарным способом);
3. Третья зона – секционирующие задвижки.

Таблица 9-2. Зона 1 для расчета показателей надежности.

Задвижки на выводах (зона 1)			
параметр потока отказов	кол-во штук	параметр потока отказов по задвижкам на выводах от ТЭЦ ω	$\sum \Delta Q_j \omega_j$
0,0020	6,0000	0,0120	0,460488

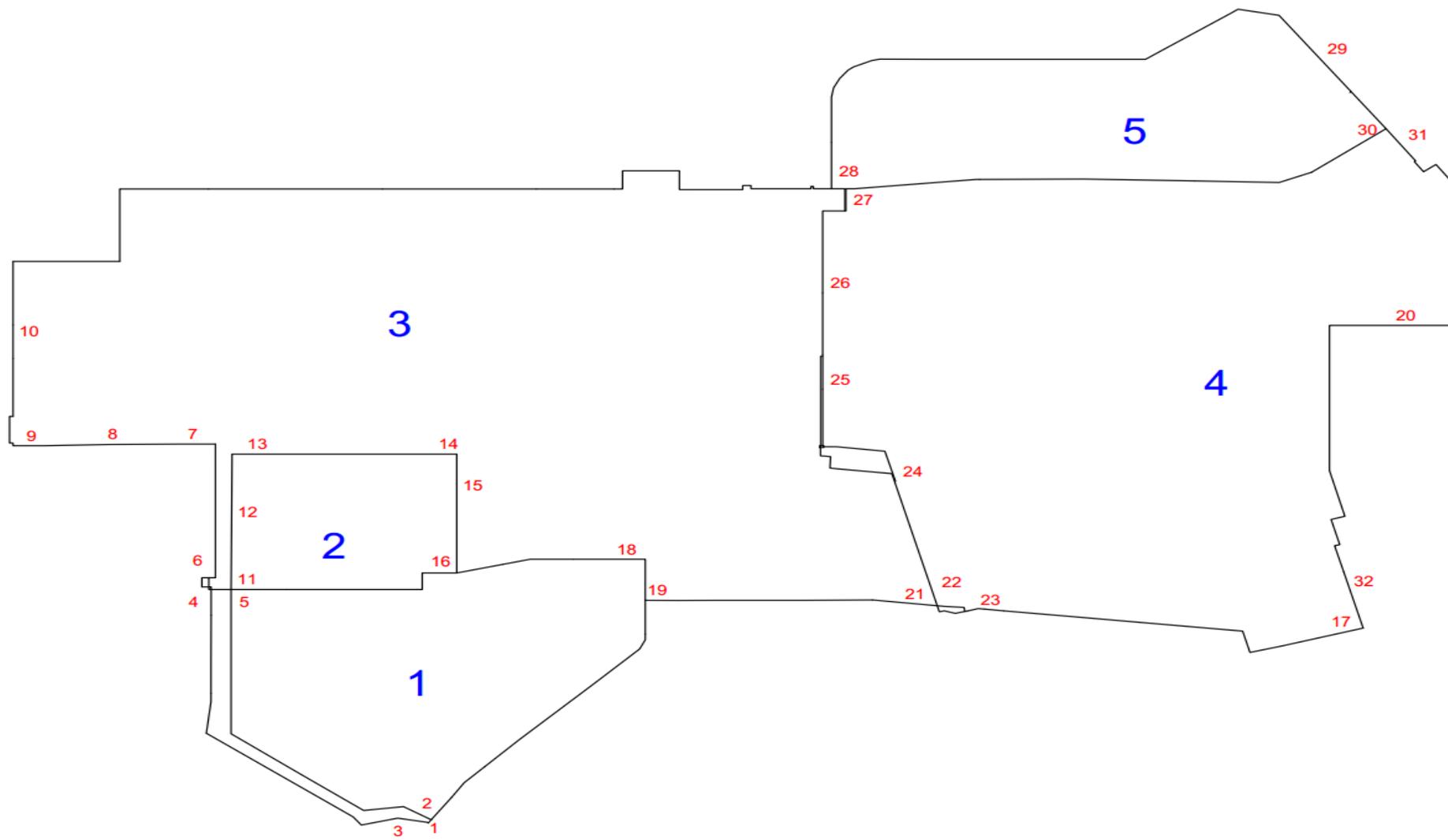


Рисунок 9-1. Эквивалентированная схема кольцевых тепловых сетей города Нижнекамска.

Таблица 9-3. Зона 2 для расчета показателей надежности.

Участок кольцевой сети и задвижка (зона 2)								
№	№ кольца	Начало	Конец	Длина, м	Параметр потока отказов по участкам ω_j	Расход на потребителя, м ³ /ч	Отключаемая мощность, МВт	$\sum \Delta Q_j \omega_j$
1	1	3	4	1558	0,0391454	11,641	13,538483	1,06
2	1	2	5	1228	0,0317012	8,586	9,985518	0,63
3	3	4	6	53	0,0051956	19,187	22,314481	0,23
4	3	6	7	642	0,0184822	49,288	57,321944	2,12
5	3	7	8	323	0,0112862	9,798	11,395074	0,26
6	3	8	9	349	0,0118727	0	0	0,00
7	3	9	10	557	0,0165648	11,253	13,087239	0,43
8	3	10	27	2138	0,052229	9,54	11,09502	1,16
9	3,4	27	26	366	0,0122562	0	0	0,00
10	3,4	26	25	1007	0,0267159	54,073	62,886899	3,36
11	3,4	25	24	338,4	0,0116336	38,417	44,678971	1,04
12	3,4	24	22	90	0,0060302	5	5,815	0,07
13	2,3	11	12	300	0,0107674	10,143	11,796309	0,25
14	2,3	12	13	247,5	0,0095831	12,493	14,529359	0,28
15	2,3	13	14	697	0,0197229	2,441	2,838883	0,11
16	2,3	14	15	115	0,0065942	15,626	18,173038	0,24
17	2,3	15	16	334	0,0115344	3,822	4,444986	0,10
18	1,2	11	16	661	0,0189108	10,386	12,078918	0,46
19	1,3	16	18	519	0,0157076	9,696	11,276448	0,35
20	1,3	18	19	196	0,0084214	15,496	18,021848	0,30
21	1	19	2	1114	0,0291296	36,806	42,805378	2,49
22	3	19	21	738	0,0206478	34,361	39,961843	1,65
23	4	23	17	1645	0,0411079	39,94	46,45022	3,82
24	4	17	32	1451	0,0367317	121,902	141,77203	10,42
25	4	32	20	1972	0,0484844	17,443	20,286209	1,97
26	4	20	31	519	0,0157076	79,907	92,931841	2,92
27	4	31	29	384	0,0126623	62,097	72,218811	1,83
28	4	28	29	2680	0,0644554	55,051	64,024313	8,25
29	4,5	28	30	1842	0,0455518	87,793	102,10326	9,30
ИТОГО:					24063,9	0,6588335	832,186	967,83232

Таблица 9-4. Зона 3 для расчета показателей надежности.

Секционирующие задвижки (зона 3)					
Номер отключаемой задвижки	Начало	Конец	Секционирование, расход, м ³ /ч	Отключаемая мощность, МВт	$\sum \Delta Q_j \omega_j$
1	2,3,20	19	36,806	42,80538	0,342443
2	1,3	20,19	36,806	42,80538	0,342443
3	1,2	4	11,641	13,53848	0,1083079
4	3	5,6	30,828	35,85296	0,2868237
5	4,6	2,11,6	27,773	32,3	0,2584
6	4	7	68,475	79,63643	0,6370914
7	6	8	67,086	78,02102	0,6241681

Секционирующие задвижки (зона 3)					
Номер отключаемой задвижки	Начало	Конец	Секционирование, расход, м ³ /ч	Отключаемая мощность, МВт	$\sum \Delta Q_j \omega_j$
8	7	9	9,798	11,39507	0,0911606
9	8	10	11,253	13,08724	0,1046979
10	9	28	20,793	24,18226	0,1934581
28	10	27,29	152,384	177,2226	1,4177807
27	10,28	30	97,333	113,1983	0,9055862
26	27	25	54,073	62,8869	0,5030952
25	26	24	92,49	107,5659	0,860527
24	25	22	43,417	50,49397	0,4039518
22	24	21,23	5	5,815	0,04652
21	22,23	19	74,301	86,41206	0,6912965
23	21,22	17	39,94	46,45022	0,3716018
17	23	32	161,842	188,2222	1,505778
19	18	21	49,857	57,98369	0,4638695
18	19	16,15	13,518	15,72143	0,1257715
15	16	14	19,448	22,61802	0,1809442
16	18,15	5,11	23,904	27,80035	0,2224028
14	15	13	18,067	21,01192	0,1680954
13	12	14	14,934	17,36824	0,1389459
12	11	13	22,636	26,32567	0,2106053
11	5,6	12,16	20,529	23,87523	0,1910018
29	28	30,31	118,148	137,4061	1,099249
30	27,28	29,31	149,89	174,3221	1,3945766
31	30,29	20	142,004	165,1507	1,3212052
20	31	32	97,35	113,2181	0,9057444
32	17	20	121,902	14,1772	1,1341762
	ИТОГО:				17,251719

Параметр потока отказов по секционирующим задвижкам $\omega=0,208$

Таблица 9-5. Расчет математического ожидания.

t = (период работы системы отопления)	Сред значение вероятности отказа системы за время t, F(t)=	Суммарный поток отказов	Математическое ожидание
0,597032	0,37931347	0,7988	26,3885

Показатель надежности системы теплоснабжения города Нижнекамск составил 0,973.

10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

10.1. Общие положения

Основные технико-экономические показатели предприятия – это система измерителей, абсолютных и относительных показателей, которая характеризует хозяйственно-экономическую деятельность предприятия. Комплексный характер системы технико-экономических показателей позволяет адекватно оценить деятельность отдельного предприятия и сопоставить его результаты в динамике.

Основные технико-экономические показатели являются основой при разработке производственно-финансового плана предприятия.

Ниже представлены в виде таблицы технико-экономические показатели для теплоснабжающих и теплосетевых организаций, характеризующие их хозяйственно-экономическую деятельность.

Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций установлены по материалам тарифных дел и также годовых отчетов.

10.2. Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)

«Нижнекамская Теплоэлектроцентраль (ПТК-1)» является филиалом ОАО «ТГК-16». Вследствие этого, технико-экономические показатели приводятся для компании в целом.

Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – это одна из крупнейших теплоэлектроцентралей в РФ, является источником тепловой и электрической энергии для нефтехимических производств Нижнекамского промышленного узла и города Нижнекамска.

Установленная электрическая мощность ОАО «ТГК-16» на 31.12.2011 года не изменилась относительно значений 2010 года и составляет 1300 МВт, в том числе:

- на филиале ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – 880 МВт;
- на Казанской ТЭЦ-3 – 420 МВт.

В отчетном году изменений установленной тепловой мощности ОАО «ТГК-16» не произошло. На 31.12.2011 года установленная тепловая мощность составляет 6563 МВт, в том числе:

- на филиале ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – 880 МВт;
- на Казанской ТЭЦ-3 – 2206 МВт.

Проводимая в ОАО «ТГК-16» работа по увеличению загрузки производственных мощностей позволила увеличить располагаемую электрическую мощность на 18 МВт.

Располагаемая мощность за 2011 год составила 924,6 МВт, суммарные ограничения установленной мощности по Обществу на 31.12.2011 год составили 375,4 МВт.

В 2011 году обществу удалось увеличить выработку электрической энергии против уровня 2010 года на 358 млн. кВт*ч (6,81%).

Отпуск тепловой энергии в целом по Обществу составил 17,07 млн. Гкал. Относительно уровня 2010 года рост отпуска тепла составил 1,6 млн. Гкал (10,54%).

Таблица 10-1. Динамика объема производства ОАО «ТГК-16».

Наименование	Ед. изм.	2010 год		2011	Отношение 2011/2010, %
		7 мес.	12 мес.		
ОАО «ТГК-16», в том числе					
Выработка электрической энергии	Тыс.кВтч	2821078	5261082	5619541	106,81
Собственные нужды	Тыс.кВтч	340831	640292	665010	103,86
Отпуск электрической энергии	Тыс.кВтч	2480247	4620789	4954531	107,22
Отпуск тепловой энергии	Гкал	8213600	15441955	17069512	110,54
Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)					
Выработка электрической энергии	Тыс.кВтч	1886776	3418276	3896561	113,99
Собственные нужды	Тыс.кВтч	220229	393520	442635	112,48
Отпуск электрической энергии	Тыс.кВтч	1666547	3024756	3453926	114,19
Отпуск тепловой энергии	Гкал	6162044	10945948	12821308	117,13
Казанская ТЭЦ-3					
Выработка электрической энергии	Тыс.кВтч	934302	1842805	1722980	93,5
Собственные нужды	Тыс.кВтч	120602	246771	222376	90,11
Отпуск электрической энергии	Тыс.кВтч	813700	1596033	1500604	94,02
Отпуск тепловой энергии	Гкал	2051556	4496007	4248204	94,49

Производимая ОАО «ТГК-16» работа по сокращению затрат топлива на производство тепловой и электрической энергии позволила добиться лучших за всю историю существования станций удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии (Таблица 10-2).

Таблица 10-2. Динамика удельных расходов условного топлива на отпуск продукции.

Наименование	Ед. изм.	2010		2011	Рост (+) или снижение (-)
		7 мес.	12 мес.		
ОАО «ТГК-16», в том числе					
Удельные расходы топлива на производство продукции на отпуск электрической энергии	г/кВтч	314,8	305,6	292,8	-12,8
Удельные расходы топлива на производство продукции на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	137,3	135,8	134,9	-0,9
Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)					
Удельные расходы топлива на производство продукции на отпуск электрической энергии	г/кВтч	302,3	294,9	285,5	-7,4
Удельные расходы топлива на производство продукции на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	135,4	134,4	133,5	+0,1
Казанская ТЭЦ-3					
Удельные расходы топлива на производство продукции на отпуск электрической энергии	г/кВтч	340,5	325,9	309,7	-16,2
Удельные расходы топлива на производство продукции на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	143,1	139,2	139,2	0

В 2011 году ОАО «ТГК-16» осуществлялась реализация электрической энергии и мощности, тепла в паре и горячей воде, теплоносителя. Поставка электрической энергии и мощности на оптовый рынок Российской Федерации осуществлялась в регулируемом свободном секторах с использованием как биржевых, так и внебиржевых контрактов. Поставка потребителям тепловой энергии и теплоносителя осуществлялась на региональном уровне.

Таблица 10-3. Структура реализации товарной продукции ОАО «ТГК-16».

Вид товара	Ед. изм.	7 месяцев (июнь-декабрь) 2010 года		2011 год	
		Объем реализации товара	Для товара в общей стоимости реализации, %	Объем реализации товара	Для товара в общей стоимости реализации, %
Электрическая энергия	тыс.кВтч	2457457	28	4910783	26,7
Электрическая мощность	МВт	7214	8	9803	6,0
Тепло в паре и горячей воде	Гкал	8211313	59	17063345	56,7
Теплоноситель	т	11017877	5	20944543	10,6

В структуре себестоимости отпускаемой продукции ОАО «ТГК-1» топливная составляющая составляет 76,1 %.

Основным видом топлива для ОАО «ТГК-16» является природный газ. Поставщиком природного газа является ЗАО «Газпром Межрегионгаз Казань».

Резервным видом топлива принят топочный мазут марки М-100, основным поставщиком которого является ОАО «ТАИФ-НК».

За отчетный период ОАО «ТГК-16» было потреблено 3 221 103 тыс. нм³ природного газа.

За отчетный период ОАО «ТГК-16» было израсходовано 41 095 тонн мазута.

В соответствии с утвержденным приказом Минэнерго России от 22 июня 2010 г. №284 станции обязаны создать общие нормативные запасы резервного топлива на 1 октября 2011 г.

Поставка (закупка) мазута для сжигания и обеспечения создания общего нормативного запаса топлива составила:

- по филиалу ОАО «ТГК-16» Казанская ТЭЦ-3 – 1 973 тонны;
- по филиалу ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – 43 039 тонн.

Фактические запасы резервного вида топлива мазута на 31.12.2011 года в ОАО «ТГК-16» составляют 44 866 тонн, в том числе:

- на филиале ОАО «ТГК-16» Казанская ТЭЦ-3 – 21 982 тонны;
- на филиале ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) – 22 884 тонны.

Таблица 10-4. Структура сжигаемого топлива в ОАО «ТГК-16» за 2011 год.

№	Показатели	Единицы измерения	За отчетный период
1	Газ	%	98,52
2	Мазут	%	1,48

Средняя цена сжигания топлива в условных единицах составила:

- за газ 2 679,37 т.у.т;
- за мазут 5 328,43 т.у.т.

Стоимость сожженного топлива в 2011 г. составила:

- по газу 9 910123,33 тыс. руб. (без НДС);
- по мазуту 296 260,48 тыс. руб. (без НДС).

Таблица 10-5. Тарифы на электрическую энергию и мощность, поставляемые по регулируемым договорам умв. Приказом ФСТ России 30.12.2010 №498-э/3 утверждены.

Наименование предприятия	Утверждено на 2010 г.		Утверждено на 2011 г.		Отклонение	
	Тарифная ставка на электрическую энергию руб./МВтч	Тарифная ставка на мощность, руб./МВт в месяц	Тарифная ставка на электрическую энергию руб./МВтч	Тарифная ставка на мощность, руб./МВт в месяц	Тарифная ставка на эл. энергию руб./МВтч (утвержд. 2011/утвержд 2010)	Тарифная ставка на мощность, руб./МВт в месяц (утвержд 2011/утвержд 2010)
ОАО «ТГК-16», в том числе						
Казанская ТЭЦ-3	825,3	71393,8	1008,6	84718,1	122,2	118,7
Филиал ОАО «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1)	790,8	86456,6	1007,4	112092,5	127,4	129,7

Таблица 10-6. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «ТГК-16», осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

п/п	Наименование	Горячая вода	Отборный пар давлением:				Острый и редуцированный пар
			От 1,2 до 2,5 кгс/см ²	От 2,5 до 7,0 кгс/см ²	От 2,5 до 7,0 кгс/см ²	Свыше 13 кгс/см ²	
		404,09			496,53	542,62	597,98

Как генерирующая компания ОАО «ТГК-16» находится в большей зависимости от потребителей, чем сами потребители, которые могут в качестве альтернативы использовать собственные источники тепловой энергии.

Клиентоориентированность ОАО «ТГК-16» на рынке тепловой энергии – залог конкурентоспособности на рынке электроэнергии. В этой связи ОАО «ТГК-16» ключевой задачей определило необходимость снижения тарифов на тепловую энергию для потребителей.

Несмотря на ежегодный рост цен на топливо на 15% в год, в Обществе, благодаря комплексу мер по повышению энергетической эффективности, тарифы на тепловую энергию для потребителей снижаются на 8-10% в год, а на социально значимый продукт – горячую воду для населения – тариф за 2 года деятельности энергокомпании снижен более чем на 17%.

На 2012 год тариф на горячую воду по ОАО «ТГК-16» установлен на уровне 366 руб. за гигакалорию. Ниже представлена динамика изменения тарифов ОАО «ТГК-16» на тепловую энергию, являющаяся результатом работы, проводимой в рамках программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности в Обществе.

Таблица 10-7. Бухгалтерский баланс Общества на 31 декабря 2011 года.

Наименование показателя	На 31 декабря 2011 года	На 31 декабря 2010 года	На 31 декабря 2009 года
Актив			
I Внеоборотные активы			
Нематериальные активы	-	-	-
Результаты исследований и разработок	2617	385	-
Основные средства	5857233	6009407	
Доходные вложения в материальные ценности	-	-	-
Финансовые вложения	-	27156	-
Отложенные налоговые активы	181151	21269	-
Прочие внеоборотные активы	8414	24687	-
Итого по разделу I	6049415	6082904	
II Оборотные активы			
Запасы	430505	368606	-
Налог на добавленную стоимость по приобретенным ценностям	-	-	-
Дебиторская задолженность	1176238	690269	
Финансовые вложения (за исключением денежных эквивалентов)	-	55	-
Денежные средства и денежные эквиваленты	199195	74506	-
Прочие оборотные активы	9060	6888	-
Итого по разделу II	1814998	1140324	-
Баланс	7864413	7223228	-
III Капитал и резервы			

Уставной капитал (складочный капитал, уставной фонд, вклады товарищей)	10000	10000	-
Собственные акции, выкупленные у акционеров	-	-	-
Переоценка внеоборотных активов	-	-	-
Добавочный капитал (без переоценки)	-	-	-
Резервный капитал	500	-	-
Нераспределенная прибыль (непокрытый убыток)	2868875	1300708	-
Итого по разделу III	2879375	1310708	-
IV Долгосрочные обязательства			
Заемные средства	3637920	4637982	-
Отложенные налоговые обязательства	253229	256268	-
Оценочные обязательства	-	-	-
Прочие обязательства	-	-	-
Итого по разделу IV	3891149	4894250	-
V Краткосрочные обязательства			
Заемные средства	1954	-	-
Кредиторская задолженность	1064261	967697	-
Доходы будущих периодов	-	-	-
Оценочные обязательства	15918	46964	-
Прочие обязательства	11756	3609	-
Итого по разделу V	1093889	1018270	-
Баланс	7864413	7223228	-

Таблица 10-8. Отчет о прибылях и убытках ОАО «ТГК-16».

Наименование показателя	На 31 декабря 2011 года	На 31 декабря 2010 года
Выручка	17407005	8300991
Себестоимость продаж	(13688169)	(6091437)
Валовая прибыль (убыток)	3718836	2209554
Коммерческие расходы	(-)	(-)
Управленческие расходы	(498585)	(202858)
Прибыль (убыток) от продаж	3220251	2006696
Доходы от участия в других организациях	-	-
Проценты к получению	7577	1478
Проценты к уплате	(353561)	(325356)
Прочие доходы	504165	75831
Прочие расходы	(1409191)	(126998)
Прибыль (убыток) до налогообложения	1969241	1631651
Текущий налог на прибыль	(653495)	(95039)
В том числе постоянные налоговые обязательства (активы)	6726	4608
Изменение отложенных налоговых обязательств	3039	(256268)
Изменение отложенных налоговых активов	159882	21269
Прочее	-	(5)
Чистая прибыль (убыток)	1568667	1300708
Результат от переоценки внеоборотных активов, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	-	-
Результат от прочих операций, не включаемый в чистую прибыль (убыток) периода	-	-
Совокупный финансовый результат периода	1568667	1300708
Базовая прибыль (убыток) на акцию	0,157	0,130
Разводненная прибыль (убыток) на акцию	-	-

Таблица 10-9. Показатели финансово-хозяйственной деятельности ОАО «ТГК-16».

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Утверждено на 2012 год		
			1 полугодие 2012 года	2 полугодие 2012 года	2012 г.
1.	Сырье, основные материалы	тыс. руб.	171,7	176,8	348,50
2.	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	46424,80	44593,51	91018,31
3.	Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	14250,80	14678,35	28929,15
4.	Топливо на технологические цели	тыс. руб.	3411342,30	3623335,70	7034678,00
5.	Энергия	тыс. руб.	103,0	0,00	103,00
6.	Затраты на оплату труда	тыс. руб.	19264880	115811,69	308460,49
7.	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	53941,70	32427,30	86369,00
8.	Амортизация основных фондов	тыс. руб.	146206,50	146206,50	292413,00
9.	Прочие затраты всего	тыс. руб.	331653	0	331653
9.1.	Ремонт	тыс. руб.	188931,90	0	18893190
9.2.	Средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00	0	0,00
9.3.	Средства на страхование	тыс. руб.	11158,50	0	11158,50
9.4.	Плата за предельно допустимые выбросы	тыс. руб.	2364,20	0	2364,20
9.5.	Водный налог	тыс. руб.	47,80	0	47,80
9.6.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	26811	0	26811
9.6.1.	Налог на землю	тыс. руб.	26800,300	0	26800,30
9.6.2.	Транспортный налог	тыс. руб.	10,2	0	10,2
9.7.	Другие	тыс. руб.	102340,11	0	102340,11
10.	Итого затрат	тыс. руб.	4196743	3977230	8173972
11.	Прибыль на развитие производства	тыс. руб.	0		0
12.	Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	4362,10	4584,50	8946,60
13.	Дивиденды	тыс. руб.	0	0	0
14.	Налог на прибыль	тыс. руб.	7901,70	7957,30	15859,00
15.	Налог на имущество	тыс. руб.	30064,30	30064,30	60128,60
16.	Прибыль на прочие цели	тыс. руб.	27244,90	27244,90	54489,80
17.	Прибыль от производства тепловой энергии	тыс. руб.	69573	69851	139424
18.	Товарная продукция от производства теплоэнергии	тыс. руб.	4266316	4047081	8313396
19.	Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	9157,70	8420,27	17577,97
	Горячая вода		2317,94	1538,91	3856,85
	Пар 2,5-7 кгс/см ²		0	0	0
	Пар 7-13 кгс/см ²		509,35	514,53	1023,88
	Пар свыше 13 кгс/см ²		5085,37	5034,52	10119,89
	Острый и редуцированный пар		1245,04	1332,31	2577,35
20.	Средний тариф на производство тепловой	руб./Гкал	465,9	480,6	472,9

	энергии				
	В том числе:				
	Горячая вода		369,79	361,76	366,59
	Пар 2,5-7 кгс/см2		0	0	0
	Пар 7-13 кгс/см2		449,95	452,08	451,02
	Пар свыше 13 кгс/см2		494,18	501,90	498,02
	Острый и редуцированный пар		535,64	548,62	542,35

10.3. ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» одна из двух тепловых электростанций города Нижнекамска и одна из десяти электростанций Республики Татарстан.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» создано в процессе реформирования энергосистемы Республики Татарстан путем выделения и реализации в июне 2010 года имущества ОАО «Генерирующая компания».

Основными видами деятельности ООО «Нижнекамская ТЭЦ» являются:

- выработка электрической и тепловой энергии;
- выдача энергии электрическим и тепловым сетям с поддержанием нормального качества отпускаемой энергии – нормируемых частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры теплоносителей.

Таблица 10-10. Сравнительные показатели итогов деятельности по реализации тепловой энергии.

Наименование показателя	Ед. изм.	2011 год		С 07.10.2009 по 31.12.2010	
		Значение	Доля в выручке от основной деятельности	Значение	Доля в выручке от основной деятельности
Тепловая энергия в паре и горячей воде					
Валовая выручка	тыс.руб.	1579,985	45,2%	887718	49,5%
Рентабельность	%	3,4%		26,24%	
Теплоноситель					
Валовая выручка	тыс.руб.	150422	4,3	76219	4,2
Рентабельность	%	14,2%		5,4%	
Всего:					
Валовая выручка	тыс.руб.	1730407	49,5	963937	53,7
Рентабельность	%	4,22%		24,31%	

Таблица 10-11. Основные потребители тепловой энергии в паре и горячей воде.

Наименование контрагента	Доля в выручке от основной деятельности	
	2011 год	С 07.10.2009 по 31.12.2010
ОАО «Нижнекамскнефтехим»	52,6%	75,5%
ОАО «Нижнекамскшина»	0%	2,7%
ОАО «Танеко»	21,1%	6,4
ОАО «Таиф-НК»	1%	%
Теплосеть г. Нижнекамск	25,3%	14,4%

1. Валовая выручка от реализации электрической энергии и мощности осуществляется на оптовом рынке электроэнергии и мощности России (ОРЭМ) и составила:

- в 2011 году 1761647 тыс. руб. (50,4 % выручки от реализации основной продукции 2011 г.), включая реализацию покупной электроэнергии в обеспечение свободных договоров. В том числе:
 - от реализации электроэнергии – 1443133 тыс. руб.,
 - от реализации мощности – 318514 тыс. руб.

Рентабельность электроэнергии и мощности по итогам 2011 года 14,8%.

- в 2010 году составляла 831089 тыс.руб. (46,3% выручки от реализации основной продукции 2010 г.) в том числе:
 - от реализации электроэнергии – 641029 тыс. руб.,
 - от реализации мощности – 190060 тыс. руб.

Рентабельность электроэнергии и мощности по итогам 2010 года 5,01%.

2. Реализация электроэнергии по секторам оптового рынка электроэнергии и мощности (с учетом покупки в обеспечение свободных договоров) составила:

- в 2011 году:
 - в регулируемом секторе – 178,2 млн.кВт*ч (12,3% объема реализации)
 - в свободном секторе ОРЭМ (с учетом перепродажи) – 1275,4 млн.кВт*ч (87,7% объема реализации).
- в 2010 году:
 - в регулируемом секторе – 224,7 млн.кВт*ч (31,4% объема реализации)
 - в свободном секторе ОРЭМ (с учетом перепродажи) – 491,1 млн.кВт*ч (68,6% объема реализации).

Таблица 10-12. Состав прочих доходов и расходов.

Наименование показателя	2011 год		С 07.10.2009 по 31.12.2010	
	Сумма (тыс. руб.)	%	Сумма (тыс. руб.)	%
Прочие доходы				
Предоставление за плату во временное пользование активов	1799	4,9	1757	15,4
Реализация ТМЦ	3154	8,6	451	4,0
Реализация ОС	2695	7,3	0	0
Штрафы. Пени и неустойки за нарушение условий договоров	251	0,7	8290	72,8
МПЗ, полученные от ремонта и демонтажа	3251	8,8	892	7,8
Восстановление неиспользованного резерва по сомнительным долгам 2010 года	25128	68,2	0	0
Возмещение расходов и агентское вознаграждение	566	1,5	0	0
Итого	36844	100	11390	100
Прочие расходы				
Предоставление за плату во временное пользование активов	128	0,18	37	0,07
Реализация ТМЦ	3270	4,5	444	0,9
Реализация ОС	2542	3,5	0	0
Списание ОС	0	0	293	0,6
На расчетно-кассовое обслуживание	1136	1,6	499	1,1
Создание резерва по сомнительным долгам 2011г.	8922	12,3	26818	56,9
На возмещение причиненных убытков	629	0,9	680	1,4
Нотариальные расходы	19	0,02	12	0,03
Расходы на социальные нужды работников	13170	18,1	4033	8,6
Расходы непроизводственного характера	35606	48,9	14048	29,8
Списание невостребованных проектно-изыскательных работ	3002	4,1	0	0
Природоохранная деятельность за счет прибыли	1724	2,4	0	0
Прочие расходы	2581	3,5	258	0,6
Итого	72729	100	47122	100

На основании Федерального закона №261-ФЗ от 11.11.2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» на ООО «Нижнекамская ТЭЦ» в 2010 году были разработаны мероприятия, направленные на повышение энергетической эффективности и энергосбережение на период 2010–2013 гг., с определением их целевых показателей.

По факту 2011 года все запланированные мероприятия были выполнены с достижением общего экономического эффекта в размере 5,338 млн.рублей.

Таблица 10-13. Совокупные расходы ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на охрану окружающей среды в 2011 году.

Наименование затрат	Сумма без НДС (тыс. руб.)
Текущие расходы на охрану окружающей среды - всего	24811,2
Содержание оборудования природоохранного назначения	7116,7
Плата сторонним организациям за прием и очистку сточных вод	14768,5
Плата за контрольные анализы состояния окружающей среды	189,2
Плата сторонним предприятиям (организациям) за прием, хранение и уничтожение отходов производства и потребления	675,8
Озеленение	2061
Расходы капитального характера на приобретение оборудования контроля состояния атмосферного воздуха	2140,8
Всего	26952,0

В 2011 году количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух составило 2173,567 тонн при разрешенном выбросе 6902,054 тонн.

Сверхнормативные сбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух и водные объекты отсутствуют.

В 2011 году на ООО «Нижнекамская ТЭЦ» образовалось отходов в количестве 2512,882 тонн при годовом нормативе образования – 9483,248 т/год.

Сверхнормативное образование отходов производства и потребления отсутствует.

В течение 2011 года ООО «Нижнекамская ТЭЦ» начислено платежей на общую сумму 599,0 тыс.руб.

В том числе:

- Плата за допустимые выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух – 367,7 тыс.руб.
- Плата за размещение отходов производства и потребления – 227,0 тыс.руб.
- Плата за допустимые сбросы загрязняющих веществ в водные объекты – 4,3 тыс.руб.

Таблица 10-14. Бухгалтерский баланс общества.

Наименование показателя	Значение показателя в графе «на 31 декабря 2010 г.» (тыс. руб.)			Причина изменений
	До изменений	Изменения	После изменений	
Отложенные налоговые активы	41356	9791	51147	Доначисление по ретроспективно признанным расходам
Запасы	83602	(3187)	80415	Изменение порядка учета РБП
Расходы будущих периодов	12024	(3187)	8837	В связи с исключением из состава РБП расходов на страхование, на оплату отпусков и лицензии
Краткосрочные финансовые вложения	230100	(230100)	0	Реклассификация краткосрочных депозитов в состав денежных эквивалентов
Денежные средства и денежные эквиваленты	1568	230100	231668	

Дебиторская задолженность, платежи по которой ожидаются в течение 12 мес. после отчетной даты	163406	(26284)	137122	Изменение в учетной политике: отражение резерва по сомнительным долгам, переклассификация РБП и НДС с авансов полученных
В том числе покупатель и заказчики	158951	(26817)	132134	Создание резерва
Прочие оборотные активы	0	166	166	Изменение подхода к представлению в отчетности НДС с авансов полученных
Нераспределенная прибыль	160564	(40183)	120381	Ретроспективный пересчет показателей
Оценочные обязательства	0	20669	20669	Создание оценочных обязательств

Таблица 10-15. Отчет о прибылях и убытках общества.

Наименование показателя	Значение показателя в графе «за октябрь 2009 г.» - Декабрь 2010г.» (тыс. руб.)			Причина изменений
	до изменений	изменения	после изменений	
Себестоимость продаж	(1555726)	(23156)	(1578882)	Расходы на формирование оценочных обязательств
Валовая прибыль	244543	(23156)	221387	
Прочие расходы	(20304)	(26818)	(47122)	Расходы на создание резерва по сомнительным долгам
Прибыль (убыток) до налогообложения	206616	(49974)	156652	Результат
Постоянные налоговые обязательства	(4737)	(204)	(4941)	Перерасчет в связи с внесением изменений в бухгалтерскую отчетность
Изменение отложенных налоговых активов	41356	9791	51147	
Чистая прибыль (убыток) отчетного периода	160564	(40183)	120381	Результат

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» было создано после 01 октября 2009 и первым отчетным годом для Общества является период с даты государственной регистрации по 31 декабря 2010 года. Фактически осуществление самостоятельной производственной деятельности ООО «Нижнекамская ТЭЦ» начало с 01 июня 2010 года, то есть в бухгалтерской отчетности за 2011 год сравнительные показатели за период «с 07.10.2009 г. по 31.12.2010г.» отражают результаты финансово-хозяйственной деятельности лишь за 7 месяцев 2010 года.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» находится в большей зависимости от потребителей, чем сами потребители, которые могут в качестве альтернативы использовать собственные источники тепловой энергии.

Таблица 10-16. Техничко-экономические показатели ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Наименование показателя	Ед. изм.	За 2011 год	С 07.10.2009 по 31.12.2010
Установленная электрическая	МВт	380	380

мощность			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1580	1580
Выработка электрической энергии	млн.кВтч	1405,4	744,2
Отпуск электроэнергии в сеть за год	млн.кВтч	1247,8	657,9
Реализовано электроэнергии в сеть за год (с учетом приобретения для перепродажи)	млн. кВтч	1453,6	715,8
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	2990,3	1590,8
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	2988,0	1589,8
Удельные расходы условного топлива на производство продукции:			
на производство тепловой энергии	кг на 1 Гкал	140,73	141,3
на производство электроэнергии	гр. на 1 кВтч	299,28	329
Выручка от реализации продукции основного производства	тыс. руб.	3492055	1795026
Затраты по основному производству	тыс. руб.	3195255	1566026
Прибыль (до налогообложения от реализации основной деятельности)	тыс. руб.	296800	228135
Рентабельность продукции основной деятельности	%	9,3	14,6
Выручка от прочей промышленной деятельности	тыс. руб.	3164	1264
Затраты прочей промышленной деятельности	тыс. руб.	2642	1038
Прибыль от прочей промышленной деятельности	тыс. руб.	522	226
Выручка от реализации продукции и услуг объектами ОПХ	тыс. руб.	8132	3979
Затраты объектов ОПХ	тыс. руб.	18727	10953
Прибыль (убыток) объектов ОПХ	тыс. руб.	(10595)	(6974)

10.4. ОАО «ВКуЭХ»

Целью деятельности ОАО «ВК и ЭХ» является обеспечение хозяйственной, горячей водой, тепловой энергией, услугами по отводу сточных вод жилых домов, учреждений, промышленных и сельскохозяйственных предприятий различных форм собственности, расположенных в г. Нижнекамске Нижнекамском районе.

Основными видами деятельности являются:

- Транспортировка тепловой энергии, хозяйственной воды, оказание услуг по отведению сточных вод жилых домов, учреждений, промышленных и сельскохозяйственных предприятий различной формы собственности, расположенных в г. Нижнекамске и Нижнекамском р-не;
- Проведение текущего, капитального, профилактического ремонтов и строительство инженерных сетей, сооружений, объектов социальной инфраструктуры и монтаж оборудования;

Таблица 10-17. Технико –экономические показатели ОАО «ВКуЭХ».

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед. изм.	2011 год (факт)	2012 год (утв.)	2013 год (план)
1	Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	1 890 811,00	1 861 495,15	1 890 811,01
2	Потери	Гкал	357 998,97	355 450,40	369 237,00
3	Расчетная (присоединенная) тепловая нагрузка (мощность)	Гкал/час	770,02	806,36	838,72
4	Полезный отпуск тепла всего	Гкал	1 532 812,03	1 506 044,75	1 521 574,01
5	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс. руб.	158 254,50	150 204,88	161 843,31
5.1.	затрат (потерь) теплоносителей	тыс. руб.	4 160,19	4 731,65	4 652,99
5.2.	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	154 094,30	145 473,23	157 190,32
6	Электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	32 897,08	36 401,77	37 801,84
7	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	85 815,79	89 805,62	92 038,72
8	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	28 348,79	30 713,52	27 795,69
9	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	83 128,02	84 796,06	84 796,06
10	Затраты на ремонт	тыс. руб.	106 758,23	91 449,06	100 614,38
11	Общепроизводственные (цеховые) расходы	тыс. руб.	68 631,66	62 745,42	67 750,45
12	Общехозяйственные расходы	тыс. руб.	27 652,57	32 993,05	33 003,30
13	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	591 486,63	579 109,39	605 643,75
14	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	33 710,41	9 573,50	41 305,31
15	Товарная продукция	тыс. руб.	625 197,04	588 682,89	646 949,06
16	Тариф	руб./Гкал	407,88	390,88	425,18
17	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	67 660,26	60 837,78	64 279,10

10.5. ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»

ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» одна из энергетических компаний Республики Татарстан, занимающаяся передачей и распределением тепловой энергии по тепловым сетям, поддержанием надлежащего качества и количества отпускаемой тепловой энергии, осуществлением эксплуатации, ремонта и модернизации теплоэнергетического оборудования.

Общество является субъектом естественных монополий в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии на территории городов Набережные Челны и Нижнекамск.

Калькуляция полной себестоимости производства и передачи тепловой энергии ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» приводится для компании в целом, без разделения на города Нижнекамск и Набережные Челны.

Таблица 10-18. Имущество на балансе ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания».

Наименование	Ед. изм.	Набережные Челны	Нижнекамск	Всего
Тепловые сети в двухтрубном измерении	км	318	70	388
Центральные тепловые пункты (ЦТП)	шт.	40	-	40
Районные тепловые пункты (РТП)	шт.	4	-	4
Перекачивающие насосные станции (ПНС)	шт.	8	7	15

Присоединенная тепловая нагрузка потребителей на 31.12.2011 г. составляет 3030,88 Гкал/час, в том числе:

- Северо-Восточная часть г. Набережные Челны с п. ЗЯБ – 1717,46 Гкал/ч;
- Юго-Западная часть г. Набережные Челны (ГЭС, Сидоровка) – 313,13 Гкал/ч;
- г. Нижнекамск – 1000,28 Гкал/ч.

Таблица 10-19. Динамика отпуска и потерь тепловой энергии, присоединенной тепловой нагрузки.

Показатели	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.
Отпуск в сеть, Гкал	5578460	6234333	6169101	6207676
Потери (факт), Гкал	942732	1264623	979372	906230
Потери (факт), %	16,9	20,3	15,9	14,6
Потери (норматив), Гкал	954856	1140127	1156891	1152286
Потери (норматив), %	17,1	18,3	18,8	18,6
Присоединенная нагрузка, Гкал/час	2612,27	2973,14	3000,97	3030,88

ОАО «НЧТК» всего:

- 2011 год: отпуск тепловой энергии 6208 тыс.Гкал, нормативные потери 1152 тыс.Гкал, фактические потери 906 тыс.Гкал, (14,6% от отпуска) сверхнормативные потери – отсутствуют.
- 2010 год: отпуск тепловой энергии 6169 тыс.Гкал, нормативные потери 1157 тыс.Гкал, фактические потери 979 тыс.Гкал, (15,88% от отпуска) сверхнормативные потери – отсутствуют.

По сравнению с 2010 годом фактические потери тепловой энергии за анализируемый период снизилась на 73 тыс. Гкал или 7,5%.

Таблица 10-20. Динамика отпуска и потерь теплоносителя.

Показатель	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.
Отпуск в сеть, тн.	18936656	18179549	15547475	12034245

Потери (факт), тн	5361678	5863066	4856573	2847968
Потери (факт), %	28,3	32,3	31,2	23,7
Потери (норматив), тн	2751131	4335184	3898810	3939810
Потери (норматив), %	14,5	23,8	25,1	32,7

Таблица 10-21. Динамика удельных потерь теплоносителя на отпущенную тепловую энергию.

Показатель	2008г.	2009г.	2010г.	2011г.
Отпуск т/энергии, Гкал	5578460	6234333	6169101	6207676
Потери т/носителя, тн	5361678	5863066	4856573	2847968
Удельные потери теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	0,96	0,94	0,79	0,46

ОАО «НЧТК» всего:

- 2011 год: отпуск теплоносителя (от источника) 12034 тыс.тн, нормативные потери 3940 тыс.тн, фактические потери 2847 тыс.тн (23,7%), сверхнормативные потери – отсутствуют.
- 2010 год: отпуск теплоносителя (от источника) 15547 тыс.тн, нормативные потери 3899 тыс.тн, фактические потери 4857 тыс.тн, (31,2%), сверхнормативные потери 958 тыс.тн.

В целом по предприятию по сравнению с 2010 годом произошло снижение фактических потерь теплоносителя на 2009 тыс.тн.

В целом по предприятию по сравнению с 2010 годом произошло снижение фактических потерь теплоносителя на 2009 тыс.тн.

На 2011 год были запланированы капитальные вложения в сумме 288,8 млн.руб., СМР – 233,8 млн.руб., ввод ОФ – 288,1 млн.руб. источниками финансирования капитального строительства в 2011 году планировались: амортизация в сумме 265 млн.руб., прибыль на развитие производства, предусмотренная в тарифе 22,4 млн.руб., плата за подключение 1,4 млн.руб.

За 2011 год выполнение по капитальным вложениям составило 287,7 млн.руб. что составляет 99,6%, по строительно-монтажным работам 233,7 млн.руб., что составило 99,9% от годового плана.

На 2011г. Был запланирован ремонт основных фондов в объеме 296,5 млн.руб., в том числе: ремонт зданий и сооружений – 10,5 млн.руб., ремонт машин и оборудования – 14,8 млн.руб., ремонт передаточных устройств – 271,2 млн.руб.

Ремонт основного оборудования в 2011 г. производился в сроки, установленные утвержденным годовым планом и графиками ремонтов с учетом весенних гидравлических испытаний тепловых сетей. В процессе ремонта производились корректировки затрат по статьям ремонта в рамках выделенного финансирования.

Всего выполнено работ на сумму 300,4 млн.руб. что составляет 101,3 % годового плана.

В рамках реализации ремонтной программы произведена замена 12530 п.м. физически изношенных труб магистральных и распределительных трубопроводов. Относительно прошлого года протяженность замены трубопроводов снизилась на 38%. Причина: увеличение доли ремонта магистральных сетей в общем объеме замены.

На 2011 год для ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» Постановлением Правления Комитета Республики Татарстан по тарифам от 23.12.2010 г. №5-34/э утверждены тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки с дифференциацией по видам теплоносителей:

- 66419,25 руб./Гкал/час на расчетную мощность 2518,732 Гкал/час по горячей воде;

- 73562,17 руб./Гкал/час на расчетную мощность 18,340 Гкал/час по пару давлением 2,5–7,0 кг/см³.

Товарная продукция от оказания услуг по передаче тепловой энергии за 2011 год составила 2023,7 млн.руб., что на 7,7% выше, чем за аналогичный период 2010 года, рост тарифа составил также 7,7%, расчетная присоединенная нагрузка осталась на прежнем уровне.

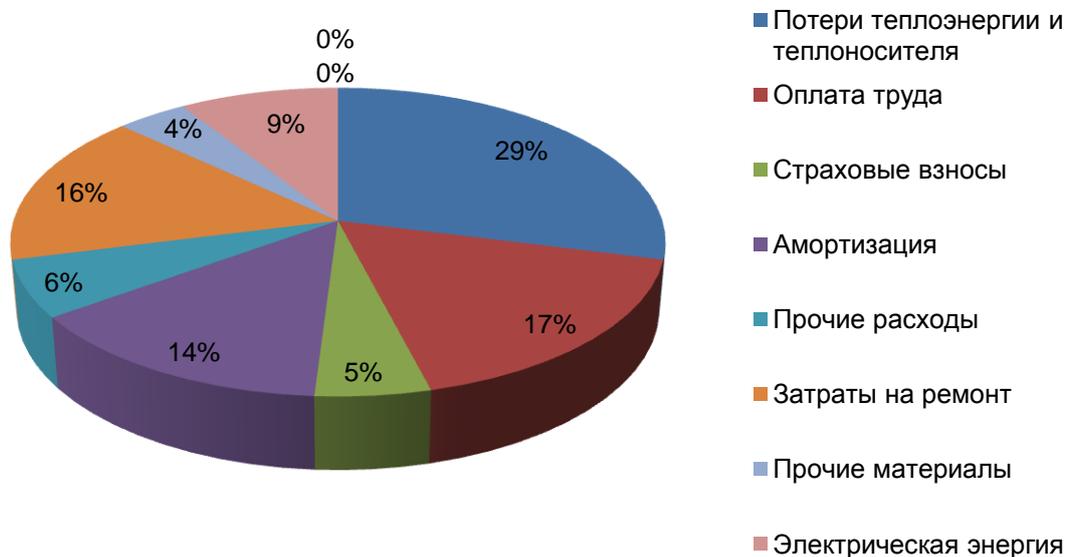


Рисунок 10-1. Структура себестоимости по передаче тепловой энергии.

Таблица 10-22. Информация об объеме энергетических ресурсов, использованных Обществом в 2011 году.

Наименование	В натуральном выражении		В денежном выражении, млн. руб.
	Ед. изм.	Кол-во	
Электроэнергия, в том числе:		51200,7	162,5
Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.кВтч	499,3	1,7
Покупная электроэнергия		50701,4	160,9
Теплоэнергия, в том числе:		908,4	482,7
Теплоэнергия на хоз. нужды	тыс. Гкал	2,2	2,4
Технологические потери при транспортировке энергии		906,2	480,3
ГСМ, в том числе:		31572,5	0,7
Бензин автомобильный	литр	9671,5	0,2
Топливо дизельное		20129,1	0,4
Масла		1772,0	0,1

Фактическая величина прибыли от оказания услуг по передаче тепловой энергии за 2011 год составила 136,4 млн.руб. при плановой величине, утвержденной Советом директоров, 48,0 млн.руб. Фактическая рентабельность услуг по передаче тепловой энергии по итогам работы за 2011 год составила 7,2% при плановой величине 2,4%.

Основные причины увеличения прибыли от основной деятельности в 2,8 раза относительно тарифного решения:

Получение прибыли от оказания услуг по подключению в размере 7,4 млн.руб.;

Снижение фактической себестоимости на 81 млн. руб. или на 4% относительно запланированной величины за счет проводимых компанией мероприятий по энерго- и ресурсосбережению.

Полученные таким образом источники плюс прибыль прошлых лет позволили Компании: в условиях дефицита финансовых ресурсов и постоянного роста просроченной дебиторской задолженности ОАО «Таттеплосбыт», выполнить в полном объеме производственную и инвестиционную программы Общества.

Тем не менее, фактическая дебиторская задолженность на 01.01.2012 г. составила 801 млн.руб., в то время как на 01.01.2011 г. Этот показатель составлял 317 млн. руб., таким образом, за анализируемый период рост дебиторской задолженности составил 153%.

Основную долю в структуре дебиторской задолженности составляет задолженность ОАО «Таттеплосбыт» за услуги по передаче тепловой энергии (94%).

За 2011 год дебиторская задолженность ОАО «Таттеплосбыт» выросла с 242 млн.руб. до 751 млн.руб. (т.е. в 3 раза).

В соответствии с требованиями действующего законодательства, на основании акта инвентеризации дебиторской задолженности, по состоянию на 31.12.2011г. в бухгалтерской отчетности Общества создан резерв по сомнительным долгам в размере 598,7 млн.руб.

В результате создания резерва по сомнительным долгам в балансе Общества дебиторская задолженность отражена в размере 202 млн.руб., финансовый результат деятельности Общества – убыток в размере 491 млн.руб.

Величина оценочного обязательства отражается в бухгалтерской отчетности за 2011 год ретроспективно. То есть в целях обеспечения сопоставимости показателей финансовой деятельности Общества, в бухгалтерской отчетности за 2011 год данные об оценочных обязательствах отражены так, как если бы они были признаны по состоянию на 31.12.2010 и 31.12.2009.

Таблица 10-23. Основные финансовые показатели Общества.

№ п/п	Наименование показателя	2009 г.	2010 г.	2011 г.
1	Выручка в том числе:	2063,7	1911,2	2045,9
1.1	Передача теплоты в горячей воде, паре	2055,4	1879,3	2023,9
1.2	Услуги по технологическому присоединению	0,0	16,0	7,4
1.3	Прочая деятельность	8,3	15,9	14,9
2	Себестоимость, в том числе:	1743,4	1765,2	1908,4
2.1	Передача теплоты в горячей воде, паре	1735,4	1750,0	1894,7
2.2	Услуги по технологическому присоединению	0,0	0,0	0,0
2.3	Прочая деятельность	7,9	15,2	13,7
3	Прибыль от продаж, в том числе	320,4	145,9	137,5
3.1	Передача теплоты в горячей воде, паре	320,0	129,3	129,0
3.2	Услуги по технологическому присоединению	0,0	16,0	7,4
3.3	Прочая деятельность	0,,	0,6	1,2
4	Рентабельность продаж, %	18,4%	8,3%	7,2%
5	Прочие расходы	51,5	101,4	43,4
6	Прочие расходы	26,4	96,0	641,6
7	Чистая прибыль (убыток)	260,6	112,0	-491,1
8	В том числе инвестиционная составляющая в тарифе	7,0	0,0	22,4

Кредиторская задолженность за анализируемый период увеличилась на 26% (с 246 млн.руб. до 309 млн.руб.).

Наибольший рост кредиторской задолженности вызван увеличением задолженности перед подрядчиками за выполненные работы по капитальному строительству и ремонту.

Кроме того, на 19 млн.руб. выросла задолженность перед ОАО «Таттеплосбыт» за технологические потери тепловой энергии и теплоносителя. Рост задолженности за потери обусловлен увеличением тарифов на покупку потерь, в связи с отменой Государственным комитетом РТ по тарифам с 01.07.2011г. утвержденных тарифов на покупку потерь ресурсов.

Таблица 10-24. Показатели ликвидности и финансовой устойчивости.

Показатели	Характеристика	2009г.	2010г.	2011г.	Норма
Показатели ликвидности					
Коэффициент абсолютной ликвидности	Отношение денежных средств и краткосрочных финансовых вложений к краткосрочным обязательствам	1,1	1,4	0,6	>0,5
Коэффициент критической ликвидности	Отношение денежных средств, финансовых вложений и дебиторской задолженности к краткосрочным обязательствам	2,2	2,6	1,2	>1,0
Коэффициент покрытия	Отражает способность компании погасить краткосрочные обязательства за счет оборотных активов	2,3	2,7	1,3	>2,0
Показатели финансовой устойчивости					
Коэффициент автономии (финансовой независимости)	Доля формирования активов за счет собственного капитала	0,9	0,9	0,8	>0,5
Коэффициент соотношения заемных и собственных средств	Соотношение между привлеченными заемными средствами и собственным капиталом	0,2	0,1	0,2	<0,7
Коэффициент финансовой устойчивости	Доля формирования активов за счет собственного капитала и долгосрочных пассивов	0,9	0,9	0,8	>0,6

Таким образом, очевидно ухудшение платежеспособности Общества – наблюдается снижение всех показателей ликвидности. На конец 2011 года коэффициент абсолютной ликвидности близок к пороговому значению (0,6 при нормативе 0,5), то есть Общество за счет имеющихся ликвидных активов способно погасить лишь 60% краткосрочных обязательств. Коэффициент критической ликвидности 1,2 означает, что денежные средства и предстоящие поступления от дебиторов (в случае их своевременного осуществления) покроют текущие долги Общества. Коэффициент покрытия (текущей ликвидности) значительно ниже своего нормативного значения. Произведенные расчеты показателей свидетельствуют об ухудшении финансовой устойчивости Общества. Снижение показателей в 2011 году произошло под влиянием двух факторов: неплатежи единственного заказчика услуг компании, и рост кредиторской задолженности Общества. В целом структура капитала не подверглась серьезным изменениям, Общество по-прежнему независимо от заемных средств.

Балансовая стоимость активов Общества за 2011 год уменьшилась на 345 млн.руб. и составила на 31.12.2011г. 2367 млн.руб.

Остаточная стоимость основных фондов (без учета незавершенного производства) по состоянию на 31.12.2011г. составляет 1720 млн.руб. (увеличение за год на 1%).

Коэффициент обновления основных фондов по итогам 2011 года составил 11,2%. Следует заметить, что за 2010 год этот показатель составлял 15,2%.

Таблица 10-25. Структура капитала.

Показатели	2009г.	2010г.	2011г.
Основные фонды (остаточная стоимость), млн.руб.	1593	1705	1720
Чистые активы, млн.руб.	2283	2365	1905

Чистые активы Компании по состоянию на 31.12.2011 г. Составили 1905 млн. руб. Стоимость чистых активов на 25 млн.руб. превышает уставной капитал Общества, что является необходимым условием деятельности акционерного общества и обеспечивает гарантию покрытия обязательств Общества перед кредиторами. За 2011 год чистые активы Общества уменьшились на 460 млн.руб.

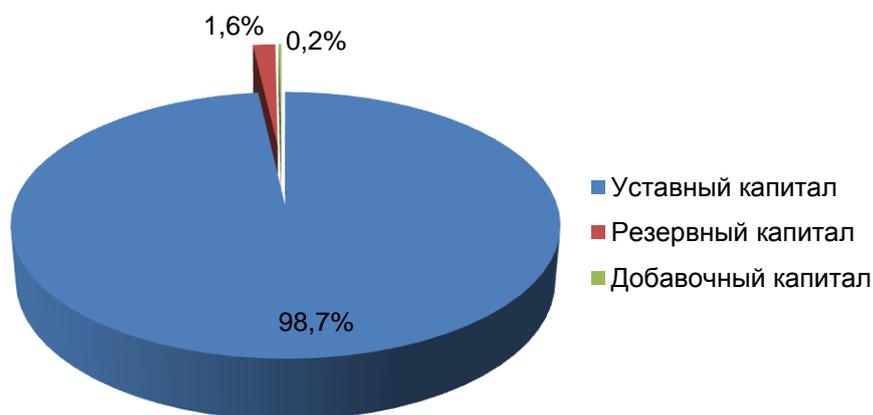


Рисунок 10-2. Структура собственного капитала Общества.

Основную долю (98,7%) составляет уставной капитал, резервный капитал – 1,6%, добавочный – 0,2%, чистый убыток – (-0,5)%.

Таким образом, следует отметить ухудшение финансового положения Общества в 2011 году. Причина: неплатежи основного заказчика услуг Общества – ОАО «Таттеплобыт».

Таблица 10-26. Техничко-экономические показатели ОАО «НЧТК» на 2012 год.

№ п/п	Наименование показателей, статей затрат	Ед. изм.	2012 г. (план)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) на технологические цели, всего:	тыс. руб.	524216,11
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс. руб.	62848,56
1.2	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	461367,55
2	Расходы на прочую покупаемую тепловую энергию	тыс. руб.	5602,29
3	Электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	190572,82
4	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	138225,91
5	Отчисления на соц.нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	37735,67
6	Затраты на ремонт	тыс. руб.	265371,43
7	Амортизация	тыс. руб.	276511,04
8	Расходы на услуги производственного характера, в том числе:	тыс. руб.	52676,98
8.1	вода на технические нужды	тыс. руб.	576,44
9	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	132792,18
9.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	65494,68
9.2	Отчисления на соц.нужды	тыс. руб.	17880,048
10	Общехозяйственные расходы, всего, в том	тыс. руб.	144489,49

	числе:		
10.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	71400,55
10.2	Отчисления на соц.нужды	тыс.руб.	19492,35
10.3	Расходы на аренду имущества	тыс.руб.	11729,66
11	Всего расходов по полной себестоимости	тыс.руб.	1768193,93
12	Чистая прибыль, в том числе		0,00
12.1	Капитальные вложения (инвестиции)		0,00
13	НВВ		1780841,08
13.1	Горячая вода		1772827,30
13.2	Отборный пар		8013,78
13.2.1	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см		8013,78
14	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	57782,05
14.1	Горячая вода	руб./Гкал/час	57839,34
14.2	Отборный пар		
14.2.1	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	руб./Гкал/час	47396,41

11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1. Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом последних 3 лет.

ООО «Нижнекамская ТЭЦ» и филиал «ТГК-16» «Нижнекамская ТЭЦ» (ПТК-1) до 2010 года входили в состав ОАО «Генерирующая компания».

Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «Генерирующая компания», осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории Республики Татарстан – см. Таблица 11-1

Таблица 11-1. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «Генерирующая компания».

Год		Тариф на тепловую энергию (без учета НДС)					
		Горячая вода	отборный пар давлением:				острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кгс/см ²	от 2,5 до 7,0 кгс/см ²	от 7,0 до 13,0 кгс/см ²	Свыше 13 кгс/см ²	
2010	Одноставочный руб./Гкал	442,88		509,73	539,81	593,30	643,44

Текущие тарифы на тепловую энергию, производимую электростанцией ООО «Нижнекамская ТЭЦ», осуществляющими производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории Республики Татарстан – см. Таблица 11-2.

Таблица 11-2. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

Год		Тариф на тепловую энергию (без учета НДС)					
		Горячая вода	отборный пар давлением:				острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кгс/см ²	от 2,5 до 7,0 кгс/см ²	от 7,0 до 13,0 кгс/см ²	Свыше 13 кгс/см ²	
2011	Одноставочный руб./Гкал	431,48				569,12	
с 01.01.2012 – 30.06.2012 гг.	Одноставочный руб./Гкал	488,80				628,15	674,60
с 01.07.2012 – 31.08.2012 гг.		268,16				388,84	429,06
с 01.09.2012 – 31.12.2012 гг.		286,99				416,14	459,18

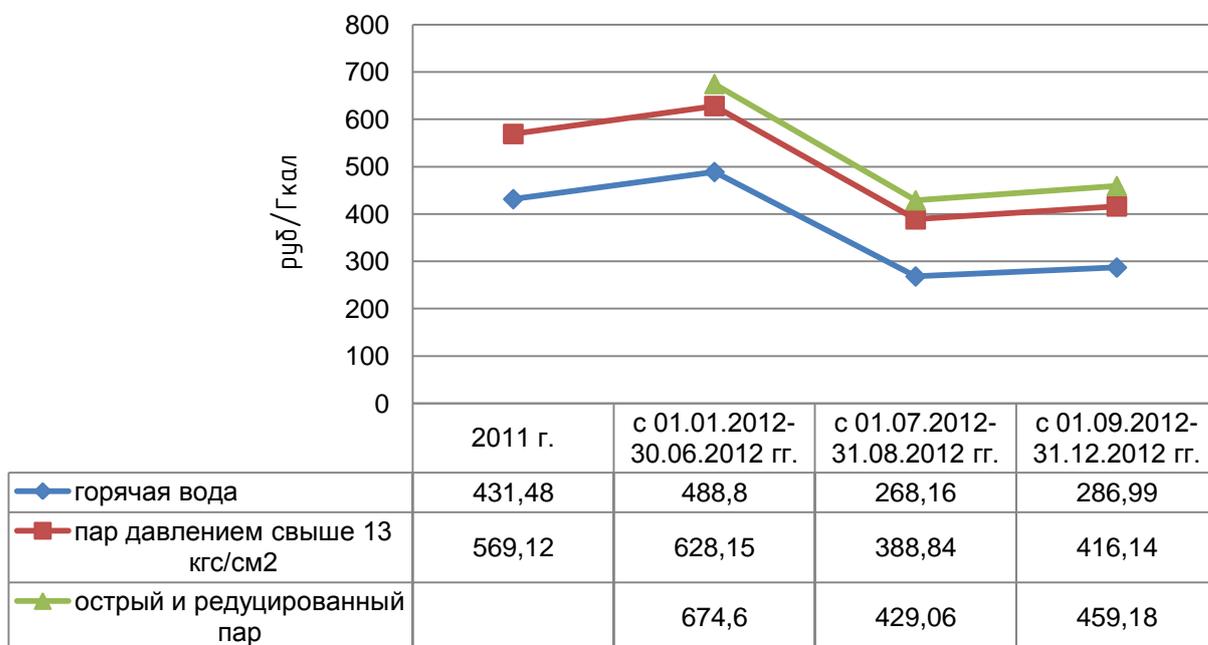


Рисунок 11-1. Динамика изменения цен на тепловую энергию производимую электростанциями ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

С 1 июня 2010 года Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1) является филиалом ОАО «ТГК-16». Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанцией ОАО «ТГК-16», осуществляющей производство в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории Республики Татарстан представлены в таблице 11.3.

Таблица 11-3. Тарифы на тепловую энергию, производимую электростанциями ОАО «ТГК-16».

Год		Тариф на тепловую энергию (без учета НДС)					
		Горячая вода	отборный пар давлением:				острый и редуцированный пар
			от 1,2 до 2,5 кгс/см ²	от 2,5 до 7,0 кгс/см ²	от 7,0 до 13,0 кгс/см ²	свыше 13 кгс/см ²	
2011	Одноставочный руб./Гкал	404,09			496,53	542,62	597,98
с 01.01.2012 — 30.06.2012 гг.	Одноставочный руб./Гкал	369,79			449,95	494,18	535,64
с 01.07.2012 — 31.08.2012 гг.		361,76			452,08	501,09	548,62
с 01.09.2012 — 31.12.2012 гг.		361,76			452,08	501,9	548,62

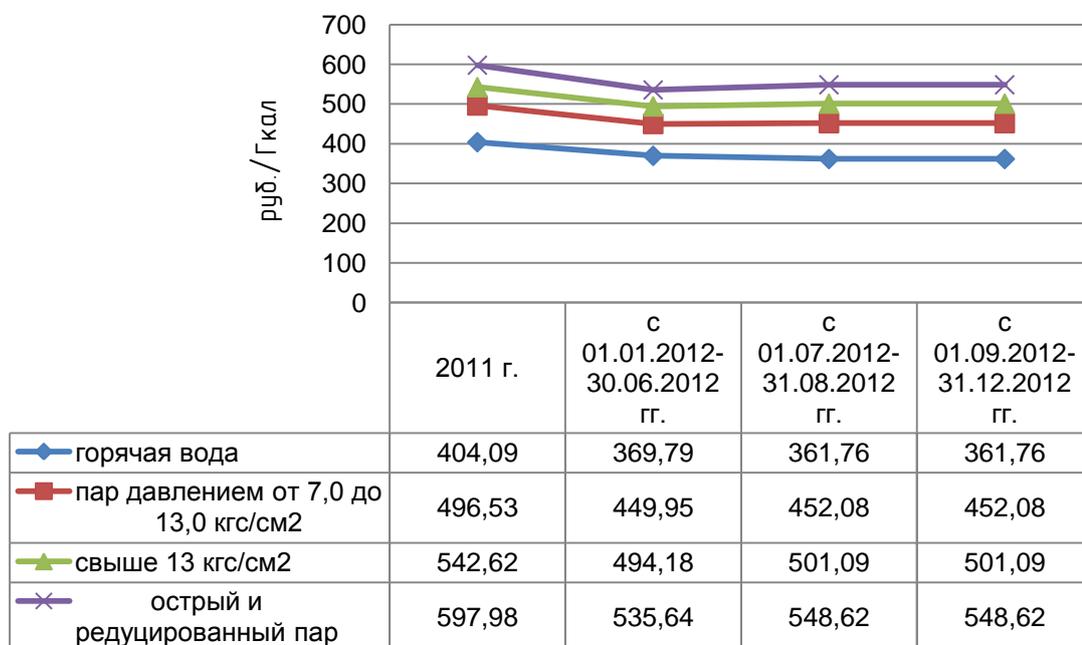


Рисунок 11-2. Динамика изменения цен на тепловую энергию производимую электростанциями ОАО «ТГК-16».

Рисунок 11-3. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую энергоснабжающими организациями потребителям Нижнекамского муниципального района.

Год	Наименование организации	Вид теплоносителя	Тариф на тепловую энергию (руб./Гкал) (без учета НДС)
2011	ООО ПСФ «Сарман	Горячая вода	1312,90
	ООО «Шереметьевский ЖилстройСервис»	Горячая вода	1447,93
	ООО «ЖКХ-Сервис»	Горячая вода	1535,15
	ООО «Бриг»	Горячая вода	1519,58
	ООО «Комсервис-Теплоэнергетик»	Горячая вода	927,83
	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	Горячая вода Пар давлением свыше 13 кгс/см2 Острый и редуцированный пар	1473,86 1110,88 1062,6
с 1 января 2012 г.	ООО «Шереметьевский ЖилстройСервис»	Горячая вода	1447,93
	ООО «ЖКХ-Сервис»	Горячая вода	1535,15
	ООО «Бриг»	Горячая вода	1519,58

30 июня 2012	ООО «УК «Индустриальный парк – Сервис»	Горячая вода: с коллекторов котельной по СЦТ 1 «индустриальный парк» по СЦТ 2 «п.г.т.КамскиеПоляны»	574,63 749,08 927,83
	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	Горячая вода Пар давлением свыше 13,0 кгс/кв.см Острый и редуцированный пар	1095,55 846,46 836,0
С 1 июля 2012 г.- 31 августа 2012	ООО «Шереметьевский ЖилстройСервис»м	Горячая вода	1513,51
	ООО «ЖКХ-Сервис»	Горячая вода	1575,25
	ООО «Бриг»	Горячая вода	1594,74
	ООО «УК «Индустриальный парк – Сервис»	Горячая вода: с коллекторов котельной по СЦТ 1 «Индустриальный парк» по СЦТ 2 «п.г.т. Камские Поляны»	609,11 794,02 983,50
	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	Горячая вода Пар давлением свыше 13,0 кгс/кв.см Острый и редуцированный пар	1158,46 883,15 864,36
С 1 сентября 2012 г.	ООО «Шереметьевский ЖилстройСервис»	Горячая вода	1555,20
	ООО «ЖКХ-Сервис»	Горячая вода	1598,44
	ООО «Бриг»	Горячая вода	1634,80
	ООО «УК «Индустриальный парк – Сервис»	Горячая вода: с коллекторов котельной по СЦТ 1 «Индустриальный парк» по СЦТ 2 «п.г.т. Камские Поляны»	631,64 839,28 1039,56
	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	Горячая вода Пар давлением свыше 13,0 кгс/кв.см Острый и редуцированный пар	1158,46 883,15 864,36

Таблица 11-4. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями населению.

Год	Наименование организации	Тариф на тепловую энергию (руб./Гкал) (без учета НДС)
С 1 января по 30 июня 2012г.	ОАО «Татеплосбыт» – для населения, оплачивающего производство и передачу тепловой энергии	566,40
	– для населения, оплачивающего производство тепловой энергии (получающего тепловую энергию на коллекторах производителей)	566,40
	ООО «УК»Индустриальный парк-Сервис»	1094,83
С 1 июля по 31 августа 2012г.	ОАО «Татеплосбыт» – для населения, оплачивающего производство и передачу тепловой энергии	600,38
	– для населения, оплачивающего производство тепловой энергии (получающего тепловую энергию на коллекторах производителей)	600,38
	ООО «УК»Индустриальный парк-Сервис»	1160,53
С 1 сентября 2012г.	ОАО «Татеплосбыт» – для населения, оплачивающего производство и передачу тепловой энергии	1271,00
	– для населения, оплачивающего производство тепловой энергии (получающего тепловую энергию на коллекторах производителей)	657,99
	ООО «УК»Индустриальный парк-Сервис»	1266,68

Таблица 11-5. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки для теплосетевых организаций.

Год	Наименование организации	Вид теплоносителя	Тариф на тепловую энергию (руб./Гкал/час в месяц) (без учета НДС)
2010	ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство»	Горячая вода	61 255,09

	ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	Горячая вода	61684,30
		Пар давлением 2,5-7,0 кг/см ²	67715,50
2011	ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство»	Горячая вода	67660,26
	ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	Горячая вода	66419,25
		Пар давлением 2,5-7,0 кг/см ²	73562,17
С 1.01.2012- 30.06.2012 гг.	ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство»	Горячая вода	59882,03
	ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	Горячая вода	56924,33
		Пар давлением 2,5-7,0 кг/см ²	46646,61
С 1.07.2012- 31.08.2012 гг.	ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство»	Горячая вода	61793,52
	ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	Горячая вода	58754,35
		Пар давлением 2,5-7,0 кг/см ²	48146,21
С 1.09.2012- 31.12.2012 гг.	ОАО «Водопроводно-канализационное и энергетическое хозяйство»	Горячая вода	61793,52
	ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания»	Горячая вода	58754,35
		Пар давлением 2,5-7,0 кг/см ²	48146,21

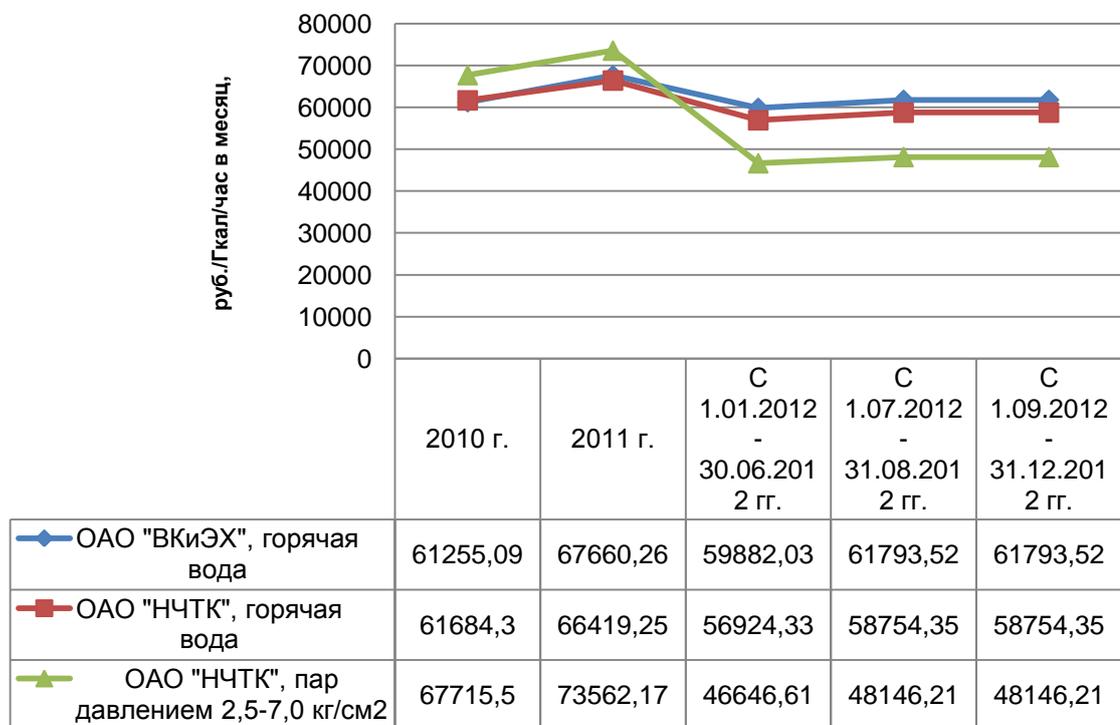


Рисунок 11-4. Динамика изменения цен на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки для теплосетевых организаций г.Нижнекамск.

Таблица 11-6. Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, производимой в режиме комбинированной выработки на 2010 год.

Год	Наименование организации	Вид теплоносителя	Тариф на тепловую энергию (руб./Гкал) (без учета НДС)
2010	ОАО «Нижнекамскнефтехим»	Горячая вода	479,31
		Пар давлением свыше 13 кг/см2	171,94
		Пар острый и редуцированный	12,10

Таблица 11-7. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Татэнергосбыт»

Год	Потребители	Тариф, руб./Гкал					
		Горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			От 1,2 до 2,5 кг/кв.см	От 2,5 до 7,0 кг/кв.см	От 7,0 до 13,0 кг/кв.см	Свыше 13 кг/кв.см	
2010	Бюджетные потребители (тариф указан без НДС)	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0
	Население (тариф указан без НДС)	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0

Таблица 11-8. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Таттеплосбыт» населению в 2011-2012 гг.

Год	Потребители	Тариф, руб./Гкал (с учетом НДС)					
		Горячая вода	Отборный пар давлением				Острый и редуцированный пар
			От 1,2 до 2,5 кг/кв.см	От 2,5 до 7,0 кг/кв.см	От 7,0 до 13,0 кг/кв.см	Свыше 13 кг/кв.см	
2011	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Население, одноставочный тариф	566,40				566,40	
С 01.01.2012 - 30.06.2012 гг.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Население, одноставочный тариф	566,40					
	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
С 01.07.2012 - 31.08.2012 гг.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Население, одноставочный тариф	600,38					
	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
С 01.01.2012 - 30.06.2012 гг.	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Население, одноставочный тариф	1271,0					
	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
С 01.01.2012 - 30.06.2012 гг.	Население, одноставочный тариф	657,99					

Таблица 11-9. Тарифы на тепловую энергию, поставляемую ОАО «Татэнергобдыт» в 2010 г., ОАО «Таттеплосбдыт» в 2011-2012 гг. потребителям Республики Татарстан

Год		Тариф, руб./Гкал					Острый и редуцированный пар
		Горячая вода	Отборный пар давлением				
			От 1,2 до 2,5 кз/кв.см	От 2,5 до 7,0 кз/кв.см	От 7,0 до 13,0 кз/кв.см	Свыше 13 кз/кв.см	
2010	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Одноставочный	936,77		834,65	864,97	886,43	983,13
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Одноставочный	1014,24		875,08	927,05		
2011	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Одноставочный	1003,02		893,68	926,14	949,12	1052,66
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Одноставочный	1085,97		936,97			
С 01.01.2012- 30.06.2012 гг	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Одноставочный	788,50		702,55	728,07	742,30	827,52
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Одноставочный	1085,97		936,97	961,00		
С 01.07.2012- 31.08.2012 гг	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Одноставочный	817,52		728,41	754,86	769,23	858,00
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Одноставочный	1151,13		993,19	1018,66		
С 01.09.2012- 31.12.2012 гг	Потребители, оплачивающие производство тепловой энергии (получающие тепловую энергию на коллекторах производителей)						
	Одноставочный	557,62		766,95	740,27	811,35	877,99
	Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии						
	Одноставочный	1077,12		913,27	886,60		

11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.

11.2.1 Анализ структуры тарифа ОАО «НЧТК»

Структура тарифа сформирована в соответствии с плановыми и фактическими данными на отчетный период 2011 г и 1-е полугодие 2012 года.

Таблица 11-10. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 2011 год (план).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011 г. (план)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс.руб.	630 445,83
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс.руб.	109 172,20
1.2	потерь тепловой энергии	тыс.руб.	521 273,63
2	Расходы на прочую покупаемую тепловую энергию	тыс.руб.	4 561,07
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	128 171,50
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	43 834,65
5	Расходы на услуги производственного характера	тыс.руб.	51 202,32
6	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	208 918,64
6.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	93 335,90
6.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	31 920,88
7	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	223 274,87
7.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	75 729,60
7.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	25 899,52
7.3	Расходы на аренду имущества	тыс.руб.	0,00
8	Валовая прибыль, (-) убыток	тыс.руб.	48 001,10
9	Чистая прибыль	тыс.руб.	22 449,03
9.1	в т.ч. капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	22 449,03
10	Товарная продукция	тыс.руб.	2 023 695,43
10.1	Недополученный по независящим причинам доход	тыс.руб.	
10.2	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	
11	НВВ	тыс.руб.	2 023 695,43
11.1	Горячая вода	тыс.руб.	2 007 505,86
11.2	Отборный пар	тыс.руб.	16 189,57
11.2.1	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	тыс.руб.	16 189,57
12	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии *	руб./Гкал/час	66 470,88
12.1	Горячая вода	руб./Гкал/час	66 419,25
12.2	Отборный пар		
12.2.1	от 1,2 до 2,5 кгс/кв.см	руб./Гкал/час	
12.2.2	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	руб./Гкал/час	73 562,17

Таблица 11-11. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 2011 год (факт).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011 г. (факт)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс.руб.	538 702,15
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс.руб.	58 425,30
1.2	потерь тепловой энергии	тыс.руб.	480 276,85
2	Расходы на прочую покупаемую тепловую энергию	тыс.руб.	2 407,00
3	Электрическая энергия на технологические цели	тыс.руб.	160 890,53
4	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	165 802,47
5	Отчисления по страховым взносам с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	54 089,05
6	Затраты на ремонт	тыс.руб.	300 408,65
6.1	ГСМ	тыс.руб.	712,05
7	Амортизация	тыс.руб.	240 368,47
8	Расходы на услуги производственного характера	тыс.руб.	49 792,30
8.1	Вода на технические нужды	тыс.руб.	141,44
9	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	226 680,00
9.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	100 003,20
9.2	Страховые взносы	тыс.руб.	15 666,00
10	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	212 081,44
10.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	76 112,00
10.2	Страховые взносы	тыс.руб.	15 436,00
10.3	Расходы на аренду имущества	тыс.руб.	11 314,14
11	Всего расходов по полной себестоимости	тыс.руб.	1 894 682,03
12	Валовая прибыль, (-) убыток	тыс.руб.	36 383,38
13	Чистая прибыль	тыс.руб.	-505 800,00
13.1	в т.ч. капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	22 449,03
14	НВВ	тыс.руб.	2 031 065,41
14.1	Горячая вода	тыс.руб.	2 007 507,49
14.2	Отборный пар	тыс.руб.	16 189,56
14.2.1	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	тыс.руб.	16 189,56
14.2.2	Услуги по технологическому присоединению	тыс.руб.	7 368,37
15	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	64 470,88
15.1	Горячая вода	руб./Гкал/час	66 419,25
15.2	Отборный пар		
15.2.1	от 1,2 до 2,5 кгс/кв.см	руб./Гкал/час	
15.2.2	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	руб./Гкал/час	73 562,17



Рисунок 11-5. Структура затрат ОАО «НЧТК» на 2011.

Как видно из анализа структуры затрат основная доля ложится на компенсацию потерь теплоносителя в тепловых сетях. Затраты на ремонт составляют также немалое значение. Вышеуказанные затраты, непосредственно связанные с техническим состоянием тепловой сетей, составляют более 41%.

Таблица 11-12. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 1 полугодие 2012 год (план).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	1 полугодие 2012 г. (план)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс.руб.	524 216,11
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс.руб.	62 848,56
1.2	потерь тепловой энергии	тыс.руб.	461 367,55
2	Расходы на прочую покупаемую тепловую энергию	тыс.руб.	5 602,29
3	Электрическая энергия на технологические цели	тыс.руб.	190 572,82
4	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс.руб.	138 225,91
5	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс.руб.	37 735,67
6	Затраты на ремонт	тыс.руб.	265 371,43
7	Амортизация	тыс.руб.	276 511,04
8	Расходы на услуги производственного характера, в том числе:	тыс.руб.	52 676,98
8.1.	вода на технические нужды	тыс.руб.	576,44
9	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	132 792,18

9.1	Фонд оплаты труда	тыс.руб.	65 494,68
9.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	17 880,048
10	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	144 489,49
10.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс.руб.	71 400,55
10.2	Отчисления на соц. нужды	тыс.руб.	19 492,35
10.3	Расходы на аренду имущества	тыс.руб.	11 729,66
11	Всего расходов по полной себестоимости	тыс.руб.	1 768 193,93
	Валовая прибыль, (-) убыток	тыс.руб.	12 647,15
12	Чистая прибыль, в том числе	тыс.руб.	0,00
12.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	0,00
13	НВВ	тыс.руб.	1 780 841,08
13.1	Горячая вода	тыс.руб.	1 772 827,30
13.2	Отборный пар	тыс.руб.	8 013,78
13.2.1	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	тыс.руб.	8 013,78
14	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	57 782,05
14.1	Горячая вода	руб./Гкал/час	57 839,34
14.2	Отборный пар		
14.2.1	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	руб./Гкал/час	47 396,41

Таблица 11-13. Структура тарифа на тепловую энергию ОАО «Набережночелнинская теплосетевая компания» на 1 полугодие 2012 год (факт).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	1 полугодие 2012 г. (факт)
	Полная себестоимость отпущенной тепловой энергии		
1	Оплата покупной тепловой энергии	тыс. руб.	131 216,16
2	Электроэнергия на технологические цели	тыс. руб.	83 630,16
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	50 033,21
4	Отчисления на социальные нужды от расходов на оплату труда производственных рабочих	тыс. руб.	13 705,45
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	197 417,86
5.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	132 138,47
5.2	Ремонт и техническое обслуживание основных средств	тыс. руб.	46 616,27
5.3	Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	18 663,13
6	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	85 818,22
6.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	29 790,11
6.2	Страховые взносы	тыс. руб.	7 561,88
7	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	81 244,61
7.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	28 549,45
7.2	Страховые взносы	тыс. руб.	5 902,69
7.3	арендная плата	тыс. руб.	5 679,75
8	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	643 065,67
9	Утвержденные тарифы, без НДС:		
9.1	тариф на услуги по передаче тепловой энергии (горячая вода)	руб./Гкал/час/месяц	56 924,35

9.2	тариф на услуги по передаче тепловой энергии (пар давлением от 2,5-7,0 кгс/см ²)	руб./Гкал/ час/месяц	46 646,56
-----	--	-------------------------	-----------

11.2.2 Анализ структуры ОАО «ВКуЭХ»

Таблица 11-14. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2010 год (факт).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2010 г. (факт.)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс. руб.	138449,26
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс. руб.	4164,18
1.2	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	134285,08
2	Электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	29206,20
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	81532,88
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	21120,68
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	124457,67
5.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	40956,66
5.2	Затраты на ремонт	тыс. руб.	83501,01
6	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	63921,52
6.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	23124,43
6.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	5990,27
6.3	Амортизация	тыс. руб.	5459,27
6.4	Электроэнергия на производственные нужды	тыс. руб.	608,67
6.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	8301,12
6.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
6.7	Прочие расходы	тыс. руб.	20437,77
7	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	24008,55
7.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	15073,99
7.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	3904,84
7.3	Амортизация	тыс. руб.	345,70
7.4	Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	322,11
7.8	Средства на страхование	тыс. руб.	1507,49
7.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	3,21
7.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.	212,60
7.12.1	транспортный налог	тыс. руб.	0,00
7.12.2	земельный налог	тыс. руб.	0,00
7.12.3	налог на имущество	тыс. руб.	212,60
7.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.	0,00
7.13	Прочие расходы	тыс. руб.	2638,60
8	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	482696,76
9	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	83314,97
9.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс. руб.	26730,00
10	Товарная продукция	тыс. руб.	566011,73
11	Недополученный по независящим причинам	тыс. руб.	0,00

	доход		
12	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс.руб.	0,00
13	НВВ *	тыс.руб.	566011,73
14	Тариф	руб./Гкал	375,83
15	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	61255,09

Таблица 11-15. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2011 год (план).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011 г. (план.)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс. руб.	174281,20
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс. руб.	7477,03
1.2	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	166804,17
2	Электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	36991,99
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	89982,84
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	30774,13
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	184756,39
5.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	84796,06
5.2	Затраты на ремонт	тыс. руб.	99960,33
5.3	Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.	0,00
5.4	Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	0,00
5.4.1	вода на технические нужды	тыс. руб.	0,00
5.4.2	содержание автотранспорта	тыс. руб.	
6	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)	тыс. руб.	0,00
7	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	67204,38
7.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	24318,96
7.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	8317,08
7.3	Амортизация	тыс. руб.	3276,48
7.4	Электроэнергия на производственные нужды	тыс. руб.	433,24
7.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	8245,71
7.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
7.7	Прочие расходы	тыс. руб.	22612,90
8	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	31616,60
8.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	15609,16
8.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	5338,33
8.3	Амортизация	тыс. руб.	612,55
8.4	Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	581,80
8.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
8.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
8.7	Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00
8.8	Средства на страхование	тыс. руб.	0,00

8.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	6,96
8.10	Арендная плата	тыс. руб.	0,00
8.11	Лизинговые платежи	тыс. руб.	0,00
8.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.	5444,46
8.12.1	транспортный налог	тыс. руб.	0,00
8.12.2	земельный налог	тыс. руб.	0,00
8.12.3	налог на имущество	тыс. руб.	5444,46
8.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.	0,00
8.13	Прочие расходы	тыс. руб.	4023,34
9	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	615607,53
10	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	9573,25
10.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс. руб.	0,00
11	Товарная продукция	тыс. руб.	625180,78
12	Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,00
13	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00
14	НВВ *	тыс. руб.	625180,78
15	Тариф	руб./Гкал	456,14
16	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	67660,26

Таблица 11-16. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2011 год (факт.).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011 г. (факт.)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс. руб.	158254,50
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс. руб.	4160,19
1.2	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	154094,30
2	Электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	32897,08
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	85815,79
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	28348,79
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	189886,25
5.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	83128,02
5.2	Затраты на ремонт	тыс. руб.	106758,23
5.3	Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.	0,00
5.4	Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	0,00
5.4.1	вода на технические нужды	тыс. руб.	0,00
5.4.2	содержание автотранспорта	тыс. руб.	
6	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)	тыс. руб.	0,00
7	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	68631,66

7.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	26219,58
7.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	8661,50
7.3	Амортизация	тыс. руб.	5000,89
7.4	Электроэнергия на производственные нужды	тыс. руб.	749,62
7.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	4861,54
7.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
7.7	Прочие расходы	тыс. руб.	23138,53
8	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	27652,57
8.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	16757,81
8.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	5535,85
8.3	Амортизация	тыс. руб.	250,51
8.4	Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	411,00
8.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
8.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
8.7	Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00
8.8	Средства на страхование	тыс. руб.	2592,58
8.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	5,50
8.10	Арендная плата	тыс. руб.	0,00
8.11	Лизинговые платежи	тыс. руб.	0,00
8.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.	476,10
8.12.1	транспортный налог	тыс. руб.	251,09
8.12.2	земельный налог	тыс. руб.	0,00
8.12.3	налог на имущество	тыс. руб.	225,01
8.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.	0,00
8.13	Прочие расходы	тыс. руб.	1623,21
9	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	591486,63
10	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	33710,41
10.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс. руб.	28912,43
11	Товарная продукция	тыс. руб.	625197,04
12	Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,00
13	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00
14	НВВ *	тыс. руб.	625197,04
15	Тариф	руб./Гкал	407,88
16	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	67660,26



Рисунок 11-6. Структура затрат ОАО «ВКуЭХ» на 2011.

Таблица 11-17. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ВКуЭХ» на 2012 год (план).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2012 г. (план)
1	Расходы на компенсацию затрат (потерь) ресурсов на технологические цели, всего:	тыс. руб.	150204,88
1.1	затрат (потерь) теплоносителей (пар, гор. вода)	тыс. руб.	4731,65
1.2	потерь тепловой энергии	тыс. руб.	145473,23
2	Электрическая энергия на технологические цели	тыс. руб.	36401,77
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	89805,62
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	30713,52
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	176245,12
5.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	84796,06
5.2	Затраты на ремонт	тыс. руб.	91449,06
5.3	Отчисления в ремонтный фонд	тыс. руб.	0,00
5.4	Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	0,00
5.4.1	вода на технические нужды	тыс. руб.	0,00
5.4.2	содержание автотранспорта	тыс. руб.	
6	Расходы по подготовке и освоению производства (пусковые работы)	тыс. руб.	0,00
7	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	62745,42
7.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	27024,44

7.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	9242,36
7.3	Амортизация	тыс. руб.	4088,98
7.4	Электроэнергия на производственные нужды	тыс. руб.	786,94
7.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
7.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
7.7	Прочие расходы	тыс. руб.	21602,71
8	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	32993,05
8.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	16393,63
8.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	5606,62
8.3	Амортизация	тыс. руб.	357,74
8.4	Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	524,76
8.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
8.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
8.7	Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00
8.8	Средства на страхование	тыс. руб.	1607,76
8.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	6,96
8.10	Арендная плата	тыс. руб.	0,00
8.11	Лизинговые платежи	тыс. руб.	0,00
8.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.	5680,36
8.12.1	транспортный налог	тыс. руб.	235,90
8.12.2	земельный налог	тыс. руб.	0,00
8.12.3	налог на имущество	тыс. руб.	5444,46
8.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.	0,00
8.13	Прочие расходы	тыс. руб.	2815,20
9	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	579109,38
10	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	9573,50
10.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс. руб.	0,00
11	Товарная продукция	тыс. руб.	588682,88
12	Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,00
13	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00
14	НВВ *	тыс. руб.	588682,88
15	Тариф	руб./Гкал	390,88
16	Тариф на услуги по передаче тепловой (по присоединенной мощности) энергии	руб./Гкал/час	60837,78

11.2.3 Анализ структуры ОАО «Таттепλοςбыт»

Таблица 11-18. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «Таттепλοςбыт» на 2011 год (факт).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2011 г. (факт)
1	Топливо на технологические цели, всего, в том числе:	тыс. руб.	0,00
1.1	Газ	тыс. руб.	0,00
1.2	Уголь	тыс. руб.	0,00
1.3	Мазут (жидкое топливо)	тыс. руб.	0,00
1.4	Прочие виды топлива	тыс. руб.	0,00
2	Сырье, основные материалы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
2.1	Вода на технологические цели	тыс. руб.	0,00
2.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс. руб.	0,00
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	0,00
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	0,00
5	Электроэнергия на технологические цели	тыс. руб.	0,00
6	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	0,00
6.2	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
7	Оплата покупной тепловой энергии	тыс. руб.	8810417,92
8	Расходы по подготовке и освоению производства (пусконаладочные работы)	тыс. руб.	0,00
9	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	163,11
9.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	0,00
9.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	0,00
9.3	Амортизация	тыс. руб.	0,00
9.4	Электроэнергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0,00
9.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
9.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
9.7	Расходы на охрану труда	тыс. руб.	163,11
9.8	Прочие расходы	тыс. руб.	0,00
10	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	172827,26
10.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	94021,87
10.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	27226,61
10.3	Амортизация	тыс. руб.	0,00
10.4	Электроэнергия	тыс. руб.	224,02
10.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
10.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	14,79
10.7	Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	250,00
10.8	Средства на страхование	тыс. руб.	256,93
10.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	0,21
10.10	Арендная плата	тыс. руб.	17912,21
10.11	Лизинговые платежи	тыс. руб.	234,78
10.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.	0,00
10.12.1	транспортный налог	тыс. руб.	0,00

10.12.2	земельный налог	тыс. руб.	0,00
10.12.3	налог на имущество	тыс. руб.	0,00
10.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.	0,00
10.13	Прочие расходы	тыс. руб.	32685,84
11	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	8983408,28
12	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	170423,16
12.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс. руб.	0,00
13	Товарная продукция	тыс. руб.	9153831,44
14	Недополученный по независящим причинам доход (с приложением обосновывающих документов)	тыс. руб.	0,00
15	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00
16	НВВ *	тыс. руб.	9153831,44
16.1	Горячая вода	тыс. руб.	
16.2	Отборный пар		
16.2.1	от 1,2 до 2,5 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.2.2	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.2.3	от 7,0 до 13,0 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.2.4	свыше 13,0 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.3	Острый и редуцированный пар	тыс. руб.	
17	Тариф	руб./Гкал	702,80

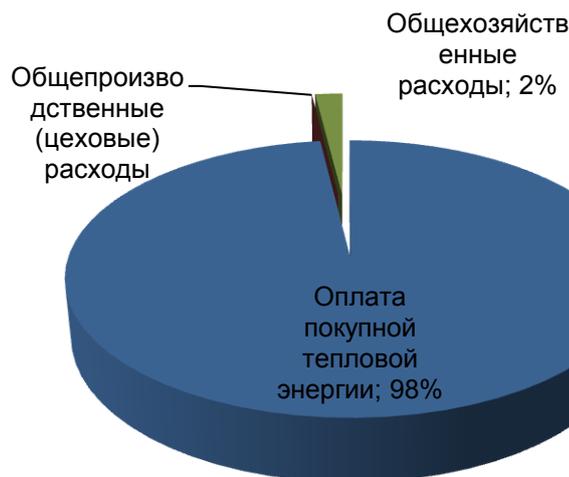


Рисунок 11-7. Структура затрат ОАО «Таттепλοςбыт» на 2011

Таблица 11-19. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «Таттепλοςбыт» на 2012 год (план).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2012 г. (план)
1	Топливо на технологические цели, всего, в том числе:	тыс. руб.	0,00
1.1	Газ	тыс. руб.	0,00
1.2	Уголь	тыс. руб.	0,00
1.3	Мазут (жидкое топливо)	тыс. руб.	0,00
1.4	Прочие виды топлива	тыс. руб.	0,00
2	Сырье, основные материалы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
2.1	Вода на технологические цели	тыс. руб.	0,00
2.2	Вспомогательные материалы (химреагенты)	тыс. руб.	0,00
3	Основная и дополнительная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	0,00

4	Отчисления на соц. нужды с оплаты производственных рабочих	тыс. руб.	0,00
5	Электроэнергия на технологические цели	тыс. руб.	0,00
6	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования в том числе:	тыс. руб.	0,00
6.1	Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	0,00
6.2	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
7	Оплата покупной тепловой энергии	тыс. руб.	0,00
8	Расходы по подготовке и освоению производства (пусконаладочные работы)	тыс. руб.	0,00
9	Общепроизводственные (цеховые) расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	0,00
9.1	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	0,00
9.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	0,00
9.3	Амортизация	тыс. руб.	0,00
9.4	Электроэнергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0,00
9.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	0,00
9.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
9.7	Расходы на охрану труда	тыс. руб.	0,00
9.8	Прочие расходы	тыс. руб.	0,00
10	Общехозяйственные расходы, всего, в том числе:	тыс. руб.	187334,73
10.1	Фонд оплаты труда АУП	тыс. руб.	87532,58
10.2	Отчисления на соц. нужды	тыс. руб.	25384,45
10.3	Амортизация	тыс. руб.	0,00
10.4	Электроэнергия	тыс. руб.	406,01
10.5	Затраты на ремонт	тыс. руб.	2910,31
10.6	Водоснабжение и водоотведение	тыс. руб.	0,00
10.7	Целевые средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00
10.8	Средства на страхование	тыс. руб.	566,70
10.9	Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ	тыс. руб.	0,00
10.10	Арендная плата	тыс. руб.	19783,35
10.11	Лизинговые платежи	тыс. руб.	3955,65
10.12	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы) всего, в том числе:	тыс. руб.	32,54
10.12.1	транспортный налог	тыс. руб.	0,00
10.12.2	земельный налог	тыс. руб.	0,00
10.12.3	налог на имущество	тыс. руб.	5,75
10.12.4	другие налоги и обязательные сборы и платежи по организации	тыс. руб.	26,79
10.13	Прочие расходы	тыс. руб.	46763,15
11	Всего расходов по полной себестоимости	тыс. руб.	187334,73
12	Прибыль, (-) убыток	тыс. руб.	16683,15
12.1	капитальные вложения (инвестиции)	тыс. руб.	0,00
13	Товарная продукция	тыс. руб.	204017,88
14	Недополученный по независящим причинам доход (с приложением обосновывающих документов)	тыс. руб.	99859,24
15	Избыток средств, полученный в предыдущем периоде регулирования	тыс. руб.	0,00
16	НВВ *	тыс. руб.	303877,12
16.1	Горячая вода	тыс. руб.	
16.2	Отборный пар		

16.2.1	от 1,2 до 2,5 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.2.2	от 2,5 до 7,0 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.2.3	от 7,0 до 13,0 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.2.4	свыше 13,0 кгс/кв.см	тыс. руб.	
16.3	Острый и редуцированный пар	тыс. руб.	
17	Тариф	руб./Гкал	10,99

11.2.4 Анализ структуры ОАО «ТГК-16»

Таблица 11-20. Структура тарифа на передачу тепловой энергии ОАО «ТГК-16» на 2012 год (утвержденные).

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2012 г. 1-е полугодие	2012 г. 2-е полугодие	2012 г.
1	Сырье, основные материалы	тыс. руб.	171,7	176,8	348,50
2	Вспомогательные материалы	тыс. руб.	46 424,80	44 593,51	91 018,31
3	Работы и услуги производ. характера	тыс. руб.	14 250,80	14 678,35	28 929,15
4	Топливо на технологические цели	тыс. руб.	3 411 342,30	3 623 335,70	7 034 678,00
5	Энергия	тыс. руб.	103,00	0,00	103,00
6	Затраты на оплату труда	тыс. руб.	192 648,80	115 811,69	308 460,49
7	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	53 941,70	32 427,30	86 369,00
8	Амортизация основных фондов	тыс. руб.	146 206,50	146 206,50	292 413,00
9	Прочие затраты всего	тыс. руб.	331 653	0	331 653
9.1.	Ремонт	тыс. руб.	188 931,90	0	188 931,90
9.2.	Средства на НИОКР	тыс. руб.	0,00	0	0,00
9.3.	Средства на страхование	тыс. руб.	11 158,50	0	11 158,50
9.4.	Плата за предельно допустимые выбросы	тыс. руб.	2 364,20	0	2 364,20
9.5.	Водный налог	тыс. руб.	47,80	0	47,80
9.6.	Непроизводственные расходы (налоги и другие обязательные платежи и сборы)	тыс. руб.	26 811	0	26 811
9.6.1.	Налог на землю	тыс. руб.	26 800,30	0	26 800,30
9.6.2.	Транспортный налог	тыс. руб.	10,2	0	10,2
9.7.	Другие	тыс. руб.	102 340,11	0	102 340,11
10	Итого затрат	тыс. руб.	4 196 743	3 977 230	8 173 972
	Недополученный по независящим причинам доход				
11	Прибыль на развитие производства	тыс. руб.	0	0	0
12	Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	4 362,10	4 584,50	8 946,60
13	Дивиденды	тыс. руб.	0	0	0
14	Налог на прибыль	тыс. руб.	7 901,70	7 957,30	15 859,00
15	Налог на имущество	тыс. руб.	30 064,30	30 064,30	60 128,60
16	Прибыль на прочие цели	тыс. руб.	27 244,90	27 244,90	54 489,80
17	Прибыль от производства тепловой энергии	тыс. руб.	69 573	69 851	139 424
18	Товарная продукция от производства теплоэнергии	тыс. руб.	4 266 316	4 047 081	8 313 396
19	Отпуск теплоэнергии в сеть	тыс. Гкал	9 157,70	8 420,27	17 577,97
	горячая вода		2 317,94	1 538,91	3 856,85
	пар 2,5-7 кгс/см ²				0,00
	пар 7-13 кгс/см ²		509,35	514,53	1 023,88
	пар свыше 13 кгс/см ²		5 085,37	5 034,52	10 119,89
	острый и редуцированный пар		1 245,04	1 332,31	2 577,35
20	Средний тариф на	руб./Гкал	465,9	480,6	472,9

	производство тепловой энергии				
	в том числе:				
	горячая вода		369,79	361,76	366,59
	пар 2,5-7 кгс/см2		0,00	0,00	
	пар 7-13 кгс/см2		449,95	452,08	451,02
	пар свыше 13 кгс/см2		494,18	501,90	498,02
	острый и редуцированный пар		535,64	548,62	542,35

11.2.5 Анализ структуры ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Таблица 11-21. Структура тарифа на тепловую энергию ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

№ п/п	Наименование показателя	2011 год	2012 год
		%	%
1	Топливо на технологические цели	76,85	70,86
2	Прочие затраты	18,17	25,46
3	Прибыль на развитие производства	1,85	0,00
4	Прибыль на социальное развитие	0,29	0,45
5	Налоги	1,77	2,02
6	Прибыль на прочие цели	1,07	1,21
7	Итого	100	100

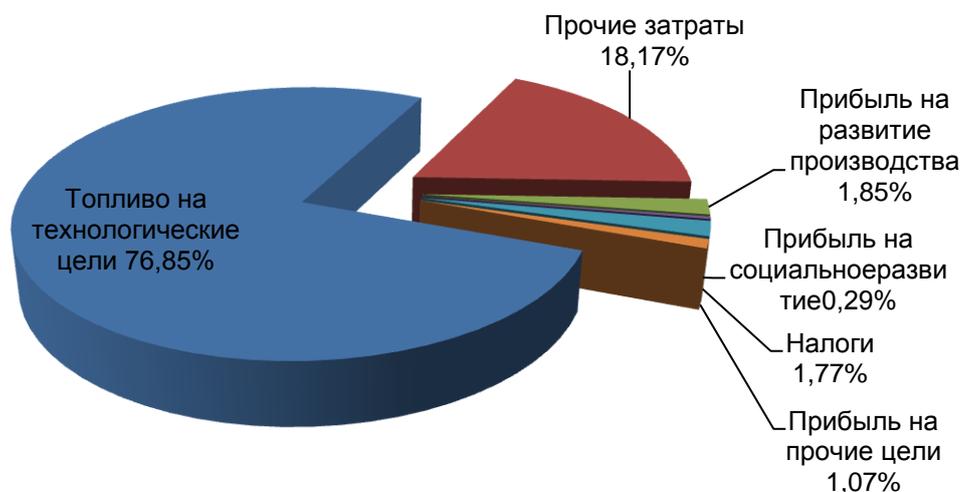


Рисунок 11-8. Структура затрат ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2011.

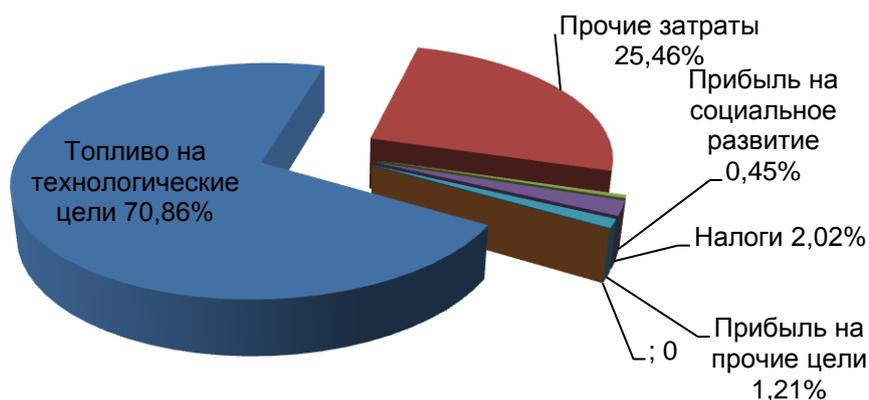


Рисунок 11-9. Структура затрат ООО «Нижнекамская ТЭЦ» на 2012.

Таблица 11-22. Тарифы на тепловую энергию ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

№ п/п	Теплоноситель	Ед.изм.	2011 год	2012 год	
			01.01.2011- 31.12.2011	01.01.2012- 30.06.2012	01.07.2012- 31.12.2012
1	Горячая вода	Руб./Гкал	431,48	488,80	268,16
2	Отборный пар давлением свыше 13 кг/кв.см.	Руб./Гкал	569,12	628,15	388,84
3	Острый и редуцированный пар	Руб./Гкал	-	674,60	429,06

11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступлений денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата на подключение к тепловым сетям устанавливается для лиц, осуществляющих строительство и (или) реконструкцию здания, сооружения, иного объекта, в случае, если данное строительство, реконструкция влекут за собой увеличение нагрузки.

Плата за подключение вносится на основании публичного договора, заключаемого теплосетевой организацией с обратившимися к ней лицами, осуществляющими строительство и (или) реконструкцию объекта.

Указанный договор определяет порядок и условия подключения объекта к тепловым сетям, порядок внесения платы за подключение.

Плата за работы по присоединению внутриплощадочных и (или) внутридомовых сетей построенного (реконструированного) объекта капитального строительства в точке подключения к тепловым сетям Общества определяется соглашением сторон. В состав данной платы включаются:

- работы по врезке построенных сетей в существующую сеть;
- объем сливого, в результате выполнения работ по присоединению объектов заказчика к тепловой сети, теплоносителя и объем потерянной с теплоносителем тепловой энергии по тарифам, утвержденным в установленном законодательством порядке

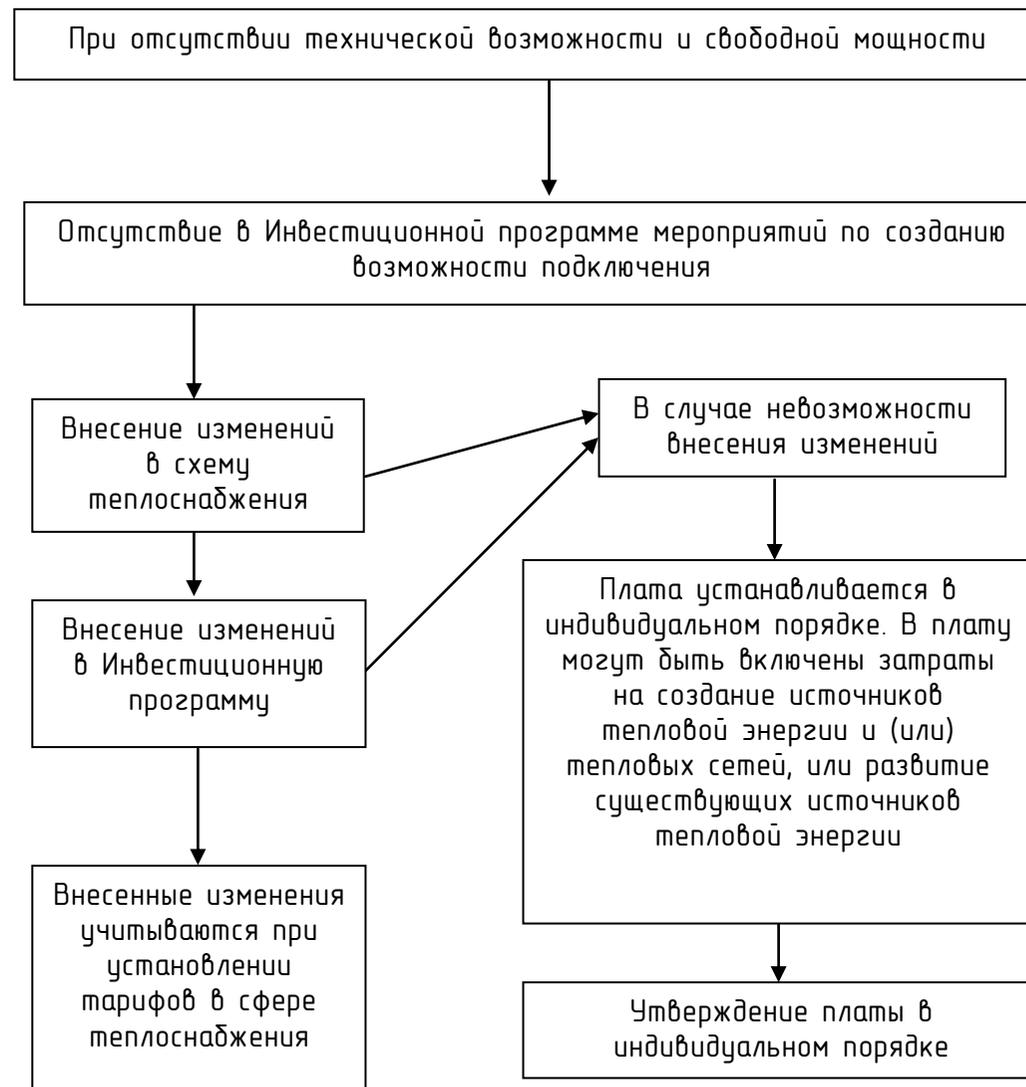
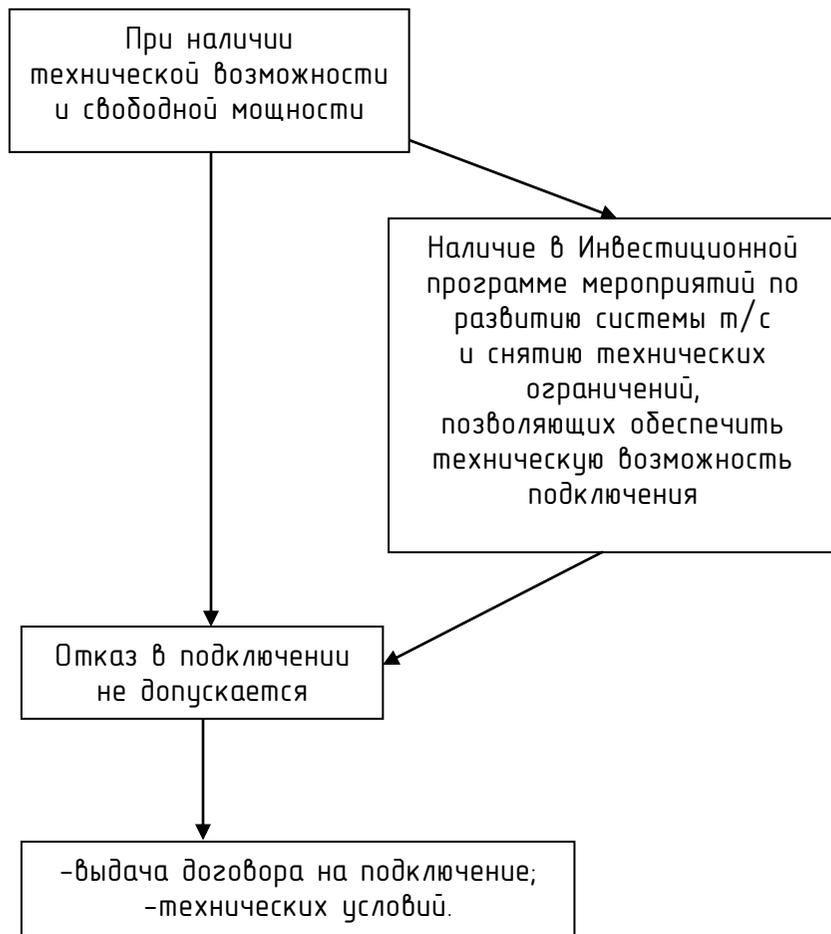


Рисунок 11-10. Подключение объекта к системе теплоснабжения.

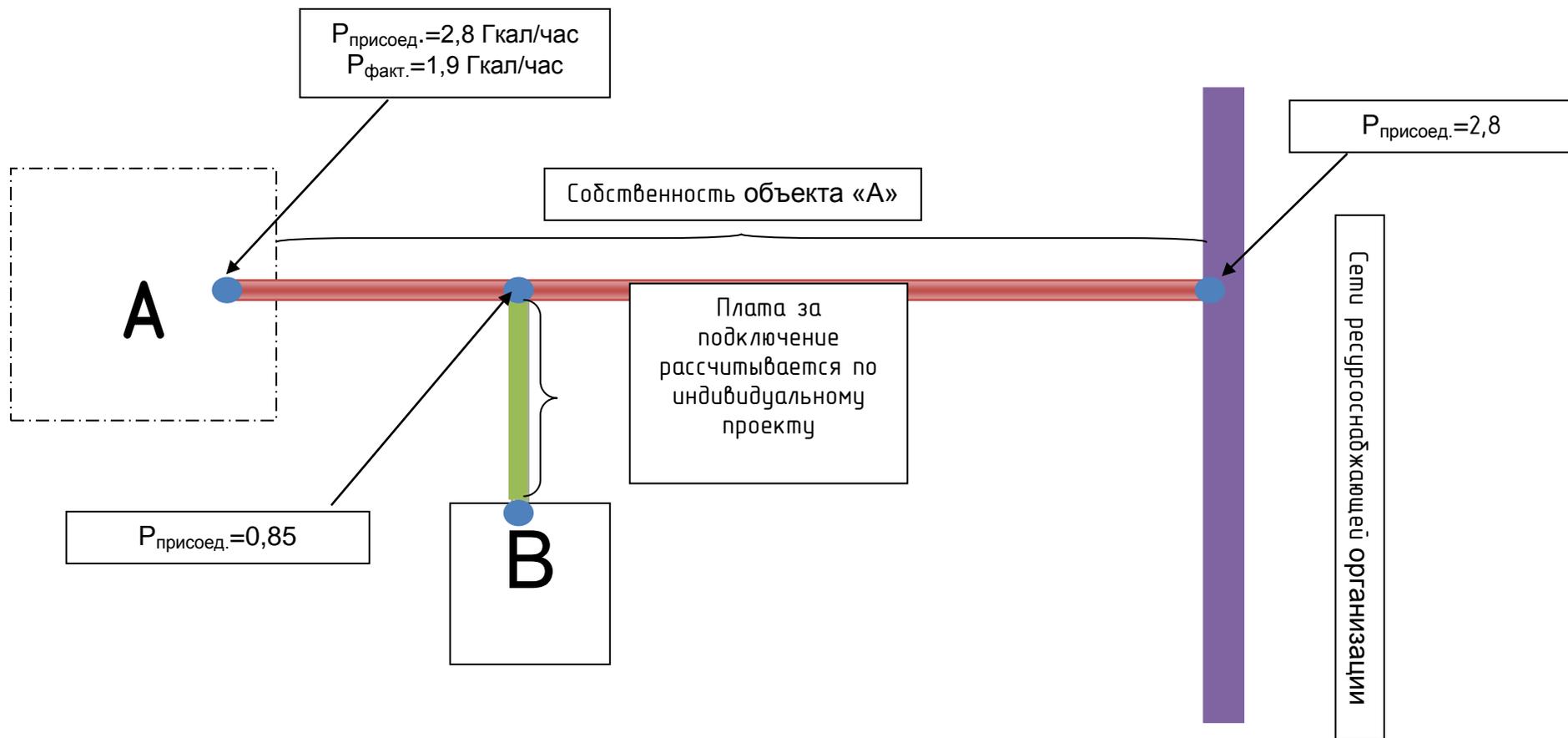


Рисунок 11-11 Подключение к системе теплоснабжения. Уступка права на использование мощности одного потребителя в пользу другого потребителя, заинтересованного в подключении.



Рисунок 11-12. Схема определения тарифа на подключение

При наличии установленной платы за подключение:

1. Объекты, необходимые для обеспечения подключения Заказчика, строятся ОКК.
2. Граница раздела по балансовой принадлежности устанавливается на границе земельного участка Заказчика.
3. Строительство объектов финансируется за счет платы за подключение.
4. Объекты, построенные согласно инвестиционной программы, находятся в собственности ОКК.

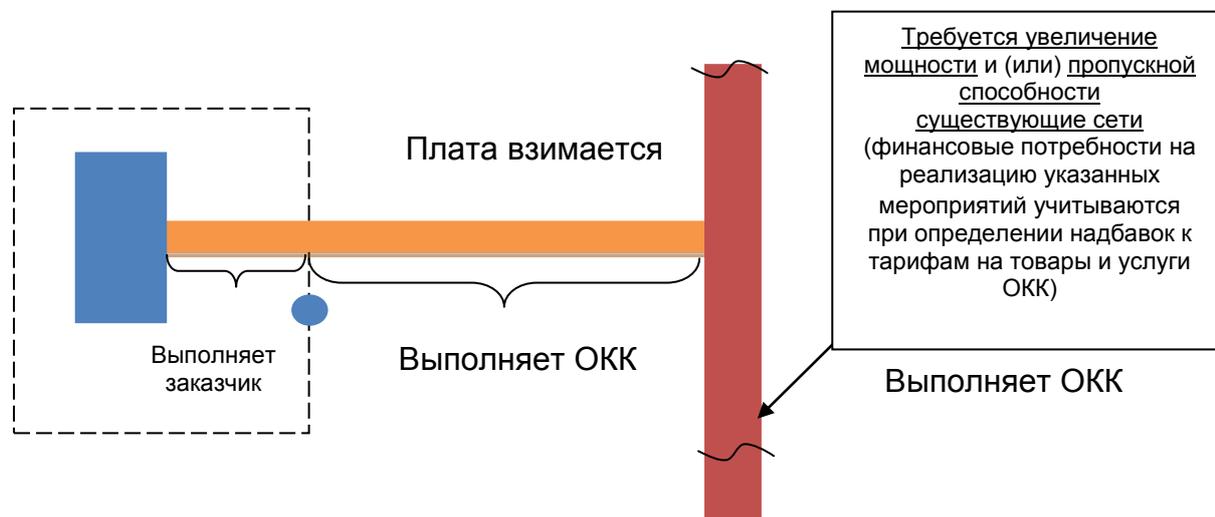


Рисунок 11-13. Процедура при наличии платы за подключение.

При отсутствии платы за подключение:

1. Технические условия выполняются Заявителем и за счет Заявителя.
2. Граница раздела по балансовой принадлежности устанавливается на существующих объектах ОКК.
3. Объекты, построенные согласно техническим условиям, находятся в собственности Заявителя.

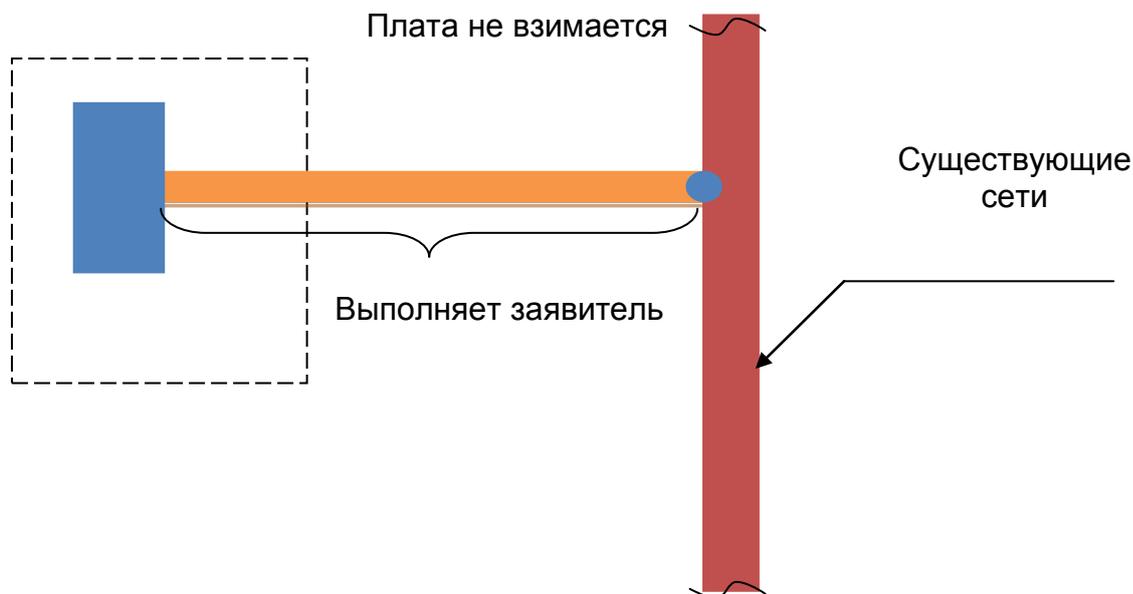


Рисунок 11-14. Процедура при отсутствии платы за подключение.

11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Согласно ч.3 ст. 13 ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. (20) потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловую энергию (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора, в случаях, предусмотренных настоящим Федеральным законом, в порядке, установленном статьей 16 настоящего Федерального закона.

В соответствии со ст. 16 ФЗ-190:

1. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.
2. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.
3. Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

При этом нормы ФЗ четко не определяют, каким именно соглашением размер платы подлежит регулированию. В связи с этим представляется, что размер платы может быть урегулирован как в рамках договора оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, так и в рамках самостоятельного формализованного соглашения сторон о размере платы, либо же посредством включения условия о размере платы непосредственно в договор теплоснабжения.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, в рассматриваемый период 2009 – 2012гг. не взималась.

Решения об установлении тарифов на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям, платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии, а также платы за подключение к системе теплоснабжения на 2013 год принимаются органами регулирования в течение одного месяца со дня вступления в силу методических указаний, предусмотренных подпунктом «а» пункта 3 постановления от 22 октября 2012 г. №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».

12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА

12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

В настоящее время в городе Нижнекамск обслуживаются 70941 м водяных тепловых сетей, в том числе подземной прокладки 33165 м. Средний диаметр магистральных тепловодов, находящихся на балансе ОАО «НЧТК» по району составляет 652 мм.

Снабжение теплом осуществляется от Нижнекамских ТЭЦ. Распределение внутриквартального теплоснабжения и подготовка горячей воды осуществляется в 96-ти центральных тепловых пунктах.

Схема теплоснабжения традиционная – централизованная, с закрытым разбором.

Централизованное теплоснабжение является экологически безопасным и надежным способом обеспечения теплом. Но имеет ряд недостатков.

Основным недостатком систем централизованного теплоснабжения крупных городов является применение центрального регулирования теплового потребления по совмещенной нагрузке – отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Подача теплоты потребителям производится по усредненному параметру для каждого вида тепловой нагрузки, измеряемому в одной или нескольких контрольных точках, и в качестве основного метода центрального регулирования принят качественный метод, заключающийся в регулировании отпуска тепла за счет изменения температуры теплоносителя на входе в местные отопительные системы при сохранении постоянного количества (расхода) теплоносителя. При этом температура в подающем трубопроводе тепловой сети не должна снижаться ниже уровня, определяемого условиями горячего водоснабжения, температура в местах водоразбора должна быть не менее 60°C при закрытой схеме теплоснабжения.

Основная часть внутриквартальных тепловых сетей города Нижнекамск, находящихся на балансе ОАО «ВКуЭХ» введена в эксплуатацию в 1970–1980г.г.

На сегодняшний день протяженность тепловых сетей г.Нижнекамска требующих замены составляет 160,2 км из 270,7 км (в 2-х трубном измерении), износ тепловых сетей составляет – 59 %.

Также необходимо отметить о высоких тепловых потерях при транспортировке тепловой энергии, причинами которых являются изношенность трубопроводов тепловых сетей, использование минераловатной изоляции.

Решением данных проблем послужит реконструкция тепловых сетей с использованием современных изолирующих материалов (например, ППУ трубы), использование при прокладке сетей ГВС трубопроводы из «сшитого» полиэтилена, капитальный ремонт внутриквартальных сетей с реконструкцией подземных ЦТП.

Из-за отсутствия средств на поддержание сетей в исправном состоянии коммунальными службами города Нижнекамск было демонтировано порядка 95 км циркуляционных трубопроводов ГВС.

Кроме того в городе имеются подземные ЦТП, в которых проектом предусмотрена однотрубная прокладка сетей горячего водоснабжения, т.е. без циркуляционных трубопроводов – это 18 км сетей, что приводит к увеличению расхода на подпитку в них.

Восстановление циркуляционных линий горячего водоснабжения с применением полимерных материалов позволит вести экономичный режим подготовки горячей воды за счет снижения затрат на тепловую и электрическую энергию (частотное регулирование), повысит качество предоставляемых коммунальных услуг.

12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения

Подземные ЦТП в городе Нижнекамск введены в эксплуатацию 1962–1969 годах. И на сегодняшний день в них установлено оборудование, которое имеет как физический, так и моральный износ (теплообменники, насосы). Для безопасного теплоснабжения города необходимо провести их модернизацию.

Физический износ теплообменников в ЦТП приводит к увеличению накипеобразования в водогрейных котлах и снижению их КПД.

В качестве решения данной проблемы можно рассмотреть вариант установки кожухотрубчатых теплообменников нового поколения из нержавеющей стали (водоводяные подогреватели интенсифицированные). Они позволяют снизить затраты тепловой энергии на подогрев теплофикационной воды в системе квартального отопления. Снижение происходит за счет того, что в новых аппаратах применены нержавеющие трубки с накаткой кольцевых турбулизаторов потока жидкости на их внутренней поверхности. Данное техническое решение позволит снять проблему отложений в трудном пространстве и увеличить коэффициент теплопередачи в трубах более, чем в два раза. При этом гидравлические потери на теплообменниках отопления сведены к «0». Благодаря этому использование новых теплообменных аппаратов дает возможность выдерживать температуру горячей воды не ниже 60°C на выходе из ЦТП в часы максимального водоразбора.

Не соответствует современным требованиям система диспетчеризации системы теплоснабжения на разных уровнях (ЦТП, жилые дома, промышленные теплопотребители), что не позволяет своевременно обнаруживать и предотвращать отключения в работе систем теплоснабжения, осуществлять постоянный контроль за основными параметрами систем, своевременно предупреждать и ликвидировать нештатные ситуации.

Реконструкция подземных ЦТП с заменой и установкой более усовершенствованного и технологичного оборудования в ЦТП, позволит оперативно передавать данные о потерях для их дальнейшего предотвращения, непосредственно на пульт в диспетчерскую службу.

Реконструкция данных ЦТП позволит провести автоматизацию и диспетчеризацию, что приведет к снижению технологических потерь и эксплуатационных расходов одновременно с повышением оперативности и эффективности обслуживания. Контроль будет осуществляться круглосуточно, что дает возможность своевременно корректировать параметры протекания технологических процессов.

Автоматизация, диспетчеризация центральных и индивидуальных тепловых пунктов позволяет:

- регулирование подачи теплоты в системы отопления в зависимости от изменения параметров наружного воздуха;
- ограничивает максимальный расход воды из тепловой сети на тепловой пункт путем перекрытия клапана регулятора теплоты на отопление;
- поддерживает требуемый перепад давлений в подающем и обратном трубопроводе тепловых сетей на вводе индивидуальных тепловых пунктов;
- поддерживает заданную температуру воды, которая поступает в систему горячего водоснабжения здания;
- возможность фиксировать различные сезоны реализуется зима, лето, межсезонье – и определить алгоритм работы системы для каждого такого периода.

В системе автоматизации реализована очень удобная функция поддержки графика съема тепла, которая нужна для соблюдения температурного графика

Работы по реконструкции подземных ЦТП в городе Нижнекамск уже начаты. Завершение работ по автоматизации технологических процессов в оставшихся ЦТП позволит создать единую систему диспетчеризации, повысить качество коммунальных услуг теплоснабжения и подачи горячей воды, существенно снизить потребление электрической и тепловой энергии.

Перепад между источниками тепла и городом Нижнекамск (статический перепад) достигает 90–120 метров соответственно. Это предъявляет особые требования к работе регулирующих устройств, средств защиты от повышенного давления, а так же насосного оборудования семи насосных станций с общей установленной производительностью 32 000 м³/ч, которое установлено на трубопроводах обратной сетевой воды и предназначено для возврата сетевой воды на источники теплоснабжения. Для защиты систем теплоснабжения потребителей на насосных станциях установлены приборы гидравлической автоматики с регулирующими клапанами на подающих трубопроводах.

Также для повышения надежности теплоснабжения необходимо установить узлы учета на границе с источниками тепловой энергии города Нижнекамск.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

В планах развития города предусмотрен ввод жилья и социальных объектов, предполагается увеличение тепловой нагрузки, что приведет к дефициту тепловой энергии. Для предупреждения кризиса развития, необходимо провести реконструкцию магистральных сетей теплоснабжения, строительство новых тепловых сетей, перекладку ряда участков тепловых сетей на большие диаметры, реконструкцию ПНС с увеличением мощности перекачивающих насосов.

При строительстве новых жилых микрорайонов предусматривать ИТП, вместо ЦТП. Преимущества ИТП:

- организация достоверного учета ГВС (ЧРП) позволяет снизить расход горячей воды на 20%;
- индивидуальная регулировка системы отопления здания приводит к снижению на 10% потребляемой системой тепловой мощности и поддержанию комфортного температурного режима;
- индивидуальная регулировка режима циркуляции ГВС снижает на 5–10% потребление электрической энергии циркуляционными насосами ГВС;
- приборы учета включены в комплектацию ИТП. Инвестиционная стоимость отдельного узла учета тепловой энергии составят не менее 250 тыс. руб., а в составе ИТП – в размере 60–80 тыс. руб.

На внутриквартальных сетях:

- ликвидация сетей ГВС и вентиляции экономит 40–60% средств на перекладку сетей и снижает на 50% утечки сетевой воды;
- оптимизация схемы внутриквартальных сетей за счет уменьшения их протяженности позволяет сократить на 50% затраты на перекладку трубопроводов;
- снижение температуры теплоносителя в обратном трубопроводе приводит к уменьшению на 3% удельного расхода сетевой воды и увеличению пропускной способности трубопроводов.

Для надежного теплоснабжения необходимо разработать и реализовать механизм долевого участия предприятий и организаций города Нижнекамск, подключающихся к коммуникациям теплоснабжения.

11.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Город Нижнекамск является крупным промышленным городом. Наличие постоянных тепловых нагрузок, обусловленных промышленным потреблением, ставит высокие требования по надежному и эффективному снабжению топливом существующие ТЭЦ города. Между

теплоэлектроцентралями и дочерней компанией ОАО «Газром»-ЗАО «Татгазинвест» был заключен договор на поставку природного газа, который является основным видом топлива. Поставка газа осуществляется по газопроводу-отводу. Поставки резервного топлива – мазута – осуществляется с ОАО «ТАИФ-НК», расположенным в непосредственной близости с теплоэлектроцентралями.

11.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.

БИБЛИОГРАФИЯ

1. Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. *О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения.*
2. *Техническое задание на разработку схемы теплоснабжения г.Нижнекамск на период до 2028 г.*
3. *Генеральный план развития города Нижнекамск на период до 2025 г.*
4. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №115 от 24 марта 2003 г. *Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок.*
5. **Соколов, А. Я.** *Теплофикация и тепловые сети.* Москва : Издательство МЭИ, 2001.
6. **РАО "ЕЭС России".** Свод правил по проектированию тепловых электрических станций. *СП ТЭС-2007.*
7. СНиП 2.01.01-82. *Строительная климатология.*
8. ГОСТ 2874-82. *Вода питьевая. Гигиенические требования.*
9. Федеральный закон РФ от 27 ноября 2009 г. №261-ФЗ. *О энергосбережении.*
10. **Самойленко, Н. И. и Сенчук, Т. С.** *Функциональная надежность магистральных трубопроводных транспортных систем: Монография.* Харьков : "НТМТ", 2009.
11. *Функциональная надежность тепловых сетей Казани: теория и практика.* **Ваньков, Ю. В., и др.** [ред.] Н. К. Юрков. Пенза : Пенз. ГУ, 2012. Труды Международного симпозиума "надежность и качество - 2012". Т. 1.
12. *Обеспечение надежности тепловых сетей при проектировании новых объектов, реконструкции и авторском надзоре.* **Ваньков, Ю. В., и др.** №4(24), 2011 г., Энергетика Татарстана.
13. Федеральный закон РФ от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ. *О теплоснабжении.*
14. МДС 41-6.2000. *Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ.*
15. *Обоснование схем и расчет надежности систем тепловых сетей.* **Ионин, А. А.** №9, 1990 г., Теплоэнергетика, стр. 16-19.
16. **Попырин, Л. С., Светлов, К. С. и Беляева, Г. М.** *Исследование систем теплоснабжения.* б.м. : Наука, 1989.
17. **Юфа, А. И. и Носулько, Д. Р.** *Комплексная автоматизация теплоснабжения.* Москва : Техника, 1988.
18. **Ионин, А. А.** *Надежность систем тепловых сетей.* Москва : Стройиздат, 1989.
19. *Повышение надежности систем теплоснабжения за счет рационализации построения схемных решений.* **Калинин, Н. В., и др.** №1, май 2008 г., Надежность и безопасность энергетики.
20. *Технико-технологическая и эколого-экономическая надежность бесканальных тепловых сетей.* **Кикичев, Н. Г.** №12, 2006 г., Известия Южного Федерального Университета. Технические науки, Т. 67, стр. 142-146.
21. **Ионин, А. А., и др.** *Теплоснабжение: Учебник для ВУЗов.* [ред.] А. А. Ионин. Москва : Стройиздат, 1982.
22. *Тепловая изоляция и энергосбережение.* **Обваренко, Е. Г., и др.** №2, 1999 г., Энергосбережение.
23. *О повышении надежности и энергоэффективности тепловых сетей.* *vniper.ru.* [В Интернете] http://www.vniper.ru/nadezhnost_teplovyih_setey.html.
24. *Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое.* **Папушкин, В. Н.** №9, 2010 г., Новости теплоснабжения, стр. 10-15.
25. **Половко, А. М. и Гуров, С. В.** *Основы теории надежности.* 2-е, перераб. и доп. Санкт-Петербург : БХВ-Петербург, 2006.
26. **ОАО "ВНИПИэнергопром".** *Методические рекомендации по разработке и реализации программ комплексного развития систем теплоснабжения, расположенных в границах муниципальных образований.* Москва : б.н.
27. *О проекте Федерального Закона "О теплоснабжении".* №6, 2010 г., Новости теплоснабжения.
28. **Александровская, Л. Н., Афанасьев, А. П. и Ливос, А. А.** *Современные методы безотказности сложных технических систем: Учебник.* Москва : Логос, 2001.

29. *Повышение эффективности в системах теплоснабжения. Часть 1. Проблемы российских систем теплоснабжения.* Башмаков, И. А. №2, 2010 г., Энергосбережение.
30. *Беляев, Ю. К., Богатырев, В. А. и Болотин, В. В. Надежность технических систем: Справочник.* [ред.] И. А. Ушаков. Москва : Радио и связь, 1985.
31. *Виноградов, Ю. И., Векштейн, Л. М. и Соболев, И. Д. Промышленное теплоснабжение.* б.м. : Техника, 1975.
32. *Анализ эффективной и надежной работы системы теплоснабжения.* Гафаров, Х. А. №5, 2003 г., Новости теплоснабжения.
33. *Методы диагностики тепловых сетей, применяемые в реальных условиях эксплуатации действующих тепловых сетей ОАО "МТК".* Гончаров, А. М. Москва : б.н., 2007. докл. семинар "Техника, технологии и организация работ аварийно-диспетчерских служб теплоснабжающих предприятий", ТГК "Измайлово", 14-16 марта 2007 г. стр. 88-91.
34. *Дегтяренко, А. В. Теплоснабжение: учеб. пособие.* Томск : Изд-во Том. гос. архитектур.-строит. ун-та, 2010.
35. *Обоснование уровня давления при летних гидравлических испытаниях теплопроводов.* Ионин, А. А. и Фридман, Я. Х. №6(10), июнь 2001 г., Новости теплоснабжения, стр. 22-27.
36. *Козин, В. Е., Левина, Т. А. и Марков, А. П. Теплоснабжение: Учебное пособие для студентов ВУЗов.* Москва : Высшая Школа, 1980.
37. *Качество трубопроводов в ППУ изоляции - залог их надежной и эффективной эксплуатации.* Коротцын, В. А. №6, 2008 г., Новости теплоснабжения, стр. 9-15.
38. *Манюк, В. И., и др. Наладка и эксплуатация водяных и тепловых сетей/ Справочник.* Москва : Стройиздат, 1988.
39. *ОАО "Объединение ВНИПИЭнергопром". РД-10-ВЭП. "Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ".* Москва : б.н., 2006 г.
40. *Диагностика трубопроводов тепловых сетей как альтернатива летним опрессовкам.* Самойлов, Е. В. №4, 2003 г., ЖКХ Журнал руководителя и главного бухгалтера.
41. *Семенов, В. Г. Обзор состояния теплоснабжения в регионах России.* *rosteplo.ru.* [В Интернете] http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=588.
42. *Тепловые сети систем централизованного теплоснабжения.* Семенов, В. Г. №5, 2004 г., Энергосбережение.
43. *Сеннова, Е. В. и Сидлер, В. Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем.* Новосибирск : Наука, 1987.
44. *Оценка надежности системы теплоэнергоснабжения предприятия на основе математических моделей.* Серов, В. В., Зиганшин, Ш. Г. и Ваньков, Ю. В. Казань : б.н., 2007. XIX Всероссийская межвузовская научно-техническая конференция, 14-16 мая 2007 г. стр. 93-94.
45. *Развитие методов анализа надежности теплоснабжения.* Стенников, В. А. и Постников, И. В. №5-6, 2010 г., Известия ВУЗов. Проблемы энергетики.
46. *Хрилев, Л. С. и Смирнов, Л. А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения.* [ред.] Е. Я. Соколов. Москва : Энергия, 1987.
47. *Трассировка тепловых сетей.* Шифринсон, Б. Л. и Леонтьева, Т. К. №3, Электрические станции, стр. 6-10.
48. *Вольфберг, Д. Б., [ред.]. Эффективное использование топливно-энергетических ресурсов. Опыт и практика СССР, ВНР, ГДР и ЧССР.* Москва : Энергоатомиздат, 1987.
49. *Яковлев, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения.* Москва : Новости теплоснабжения, 2008.
50. *Энергетическая стратегия и развитие теплоснабжения России.* Яновский, Ф. Б. и Михайлова, С. А. №6, 2003 г., Энергосбережение.
51. РД 10-400-01-2001. *Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей.*
52. СНиП 41-02-2003. *Тепловые сети.*
53. *Соловьев, Ю. П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей.* Москва : Энергия, 1976.
54. *Проектирование тепловых сетей: Справочник проектировщика.* Москва : Стройиздат, 1965.
55. *Рыжкин, В. Я. Тепловые и электрические станции: Учебник для вузов.* [ред.] В. Я. Гиршфельд. 3-е, перераб. и доп. Москва : Энергоатомиздат, 1987.
56. *Энергоэффективность транспорта тепла как составляющая энергоэффективного города.* Кожарин, Ю. В. №4, 2011 г., Энергетика Татарстана.

57. Гиниятуллин, Б. А. Повышение надежности систем функционирования системы "ТЭС-открытая теплосеть": Автореферат на соискание уч. ст. к.т.н. Казань : б.н., 2012 г.
58. *Методические и практические вопросы построения надежных теплоснабжающих систем.* Сеннова, Е. В., Ощепкова, Т. Б. и Мирошниченко, В. В. №4, 1999 г., Известия Академии наук. Энергетика, стр. 65-75.
59. Рекомендации по совершенствованию управления работой котельных и тепловых сетей при комплексной автоматизации систем теплоснабжения городов. Москва : Отдел научно-технической информации АКХ, 1988 г.
60. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 №325. *Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии.*
61. Постановление правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. №306. *Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.*
62. Федеральный закон №188-ФЗ от 29.12.2004. *Жилищный кодекс Российской Федерации (ЖК РФ).*
63. Постановление правительства Российской Федерации №354 от 6 мая 2011 г. *О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домах.*
64. Постановление Кабинета Министров Республики Татарстан №313 от 6 июня 2005 г. *Вопросы Министерства строительства, архитектуры и жилищно-коммунального хозяйства Республики Татарстан.*
65. Приказ №131/0 от 21.08.2012 г. *Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по холодному, горячему водоснабжению и водоотведению в многоквартирных и жилых домах для муниципальных районов (городов) Республики Татарстан.*
66. Приказ №132/0 от 21.08.2012 г. *Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению многоквартирных и жилых домов с централизованными системами теплоснабжения для муниципальных районов (городов) Республики Татарстан.*
67. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации №229 от 19 июня 2003 г. *Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.*
68. Постановление Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству от 27 сентября 2003 г. *Об утверждении Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда.*
69. Постановление Правительства Российской Федерации №526 от 11.07.2001 г. *О реформировании электроэнергетики Российской Федерации.*
70. ПБ 10-573-03. *Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.*