

Общество с ограниченной ответственностью
Инженерный центр «КалидусСити»

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

Н.В. Беляева



ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ»
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ

КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ
ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013 – 2028 годов	64236.СТ-ПСТ.000.000.
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.001.000.
Приложение 1. Источники теплоснабжения. Тепловые сети. Тепловые нагрузки потребителей. Значения потребления тепловой энергии потребителями	64236.ОМ-ПСТ.001.001.
Приложение 2. Результаты гидравлических расчетов	64236.ОМ-ПСТ.001.002.
Приложение 3. Оценка надежности теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.001.003.
Приложение 4. Графическая часть	64236.ОМ-ПСТ.001.004.
Книга 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.002.000.
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа	64236.ОМ-ПСТ.003.000.
Приложение 1. Инструкция пользователя	64236.ОМ-ПСТ.003.001.
Приложение 2. Руководство администратора	64236.ОМ-ПСТ.003.002.
Приложение 3. Графическая часть	64236.ОМ-ПСТ.003.003.
Книга 4. Мастер-план разработки схемы теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.004.000.
Книга 5. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	64236.ОМ-ПСТ.005.000.
Приложение 1. Перспективные гидравлические режимы	64236.ОМ-ПСТ.005.001.
Книга 6. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	64236.ОМ-ПСТ.006.000.
Книга 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	64236.ОМ-ПСТ.007.000.
Книга 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	64236.ОМ-ПСТ.008.000.
Книга 9. Перспективные топливные балансы	64236.ОМ-ПСТ.009.000.

Книга 10. Оценка надежности теплоснабжения	64236.ОМ-ПСТ.010.000.
Книга 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	64236.ОМ-ПСТ.011.000.
Книга 12. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	64236.ОМ-ПСТ.012.000.
Приложение 1. Графическая часть	64236.ОМ-ПСТ.012.001.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень таблиц	8
Перечень рисунков	11
1 Функциональная структура организации теплоснабжения	13
1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций	13
1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей	15
1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями	16
1.4 Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии	16
1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	16
2 Источники тепловой энергии	17
2.1 Общие положения	17
2.2 Источник комбинированной выработки тепла и электроэнергии - Охинская ТЭЦ	20
2.2.1 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)	20
2.2.2 Установленная тепловая мощность теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность	26
2.2.3 Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто	29
2.2.4 Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования	30
2.2.5 Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности	32
2.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок	32
2.2.7 Регулирование отпуска тепловой энергии от ТЭЦ	33
2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ	34
2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети	36
2.2.10 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования ТЭЦ	37
2.2.11 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	44
2.2.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой и электрической энергии городского округа «Охинский»	44
2.2.13 Проектный и установленный топливный режим ТЭЦ	44
2.2.14 Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ	45
2.3 Котельные	52
2.3.1 Состав и технические характеристики основного оборудования	

(структура основного оборудования).....	53
2.3.2 Установленная тепловая мощность оборудования котельных	55
2.3.3 Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто	56
2.3.4 Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования.....	57
2.3.5 Схемы выдачи тепловой мощности котельных	58
2.3.6 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных	59
2.3.7 Среднегодовая загрузка оборудования котельных	59
2.3.8 Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети	64
2.3.9 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельных	64
2.3.10 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	64
2.3.11 Проектный и установленный топливный режим.....	65
2.3.12 Фактические значения технико-экономических показателей работы котельных	66
3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты.....	70
3.1 Общие положения.....	70
3.2 Общая характеристика тепловых сетей	71
3.3 Насосная станция.....	76
3.4 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры. Состояние опорно-подвесной системы и теплоизоляционного слоя.	77
3.5 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Фактические температурные режимы отпуска тепла	78
3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей	82
3.7 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей	83
3.8 Диагностика состояния тепловых сетей и планирование ремонтов тепловых сетей.....	88
3.9 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя.....	89
3.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	93
3.11 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям	93
3.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям.....	94
3.13 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций.....	94
3.14 Защита тепловых сетей от превышения давления	95
3.15 Испытания тепловых сетей	95
3.16 Бесхозные тепловые сети	95

4	Зоны действия источников тепловой энергии в системах теплоснабжения	96
4.1	Зона действия Охинской ТЭЦ на территории городского округа «Охинский»	96
4.2	Зоны действия муниципальных котельных на территории городского округа «Охинский»	98
4.3	Зоны действия ведомственных котельных	98
4.4	Определение эффективного радиуса теплоснабжения.....	99
5	Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии	102
5.1	Тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха	102
5.2	Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	104
5.3	Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии.....	104
5.3.1	Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к централизованным источникам теплоснабжения городского округа «Охинский»	104
5.3.2	Анализ фактического теплоснабжения. Определение фактических тепловых нагрузок	105
5.4	Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	109
6	Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	111
6.1	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по Охинской ТЭЦ	111
6.2	Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным	114
6.3	Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	115
6.4	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 .	115
6.5	Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии	115
7	Балансы теплоносителя	117
8	Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	120
8.1	Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	120

8.2	Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	122
8.3	Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки	122
8.4	Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха	123
9	Надёжность теплоснабжения	124
9.1	Общие положения.....	124
9.2	Исходные данные	124
9.3	Анализ повреждений в тепловых сетях.....	125
9.4	Обработка данных о повреждаемости тепловых сетей.....	125
9.5	Восстановление (продолжительность ремонтов) тепловых сетей	129
9.6	Результаты расчетов	130
10	Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	133
11	Тарифы в системе теплоснабжения.....	140
11.1	Утвержденные тарифы на тепловую энергию. Структура тарифов	140
11.2	Плата за подключение к системе теплоснабжения.....	144
11.3	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности..	144
12	Описание существующих технических и технологических проблем	145
12.1	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения	145
12.2	Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения	147
12.3	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	148
12.4	Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	149
12.5	Базовые целевые показатели системы теплоснабжения.....	149

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 – Источники теплоснабжения Охинского городского округа	17
Таблица 2.2 – Основные технические характеристики турбоагрегатов ТЭЦ на конец 2011 года	24
Таблица 2.3 – Основные технические характеристики энергетических котлов ТЭЦ на конец 2011 года	25
Таблица 2.4 – Установленная, располагаемая и рабочая электрические мощности в 2011 году.....	26
Таблица 2.5 – Установленная, располагаемая и рабочая электрические мощности ТЭЦ.....	27
Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Охинской ТЭЦ на конец 2011 года.....	29
Таблица 2.7 – Собственные нужды и тепловая мощность нетто Охинской ТЭЦ.....	30
Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса основного оборудования ТЭЦ г. Охи на конец 2011 г.	30
Таблица 2.9 – Приборы учета, установленные на выводах ТЭЦ.....	36
Таблица 2.10 – Статистика технологических нарушений на ТЭЦ за 2008-2012 годы	38
Таблица 2.11 – Статистика технологических нарушений на ТЭЦ по видам основного и вспомогательного оборудования за 2008-2012 гг.	43
Таблица 2.12 – Характеристика сжигаемого топлива.....	45
Таблица 2.13 – Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ за 2008-2012 годы.....	46
Основной парк котельного оборудования муниципальных котельных представлен в таблице 2.14. Суммарная установленная мощность котельных составляет 27,35 Гкал/ч.....	53
Таблица 2.15 – Технические характеристики котельного оборудования по состоянию на 2013 год.....	54
Таблица 2.16 - Величина потребления тепловой мощности источников на собственные нужды.....	56
Таблица 2.17 - Показатели работы котлов котельной 15 с. Восточное в 2011 году.....	60
Таблица 2.18 - Показатели работы котлов котельной 16 с. Восточное в 2011 году.....	61
Таблица 2.19 - Показатели работы котлов модульной котельной КЕДР 4 с. Тунгор в 2011 году.....	62
Таблица 2.20 - Показатели работы котлов модульной котельной КЕДР 5 с. Москальво в 2011 году.....	63
Таблица 2.21 – Показатели подпиточных устройств и расходы сетевой воды	65
Таблица 2.22 – Характеристика сжигаемого топлива.....	65
Таблица 2.23 – Основные технико-экономические показатели котельных.....	67
Таблица 2.24 – Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии	68
Таблица 3.1 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по назначению	72
Таблица 3.2 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по способам прокладки.....	74
Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельных по годам прокладки	74
Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по диаметрам трубопроводов.....	75
Таблица 3.5 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по источникам тепловой энергии.....	76

Таблица 3.6 – Нормативные потери и затраты тепловой энергии и теплоносителя	89
Таблица 3.7 – Потери теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях предприятий	91
Таблица 3.8 – Потери теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях источников тепловой энергии	92
Таблица 4.1 – Наименование поселений, расположенных в зонах действия котельных и присоединенная нагрузка потребителей	98
Таблица 4.2 – Наименование поселений, расположенных в зонах действия котельных и присоединенная нагрузка потребителей	99
Таблица 4.3 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения	101
Таблица 5.1. Присоединенные тепловые нагрузки по элементам территориального деления городского округа Охинский	102
Таблица 5.2 – Договорная нагрузка потребителей, Гкал/ч	103
Таблица 5.3 – Потребление тепловой энергии от ТЭЦ, Гкал	103
Таблица 5.4 – Договорная нагрузка потребителей, снабжающихся от котельных, Гкал/ч	103
Таблица 5.5 – Потребление тепловой энергии абонентами от котельных, Гкал год	104
Таблица 5.6 - Данные расчета фактической тепловой нагрузки, Гкал/ч	108
Таблица 5.9 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых домах	110
Таблица 6.1 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки ТЭЦ, Гкал/ч	111
Таблица 6.2 - Тепловой баланс котельных по состоянию на 01.01.2012	114
Таблица 7.1 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети Охинской ТЭЦ	117
Таблица 7.2 – Баланс теплоносителя в зоне действия котельных	119
Таблица 8.1 – Топливный баланс ТЭЦ за период времени с 2008 по 2012 годы ..	120
Таблица 8.2 – Топливный баланс ТЭЦ по агрегатно за 2011 год	120
Таблица 8.3 – Потребление топлива котельными в натуральном и условном выражении	121
Таблица 8.4 – Химический состав сжигаемого топлива	123
Таблица 9.1 – Интегральная интенсивность повреждений (отказов) за календарный год	127
Таблица 9.2 – Интенсивность отказов (повреждений) на разных диаметрах теплопроводов	127
Таблица 9.3 – Гистограмма интенсивностей отказов	127
Таблица 9.4 – Приведённая интенсивность отказов	128
Таблица 9.5 – Базовые интенсивности отказов тепловых сетей ООО «Теплосети»	129
Таблица 10.1 – Калькуляция расходов на осуществление хозяйственной деятельности ОАО «Охинская ТЭЦ на 2012 - 2013 годы	133
Таблица 10.2 – Калькуляция расходов на осуществление хозяйственной деятельности МУП «ЖКХ» на 2012 - 2013 годы	136
Таблица 10.3 - Смета расходов на производство и передачу тепловой энергии от котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» на 2013 год	137
Таблица 10.4 - Смета расходов на производство и передачу тепловой энергии от котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения» на 2013 год	138
Таблица 10.5 - Смета расходов на передачу тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» от ОАО «Охинская ТЭЦ» на 2013 год	139
Таблица 11.1 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей (жилищно-	

коммунальный сектор) ОАО "Охинская ТЭЦ"	140
Таблица 11.2 – Итоговый тариф на тепловую энергию для потребителей (жилищно-коммунальный сектор) с учетом НДС ОАО "Охинская ТЭЦ", руб./м ²	141
Таблица 11.3 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей (жилищно-коммунальный сектор) ОАО "Охинская ТЭЦ" с учетом НДС, руб. /Гкал.....	142
Таблица 11.4 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей (юридические лица) ОАО "Охинская ТЭЦ", руб./Гкал.....	142
Таблица 11.5 – Одноставочный тариф на тепловую энергию для потребителей МУП «ЖКХ».....	143
Таблица 11.6 – Одноставочный тариф на тепловую энергию для потребителей ООО «Теплосети» (ООО «Городские сети теплоснабжения»), руб./Гкал.....	143
Таблица 12.1 - Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой и электрической энергии Охинской ТЭЦ	149
Таблица 12.2 - Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии котельных.....	150
Таблица 12.3 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия Охинской ТЭЦ.....	153
Таблица 12.4 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 12	153
Таблица 12.5 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 15	154
Таблица 12.6 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 16	155
Таблица 12.7 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной КЕДР-4.....	155
Таблица 12.8 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной КЕДР-5.....	156
Таблица 12.9 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 22	157

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 2.1 – Основные источники тепловой энергии городского округа «Охинский»	19
Рисунок 2.2 – Установленная, располагаемая и средняя рабочая электрическая мощность ТЭЦ в период 2008-2012 годов.....	28
Рисунок 2.3 – Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ в период 2008-2012 гг.....	29
Рисунок 2.4 - Число часов использования установленной среднегодовой электрической мощности.....	34
Рисунок 2.5 – Число часов использования установленной среднегодовой тепловой мощности.....	35
Рисунок 2.6 – Помесячная выработка электроэнергии и тепла на ТЭЦ в 2011 г. ...	35
Рисунок 2.7 – Количество технологических нарушений на ТЭЦ.....	43
Рисунок 2.8 – Выработка и отпуск электроэнергии ТЭЦ.....	48
Рисунок 2.9 – Выработка электроэнергии в теплофикационном и конденсационном режиме.....	49
Рисунок 2.10 – Отпуск тепловой энергии на ТЭЦ.....	50
Рисунок 2.11 - Изменение удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии ТЭЦ.....	50
Рисунок 2.12 - Изменение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии.....	51
Рисунок 2.13 – Вклады котельных в суммарную тепловую мощность.....	56
Рисунок 2.14 – Мощности вводимого котлового оборудования по годам	57
Рисунок 2.15 – Средневзвешенные фактические удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии котельными МУП «ЖКХ»	69
Рисунок 3.1 – Распределение квартальных сетей от ТЭЦ после ПНС в зависимости от диаметра.....	71
Рисунок 3.2 – Распределение квартальных сетей от котельных в зависимости от диаметра.....	72
Рисунок 3.3 - Распределение протяженности тепловых сетей по назначению.....	73
Рисунок 3.4 - Распределение материальной характеристики тепловых сетей по назначению	73
Рисунок 3.5 - Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по диаметрам.....	75
Рисунок 3.6 – Температурный график и температура сетевой воды Охинской ТЭЦ в 2010 году.....	79
Рисунок 3.7 – Температурный график и температура сетевой воды Охинской ТЭЦ в 2011 году.....	79
Рисунок 3.8 – Температурный график и температура сетевой воды Охинской ТЭЦ в 2012 году.....	80
Рисунок 3.9 – Расход сетевой воды в подающих трубопроводах ТЭЦ в 2010 году.	80
Рисунок 3.10 – Расход сетевой воды в подающих трубопроводах ТЭЦ в 2011 году	81
Рисунок 3.11 – Расход сетевой воды в подающих трубопроводах ТЭЦ в 2012 году	81
Рисунок 3.12 – Зависимость количества выявленных и устраненных дефектов в тепловых сетях от диаметра трубопроводов за период.....	84
Рисунок 3.13 – Распределение количества выявленных и устраненных дефектов в тепловых сетях от срока их эксплуатации для различных диаметров трубопроводов за период с января 2011 по декабрь 2012 годов	85

Рисунок 3.14 – Распределение суммарной материальной характеристики трубопроводов с выявленными и устраненными дефектами в тепловых сетях от срока их эксплуатации за период с января 2011 по декабрь 2012 годов	86
Рисунок 3.15 – Анализ продолжительности ремонтов (восстановлений) теплоснабжения.....	87
Рисунок 3.15 - Распределение потерь тепловой энергии по эксплуатирующим предприятиям.....	91
Рисунок 3.16 - Распределение потерь по источникам тепловой энергии.....	92
Рисунок 4.1 – Зоны действия тепломагистралей от ТЭЦ и котельных	97
Рисунок 5.1– Определение фактического отпуска тепловой энергии для тепловой магистрали ТЭЦ.....	107
Рисунок 6.1 - Распределение располагаемой тепловой мощности турбин ТЭЦ....	113
Рисунок 9.1 – Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии городского округа «Охинский»	131
Рисунок 11.1 – Рост итогового тарифа на тепловую энергию за 1 м ²	141
Рисунок 11.2 –Тариф на тепловую энергию (горячая вода) с учетом НДС в Охинском городском округе в период 2009– 2013 годах	142

1 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Муниципальное образование «Охинский район» был наделен статусом муниципального образования городской округ «Охинский» законом Сахалинской области от 21 июля 2004 года № 524 «О границах и статусе муниципальных образований Сахалинской области».

Муниципальное образование городской округ «Охинский» входит в состав Сахалинской области Российской Федерации.

Административным центром муниципального образования городской округ «Охинский» является город Оха.

В состав городского округа входят 11 населённых пунктов:

- город Оха (включая Лагури),
- село Восточное,
- село Колендо,
- село Тунгор,
- село Эхаби (включая Озёрный),
- село Москальво,
- село Некрасовка,
- село Рыбновск,
- село Рыбное,
- село Сабо,
- село Пильтун-2.

1.1 Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В городском округе преобладает централизованное теплоснабжение. По материалам статистической отчетности по состоянию на конец 2011 года при общей площади 711,4 тыс. м² к системам централизованного отопления подключено 659,7 тыс. м², по горячему водоснабжению 2,15 тыс. м². Общественно - деловая застройка также преимущественно подключена к системам централизованного теплоснабжения.

По состоянию на 2012 год теплоснабжение общественного и жилищного фонда городского округа «Охинский» обеспечивают ОАО «Охинская ТЭЦ», ООО «Теп-

лосети» (с 2013 года – ООО «Городские сети теплоснабжения») и МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство» муниципального образования городской округ «Охинский» (далее по тексту - МУП «ЖКХ»).

Охинская ТЭЦ, принадлежащая ОАО «Охинская ТЭЦ», расположена в нескольких километрах от города Оха и является единственным автономным источником электроснабжения Охинского района. Электроэнергия, вырабатываемая станцией, поставляется во все населённые пункты городского округа. ОАО «Охинская ТЭЦ» обеспечивает выработку и транспортировку тепловой энергии по магистральным тепловым сетям до границы балансовой принадлежности с ООО «Теплосети» с последующей ее реализацией значительной части потребителей города Оха. Граница балансовой принадлежности определена подкачивающей насосной станцией (далее по тексту – ПНС) ОАО «Охинская ТЭЦ»

ООО «Теплосети» осуществляет:

- передачу тепловой энергии потребителям города Оха от Охинской ТЭЦ;
- производство, передачу и реализацию тепловой энергии пяти потребителям города Оха от двух собственных котельных: № 12 и № 24.

Предприятие МУП «ЖКХ» осуществляет производство, передачу и реализацию тепловой энергии потребителям от пяти муниципальных котельных: №№ 15, 16 в селе Восточное, модульной котельной МК КЕДР-5 в селе Москальво, модульной котельной МК КЕДР-4 в селе Тунгор, котельной № 22 в селе Некрасовка

Теплоснабжение промышленных потребителей осуществляют Охинская ТЭЦ, имеющая одного потребителя пара, и собственные котельные предприятий, не участвующие в теплоснабжении общественного и жилищного фонда.

Общая нагрузка потребителей тепловой энергии, запитанных от муниципальных котельных и ТЭЦ, в горячей воде по городскому округу «Охинский» составляет 103,33 Гкал/ч, в паре 12,85 Гкал/ч

Величина присоединенной тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора по всему городскому округу в 2011 году составляла 73,87 Гкал/час, в том числе:

- в городе Оха – 67,08 Гкал/час;
- в селе Восточное –1,78 Гкал/час;
- в селе Тунгор –2,74 Гкал/час;
- в селе Москальво –1,59 Гкал/час;
- в селе Некрасова –1,80 Гкал/час.

Величина присоединенной тепловой нагрузки общественно-делового сектора по всему городскому округу в 2011 году составляла 29,46 Гкал/час, в том числе:

- в городе Оха – 28,34 Гкал/час;
- в селе Восточное – 0,30 Гкал/час;
- в селе Тунгор – 0,23 Гкал/час;
- в селе Москальво – 0,19 Гкал/час;
- в селе Некрасова – 0,40 Гкал/час.

Паровая нагрузка промышленных потребителей, снабжающихся от Охинской ТЭЦ, составляет 12,16 Гкал/ч. Паровая хозяйственно бытовая нагрузка котельной №24 составляет 0,69 Гкал/ч.

Зоны действия источников тепловой энергии городского округа «Охинский»: представлены в разделе 4.

Общая протяженность тепловых сетей, эксплуатируемых вышеуказанными организациями, составляет 46,28 км в двухтрубном исчислении в т. ч.:

- ОАО «Охинская ТЭЦ» - 4,45 км;
- ООО «Теплосети» - 1,9 км;
- МУП «ЖКХ» - 9,93 км.

1.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Для обеспечения функционирования систем теплоснабжения городского округа «Охинский», запитанных от ТЭЦ, согласован порядок взаимных действий ОАО «Охинская ТЭЦ» и ООО «Теплосети».

Основными обязанностями ООО «Теплосети» являются содержание тепловых сетей и сооружений на них, соблюдение режимов теплоснабжения, соблюдение оперативно – диспетчерской дисциплины, обеспечение максимальной экономичности и надежности передачи и распределения тепловой энергии и теплоносителя, осуществление мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий и других нарушений.

В свою очередь, основными обязанностями ОАО «Охинская ТЭЦ» являются выработка и подача в присоединенную сеть на границы эксплуатационной ответственности тепловой энергии и теплоносителя, задание и соблюдение гидравлических и тепловых режимов, разработка мероприятий по выходу из возможных ава-

рийных ситуаций в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «Охинская ТЭЦ» и другие.

ОАО «Охинская ТЭЦ» и ООО «Теплосети» имеют собственные аварийно – диспетчерские службы.

МУП «ЖКХ» также имеет собственную аварийно – диспетчерскую службу.

1.3 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями

Расчеты за тепловую энергию потребителей с ОАО «Охинская ТЭЦ», ООО «Теплосети» и МУП «ЖКХ» производятся в соответствии с заключенными прямыми договорами.

Расчет между ОАО «Охинская ТЭЦ» и ООО «Теплосети» производится на основании счетов за предоставляемые услуги по транспортировке и распределению тепловой энергии ООО «Теплосети», выставляемых ОАО «Охинская ТЭЦ».

1.4 Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии

Промышленные котельные, действующие на территории Охинского городского округа, находятся на территории предприятий, имеют локальные зоны действия и обеспечивают собственные потребности предприятий в тепле.

1.5 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии для целей отопления используются в 160 многоквартирных жилых домах городского округа «Охинский» с суммарной общей площадью 42,5 тыс. м².

2 ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

2.1 Общие положения

Теплоснабжение потребителей общественного и жилищного фонда городского округа «Охинский» в основном осуществляется от двух групп энергоисточников:

- источник комбинированной выработки тепловой энергии и электроэнергии Охинская ТЭЦ, расположенный на расстоянии нескольких километров от города Оха;
- источники выработки тепловой энергии – отопительные котельные, находящиеся в управлении ООО «Теплосети» и МУП «ЖКХ», расположенные в черте города Оха и на территории селений Восточное, Тунгор, Москальво, Некрасовка.

Источники выработки тепловой энергии – производственные котельные, носят локальный и автономный характер функционирования, предназначены для снабжения теплом собственных предприятий и не занимаются теплоснабжением общественного и жилищного фонда.

Общая установленная тепловая мощность источников, обеспечивающих покрытие присоединенной тепловой нагрузки городского округа «Охинский», на конец 2012 года составила 243,7 Гкал/ч.

Таблица 2.1 – Источники теплоснабжения Охинского городского округа

Предприятие	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Доля в общей мощности источников, %
ОАО "Охинская ТЭЦ"	Охинская ТЭЦ	216	88,8
ООО «Теплосети»	котельная № 12	3,01	1,2
ООО «Теплосети»	котельная № 24	1,95	0,8
МУП «ЖКХ»	котельная № 15	1,35	0,6
МУП «ЖКХ»	котельная № 16	6,8	2,8
МУП «ЖКХ»	МК КЕДР - 4	3,44	1,4
МУП «ЖКХ»	МК КЕДР - 5	3,44	1,4
МУП «ЖКХ»	котельная № 22	7,36	3,0
ИТОГО		243,7	100,00

Вклады в общую тепловую мощность города групп источников составляют:

- ТЭЦ – 89%;
- котельные - 11%.

Также в теплоснабжении общественного фонда участвует котельная МАУ «Спортивно-оздоровительный комплекс «Дельфин» с установленной мощностью 3,44 Гкал/ч.

Основным источником теплоснабжения для Охинского городского округа является Охинская ТЭЦ.

Энергоисточники города Охи представлены на рисунке 2.1.

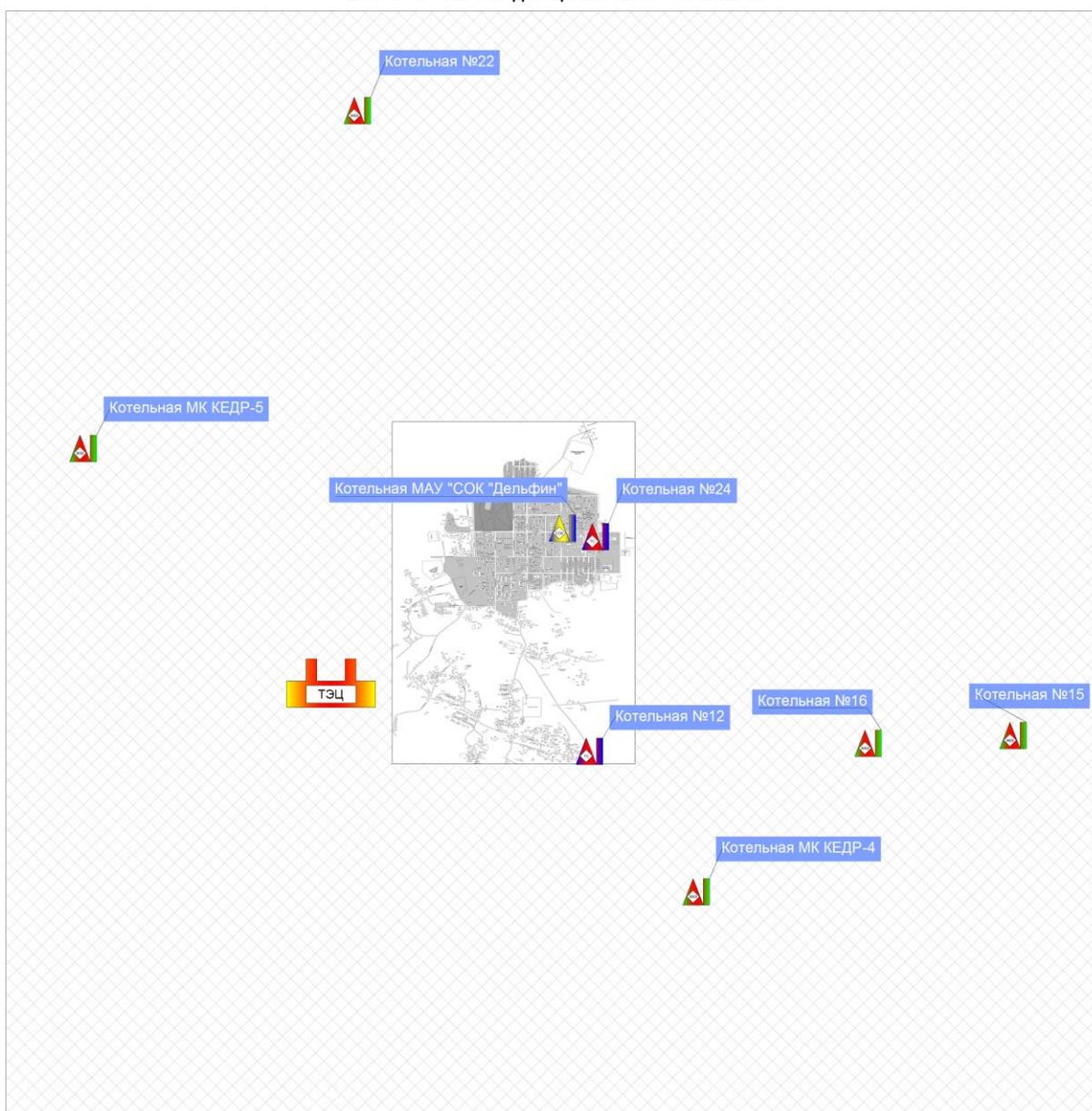


Рисунок 2.1 – Основные источники тепловой энергии городского округа «Охинский»

2.2 Источник комбинированной выработки тепла и электроэнергии - Охинская ТЭЦ

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в городском округе «Охинский» осуществляется на Охинской ТЭЦ.

Охинская ТЭЦ ОАО «Охинская ТЭЦ» с момента ввода в эксплуатацию с 1961 года и по настоящее время является единственным безальтернативным источником энергообеспечения экономической и социальной жизнедеятельности, изолированно работающим от основной развитой энергосистемы ОАО «Сахалинэнерго». Основным потребителем вырабатываемой Охинской ТЭЦ энергии является нефтегазовый комплекс, принадлежащий ОАО «НК «Роснефть».

В административном плане ТЭЦ расположено на землях, находящихся в ведении органов местного самоуправления муниципального образования городской округ «Охинский». Земельный участок общей площадью 139392,0 м² имеет адресные ориентиры: Сахалинская область, г. Оха, 3-й км.

Территориально предприятие ОАО «Охинская ТЭЦ» находится на юго-западной границе города Оха. С севера, востока и юго-востока ТЭЦ ограничена действующим нефтепромыслом НГДУ «Оханефтегаз» ОАО «НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». С юга и юго-запада - заболоченной поймой р. Охинка и железнодорожной магистралью Оха - порт Москальво (железнодорожное сообщение в настоящее время ликвидировано). Рельеф местности в районе расположения ТЭЦ представлен слабоволнистыми холмами с мягкими очертаниями, крутизной склонов 10 и более градусов и высотами до 20-30 м. С северо-западной и северо-восточной стороны к территории примыкают слабозаболоченные впадины. Площадка ТЭЦ характеризуется значительной неровностью поверхности, имеющей падение в южном и восточном направлении к заболоченной пойменной низине р. Охинка. Территория предприятия спланирована, озеленена, огорожена по периметру железобетонным забором и находится за пределами водоохранной зоны реки.

2.2.1 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)

Охинская ТЭЦ обеспечивает отопительную нагрузку городских потребителей, собственные нужды ТЭЦ и паровую нагрузку соседнего предприятия, рабо-

тает в основном по диспетчерскому графику.

2.2.1.1. Котельный цех

На станции установлены четыре котлоагрегата БКЗ-120-100-ГМ Барнаульского котельного завода (станционные №№ 5, 6, 7, 8) паропроизводительностью 120 т/час, параметрами острого пара $P_o = 100 \text{ кгс/см}^2$, $t_o = 540 \text{ }^\circ\text{C}$. Конструктивные особенности: вертикально-водотрубные паровые котлы типа Е 120-100-540-ГМК с естественной циркуляцией, сжиганием топлива в комбинированной (газ + мазут) камерной топке, с П-образной компоновкой без промежуточного перегрева. В 1999 году котлоагрегат БКЗ-120-100-ГМ, станционный № 8, реконструирован, в результате установки двух циклонных предтопок паропроизводительность котла увеличена до 145 т/час.

Часть острого пара (пара высокого давления), выработанного энергетическими паровыми котлами направляется напрямую, минуя паровую турбину, в закрытую производственную систему теплоснабжения ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». Для редуцирования (снижения давления) перегретого пара от котлоагрегатов с 9 МПа до давления 3 МПа и температуры $400 \text{ }^\circ\text{C}$ используется редуциционно-охладительная установка РОУ-4 (100/40).

Основной объем пара, полученного в котлоагрегатах в процессе теплообмена, по паропроводу направляется в паровые турбины.

2.2.1.2. Турбинное отделение

В турбинном цехе установлено три турбоагрегата типа ПТ-25-90/10М с генераторами ТВС-30 мощностью 25 МВт каждый с параметрами свежего пара $P_o = 90 \text{ кгс/см}^2$, $t_o = 535 \text{ }^\circ\text{C}$ с двумя регулируемые отборами. Конденсационная установка каждой турбины имеет двухходовой конденсатор типа КП-935 М с поверхностью охлаждения 935 м^2 и пропускной способностью по охлаждающей воде $3400 \text{ м}^3/\text{час}$. Циркуляционные насосы типа 16 НДН с расходом $1980 \text{ м}^3/\text{час}$ каждый, установлены в турбинном цехе по два на каждую турбину.

В паровой турбине потенциальная энергия сжатого и нагретого водяного пара преобразуется в кинетическую (вращения ротора турбины). Вал турбины вращает ротор электрогенератора - таким образом, энергия вращения преобразуется в электрическую энергию, которая поступает в преобразователи и далее направляется в электрическую сеть (электротехническое хозяйство станции будет рассмотрена ниже).

В паровых турбинах расширение пара от начального до конечного давления и преобразование его тепловой энергии в механическую работу осуществляются не в одной, а в ряде последовательно расположенных ступеней, что позволяет отобрать часть тепловой энергии пара, после того как он выработает электрическую энергию. Место отбора (ступень турбины) выбирается в зависимости от нужных параметров пара. Давление и количество отбираемого пара поддерживается в заданных пределах системой регулирования. На Охинской ТЭЦ на турбоагрегатах ПТ-25-90/10М установлены два регулируемых отбора пара (П-отбор и Т-отбор) для целей внутреннего потребления, а также для снабжения теплом внешних потребителей.

Пар из П-отбора турбин 0,6 МПа поступает в коллектор П-отбора, из которого распределяется по направлениям:

- в деаэратор № 4 для подогрева питательной воды поступающей в котлы,
- на теплофикационную установку в пиковые подогреватели для подогрева сетевой воды
- отпуск тепла в систему отопления и технологических нужд промышленных предприятий.

Пар из Т-отборов турбин 0,15 МПа поступает в коллектор Т-отборов и далее:

- используется на собственные нужды для подогрева питательной воды в системе регенерации турбин,
- поступает на теплофикационную установку в основные подогреватели сетевой воды.

Для обеспечения собственных нужд в аварийном режиме на ТЭЦ имеются два газотурбинных двигателя АИ-20 ДКН Запорожского ПО «Моторостроитель» установленной мощностью 25 МВт каждый, которые используются в случае аварийного выхода из эксплуатации электрогенерирующего оборудования.

Для устойчивой работы на ОАО «Охинская ТЭЦ» установлена газотурбинная установка SGT-500 производства фирмы «Альстом» (Швеция), расположенная в отдельно стоящем здании. Вырабатываемая электроэнергия поступает в общую схему станции, подача топлива осуществляется автономно.

Основным оборудованием энергоблока является газотурбинная установка (ГТУ-19) типа SGT-500, установленной электрической мощностью 18754 кВт. Газотурбинная установка SGT-500 не имеет котла-утилизатора, работает на высокотемпературных отходящих дымовых газах, оснащена вспомогательными системами необходимыми для автономной работы. Турбина выполнена трехвальная и в своем составе имеет: компрессор нагнетания воздуха; объемную камеру сгора-

ния с умеренным уровнем температур перед турбиной; двухвальный газогенератор с прямолинейной проточной частью; свободную силовую турбину. В ГТЭ-19 установлена система подогрева воздуха, где, в зависимости от температуры наружного воздуха, используется вода с температурой от 69 до 1000С. Установка полностью автоматизирована, к параметрам топлива и воздуха, подаваемым на газотурбинный энергоблок, а также к качеству воды, используемой в данной схеме, предъявляются повышенные требования.

ГТЭ-19 включается в работу на период отключения паровых турбин в капитальный или текущий ремонт и на периоды, когда включение данной установки экономически выгодно. Из-за сниженной надежности работающих на Охинской ТЭЦ турбин, выработавших свой парковый ресурс, газотурбинный энергоблок SGT-500 находится в режиме ожидания (постоянной готовности).

Технические характеристики основного оборудования ТЭЦ представлены в таблицах 2.2-2.3.

Таблица 2.2 – Основные технические характеристики турбоагрегатов ТЭЦ на конец 2011 года

Станционный номер	Тип турбоагрегата (тип, система двигателя), завод - изготовитель (фирма)	Год изготовления	Год и месяц начала работы на данной электростанции	Установленная мощность		Выработка электроэнергии, тыс. кВт*ч		Паспортные данные паровых турбин					
				тепловая, Гкал/ч	электрическая, кВт	Всего	в т.ч. по теплофикационному циклу.	Параметры пара перед турбиной: свежего / после промежуточного перегрева		Отпуск пара из производственных отборов турбин		Отпуск пара из теплофикационных отборов турбин	
								давление свежего пара, кгс /см ²	температура свежего пара °С	давление кгс /см ²	максимально возможный отпуск пара т/час	давление кгс /см ²	максимально возможный отпуск пара т/час
4	Турбоагрегат ПТ-25-90 / 10, Калужского турбинного завода	1969	XII-1969	72	25000	81813	36222	90	515	10	70	1,2	50
5	Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1.0-1, Калужского турбинного завода	2008	V-2011	72	25000	57455	9593	90	535	10	70	1,2	50
6	Турбоагрегат ПТ-25-90 / 10, Калужского турбинного завода	1970	XII-1971	72	25000	109961	40187	90	515	10	70	1,2	50
1	ПАЭС-2,5 АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель Запорожского ПО "Моторостроитель"	1982	XI-1984	-	2500	12	-	-	-	-	-	-	-
2	ПАЭС-2,5 АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель Запорожского ПО "Моторостроитель"	1983	XI-1984	-	2500	12	-	-	-	-	-	-	-
1	GT-35 газотурбинный энергоблок фирмы "Альстон", Швеция	2002	VII-2003	-	19000	2008	-	-	-	-	-	-	-
	Итого:	-	-	216	99000	251261	86002	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.3 – Основные технические характеристики энергетических котлов ТЭЦ на конец 2011 года

Станционный номер	Тип, система котлоагрегата	Год изготовления	Год и месяц начала работы на данной электростанции	Параметры пара перед турбиной: свежего/ после промежуточного перегрева		Номинальная, максимальная производительность, т/час (Гкал/ч)	Проектное топливо	Основное топливо / Резервное топливо
				давление Мпа	температура, °С			
5	БКЗ-120-100ГМ Барнаульский котельный завод	1966	XII - 1969	8,8	520	120(72,6)	газ	газ / газ
6	БКЗ-120-100ГМ Барнаульский котельный завод	1968	XII - 1970	8,8	520	120(72,6)	газ	газ / газ
7	БКЗ-120-100ГМ Барнаульский котельный завод	1968	II - 1971	8,8	520	120(72,6)	газ	газ / газ
8	БКЗ-120-100ГМ Барнаульский котельный завод	1970	XII - 1971	8,8	520	120(72,6)	газ	газ / газ

Примечания. 1 Параметры по котлоагрегатам временно снижены по условиям работы турбин ПТ-25-90/10 до Рпп=8.8Мпа и tпп= 520 0 С. Письмо №02-1.4345/389ф от 29.05.2007 Компания "Энергомаш (ЮК) Лимитед". Отдел котельного оборудования

2 Котлоагрегат, станционный № 4 типа ГМ-50 Белгородского котлостроительного завода списан с баланса ТЭЦ с 08.02.2010г. Приказ №55-А от 08.02.2010

Подробный состав и технические характеристики основного оборудования ТЭЦ г. Охи представлены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» на период 2013 – 2028 годов. Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Приложение 1 «Источники теплоснабжения. Тепловые сети. Тепловые нагрузки потребителей. Значения потребления тепловой энергии потребителями».

2.2.2 Установленная тепловая мощность теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность

Установленная электрическая и тепловая мощность станции в период времени с 2008 по 2012 годы оставалась неизменной и составляла соответственно 99,0 МВт и 216 Гкал/ч. Тепловая мощность станции состоит из мощности теплофикационных отборов турбоагрегатов ПТ-25-90/10.

Данные об установленной электрической и тепловой мощности на конец 2011 года представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Установленная, располагаемая и рабочая электрические мощности в 2011 году

Станционный номер	Тип, турбоагрегата (тип, система двигателя), завод - изготовитель (фирма)	Установленная электрическая мощность, кВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
4	Турбоагрегат ПТ-25-90 / 10, Калужского турбинного завода	25000	72
5	Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1.0-1, Калужского турбинного завода	25000	72
6	Турбоагрегат ПТ-25-90 / 10, Калужского турбинного завода	25000	72
1	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель Запорожского ПО "Моторостроитель"	2500	-
2	АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель Запорожского ПО "Моторостроитель"	2500	-
1	GT-35 газотурбинный энергоблок фирмы "Альстон", Швеция	19000	-
Итого:		99000	216

Данные об установленной, располагаемой и рабочей электрической мощности, а также установленной и располагаемой тепловой мощности за период времени с 2008 года по 2012 год представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Установленная, располагаемая и рабочая электрические мощности ТЭЦ

Год	Установленная мощность электростанции, кВт	Располагаемая мощность электростанции, кВт	Средняя за отчетный год рабочая электрическая мощность, кВт	Установленная тепловая мощность электростанции, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность электростанции, Гкал/ч
2008	99000	74000	81075	216	144
2009	99000	74000	70800	216	144
2010	99000	74000	68700	216	144
2011	99000	99000	81700	216	216
2012	99000	81036	76387	216	216

Динамика изменения электрических мощностей станции с 2008 по 2012 годы описана ниже.

Установленная и располагаемая электрическая мощность на начало 2008 года составляли 99,0 МВт на конец года установленная мощность – 99,0 МВт, располагаемая – 74 МВт, т.к. с 15 декабря 2008 года начаты работы по замене турбоагрегата, станционный № 5.

Рабочая мощность на начало 2008 года составляла 55,0 МВт, на конец года 81,1 МВт

Увеличение рабочей мощности к концу 2008 года, в сравнении с началом года, является следствием окончания работ по аварийному ремонту турбоагрегата, станционный № 6, и окончания в июне 2008 года работ по реконструкцию ГТУ типа SGT-500 (GT-35C). До 2011 года величина располагаемой мощности не изменялась.

В 2011 году вводится в эксплуатацию турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1.0-1, станционный № 5. Располагаемая мощность турбинного оборудования соответствует установленной мощности.

В 2012 году начался демонтаж турбоагрегата ПТ-25-90/10, станционный № 6, с фундаментом и вспомогательным оборудованием, монтаж фундамента под новую турбину.

Изменение установленной, располагаемой и средней рабочей электрической мощности ТЭЦ в период 2008 - 2012 годов представлено на рисунке 2.2.

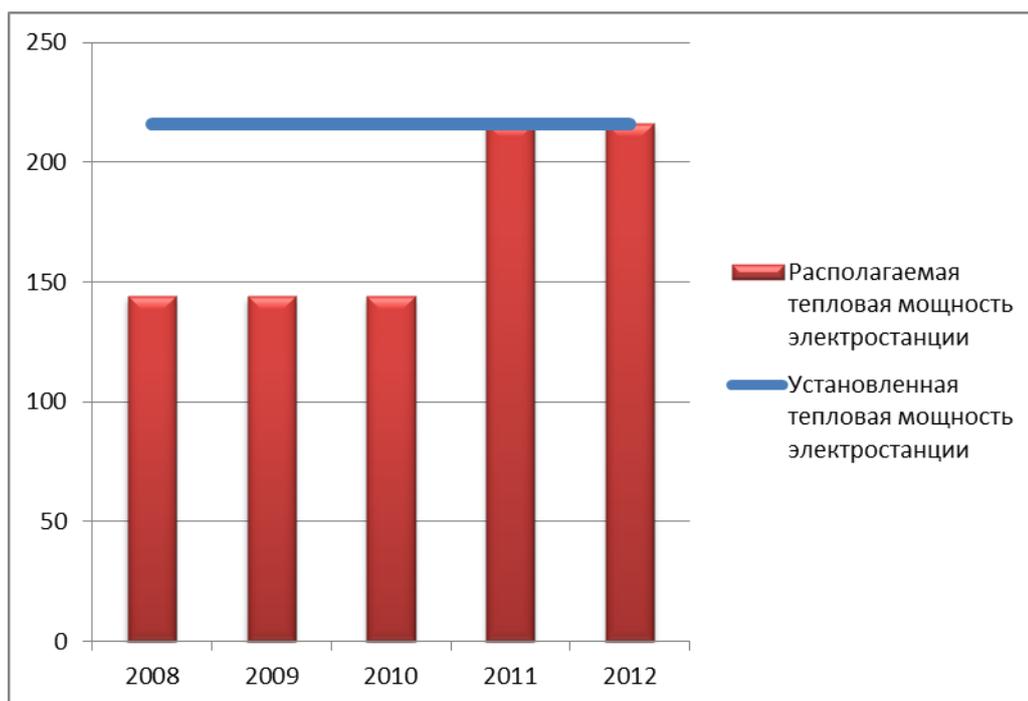


Рисунок 2.2 – Установленная, располагаемая и средняя рабочая электрическая мощность ТЭЦ в период 2008-2012 годов

Динамика изменения тепловых мощностей станции с 2008 года по 2012 год описана ниже.

Установленная тепловая мощность на начало и конец 2008 года 216 Гкал/час, располагаемая тепловая мощность на начало 2008 года – 216 Гкал/час, на конец года - 144 Гкал/час. Снижение мощности вызвано проведением работ по замене турбоагрегата, станционный №5. До 2011 года величина располагаемой мощности не изменялась.

В 2011 году вводится в эксплуатацию турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1.0-1, станционный № 5. Располагаемая мощность турбинного оборудования соответствует установленной мощности.

В 2012 году начался демонтаж турбоагрегата ПТ-25-90/10, станционный № 6, с фундаментом и вспомогательным оборудованием, монтаж фундамента под новую турбину.

Изменение установленной и располагаемой тепловой мощности ТЭЦ в период 2008 - 2012 годов представлено на рисунке 2.3.

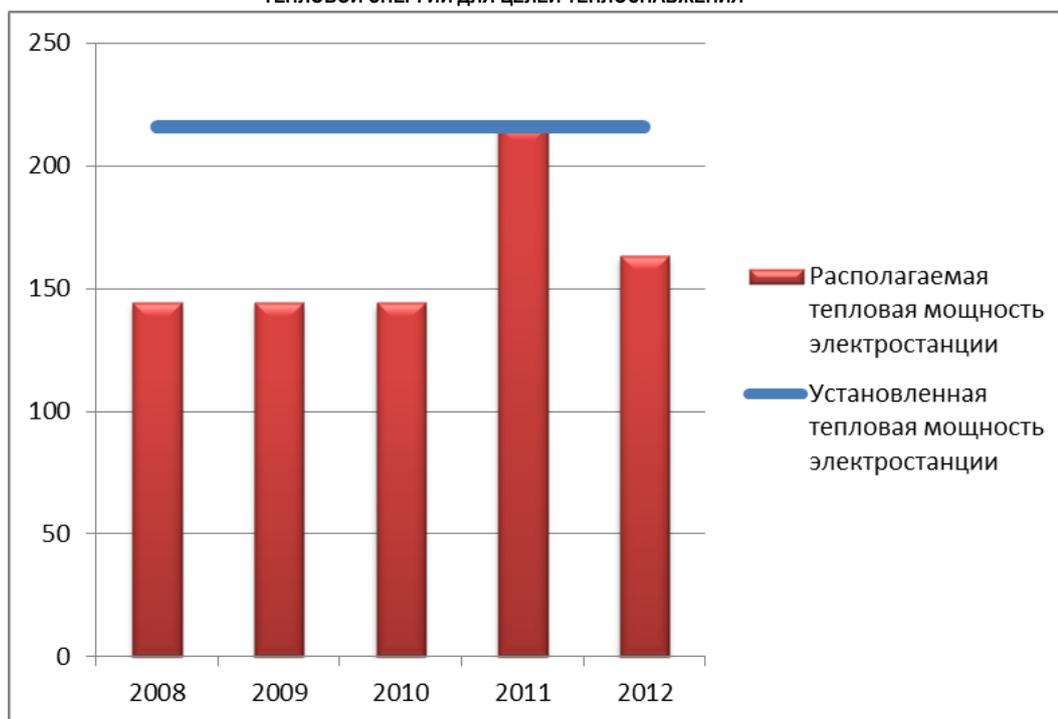


Рисунок 2.3 – Установленная и располагаемая тепловая мощность ТЭЦ в период 2008-2012 гг.

2.2.3 Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто

Технических причин ограничения установленной мощности оборудования электростанции в базовый 2011 год не было.

Данные об установленной и располагаемой тепловой мощности поагрегатно на конец 2011 года представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто Охинской ТЭЦ на конец 2011 года

Наименование агрегата	Станционный №	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды (вода/пар), Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
ТЭЦ		216	216	1,54 (1,19/0,35)	214,46
Турбоагрегат ПТ-25-90 / 10	4	72	72	-	-
Турбоагрегат ПТ-25/30-8.8/1.0-1	5	72	72	-	-
Турбоагрегат ПТ-25-90 / 10	6	72	72	-	-

Данные по расходу тепловой энергии на собственные нужды Охинской ТЭЦ

в паре и горячей воде в час максимальной тепловой нагрузки на коллекторах ТЭЦ за период 2008 - 2012 годов и значения тепловой мощности нетто по годам представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Собственные нужды и тепловая мощность нетто Охинской ТЭЦ

Показатель	ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Установленная мощность	Гкал/ч	216	216	216	216	216
Располагаемая мощность	Гкал/ч	144	144	144	216	163
Потребление тепла на отопление в горячей воде						
- Всего за год:	Гкал	5680	5488	5512	5275	5365
- в т. ч. в час максимума нагрузок	Гкал/час	1,34	1,3	1,24	1,19	1,35
Потребление тепла на отопление в паре						
- Всего за год:	Гкал	1503	1452	1458	1395	1419
- в т. ч. в час максимума нагрузок	Гкал/час	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35
Потребление тепла ВСЕГО						
- Всего за год:	Гкал	7183	6940	6970	6670	6784
- в т. ч. в час максимума нагрузок	Гкал/час	1,71	1,66	1,6	1,54	1,7
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	142,29	142,34	142,4	214,46	161,3

2.2.4 Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования.

В таблице 2.8 представлены год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса энергетических, пиковых котлов и турбоагрегатов ТЭЦ.

Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса основного оборудования ТЭЦ г. Охи на конец 2011 г.

Станционный номер	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный парковый ресурс, тыс. час	Год достижения паркового ресурса	Назначенный индивидуальный ресурс, тыс. час	Наработка с начала эксплуатации на конец года, тыс. час	Наработка с последнего капитального ремонта на начало года, тыс. час	Год достижения индивидуального ресурса с учетом продления
4	ПТ 25-90/10	01.11.1969	100	1992	200	199,9	2,13	2020
5	ПТ 25/30-8,8-1,0-1	31.05.2011	170	2036	170	3,7	-	-
6	ПТ 25-90/10	01.07.1971	100	1989	243	252,0	29,04	2012
3	GT 35	27.03.2003	160	2062	-	13,5	-	2028
1	АИ-20 ДКН	11.1984	-	-	-	1,1	-	2014
2	АИ-20 ДКН	11.1984	-	-	-	0,7	-	2014

Станционный номер	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный парковый ресурс, тыс. час	Год достижения паркового ресурса	Назначенный индивидуальный ресурс, тыс. час	Наработка с начала эксплуатации на конец года, тыс. час	Наработка с последнего капитального ремонта на начало года, тыс. час	Год достижения индивидуального ресурса с учетом продления
5	БКЗ 120-100/ГМ	01.12.1969	300	2030	-	200,4	5,8	2030
6	БКЗ 120-100/ГМ	01.12.1970	300	2026	-	224,8	20,4	2026
7	БКЗ 120-100/ГМ	01.02.1971	300	2028	-	207,8	1,4	2028
8	БКЗ 120-100/ГМ	01.12.1971	300	2030	-	200,2	16,4	2030

Парк энергетических котлов ТЭЦ введен в течение короткого периода с 1969 по 1971 годы. Время наработки с начала эксплуатации котлов показывает о равномерном использовании их («выпадает» котел, станционный № 6). В ходе эксплуатации проводились ремонты котлов, результатом которых явилось увеличение паркового ресурса у котлов, станционные №№ 5, 8 до 2030 года, станционный № 6 до 2026 г. и станционный № 7 до 2028 года. Достижение паркового ресурса котлов №№ 5, 8 выходит за период действия настоящей схемы теплоснабжения. Котлы, станционные № № 6, 7, подлежат замене в конце горизонта прогноза развития схемы теплоснабжения.

Турбоагрегат, станционный № 5, введен в эксплуатацию в 2011 году. Достижение им паркового ресурса выходит за период действия настоящей схемы.

Турбины, станционные № № 4 и 6, имеют наработку более 200 тыс. часов; их индивидуальный ресурс достигнут еще в прошлом веке.

Турбоагрегат, станционный № 6, был выведен из строя в конце 2012 года. В конце 2014 года вместо турбоагрегата, станционный № 6, планируется ввести новую турбину на базе ПТ 25/30-8,8-1,0-1 мощностью 25 МВт производства ОАО «КТЗ» с парковым ресурсом 170 тыс. часов и усилением ряда ее узлов до сейсмостойкости 8-9 баллов с электрогенератором типа ТС-32 -2УХЛЗ на воздушном охлаждении с бесщёточным возбуждением и внедрением АСУ ТП турбоагрегатов.

Продленный парковый ресурс турбины, станционный № 4, заканчивается в ближайшее время. При пуске нового турбоагрегата в 2014 году турбину, станционный № 1, выведут в аварийный резерв с минимальной наработкой часов. Поэтому она будет входить в номенклатуру установленной мощности станции до 2020 года.

Для обеспечения надежности работы станции в 2015 году введут в эксплуатацию два агрегата типа АИ-20 ДКН взамен существующих ПАЭС-2,5, срок эксплуатации которых заканчивается в 2014 году.

2.2.5 Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, не прошедших конкурентный отбор мощности.

Охинская ТЭЦ является единственным автономным источником электро-снабжения Охинского района и работает изолированно от единой энергосистемы. В связи с этим турбоагрегаты Охинской ТЭЦ не проходят процедуру конкурентного отбора мощности.

2.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Теплофикационная установка (далее по тексту – ТФУ) предназначена для обеспечения централизованного теплоснабжения потребителей города Охи и подпитки теплосети при восполнении потерь сетевой воды. В состав ТФУ входят три основных и три пиковых бойлера, подключенных параллельно (ПСВ-500-30-23, ПСВ-315-14-23), общей производительностью 165 Гкал/час. Насосная группа теплоподготовительной установки состоит из 4-х сетевых насосов марки СЦН 1250/140-11 и 3-х насосов подпиточной воды марки К 90-85 (2 шт.) и Х 150-125-400 (1 шт.).

Отпуск тепла с горячей водой производится по температурному графику 130/70 °С.

Теплофикационная установка состоит из установки подогрева сетевой воды и установки подпитки теплосети.

Общий принцип работы установки подогрева сетевой воды. В основном бойлере (далее по тексту - ОБ) ТФУ подогрев сетевой воды производится паром теплофикационного отбора турбин, а при его дефиците для снижения параметра пара от 100 до 1,5 кгс/см² включается в работу РОУ-3 (100/1,5) производительностью 30 т/час. Максимальная температура подогрева сетевой воды 90 °С. Нагрев воды свыше 90 °С производится в пиковом бойлере (далее по тексту - ПБ). Резервный подвод пара из П-отбора турбин на пиковые бойлеры осуществляется через РОУ-2

(100/10) производительностью 110 т/час.

Конденсат греющего пара пикового бойлера отводится в деаэратор или, в зависимости от величины давления, каскадно, в ОБ. Конденсат пара установки подогрева сетевой воды из ОБ насосами отводится в линию основного конденсата турбинной установки.

Общий принцип работы установки подпитки теплосети

Подпитка теплосети производится деаэрированной водой с температурой, близкой к температуре оборотной воды. При помощи насосов сырой воды из системы оборотного технического водоснабжения (напорных циркуловодов гради-рен) исходная вода с начальной температурой 20-25 °С подается на фильтры водоподготовки теплосети. Далее, в водяном теплообменнике очищенная сырая вода получает тепло от дегазированной воды, следующей после деаэратора на подпитку теплосети. В процессе теплообмена температура деаэрированной воды понижается до 50-70 °С, а исходная вода нагревается до 40-60 °С. После чего, в пароводяном подогревателе (пар из Т-отбора турбин) температура исходной воды повышается до 75 °С и вода направляется в деаэратор № 6 (ДСА 2000). Процесс деаэрации (удаления из воды всех растворенных газов) протекает при противоточном движении воды и пара с давлением 0,12 МПа (1,2 кгс/см²) в барботажном отсеке нижней части головки деаэратора при температуре 104 °С, после чего производится отстаивание воды в баке деаэратора. Смесь выделившихся газов и выпар удаляется из деаэратора в атмосферу, предварительно охлаждаясь в охладителе выпара (ОВ). Конденсат ОВ отводится в дренажный бак. Конденсат пароводяного подогревателя сырой воды поступает в деаэратор 1,2 кгс/см². Деаэрированная вода через бак запаса подпиточной воды 250 м³ (БЗПВ) подпиточными насосами выдается на подпитку теплосети. Поддержка уровня в БЗПВ ведется автоматически.

2.2.7 Регулирование отпуска тепловой энергии от ТЭЦ

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 и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы горячего водоснабжения, при изменяющемся в течение суток расходе этой воды.

Системы теплоснабжения г. Охи проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Подключение потребителей тепла к тепловым сетям ТЭЦ производится через элеваторные узлы с зависимой схемой подключения систем отопления. Проектный температурный график теплоснабжения от ТЭЦ 150-70 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 60-х годах прошлого века и действует до настоящего времени с «верхней» срезкой по графику 130/70 °С.

2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ

На рисунках 2.4 и 2.5 представлены значения среднегодовой загрузки электрической и тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ.

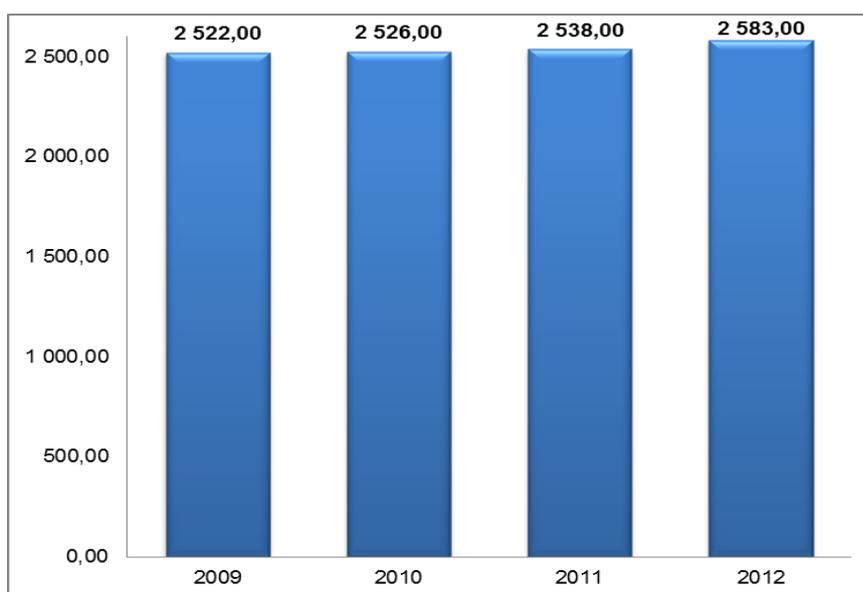


Рисунок 2.4 - Число часов использования установленной среднегодовой электрической мощности

Число часов использования установленной электрической мощности ТЭЦ практически не изменяется за период 2009-2012 годов и имеет колебания в пределах 2 % от максимальной величины 2583 часов в 2012 году. В целом значения числа часов использования установленной электрической мощности по ТЭЦ характерны для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, работающих по электрическому графику, задаваемому диспетчером.

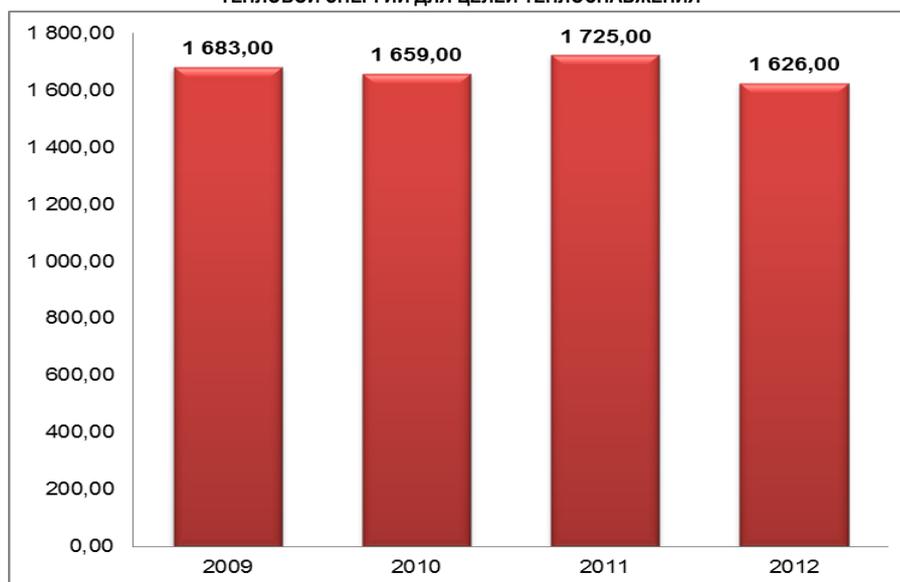


Рисунок 2.5 – Число часов использования установленной среднегодовой тепловой мощности

Аналогичная ситуация наблюдается и с числом часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов. Изменения числа часов использования тепловой мощности находятся в пределах 4% от максимальной величины 1725 часов в 2011 году.

На рисунке 2.6 представлены значения выработки электроэнергии и отпуска тепла по месяцам за 2011 год.

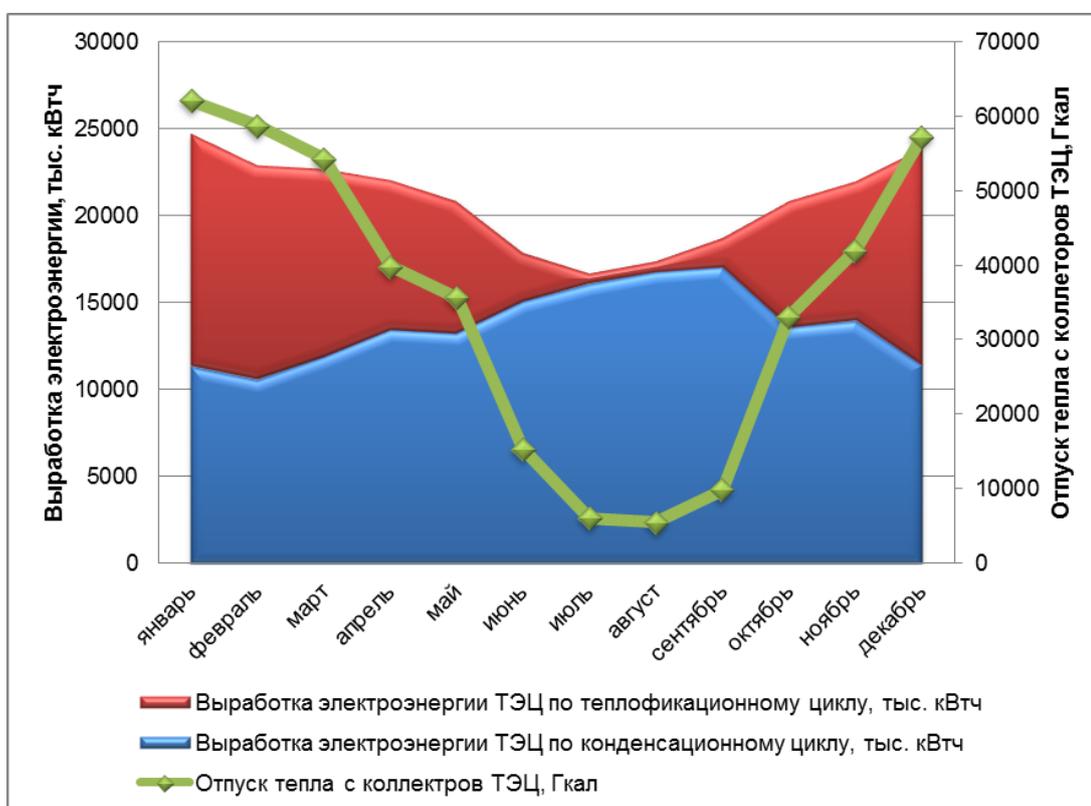


Рисунок 2.6 – Помесячная выработка электроэнергии и тепла на ТЭС в 2011 г.

Как видно из рисунка 2.6, график электрической нагрузки на ТЭЦ, задаваемый диспетчером, не коррелируется с графиком изменения тепловой нагрузки.

В летний период (минимальные тепловые нагрузки) доля теплофикационной выработки уменьшается до $4 \div 15 \%$, что негативно сказывается на удельных расходах топлива на выработку электроэнергии и, в конечном счете, на потребление топлива станцией. Снизить последствия сложившейся ситуации с загрузкой электрических мощностей на ТЭЦ можно подключением дополнительных тепловых нагрузок к станции.

2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети

На Охинской ТЭЦ вся тепловая энергия, отпущенная внешним потребителям в горячей воде и паре, подлежит учету с помощью установленных на соответствующих выводах узлов учета тепловой энергии, в состав которых входят: измерители расхода теплоносителя счетчики-расходомеры (Ф1771 "Элметро"-вода, КСД-2-пар) и температур (термометры). Места установки приборов учета с указанием вида теплоносителя представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Приборы учета, установленные на выводах Охинской ТЭЦ

Наименование	Кол-во	Марка	Класс точности, погрешность	Дата поверки, калибровки, ч.м.год	Место установки
Коммерческий учёт горячей воды					
Расход сетевой воды в прямом трубопроводе	1	Ф1771 "Элметро"	0,5	26.07.2012г.	ТФУ
Расход сетевой воды в обратном трубопроводе	1	Ф1771 "Элметро"	0,5	26.07.2012г.	ТФУ
Расход подпиточной воды	1	Ф1771 "Элметро"	0,5	26.07.2012г.	ТФУ
Коммерческий учёт пара					
Расход "острого пара" на промысел	1	КСД-2	1	III кв.2012	ТРП

Все средства измерения, задействованные приборном учете отпуска тепловой энергии, внесены в Государственный реестр средств измерений и проходят регулярную поверку. Все коммерческие узлы учета ежегодно допускаются в эксплуатацию Ростехнадзором.

Подробная характеристика приборов учета отпуска тепла и теплоносителя от ТЭЦ приведена в Приложении 1 (шифр 64236.ОМ-ПСТ.001.001.).

2.2.10 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования ТЭЦ

В таблице 2.10 представлена статистика технологических нарушений по ТЭЦ за 2008 -2012 годы.

Таблица 2.10 – Статистика технологических нарушений на ТЭЦ за 2008-2012 годы

№ п/п	Дата, время возникновения нарушения	Дата, время окончания нарушения	Недоотпуск эл. энергии/ тепловой энергии, тыс. кВт/Гкал	Экономический ущерб, тыс. руб.	Наименование оборудования	Краткое описание технологического нарушения
2008 год						
1	14.03.2008. 19-05	14.03.2008. 19-45	6,000/0	14,5	Э/оборудование	действием дифзащиты Т6-40-110 отключились ВМ-ТГ6-6, ВМ-ТГ6-110, ВМ1-РБ-ТГ6-6, ВМ2-РБ-ТГ6-6 из-за ошибочного действия оперативного персонала
2	19.03.2008. 00-00	19.03.2008. 05-00	8,43/89	36,4	т/а ст. № 6 типа ПТ-25-90/10	закрылись стопорные клапаны
3	27.05.2008. 01-25	27.05.2008. 05-20	20,42/0	23,8	ЛЭП-35 кВ	межфазное КЗ в сети 35 кВ
4	09.07.2008. 21-25	09.07.2008. 21-59	2,43/5,0	10,745	к/а ст. № 7 типа БКЗ120-100 ГМ	остановка котла из-за разрушения вертикальной трубы потолочного пароперегревателя
5	23.08.2008. 10-00	23.08.2008. 12-18	0/0	0	т/а ст. № 6 типа ПТ-25-90/10	отключение т/а-6 из-за выпадения оси рассоединения крепления серьги привода с поворотным кольцом регулирующей поворотной диафрагмой ЧСД
6	13.09.2008. 12-09	13.09.2008. 13-06	6,2/0	6,500	ГТЭ-19	останов ГТЭ-19 действием защиты «Т7 медиана к мин.»
7	29.09.2008. 15-56	30.09.2008. 03-48	154,01/44,3	169,5	полный сброс	полный сброс электрической и тепловой нагрузки электростанции из-за ошибочных действий ОП
8	07.12.2008. 02-33	07.12.2008. 03-09	4,6/0	5,12	т/а ст. № 6 типа ПТ-25-90/10	закрылись стопорные клапаны
	Итого:		202,09/138,3	266,565		
2009 год						
1	24.01.2009. 00-45	24.01.2009. 01-09	2,15/0	2,64	Т603	короткое замыкание на линии Т603 из-за прохождения циклона с налипанием мокрого снега, гололеда и порывистого ветра
2	27.02.2009. 00-09	27.02.2009. 03-31	8,2/43	30,4	т/а ст. № 6 типа ПТ-25-90/10	отключение т/а-6 из-за выхода из строя прибора «Давление пара в П-отборе» в условиях длительного периода низких температур наружного воздуха (-22 – 28 °С) подмерзание приборов МЦ т/а-6
3	09.05.2009, 05-09	09.05.2009, 07-03	13,59/0	23,490	ГТЭ-19	отключение дожимного газового компрессора, вызванное нарушением схемы поддержания масла в картере ДГК по причине закрытого вентиля перед поплавковым регулятором уровня масла при дозаправке маслобака (ошибочные действия ОП)
4	15.06.2009 22-53	15.06.2009 23-00	0,407/2		к/а ст. № 6 типа БКЗ120-100 ГМ	резкий сброс нагрузки на к/а-6 из-за ошибочных действий ОП при регулировании давления пара

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Дата, время возникновения нарушения	Дата, время окончания нарушения	Недоотпуск эл. энергии/ тепловой энергии, тыс. кВт/Гкал	Экономический ущерб, тыс. руб.	Наименование оборудования	Краткое описание технологического нарушения
5	31.08.2009. 23-50	01.09.2009. 07-30	16/51	51,720	к/а ст. № 7 типа БКЗ120-100 ГМ	разрушение трубы потолочного перегревателя типоразмером 38x4 ст 20 из-за перегрева; тление теплоизоляции на промежуточном корпусе турбины; попадание инородного тела (камешек) под контактор включения ВМ Т602
6	24.09.2009 18-10	24.09.2009 18-25	1,13/6	8,00	к/а ст. № 8 типа БКЗ120-100 ГМ	разрушение верхних сварных швов, деформации нижних сварных швов металлических листов обтекателя уходящих газов
7	17.11.2009 20-25	17.11.2009 20-52	4,909/0	12,55	т/а ст. № 4 типа ПТ-25-90/10	отключен по дифзащите генератора
	Итого:		46,39/102,0	125,672		
2010 год						
1	21.01.10. 02-29	21.01.10. 09-00	4,286/0	7,427	к/а ст. № 8 типа БКЗ120-100 ГМ	потеря контроля и управления котлом вследствие отказа приборов и автоматики котла при перемерзании импульсных линий
2	27.01.10. 09-39	30.01.10. 07-59	2425/0	422,882	ДГК ГТЭ-19	аварийно остановлен технологической защитой «Давление масла низкое, из-за разрушения привода масляного насоса высокого давления»
3	20.02.10. 17-15	20.02.10. 23-15	0,52/439	174,678	к/а ст. № 7 типа БКЗ120-100 ГМ	разрушение десятой трубы слива во втором ряду потолочного пароперегревателя типоразмером 38 x 4 ст. 20 по причине ее перегрева
4	31.05.10. 21-12	31.05.10. 22-05	6,1/0	12,796	к/а ст. № 6 типа БКЗ120-100 ГМ	остановлен защитой «Упуск уровня» из-за ложного срабатывания ИПК
5	04.08.10. 00-37	04.08.10. 07-59	13,0/37	9,453	ДГК ГТЭ-19	отключен действием технологической защиты «Нет потока смазочного масла на цилиндры компрессора» из-за выхода из строя автономных элементов питания датчиков потока масла DNFT A-10753
6	10.08.10. 10-25	10.08.10. 10-27	0,045/61	15,6	к/а ст. № 6 типа БКЗ120-100 ГМ	отключен из-за разрушения трубы потолочного пароперегревателя по причине длительного перегрева
7	18.08.10. 17-40	18.08.10. 18-28	2,643/0	4,884	SGT-500	останов SGT-500 произошел по неизвестной причине во время проведения теста на заброс оборотов низкого, высокого давления (РНД, РВД) и силовой турбине
8	31.08.10. 08-20	31.08.10. 22-30	3,328/0	6,149	т/а ст. № 4 типа ПТ-25-90/10	остановлен из-за попадания обтирочного материала под контактные щетки ротора, что привело к поднятию части щеток и увеличению токовой нагрузки на оставшиеся и вызвало дуговые разряды, повреждение поверхности контактного кольца на стороне «+»
9	16.09.10. 11-04	16.09.10. 15-13	0/0	0	ОРУ-35 II секция	при выводе в плановый ремонт II секции ОРУ-35 во время отключения ШР1-СВМ-35 произошел излом изолятора типа ИОС-35/400 в месте нижнего фланца фаза А
10	17.11.10.	17.11.10.	0,133/0	0,27	к/а ст. № 5 типа	отключение из-за разрушения экранной трубы от перегрева, наруше-

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Дата, время возникновения нарушения	Дата, время окончания нарушения	Недоотпуск эл. энергии/ тепловой энергии, тыс. кВт/Гкал	Экономический ущерб, тыс. руб.	Наименование оборудования	Краткое описание технологического нарушения
	01-45	01-57			БКЗ120-100 ГМ	ния циркуляции
11	18.11.10. 17-02	18.11.10. 17-02	0/0	0	к/а ст. № 5 типа БКЗ120-100 ГМ	отключение из-за ошибочных действий оперативного персонала при подготовке котла к растопке
12	10.12.10. 08-47	10.12.10. 12-28	2,19/0	4,445	КН-4А	отключение из-за отсутствия бифилярного монтажа заземляющего проводника кабельной линии через кольцевой трансформатор тока 0,4 кВ в ячейке КН-4А
13	19.12.10. 02-30	19.12.10. 03-20	1,25/0	5,209	к/а ст. № 7 типа БКЗ120-100 ГМ	остановлен из-за разрушения вертикального участка потолочного пароперегревателя
	Итого:		275,93/537,0	703,185		
2011 год						
1	02.01.11. 12-30	02.01.11. 12-55	0/0	4,419	к/а ст. № 7 типа БКЗ120-100 ГМ	остановлен из-за разрушения вертикального участка потолочного пароперегревателя
2	03.03.11. 17-14	03.03.11. 17-40	3,54/0	7,972	т/а ст. № 6 типа ПТ-25-90/10	отключился по снижению вакуума
3	16.04.11. 21-22	16.04.11. 21-31	1,47/0	3,908	т/а ст. № 5 типа ПТ-25-90/10	отключен защитой «По повышению давления в конденсаторе» из-за низкого качества запорной арматуры, выразившейся в поломке крепления плашек к штоку задвижки
4	16.06.11. 20-27	16.06.11. 04-05	31,99/0	81,792	т/а ст. № 5 типа ПТ-25-90/10	отключен срабатыванием защиты рабочей системы возбуждения
5	30.06.11. 01-32	30.06.11. 08-46	0,804/0	8,489	к/а ст. № 8 типа БКЗ120-100 ГМ	отключен из-за разрушения трубы №79 на прямом вертикальном участке потолочного пароперегревателя вследствие длительного перегрева
6	15.07.11. 13-10	15.07.11. 19-10	47/54	126,627	к/а ст. № 5 типа БКЗ120-100 ГМ	отключен из-за разрушения отвода по линии Ду 50 сниженного узла питания вследствие длительной эксплуатации регулятора Ду 50.
7	24.08.11. 08-00	24.08.11. 08-12	1,1/0	6,776	к/а ст. № 8 типа БКЗ120-100 ГМ	отключен из-за разрушение трубы холодного пакета пароперегревателя.
8	24.08.11. 15-54	24.08.11. 16-20	3,1/5	1,761	ГТЭ-19	отключен ГТЭ-19 действием технологической защиты (погасание факела из-за неисправности датчика пламени)
9	31.08.11. 11-30	31.08.11. 12-49	32,125/15	77,058	т/а ст. № 5 типа ПТ-25-90/10	отключен из-за срабатывания защиты рабочей системы возбуждения с отключением т/г 5 из параллельной работы
10	31.08.11. 20-45	31.08.11. 00-59	32,1/15	117,156	к/а ст. № 8 типа БКЗ120-100 ГМ	отключен из-за разрушения трубы вертикального участка потолочного пароперегревателя вследствие длительного пережога.
11	12.10.11.	12.10.11.	6,371/10	17,718	к/а ст. № 7 типа	отключен из-за разрушение трубы правой боковой поверхности.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Дата, время возникновения нарушения	Дата, время окончания нарушения	Недоотпуск эл. энергии/ тепловой энергии, тыс. кВт/Гкал	Экономический ущерб, тыс. руб.	Наименование оборудования	Краткое описание технологического нарушения
	21-10	23-03			БКЗ120-100 ГМ	
	Итого:		159,6/99,0	453,676		
2012 год						
1	03.01.12. 19-55	03.01.12. 20-33	2,254/3,1	7,415	К/А ст. № 8 типа БКЗ 120-100ГМ	отключение КА-8 произошло из-за короткого замыкания в лампе ЛК цепей управления выключателем ДС-8 (ошибочные действия оперативного персонала)
2	04.01.12. 19-00	04.01.12. 19-20	0,750/0	2,012	Т/А ст. № 6 типа ПТ-25-90/10	нарушение в работе ТА-6 произошло из-за потери уплотнения вала КН-6 ^А
3	23.01.12. 13-06	23.01.12. 15-35	9,5440/0	25,6	Т5-40-110	отключение Т5-40-110 произошло из-за ошибочного включения ВВ1-Р-ТГ5-6, ВВ2-Р-ТГ5-6 и подачи напряжения от 3-й секции РУСН-6 кВ на шинный мост 6 кВ с установленном на нём ПЗ (ошибочные действия оперативного персонала)
4	16.02.12. 13-45	16.02.12. 14-46	4,489/0	11,234	ВМ-Т5-110	разрушение маслонаполненного герметичного ввода МКП-110-3,5 по причине физического износа масляного выключателя ВМ-Т5-110
5	16.06.12. 01-30	16.06.12. 05-03	16,298/0	37,538	генератор ст. № 5	при неоднократных повреждениях в линиях 35 кВ: Т601, Т602, Т603, Т604, Т605, Т606, в условиях грозовых явлений и ливневого дождя, в результате межфазных К.З., произошло резкое увеличение тока статора до 11,5 кА, что привело к снижению напряжения на вводах статора до 4,3 кВ в сети, работу форсировки генератора ст. № 5 до уставки срабатывания по току возбуждения ротора.
6	20.07.12 17-30	20.07.12 17-39	0,624/31	18,141	генератор ст. № 5	в результате межфазных К.З. в линии 35 кВ Т602 произошло снижение напряжения на выводах статора, что вызвало работу регулятора напряжения генератора ст. № 5 до уставки срабатывания по току возбуждения ротора.
7	26.08.12 18-15	26.08.12 18-37	2,86/0	6,579	генератор ст. № 5	в результате межфазных К.З. в линии 35 кВ Т601 в обмотке вращающегося диодного выпрямителя ТГ-5 образуются токи частотой 400 Гц. Неправильная работа защит устройства системы возбуждения отключает автоматические выключатели питания токового преобразователя с последующим отключением ВВ-ТГ5-6.
8	13.09.12 01-25	13.09.12 06-43	21,089/38	52,720	ГТЭ-19	отключение ГТЭ-19 из-за неправильной работы контролера АС160.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№ п/п	Дата, время возникновения нарушения	Дата, время окончания нарушения	Недоотпуск эл. энергии/ тепловой энергии, тыс. кВт/Гкал	Экономический ущерб, тыс. руб.	Наименование оборудования	Краткое описание технологического нарушения
9	23.12.12		171,259/635	670,037	ГТЭ-19	в результате однофазного К.З. отключился выключатель генератора 11 кВ ВВ-ГТЭ-11, действием технологической защиты аварийно остановлена ГТЭ-19.
	Итого:		229,167/707,1	831,276		

Таблица 2.11 – Статистика технологических нарушений на ТЭЦ по видам основного и вспомогательного оборудования за 2008-2012 гг.

Показатель	2008	2009	2010	2011	2012
Аварии					
На турбоагрегатах	-	-	-	-	-
На энергетических котлах	-	-	-	-	-
На электротехническом оборудовании	-	-	-	-	-
На вспомогательном оборудовании (арматура трубопроводы и т.д.)	-	-	-	-	-
Всего аварий	-	1	-	-	1
в т. ч. с ошибками персонала	-	1	-	-	-
Инциденты					
На турбоагрегатах	3	2	1	4	1
На энергетических котлах	1	3	7	6	1
На электротехническом оборудовании	2	1	4	1	6
На вспомогательном оборудовании (арматура трубопроводы и т.д.)					
Всего инцидентов	6	6	12	11	8
в т. ч. с ошибками персонала	1	2			
Недоотпуск тепловой энергии, Гкал	138,3	102	537	99	707,1
Недоотпуск эл. энергии, тыс. кВт*ч	202,09	46,39	275,93	159,6	229,167
Экономический ущерб, тыс. руб.	266,565	125,672	703,185	453,676	831,276

После выяснения причин технологических нарушений в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного эксплуатационного режима.

На рисунке 2.7 представлена динамика изменения количества технологических нарушений на ТЭЦ по видам оборудования.



Рисунок 2.7 – Количество технологических нарушений на ТЭЦ

Как следует из рисунка 2.7, в течение 2010 – 2012 годов на ТЭЦ наблюдается

снижение технологических нарушений.

2.2.11 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Для восполнения потерь пара и конденсата в пароводяном цикле станции установлено оборудование подготовки добавочной осветлённой воды. Схема водоподготовки включает в себя:

- фильтрацию на пяти механических фильтрах, загруженных гидроантрацитом (подключённых параллельно) и на фильтре гидроперегрузки, одноступенчатое Н-катионирование, декарбонизатор производительностью 150 м³/ч, двухступенчатое ОН-анионирование.

- два насоса сырой воды марки 6 НДВ-60 (360 т/час) и 1Д 315-50 (315м³/час),

- два насоса обессоленной воды марки 1 Д 315-50 и АХ 280/42 (280 м³/час),

- два насоса декарбонизированной воды типа АХ 280/42

- насосы взрыхления, раствора соли, насос раствора щелочи, вакуумный насос, стационарный № 2, компрессор.

Водоснабжение станции осуществляется по основной и резервной ниткам от системы хозпитьевого водоснабжения города Охи, источником которой является вода озера Медвежье. Дополнительным источником технического водоснабжения для охлаждения механизмов и подпитки градирни является вода озера Светлое.

2.2.12 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой и электрической энергии городского округа «Охинский»

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии по состоянию на 2011 год не выдавались.

2.2.13 Проектный и установленный топливный режим ТЭЦ

Проектным топливом для установленных на ТЭЦ энергетических котлов типа БКЗ-120-100ГМ является природный газ.

Рабочим и резервным топливом на станции служит природный газ Сахалинского месторождения.

Органическое топливо поступает от газораспределительной станции к газорегуляторному пункту, находящемуся на территории станции, и далее, по магистрали к котельному отделению через газовый коллектор распределяется по котельным агрегатам.

Таблица 2.12 – Характеристика сжигаемого топлива

Химический состав природного газа		
CO ₂	% по объему	1,23
CO	% по объему	0
CH ₄	% по объему	94,1
C ₂ H ₆	% по объему	3,18
C ₃ H ₈	% по объему	0,63
iC ₄ H ₁₀	% по объему	0,27
NC ₄ H ₁₀	% по объему	0,19
IC ₅ H ₁₂	% по объему	0,13
NC ₅ H ₁₂	% по объему	0,04
C ₆ H ₁₄	% по объему	0,16
N ₂	% по объему	0,07
Низшая теплота сгорания Q _н ^p	ккал/м ³	8347
Высшая теплота сгорания Q _в ^p	ккал/м ³	9240

В качестве аварийного топлива принята сырая нефть Охинского месторождения.

Нефть хранится в двух металлических резервуарах, ёмкостью 100 м³ каждый, введенных в эксплуатацию в 1969 году. Температура хранения нефти ниже температуры возгорания, температура сжигаемого мазута 120 °С. Пар на мазутное хозяйство подаётся от гребёнки I очереди по паропроводу протяжённостью 1051 м, с параметрами производственного отбора: P_{п-отб}= 2,5 кгс/см² и t= 300 °С.

Протяжённость нефтепровода до котлотурбинного цеха составляет 1430 м.

Топливо для ПАЭС-2500 – дизельное.

2.2.14 Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ

В таблице 2.13 приведены основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ за период с 2008 по 2011 годы, включающие в себя базовые целевые

показатели функционирования системы теплоснабжения в части источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Таблица 2.13 – Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ за 2008-2012 годы

Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
Электрическая установленная мощность турбин	МВт	99	99	99	99	99
Электрическая располагаемая мощность турбин	МВт	74	74	74	99	81,036
Средняя рабочая мощность	МВт	81,1	70,8	68,7	81,7	76,4
Максимальная электрическая нагрузка	МВт	-	39,5	38	37,5	39
Тепловая установленная мощность	Гкал/ч	216	216	216	216	216
в т. ч. турбоагрегатов	Гкал/ч	216	216	216	216	216
Максимум тепловой нагрузки	Гкал/ч	-	119,5	114,8	99,1	99,1
Фактическая тепловая нагрузка, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха принятую для проектирования зданий	Гкал/ч	92,9	85,2	84,4	83,2	86,2
Коэффициент использования электрической установленной мощности	%	29,27	28,79	28,84	28,97	29,49
Коэффициент использования тепловой установленной мощности	%	19,29	19,21	18,93	19,70	18,57
Выработка электроэнергии всего	тыс. кВт*ч	254562	249701	250086	251261	255764
Количество электроэнергии выработанной в конденсационном режиме, в т. ч.	тыс. кВт*ч	168178	161392	166663	165259	175571
Количество электроэнергии выработанной в теплофикационном режиме, в т. ч.	тыс. кВт*ч	86384	88309	83423	86002	80193
Количество тепловой энергии, отпущенной с коллекторов, в т. ч.	тыс. Гкал	434,042	428,41	424,67	419,56	390,75
Количество тепловой энергии, отпущенной из теплофикационных отборов турбоагрегатов	тыс. Гкал	332,01	329,59	333,11	330,62	309,73
часовой проектный коэффициент теплофикации	-	1	1	1	1	1
часовой фактический коэффициент теплофикации	-	1	1	1	1	1
годовой коэффициент теплофикации	-	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79
среднегодовое значение УРУТ на выработку электрической энергии, в т. ч.	г/кВт*ч	386,4	380,2	407,5	376,6	382,9
Среднегодовое значение УРУТ на выработку электроэнергии в конденсационном режиме, в т. ч.	г/кВт*ч	502,1	499,2	528,4	488,8	483,5
Среднегодовое значение УРУТ на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме, в т. ч.	г/кВт*ч	160,2	160,4	163,3	159,2	160,7
Среднегодовое значение УРУТ на выработку теп-	кг/Гкал	154,5	154,7	158,5	156,6	153,8

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Показатель	Ед. изм.	2008	2009	2010	2011	2012
ловой энергии в теплофикационном режиме, в т. ч.						
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электрической энергии	тыс. кВт*ч	21504	19890	21866	21295	21323
Расходы электроэнергии на собственные нужды на выработку тепловой энергии	тыс. кВт*ч	13822	13891	13900	13140	11874
Расход тепла на собственные нужды на тепло	тыс. Гкал	8,00	7,70	7,64	8,02	8,42
Расход тепла на собственные нужды в период максимальной тепловой нагрузки в паре	Гкал/ч	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35
Расход тепла на собственные нужды в период максимальной тепловой нагрузки в воде	Гкал/ч	1,34	1,3	1,24	1,19	1,35
Среднегодовое значение УРУТ на отпуск электрической энергии с шин, в т. ч.	г/кВт*ч	461,48	453,53	478,14	450,01	453,10
В конденсационном режиме	г/кВт*ч	599,70	595,50	620,00	584,10	572,10
В теплофикационном режиме	г/кВт*ч	191,30	191,30	191,60	190,20	190,20
Среднегодовое значение УРУТ на отпуск электрической энергии с шин в отопительном периоде	г/кВт*ч	428,79	424,03	434,72	422,23	425,19
Среднегодовое значение УРУТ на отпуск электрической энергии с шин в межотопительном периоде	г/кВт*ч	581,96	560,08	595,30	517,63	551,33
среднегодовое значение УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов, в т. ч.	кг/Гкал	154,48	154,68	158,54	156,58	153,80
В отопительном периоде	кг/Гкал	153,84	152,28	155,93	155,96	152,36
В межотопительном периоде	кг/Гкал	184,78	179,62	182,64	176,23	185,44
Коэффициент полезного использования топлива	%	-	53,4	51,3	53,0	51,7

Среднегодовой коэффициент использования установленной тепловой мощности на ТЭЦ составлял в 2011 г. 19,7 %, установленной электрической мощности – 28,97 %.

На рисунке 2.8 представлены объемы выработки и отпуска электроэнергии ТЭЦ за 2008-2012 гг.

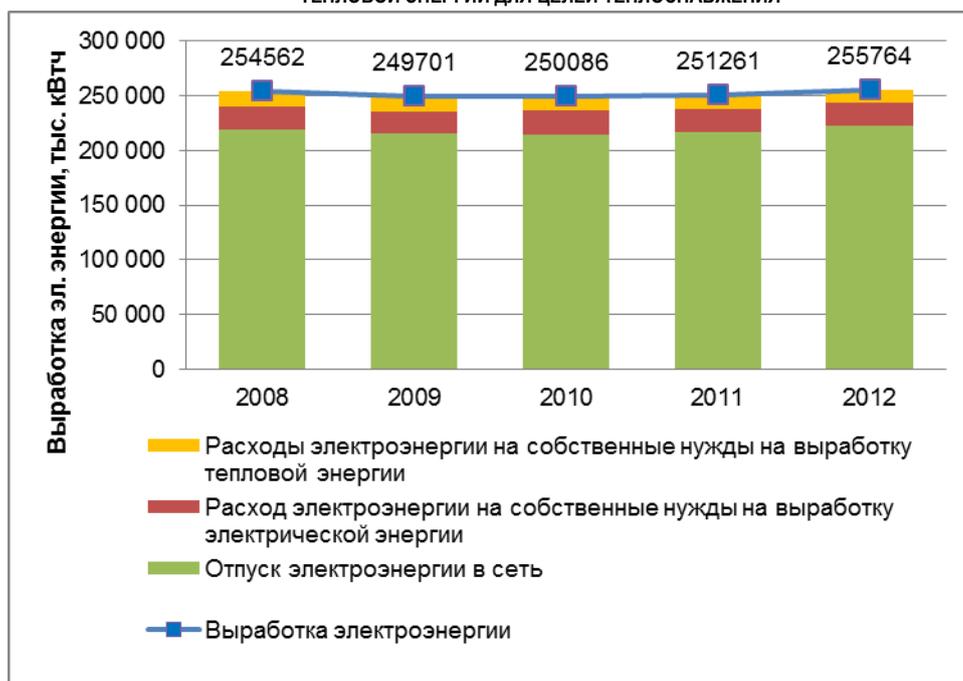


Рисунок 2.8 – Выработка и отпуск электроэнергии ТЭЦ.

Как следует из рисунка, расходы электроэнергии на собственные нужды станции практически не изменяются за рассматриваемый период. Минимальная выработка электроэнергии наблюдается в 2009 г. и составляет 249,7 млн кВтч, максимальная в 2012 г. – 255,7 млн кВтч. Выработка электроэнергии станции колеблется в пределах 2 % от максимального значения, что обусловливается спецификой размещения станции и динамикой развития потребителей.

На рисунке 2.9 представлены данные о выработке электроэнергии на тепловом потреблении и в конденсационном режиме на ТЭЦ.

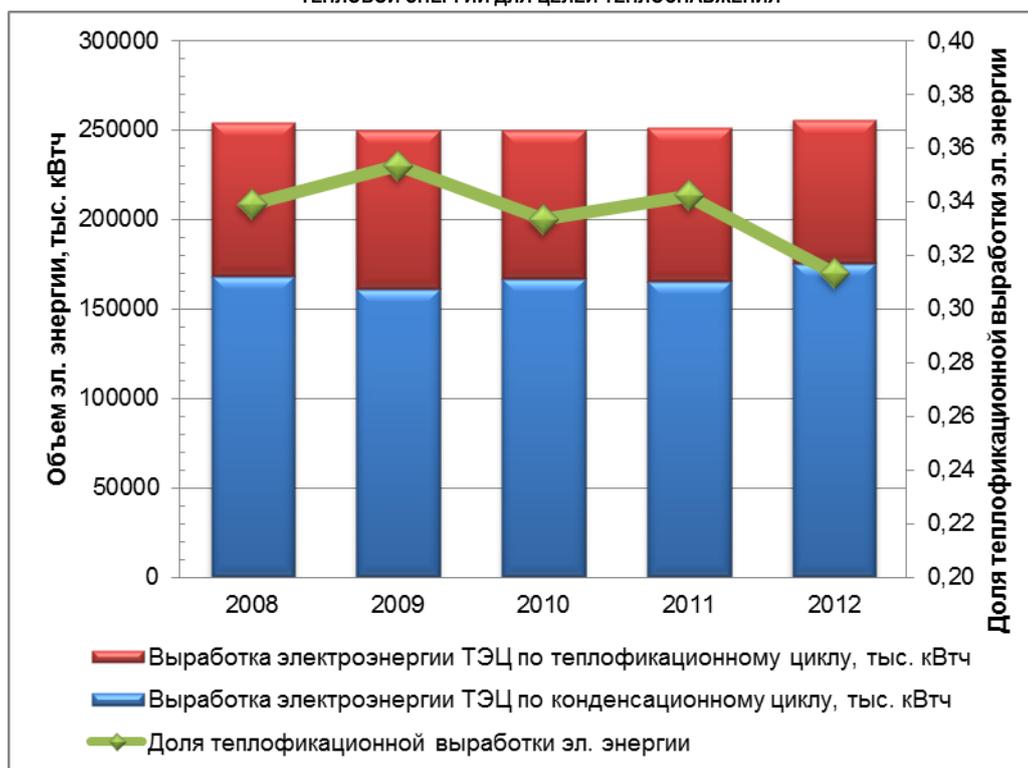


Рисунок 2.9 – Выработка электроэнергии в теплофикационном и конденсационном режиме

На ТЭС наблюдается небольшое снижение доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении. Это связано с тем, что станция работает по электрическому графику, задаваемому диспетчером, который не совпадает с графиком тепловых нагрузок, а также недогрузкой тепловых мощностей. Как следствие, и в отопительном, и особенно в неотапительном периоде тепловые мощности турбоагрегатов остаются незагруженными, что приводит к увеличению конденсационной выработки электроэнергии.

На рисунке 2.10 представлены значения отпуска тепловой энергии от ТЭС.

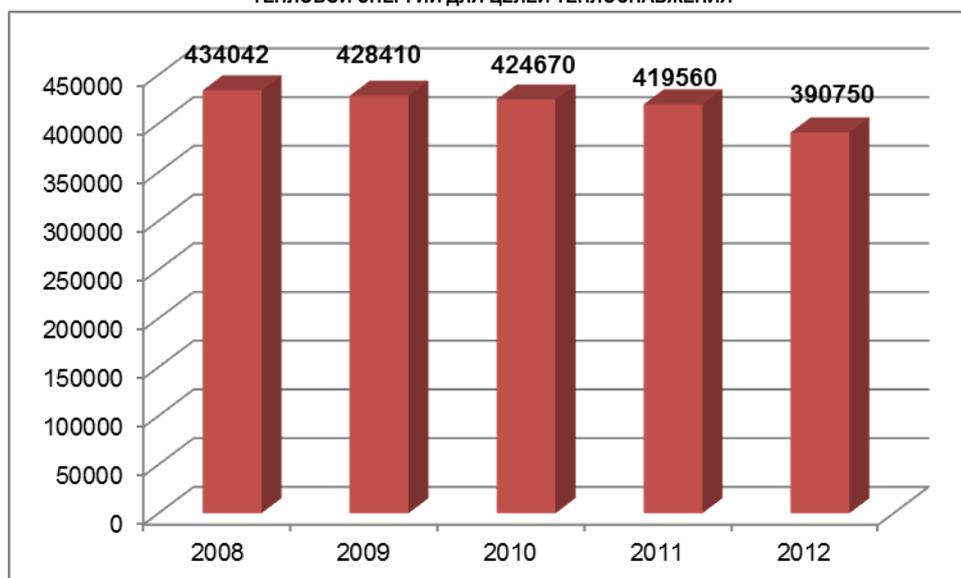


Рисунок 2.10 – Отпуск тепловой энергии на ТЭС

Отпуск тепла производится от отборов турбоагрегатов. Необходимо отметить снижение отпуска тепла к 2011 году, что связано с повышением средней месячной температуры наружного воздуха за отопительный период и снижением спроса на тепловую энергию.

На рисунках 2.11-2.12 представлены значения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и тепловой энергии соответственно.

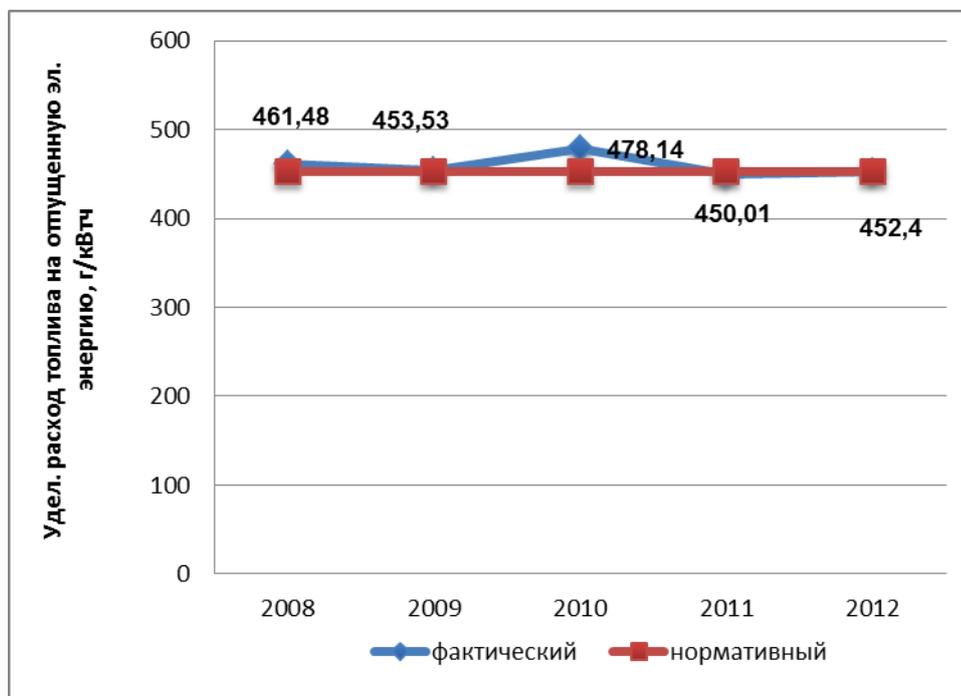


Рисунок 2.11 - Изменение удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии ТЭС

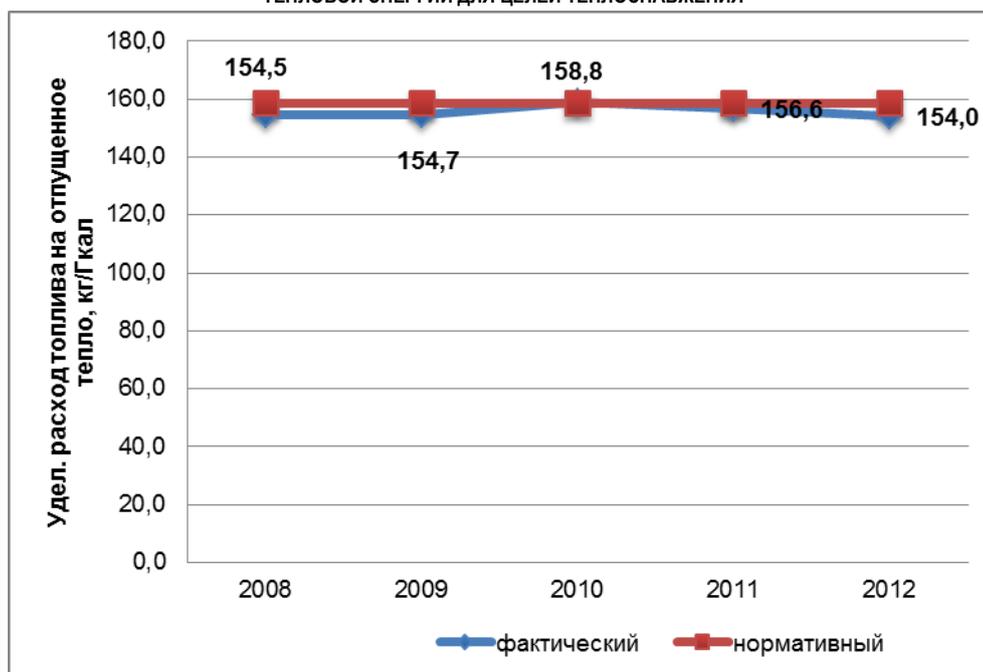


Рисунок 2.12 - Изменение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии

Значения удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии колеблются в пределах 2 % от нормативных значений за исключением 2010 года, в котором наблюдается завышение над нормативным значением удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии, что связано с эксплуатацией низкоэффективного турбинного оборудования – турбин, стационарные №№ 4 и 6.

На основании вышеизложенного, по результатам работы ТЭЦ в 2011 году можно отметить следующее:

- 66 % общего отпуска электрической энергии на ТЭЦ осуществлялось за счет электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу;
- удельный расход топлива на выработку электрической энергии на ТЭЦ составил 450,01 г/кВт*ч;
- коэффициент использования установленной тепловой мощности на ТЭЦ составил 33 %;
- коэффициент использования установленной электрической мощности на ТЭЦ составил 42 %;
- невысокая среднегодовая загрузка теплофикационных мощностей ТЭЦ в течение года (в особенности в неотапительный период), выработка электроэнергии по диспетчерскому графику создают предпосылки для увеличения выработки электроэнергии в конденсационном режиме; для увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении необходимо для

ТЭЦ рассмотреть возможность подключения дополнительных тепловых нагрузок с увязкой перспективы развития города и теплосетевого хозяйства.

2.3 Котельные

На территории городского округа «Охинский» функционируют 7 муниципальных котельных.

Муниципальные котельные являются водогрейными и предназначены для обеспечения тепловой энергией систем отопления жилых, общественных и других зданий.

Исключением являются котельные №№ 15 и 24. Котельная № 15 села Восточное обеспечивает три жилых дома тепловой энергией на нужды отопления и ГВС. Котельная № 24 обеспечивает ГВС и паром центральную районную больницу на нужды прачечной и молочной кухни.

Согласно Распоряжений главы муниципального образования городской округ «Охинский» от 18.10.2010 № 634, от 13.09.2010 № 558, от 24.09.2010 № 579 МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство» на праве хозяйственного ведения переданы четыре котельные: № 15, № 16 в селе Восточное, модульная котельная в селе Москальво, модульная котельная в селе Тунгор. Распоряжением администрации муниципального образования городской округ «Охинский» от 09.04.2012 № 151 во временное пользование передана котельная № 22 в селе Некрасовка, ранее находившаяся в эксплуатации ООО «Некрасовка».

Котельные №№ 12 и 24 находятся на праве хозяйственного ведения у ООО «Теплосети». В соответствии с договором аренды от 29.12.2012 года № 418 заключенный с комитетом по управлению муниципальным имуществом и экономике муниципального образования городской округ «Охинский» предприятию для осуществления деятельности по производству и передачи тепловой энергии с 29 декабря 2012 года переданы:

- котельная № 12 с установленным оборудованием и тепловая сеть для передачи тепловой энергии от котельной № 12;

- котельная № 24 с установленным оборудованием.

Также на территории округа действуют несколько ведомственных котельных, обеспечивающих собственные потребности в тепловой энергии. В частности - котельная предприятия МАУ «СОК «Дельфин». Информация об остальных котельных не предоставлена.

Схема расположения котельных округа представлена на рисунке 2.1 и в приложении 4 к настоящему документу.

2.3.1 Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования)

Основной парк котельного оборудования муниципальных котельных представлен в таблице 2.14. Суммарная установленная мощность котельных составляет 27,35 Гкал/ч.

На котельной МАУ «СОК «Дельфин» в 2007 году введены в эксплуатацию два котла марки «Луч-2,0-95» производства ЗАО «Рыбинсккомплект» суммарной установленной мощностью 3,44 Гкал/ч.

Таблица 2.15 –Технические характеристики котельного оборудования по состоянию на 2013 год

Организация	Наименование котельной	Основное котельное оборудование	Количество	Год ввода	Возраст на 01.01.2011, лет	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Собственные нужды, Гкал/ч
МУП «Жилищно-коммунальное хозяйство»	Котельная № 15 (с. Восточное)	Универсал-6М	1	1979	32	0,65	1,35	0,035
		ТМНВ-G400	1	2000	11	0,35		
		ТМНВ-G400	1	2000	11	0,35		
	Котельная № 16 (с. Восточное)	Д-1500	1	1964	47	0,98	6,8	0,14
		КВГМ-4	1	1989	22	4		
		ВУЛКАН	1	1971	40	1,82		
	МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	ЗИОСАБ-1000	1	2009	2	0,86	3,44	0,175
		ЗИОСАБ-1000	1	2009	2	0,86		
		ЗИОСАБ-1000	1	2009	2	0,86		
		ЗИОСАБ-1000	1	2009	2	0,86		
	МК КЕДР-5 (с. Москальво)	ЗИОСАБ-1000	1	2010	1	0,86	3,44	0,264
		ЗИОСАБ-1000	1	2010	1	0,86		
		ЗИОСАБ-1000	1	2010	1	0,86		
ЗИОСАБ-1000		1	2010	1	0,86			
Котельная № 22 (с. Некрасовка)	КСВ-1	1	2004	1	0,86	7,36	0,368	
	КВГМ2,5	1	1991	1	2,5			
	КВГМ4	1	1991	1	4,0			
ООО «Теплосети»	Котельная № 24 (г. Оха)	Е 1,0-0,9М (паровые)	1	1985	23	0,65	1,95	0,016
		Е 1,0-0,9М (паровые)	1	1992	16	0,65		
		Е 1,0-0,9М (паровые)	1	1988	20	0,65		
	Котельная № 12 (г. Оха)	КВГМ-2,5	1	1991	17	2,15	3,01	0,03
		КСВ-1,0	1	2004	4	0,86		
ИТОГО			22	-	-	27,35	27,35	1,028

В приложении 1 к настоящему документу представлена следующая информация по котельным: тип (отопительная, производственно-отопительная, производственная), ведомственная принадлежность, установленная тепловая мощность, подключенные нагрузки, графики отпуска теплоты, топливные режимы, расход топлива и др.

2.3.2 Установленная тепловая мощность оборудования котельных

Теплоснабжение осуществляется от котельных суммарной установленной мощностью около 31 Гкал/ч, в т.ч.:

- от 5 муниципальных котельных МУП «ЖКХ» с суммарной установленной мощностью 22,39 Гкал/ч;
- от 2 муниципальных котельных ООО «Теплосети» с суммарной установленной мощностью 4,96 Гкал/ч;
- от ведомственных источников с суммарной установленной мощностью около 5 Гкал/ч.

Все котлы имеют единичную мощность менее 5 Гкал/ч. Наиболее мощные котлы КВГМ-4 с единичной мощностью 4 Гкал/ч установлены на котельных №№ 16 и 22.

Вклады котельных в суммарную тепловую мощность составляют (рисунок 2.13 :

- для муниципальных котельных – 89 %;
- для ведомственных котельных – 11 %.

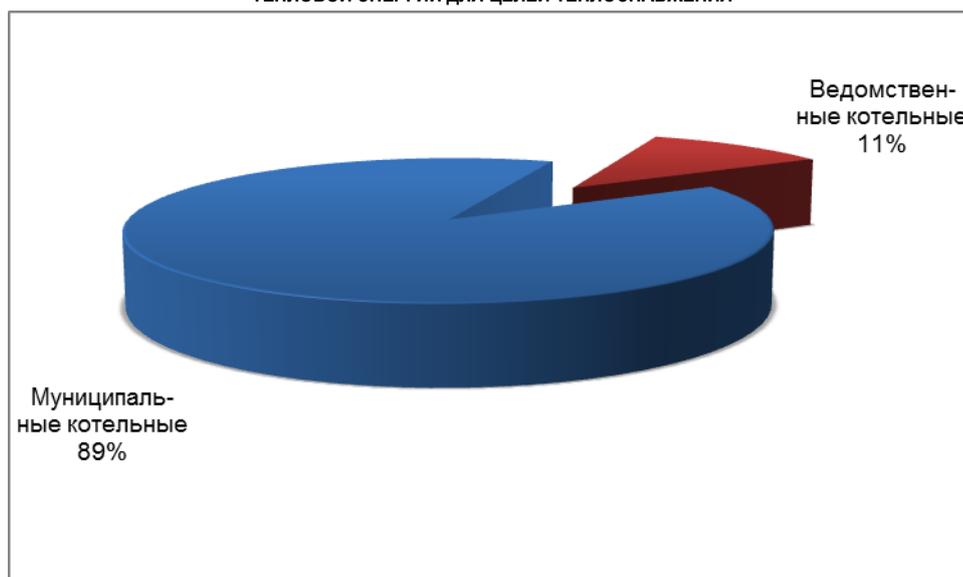


Рисунок 2.13 – Вклады котельных в суммарную тепловую мощность

2.3.3 Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности нетто

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования источников тепловой энергии по состоянию на 2011 год не выдавались.

Величины потребления тепловой мощности на собственные нужды по ведомственным котельным предоставлены не были. По имеющимся данным по муниципальным котельным потери тепловой мощности на собственные нужды составили 1,028 Гкал/ч и представлены в таблице 2.16 с разбивкой по котельным.

Таблица 2.16 - Величина потребления тепловой мощности источников на собственные нужды

Наименование котельной	Тип котельной	Вид топлива	Установленная номинальная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Потери тепловой мощности на собственные нужды котельной, Гкал/ч
Муниципальные котельные			27,35	27,35	1,028
Котельная № 15 (с. Восточное)	отопительная	газ	1,35	1,35	0,035
Котельная № 16 (с. Восточное)	отопительная	газ	6,8	6,8	0,14
МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	отопительная	газ	3,44	3,44	0,175
МК КЕДР-5 (с. Москальво)	отопительная	газ	3,44	3,44	0,264

Наименование котельной	Тип котельной	Вид топлива	Установленная номинальная тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность котельной, Гкал/ч	Потери тепловой мощности на собственные нужды котельной, Гкал/ч
Котельная № 22 (с. Некрасовка)	отопительная	газ	7,36	7,36	0,368
Котельная № 24 (г. Оха)	паровая	газ	1,95	1,95	0,016
Котельная № 12 (г. Оха)	отопительная	газ	3,01	3,01	0,03
Ведомственные котельные, в т.ч.:			3,44	3,44	0,03
МАУ «СОК «Дельфин»	отопительная	газ	3,44	3,44	0,03

2.3.4 Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования.

Ввод оборудования на котельных МУП «ЖКХ» и ООО «Теплосети» в эксплуатацию осуществлялся в период с 1964 до 2010 года и представлен диаграммой на рисунке 2.14.

Котельная МАУ «СОК Дельфин» запущена в 2007 году. В котельной установлено два котла «Луч-2-95» ЗАО ФПК «Рыбинсккомплекс» мощностью 1,72 Гкал/ч.

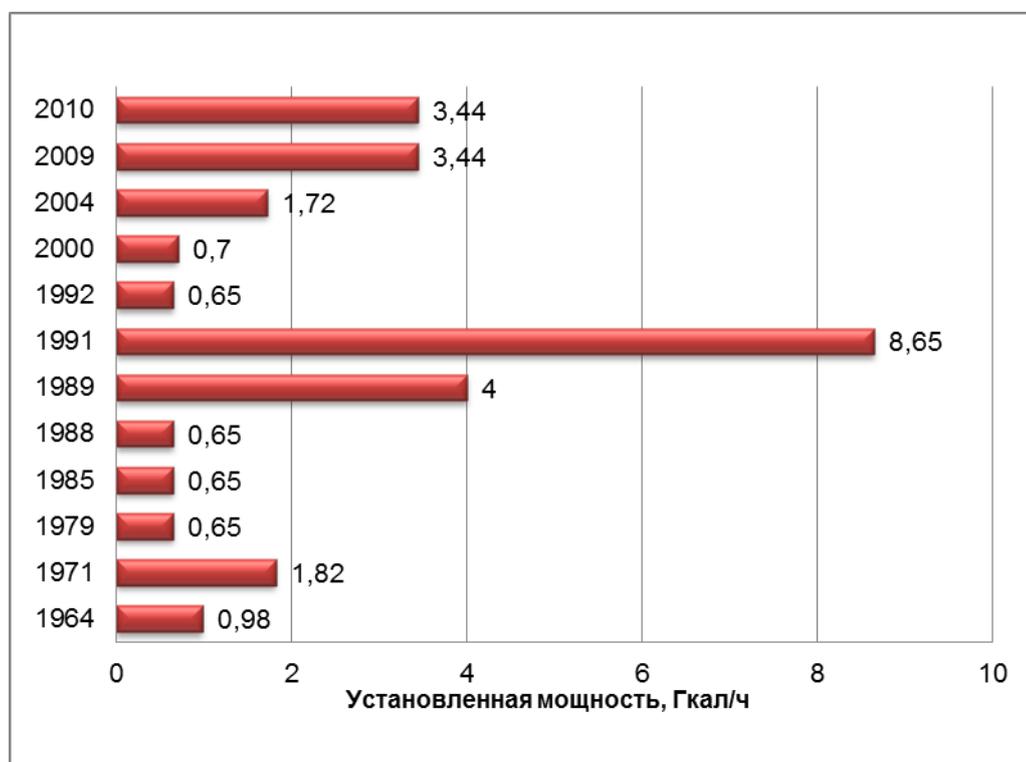


Рисунок 2.14 – Мощности вводимого котлового оборудования по годам

Данные по паспортным значениям назначенного срока службы котлов отсут-

ствуют.

Исходя из назначенного документом СО 153-34.17.469-2003 «Инструкция по продлению срока безопасной эксплуатации паровых котлов с рабочим давлением до 4,0 Мпа включительно и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С» срока службы котлов (для паровых водотрубных – 24 года, водогрейных всех типов – 16 лет), срок службы к 2012 году котлов суммарной мощностью 16,1 Гкал/ч (около 59 % всей установленной мощности) превышает нормативные значения. Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

Необходимо отметить, что на данный момент котельное оборудование с выработанным парковым ресурсом, но прошедшее техническое освидетельствование и диагностирование, эксплуатируется в рабочем режиме.

При этом в ближайшее время может возникнуть необходимость в капитальном ремонте части котельного оборудования со сроком службы выше нормативного.

2.3.5 Схемы выдачи тепловой мощности котельных

В общем случае котельная установка представляет собой совокупность котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства: устройства подачи и сжигания топлива, очистки воды, теплообменные аппараты различного назначения; насосы исходной (сырой) воды, сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения, подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в сетях, баки питательные, конденсационные, баки-аккумуляторы горячей воды; дутьевые вентиляторы и воздушный тракт, дымоходы, газовый тракт и дымовую трубу; устройства вентиляции, системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива, тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной зависит от вида вырабатываемого теплоносителя и от схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды, от качества исходной воды. Водяные тепловые сети закрытые. При закрытой системе вода (или пар) отдает свою теплоту в местных системах и пол-

ностью возвращается в котельную. Схема тепловой сети определяет производительность оборудования водоподготовки, а также вместимость баков-аккумуляторов.

Общая принципиальная схема производства и транспортировки до потребителя тепловой энергии заключается в выработке тепловой энергии в котле путем сжигания топлива и передача энергии потребителям водяным теплоносителем с помощью насосов отопления через тепловые сети.

Технологические схемы сетевой установки котельных представлены в приложении 1 к настоящему документу.

2.3.6 Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных

Отпуск тепловой энергии в тепловые сети от котельных производится по температурному графику 95-70 °С и регулируется автоматически в зависимости от температуры наружного воздуха.

На котельной № 24 отпуск пара производится в зависимости от хозяйственно бытовой потребности потребителя.

2.3.7 Среднегодовая загрузка оборудования котельных

В таблицах 2.17 – 2.20 представлена информация о загрузке котельного оборудования МУП «ЖКХ». По остальным котельным городского округа «Охинский» исходные данные не предоставлены в достаточном объеме.

Таблица 2.17 - Показатели работы котлов котельной 15 с. Восточное в 2011 году

Месяц	Наработка котла 1 ТМНВ-G 400, ч	Наработка котла 2 ТМНВ-G 400, ч	Наработка котла 3 Универсал 6М, ч	Нагрузка котла						Индивидуальная норма расхода условного топлива котла		
				котел 1		котел 2		котел 3		котел 1	котел 2	котел 3
				%	Гкал/час	%	Гкал/час	%	Гкал/час	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал
январь	744	744	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
февраль	672	672	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
март	744	744	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
апрель	720	720	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
май	744	744	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
июнь	360	-	-	60	0,21	-	-	-	-	174,6	-	-
июль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
август	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сентябрь	192	-	-	60	0,21	-	-	-	-	174,6	-	-
октябрь	744	744	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
ноябрь	720	720	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
декабрь	744	744	-	60	0,21	60	0,21	-	-	174,6	174,6	-
Итого:	6384	5832	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.18 - Показатели работы котлов котельной 16 с. Восточное в 2011 году

Месяц	Наработка котла 1 Д1500, ч	Наработка котла 2 КВГМ4, ч	Наработка котла 3 Вулкан, ч	Нагрузка котла						Индивидуальная норма расхода условного топлива котла		
				котел 1		котел 2		котел 3		котел 1	котел 2	котел 3
				%	Гкал/час	%	Гкал/час	%	Гкал/час	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал
январь	744	-	744	70	0,686	-	-	70	1,274	178,76	-	180,02
февраль	672	-	672	70	0,686	-	-	70	1,274	178,76	-	180,02
март	744	-	744	70	0,686	-	-	70	1,274	178,76	-	180,02
апрель	720	-	720	70	0,686	-	-	70	1,274	178,76	-	180,02
май	-	-	744	-	-	-	-	70	1,274	-	-	180,02
июнь	-	-	360	-	-	-	-	70	1,274	-	-	180,02
июль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
август	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сентябрь	-	-	192	-	-	-	-	70	1,274	-	-	180,02
октябрь	-	-	744	-	-	-	-	70	1,274	-	-	180,02
ноябрь	-	636	84	-	-	50	2	70	1,274	-	178,04	180,02
декабрь	744	-	744	70	0,686	-	-	70	1,274	178,76	-	180,02
Итого:	3624	636	5748	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.19 - Показатели работы котлов модульной котельной КЕДР 4 с. Тунгор в 2011 году

Месяц	Наработка котла 1 зав №573, ч	Наработка котла 2 зав №563, ч	Наработка котла 3 зав №570, ч	Наработка котла 4 зав №560, ч	Нагрузка котла								Индивидуальная норма расхода условного топлива котла			
					котел 1		котел 2		котел 3		котел 4		котел 1	котел 2	котел 3	котел 4
					%	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%	Гкал/ч	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал
январь	729	744	744	539	95	0,817	93	0,8	90	0,774	93	0,8	153,6	155,3	155,9	155,3
февраль	635	672	672	514	95	0,817	93	0,8	90	0,774	93	0,8	153,6	155,3	155,9	155,3
март	586	744	744	271	95	0,817	93	0,8	90	0,774	93	0,8	153,6	155,3	155,9	155,3
апрель	294	664	720	-	95	0,817	93	0,8	90	0,774	-	-	153,6	155,3	155,9	-
май	4	202	737	-	95	0,817	93	0,8	90	0,774	-	-	153,6	155,3	155,9	-
июнь	-	127	224	-	-	-	93	0,8	90	0,774	-	-	-	155,3	155,9	-
июль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
август	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сентябрь	86	33	-	28	95	0,817	93	0,8	-	-	93	0,8	153,6	155,3	-	155,3
октябрь	-	668	-	736	-	-	93	0,8	-	-	93	0,8	-	155,3	-	155,3
ноябрь	496	720	-	720	95	0,817	93	0,8	-	-	93	0,8	153,6	155,3	-	155,3
декабрь	744	580	740	744	95	0,817	93	0,8	90	0,774	93	0,8	153,6	155,3	155,9	155,3
Итого:	3574	5154	4581	3552	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.20 - Показатели работы котлов модульной котельной КЕДР 5 с. Москальво в 2011 году

Месяц	Наработка котла 1 зав. №583, ч	Наработка котла 2 зав. №584, ч	Наработка котла 3 зав. №585, ч	Наработка котла 4 зав. №586, ч	Нагрузка котла								Индивидуальная норма расхода условного топлива котла			
					котел 1		котел 2		котел 3		котел 4		котел 1	котел 2	котел 3	котел 4
					%	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%	Гкал/ч	%	Гкал/ч	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал	кг у.т./Гкал
январь	396	664	639	380	100	0,86	100	0,86	100	0,86	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
февраль	432	696	696	417	100	0,86	100	0,86	100	0,86	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
март	329	618	0	924	100	0,86	100	0,86	0	0	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
апрель	200	370	0	924	100	0,86	100	0,86	0	0	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
май	502	388	0	56	100	0,86	100	0,86	0	0	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
июнь	166	43	0	0	100	0,86	100	0,86	0	0	0	0	153,86	155,23	155,18	155,8
июль	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
август	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сентябрь	103	12	0	0	100	0,86	100	0,86	0	0	0	0	153,86	155,23	155,18	155,8
октябрь	106	100	25	512	100	0,86	100	0,86	100	0,86	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
ноябрь	488	522	17	172	100	0,86	100	0,86	100	0,86	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
декабрь	143	542	641	496	100	0,86	100	0,86	100	0,86	100	0,86	155,86	155,23	155,18	155,8
Итого:	2865	3955	2018	3881	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2.3.8 Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети

Учет отпуска тепловой энергии в тепловые сети и регистрация параметров теплоносителя с помощью автоматических накопительных приборов (теплосчетчиков) не ведется. Выработку тепловой энергии рассчитывают через количество сжигаемого газа.

2.3.9 Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельных

Статистика технологических нарушений на котельных не предоставлена. В процессе эксплуатации в отопительные сезоны с 2008 по 2011 годы инцидентов, связанных с отказом в работе основного оборудования по причинам не исправностей или персонала, не было.

Восстановление неисправных частей теплотехнического и сетевого оборудования производится в регламентные сроки установленных ремонтов с проведением до и после ремонтов соответствующих испытаний.

2.3.10 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Источником водоснабжения котельных №№ 15,16 с. Восточное и №№ 12, 24 является существующий водопровод. Химводоподготовки на котельных №№ 15, 16 и 12 нет.

Источником водоснабжения котельных «КЕДР 4» и «КЕДР 5» является существующий водопровод. Для умягчения воды и защиты теплопередающих поверхностей от накипи на котельных предусмотрена установка активатора магнитного типа АМП 80ФЦ. В установке используются микропроцессоры, передающие воде, протекающей по трубам, большой набор низкочастотных электромагнитных волн, чередующихся в периодической зависимости. Эти электромагнитные волны меняют структуру растворенных солей кальция и магния, составляющих более 95 % состава накипи. Соли жесткости остаются. Но кристаллы их в новой форме образуют накипи, а вода приобретает осязаемые свойства умягченной. Масса установ-

ки - 30 кг.

Технические показатели подпиточных устройств и расхода воды по котельным за 2011 год представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Показатели подпиточных устройств и расходы сетевой воды

Наименование	Ед. изм.	Котельная № 15	Котельная №16	«КЕДР - 4» с. Тунгор	«КЕДР -5»с. Москальво	Котельная №12	Котельная №24
Объем бака запаса подпиточной воды	м ³	20	50	2,2	2,2	-	+
Объем бака запаса воды	м ³	-	-	60	60	-	-
Объем расширительного бака	л	-	-	500	500	-	-
Производительность насоса подпиточной воды	м ³ /час	30	6	3	5	-	12
2011 год							
Расход воды, в т.ч.	м ³ /год	257,3	688,2	1064,4	852,3	471	233
- на выработку тепла	м ³ /год	217,3	631,2	1007,4	795,3	431	215
- на хозяйственно-бытовые нужды	м ³ /год	40	57	57	57	40	9
2012 год							
Расход воды в т.ч.	м ³ /год	106,2	627,0	1007,0	462,0	230,5	179
- на выработку тепла	м ³ /год	64	548,2	941,0	402,0	190,1	179
- на хозяйственно-бытовые нужды	м ³ /год	42,2	78,2	66,0	60,0	40,4	-

2.3.11 Проектный и установленный топливный режим

Рабочим топливом для котельных служит природный газ Сахалинского месторождения характеристики, топлива представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристика сжигаемого топлива

Химический состав природного газа		
CO ₂	% по объему	1,23
CO	% по объему	0
CH ₄	% по объему	94,1
C ₂ H ₆	% по объему	3,18
C ₃ H ₈	% по объему	0,63
iC ₄ H ₁₀	% по объему	0,27
NC ₄ H ₁₀	% по объему	0,19
IC ₅ H ₁₂	% по объему	0,13

Химический состав природного газа		
NC_5H_{12}	% по объему	0,04
C_6H_{14}	% по объему	0,16
N_2	% по объему	0,07
Низшая теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$	ккал/м ³	8347
Высшая теплота сгорания $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$	ккал/м ³	9240

2.3.12 Фактические значения технико-экономических показателей работы котельных

В таблице 2.23 приведены фактические значения потребления топлива, электроэнергии, воды, а также выработки и отпуска тепловой энергии котельными.

Таблица 2.23 – Основные технико-экономические показатели котельных

Вид топлива	Расход топлива, тыс. м ³		Выработка тепла, Гкал		Собственные нужды котельной, Гкал		Полезный отпуск тепла, Гкал		Расход воды на выработку тепла, м ³		Потребление электроэнергии на выработку тепла, кВтч	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Котельная № 15 (с. Восточное)	403,7	314,7	1510	1935	35,0	96,0	1239	1096	217,3	64,0	20462	21172
Котельная № 16 (с. Восточное)	985,7	1001,2	5939	6158	140,0	260,0	4868	4575	631,2	548,2	251022	236187
МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	1654,1	1651,51	11250	12330	264,0	528,0	9223	9163	1007,4	941,0	223334	241984
МК КЕДР-5 (с. Москальво)	1017,1	974,0	6514	7262	153,0	283,0	5341	5294	795,3	402,0	155913	158442
Котельная № 22 (с. Некрасовка)	--	420,9	--	2642*	--	90	--	2042*	--	--	--	--
Котельная № 24 (г. Оха)	447,6	361,0	5287	7622	124,0	137,0	5163	7443	215	179	--	--
Котельная № 12 (г. Оха)	442,7	357,7	1844	1466	43	34,0	1475	1388	431	230,5	--	--

* данные за неполный год

Анализ приведенных выше данных для котельных ООО «Теплосети» №№ 12 и 24 показал их недостоверность в части соотношения расхода топлива и выработанной тепловой энергии.

На основании приведенных выше данных были определены базовые целевые показатели функционирования источников тепловой энергии МУП «ЖКХ». Средневзвешенные по всем котельным фактические удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии представлены на рисунке 2.15.

Норматив удельного расхода условного топлива, утвержденный в установленном порядке на регулируемый период, для котельных МУП «ЖКХ» не представлен по причине его отсутствия. Динамика УРУТ представлена в таблице 2.24 и на рисунке 2.15.

Таблица 2.24 – Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии

Наименование котельной	Удельный расход условного топлива, кг у.т./Гкал		
	2011	2012	2013*
Котельная № 15 (с. Восточное)	310,1	188,7	174,6
Котельная № 16 (с. Восточное)	192,5	188,6	195
МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	170,6	155,4	161,2
МК КЕДР-5 (с. Москальво)	181,1	155,6	155,5
Котельная № 22 (с. Некрасовка)	нет данных	184,8	159,3

* величины, заявленные в РЭК Сахалинской области

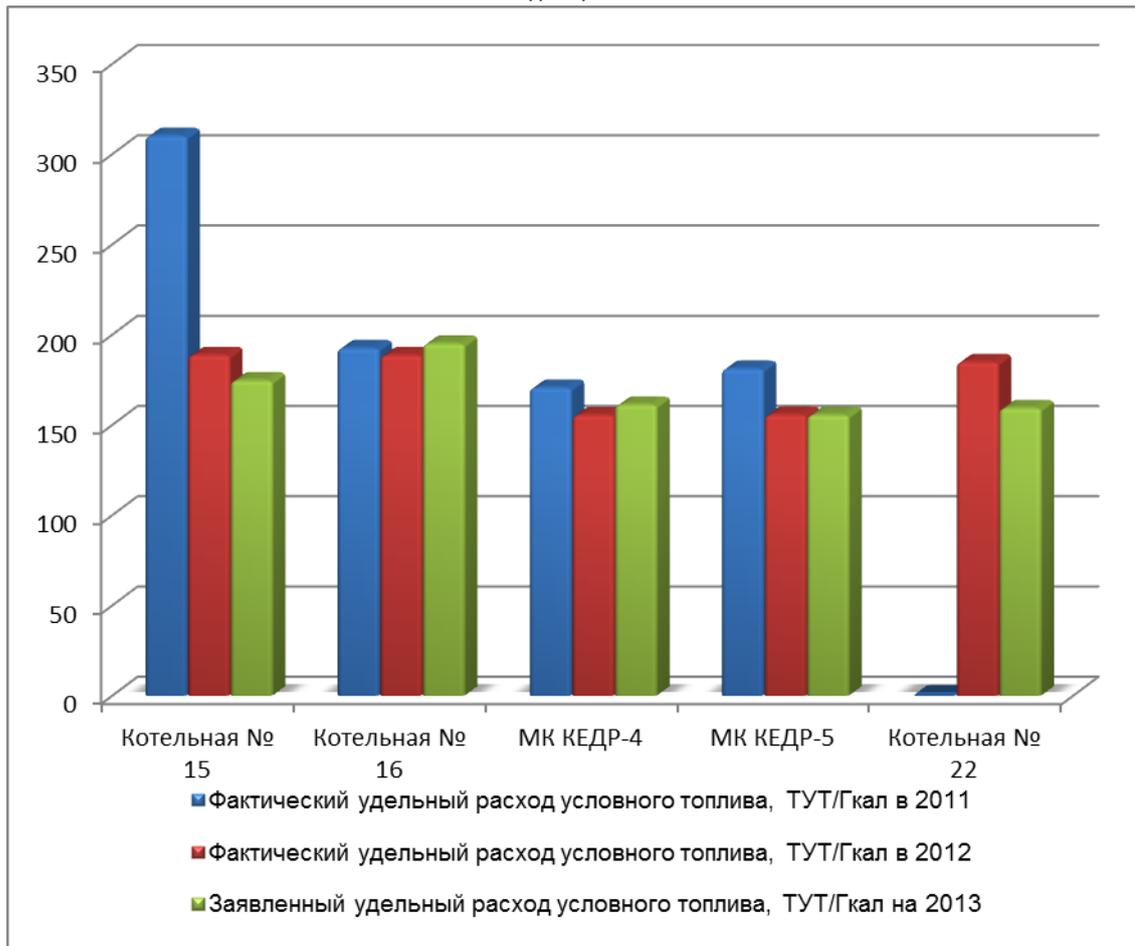


Рисунок 2.15 – Средневзвешенные фактические удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии котельными МУП «ЖКХ»

Как следует из приведенного выше рисунка, средневзвешенные фактические значения удельного расхода с 2011 года до 2013 года снижаются по всем котельным МУП «ЖКХ».

3 ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

3.1 Общие положения

Основными предприятиями, эксплуатирующими тепловые сети на территории Охинского городского округа, являются:

- ОАО «Охинская ТЭЦ»;
- ООО «Теплосети»;
- МУП «ЖКХ».

Теплоснабжение общественного и жилищного фонда Охинского городского округа осуществляется от семи котельных и одной ТЭЦ. Основным источником тепловой энергии является ОАО «Охинская ТЭЦ». На балансе предприятия находится 5,3 км тепловых сетей в двухтрубном исчислении.

Тепловая сеть ОАО «Охинская ТЭЦ» предназначена для транспортировки тепловой энергии от Охинской ТЭЦ до границы балансовой принадлежности с ООО «Теплосети». В качестве границы раздела определена ПНС Охинской ТЭЦ.

От границы балансовой принадлежности до конечных потребителей транспортировка и распределение тепловой энергии осуществляется ООО «Теплосети». На балансе предприятия находится 32,6 км тепловых сетей в двухтрубном исчислении. Кроме передачи тепловой энергии от ТЭЦ предприятие осуществляет транспортировку тепловой энергии от котельной № 12.

Предприятие МУП «ЖКХ» осуществляет производство, передачу и реализацию тепловой энергии потребителям с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка городского округа «Охинский». Предприятие эксплуатирует пять котельных и их тепловые сети. Тепловые сети имеют протяженность 9,6 км в двухтрубном исчислении.

3.2 Общая характеристика тепловых сетей

На территории Охинского городского округа пролегает одна магистральная сеть от ТЭЦ, распределительные сети внутри жилых кварталов после ПНС и распределительные сети от котельных.

Приведенные ниже данные о протяженности тепловых сетей актуализированы по состоянию на 2012 год. Протяженность тепловых сетей в базовом 2011 году несколько отличается от представленных ниже в связи с отключениями некоторых потребителей котельных МУП «ЖКХ».

Протяженность магистральных трубопроводов составляет 4,45 км в двухтрубном исчислении. Диаметр трубопровода на выводе станции равен 800 мм и является доминирующим на всей протяженности сети – 92 %, 8 % трубопроводов магистральной сети имеет диаметр 600 мм. Прокладка данной сети преимущественно надземная, которая составляет 89 % от общей протяженности сети.

Распределительные сети внутри жилых кварталов являются сетями отопления, по которым тепловая энергия подается в системы отопления зданий. На рисунке 3.1 представлено распределение квартальных тепловых сетей после ПНС в зависимости от диаметра. Как видно, большинство трубопроводов проложено с диаметром 100 мм и 150 мм. В отличие от магистральной сети, при прокладке квартальных чаще применялась подземная прокладка – 84% от всей протяженности распределительных сетей после ПНС.

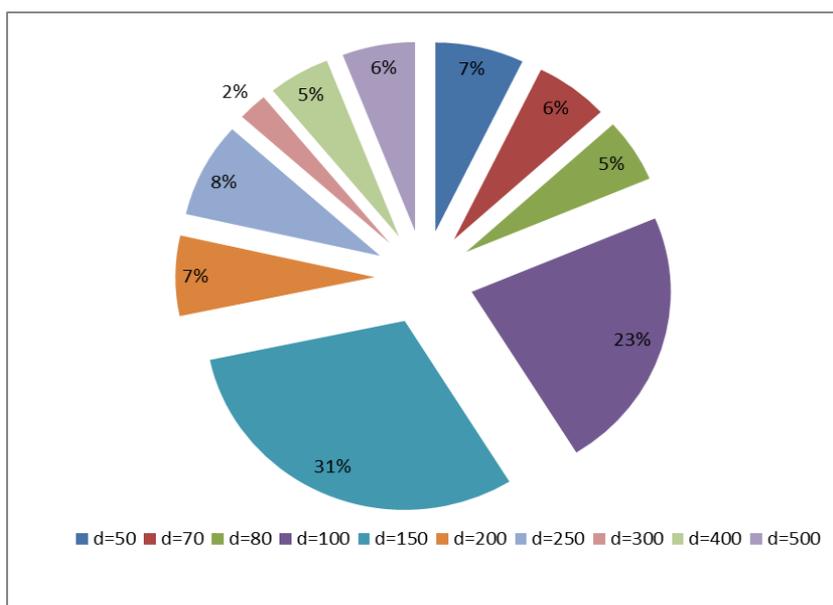


Рисунок 3.1 – Распределение квартальных сетей от ТЭЦ после ПНС в зависимости от диаметра

Распределительные тепловые сети от котельных представляют собой сети отопления, за исключением сетей от котельной № 15 с. Восточное, где присутствуют также и сети горячего водоснабжения.. Длина сетей ГВС составляет 48 м в однострубно́м исчислении диаметром 50 мм; сети проложены подземным способом. Длина сетей отопления от котельных составляет около 10 км в двухтрубно́м исчислении, при этом 87 % данных сетей проложено надземно. На рисунке 3.2 приведено распределение квартальных сетей от котельных в зависимости от диаметра. Преимущественно данные сети имеют условные диаметры 100, 150, а также 50 и 70 мм.

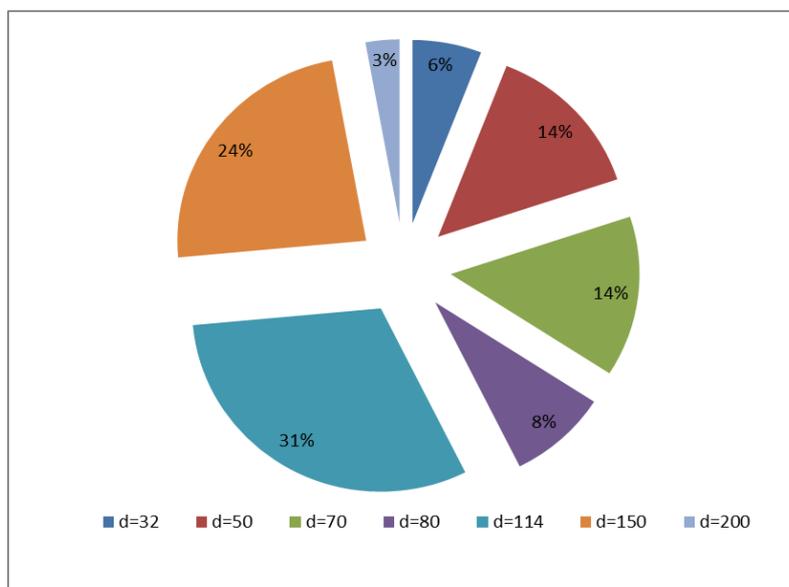


Рисунок 3.2 – Распределение квартальных сетей от котельных в зависимости от диаметра

В таблице 3.1 показано распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по назначению. Эти же данные представлены на рисунках 3.3 и 3.4.

Таблица 3.1 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по назначению

Тип тепловых сетей	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Магистральные	8 905	7 170
Распределительные от ПНС	63 796	11 258
Распределительные от котельных	19 864	2 030
Всего	92 565	20 458

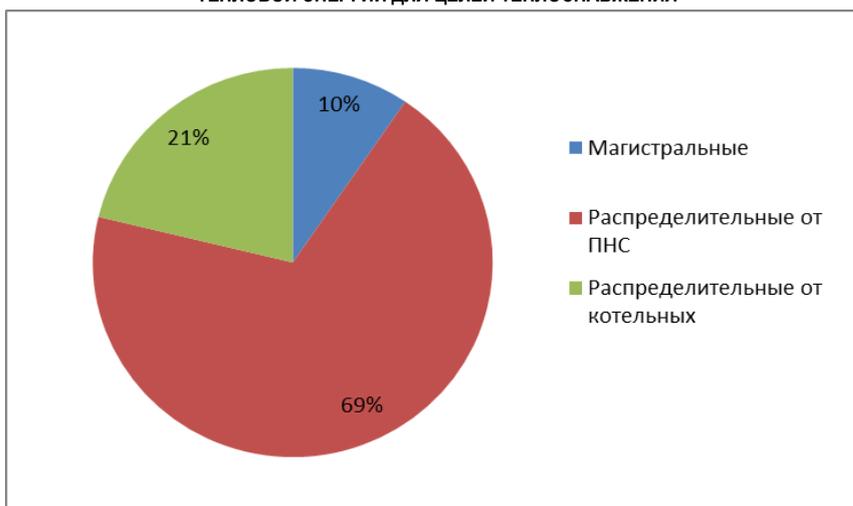


Рисунок 3.3 - Распределение протяженности тепловых сетей по назначению

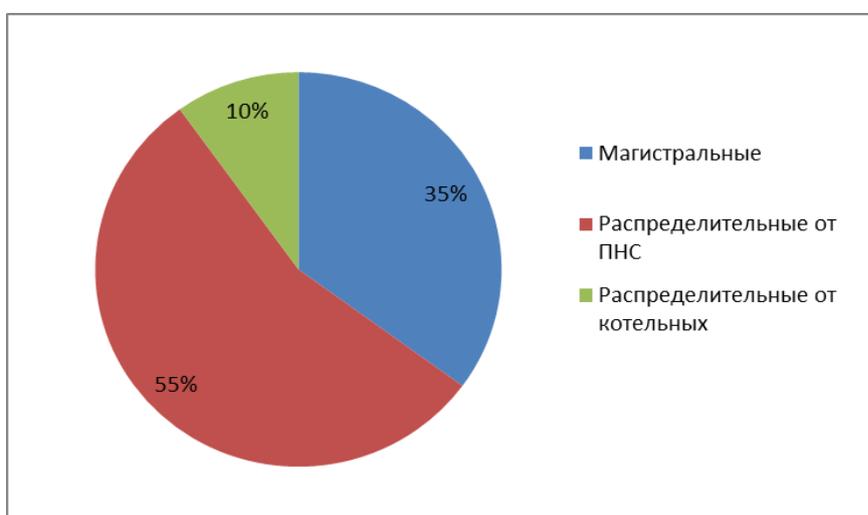


Рисунок 3.4 - Распределение материальной характеристики тепловых сетей по назначению

Наибольшая протяженность тепловых сетей приходится на распределительные тепловые сети после ПНС. Их доля составляет 69 %, доля распределительных тепловых сетей от котельных составляет 21 %, доля магистральных тепловых сетей - 10 % (рисунок 3.3). По материальной характеристике доминируют также распределительные сети после ПНС, но при этом доля материальной характеристики магистральной тепловой сети возрастает и достигает 35 % (рисунок 3.4). Это связано с тем, что магистральные тепловые сети представляет собой трубопроводы большого диаметра.

В таблице 3.2 показано распределение протяженности трубопроводов и их материальной характеристики по способам прокладки. В качестве тепловой изоляции в основном используется минеральная вата.

Таблица 3.2 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по способам прокладки

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Подземный	71 684	12 106
Надземный	20 881	8 352
Всего	92 565	20 458

Как следует из представленных данных, основной способ прокладки тепловой сети в городском округе «Охинский» – подземный. На долю подземной прокладки приходится 77 % от протяженности всех трубопроводов. По материальной характеристике также преобладают сети подземной прокладки, но здесь их доля значительно ниже, так как магистральная сеть проложена, в основном, надземным способом.

Распределение протяженности трубопроводов по годам прокладки (реконструкции) на всей территории городского округа показать не представляется возможным в силу отсутствия исходной информации по тепловым сетям от ТЭЦ. Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельных представлено в таблице 3.3. Временные интервалы выбраны в соответствии с теми периодами, в течение которых нормы проектирования тепловой изоляции не изменялись.

Таблица 3.3 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельных по годам прокладки

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однострубно́м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
до 1990	-	-
с 1991 по 1998	5 758	565
с 1999 по 2003	3 802	404
после 2004	10 304	1 061
Всего	19 864	2 030

Максимальную протяженность из трубопроводов тепловых сетей от котельных имеют трубопроводы, проложенные после 2004 года. Трубопроводы от котельных имеют срок службы не более 17 лет (самый ранний год прокладки - 1995).

Протяженность и материальная характеристика трубопроводов различного диаметра представлены в таблице 3.4 и на рисунке 3.5.

Таблица 3.4 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по диаметрам трубопроводов

Диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
25	60	2
32	1 356	43
50	7 357	395
70	6 622	502
80	5 154	454
100	20 456	2 123
150	24 072	3 741
200	4 935	1 044
250	5 173	1 301
300	1 518	484
400	3 193	1 296
500	3 763	1 903
600	696	439
800	8 209	6 731
Всего	92 565	20 458

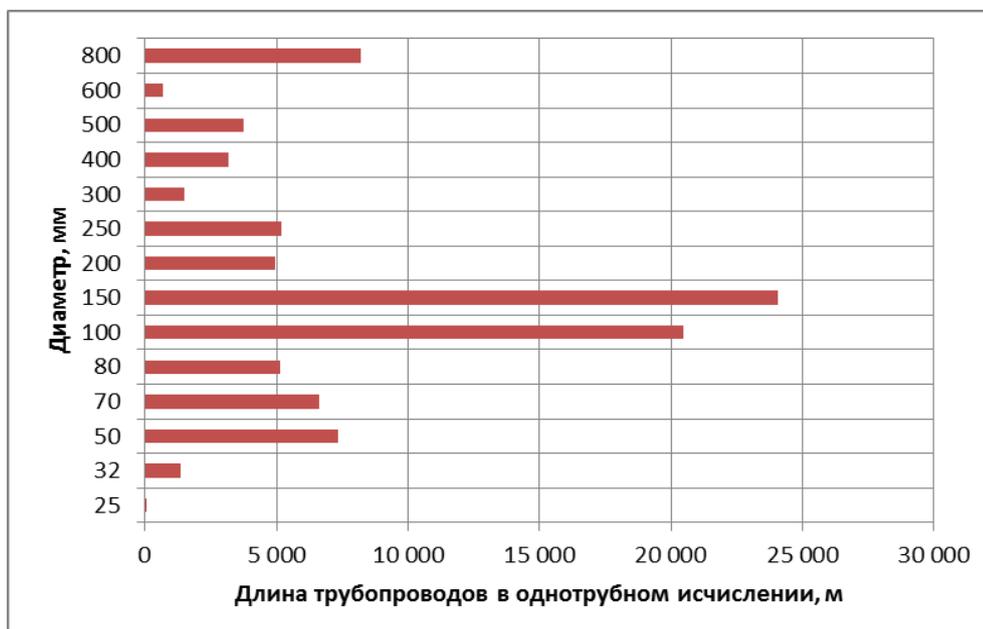


Рисунок 3.5 - Распределение протяженности трубопроводов тепловых сетей по диаметрам

Как следует из рисунка, по протяженности преобладают трубопроводы с диаметром от 100 и 150 мм. Кроме того, значительная часть трубопроводов имеет

диаметр 800 мм, что является свидетельством наличия протяженной магистральной сети от крупного источника тепловой энергии Охинской ТЭЦ.

В таблице 3.5 представлены данные по протяженности и материальной характеристике трубопроводов тепловых сетей для различных источников тепловой энергии.

Таблица 3.5 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей по источникам тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Протяженность трубопроводов в однострубно-м исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Охинская ТЭЦ	72 701	18 428
Котельная №12	574	55
Котельная №24	Исходная информация не предоставлена	
Котельная №15 (с. Восточное)	470	39
Котельная №16 (с. Восточное)	3 746	376
Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)	6 346	709
Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	2 718	298
Котельная №22 (с. Некрасовка)	6 010	552
Всего	92 565	20 458

Более подробное описание участков тепловых сетей приведено в приложение 1 к настоящему документу.

3.3 Насосная станция

На насосной станции установлено 4 сетевых насоса типа СЭ 1250-70-11, которые подают обратную сетевую воду на водоподготовительную установку ТЭЦ.

Тепловая схема станции приведена в приложении 1 к настоящему документу.

На насосной станции имеются регулировочные клапаны на подающем и обратном трубопроводах, которые управляются вручную или со щита.

На всей запорной арматуре ПНС имеются электроприводы. Фактический удельный расход электроэнергии на перекачивающие насосы в 2012 году составил 0,245 кВт*ч/т.

Имеется система аварийного переключения клапанов и насосов в случае остановки одного из насосов.

На насосной станции имеются общие дефекты: промывка проточной части и уплотнений. Роторы дважды подвергались восстановлению путем наплавки посадочных мест. В целом, ресурс станции выработан.

3.4 Характеристика тепловых камер, павильонов и арматуры. Состояние опорно-подвесной системы и теплоизоляционного слоя.

Ограждающие конструкции камер на тепловых сетях от Охинской ТЭЦ подвержены разрушению, деформированы бетонные полы, разрушена отмостка. Тепловые камеры и павильоны на тепловых сетях ООО «Теплосети» - кирпичной кладки по типу колодцев, прямоугольных в плане.

В качестве запорной арматуры на тепловых сетях ООО «Теплосети» почти везде используются традиционные клиновые стальные задвижки. Шаровые краны устанавливаются только на новых или переключаемых в настоящее время участках.

В результате инженерного обследования строительных конструкций, связанного с последствиями землетрясения 1995 года, выявлены дефекты опорных конструкций теплотрассы от Охинской ТЭЦ. Работы по ремонту опорно-подвесной системы не проводились. При ее ежегодном осмотре отмечается ухудшение состояния.

В бюджет 2013 года включены работы по инженерному обследованию опорно-подвесной системы трубопроводов с разработкой рекомендаций по устранению дефектов.

Теплоизоляционное покрытие трубопроводов от Охинской ТЭЦ имеет неудовлетворительное состояние. Населением снимается оцинкованная ожеуховка, что ведет к намоканию и нарушению покровного слоя из минеральной ваты. Практически ежегодно проводятся мероприятия по восстановлению теплоизоляционного слоя.

3.5 Графики регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Фактические температурные режимы отпуска тепла

В системе централизованного теплоснабжения Охинского городского округа регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется на источниках тепловой энергии.

Основным источником тепловой энергии является Охинская ТЭЦ. Эксплуатационный температурный график отпуска тепловой энергии в сети является график 130-70 °С. Тепловые сети проектировались под температурный график 150-70 °С, однако при смене температурного графика замена оборудования не производилась.

На рисунках 3.6-3.8 показаны температурные графики и фактические значения температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах в 2010-2012 годах, которые были получены с приборов учета, установленных на ТЭЦ.

Как следует из представленных данных, фактическая температура сетевой воды в подающем трубопроводе соответствует температурному графику, а фактическая температура сетевой воды в обратном трубопроводе в большинстве случаев завышена относительно температурного графика, что свидетельствует о повышенном расходе теплоносителя.

Также на графиках прослеживается неутвержденная срезка температурного графика примерно при температуре наружного воздуха ниже 20 °С. Данная срезка проявляется во всех трех рассматриваемых годах.

Температурный график отпуска тепловой энергии в тепловые сети от котельных - 95-70 °С. Учет фактических значений температур сетевой воды на котельных не ведется.

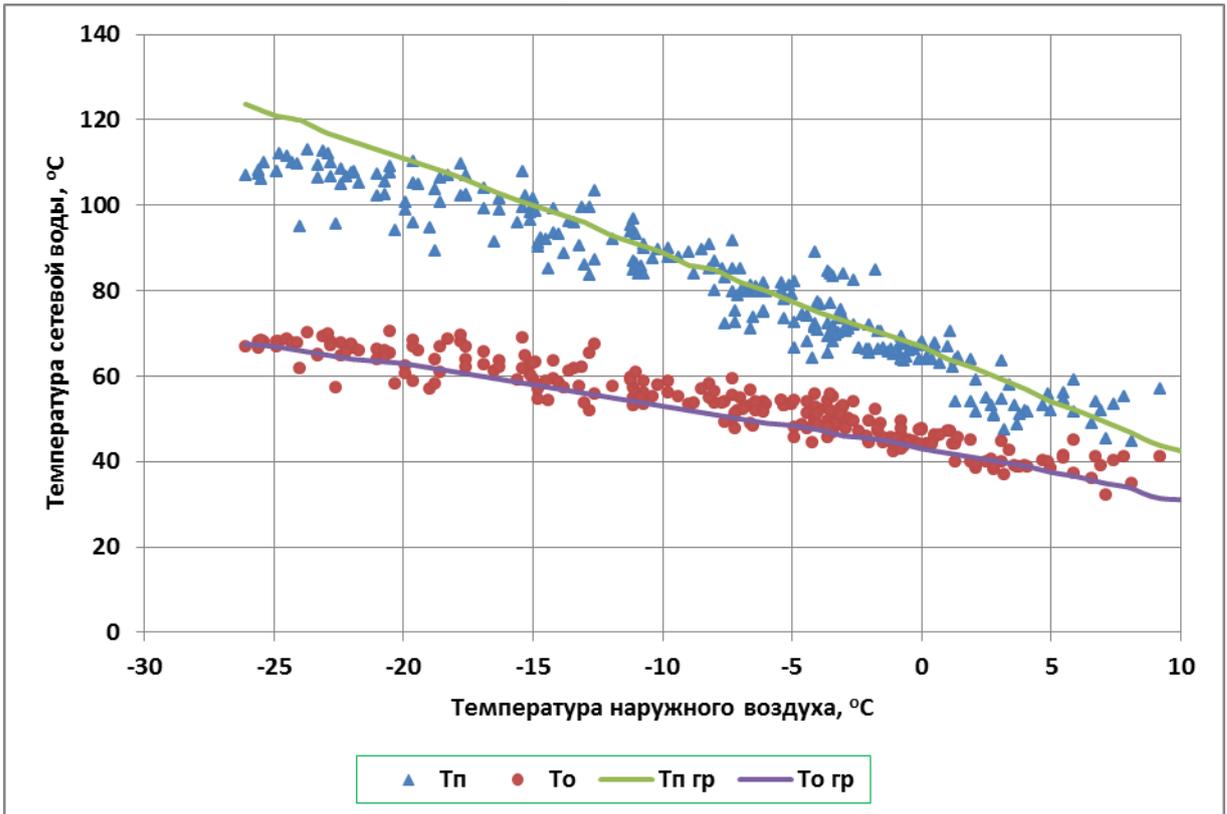


Рисунок 3.6 – Температурный график и температура сетевой воды Охинской ТЭЦ в 2010 году

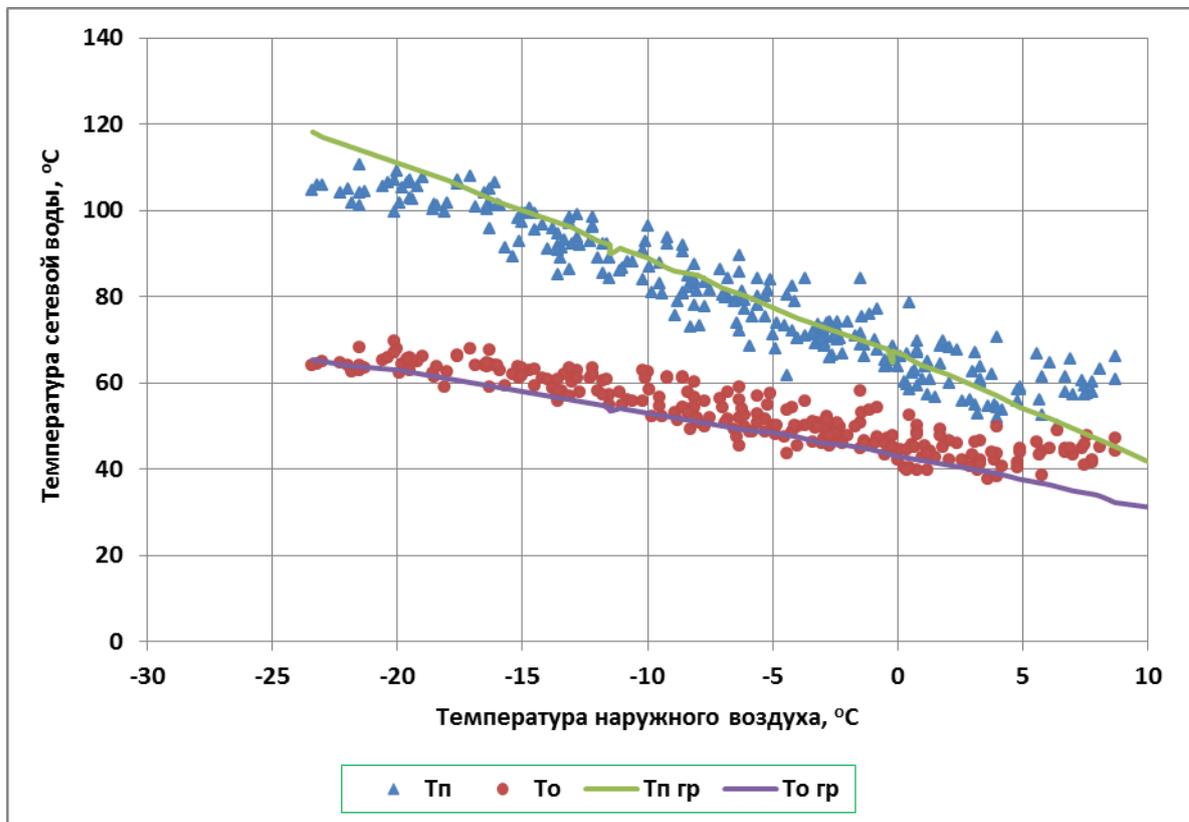


Рисунок 3.7 – Температурный график и температура сетевой воды Охинской ТЭЦ в 2011 году

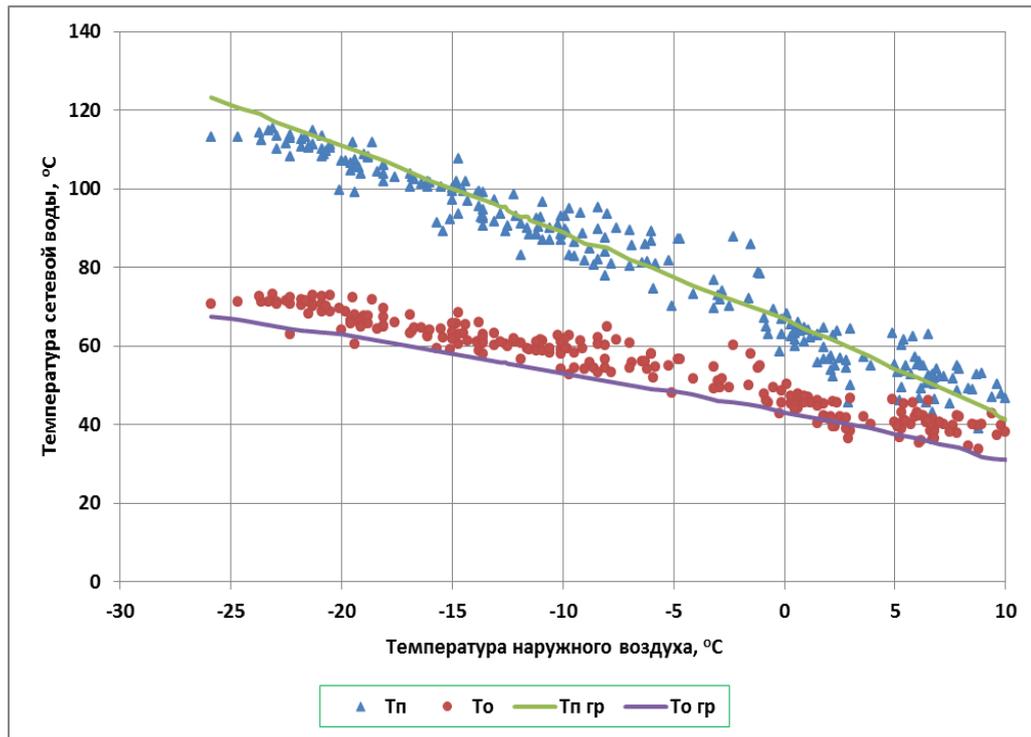


Рисунок 3.8 – Температурный график и температура сетевой воды Охинской ТЭЦ в 2012 году

На рисунках 3.9-3.11 приводится зависимость расхода сетевой воды в подающих трубопроводах Охинской ТЭЦ от температуры наружного воздуха в 2010-2012 годах.

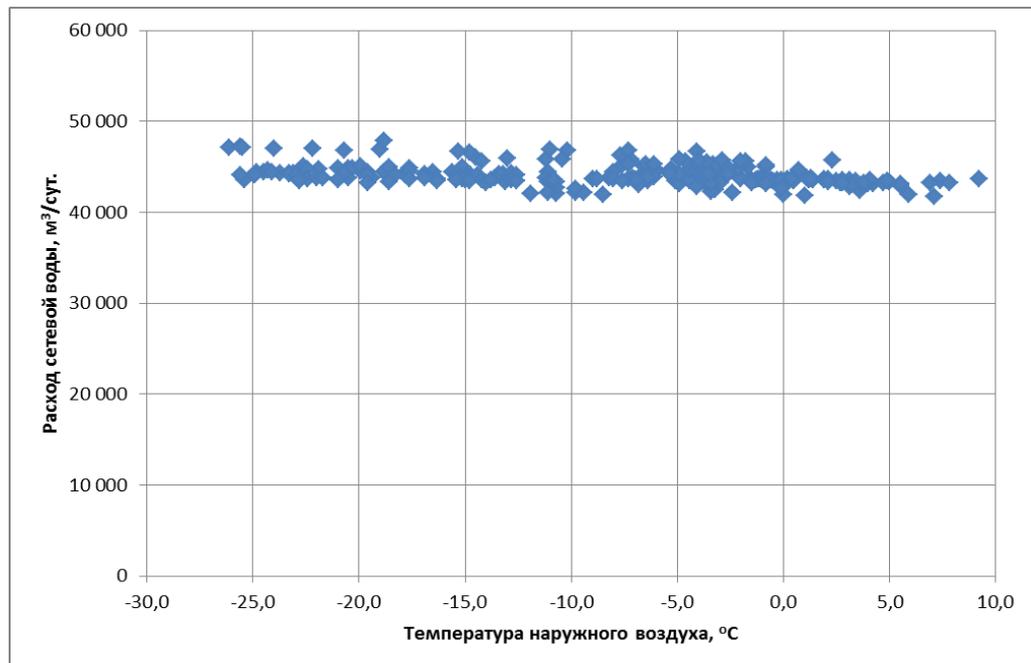


Рисунок 3.9 – Расход сетевой воды в подающих трубопроводах ТЭЦ в 2010 году

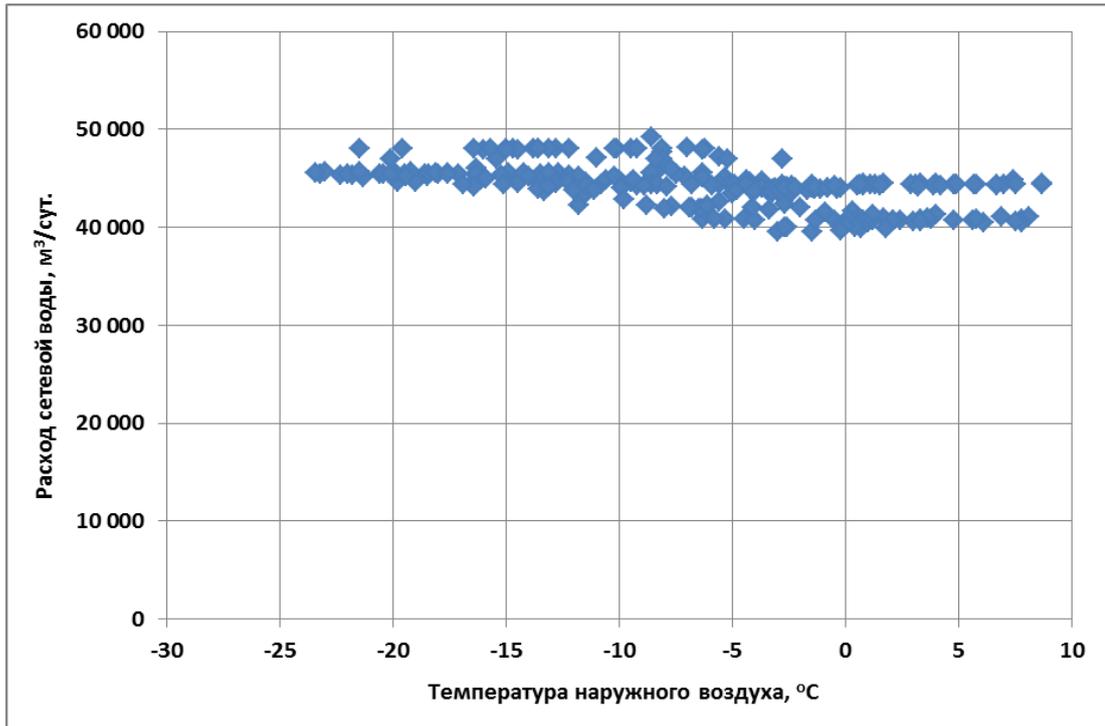


Рисунок 3.10 – Расход сетевой воды в подающих трубопроводах ТЭЦ в 2011 году

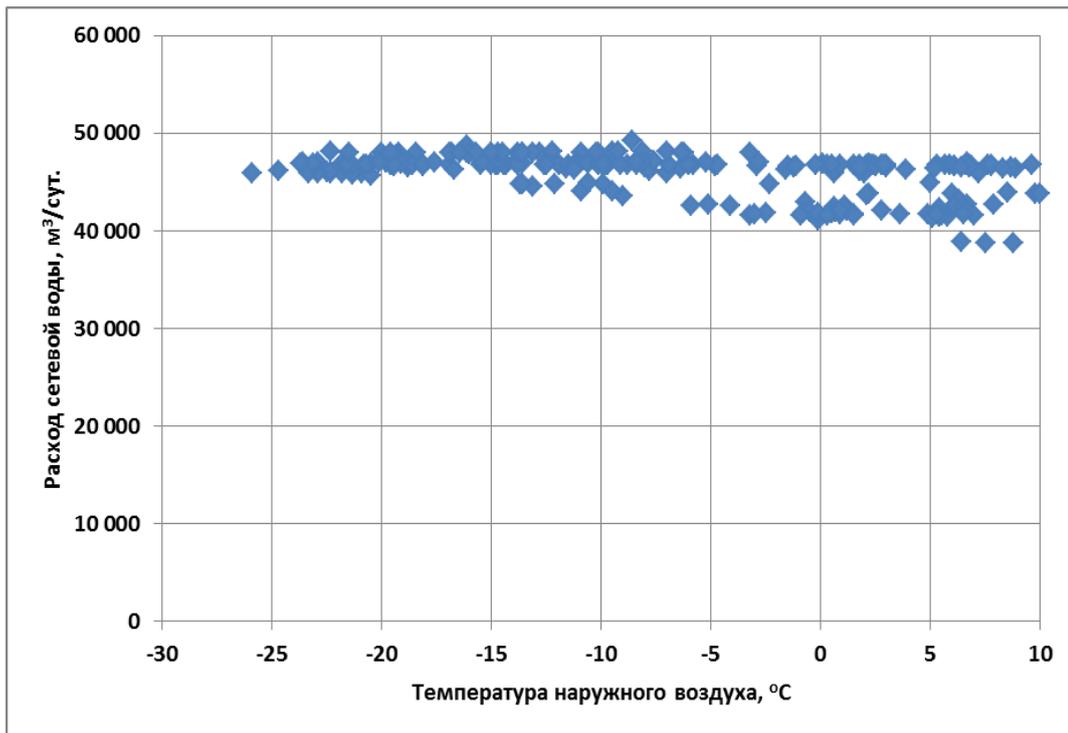


Рисунок 3.11 – Расход сетевой воды в подающих трубопроводах ТЭЦ в 2012 году

Представленные данные свидетельствуют о том, что качественное регулирование тепловой нагрузки периодически дополняется регулированием изменения расхода сетевой воды.

Так, в 2012 году при температурах выше -15°C наблюдается снижение расхода сетевой воды в периоде с сентября по ноябрь.

В 2011 году, аналогично, при температурах выше -15°C наблюдается снижение расхода сетевой воды в периоде с сентября по ноябрь, а также в декабре в интервале температур от -5°C до -17°C - увеличение расхода.

В 2010 году при температурах выше -15°C наблюдается снижение расхода сетевой воды в декабре.

Таким образом, в осенний период дополнительно к качественному регулированию на Охинской ТЭЦ применяется количественное регулирование.

3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей

Гидравлический расчет тепловых сетей был выполнен с применением электронной модели системы теплоснабжения городского округа «Охинский». Результат расчета отражен в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013 – 2028 годов. Книга 1. Существующее состояние в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения. Приложение 2. Результаты гидравлических расчетов».

Структура и схемы тепловых сетей представлены в документах «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013 – 2028 годов. Книга 1. Существующее состояние в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения. Приложение 1. Источники теплоснабжения. Тепловые сети. Тепловые нагрузки потребителей. Значения потребления тепловой энергии потребителями» и «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013 – 2028 годов. Книга 1. Существующее состояние в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения. Приложение 4. Графическая часть»

3.7 Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей

Анализ повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей городского округа «Охинский» проведен на основании базы данных, представленных ООО «Теплосети», за период с января 2011 по декабрь 2012 года.

Соотношение количества дефектов на теплотрассах в зависимости от диаметра трубопроводов приведено на рисунке 3.12. Из анализа данного рисунка следует, что количество выявленных и устраненных дефектов за 2011 год, составляющее 103 повреждения, и за весь 2012 год (104 повреждения) практически одинаково. Учитывая также зависимость протяженности (в однотрубном исчислении) трубопроводов внутриквартальных тепловых сетей от их диаметров, можно сделать вывод о примерной равномерности распределения количества повреждений по диаметрам трубопроводов с небольшим преимуществом диаметров от 50 до 80 мм.

На рисунке 3.13 показан анализ зависимости количества повреждений от срока эксплуатации тепловых сетей для различных диаметров трубопроводов.

На рисунке 3.14 приведен анализ зависимости суммарной материальной характеристики трубопроводов от срока эксплуатации тепловых сетей.

Ввиду недостаточности исходных данных, не удалось провести анализ повреждаемости тепловых сетей с классификацией их по мероприятиям, проводимым для устранения повреждений тепловых сетей, а также по таким критериям, как характер коррозии (внешняя, внутренняя), дефекты изготовления, дефекты монтажа и т. д.

Перечень возникших с начала 2011 года до конца 2012 года повреждений на тепловых сетях ООО «Теплосети» с указанием проводимых мероприятий для устранения выявленных дефектов и других параметров теплопроводов приведен в таблице 3.6.

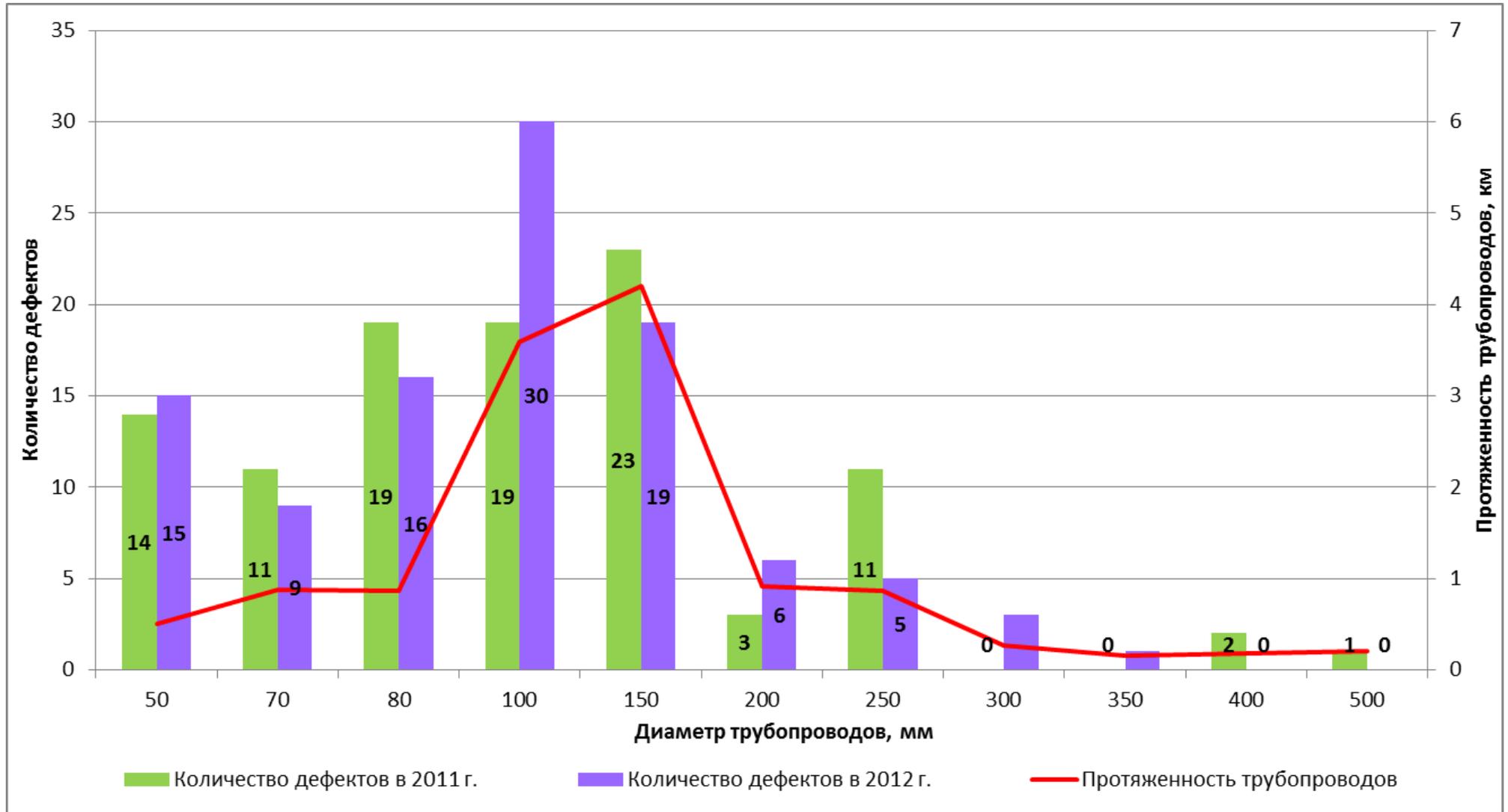


Рисунок 3.12 – Зависимость количества выявленных и устраненных дефектов в тепловых сетях от диаметра трубопроводов за период с января 2011 по декабрь 2012 годов

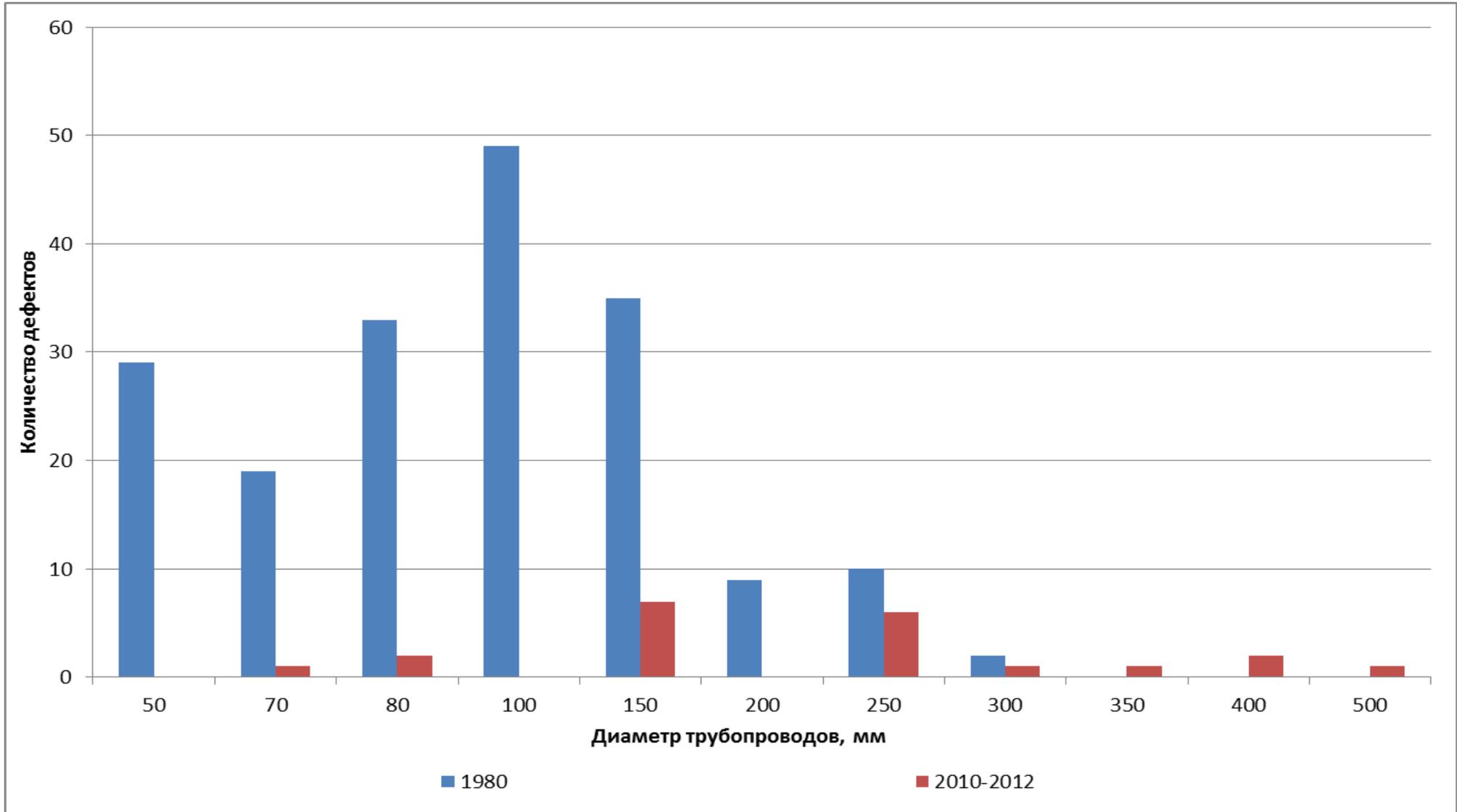


Рисунок 3.13 – Распределение количества выявленных и устраненных дефектов в тепловых сетях от срока их эксплуатации для различных диаметров трубопроводов за период с января 2011 по декабрь 2012 годов

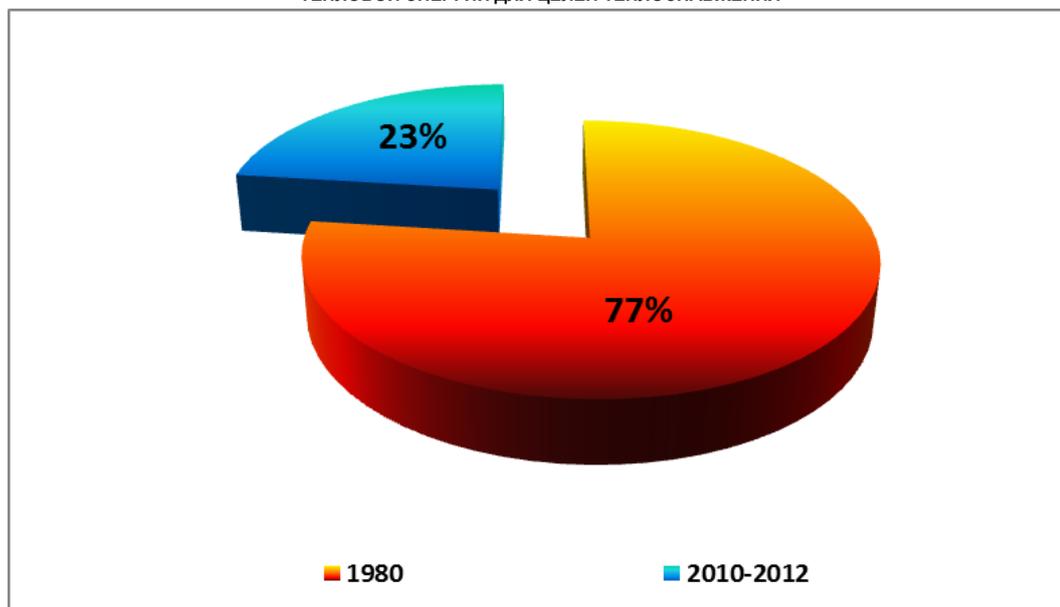


Рисунок 3.14 – Распределение суммарной материальной характеристики трубопроводов с выявленными и устраненными дефектами в тепловых сетях от срока их эксплуатации за период с января 2011 по декабрь 2012 годов

Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время z_p (см. формулу 3.1), необходимое для ликвидации повреждения.

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки (надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Параметр z_p также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, параметр z_p определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия. В составе данных, представленных ООО «Теплосети», для этой цели были использованы:

- дата и время начала ликвидации отказа (отключения теплоснабжения);
- дата и время завершения ликвидации отказа (включения теплоснабжения);
- продолжительность ремонтных работ (продолжительность «простоя»).

Для вычисления параметра z_p и определения его свойств была рассмотрена выборка данных за периоды 2011 - 2012 годов. С целью выявления взаимосвязи времени ликвидации повреждения и диаметра теплопровода, а также причины повреждения и времени ликвидации аварии, был выполнен дисперсионный анализ данных, представленный на рисунке 3.15.

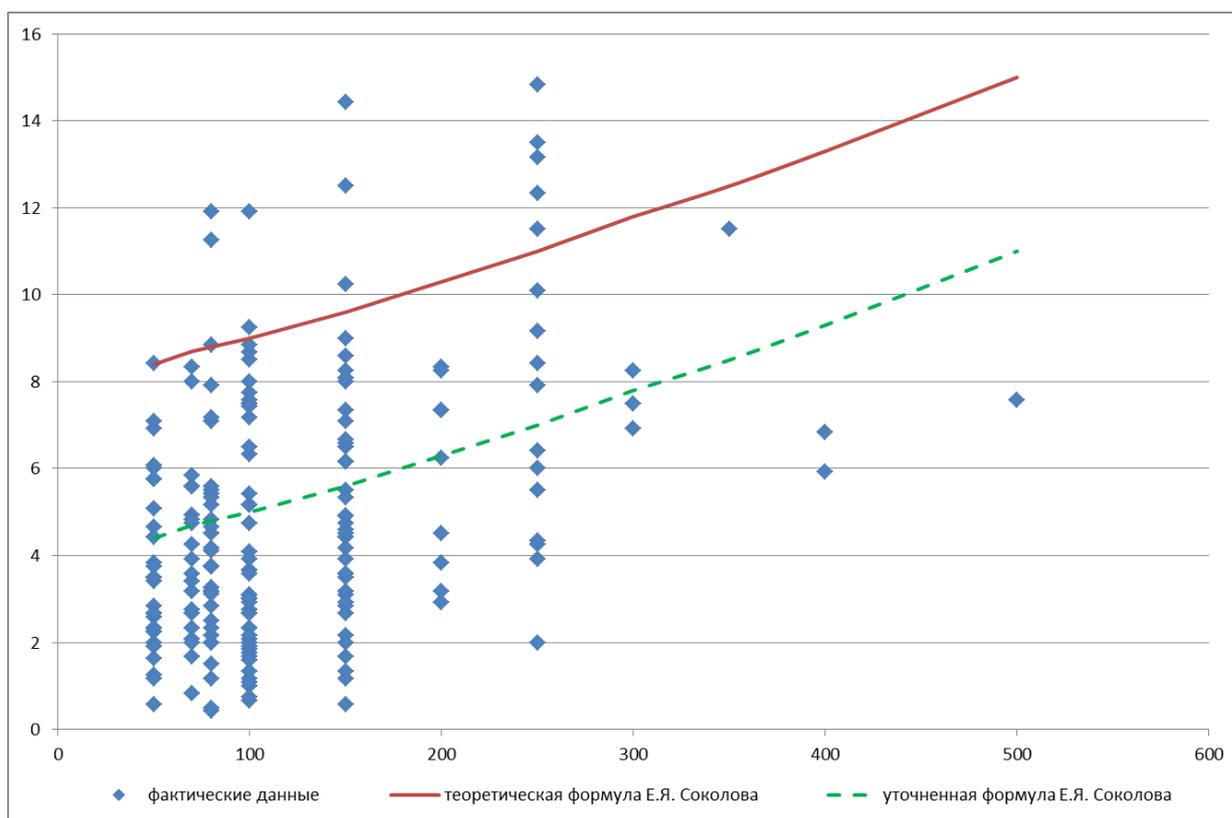


Рисунок 3.15 – Анализ продолжительности ремонтов (восстановлений) теплоснабжения

Из множества данных были определены коэффициенты a , b , c , необходимые для расчета z_p . В дальнейшем вычисление среднего времени восстановления будет осуществляться в соответствии с формулой Е.Я. Соколова:

$$z_p = a \left[1 + (b + cl_{c.3}) D^{1,2} \right], \quad (3.1)$$

Предварительно, для расчетов времени продолжительности ремонтов тепловых сетей в зависимости от условных диаметров трубопроводов будут приняты следующие постоянные в формуле (3.1):

$$a = 4; b = 1; c = 3 \quad (3.2)$$

Для дальнейшего вычисления вероятности безотказной работы в существующем состоянии будут приняты постоянные временные показатели, полученные при анализе данных о фактических затратах времени на восстановление поврежденных трубопроводов.

3.8 Диагностика состояния тепловых сетей и планирование ремонтов тепловых сетей

По данным о состоянии тепловой сети от Охинской ТЭЦ за последние годы инцидентов по повреждению трубопроводов во время эксплуатации не наблюдалось. Порывы трубопроводов происходили во время различных испытаний в межотопительный период и ликвидировались в течение 1 - 2 суток. За последние годы проведены следующие работы:

- в 2000 году замена напорного коллектора сетевой воды на выходе с пикового бойлера первой группы и замена трубопроводов сетевой воды второй группы бойлеров,
- в 2001 году замена трубопроводов сетевой воды второй группы бойлеров, замена участков трубы в поворотном колодце УТ-13,
- в 2004 год заменен подземный участок диаметром 70 мм и секторные отводы диаметром 800 мм перехода трубопровода в подземные лотки,
- в 2006 году заменен участок на территории ТЭЦ,
- в 2009 году заменен участок на выходе из ПНС диаметром 600 мм и длиной 9 м,
- в 2012 году заменен компенсатор № 25 ; планируется замена четырех отводов на компенсаторе № 19.

В бюджет 2013 года включены работы по техническому диагностированию металла трубопровода и установлению возможности продления срока безопасной эксплуатации тепломагистрали.

На тепловых сетях ООО «Теплосети» ежегодно проводится опрессовка тепловых сетей перед началом отопительного периода, в ходе которой обнаруживается 10-15 порывов.

3.9 Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Потери и затраты тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях определялись на основании данных, предоставленных теплосетевыми организациями. Согласно полученной информации основным методом определения потерь и затрат являются расчеты, которые проводятся для определения нормативных потерь и затрат, используемых при установлении тарифов на передачу тепловой энергии на 2013 год.

Для тепловой сети ОАО «Охинская ТЭЦ» нормативные тепловые потери определялись на основании разработанных в 2012 г. энергетических характеристик по показателям «тепловые потери» и «потери сетевой воды».

При расчете потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловой сети, находящейся на балансе ООО «Теплосети», при транспортировке тепловой энергии от ОАО «Охинская ТЭЦ» и котельной № 12 использована «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденная Госстроем РФ 12.08.03.

Расчеты потерь тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях МУП «ЖКХ» проведены в соответствии с «Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго России №325 от 30.12.2008.

Результаты расчетов нормативных потерь и затрат тепловой энергии и теплоносителя показаны в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Нормативные потери и затраты тепловой энергии и теплоносителя

Балансовая принадлежность	Потери и затраты теплоносителя, м ³	Потери тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя, Гкал	Потери тепловой энергии через тепловую изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии, Гкал
ОАО «Охинская ТЭЦ»	117 256	4 884	17 824	22 708
ООО «Теплосети»	46 468	3 177	27 468	30 645
МУП «ЖКХ»	2 764	154	5 067	5 222
Всего	166 488	8 216	50 359	58 575

При расчетах норматива потерь тепловой энергии через тепловую изоляцию трубопроводов тепловых сетей ОАО «Охинская ТЭЦ» были использованы результаты испытаний на фактические потери.

В 2012 году специалистами предприятия ОАО «ХЭТК» были проведены испытания тепловой магистрали ТЭЦ - ПНС на тепловые потери через изоляцию. По результатам испытаний были определены коэффициенты отношения фактических потерь с поверхности изоляции к нормативным значениям. В циркуляционное кольцо тепловых сетей вошли все участки надземной и подземной прокладки общей протяженностью 10552 метра.

В результате испытаний были получены поправочные коэффициенты к удельным потерям по нормам проектирования 1959 года. Значения поправочных коэффициентов составили для подающего трубопровода 1,85, для обратного трубопровода – 1,72.

При определении нормативных тепловых потерь значения поправочных коэффициентов ограничиваются предельной величиной в соответствии с требованиями нормативных документов. Исходя из соотношений подземной и надземной прокладки, в данном случае, применен предельный поправочный коэффициент равный 1,4.

Для проведения дальнейшего анализа потерь тепловой энергии, определения потерь в тепловых сетях отдельных источников тепловой энергии и определения мощности потерь при температуре наружного воздуха равной температуре для проектирования систем отопления (минус 29 °С) были проведены дополнительные расчеты. Расчеты проводились с использованием характеристик участков тепловых сетей, представленных предприятиями. Для тепловой сети ОАО «Охинская ТЭЦ» были определены потери в сетях с использованием поправочных коэффициентов без учета ограничений. Кроме того, были использованы данные о фактической подпитке тепловой сети ТЭЦ за 2012 год. На основании этих данных были определены фактические значения потерь и затрат теплоносителя и тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя для тепловой сети ТЭЦ.

В таблице 3.7 представлены потери тепловой энергии в тепловых сетях для всех теплосетевых организаций. При составлении этой таблицы были использованы данные о нормативных потерях (таблица 3.6), дополненные данными о фактических потерях в тепловой сети ТЭЦ. Разделение фактических значений потерь и

затрат теплоносителя и тепловой энергии между ОАО «Охинская ТЭЦ» и ООО «Теплосети» проведено пропорционально объемам тепловых сетей.

Таблица 3.7 – Потери теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях предприятий

Балансовая принадлежность	Потери и затраты теплоносителя, м ³	Потери тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя, Гкал	Потери тепловой энергии через тепловую изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии, Гкал
ОАО «Охинская ТЭЦ»	196 697	11 397	22 880	34 278
ООО «Теплосети»	79 205	5 144	27 468	32 612
МУП «ЖКХ»	2 764	154	5 067	5 222
Всего	278 667	16 696	55 415	72 111

Суммарные потери тепловой энергии в тепловых сетях составили 72,1 тыс. Гкал. При этом доля потерь через тепловую изоляцию равна 77 %, доля потерь с теплоносителем – 23 %. Наибольшие потери, около 48%, приходятся на тепловые сети ОАО «Теплосети» (рисунок 3.15).

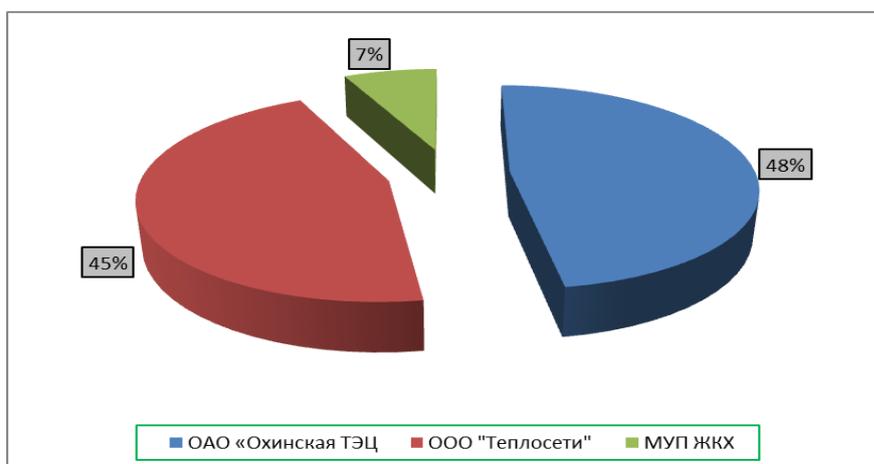


Рисунок 3.16 - Распределение потерь тепловой энергии по эксплуатирующим предприятиям

Полученные данные позволили также определить потери теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях каждого источника. Соответствующие данные приводятся в таблице 3.8. В этой таблице дополнительно показаны часовые потери тепловой энергии (потери тепловой мощности) при температуре наружного воздуха равной температуре для проектирования систем отопления (минус 29 °С).

Таблица 3.8 – Потери теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях источников тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Потери и затраты теплоносителя, м ³	Потери тепловой энергии с потерями и затратами теплоносителя, Гкал	Потери тепловой энергии через тепловую изоляцию, Гкал	Суммарные потери тепловой энергии, Гкал	Потери мощности, Гкал/ч
ТЭЦ	275 837	16 538	50 204	66 742	15,682
Котельная № 12	65	4	144	148	0,033
Котельная № 15	38	2	119	121	0,027
Котельная № 16	536	30	1 097	1 127	0,249
Котельная КЕДР-4	951	54	1 723	1 777	0,402
Котельная КЕДР-5	402	23	683	706	0,153
Котельная № 22	836	45	1 446	1 491	0,327
Всего	278 667	16 696	55 415	72 111	16,873

Максимальные потери наблюдаются в тепловых сетях ТЭЦ (рисунок 3.16). На их долю приходится 92,6 % всех потерь.

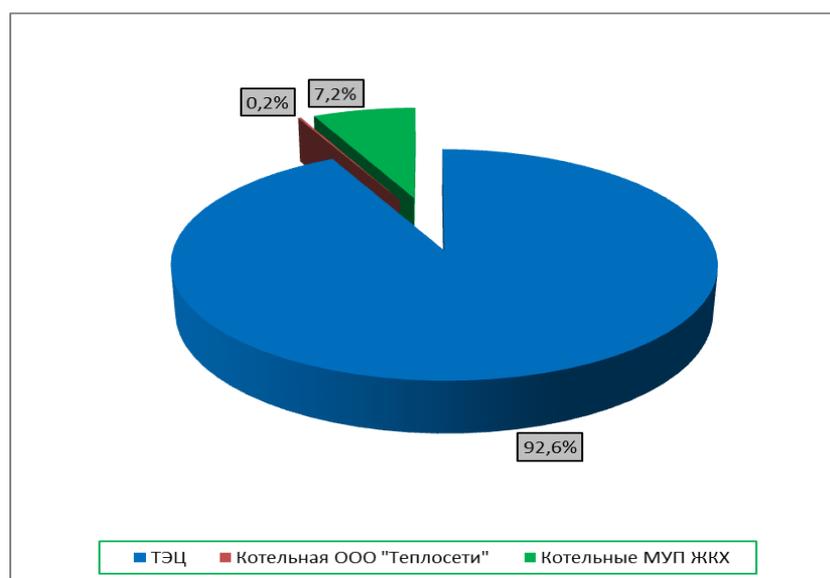


Рисунок 3.17 - Распределение потерь по источникам тепловой энергии

Полученные значения нормативных потерь могут быть использованы для оценки фактических потерь в тепловых сетях. Для тепловой сети ОАО «Охинская ТЭЦ», на которой были проведены испытания на тепловые потери через тепловую изоляцию и известны фактические потери с утечками, представленные в таблице 3.6 потери являются достоверной оценкой фактических потерь в тепловых сетях этого предприятия.

Для тепловых сетей остальных предприятий испытаний на тепловые потери не проводились. В этих условиях определение фактических потерь возможно толь-

ко при полном оснащении всех потребителей приборами учета, или воспользоваться результатами определения фактических потерь, полученными при проведении энергетических обследований различных теплосетевых организаций. Опыт таких обследований свидетельствует о том, что отношение фактических потерь к нормативным для распределительных тепловых сетей составляет $1,5 \div 2$.

Потери тепловой энергии с утечками теплоносителя могут значительно отличаться от нормативных значений. Для тепловой сети ООО «Теплосети» приводятся потери с утечками, основанные на измерениях подпитки тепловой сети. Возможная значительная погрешность в определении этой составляющей тепловых потерь на суммарные потери в тепловых сетях котельных сказывается незначительно, так как потери через тепловую изоляцию намного превышают потери с утечками.

С учетом всего вышесказанного фактические потери в тепловых сетях Охинского городского округа можно оценить как величину примерно равную $88 \div 105$ тыс. Гкал в год.

3.10 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Данные по предписанию надзорных органов по запрещению эксплуатации участков тепловой сети предоставлены не были.

3.11 Описание основных схем присоединения потребителей к тепловым сетям

Присоединение потребителей отопления к тепловым сетям от Охинской ТЭЦ осуществляется по зависимой схеме через элеваторы. Горячего водоснабжения в системе теплоснабжения от ТЭЦ нет.

Присоединение потребителей от котельных также осуществляется по зависимой схеме.

3.12 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных из тепловых сетей потребителям

На сегодняшний день у потребителей ООО «Теплосети» приборы учета отсутствуют. Потребителями МУП «ЖКХ», оснащенными приборами учета, являются:

- МБОУ средняя общеобразовательная школа с. Тунгор (с. Тунгор, ул. Комсомольская, 1),
- МБУ «Охинская центральная библиотечная система» с.Тунгор (с. Тунгор, ул. Нефтянников),
- МКОУ начальная общеобразовательная школа с. Москальво (с. Москальво, ул. Советская, 3),
- МКОУ основная общеобразовательная школа с.Восточное (с. Восточное, ул. Школьная, 11а).

Потребители тепловой энергии Охинской ТЭЦ также не оборудованы приборами учета.

Установка приборов учета тепловой энергии и теплоносителя у потребителей Охинского городского округа осуществляется в рамках реализации муниципальной целевой программы «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на территории муниципального образования городской округ «Охинский» на 2010-2020 годы».

3.13 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций

На территории города Охи работы по приему жалоб от населения и устранению аварий выполняются диспетчерской службой ООО «Теплосети».

На территории сельских поселений городского округа, имеющих централизованное теплоснабжение, жалобы принимаются диспетчерской службой МУП «ЖКХ», после чего выполняется выезд специалистов в установленный населенный пункт на устранение аварии.

При этом для работы диспетчерских служб средства автоматизации и телемеханизации не используются.

3.14 Защита тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей городского округа «Охинский» от недопустимо высоких давлений при гидравлических ударах отсутствует.

3.15 Испытания тепловых сетей

Испытания водяных тепловых сетей, находящихся на балансе ОАО «Охинская ТЭЦ», на гидравлические и тепловые потери выполнены в 2012 году ОАО «Хабаровская энерготехнологическая компания».

Испытания на гидравлические потери показали наличие повышенных местных и линейных гидравлических сопротивлений.

Для снижения сопротивлений и соответственно повышения пропускной способности трубопроводов в отдельных случаях рекомендована гидропневматическая промывка.

В результате испытания на тепловые потери выявлено значительное превышение фактических тепловых потерь над установленными нормами, достигающее по подающему трубопроводу 1,75 и 1,99, а по обратному 1,62 и 1,87, сделано заключение о неудовлетворительном состоянии водяной тепловой сети. Необходима разработка мероприятий по снижению фактических тепловых потерь до нормативных значений.

Испытания на тепловых сетях ООО «Теплосети» и МУП «ЖКХ» не проводились.

3.16 Бесхозные тепловые сети

Данные по бесхозным тепловым сетям на территории городского округа «Охинский» не предоставлены.

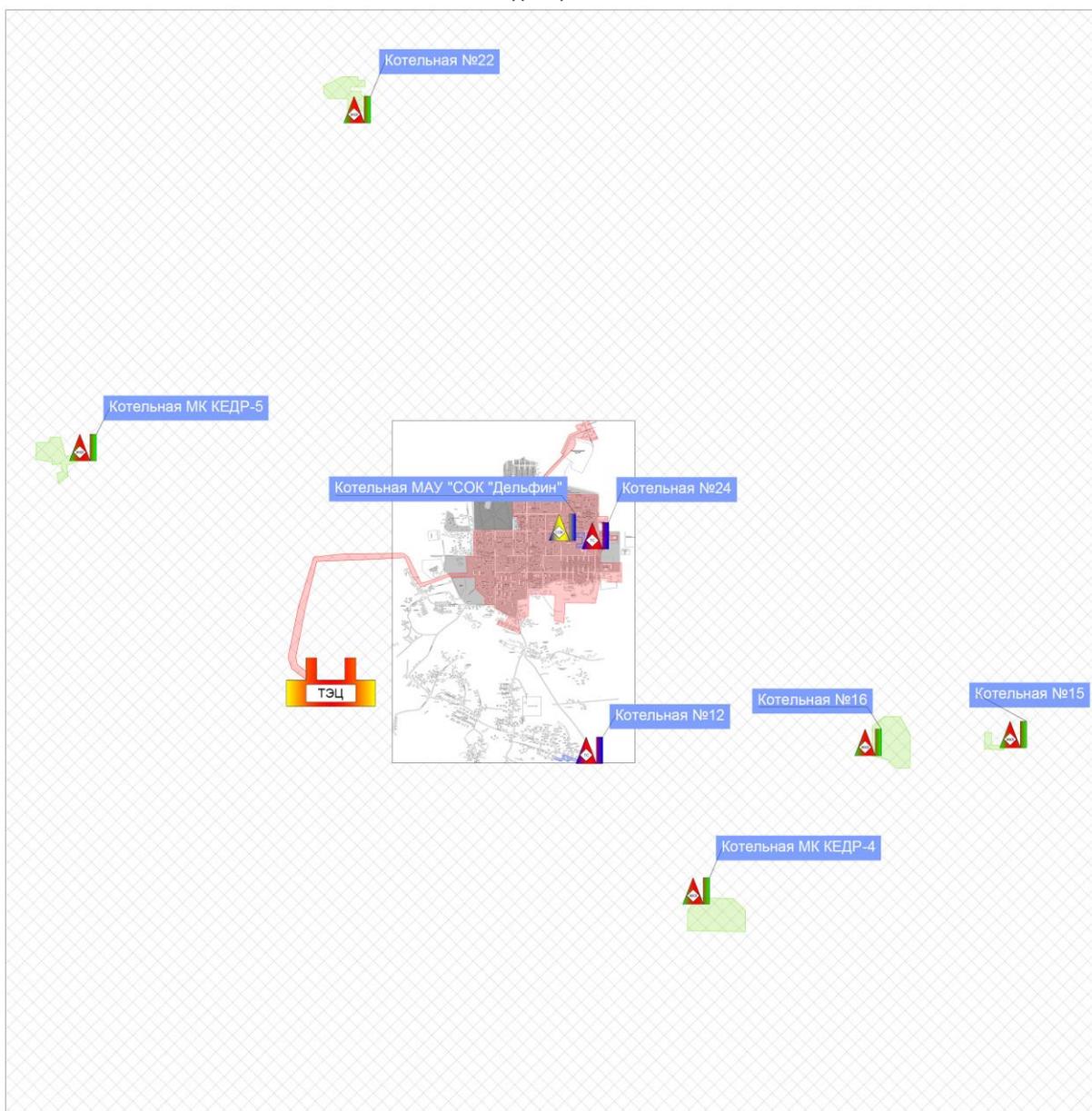
4 ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Зона действия Охинской ТЭЦ на территории городского округа «Охинский»

Охинская ТЭЦ является основным источником централизованного теплоснабжения на территории городского округа «Охинский» и обеспечивает покрытие около 92 % договорных тепловых нагрузок потребителей.

ТЭЦ обеспечивает тепловой энергией нагрузку отопления зданий коммунально-бытовой, общественно-деловой сфер и ряда промышленных предприятий, находящихся на территории города Охи и около территории ТЭЦ.

Более подробное описание потребителей тепловой энергии приведено в приложении 1 к настоящему документу.



Условные обозначения:

	ОАО "Охинская ТЭЦ"
	Котельная_МУП "ЖКХ"
	Котельная_ООО "Теплосети"
	Котельная_ведомственная
	Автодорога
	Строение
Зоны действия энергоисточников_2012 г.:	
	ОАО "Охинская ТЭЦ"
	Котельные_МУП "ЖКХ"
	Котельные_ООО "Теплосети"

Рисунок 4.1 – Зоны действия тепломagистралей от ТЭЦ и котельных

4.2 Зоны действия муниципальных котельных на территории городского округа «Охинский»

Котельные, эксплуатируемые МУП «ЖКХ», осуществляют производство тепловой энергии для потребителей сел Восточное, Тунгор, Москальво, Некрасовка.

Котельные, эксплуатируемые ООО «Теплосети», снабжают тепловой энергией пять потребителей тепловой энергии в городе Оха.

Распределение зон действия котельных ООО «Теплосети» по районам городского округа «Охинский» и присоединенная тепловая нагрузка приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Наименование поселений, расположенных в зонах действия котельных и присоединенная нагрузка потребителей

Наименование котельной	Зона действия (наименование поселения)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
Котельная № 15	с. Восточное	0,36
Котельная № 16	с. Восточное	1,42
МК КЕДР-4	с. Тунгор	2,74
МК КЕДР-5	с. Москальво	1,59
Котельная № 22	с. Некрасовка	1,80
Котельная № 24	г. Оха	1,71
Котельная № 12	г. Оха	0,30

Суммарная тепловая нагрузка потребителей городского округа «Охинский», расположенных в зонах действия котельных, составляет около 9 Гкал/ч.

Более подробное описание потребителей тепловой энергии приведено в приложении 1 к настоящему документу.

4.3 Зоны действия ведомственных котельных

Ведомственные котельные обеспечивают тепловой энергией предприятия - собственников и находятся на территории самих предприятий. Распределение зон действия ведомственных котельных по районам городского округа «Охинский» и присоединенная тепловая нагрузка приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Наименование поселений, расположенных в зонах действия котельных и присоединенная нагрузка потребителей

Наименование котельной	Зона действия (наименование поселения)	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч
МАУ «СОК «Дельфин»	МАУ «СОК «Дельфин» г. Оха	1,665

4.4 Определение эффективного радиуса теплоснабжения

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

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

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

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

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

где

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

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

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

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

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

Π - теплоплотность района, Гкал/ч×км²;

$\Delta\tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

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

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

$$R_s = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}.$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для ТЭЦ и котельных приводятся в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

Источник тепловой энергии	Площадь зоны действия источника, км ²	Количество абонентов в зоне действия источника	Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей, Гкал/ч	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали, м	Расчетная температура в подающем трубопроводе, °С	Расчетная температура в обратном трубопроводе, °С	Оптимальный радиус, км
Охинская ТЭЦ	3,18	353	94,96	8 370	130	70	11,6
Котельная № 12	0,02	3	0,30	255	95	70	7,2
Котельная № 15	0,00	3	0,36	178	95	70	4,8
Котельная № 16	0,09	16	1,42	522	95	70	7,6
Котельная КЕДР-4	0,27	26	1,80	786	95	70	8,9
Котельная КЕДР-5	0,09	16	1,59	401	95	70	7,6
Котельная № 22	0,11	41	1,80	863	95	70	7,6

5 ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Тепловые нагрузки и потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

В качестве расчетного элемента территориального деления в рамках выполнения данного проекта принимается кадастровый квартал. Присоединенные тепловые нагрузки потребителей централизованного теплоснабжения с разбивкой по элементам территориального деления представлено в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Присоединенные тепловые нагрузки по элементам территориального деления городского округа Охинский

Источник	Кадастровый квартал	Нагрузка отопления, Гкал/ч	Нагрузка ГВС, Гкал/ч	Паровая нагрузка, Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Котельная №22	65:23:0000003	1,80	0,00		1,80
Котельная КЕДР-5	65:23:0000004	1,59	0,00		1,59
Котельная №15, котельная №16	65:23:0000011	1,75	0,03		1,78
Котельная КЕДР-4	65:23:0000012	2,74	0,00		2,74
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000001	2,28	0,00		2,28
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000002	0,97	0,00		0,97
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000006	1,29	0,00		1,29
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000007	14,36	0,00		14,36
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000008	15,65	0,00		15,65
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000010	5,73	0,00		5,73
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000011	4,35	0,00		4,35
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000012	3,22	0,00		3,22
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000013	3,14	0,00		3,14
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000014	1,30	0,00		1,30
ОАО «Охинская ТЭЦ», котельная №24	65:24:0000015	2,26	0,16	0,69	3,12
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000016	3,18	0,00		3,18
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000017	10,75	0,00		10,75
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000018	3,16	0,00		3,16
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000019	4,74	0,00		4,74
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000020	3,54	0,00		3,54
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000021	0,00	0,00	12,16	12,16
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000022	11,50	0,00		11,50
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000023	0,63	0,00		0,63
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000024	0,48	0,00		0,48
ОАО «Охинская ТЭЦ»	65:24:0000025	2,43	0,00		2,43
Котельная №12	65:24:0000030	0,30	0,00		0,30
ИТОГО		103,14	0,19	12,85	116,19

ТЭЦ снабжает тепловой энергией в горячей воде на отопление потребителей, находящихся в г. Оха, в паре - потребителя, находящегося возле тер-

ритории ТЭЦ. Распределение отопительной нагрузки в воде и паре, а также потребление тепла по группам потребителей представлено в таблицах 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2 – Договорная нагрузка потребителей, Гкал/ч

Наименование	2011			2012		
	Коммунально-бытовая сфера	Общественно-деловая сфера	Промышленность	Коммунально-бытовая сфера	Общественно-деловая сфера	Промышленность
г. Оха Охинская ТЭЦ	66,78	28,18	12,16	65,317	27,765	12,16

Таблица 5.3 – Потребление тепловой энергии от ТЭЦ, Гкал

Наименование	2008	2009	2010	2011	2012
Потребление тепловой энергии	382 284,58	374 877,75	374 310,88	368 969,28	342 655,49
Коммунально-бытовая сфера	217 300,33	215 795,34	222 558,27	220 065,59	207 553,56
Общественно-деловая сфера	63 621,06	63 944,85	60 461,15	60 197,08	54 173,46
Промышленность	101 363,19	95 137,56	91 291,46	88 706,61	80 928,47

Котельные ООО «Теплосети» снабжают тепловой энергией в виде пара и горячей воды на отопление пять абонентов в городе Оха.

Котельные МУП «ЖКХ» снабжают тепловой энергией в виде горячей воды на отопление абонентов на территории поселений около г. Оха.

Тепловые нагрузки потребителей и их потребление представлены в таблицах 5.4 и 5.5.

Таблица 5.4 – Договорная нагрузка потребителей, снабжающихся от котельных, Гкал/ч

Наименование источника (место расположения)	2011 г.			2012 г.		
	Коммунально-бытовая сфера	Общественно-деловая сфера	прочие	Коммунально-бытовая сфера	Общественно-деловая сфера	прочие
Котельная № 15 (с. Восточное)	0,36			0,325		
Котельная № 16 (с. Восточное)	1,12	0,28	0,02	1,214	0,335	0,024
МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	2,51	0,14	0,09	2,550	0,150	0,088
МК КЕДР-5 (с. Москальво)	1,40	0,17	0,02	1,658	0,249	0,021
Котельная № 22 (с. Некрасовка)	1,33	0,36	0,04	1,327	0,403	0,039
Котельная № 24 (г. Оха)		0,16			0,457	
Котельная № 12 (г. Оха)	0,30			0,328		

Таблица 5.5 – Потребление тепловой энергии абонентами от котельных, Гкал год

Наименование источника (место расположения)	2011 г.			2012 г.		
	Коммунально-бытовая сфера	Общественно-деловая сфера	Прочие	Коммунально-бытовая сфера	Общественно-деловая сфера	Прочие
Котельная № 15 (с. Восточное)	1239	0	0	1096	-	-
Котельная № 16 (с. Восточное)	3872	917	79	3647	862	66
МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	8531	433	259	8514	407	242
МК КЕДР-5 (с. Москальво)	4849	424	68	4830	396	68
Котельная № 22 (с. Некрасовка)	4743	1492	-	4725	1402	-
Котельная № 24 (г. Оха)	-	5163	-	-	7443	-
Котельная № 12 (г. Оха)	1475	-	-	1388	-	-

Подробная информация о потреблении потребителей тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха представлено в приложении 1 к настоящему документу.

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

Индивидуальные квартирные источники тепловой энергии для целей отопления используются в 160 многоквартирных жилых домах городского округа «Охинский» с суммарной общей площадью 42,5 тыс. м².

5.3 Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

5.3.1 Расчетные договорные тепловые нагрузки потребителей, подключенных к централизованным источникам теплоснабжения городского округа «Охинский»

Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом представлено в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период 2013 - 2028 годов. Книга 1 Суще-

ствующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения. Приложение 1 . Источники теплоснабжения. Тепловые сети. Тепловые нагрузки потребителей. Значения потребления тепловой энергии потребителями»

5.3.2 Анализ фактического теплопотребления. Определение фактических тепловых нагрузок

Анализ фактического теплопотребления в период с температурой наружного воздуха, близкой к расчетной температуре для систем отопления (минус 29 °С для городского округа «Охинский») проведен для теплового вывода ТЭЦ – г. Оха.

Анализ проводился на основании данных о среднесуточной температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на выводе станции и суточном отпуске тепловой энергии в тепловые сети.

Информация была предоставлена за период с 2008 по 2012 годы. Для анализа использовались данные за 2012 год, так как они наиболее актуальны для разработки перспективных тепловых балансов.

Среднесуточная температура наружного воздуха в отопительный период 2012 год изменялась в широком диапазоне от плюс 13 °С до минус 26 °С. При этом минимальные температуры, наиболее близкие к расчетному значению, наблюдались в период с 08.02.2012 по 12.02.2012. Средняя температура самой холодной пятидневки составила минус 23,5 °С.

Регулирование тепловой нагрузки производится по температурному графику 130/70 °С. По данным, полученным с приборов учета, было установлено, что при температурах наружного воздуха меньше минус 20 °С наблюдается срезка температурного графика (рисунок 3.8). Температура сетевой воды в подающем трубопроводе была ниже расчетного значения.

Полученные данные позволяют определить максимальный фактический отпуск при расчетной температуре в предположении отсутствия срезки температурного графика. Данная величина используется для расчета фактической присоединенной нагрузки.

Наличие срезки температурного графика в наиболее холодные дни не позво-

ляет принять в качестве фактической присоединенной нагрузки потребителей величину достигнутого максимума тепловой нагрузки.

Ограничение отпуска тепловой энергии при низких температурах наружного воздуха означает, что в диапазоне срезки отсутствует качественное регулирование тепловой нагрузки и данные по теплотреблению, полученные в этом диапазоне температур наружного воздуха, нельзя использовать для пересчета расходов тепловой энергии на другие температурные условия, используя формулы, справедливые при наличии качественного регулирования с соблюдением температурного графика.

Широкий диапазон изменения температур наружного воздуха в течение отопительного периода позволяет построить зависимость отпуска тепловой энергии от температуры и установить тот диапазон температур, в котором осуществляется регулирование тепловой нагрузки с соблюдением температурного графика.

На рисунке 3.8 в разделе 3.5 показана зависимость температуры сетевой воды от температуры наружного воздуха в 2012 году. Здесь же показан утвержденный на этот период температурный график.

Как следует из представленных на рисунке данных, регулирование тепловой нагрузки изменением температуры сетевой воды в подающем трубопроводе осуществляется в диапазоне температур наружного воздуха от плюс 8 до минус 20 °С. В этом диапазоне температур наружного воздуха температура сетевой воды в подающем трубопроводе соответствует температурному графику качественного регулирования по отопительной нагрузке. При дальнейшем снижении температуры наружного воздуха температура сетевой воды становится ниже требуемого значения для осуществления качественного регулирования.

Для пересчета данных по отпуску тепловой энергии из диапазона регулирования на расчетную температуру наружного воздуха для проектирования систем отопления были использованы следующие соображения. Отпуск тепловой энергии включает в себя потери в тепловых сетях и потребление в системах отопления. Эти две составляющие зависят от температуры наружного воздуха, причем эта зависимость достаточно точно может быть представлена линейной функцией. Учитывая это, фактические данные по отпуску тепловой энергии в сети могут быть аппроксимированы линейной функцией.

Для построения этой зависимости данные по отпуску тепловой энергии в сети

были отображены в прямоугольной системе координат, в которой по оси абсцисс отложена средняя за сутки температура наружного воздуха, по оси ординат – средний за сутки часовой отпуск тепловой энергии. По отображенным данным находят приближенную функциональную линейную зависимость, причем для ее построения используются не все данные, а только те, которые входят в выбранный диапазон температур наружного воздуха с исключенной зоной срезки температурного графика. Отпуск тепловой энергии при расчетной температуры наружного воздуха, применяемой для проектирования систем отопления, определялся подстановкой значения указанной температуры в найденную линейную зависимость.

Все данные по среднему за сутки часовому отпуску тепловой энергии в сети и полученная линейная зависимость показаны на рисунке 5.1.

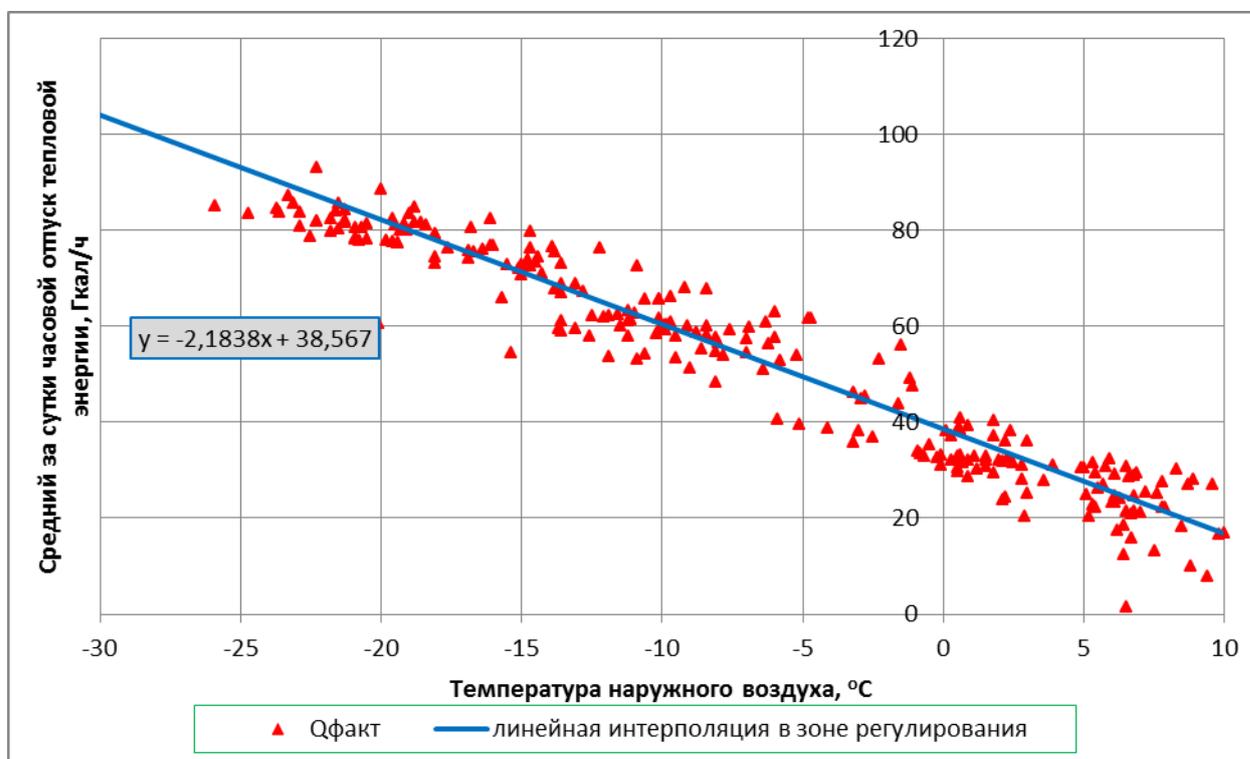


Рисунок 5.1– Определение фактического отпуска тепловой энергии для тепловой магистрали ТЭЦ

Расчет фактической присоединенной нагрузки производился в следующей последовательности:

- определялся отпуск тепловой энергии при расчетной температуре наружного воздуха, применяемой для проектирования систем отопления, подстановкой значения указанной температуры в найденную линейную зависимость;
- определялись потери мощности в тепловых сетях; потери определялись во всех тепловых сетях от вывода с источника тепловой энергии до конечных

потребителей; температура теплоносителя принималась в соответствии с температурным графиком без учета срезки; температура наружного воздуха принята равной температуре, применяемой для проектирования систем отопления минус 29 °С; результаты расчета потерь мощности приводятся в таблице 3.8;

- фактическая присоединенная нагрузка потребителей определялась вычитанием из максимального отпуска тепловой энергии в сети значений тепловых потерь.

Результаты расчета фактической присоединенной нагрузки представлены в таблице 5.6. Здесь же приводятся данные о договорной присоединенной нагрузке.

Таблица 5.6 - Данные расчета фактической тепловой нагрузки, Гкал/ч

Параметр	Значение
Максимальный фактический отпуск при расчетной температуре в предположении отсутствия срезки температурного графика	101,9
Потери тепловой энергии в тепловых сетях без учета срезки температурного графика	15,7
Фактическая присоединенная нагрузка потребителей	86,2
Договорная присоединенная нагрузка потребителей	93,1

Анализ полученных данных показывает существенную разницу между договорной и фактической нагрузками. Отношение фактической нагрузки к договорной составляет 0,93. В данном случае для составления перспективных тепловых балансов источников за базовую нагрузку принимается фактическая нагрузка источников.

Дополнительно необходимо отметить следующее обстоятельство. Как следует из данных, представленных на рисунке 3.7, при соблюдении температурного графика в подающем трубопроводе в зоне регулирования, температура в обратном трубопроводе превышала расчетные значения примерно на 6 °С. Одной из возможных причин этого является превышение фактического расхода воды в системах отопления зданий над расчетными значениями. Как следствие этого, теплопотребление в системах отопления также может превышать расчетную величину.

Расчеты показывают, что повышение температуры воды в обратном трубопроводе на 6 °С может означать превышение потребления тепловой энергии до 15 %. В этом случае полученное значение фактической нагрузки также оказывает-

ся завышенным, и с учетом этого обстоятельства можно сделать вывод о том, что фактическая нагрузка ниже договорной и для составления перспективных тепловых балансов ТЭЦ за базовую нагрузку более обоснованно принимать фактическую нагрузку.

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

Нормативы потребления коммунальных услуг на территории городского округа «Охинский» утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Сахалинской области от 12.11.2012 № 55 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению в жилых помещениях и на общедомовые нужды потребителями, проживающими в многоквартирных домах или жилых домах города Оха муниципального образования городской округ «Охинский», при отсутствии приборов учета».

Нормативы установлены в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг». Нормативы соответствуют требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 28.03.2012 № 258 «О внесении изменений в Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

При установлении норматива применялся расчетный метод. При этом учитывались этажность зданий и год постройки. Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению представляет собой потребление тепловой энергии на отопление жилых помещений за один месяц календарного года, отнесенное к общей площади всех помещений в многоквартирном или жилом доме. Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению на общедомовые нужды принимается равным нормативу потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях. Жильцы тех домов, в которых подъезды не отапливаются, будут оплачивать услуги теплоснабжения без учета общедомового потребления.

Установленные нормативы предполагают оплату за отопление в течение 8,49 месяца (в период прохождения отопительного сезона), а не равными долями в течение всего года, как это было в предыдущие годы.

Установленные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых домах представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых домах

Здания	Единица измерения	Норма потребления в месяц на 1 м ² общей площади жилых помещений
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999 г.)		
Двухэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,05197
Трехэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,03230
Четырехэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,03233
Пятиэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,02701
г. Оха (год строительства жилых домов после 1999 г.)		
Двухэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,01775
Трехэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,01776
Четырехэтажные жилые дома	Гкал/м ²	0,01519

6 БАЛАНСЫ ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Тепловые балансы в зонах действия тепловых источников городского округа «Охинский» разработаны на основании договорных и фактических тепловых нагрузок потребителей и данных по установленным, располагаемым мощностям энергоисточников.

6.1 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по Охинской ТЭЦ

На основании данных по присоединенным договорным и фактическим тепловым нагрузкам, установленным, располагаемым мощностям, потерям в сетях был составлен общий тепловой баланс по бойлерным установкам и выводам станции.

В таблице 6.1 представлен баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной договорной и фактической тепловой нагрузки.

Таблица 6.1 - Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки ТЭЦ, Гкал/ч

Наименование показателя		2008	2009	2010	2011	2012
ДОГОВОРНАЯ	Договорная тепловая нагрузка в горячей воде (без хознужд), в т. ч.:	105,3	100,2	95,7	95,4	93,1
	Коммунально-бытовая сфера, в т. ч.:	72,8	69,0	67,6	66,8	65,3
	Общественно-деловая сфера, в т. ч.:	32,0	30,7	27,6	28,2	27,4
	Промышленность	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
ФАКТИЧЕСКАЯ	Фактическая тепловая нагрузка в горячей воде (без хознужд), в т. ч.:	92,9	85,2	84,4	83,2	86,2
	Коммунально-бытовая сфера, в т. ч.:	64,2	58,7	59,7	58,3	60,5
	Общественно-деловая сфера, в т. ч.:	28,3	26,1	24,4	24,6	25,3
	Промышленность	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4
Потери при передаче, в т. ч.:		16,9	15,5	15,3	15,1	15,7
через изоляционные конструкции		13,7	12,6	12,5	12,3	12,8
с утечками теплоносителя		3,1	2,9	2,8	2,8	2,9
Хозяйственные нужды		1,34	1,3	1,24	1,19	1,35

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	2008	2009	2010	2011	2012
Тепловые нагрузки на коллекторах ТЭЦ	111,1	102,0	101,0	99,5	103,3
Достигнутый максимум тепловой нагрузки	73,2	67,1	69,0	65,9	66,1
Достигнутый максимум тепловой нагрузки пересчитанный на температуру наружного воздуха принятую для проектирования систем отопления	92,9	85,2	84,4	83,2	86,2
Располагаемая тепловая мощность ТФУ	144	144	144	216	216
Установленная тепловая мощность, в т. ч.:	216	216	216	216	216
регулируемых отопительных отборов паротурбинных агрегатов	144	144	144	216	216
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности по горячей воде (по договорной нагрузке)	20,5	27,0	31,8	104,4	105,9
Резерв (+)/дефицит(-) тепловой мощности по горячей воде (по фактической нагрузке)	32,9	42,0	43,0	116,5	112,8

Из приведенной выше таблицы видно, что резерв существующих мощностей теплофикационных отборов турбин присутствует на протяжении всего периода с 2008 года по настоящее время. В 2011 году резерв мощности составлял около 50 %.

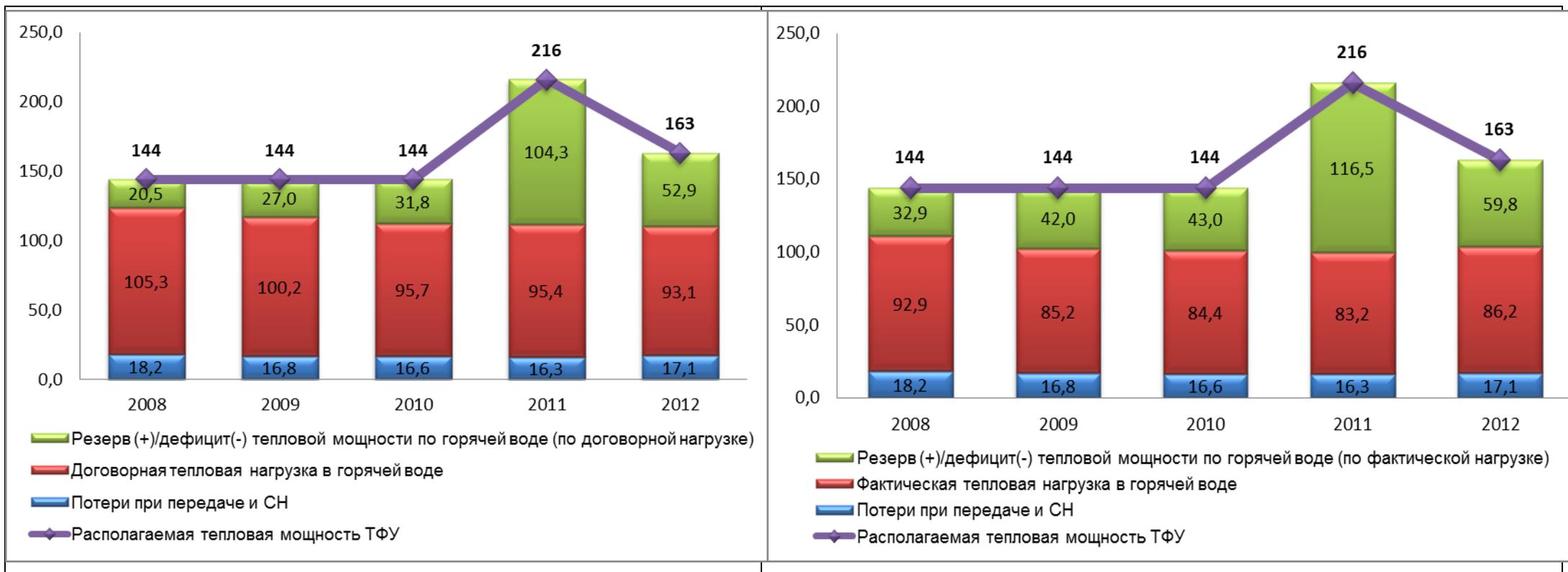


Рисунок 6.1 - Распределение располагаемой тепловой мощности турбин ТЭЦ

6.2 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки, резервы и дефициты тепловой мощности по котельным

Для котельных на основании предоставленных данных о присоединённых договорных тепловых нагрузках, установленных мощностях и собственных нуждах котельных был составлен баланс тепловой мощности и нагрузки по котельным, приведенный в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Тепловой баланс котельных по состоянию на 01.01.2012

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч			Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	Доля резерва, %
					отопление	горячего водоснабжение	Всего		
Котельная № 15	1,35	1,35	0,035	0,015	0,33	0,03	0,36	0,94	70
Котельная № 16	6,8	6,8	0,140	0,138	1,42	-	1,42	5,10	75
МК КЕДР-4	3,44	3,44	0,175	0,247	2,74	-	2,74	0,28	8
МК КЕДР-5	3,44	3,44	0,264	0,089	1,59	-	1,59	1,50	44
Котельная № 22	7,36	7,36	0,368	0,206	1,73	-	1,73	5,06	69
Котельная № 24	1,95	1,95	0,016	0,316	0,694*	0,162	0,856	0,76	39
Котельная № 12	3,01	3,01	0,030	0,015	0,3	-	0,3	2,67	89
МАУ «СОК «Дельфин»	3,44	3,44	0,030	0,063	1,017	0,648	1,665	1,75	51
ИТОГО	30,79	30,79	1,058	1,089	9,821	0,84	10,661	18,05	59

*паровая нагрузка на хозяйственные нужды потребителей

Анализ таблицы 6.2 показывает, что:

- суммарная установленная тепловая мощность котельных, рассматриваемых в схеме теплоснабжения, составляет 30,79 Гкал/ч;
- суммарная присоединённая нагрузка потребителей Охинского городского округа по состоянию на 01.01.2012 составляет 10,66 Гкал/ч;
- на всех котельных имеется резерв располагаемой тепловой мощности, суммарный резерв тепловой мощности для котельных составляет 18,05 Гкал/ч;
- значительные резервы тепловой мощности наблюдаются на котельной № 16 (75 % располагаемой мощности) и котельной № 22 (69 %), т.е. дан-

ные котельные имеют низкую загрузку оборудования;

- наименьший резерв располагаемой тепловой мощности имеет котельная № 4 - 8 % от располагаемой мощности, т. е. подключение дополнительных тепловых нагрузок к данной котельной существенно ограничено.

6.3 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефициты тепловой мощности на котельных городского округа «Охинский» отсутствуют.

6.4 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

Резервы и дефициты тепловой мощности по выводам Охинской ТЭЦ, принятые для составления перспективных тепловых балансов, имеют следующие значения:

- резерв тепловой мощности на ТЭЦ составлял в 2011 году по фактической тепловой нагрузке 117 Гкал/ч, или 54 % от располагаемой мощности; существует возможность подключения к ТЭЦ дополнительных потребителей;
- резервы тепловой мощности для каждой котельной приведены в таблице 6.2; в сумме резерв тепловой мощности по муниципальным котельным составляет 18 Гкал/ч, в т. ч. в городе Оха – 3,43 Гкал/ч, в селах Восточное - 6,04 Гкал/ч, Тунгор – 0,28 Гкал/ч, Москальво – 1,5 Гкал/ч и Некрасовка – 5,06 Гкал/ч.

6.5 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии

Описание фактических гидравлических режимов работы тепловых сетей приведено в разделе 3.5.

Результаты гидравлических расчетов приведены в приложении 2 к настоящему документу.

7 БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Водоснабжение ТЭЦ осуществляется по основной и резервной ниткам от системы хозпитьевого водоснабжения города Охи, источником которой является вода озера Медвежье. Дополнительным источником технического водоснабжения для охлаждения механизмов и подпитки градирни является вода озера Светлое. Сетевая вода (теплоноситель) подготавливается на водоподготовительной установке ТЭЦ.

Источником водоснабжения котельных является существующий водопровод. Химическая подготовка холодной воды не производится. Подача воды (теплоносителя) в тепловую сеть производится с помощью насосов отопления.

Система теплоснабжения ТЭЦ и котельных – закрытая. Теплоноситель в системах теплоснабжения, образованных на базе источников тепловой энергии, предназначен для передачи теплоты на нужды систем отопления.

В состав теплоносителя, используемого для подпитки тепловой сети систем отопления, входит:

- теплоноситель для компенсации утечек в тепловых сетях и абонентских установках потребителей;
- теплоноситель для компенсации утечек при технологических испытаниях и ремонтах на тепловых сетях, связанных с его дренированием на момент производства работ.

Кроме подпитки тепловой сети, вода, поступающая на источники, расходуется на их собственные и хозяйственные нужды.

Баланс теплоносителя по данным ТЭЦ представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети Охинской ТЭЦ

Параметр	Единицы измерения	2008	2009	2010	2011	2012
1. Показатели химводоочистки						
Производительность ВПУ (химводоочистка для котлов)	тонн/ч	220	220	220	220	220
Средневзвешенный срок службы	лет	40	41	42	43	44
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	150	150	150	150	150
Потери располагаемой производительности	%	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Параметр	Единицы измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Собственные нужды	тонн/ч	5,8	5,1	4,7	4,67	4,4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	Нет
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
Количество баков запаса ХВС (химобессоленной воды)	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков запаса ХВС	тыс. м ³	2000	2000	2000	1000	1000
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	нет данных				
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	нет данных				
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	нет данных				
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	нет данных				
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	нет данных				
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	нет данных				
Доля резерва	%	нет данных				
2. Показатели установки подпитки теплосети (ПТС)						
Производительность ВПУ	тонн/ч	150	150	150	150	150
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21	22	23	24
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	150	150	150	150	150
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-
Собственные нужды	тонн/ч	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	70,1	56,9	54,9	58,7	49,2
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	34	34	34	34	34
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	36	22,9	20,9	24,7	15,2
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	80	80	80	70	60
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	125	110	110	110	100
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	25	40	40	40	50
Доля резерва	%	17%	27%	27%	27%	33%

Балансы теплоносителя в зонах действия котельных за 2011 год составлены не в полном объеме по причине отсутствия исходных данных и представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Баланс теплоносителя в зоне действия котельных

Наименование	Ед. изм.	кот. № 15		кот. №16		«КЕДР -4» с.Тунгор		«КЕДР -5» с.Москальво		кот. №12		кот. №24	
		2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012
Бак запаса подпиточной воды	м ³	20	20	50	50	2,2	2,2	2,2	2,2	-	-	+	+
Бак запаса воды	м ³	-	-	-	-	60	60	60	60	-	-	-	-
Расширительный бак	л	-	-	-	-	500	500	500	500	-	-	-	-
Расход воды в т.ч.:	м ³ /год	257,3	106,2	688,2	627	1064,4	1007	852,3	462	471	179	233	179
- на выработку тепла в т.ч.	м ³ /год	217,3	64	631,2	548,2	1007,4	941	795,3	402	431	179	215	179
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	38,3	38,3	536,3	536,3	941,0	941,0	402,2	402,2	-	-	-	-
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	179,0	25,7	94,9	11,9	66,4	0,0	393,1	0,0	-	-	-	-
- на хозяйственно-бытовые нужды	м ³ /год	40	42,2	57	78,2	57	66	57	60	40	-	9	-

8 ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

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

Основным проектным и фактически используемым видом топлива для всех энергоисточников городского округа «Охинский» является газ.

В таблице 8.1 представлен топливный баланс ТЭЦ по топливу за период времени с 2008 по 2012 годы.

Таблица 8.1 – Топливный баланс ТЭЦ за период времени с 2008 по 2012 годы

Статья приход/расход	Единица измерения	Значение				
		2008	2009	2010	2011	2012
Приход						
Природный газ	тыс.м ³	141980	138051	146817	135866	129783,3
Дизельное топливо	итого	75	72	84	6	16
	в т. ч. на производство э/э и тепла	19,077	16,913	42,071	6,299	16,02
Расход						
Природный газ на выработку тепловой и эл. энергии	тыс.м ³	141940	138041	146777	135826	129743,3
Природный газ на столовую	тыс.м ³	40	40	40	40	40
Дизельное топливо	итого	40,1	75	86	15,1	4
	в т. ч. на производство э/э и тепла	20,9	20,5	43,9	15,1	3,52
Остаток*						
Нефть сырая	т	34	34	34	34	34
Диз.топливо	т	-	14	11	9	0

*на начало года

Данные по расходу топлива по котлоагрегатам за базовый 2011 год представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Топливный баланс ТЭЦ по агрегатно за 2011 год

№	Вид топлива	Ед. изм.	Расход топлива
1	Газ природный:	-	-
	котел, стационарный № 5	т у.т.	41 318
	котел, стационарный № 6	т у.т.	47 675
	котел, стационарный № 7	т у.т.	23 517

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА «ОХИНСКИЙ» САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2013 – 2028 ГОДОВ. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

№	Вид топлива	Ед. изм.	Расход топлива
	котел, стационарный № 8	т у.т.	49 385
	ГТЭ-19	т у.т.	1 371
	Итого топливо по агрегатам	т у.т.	163 266
	В том числе в натуральном выражении:	-	-
	котел, стационарный № 5	тыс. м ³	34 374
	котел, стационарный № 6	тыс. м ³	39 662
	котел, стационарный № 7	тыс. м ³	19 565
	котел, стационарный № 8	тыс. м ³	41 085
	ГТЭ-19	тыс. м ³	1 141
	Итого топливо по агрегатам	тыс. м³	135 826
2	Дизельное топливо	-	-
	ПАЭС-2.5, стационарный № 1	т у.т.	11
		н. т	7,5
	ПАЭС-2.5, стационарный № 2	т у.т.	11
		н. т	7,5

В таблице 8.3 представлено потребление основного топлива котельными за 2010 - 2012 годы. Включение дизельгенерирующего оборудования для обеспечения функционирования тепловой системы при аварийном отключении подачи электроэнергии и выхода из эксплуатации основного оборудования проводилось на кратковременный период времени. Расход дизельного топлива в общем объеме потребления топлива является незначительным, менее 1 % в год.

Таблица 8.3 – Потребление топлива котельными в натуральном и условном выражении

№	Вид топлива	Ед. изм.	Расход топлива		
			2010	2011	2012
1	Газ природный:	-	-	-	-
	Котельная № 15 (с. Восточное)	т у.т.	444,6	468,8	364,8
	Котельная № 16 (с. Восточное)	т у.т.	-	1141,7	1159,5
	МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	т у.т.	2063,5	1917,1	1914,1
	МК КЕДР-5 (с. Москальво)	т у.т.	1270,3	1178,8	1128,9
	Котельная № 22 (с. Некрасовка)	т у.т.	-	-	438,5
	Котельная № 24 (г. Оха)	т у.т.	-	519,8	-
	Котельная № 12 (г. Оха)	т у.т.	-	514,1	414,9
	Итого	т у.т.	3778,4	5740,3	5420,6
2	В том числе в натуральном выражении:	-	-	-	-
	Котельная № 15 (с. Восточное)	тыс. м ³	382,9	403,7	314,1
	Котельная № 16 (с. Восточное)	тыс. м ³	-	985,7	1001,0

№	Вид топлива	Ед. изм.	Расход топлива		
			2010	2011	2012
	МК КЕДР-4 (с. Тунгор)	тыс. м ³	1780,5	1654,1	1651,5
	МК КЕДР-5 (с. Москальво)	тыс. м ³	1096,0	1017,1	974,0
	Котельная № 22 (с. Некрасовка)	тыс. м ³	-	-	378,0
	Котельная № 24 (г. Оха)	тыс. м ³	-	447,6	-
	Котельная № 12 (г. Оха)	тыс. м ³	-	442,7	357,7
	Итого	тыс. м³	3259,4	4950,9	4676,4

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

Резервным топливом на ТЭЦ является нефть, для котельных резервное топливо не предусмотрено.

Мазутное хозяйство ТЭЦ включает в себя емкости для хранения нефти и систему транспорта до котлов. Нефть хранится в двух металлических резервуарах, ёмкостью 100 м³ каждый, введенных в эксплуатацию в 1969 году. Температура хранения нефти - ниже температуры возгорания, температура сжигаемого мазута - 120 °С. Пар на мазутное хозяйство подаётся от гребёнки I очереди по паропроводу протяжённостью 1051 м с параметрами производственного отбора: $P_{\text{п.отб.}} = 2,5 \text{ кгс/см}^2$ и $t = 300 \text{ °С}$. Протяжённость нефтепровода до котлотурбинного цеха составляет 1430 м.

Аварийным топливом для источников теплоснабжения (если предусмотрено) является дизельное топливо. Низшая теплота сгорания составляет около 10 200 ккал/кг.

8.3 Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Используемое топливо добывается на острове Сахалин. Характеристики топлива представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Химический состав сжигаемого топлива

Показатель	Единица измерения	Величина
CO ₂	% по объему	1,23
CO	% по объему	0
CH ₄	% по объему	94,1
C ₂ H ₆	% по объему	3,18
C ₃ H ₈	% по объему	0,63
iC ₄ H ₁₀	% по объему	0,27
NC ₄ H ₁₀	% по объему	0,19
IC ₅ H ₁₂	% по объему	0,13
NC ₅ H ₁₂	% по объему	0,04
C ₆ H ₁₄	% по объему	0,16
N ₂	% по объему	0,07
Низшая теплота сгорания Q _н ^p	ккал/м ³	8095
Высшая теплота сгорания Q _в ^p	ккал/м ³	9240

8.4 Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха

При прохождении зимнего максимума в период расчетных температур наружного воздуха (и близких к ним) используется газ в рабочем порядке. Снижения отпуски тепла от источников при прохождении зимнего максимума не наблюдается.

9 НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Общие положения

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

Методика расчета надежности тепловых сетей городского округа «Охинский», а также расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников теплоснабжения до наиболее удаленных конечных потребителей тепловой энергии представлены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период с 2013 до 2028 года. Книга 10. Оценка надежности теплоснабжения».

9.2 Исходные данные

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных трубопроводов от источников тепловой энергии (Охинской ТЭЦ и котельных) до конечных, наиболее удаленных потребителей.

При расчете надежности системы транспорта теплоносителя городского округа «Охинский» использовались следующие исходные данные:

продолжительность отопительного периода г. Оха – 266 суток;

нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей – $РТС = 0,9$ (по СНиП 41-02-2003);

параметр потока отказов ω (1/м·год) – учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

Расчет выполнялся для каждого абонента магистральных трубопроводов от энергоисточников городского округа «Охинский» и ряда котельных. В качестве абонентов рассматривались конечные потребители, входящие в состав подсистемы каждого источника тепловой энергии в электронной модели системы теплоснабжения городского округа.

Обозначения участков тепловых сетей приведены в соответствии с электронной модели системы теплоснабжения городского округа.

9.3 Анализ повреждений в тепловых сетях

Анализ повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей городского округа «Охинский» приведен в разделе 3.7 «Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей» данного документа.

9.4 Обработка данных о повреждаемости тепловых сетей

Интенсивность отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;

интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;

распределенная интенсивность отказов/повреждений по месяцам отопительного периода;

интенсивность отказов/повреждений по диаметрам теплопроводов.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\bar{\lambda}_{j,m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}}, \quad (9.1)$$

где

i – номер зарегистрированного события, состоящего в отказе обо-

рудования тепловой сети;

j	-	год регистрации события;
m	-	номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов
N	-	общее число событий (отказов) за j -й год в зоне действия системы теплоснабжения m ;
$n_{i,j,m}$	-	i -й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения m за j -й год;
$L_{j,m}$	-	протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неоперительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений были приняты все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказа, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей и события отказа (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагалось, что протяженность тепловых сетей в течение 2011-2012 г.г. была неизменной, так же как и была неизменной материальная характеристика тепловой сети и тепловая нагрузка.

В таблице 9.1 приведены результаты расчета интегральной интенсивности отказов (повреждений) в зоне действия системы теплоснабжения г. Оха за период 2011-2012 г.г.

Таблица 9.1 – Интегральная интенсивность повреждений (отказов) за календарный год

Наименование параметров	Единица измерения	за 2011 г.	за 2012 г.
Всего повреждений	единиц	103	104
Материальная характеристика тепловых сетей, на которых зафиксирован отказ	м ²	1989,6	1723,4
Протяженность тепловых сетей, на которых зафиксирован отказ	м	6582,8	6043,6
Интегральная интенсивность отказов/повреждений	1/км/мес	15,65	17,21

В таблицах 9.2 и 9.3 приведены данные распределения частоты (интенсивности) отказов (повреждений) для тепловых сетей, находящихся на обеспечении и обслуживании ООО «Теплосети», за 2011-2012 годы.

Таблица 9.2 – Интенсивность отказов (повреждений) на разных диаметрах теплопроводов

Условный диаметр участков тепловой сети, мм	Интенсивность отказов за 2011 г.	Накопленная интенсивность отказов за 2011 г.	Интенсивность отказов за 2012 г.	Накопленная интенсивность отказов за 2012 г.
50	14	14	15	15
70	11	25	9	24
80	19	44	16	40
100	19	63	30	70
150	23	86	19	89
200	3	89	6	95
250	11	100	5	100
300	0	100	3	103
350	0	100	1	104
400	2	102	0	104
500	1	103	0	104

Таблица 9.3 – Гистограмма интенсивностей отказов

Условный диаметр теплопровода, мм	Интенсивность отказов за 2011 г.	Интенсивность отказов за 2012 г.
0-50	63	70
51-100	26	25
101-200	11	8
201-300	2	1
301-400	1	0
401-500	0	0

Данные в таблицах 9.2 и 9.3 показывают, что интенсивность отказов в тепловых сетях с диаметрами не более 100 мм значительно больше, чем в сетях с диаметрами трубопроводов, превышающие 100 мм. Этот факт объясняется тем, что тепловые сети с диаметрами трубопроводов не более 100 мм оказываются с бо-

лее старыми годами прокладки по сравнению с тепловыми сетями более крупных диаметров.

Приведённая интенсивность отказов в диапазонах размеров теплопроводов приведена в таблице 9.4. Анализ приведённой интенсивности отказов по данным ООО «Теплосети» позволил установить эмпирические коэффициенты, которые приняты для описания базового состояния по отказам тепловых сетей, принимая во внимание то, что значительное количество участков тепловой сети имеет срок службы более 30 лет.

Таблица 9.4 – Приведённая интенсивность отказов

Условный диаметр теплопровода, мм	Интенсивность отказов за 2011 г.	Протяженность участков тепловой сети за 2011 г., км	Приведенная интенсивность отказов за 2011 г., 1/км/год	Интенсивность отказов за 2012 г.	Протяженность участков тепловой сети за 2012 г., км	Приведенная интенсивность отказов за 2012 г., 1/км/год
0-100	63	2,842	22,2	70	2,9853	23,4
101-200	26	2,779	9,4	25	2,3425	10,7
201-300	11	0,5688	19,3	8	0,5558	14,4
301-400	2	0,182	11	1	0,16	6,3
401-500	1	0,211	4,7	–	–	–

В дальнейшем для расчетов вероятности отказов участков тепловых сетей приняты следующие зависимости:

для описания интенсивности устойчивых отказов тепловых сетей в зависимости от диаметра теплопроводов:

$$\lambda_0 = 0,1 \exp(-2,8D_y), \text{ 1/км/год}, \quad (9.10)$$

где

D_y - условный диаметр участка тепловой сети, м.

для описания интенсивности отказов участков тепловых сетей в зависимости от срока службы:

$$\lambda = \lambda_0 (0,1\tau) \exp(\alpha - 1), \text{ 1/км/год}, \quad (9.11)$$

где

λ_0 - интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год;

- τ - срок эксплуатации участка тепловой сети, лет;
- α - параметр распределения Гнеденко-Вейбулла.

где параметр распределения вычисляется как

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{пу} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{пу} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} \cdot n_{пу} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (9.12)$$

В таблице 9.5 приведены данные расчетов интенсивности устойчивых отказов на участках тепловых сетей с разными диаметрами и интенсивности отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет, рассчитанные с использованием уравнений 9.10 и 9.11.

Таблица 9.5 – Базовые интенсивности отказов тепловых сетей ООО «Теплосети»

Диаметр участков тепловых сетей, м	Интенсивность устойчивых отказов, 1/км/год	Интенсивность отказов для участков со сроком эксплуатации 37 лет
0,05	0,087	1,506
0,07	0,082	1,424
0,08	0,080	1,385
0,1	0,076	1,309
0,15	0,066	1,138
0,2	0,057	0,99
0,25	0,050	0,86
0,3	0,043	0,748
0,35	0,038	0,650
0,4	0,033	0,565
0,5	0,025	0,427

9.5 Восстановление (продолжительность ремонтов) тепловых сетей

Под ремонтпригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве

основного параметра, характеризующего ремонтпригодность теплопровода, принимается время z_p , необходимое для ликвидации повреждения.

Порядок расчета времени z_p , а также определение фактических значений коэффициентов для его вычисления с целью определения фактической продолжительности ремонтов тепловых сетей приведены в разделе 3.7 «Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей» данного документа.

9.6 Результаты расчетов

Расчеты вероятности безотказной работы участков тепловой сети от источников теплоснабжения до конечных потребителей тепловой энергии городского округа «Охинский» представлены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городского округа «Охинский» Сахалинской области на период с 2013 до 2028 года. Книга 10. Оценка надежности теплоснабжения».

При проведении данного анализа нужно учитывать, что не менее 68 % тепловых сетей городского округа «Охинский» проложены не позднее 1980 года, средневзвешенный срок их эксплуатации составляет около 24 лет.

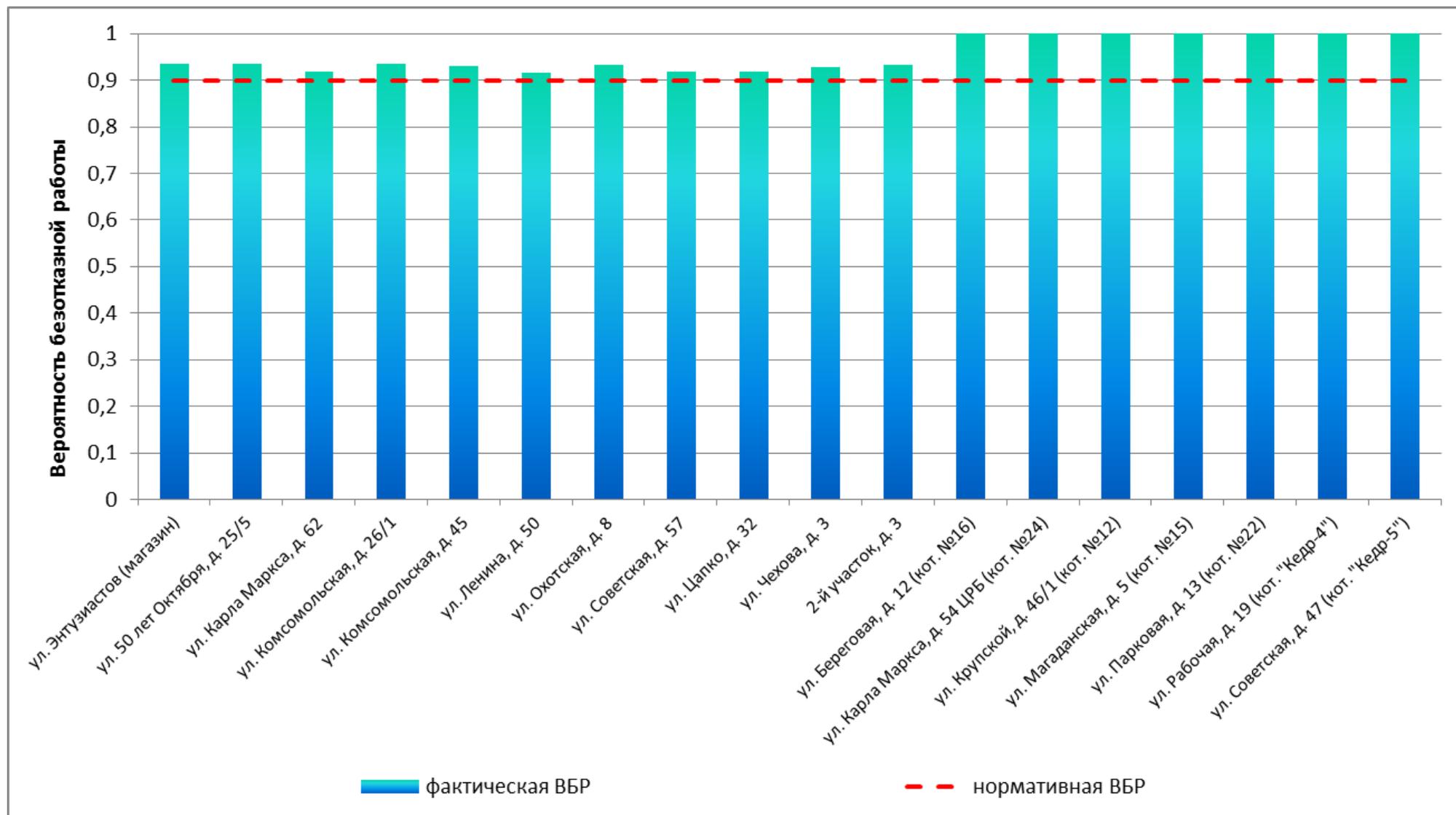


Рисунок 9.1 – Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии городского округа «Охинский»

Сравнительная оценка значений вероятности безотказной работы наиболее удаленных от источников потребителей тепловой энергии показана на рисунке 9.1.

Из анализа данных расчета можно сделать следующие выводы.

Значение средневзвешенной вероятности безотказной работы (ВБР) как показатель надежности тепловых сетей (источник тепловой энергии – Охинская ТЭЦ) для наиболее удаленных потребителей тепла составляет около 0,926, что выше их нормативного значения ВБР 0,9.

Средневзвешенная величина ВБР тепловых сетей, запитанных от других котельных, для наиболее удаленных потребителей тепла составляет не менее 0,99995, что говорит о высоком уровне надежности их теплоснабжения.

Таким образом, состояние тепловых сетей городского округа «Охинский» на начало 2013 года с точки зрения обеспечения надежности их безотказной работы удовлетворительное, однако в связи с эффектом старения тепловых сетей этот показатель понизится до уровня своего нормативного значения уже к 2016-2017 годам, и далее будет постепенно снижаться.

Учитывая все вышеизложенные факторы, можно сделать вывод о необходимости проведения регулярных капитальных ремонтов трубопроводов, а также о разработке планов постепенной реконструкции тепловых сетей в связи с исчерпанием физического ресурса действующих теплопроводов. Данные мероприятия будут служить в целях своевременной ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями. Если не предпринять действенных мер долгосрочного характера по восстановлению эксплуатационного ресурса, то в ближайшие десять лет поток отказов на тепловых сетях зоны действия может удвоиться, и справляться с их своевременным устранением ООО «Городские сети теплоснабжения» будет практически невозможно.

Относительно теплопроводов, запитанных от других источников (котельных), нужно отметить, что факт наличия высоких показателей вероятности их безотказной работы не должен исключать своевременность и проведение в полном объеме гидравлических испытаний тепловых сетей, а также прочие профилактические работы по предотвращению и ликвидации аварий и утечек как в тепловых сетях, так и в системах теплоснабжения абонентов.

10 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Технико-экономические показатели представлены в виде описания результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями.

Результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для ОАО «Охинская ТЭЦ» представлены в таблице 10.1

Таблица 10.1 – Калькуляция расходов на осуществление хозяйственной деятельности ОАО «Охинская ТЭЦ» на 2012 - 2013 годы

Показатель	Единица измерения	Год	
		2012	2013
На отпуск электроэнергии в сеть (без НДС)	тыс. руб.	-	-
Сырье, основные материалы (вода)	тыс. руб.	15 926	18 056
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	31 324	33 172
из них на ремонт	тыс. руб.	22 134	23 440
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	15 166	16 061
из них на ремонт	тыс. руб.	14 985	15 869
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	129 918	140 980
Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0	0
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	109 181	115 513
из них на ремонт	тыс. руб.	30 512	32 312
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	28 185	29 820
из них на ремонт	тыс. руб.	7 973	8 443
Амортизация ОС	тыс. руб.	60 152	60 152
Прочие затраты всего, в т.ч.:	тыс. руб.	31 577	33 440
Итого расходов	тыс. руб.	421 429	447 194
из них на ремонт	тыс. руб.	75 604	80 065
Производственная себестоимость	тыс. руб.	421 429	447 194
Прибыль	тыс. руб.	24 894	26 416
прибыль на развитие производства	тыс. руб.		
НВВ	тыс. руб.	446 322	473 609
Тариф	руб./кВт*ч	2,10	2,24
Тариф без учета увеличения расхода топлива	руб./кВт*ч	-	2,23
На отпуск теплоносителя (без НДС)	тыс. руб.	28404	29330
Сырье, основные материалы (вода)	тыс. руб.	11 697	11 697
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	4 070	4 310
из них на ремонт	тыс. руб.	565	598
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	1 534	1 624
из них на ремонт	тыс. руб.	1 350	1 430
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	0	0
Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0	0

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА УЛЬЯНОВСКА ДО 2027 ГОДА. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Показатель	Единица измерения	Год	
		2012	2013
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	6 283	6 647
из них на ремонт	тыс. руб.	856	906
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 866	1 974
из них на ремонт	тыс. руб.	254	269
Амортизация ОС	тыс. руб.	864	864
Прочие затраты всего, в т.ч.:	тыс. руб.	2 090	2 213
Итого расходов	тыс. руб.	28 404	29 330
из них на ремонт	тыс. руб.	3 025	3 203
Производственная себестоимость	тыс. руб.	28 404	29 330
Прибыль	тыс. руб.	822	1 467
прибыль на развитие производства	тыс. руб.	0	0
НВВ	тыс. руб.	29 226	30 797
Тариф	руб./Гкал	-	-
Инвестиционная составляющая	тыс. руб.	0,0	0
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	29 226	30 797
Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	-	-
На отпуск тепловой энергии с коллекторов (без НДС)	тыс. руб.	199900	217507
Сырье, основные материалы (вода)	тыс. руб.	6 717	6 717
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	22 175	23 483
из них на ремонт	тыс. руб.	15 384	16 292
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	5 227	5 535
из них на ремонт	тыс. руб.	5 136	5 439
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	78 547	89 851
Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	0	0
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	48 149	50 942
из них на ремонт	тыс. руб.	13 933	14 742
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	12 581	13 311
из них на ремонт	тыс. руб.	3 641	3 852
Амортизация ОС	тыс. руб.	6 769	6 769
Прочие затраты всего, в т.ч.:	тыс. руб.	19 735	20 899
Итого расходов	тыс. руб.	214 512	217 507
из них на ремонт	тыс. руб.	38 095	40 324
Производственная себестоимость	тыс. руб.	199 900	217 507
Прибыль	тыс. руб.	11 514	10 875
прибыль на развитие производства	тыс. руб.	0	0
НВВ	тыс. руб.	211 414	228 382
Тариф на тепловую энергию с коллекторов станции (в ценах соответствующих лет)	руб./Гкал	533,7	561,0
Инвестиционная составляющая	тыс. руб.	0,0	0
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	211 414	228 382
Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	533,7	561,0
На передачу тепловой энергии по тепловой сети ТЭЦ-город (без НДС)	тыс. руб.	-	-
Сырье, основные материалы (вода)	тыс. руб.	5 211	5 518
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	234	247
из них на ремонт	тыс. руб.	0	0
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	0	0
из них на ремонт	тыс. руб.	0	0
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	0	0

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА УЛЬЯНОВСКА ДО 2027 ГОДА. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Показатель	Единица измерения	Год	
		2012	2013
Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	11 912	14 167
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	3 742	3 959
из них на ремонт	тыс. руб.	1 568	1 661
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 112	1 177
из них на ремонт	тыс. руб.	466	494
Амортизация ОС	тыс. руб.	183	183
Прочие затраты всего, в т.ч.:	тыс. руб.	147	156
Итого расходов	тыс. руб.	20 191	25 406
из них на ремонт	тыс. руб.	2 035	2 154
Выручка транспортировщиков (ООО «Теплосети»)	тыс. руб.	21 865	21 518
Производственная себестоимость	тыс. руб.	42 056	46 925
Прибыль	тыс. руб.	376	2 346
прибыль на развитие производства	тыс. руб.	0	0
НВВ	тыс. руб.	42 431,3	49 271
Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	-	-
Инвестиционная составляющая	тыс. руб.	0,0	0
НВВ с инвестиционной составляющей	тыс. руб.	42431,3	49 271
Тариф с инвестиционной составляющей	руб./Гкал	-	-
На отпуск и передачу тепловой энергии (без НДС)	тыс. руб.	-	-
Сырье, основные материалы (вода)	тыс. руб.	11 928	12 235
Вспомогательные материалы	тыс. руб.	22 408	23 730
из них на ремонт	тыс. руб.	15 384	16 292
Работы и услуги производственного характера	тыс. руб.	5 227	5 535
из них на ремонт	тыс. руб.	5 136	5 439
Топливо на технологические цели	тыс. руб.	78 547	89 851
Энергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	11 912	14 167
Затраты на оплату труда	тыс. руб.	51 891	54 901
из них на ремонт	тыс. руб.	15 502	16 402
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	13 694	14 488
из них на ремонт	тыс. руб.	4 107	4 346
Амортизация ОС	тыс. руб.	6 951	6 951
Прочие затраты всего, в т.ч.:	тыс. руб.	19 882	21 055
Итого расходов	тыс. руб.	234 703	242 913
из них на ремонт	тыс. руб.	40 129	42 479
Производственная себестоимость	тыс. руб.	241 956	264 432
Прибыль	тыс. руб.	11 890	13 222
прибыль на развитие производства	тыс. руб.	0	0
НВВ	тыс. руб.	253 845	277 653
Полезный отпуск конечным потребителям	тыс. Гкал	343	362
Средневзвешенный тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	711	768

Результаты хозяйственной деятельности по производству и передаче тепловой энергии для МУП «ЖКХ» представлены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Калькуляция расходов на осуществление хозяйственной деятельности МУП «ЖКХ» на 2012 - 2013 годы

Показатель	Единица измерения	Год	
		2012	2013
1. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	14 756	16 037
2. Вода на технологические цели	тыс. руб.	664	703
холодная вода питьевого качества	тыс. руб.	664	703
стоки	тыс. руб.	0	0
4. Основная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	10 927	11 560
5. Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных рабочих	тыс. руб.	2 705	3 468
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в т.ч.:	тыс. руб.	4 732	4 131
6.1. Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	2 689	2 689
в том числе от основных фондов новых проектов	тыс. руб.	0	0
6.2 Затраты на ремонтные работы	тыс. руб.	2 043	1 442
6.3. Другие расходы содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	0	0
8. Цеховые расходы	тыс. руб.	5 407	5 726
9. Общехозяйственные расходы, в т.ч.:	тыс. руб.	7 741	8 197
9.2 Средства на страхование	тыс. руб.	-	0
9.3 Плата за предельно допустимые выбросы загрязняющих веществ	тыс. руб.	-	0
9.6 Другие затраты, относимые на себестоимость, в т.ч.	тыс. руб.	-	0
9.6.1. Арендная плата	тыс. руб.	-	0
10. Затраты на покупную электрическую энергию	тыс. руб.	2 893	3 438
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0	0
12. Корректировка выручки в целях сглаживания роста тарифа	тыс. руб.	0	0
13. Итого производственные расходы	тыс. руб.	49 824	53 260
14. Валовая прибыль товарного отпуска, в т.ч.	тыс. руб.	0	0
14.1 Прибыль на развитие производства (капитальные вложения)	тыс. руб.	0	0
14.2 Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	0	0
14.3 Процент за пользование кредитом	тыс. руб.	0	0
14.4 Услуги банка	тыс. руб.	0	0
14.5 Налоги, сборы платежи	тыс. руб.	0	0
Инвестиционная надбавка к тарифу	тыс. руб.	0	0
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	49 824	53 260
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	26	26
Тариф	руб./Гкал	1 898	2 041

В связи с тем, что ООО «Городские сети теплоснабжения» осуществляет свою деятельность с 2013 года, в таблицах 10.3 – 10.5 приведены плановые показатели на 2013 год.

Таблица 10.3 - Смета расходов на производство и передачу тепловой энергии от котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» на 2013 год

Показатель	Единица измерения	Значение
1. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	841,5
2. Вода на технологические цели	тыс. руб.	7,6
холодная вода питьевого качества	тыс. руб.	7,6
стоки	тыс. руб.	0,0
4. Основная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	2 024,8
5. Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных рабочих	тыс. руб.	611,5
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в т.ч.:	тыс. руб.	308,6
6.1. Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	0,0
в том числе от основных фондов новых проектов	тыс. руб.	0,0
6.2 Аренда	тыс. руб.	32,5
6.3 Вспомогательные материалы на эксплуатацию	тыс. руб.	3,5
6.4 Вспомогательные материалы на ремонт	тыс. руб.	98,3
6.5 Транспортные услуги	тыс. руб.	103,3
6.6. Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	71,0
8. Цеховые расходы, в т.ч.	тыс. руб.	282,3
8.1 Оплата труда цехового персонала	тыс. руб.	197,7
8.2 Отчисления на соц. нужды с оплаты труда цехового персонала	тыс. руб.	58,1
8.3 Другие расходы	тыс. руб.	26,5
9. Общехозяйственные расходы, в т.ч.	тыс. руб.	198,1
10. Затраты на покупную электрическую энергию	тыс. руб.	409,6
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,0
12. Корректировка выручки в целях сглаживания роста тарифа	тыс. руб.	0,0
13. Итого производственные расходы	тыс. руб.	4 684,1
14. Валовая прибыль товарного отпуска, в т.ч.	тыс. руб.	125,4
14.1 Прибыль на развитие производства (капитальные вложения)	тыс. руб.	0,0
14.2 Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	37,9
14.3 Процент за пользование кредитом	тыс. руб.	0,0
14.4 Услуги банка	тыс. руб.	39,4
14.5 Налоги, сборы платежи	тыс. руб.	48,1
Инвестиционная надбавка к тарифу	тыс. руб.	0,0
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	4 809,5
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	1,475
Тариф	руб./Гкал	3261

Таблица 10.4 - Смета расходов на производство и передачу тепловой энергии от котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения» на 2013 год

Показатель	Единица измерения	Значение
1. Топливо на технологические цели	тыс. руб.	3128
2. Вода на технологические цели	тыс. руб.	127,81
холодная вода питьевого качества	тыс. руб.	127,81
стоки	тыс. руб.	0
4. Основная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	4101
5. Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных рабочих	тыс. руб.	1239
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в т.ч.:	тыс. руб.	274
6.1. Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	0
в том числе от основных фондов новых проектов	тыс. руб.	0
6.2 Аренда	тыс. руб.	32
6.3 Вспомогательные материалы на эксплуатацию	тыс. руб.	13
6.4 Вспомогательные материалы на ремонт	тыс. руб.	71
6.5 Транспортные услуги	тыс. руб.	43
6.6. Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	115
8. Цеховые расходы, в т.ч.	тыс. руб.	572,0
8.1 Оплата труда цехового персонала	тыс. руб.	400,5
8.2 Отчисления на соц. нужды с оплаты труда цехового персонала	тыс. руб.	117,7
8.3 Другие расходы	тыс. руб.	53,8
9. Общехозяйственные расходы, в т.ч.	тыс. руб.	1527,1
10. Затраты на покупную электрическую энергию	тыс. руб.	88
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,0
12. Корректировка выручки в целях сглаживания роста тарифа	тыс. руб.	0,0
13. Итого производственные расходы	тыс. руб.	11057,6
14. Валовая прибыль товарного отпуска, в т.ч.	тыс. руб.	206,7
14.1 Прибыль на развитие производства (капитальные вложения)	тыс. руб.	0,0
14.2 Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	47,2
14.3 Процент за пользование кредитом	тыс. руб.	0,0
14.4 Услуги банка	тыс. руб.	47,4
14.5 Налоги, сборы платежи	тыс. руб.	112,1
Инвестиционная надбавка к тарифу	тыс. руб.	0
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	11264
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	6,303
Тариф	руб./Гкал	1787

Таблица 10.5 - Смета расходов на передачу тепловой энергии ООО «Городские сети теплоснабжения» от ОАО «Охинская ТЭЦ» на 2013 год

Показатель	Единица измерения	Значение
1. Покупная тепловая энергия	тыс. руб.	556,7
2. Вода на технологические цели	тыс. руб.	1721,01
холодная вода питьевого качества	тыс. руб.	1721,01
стоки	тыс. руб.	0
4. Основная оплата труда производственных рабочих	тыс. руб.	5820
5. Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных рабочих	тыс. руб.	1758
6. Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в т.ч.:	тыс. руб.	4544
6.1. Амортизация производственного оборудования	тыс. руб.	0
в том числе от основных фондов новых проектов	тыс. руб.	0
6.2 Аренда	тыс. руб.	33
6.3 Вспомогательные материалы на эксплуатацию и текущий ремонт	тыс. руб.	48
6.4 Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	2687
6.5 Транспортные услуги	тыс. руб.	1776
6.6. Другие расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс. руб.	0
8. Цеховые расходы, в т.ч.	тыс. руб.	3283,6
8.1 Оплата труда цехового персонала	тыс. руб.	2475,3
8.2 Отчисления на соц. нужды с оплаты труда цехового персонала	тыс. руб.	727,7
8.3 Другие расходы	тыс. руб.	80,6
9. Общехозяйственные расходы, в т.ч.	тыс. руб.	3210,4
10. Затраты на покупную электрическую энергию	тыс. руб.	232
11. Недополученный по независящим причинам доход	тыс. руб.	0,0
12. Корректировка выручки в целях сглаживания роста тарифа	тыс. руб.	0,0
13. Итого производственные расходы	тыс. руб.	21120,3
14. Валовая прибыль товарного отпуска, в т.ч.	тыс. руб.	398,1
14.1 Прибыль на развитие производства (капитальные вложения)	тыс. руб.	0,0
14.2 Прибыль на социальное развитие	тыс. руб.	41,9
14.3 Процент за пользование кредитом	тыс. руб.	0,0
14.4 Услуги банка	тыс. руб.	141,1
14.5 Налоги, сборы платежи	тыс. руб.	215,1
Инвестиционная надбавка к тарифу	тыс. руб.	0
Необходимая валовая выручка	тыс. руб.	21518
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	280,072
Тариф	руб./Гкал	77

11 ТАРИФЫ В СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Утвержденные тарифы на тепловую энергию. Структура тарифов

ОАО «Охинская ТЭЦ» формирует тариф на производство тепловой энергии для потребителей города Оха и утверждает его в Региональной энергетической комиссии Сахалинской области.

В таблице 11.1 представлены тарифы на тепловую энергию за базовый 2011 год, утвержденные Региональной энергетической комиссией для потребителей жилищно-коммунального сектора Сахалинской области.

Таблица 11.1 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей (жилищно-коммунальный сектор) ОАО «Охинская ТЭЦ»*

№	Вид жилищно-коммунальных услуг	Норма потребления в месяц	Иные потребители	Тариф на тепловую энергию с НДС, руб./Гкал	Итого тариф по тепловой энергии, руб./м ²
		на 1 кв. м общей площади жилых помещений, Гкал/ м ²	одноставочный тариф, руб./Гкал (горячая вода)		
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999 г.)					
1	Одноэтажные жилые дома	0,044	670,62	791,33	34,82
2	Двухэтажные жилые дома	0,046	670,62	791,33	36,40
3	Трехэтажные жилые дома	0,036	670,62	791,33	28,49
4	Четырехэтажные жилые дома	0,035	670,62	791,33	27,70
5	Пятиэтажные жилые дома	0,03	670,62	791,33	23,74
г. Оха (год строительства жилых домов после 1999 г.)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,020	670,62	791,33	15,83
2	Трехэтажные жилые дома	0,020	670,62	791,33	15,83
3	Четырехэтажные жилые дома	0,015	670,62	791,33	11,87

*Тарифы на тепловую энергию для потребителей, использующих тепловую энергию для отопления жилищного фонда, установлены с учетом субсидии, предусмотренной Законом Сахалинской области "Об областном бюджете Сахалинской области на 2011 год".

Динамика изменения тарифа на тепловую энергию представлена в таблицах 11.2 - 11.4 и рисунках 11.1 и 11.2.

Таблица 11.2 – Итоговый тариф на тепловую энергию для потребителей (жилищно-коммунальный сектор) с учетом НДС ОАО "Охинская ТЭЦ", руб./м²

Вид жилищно-коммунальных услуг	2009	2010	2011	2012*	2013*
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999 г.)					
Одноэтажные жилые дома	27,5	30,28	34,82	36,77	36,77
Двухэтажные жилые дома	28,75	31,65	36,4	38,44	48,97
Трехэтажные жилые дома	22,5	24,77	28,49	30,08	30,44
Четырехэтажные жилые дома	21,87	24,08	27,7	29,25	30,47
Пятиэтажные жилые дома	18,75	20,64	23,74	25,07	25,46
г. Оха (год строительства жилых домов после 1999 г.)					
Двухэтажные жилые дома	12,5	13,76	15,83	16,71	16,73
Трехэтажные жилые дома	12,5	13,76	15,83	16,71	16,74
Четырехэтажные жилые дома	9,37	10,32	11,87	12,53	14,31

*на конец года

На рисунке 11.2 представлена диаграмма изменения итогового тарифа к концу 2013 года по отношению к значениям 2009 года. Наибольший рост тарифа тепловой энергии за квадратный метр к 2013 году произошел для домов высотой в два этажа построенных до 1999 года и составил 70%.

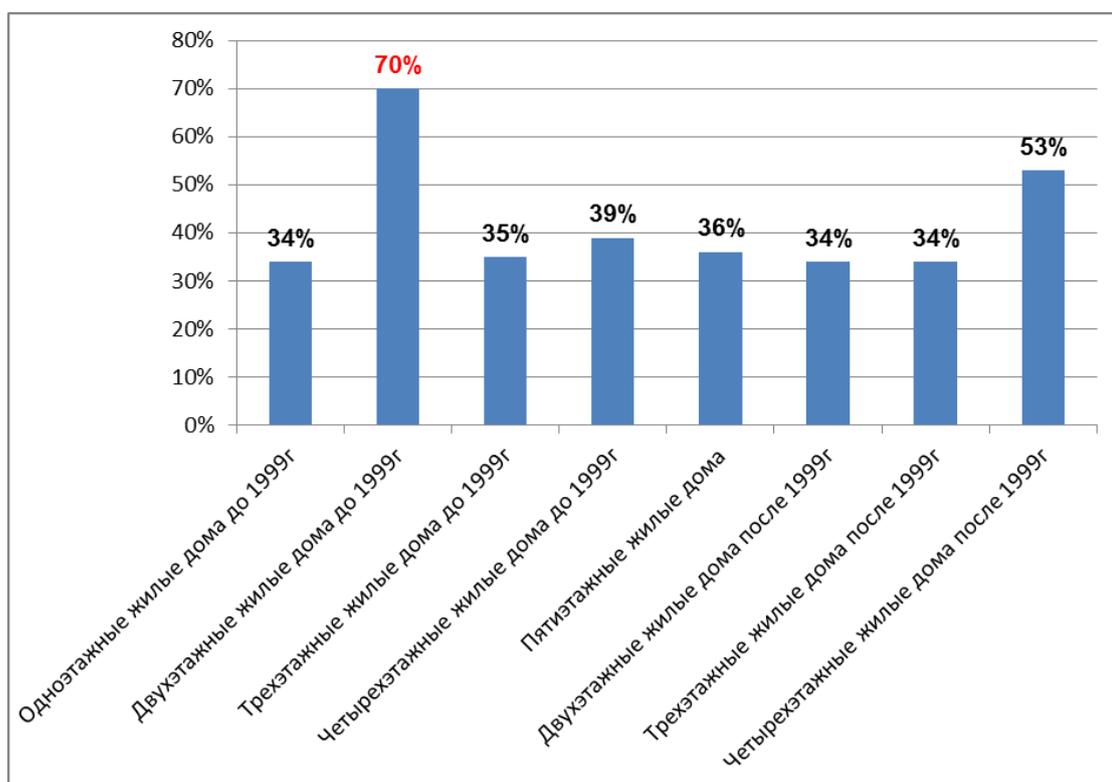


Рисунок 11.1 – Рост итогового тарифа на тепловую энергию за 1 м²

Таблица 11.3 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей (жилищно-коммунальный сектор) ОАО "Охинская ТЭЦ" с учетом НДС, руб. /Гкал

Одноставочный тариф, руб./Гкал (горячая вода)	2009	2010	2011	2012*	2013*
Одноэтажные жилые дома до 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Двухэтажные жилые дома до 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Трехэтажные жилые дома до 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Четырехэтажные жилые дома до 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Пятиэтажные жилые дома	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Двухэтажные жилые дома после 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Трехэтажные жилые дома после 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0
Четырехэтажные жилые дома после 1999 г.	624,9	688,1	791,3	876,6	1008,0

*на конец года

Утвержденные тарифы ежегодными постановлениями региональной энергетической комиссии Сахалинской области "Об установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию для потребителей ОАО "Охинская ТЭЦ" для юридических лиц представлены в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей (юридические лица) ОАО "Охинская ТЭЦ", руб./Гкал

Наименование	2009	2010	2011	2012	2013
Горячая вода из тепловых сетей	529,60	583,15	686,07	759,95	873,95
Горячая вода с коллекторов ТЭЦ	387,00	444,94	522,29	578,54	644,96
Отборный пар давлением от 2,5 кг/см ² до 7,0 кг/см ²	439,00	477,85	519,06	574,96	633,77
Острый и редуцированный пар	433,00	462,70	486,73	539,15	608,86
ГСК, ЖСК, СОТ (с учетом НДС)	624,93	688,12	791,33	876,56	1008,04

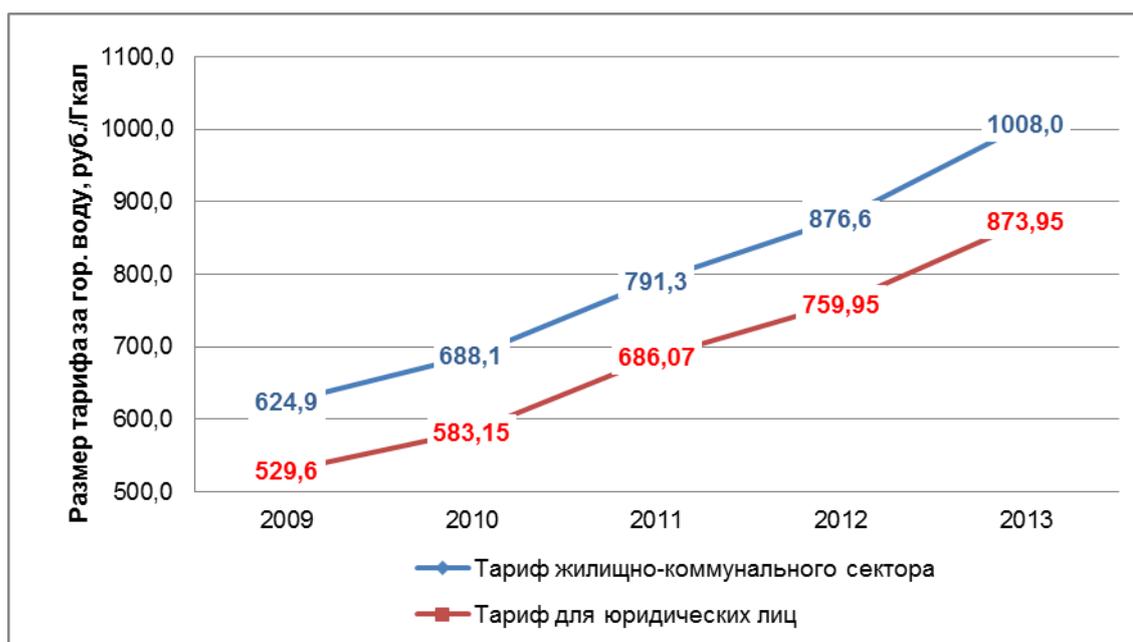


Рисунок 11.2 –Тариф на тепловую энергию (горячая вода) с учетом НДС в Охинском городском округе в период 2009– 2013 годах

Анализ динамики изменения тарифов показывает, что за период с 01.01.2009 до 01.09.2013 рост тарифа на тепловую энергию для потребителей жилищно-коммунального сектора города Оха составил 61 %, для юридических лиц – 65 %.

МУП «ЖКХ» формирует тариф на производство тепловой энергии для потребителей, получающих тепло от источников МУП «ЖКХ» в поселениях, входящих в состав городского округа «Охинский» и утверждает его в Региональной энергетической комиссии Сахалинской области.

В таблице 11.5 представлены тарифы без НДС для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии в горячей воде, за период времени с 2011 по 2013 годы, утвержденные Региональной энергетической комиссией Сахалинской области.

Таблица 11.5 – Одноставочный тариф на тепловую энергию для потребителей МУП «ЖКХ»

Наименование	2011	2012*	2013*
Потребителям (населению) для отопления жилищного фонда в т.ч. по поселениям, руб./Гкал : - с. Москальво, с. Тунгор, с. Восточное - с. Некрасовка	1142,04	1265,04	1454,80 1305,74
Потребителям (население / прочие), оплачивающим теплоноситель (горячая вода) в т.ч. по поселениям, руб./куб. м: - с. Москальво, с.Тунгор, с. Восточное - с. Некрасовка	-	274,23	307,52 / 260,61 82,92 / 70,27
Потребителям для отопления зданий (бюджетным организациям и прочим) в т.ч. по поселениям, руб./Гкал : - с. Москальво, с.Тунгор, с.Восточное - с. Некрасовка	1780,77	1972,56	2154,13 1305,74

*на конец года

В таблице 11.6 представлены тарифы ООО «Теплосети» (ООО «Городские сети теплоснабжения») на передачу тепловой энергии в горячей воде и теплоснабжение, за период времени с 2011 по 2013 годы, утвержденные Региональной энергетической комиссией Сахалинской области.

Таблица 11.6 – Одноставочный тариф на тепловую энергию для потребителей ООО «Теплосети» (ООО «Городские сети теплоснабжения»), руб./Гкал

Наименование	2011	2012	2013
Услуги по передаче тепловой энергии	77,9	77,9	76,87
Услуга по теплоснабжению (котельная № 12)	1906,60	2111,42	2428,13
Услуга по теплоснабжению (котельная № 24)	2058,83	2066,42	1778,68

11.2 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения ООО «Теплосети» не установлена, т.к. единственной фиксированной взимаемой платой является оплата за осмотр места врезки в тепловую сеть и подтверждения технических условий для подключения. Сумма единовременной оплаты соответствует 8,7 тыс. руб.

11.3 Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не взималась.

12 ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ

12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

1. В системах централизованного теплоснабжения городского округа «Охинский» регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется на источниках тепловой энергии.

Основным источником тепловой энергии является Охинская ТЭЦ. Температурный график отпуска тепловой энергии в сети является график 130-70 °С. Анализ фактических данных показал, что при температуре наружного воздуха ниже 20 °С наблюдается неутвержденная срезка температурного графика.

Для компенсации отклонений температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зоне срезки от значений, требуемых для нормального функционирования систем отопления потребителей, центральное качественное регулирование на источнике необходимо дополнить регулированием на вводе зданий.

В зоне срезки температурного графика обеспечение подачи требуемого объема тепловой энергии в системы отопления зданий может быть осуществлено только увеличением расхода теплоносителя от источника тепловой энергии. Однако такая возможность не всегда реализуема на практике, так как может потребовать существенного изменения гидравлического режима работы тепловой магистрали. В этих условиях температура воды в подающих трубопроводах систем отопления зданий становится ниже расчетного значения, что приводит к недотопам зданий при низких температурах наружного воздуха.

В настоящее время системы отопления большинства потребителей подключены к тепловым сетям через элеваторные узлы, которые существенно ограничивают регулирование подачи тепловой энергии в зоне срезки температурного графика с помощью увеличения расхода теплоносителя. Очень часто это заставляет потребителей использовать элеваторные сопла с диаметром, превышающим расчетное значение. В результате этого повышенный расход сетевой воды сохраняется и при более высоких температурах наружного воздуха, что приводит к повышению температуры сетевой воды в обратных трубопроводах, перетопам зда-

ний и увеличению затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя.

На сложившуюся ситуацию оказывает влияние то, что системы централизованного теплоснабжения городского округа «Охинский» имеют развитую сеть трубопроводов. В этих условиях обеспечить расчетную подачу тепловой энергии потребителям можно лишь дополнив регулирование на источнике тепловой энергии групповым местным автоматическим регулированием у потребителей.

2. На котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения» паровой котел Е-1,0-0,9М ст. №1 к 2016-2017 годам. исчерпает свой эксплуатационный ресурс и будет непригоден к дальнейшей эксплуатации.

3. На котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения» паровой котел Е-1,0-0,9М ст. №3 к 2016-2017 годам исчерпает свой эксплуатационный ресурс и будет непригоден к дальнейшей эксплуатации.

4. На котельной № 24 ООО «Городские сети теплоснабжения» паровой котел Е-1,0-0,9М ст. №2 к 2016-2017 годам исчерпает свой эксплуатационный ресурс и будет непригоден к дальнейшей эксплуатации.

5. Для котельной № 12 ООО «Городские сети теплоснабжения» коэффициент использования установленной тепловой мощности составляет 0,11, т.е. тепловые мощности котельной имеют крайне низкую загрузку (котельная осуществляет теплоснабжение нескольких жилых домов). Следствием данной ситуации являются высокие эксплуатационные затраты при функционировании данной котельной.

6. На котельной №15 МУП «ЖКХ» морально и физически устаревший котел Универсал-6М ст. №1 на данный момент исчерпал свой эксплуатационный ресурс и непригоден к дальнейшей эксплуатации. При этом коэффициент использования установленной тепловой мощности составляет 0,3, т.е. тепловые мощности котельной имеют низкую загрузку.

7. На котельной №16 МУП «ЖКХ» котлы Д-1500 и ВУЛКАН к 2013-2014 годам исчерпают свой эксплуатационный ресурс и будут непригодны к дальнейшей эксплуатации.

8. На котельной №16 МУП «ЖКХ» котел КВГМ-4 к 2017-2018 годам исчерпает свой эксплуатационный ресурс и будет непригоден к дальнейшей эксплуатации. Таким образом к 2018 году. все топливоиспользующее оборудование котельной №16 МУП «ЖКХ» исчерпает свой эксплуатационный ресурс.

12.2 Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения

1. Износ тепловых сетей составляет около 80 %, т.е. 80 %, или около 38 км трубопроводов в двухтрубном исчислении имеют срок службы более 20 лет.

2. Большая протяженность тепловых сетей и значительная доля изношенных тепловых сетей обуславливает высокие тепловые потери. По результатам испытаний тепловой магистрали ТЭЦ - ПНС на тепловые потери через изоляцию были определены коэффициенты отношения фактических потерь с поверхности изоляции к нормативным значениям. Значения поправочных коэффициентов составили для подающего трубопровода 1,85, для обратного трубопровода – 1,72. Полученные данные свидетельствуют о том, что фактические потери превышают современные нормы в 3,5-4 раза.

3. В соответствии с существующими планами ОАО «Охинская ТЭЦ» с 2013 года выводится из эксплуатации турбоагрегат ПТ-25-90/10, , станционный № 6 . Взамен данного турбоагрегата в 2015 году будет введен турбоагрегат ПТ-25/30 -8,8-1,01-1. В 2013 - 2014 годах установленная тепловая мощность Охинской ТЭЦ будет складываться из установленной мощности турбины № 5, введенной в 2011 году (тепловая мощность отборов - 72 Гкал/ч), и турбины № 4, введенной в 1969 году (тепловая мощность отборов - 72 Гкал/ч). Турбина № 4 на данный момент практически выработала свой эксплуатационный ресурс и выведена в резерв для обеспечения надёжности работы станции с условием минимальной наработкой часов. При этом фактические тепловые нагрузки при расчетной температуре наружного воздуха на коллекторах ТЭЦ (с учетом потерь в тепловых сетях) оцениваются на уровне 103,2 Гкал/ч в 2013 г. и 102,8 Гкал/ч в 2014 г. Таким образом, в 2013-2014 годах при температуре наружного воздуха выше минус 15 °С внешнее теплоснабжение на Охинской ТЭЦ будет обеспечиваться за счет турбины № 5. При температурах наружного воздуха ниже минус 15 °С с учетом того, что на станции не используются РОУ для обеспечения внешнего теплоснабжения в горячей воде, необходимо введение в работу резервной турбины №4, практически выработавшей ресурс. В этот период (при температурах наружного воздуха ниже минус 15 °С) в 2013-2014 годах надёжность работы системы теплоснабжения Охинской ТЭЦ резко снижается, т.к. турбина № 4 ничем не резервирована. В связи с этим необходимо на период замены турбины № 6 в 2013-

2014 годах предусмотреть возможность обеспечения внешнего теплоснабжения при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок не только за счет турбоагрегатов, станционные №№ 4, 5), но и за счет редуционно-охладительных устройств (например, с главного паропровода на пиковые бойлеры)

4. Высокая протяженность магистральных трубопроводов от Охинской ТЭЦ до г. Оха, сложная развитая сеть квартальных трубопроводов системы теплоснабжения г. Оха, высокий срок службы трубопроводов и их недостаточная пропускная способность на отдельных участках вносят сложности в ведение гидравлического режима ряда потребителей города. Наиболее сложная ситуация сложилась в следующих районах:

- пос. Геологов;
- пос. Северный;
- 2-й участок, Военный городок;
- ул. Блюхера (д.д. 15/1, 17/1) и ул. Ленина (д.д. 24, 24/2, 26/1);
- ул. К. Маркса, 62 (Автостоянка);
- ул. Цапко (д.д. 1, 1а, 1/1, 2/3), Охотская ул.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Спрос на тепловую мощность в зонах действия Охинской ТЭЦ и котельных ООО «Городские сети теплоснабжения» и МУП «ЖКХ» в перспективе снижается. На всех энергоисточниках (с учетом замены оборудования выработавшего эксплуатационный ресурс) присутствуют резервы тепловой мощности. Таким образом, отсутствуют препятствия подключения перспективных потребителей с точки зрения наличия резервов тепловой мощности и с учетом сноса существующих ветхих и аварийных зданий.

Объективные препятствия подключения перспективных потребителей в городе Охе присутствуют в тех районах, где нарушены гидравлические режимы работы тепловых сетей и пропускная способность существующих трубопроводов исчерпана (перечень данных районов см. в разделе 12.2).

12.4 Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Основным видом топлива для энергоисточников городского округа «Охинский» является природный газ. На Охинской ТЭЦ в качестве аварийного топлива используется сырая нефть. С учетом того, что добыча указанных видов углеводородного топлива производится на о. Сахалин проблем с качественным топливоснабжением действующих систем теплоснабжения не наблюдается, за исключением возможных ограничений подачи природного газа при прохождении зимнего максимума тепловых нагрузок.

12.5 Базовые целевые показатели системы теплоснабжения

На основе предоставленных данных определены базовые значения целевых показателей эффективности производства и отпуска тепловой энергии Охинской ТЭЦ и котельных.

Таблица 12.1 - Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой и электрической энергии Охинской ТЭЦ

Показатель	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
Электрическая установленная мощность турбин	МВт	99	99	99	99	99
Электрическая располагаемая мощность турбин	МВт	74	74	74	99	81
Средняя рабочая мощность	МВт	81,08	70,80	68,70	81,70	76,39
Максимальная электрическая нагрузка	МВт	-	39,50	38,00	37,50	39,00
Тепловая установленная мощность	Гкал/ч	216	216	216	216	216
в т. ч. турбоагрегатов	Гкал/ч	216	216	216	216	216
Максимум тепловой нагрузки	Гкал/ч	-	119,50	114,80	99,10	99,10
Коэффициент использования электрической установленной мощности	%	29,27	28,79	28,84	28,97	29,49
Коэффициент использования тепловой установленной мощности	%	19,29	19,21	18,93	19,70	18,57
Выработка электроэнергии всего, в т. ч.:	млн. кВт*ч	254,56	249,70	250,09	251,26	255,76
Количество электроэнергии выработанной в конденсационном режиме, в т. ч.	млн. кВт*ч	168,18	161,39	166,66	165,26	175,57
Количество электроэнергии выработанной в теплофикационном режиме, в т. ч.	млн. кВт*ч	86,38	88,31	83,42	86,00	80,19
Количество тепловой энергии, отпущенной с коллекторов, в т. ч.:	тыс. Гкал	434,04	428,41	424,67	419,56	390,75

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА УЛЬЯНОВСКА ДО 2027 ГОДА. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Показатель	Единица измерения	2008	2009	2010	2011	2012
хознужды	тыс. Гкал	5,68	5,49	5,51	5,27	5,37
с горячей водой населению	тыс. Гкал	326,33	324,10	327,60	325,34	304,37
с паром прочим потребителям	тыс. Гкал	102,03	98,82	91,56	88,95	81,02
Количество тепловой энергии, отпущенной из теплофикационных отборов турбоагрегатов	тыс. Гкал	332,01	329,59	333,11	330,62	309,73
Часовой проектный коэффициент теплофикации	-	1	1	1	1	1
Часовой фактический коэффициент теплофикации	-	1	1	1	1	1
Годовой коэффициент теплофикации	-	0,72	0,73	0,71	0,76	0,76
Среднегодовое значение УРУТ на выработку электрической энергии	г/кВт*ч	386,36	380,19	407,48	376,56	382,90
Расход электроэнергии на собственные нужды на выработку электрической энергии	млн. кВт*ч	21,50	19,89	21,87	21,30	21,32
Расходы электроэнергии на собственные нужды на выработку тепловой энергии	млн. кВт*ч	13,82	13,89	13,90	13,14	11,87
Расход тепла на собственные нужды за год в паре	тыс. Гкал	1,54	1,50	1,45	1,46	1,40
Расход тепла на собственные нужды за год в горячей воде	тыс. Гкал	5,81	5,68	5,49	5,51	5,28
Среднегодовое значение УРУТ на отпуск электрической энергии с шин, в т. ч.	г у.т. / кВт*ч	461,48	453,53	478,14	450,01	453,10
В конденсационном режиме	г у.т. / кВт*ч	599,70	595,50	620,00	584,10	572,10
В теплофикационном режиме	г у.т. / кВт*ч	191,30	191,30	191,60	190,20	190,20
Среднегодовое значение УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	154,48	154,68	158,54	156,58	153,80
Коэффициент полезного использования топлива	%	-	53,44	51,25	53,03	51,71

Базовые целевые показатели по котельным представлены в таблице 12.2.

Таблица 12.2 - Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии котельных

Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
котельная №15			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,35	1,35
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,35	1,35
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	21	22
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	310,5	188,7
Собственные нужды	Гкал/ч	0,035	0,035
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	317,6	198,6
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	13,9	11,5
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,15	0,03

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА УЛЬЯНОВСКА ДО 2027 ГОДА. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	17,5	22,5
котельная №16			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,8	6,8
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,8	6,8
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	30	31
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	192,5	188,6
Собственные нужды	Гкал/ч	0,14	0,14
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	196,98	197,07
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	43,31	40,05
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,11	0,09
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,7	14,2
МК КЕДР-4			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,44	3,44
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,44	3,44
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	2	3
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	170,6	155,4
Собственные нужды	Гкал/ч	0,175	0,175
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	174,51	162,46
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	20,33	20,50
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,09	0,08
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	51,2	56,1
МК КЕДР-5			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,44	3,44
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,44	3,44
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	1	2
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	181,1	155,6
Собственные нужды	Гкал/ч	0,264	0,264
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	185,32	162,03
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	24,51	22,70
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,1	0,1
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	29,0	31,8
Котельная № 22			

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В АДМИНИСТРАТИВНЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДА УЛЬЯНОВСКА ДО 2027 ГОДА. КНИГА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование показателя	Единица измерения	2011	2012
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	7,36	7,36
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	7,36	7,36
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	18	19
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	184,8
Собственные нужды	Гкал/ч	0,368	0,368
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	199,6
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	-	-
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	-	-
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	14,1
котельная №24			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,95	1,95
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,95	1,95
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	20	21
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-
Собственные нужды	Гкал/ч	0,016	0,016
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	-	-
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,04	0,02
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	42,5	61,2
котельная №12			
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,01	3,01
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,01	3,01
Потери установленной тепловой мощности	%	-	-
Средневзвешенный срок службы	лет	13	14
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	-	-
Собственные нужды	Гкал/ч	0,03	0,03
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	287,6	292,3
Удельный расход электроэнергии на отпущенную тепловую энергию	кВт-ч/Гкал	-	-
Удельный расход теплоносителя на отпущенную тепловую энергию	м ³ /Гкал	0,29	0,13
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	9,6	7,6

Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зонах действия Охинской ТЭЦ и котельных ООО «Теплосети» представлены в

таблицах 12.3 - 12.9.

Таблица 12.3 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия Охинской ТЭЦ

Целевой показатель	Единица измерения	2010	2011	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	71 440	73 230	66 742
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	50 968	50 895	50 204
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	15,7	15,8	16,2
с утечкой теплоносителя	Гкал	20 473	22 335	16 538
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	6,3	6,9	5,3
Потери теплоносителя	м ³	341 464	372 531	275 837
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	3,0	3,2	2,4
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	35,0	36,0	36,9
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	8,6	8,8	9,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	2,0	2,0	2,0
Эффективный радиус теплоснабжения	км	11,6	11,6	11,6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	130	130	130
Разность температур в подающей и обратной тепломатриале при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-	-	-
нормативная	°С	60	60	60
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	44,3	41	44
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	30	30	30
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	201,4	201,4	201,4

Таблица 12.4 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 12

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	259
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	253
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	17,6
с утечкой теплоносителя	Гкал	6
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,4
Потери теплоносителя	м ³	115
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	0,1
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	53,5

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	0,1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	7,2
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	95
Разность температур в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-
нормативная	°С	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	20
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	170,5

Таблица 12.5 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 15

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	121
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	119
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	9,7
с утечкой теплоносителя	Гкал	2
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,2
Потери теплоносителя	м ³	38
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	0,0
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	77,7
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	0,1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	4,9
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	95
Разность температур в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-
нормативная	°С	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	126
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	92,3

Таблица 12.6 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 16

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	1 127
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	1 097
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	19,2
с утечкой теплоносителя	Гкал	30
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,5
Потери теплоносителя	м ³	536
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	0,1
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	63,6
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	0,2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	7,6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	95
Разность температур в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-
нормативная	°С	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	16
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	262,3

Таблица 12.7 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной КЕДР-4

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	1 777
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	1 723
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	15,7
с утечкой теплоносителя	Гкал	54
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,5
Потери теплоносителя	м ³	951
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	0,1
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	66,5
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	0,2

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Эффективный радиус теплоснабжения	км	8,9
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	95
Разность температур в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-
нормативная	°С	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	11
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	228,2

Таблица 12.8 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной КЕДР-5

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	706
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	683
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	11,4
с утечкой теплоносителя	Гкал	23
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,4
Потери теплоносителя	м ³	402
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	0,1
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	67,7
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	0,2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	7,6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	95
Разность температур в подающей и обратной тепломагистрале при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-
нормативная	°С	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	19
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	171,4

Таблица 12.9 – Базовые целевые показатели эффективности передачи тепловой энергии в зоне действия котельной № 22

Целевой показатель	Единица измерения	2012
Потери тепловой энергии, в т.ч.:	Гкал	1 491
через изоляционные конструкции теплопроводов	Гкал	1 446
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	19,0
с утечкой теплоносителя	Гкал	45
то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	%	0,6
Потери теплоносителя	м ³	836
Потери теплоносителя в % от циркуляции теплоносителя	%	0,2
Удельный расход теплоносителя	тонн/Гкал	60,3
Удельный расход электроэнергии	кВт-ч/Гкал	0,0
Фактический радиус теплоснабжения	км	0,2
Эффективный радиус теплоснабжения	км	7,6
Температура теплоносителя в подающем теплопроводе, принятая для проектирования тепловых сетей	°С	95
Разность температур в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха	°С	-
нормативная	°С	25
фактическая, в период достигнутого максимума тепловой нагрузки	°С	25
Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии	Гкал/ч/км ²	17
Удельная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	306,9