



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА КЕМЕРОВО ДО 2033 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2019 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	7
1.1. Описание деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Кемерово	7
1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями.....	12
1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	15
1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии	15
1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения	15
2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	18
2.1. Изменения, произошедшие с утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения	18
2.2. Общие положения	20
2.3. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ и ГРЭС.....	31
2.3.1. Состав и технические характеристики основного оборудования (структура основного оборудования).....	31
2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность	36
2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности «нетто»	37
2.3.4. Год ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования	38
2.3.5. Типы и станционные номера теплофикационных агрегатов, не прошедшие конкурентный отбор мощности	43
2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок	43
2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ и ГРЭС с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	47
2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования станций.....	50
2.3.9. Способы учёта тепла, отпущенного в водяные тепловые сети.....	55

2.3.10. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования	59
2.3.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	59
2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования энергоисточников.....	68
2.3.13. Проектный и установленный топливный режим энергоисточников.....	68
2.3.14. Основные технико-экономические показатели работы энергоисточников.....	70
2.4. Котельные.....	71
2.4.1. Состав и технические характеристики основного оборудования.....	80
2.4.2. Установленная тепловая мощность оборудования котельных	95
2.4.3. Наличие ограничений тепловой мощности и значения располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значения тепловой мощности нетто	100
2.4.4. Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации, остаточный ресурс (с учетом мероприятий по его продлению) и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования.....	101
2.4.5. Схемы выдачи тепловой мощности котельных	101
2.4.6. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных	105
2.4.7. Среднегодовая загрузка оборудования котельных	106
2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети 112	
2.4.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельных 113	
2.4.10. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	113
2.4.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных.....	120
2.4.12. Проектный и установленный топливный режим котельных.....	120
3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ	123
3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект	123
3.2. Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	131
3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в	

местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки	132
3.3.1. Общая характеристика водяных тепловых сетей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»	138
3.3.2. Общая характеристика водяных тепловых сетей АО «Теплоэнерго»....	140
3.3.3. Общая характеристика водяных тепловых сетей ОАО «СКЭК».....	144
Плотность тепловых сетей.....	146
3.3.4. Общая характеристика водяных тепловых сетей ООО «Теплоснаб»	147
3.4. Ввод в эксплуатацию теплотрасс в 2016 и 2017 годах	148
3.5. Насосные станции и тепловые пункты.....	159
3.6. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	160
3.7. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	161
3.8. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	162
3.8.1. Температурные графики Кемеровской ГРЭС, Кемеровской ТЭЦ, Ново-Кемеровкой ТЭЦ.....	162
3.8.2. Температурные графики котельных АО «Теплоэнерго».....	164
3.8.3. Температурные графики котельных ОАО «СКЭК».....	175
3.9. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	176
3.10. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	176
3.11. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	197
3.11.1. Данные об авариях и отказах на тепловых сетях АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»	197
3.11.2. Данные об авариях и отказах на тепловых сетях АО «Теплоэнерго» ..	197
3.12. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	198
3.13. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	199
3.12.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории города Кемерово	201

3.12.2 Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями города Кемерово	202
3.14. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей	203
3.15. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	209
3.16. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	223
3.17. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	223
3.18. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	224
3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	227
3.20. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	229
3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления	230
3.22. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	231
4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....	240
Зона действия энергоисточников ООО «СГК».....	240
Зоны действия теплоисточников АО «Теплоэнерго»	241
Зона действия теплоисточников ОАО «СКЭК»	260
Зона действия теплоисточников ООО «УК «Лесная поляна» и ООО «Лесная поляна-Плюс».....	262
Зона действия промышленных котельных.....	262
Определение эффективного радиуса теплоснабжения	264
5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	266

5.1. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	266
5.1.1. Договорное теплотребление при расчетных температурах наружного воздуха	266
5.1.2. Фактическое теплотребление при расчетных температурах наружного воздуха	271
5.2. Описание зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	276
5.3. Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	277
5.4. Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.....	277
5.4.1. Потребление тепловой энергии жилищно-коммунальным сектором города	277
5.4.2. Потребление тепловой энергии промышленными предприятиями города	280
5.4.3. Тепловые нагрузки потребителей, обеспечиваемых от теплоисточников АО "Теплоэнерго".....	282
5.4.4. Тепловые нагрузки потребителей, обеспечиваемых от котельных ОАО «СКЭК»	283
5.4.5. Тепловые нагрузки потребителей, обеспечиваемых от ведомственных (промышленных) котельных.....	283
5.4.6. Анализ фактического теплотребления. Определение фактических тепловых нагрузок.....	283
5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	284
5.5.1. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление	284
5.5.2. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на холодное и горячее водоснабжение.....	285
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	294

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Описание деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Кемерово

В административных границах город Кемерово деятельность по производству, распределению и передаче тепловой энергии осуществляют более 30 теплоснабжающих и теплосетевых организаций. Перечень наиболее крупных теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Кемерово представлен в таблице 1.1.

Теплоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии.

Теплосетевая организация - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии.

Таблица 1.1 Перечень основных теплоснабжающих компаний г.Кемерово в системе СЦТ

№	Наименование предприятия	Наименование источника	Адрес	Вид деятельности
1	ООО «Сибирская генерирующая компания»	Кемеровская ГРЭС	115054, г. Москва, Дубининская улица, дом 53 строение 5	Ресурсоснабжающая организация (выработка тепловой и электрической энергии)
		Кемеровская ТЭЦ		
		Ново-Кемеровская ТЭЦ		
2	АО «Кемеровская теплосетевая компания»	–	650070, г. Кемерово, ул. Свободы, д. 10	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализация тепловой энергии)
3	АО «Теплоэнерго»	Котельные №№ 4, 6, 7, 8, 15, 17, 26, 27, 31, 34, 35, 38, 42, 43, 45, 47, 56, 60, 61, 65, 66, 92, 96, 97, 101, 102, 103, 110, 112, 114, 118, 122, 123, 141, 163	650044, Кемеровская область, г. Кемерово, Шахтерская улица, 3а	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)
4	ООО «СКЭК»	Котельные № 8, 9, 10	650000, Кемеровская область, г. Кемерово, Кузбасская улица, 6	Ресурсоснабжающая организация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, выработка тепловой энергии, реализация тепловой энергии)

5	ООО «Теплоснаб»		Терешковой улица, дом 39 корпус 3	Ресурсоснабжающая органи- зация (транспортировка тепла, обслуживание сетей, реализа- ция тепловой энергии)
---	-----------------	--	--------------------------------------	---

В городе Кемерово система централизованного теплоснабжения (СЦТ) обеспечивает 98% потребителей, в основном за счёт источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергий, которыми являются Кемеровская ГРЭС и Кемеровская ТЭЦ, входящие в состав АО «Кемеровская Генерация», АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ», управляемые ООО «Сибирская Генерирующая Компания» (далее энергоисточники ООО «СГК») на основании договора о передаче функций ЕИО.

Всего на территории города работают 95 котельных, из них:

- 35 котельных АО «Теплоэнерго»;
- 3 котельные ОАО «Северо-кузбасская энергетическая компания» (ОАО «СКЭК»);
- 12 котельных ООО «УК «Лесная поляна»;
- 4 котельных ООО «Лесная поляна-Плюс»;
- 41 котельная различной ведомственной принадлежности.

От энергоисточников ООО «СГК» обеспечиваются потребители Кировского, Рудничного, Заводского, Центрального и Ленинского районов.

Котельные АО «Теплоэнерго» обеспечивают потребителей в Рудничном, Заводском, Центральном, Ленинском районах, жилом районе (ЖР) «Кедровка», ЖР «Ягуновский», ЖР «Пионер», ЖР «Лесная поляна», Кемеровском районе, Топкинский район.

Котельные ОАО «СКЭК» обеспечивают потребителей в ЖР «Кедровка», ЖР «Промышленновский».

Котельные различной ведомственной принадлежности расположены во всех районах города.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города представляет собой частично разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее передачу до потребителя.

Функциональная структура теплоснабжения г. Кемерово приведена на рисунке 1.1-1.

Системы централизованного теплоснабжения г. Кемерово имеют развитую сеть трубопроводов. Сложности в обеспечении гидравлического режима ряда потребителей возникают вследствие большой разности геодезических отметок, а также значительной протяженности тепловых сетей до отдельных зон теплоснабжения.

Сложный рельеф местности и протяженность тепломагистралей предопределили необходимость строительства перекачивающих насосных станций.

Схема горячего водоснабжения в городе – смешанная:

- от энерго-, теплоисточников ООО «СГК» – открытая и закрытая;

-от источников тепла АО «Теплоэнерго»:

от котельных №№ 27, 35, 45, 92, 96, 97, 101, 112, 118, 123, 163 – открытая;

от котельных №№ 15, 17, 26, 31, 34, 38, 42, 43, 47, 56, 60, 61, 65, 66, 102, 103, 110, 114,
122, 141, 4, 6, 7, 8 – закрытая;

-от котельных ОАО «СКЭК» №№ 8, 9 – открытая, №10 – закрытая.

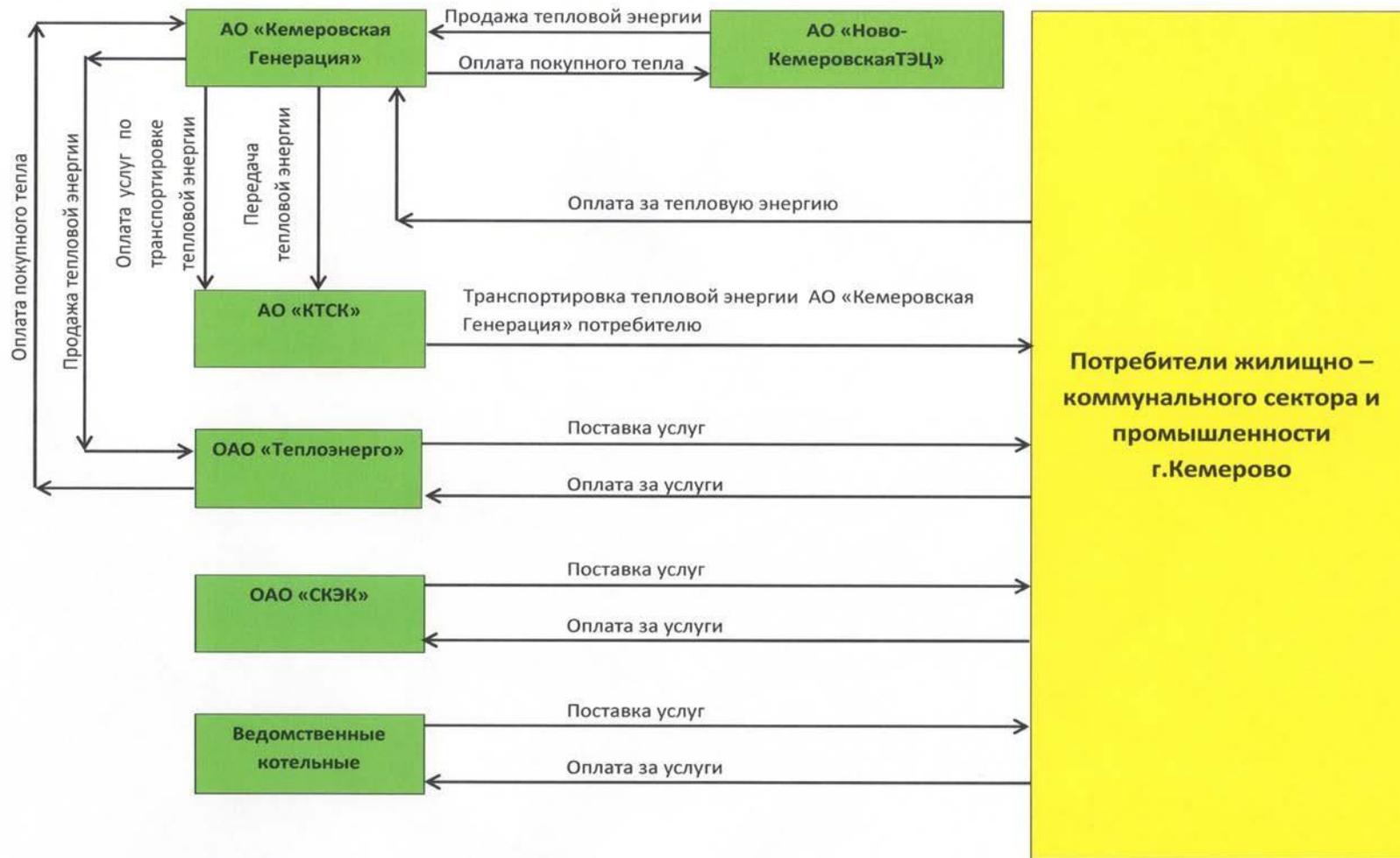


Рисунок 1.1-1 - Функциональная структура системы теплоснабжения г. Кемерово

В сетке расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принято кадастровое деление территории г. Кемерово.

В г. Кемерово – 218 кадастровых кварталов.

Каждый административный район города включает в себя следующее количество кадастровых кварталов (в некоторых случаях, административные границы районов делят один кадастровый квартал на части: В этом случае, такой кадастровый квартал может располагаться на территориях нескольких граничащих районов города. Учитывая вышесказанное, следует иметь в виду, что суммарное количество кадастровых кварталов, указанное в тексте с разбивкой по районам, несколько превышает общее количество кадастровых кварталов города):

- Кировский район – 20;
- Рудничный район – 74;
- ЖР Кедровка и Промышленновский – 22;
- Заводский район – 53;
- Центральный район – 15;
- Ленинский район – 13;
- ЖР Ягуновский и Пионер – 21.

Лесная Поляна – не имеет кадастрового деления.

Кадастровые кварталы приняты за единицу расчетного территориального деления районов, так как их границы неизменны на весь срок действия схемы теплоснабжения. Указанный факт позволяет формировать приросты площади строительных фондов и соответствующие приросты объемов потребления тепловой энергии на планировочной карте города.

Каждый кадастровый квартал имеет свой, неповторимый на территории Российской Федерации номер, позволяющий определить его среди остальных земельных участков.

Административные границы города, а также деление города на районы и кадастровые кварталы представлены в Приложении 1 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.001 и на рисунке 1.1-2.

Порядок нумерации кадастровых кварталов определен Постановлением Правительства РФ от 6 сентября 2000 г. № 660, утвердившим «Правила кадастрового деления территории Российской Федерации» и «Правила присвоения кадастровых номеров земельным участкам».

В развитии указанного Постановления Правительства РФ, 14 мая 2001 г. Росземкадастром был издан Приказ «О кадастровом делении территории Российской Федерации», которым утверждена схема расположения кадастровых округов, а также перечень наименований и номеров кадастровых округов.

Кварталы нумеруются десятизначными цифрами, например, 42.24.011001. Две первые цифры, в данном случае «42», указывают на то, в каком регионе размещен земельный участок – Кемеровская область. Далее обозначен район Кемеровской области, «24» – город Кемерово. В последующих цифрах обозначаются административные районы и непосредственно номера кадастровых кварталов в данном районе.

Согласно утвержденной приказом Министерства Энергетики РФ № 770 от 09.08.2016 года Схемы теплоснабжения города Кемерово едиными теплоснабжающими организациями в г. Кемерово являются следующие организации:

- В зоне ЕТО №01*, 02** – ОАО «Кемеровская генерация».
- В зоне ЕТО № 03-35 – АО «Теплоэнерго».
- В зоне ЕТО № 36-38 – ОАО «Северо-Кузбасская энергетическая компания» (ОАО «СКЭК»).
- В зоне ЕТО № 39-50 – ООО «Лесная Поляна».

Актуализация зон ЕТО и подробное описание приведено в Книге 12 «Обоснование предложения по определению единых теплоснабжающих организаций» Обосновывающих материалов.

1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими организациями

Производство тепловой энергии осуществляется на:

- энергоисточниках ООО «СГК»;
- котельных АО «Теплоэнерго»;
- котельных ОАО «СКЭК»;
- ведомственных и муниципальных котельных города.

Передача тепловой энергии и отпуск ее потребителям осуществляется АО «Кемеровская Генерация», АО «Теплоэнерго», ОАО «СКЭК».

* - за исключением ранее определенной СЦТ-42, в границах которой статус ЕТО присвоен АО «Теплоэнерго»

** - за исключением ранее определенных СЦТ от котельных №27, 45 (СЦТ-15, СЦТ-20), а также СЦТ-43, в границах которых статус ЕТО присвоен АО

«Теплоэнерго»

АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» осуществляет передачу тепловой энергии в горячей воде от объектов АО «Кемеровская Генерация» и АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» конечным потребителям.

АО «Кемеровская Генерация» приобретает тепловую энергию у АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» и по заключенным договорам осуществляет отпуск тепла конечным потребителям, присоединенным к сетям АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания».



Рисунок 1.1-2—Единицы территориального деления г. Кемерово

После поступления оплаты за тепловую энергию от потребителей, АО «Кемеровская генерация» осуществляет оплату купленной у АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» тепловой энергии и оплату услуг АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» по транспортировке тепловой энергии.

Для небольшой части потребителей города АО «Кемеровская Генерация» продает тепловую энергию АО «Теплоэнерго» в объеме 175 073 Гкал/год.

На границах ответственности установлены приборы учета.

Потребители, подключенные непосредственно к тепловым сетям АО «Теплоэнерго», ОАО «СКЭК» и другим ведомственными котельными, заключают договора на покупку тепловой энергии с этими организациями.

1.3. Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

Оперативно-диспетчерские связи между организациями представлены на рисунке 1.3.

Ведомственные и муниципальные источники тепловой энергии, обеспечивающие, кроме собственных нужд, нагрузку жилищно-коммунального и общественного сектора, насчитывают всего 41 котельную, общая присоединённая нагрузка которых составляет более 337 Гкал/ч. Перечень этих котельных постоянно изменяется, часть ведомственных котельных заменяется новыми источниками.

1.4. Описание зон действия промышленных источников тепловой энергии

Зоны действия ведомственных (промышленных) энергоисточников, в большинстве случаев, составляют единое целое с предприятием и, в основном, расположены на одной промплощадке. Отдельные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в зонах действия ближайших котельных заключают с ними договор на теплоснабжение – напрямую. В городе 41 ведомственная котельная, осуществляющая теплоснабжение промышленных объектов и предприятий, а также организаций и потребителей жилищно-коммунального сектора. Зоны действия промышленных источников тепловой энергии можно определить на карте функциональных зон г. Кемерово (рисунок 1.4).

1.5. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Кемерово сформированы в районах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой (рисунок 1.4). Такие здания

не присоединены к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, либо используется печное или электроотопление.

К индивидуальным согласно действующему законодательству можно отнести и крышные котельные, принадлежащие собственникам многоквартирных домов. Кроме того, индивидуальные котельные или когенерационные установки применяются для теплоснабжения гостиничных и офисных комплексов, торговых комплексов и отдельных промышленных зданий без технологической нагрузки.

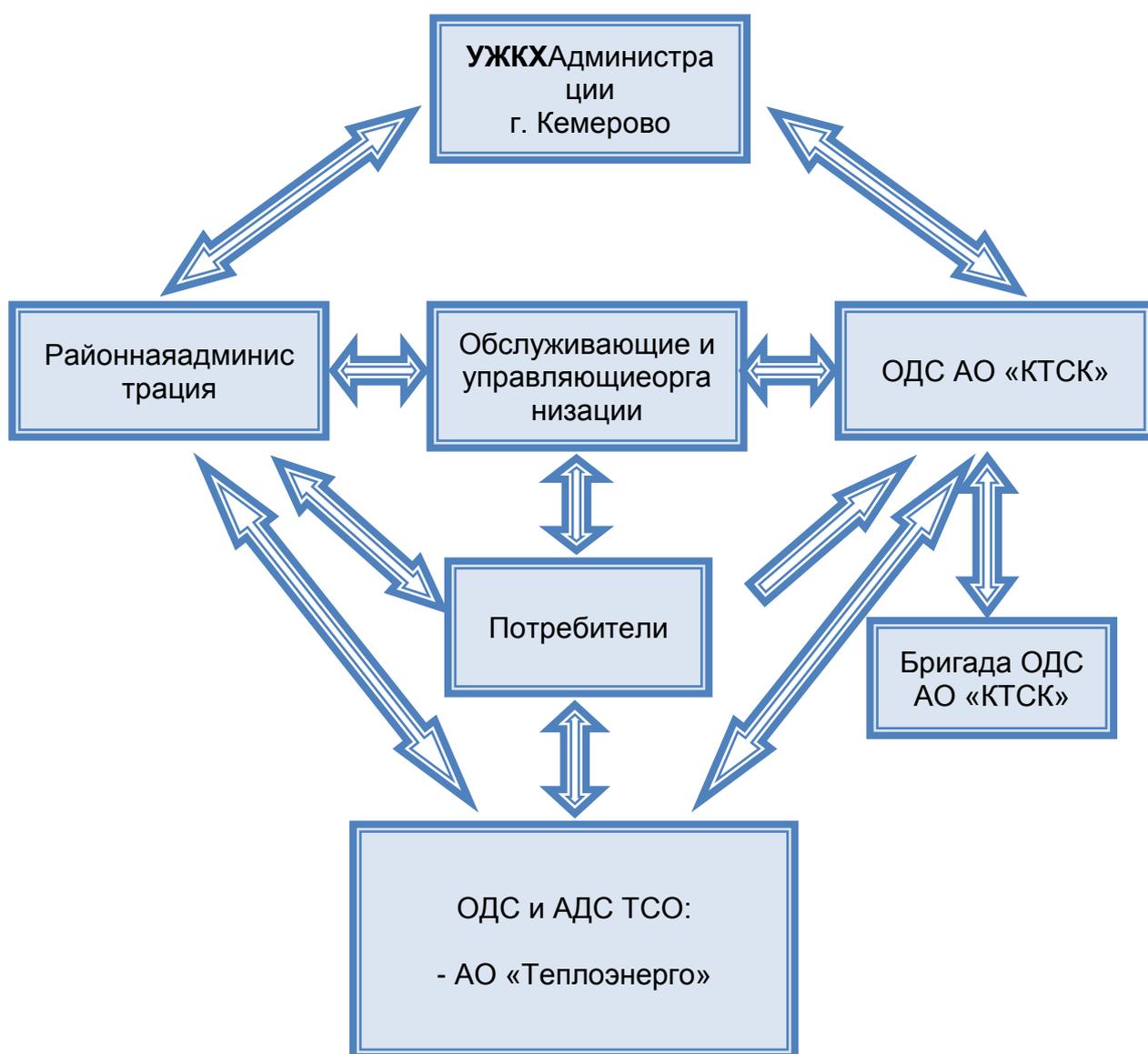


Рисунок 1.3—Оперативно-диспетчерские связи между организациями

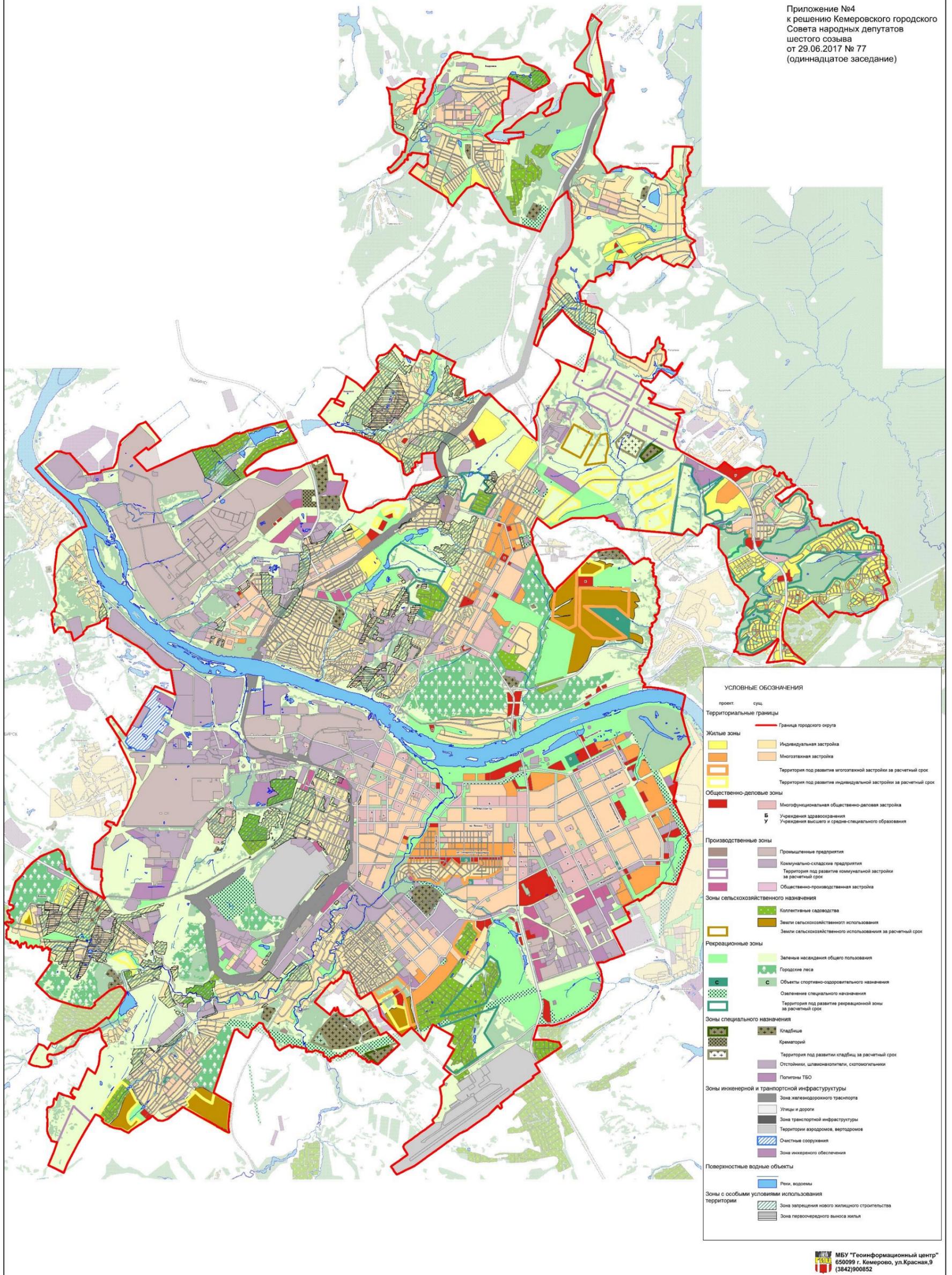


г. КЕМЕРОВО

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ГОРОДСКОГО ОКРУГА

КАРТА ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ЗОН ГОРОДА КЕМЕРОВО. ПРИЛОЖЕНИЕ №4

Приложение №4
к решению Кемеровского городского
Совета народных депутатов
шестого созыва
от 29.06.2017 № 77
(одиннадцатое заседание)



МБУ "Геоинформационный центр"
650099 г. Кемерово, ул.Красная,9
(3842)90852

Рисунок 1.4–Карта функциональных зон г. Кемерово

2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1.Изменения, произошедшие с утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения

С момента утверждения базовой версии Схемы теплоснабжения (2016 г., с базовым периодом – 2015 г.) произошел ряд изменений, касающихся источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также котельных.

Кемеровская ГРЭС

1. Актуализированы параметры по КА и ТА. Параметры пара по ТА ст. №9 и №10 изменены.

2. Котлоагрегат ст. № 2 исключен из списка оборудования в связи с выводом из эксплуатации.

Кемеровская ТЭЦ

1. Котлоагрегат ст. № 3 выведен из эксплуатации.

Ново-Кемеровская ТЭЦ

1. Установленная мощность турбоагрегата №15 увеличена на 15 МВт.

2. Котлоагрегат ст. № 7 исключен из списка оборудования в связи с выводом из эксплуатации.

Общий реестр изменений в составе оборудования источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за последние 3 года представлен в таблице 2.1-1. Как видно, за последние годы электрическая мощность источников увеличилась (на 15 МВт), на фоне снижения номинальной тепловой мощности котельного оборудования (рисунок 2.1).

Котельные АО «Теплоэнерго»

АО «Теплоэнерго» в 2016 году введено две котельные:

– Котельная №4 (г. Кемерово, пр. В.В. Михайлова, 7 – ЖР «Лесная Поляна»), установленная тепловая мощность 0,326 Гкал/ч; расчётный температурный график 95/70 со срезкой на 70°; основной вид топлива – природный газ, резервный – дизельное топливо;

– Котельная №114 (г. Кемерово, б-р Строителей, 65б – Ленинский район), установленная тепловая мощность 12,12 Гкал/ч; расчётный температурный график 95/70 со срезкой на 70°; основной вид топлива – природный газ, резервный – дизельное топливо.

В 2018 году выполнено:

– Строительство газовой блочно-модульной котельной № 35/1, расположенной по адресу: г. Кемерово, Рудничный район, ул. Антипова, 2/3 (1очередь строительства и частично 2 очередь строительства);

- Строительство газовой блочно-модульной котельной мощностью 0,3 МВт, расположенной по адресу: г. Кемерово, ул. Подстанция 220, 5

Котельная ОАО «АЗОТ»

В соответствии с заявлением КАО «АЗОТ» № 8514 от 27.07.2017 г., предприятие просит прекратить осуществление функций единой теплоснабжающей организации.

Сводный перечень теплоисточников, участвующих в теплоснабжении г. Кемерово, представлен в таблице 2.1-2.

Таблица 2.1-1 – Реестр изменений в составе оборудования источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии за последние 3 года

Наименование теплоисточника	Вид мощности	Увеличение (+) / снижение (-) мощности		
		2014	2015	2016
Кемеровская ГРЭС	тепловая	0	0	-81,59 Гкал/ч
	электрическая	0	0	0
	номинальная тепловая мощность котельного оборудования, Гкал/ч	2248,38	2248,38	2166,79
	установленная электрическая мощность, МВт	485	485	485
	мероприятия в теплоэнергетике	—	—	котлоагрегат ст. № 2 исключен из списка оборудования в связи с выводом из эксплуатации
	мероприятия в электроэнергетике	—	—	—
Кемеровская ТЭЦ	тепловая	0	0	-85 Гкал/ч
	электрическая	0	0	0
	номинальная тепловая мощность котельного оборудования, Гкал/ч	901	901	816
	установленная электрическая мощность, МВт	80	80	80
	мероприятия в теплоэнергетике	—	—	котлоагрегат ст. № 3 выведен из эксплуатации

	мероприятия в электроэнергетике	—	—	—
Ново-Кемеровская ТЭЦ	тепловая	0	0	-248 Гкал/ч
	электрическая	0	0	+15 МВт
	номинальная тепловая мощность котельного оборудования, Гкал/ч	2480	2480	2232
	установленная электрическая мощность, МВт	565	565	580
	мероприятия в теплоэнергетике	—	—	котлоагрегат ст. № 7 исключен из списка оборудования в связи с выводом из эксплуатации
	мероприятия в электроэнергетике	—	—	установленная мощность турбоагрегата №15 увеличена на 15 МВт

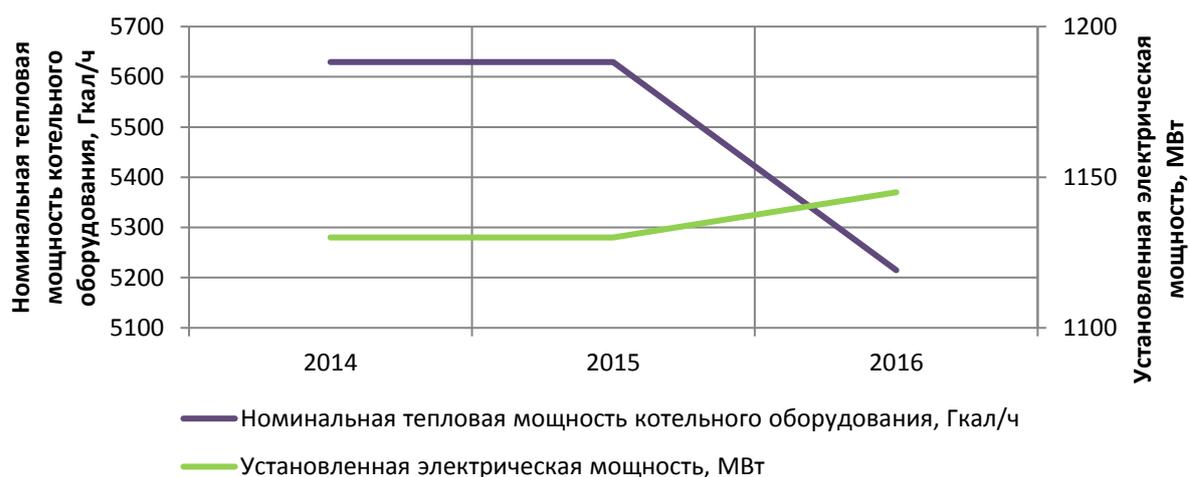


Рисунок 2.1 – Распределение установленной тепловой мощности по теплоснабжающим организациям г. Кемерово

2.2. Общие положения

Обеспечение потребителей жилищно-коммунального сектора и промышленности города тепловой энергией осуществляется от 98 источников тепловой энергии (таблица 2.1).

Основными теплоснабжающими организациями города являются:

- ООО «СГК»;
- АО «Теплоэнерго» - 35 котельных;

– ОАО «Северо-кузбасская энергетическая компания» (ОАО «СКЭК») – 3 котельные;

– УК «Лесная поляна» - 15 котельных;

– ООО «Лесная поляна-Плюс» - 4 котельных;

- 41 котельная различной ведомственной принадлежности;

Общая установленная тепловая мощность тепло-, энергоисточников. Кемерово составляет 4 642,17 Гкал/ч.

Таблица 2.1-2 – Перечень источников теплоснабжения г. Кемерово по состоянию на 2017 г.

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основание эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "СГК"							
1	Кемеровская ГРЭС	г. Кемерово, ул. Станционная, 17	ООО «Сибирская генерирующая компания»	ООО «Сибирская генерирующая компания»	да	да	СЦТ-1, СЦТ-42
2	Кемеровская ТЭЦ	г. Кемерово, ул. Кировская, д.1	ООО «Сибирская генерирующая компания»	ООО «Сибирская генерирующая компания»	да	да	СЦТ-2, СЦТ-43
3	Ново-Кемеровская ТЭЦ	г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 30	ООО «Сибирская генерирующая компания»	ООО «Сибирская генерирующая компания»	да	да	СЦТ-1
Котельные АО "Теплоэнерго"							
4	Котельная №4	г. Кемерово, пр. В.В. Михайлова, 7	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	вновь введённая
5	Котельная №6	г. Кемерово, ул. Щегловская, 2	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-7
6	Котельная №7	г. Кемерово, ул. Щегловская, 30	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-8
7	Котельная №8	г. Кемерово, Осенний бульвар, 4а	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-9
8	Котельная №15	г. Кемерово, Севернее строения № 151 по ул. Елыкаевская	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-12
9	Котельная №17	г. Кемерово, Юго-восточнее строения № 15а по ул. Багратиона	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-13
10	Котельная №26	г. Кемерово, Севернее комплекса строений № 26 по ул. Соборная	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-24

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основание эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
11	Котельная №27	г. Кемерово, Сосновый бульвар, 12	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-15
12	Котельная №31	г. Кемерово, ул. Вахрушева, 6	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-16
13	Котельная №34	г. Кемерово, Северо-западнее строения № 38 по ул. Черноморская	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-17
14	Котельная №35	г. Кемерово, ул. Антипова, 2/3	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-18
15	Котельная №38	г. Кемерово, ул. Авроры, 16	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-19
16	Котельная №42	г. Кемерово, Северо-западнее жилого дома № 16 по пер. 2-ой Зейский	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-33
17	Котельная №43	г. Кемерово, Севернее строения № 47 по ул. 4-я Цветочная	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-23
18	Котельная №45	г. Кемерово, ул. Терешковой, 8	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-20
19	Котельная №47	г. Кемерово, ул. Бийская, 37	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-34
20	Котельная №56	г. Кемерово, Западнее жилого дома № 23 по ул. Пригородная	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-31
21	Котельная №60	г. Кемерово, ул. Муромцева, 2в	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-20
22	Котельная №61	г. Кемерово, ул. Подстанция 220	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-15
23	Котельная №65	г. Кемерово, ул. Греческая деревня, 1576	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-21
24	Котельная №66	г. Кемерово, Северо-западнее жилого дома № 275 по ул. Греческая деревня	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-22
25	Котельная №92	г. Кемерово, Восточнее строения № 2а по ул. Симферопольская	АО "Теплоэнерго"	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-30
26	Котельная №96	г. Кемерово, Западнее строения № 4 по ул. 2-я Аральская	АО "Теплоэнерго"	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-29

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основание эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
27	Котельная №97	г. Кемерово, пер. Центральный, 17	АО "Теплоэнерго"	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-35
28	Котельная №101	г. Кемерово, ул. Шахтерская, 3а	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-03
29	Котельная №102	г. Кемерово, Южнее здания № 3 по ул. Карачинская	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-04
30	Котельная №103	г. Кемерово, Юго-западнее комплекса строений № 1 по ул. Горюлецкая	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-05
31	Котельная №110	г. Кемерово, Западнее строения № 17 по ул. Красная горка	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-10
32	Котельная №112	г. Кемерово, Северо-западнее строения № 32 ул. Рутгерса	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-11
33	Котельная №114	г. Кемерово, б-р Строителей, 65б	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	вновь введённая
34	Котельная №118	г. Кемерово, Юго-западнее здания № 10а по ул. Суворова	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-14
35	Котельная №122	г. Кемерово, Юго-западнее пересечения ул. Баха и ул. Масальская	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-26
36	Котельная №123	г. Кемерово, Южнее комплекса строений № 18 по ул. 2-я Мало-плановая	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-27
37	Котельная №141	г. Кемерово, Северо-западнее здания № 42/9 по ул. Зейская	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-32
38	Котельная №163	г. Кемерово, ул. Энтузиастов, 1а	Аренда	АО "Теплоэнерго"	да	да	СЦТ-28
Котельные ОАО "СКЭК"							
39	Котельная №8	г. Кемерово, ж.р. Кедровка, ул. Северная 1а	Концессия	ОАО "СКЭК"	да	да	СЦТ-44

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основание эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
40	Котельная №9	г. Кемерово, Промышленовский, пер. 1-ый Варяжский 4а	Концессия	ОАО "СКЭК"	да	да	СЦТ-45
41	Котельная №10	г. Кемерово, ст. Новые Латыши	Концессия	ОАО "СКЭК"	да	да	СЦТ-46
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»							
42	Котельная на ул. Молодёжная, 1	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 1	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-47
43	Котельная на ул. Молодёжная, 3	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 3	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-48
44	Котельная на ул. Молодёжная, 5	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 5	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-49
45	Котельная на ул. Молодёжная, 7	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 7	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-50
46	Котельная на ул. Молодёжная, 9	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 9	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-51
47	Котельная на ул. Молодёжная, 11	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 11	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-52
48	Котельная на ул. Молодёжная, 13	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 13	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-53
49	Котельная на ул. Молодёжная, 15	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, ул. Молодёжная, 15-17	Аренда	ООО «УК «Лесная поляна»	нет	да	СЦТ-54
50	Котельная на пр-т. Весенний, 3	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, пр-т. Весенний, 3	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	нет	да	СЦТ-55
51	Котельная на пр-т. Весенний, 4	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, пр-т. Весенний, 4	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	нет	да	СЦТ-56
52	Котельная на пр-т. Весенний, 6	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, пр-т. Весенний, 6	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	нет	да	СЦТ-57
53	Котельная на б-р. Осенний 2А	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, б-р. Осенний 2А	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	нет	да	

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основание эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
Котельные ООО "Лесная поляна-Плюс"							
54	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, 150 метров юго-восточнее пересечения ул. Академическая и ул. Уютная	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	да	да	СЦТ-58
55	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, микрорайон №3	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	да	да	
56	Котельная на б-р. Кедровый 2А	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, микрорайон №2, б-р. Кедровый 2А	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	да	да	
57	Котельная на пр-т Весенний 7А	г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, микрорайон №1, пр-т Весенний 7А	Аренда	ООО "Лесная поляна-Плюс"	да	да	
Прочие муниципальные и ведомственные котельные							
58	ФГКУ Комбинат "Малахит", котельная росрезерва	г. Кемерово, пр-т Кузнецкий, 260		ФГКУ Комбинат "Малахит"		да	
59	ООО «Мазуровский кирпичный завод»	г. Кемерово, ул. Грузовая, 23		ООО «Мазуровский кирпичный завод»			
60	ООО «Империя-МОКС» Хлебохавод № 1	г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 105		ООО «Империя-МОКС»			
61	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»	г. Кемерово, ул. Тухачевского, 56а		ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»			

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основное наименование эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
62	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова	г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 2666					
63	ООО "Кузбасский скарабей"	г. Кемерово, ул. Западный проезд, 4		ООО "Кузбасский скарабей"			
64	АО "Кемеровский механический завод", Заводский район	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 31		АО "Кемеровский механический завод"			
65	АО "Кемеровский механический завод", Кировский район 3/1	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 31		АО "Кемеровский механический завод"			
66	ООО ПО "Токем"	г. Кемерово, ул. Карбалитовская, 1		ООО ПО "Токем"			
67	ПАО "Кокс". Котельная УСТК	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 1		ПАО "Кокс"		нет	
68	ПАО "Кокс". Парокотельная завода	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 2		ПАО "Кокс"		нет	
69	ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 3		ПАО "Кокс"		нет	
70	ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 4		ПАО "Кокс"		нет	
71	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"	г. Кемерово, ул. Тухачевского, 54		Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"			
72	ООО "Химпром"	г. Кемерово, ул. 1-я Стахановская, 35		ООО "Химпром"			

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основное управление эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
73	ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная	г. Кемерово, ул. Грузовая, 21Г		ООО "Кемеровский ДСК"			
74	ООО "Кемеровский ДСК", склад ГМЦ	г. Кемерово, ул. Грузовая, 21Г		ООО "Кемеровский ДСК"			
75	ООО "Кемеровский ДСК", БМК	г. Кемерово, ул. Грузовая, 19		ООО "Кемеровский ДСК"			
76	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 129		ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»			
77	ОАО "ЗЖБИ"	г. Кемерово, ул. Шахтерская, 9		ОАО "ЗЖБИ"			
78	Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза	г. Кемерово, ул. Советская, 5		Филиал "Кедровский угольный разрез"			
79	ОАО "КОРМЗ"	г. Кемерово, ул. Грузовая, 19		ОАО "КОРМЗ"		да	
80	ОАО "КДВ Кемерово"	г. Кемерово, ул. Цимлянская 2		ОАО "КДВ Кемерово"			
81	ООО "Кемеровский хладокомбинат"	г. Кемерово, ул. Тухачевского, 52		ООО "Кемеровский хладокомбинат"			
82	Компания "КМПК"	г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 127/6		Компания "КМПК"			
83	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	г. Кемерово, пр. Шахтеров, 1		ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	нет	нет	
84	ООО "Сибтессервис-1"	г. Кемерово, ул. Центральная, 157		ООО "Сибтессервис-1"			

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Собственник / основное наименование эксплуатации	Техническое обслуживание теплоисточника	Осуществление регулируемой деятельности	Сторонние потребители	Код системы теплоснабжения (до актуализации)
85	Сертифицированная автоматическая БKM 16,8 МВт	Кемеровский городской округ, г. Кемерово, СНТ «Вишенка», кадастровый № 42:24:0101057:758	ООО "ЭнергоТепло-Сервис- Ресурс"	ООО "ЭнергоТепло-Сервис- Ресурс"		да	
86	АО "Кемеровское ДРСУ"	г. Кемерово, ул. Бийская, 40		АО "Кемеровское ДРСУ"		да	
87	Кемеровский кондитерский комбинат	г. Кемерово, пр-т. Ленина,35		Кемеровский кондитерский комбинат		нет	
88	Котельная ОСК-1	г. Кемерово, ул. Кирова, 11		ОАО "Кемвод"			
89	Котельная НФС-1	г. Кемерово, ул. Кирова, 11		ОАО "Кемвод"			
90	Котельная НФС-2	г. Кемерово, ул. Кирова, 11		ОАО "Кемвод"			
91	Котельная ПЦС	г. Кемерово, ул. Кирова, 11		ОАО "Кемвод"			
92	Котельная ОСК-2	г. Кемерово, ул. Кирова, 11		ОАО "Кемвод"			
93	Котельная Насосной станция 3-го подъема	г. Кемерово, ул. Кирова, 11		ОАО "Кемвод"			
94	ЦТП в квартале №11						
95	Здание цех ЖБИ, Участок 15						
96	ОАО "Кемвод" ЦНС котельная	г. Кемерово, ст. Новые Латыши		ОАО "Кемвод"			
97	КАО «Азот» Технологическая котельная 1	г. Кемерово, ул. Грузовая, стр.1 КАО «Азот» Технологическая котельная 1		КАО «Азот»			
98	КАО «Азот» Технологическая котельная 2	г. Кемерово, ул. Грузовая, стр.1 КАО «Азот» Технологическая котельная 2		КАО «Азот»			

Вклады в общую тепловую мощность города теплоснабжающих организаций графически показаны на рисунке 2.2 и составляют:

- энергоисточники АО «Кемеровская Генерация» и АО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» – 80,5%;
- котельные АО «Теплоэнерго» – 4,1%;
- котельные ОАО «СКЭК» – 1,9%;
- муниципальные и ведомственные котельные – 12,5%.

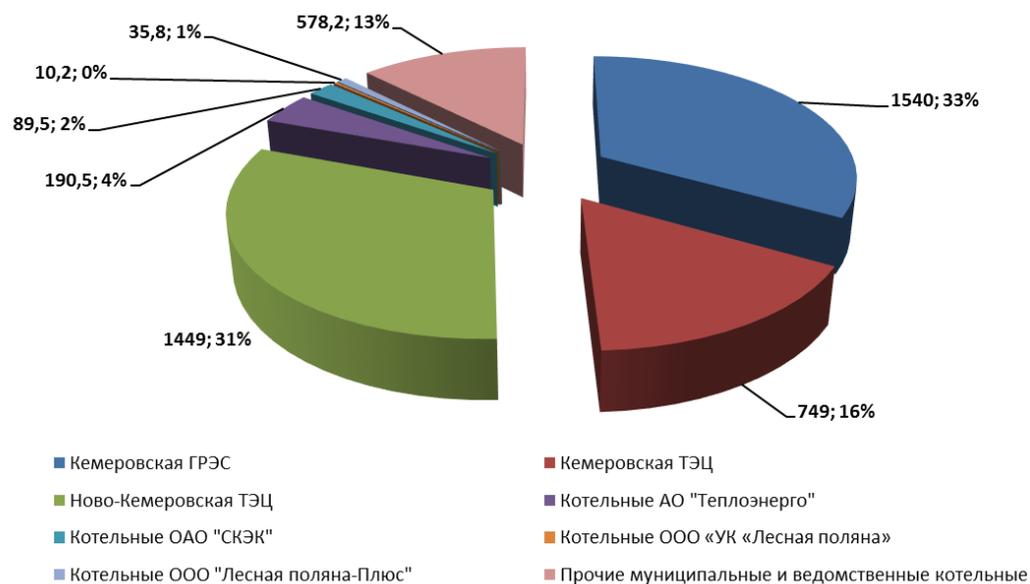


Рисунок 2.2 – Распределение установленной тепловой мощности по теплоснабжающим организациям г. Кемерово

2.3. Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии – ТЭЦ и ГРЭС

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

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в г. Кемерово осуществляется на энергоисточниках ООО «СГК»: Кемеровская ТЭЦ, Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ.

2.3.1.1. Кемеровская ГРЭС

Кемеровская ГРЭС – первая кузбасская станция, построенная по знаменитому плану ГОЭЛРО. Электростанция предназначалась для энергоснабжения химических заводов в г. Кемерово и угольных шахт Кузбасса.

За последние 20 лет оборудование ГРЭС было основательно модернизировано. В турбинном цехе заменили практически все действующие турбоагрегаты, электрическое оборудование, приборы учета.

В 2012 году на станции был успешно реализован очередной масштабный проект по реконструкции оборудования. Шесть котлов ГРЭС перевели с проектного вида топлива – углей марки СС на сжигание угля марки Д. Основная причина столь сложной и дорогостоящей реконструкции – острый дефицит углей марки СС, уходящих на экспорт. В то время как уголь марки Д в Кузбассе более распространен, стоимость его ниже. Сжигание углей марки Д позволило энергетикам в 2 раза уменьшить выбросы в атмосферу окислов азота – значимый бонус для экологической обстановки Кемерово.

Сегодня Кемеровская ГРЭС – это современное и эффективное энергопредприятие, крупнейшее в Кузбассе по установленной тепловой мощности, обеспечивает более половины потребности левобережной части Кемерово по теплу и горячему водоснабжению. ГРЭС была и остается в лидерах по внедрению современных передовых технологий.

На 2017 год установленная электрическая мощность станции составляет 485 МВт, установленная тепловая мощность – 1540 Гкал/час. Основное оборудование станции: 13 паровых котлов суммарной паровой производительностью 3600 тонн в час, 9 турбоагрегатов мощностью от 10 до 110 МВт. Основным видом топлива Кемеровской ГРЭС является каменный уголь Кузбасского угольного бассейна марки «Д».

На Кемеровской ГРЭС установлено следующее котельное оборудование – таблица 2.3.1.1-1. Основное паротурбинное оборудование Кемеровской ГРЭС приведено в таблице 2.3.1.1-2.

Таблица 2.3.1.1-1 –Состав котельного оборудования КемГРЭС

Ст. № котла	Тип котла	Производительность котла, т/ч	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Давление перегретого пара, кг/см ²	Температура перегретого пара, °С	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель
3	ЛМЗ – 1500	130	81,59	32	410	1935	ЛМЗ
4	ТКЗ - 120/150	150	94,1	32	410	1938	ТКЗ
5	ТКЗ - 120/2	150	94,1	32	410	1938	ТКЗ
6	ТКП – 1	150	94,1	32	410	1940	ТКЗ
8	ТП – 11	150	94,1	32	410	1944	ТКЗ
9	ТКЗ - 120/150	150	94,1	32	410	1945	ТКЗ
10	ТП - 200 – 1	200	125,5	32	410	1951	ТКЗ
11	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	420	248,2	140	560	1974	ТКЗ
12	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	420	248,2	140	560	1975	ТКЗ
13	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	420	248,2	140	560	1976	ТКЗ
14	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	420	248,2	140	560	1983	ТКЗ
15	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	420	248,2	140	560	1995	ТКЗ
16	Е-420-13,8-55КГЖ, (ТП- 87М)	420	248,2	140	560	2005	ТКЗ

Таблица 2.3.1.1-2–Состав турбинного оборудования КемГРЭС

Ст. №	Тип оборудования	Установленная электрическая мощность, МВт	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Давление перегретого пара, кг/см ²	Температура перегретого пара, °С	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель
3	ПТР-30-29/6	30	130	29	400	1998	ЛМЗ
5	ПТР-30-29/2,5	35	125	29	400	2001	ЛМЗ
6	Р-12-35/11	10	65	29	400	1999	КТЗ
7	Р-12-35/6	10	61	29	400	1996	КТЗ
9	Р-35-130/30/15	35	161	130	555	1973	УТМЗ
10	Р-35-130/30	35	161	130	555	1974	УТМЗ
11	Т-100/120-130-3	110	175	130	555	1978	УТМЗ
12	Т-100/120-130-5	110	175	130	555	1988	УТМЗ
13	Т-100/120-130-7	110	175	130	555	1995	УТМЗ

2.3.1.2. Кемеровская ТЭЦ

Кемеровская ТЭЦ – одна из старейших тепловых станций областного центра Кузбасса. Сооружение Кемеровской ТЭЦ было связано со строительством крупного химического комбината «Прогресс».

В 2007-2008 годах был реализован инвестиционный проект по строительству тепломагистрали от Кемеровской ТЭЦ в Рудничный район Кемерово. Протяженность всей

тепломагистрала – 12,6 км, длина трубопроводов – 23,2 км. Это позволило загрузить Кемеровскую ТЭЦ в более эффективном тепловом режиме и компенсировать ту нагрузку, которую раньше Кемеровская ТЭЦ выдавала промышленным предприятиям города.

Электростанция обеспечена необходимыми инженерными и транспортными коммуникациями, а также соответствующей инфраструктурой, необходимой для производства тепловой и электрической энергий, а также выдачи их во внешние сети.

Станция обеспечивает теплом и горячей водой Кировский и часть Рудничного района Кемерово. На 2017 год установленная электрическая мощность Кемеровской ТЭЦ составляет 80 МВт, тепловая мощность – 749 Гкал/час.

На электростанции установлено 8 котельных агрегатов паропроизводительностью от 85 до 220 тонн пара в час (таблица 2.3.1.2-1), а также 4 турбогенератора мощностью от 10 до 30 МВт(таблица 2.3.1.2-2). Основным видом топлива Кемеровской ТЭЦ является каменный уголь Кузбасского угольного бассейна.

Таблица 2.3.1.2-1 –Состав котельного оборудования КемТЭЦ

Ст. № котла	Тип котла	Паропроизводительность котла, т/ч	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Давление перегретого пара, кг/см ²	Температура перегретого пара, °С	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель
1	Е-120-3,5-420 КГТ	120	75	34	420	1939	НЗЛ
5	Е-85-3,5-420 КГТ	85	53	34	420	1943	НЗЛ
6	Е-220-3,5-420 КГТ	220	138	34	420	1944	ЛМЗ
7	Е-220-3,5-420 КГТ	220	138	34	420	1953	ТКЗ
8	Е-170-3,5-420 КГТ	170	106	34	420	1965	ТКЗ
9	Е-170-3,5-420 КГТ	170	106	34	420	1966	ТКЗ
10	Е-170-3,5-420 КГТ	170	106	34	420	1967	ТКЗ
11	Е-150-3,5-420 КГТ	150	94	34	420	1971	ТКЗ

2.3.1.3. Ново-Кемеровская ТЭЦ

Ново-Кемеровская ТЭЦ – предприятие энергетики г. Кемерово, введена в эксплуатацию в 1955 году. В результате реорганизации с 01.01.2013 г. выделена из состава АО «Кузбассэнерго» в новое юридическое лицо: ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ», входит в Группу «Сибирская генерирующая компания» (ООО «СГК»).

Ново-Кемеровская ТЭЦ –самая крупная по установленной электрической мощности в Кемерово станция. Ново-Кемеровская ТЭЦ первоначально была построена как часть

Ново-Кемеровского химкомбината (сегодня АО «СДС Азот»). Станция должна была обеспечивать энергией сам комбинат и соседние промышленные предприятия. За минувшие годы все кардинально изменилось. Сегодня ТЭЦ – важное звено системы жизнеобеспечения многотысячного Кемерово. Станция снабжает теплом и горячей водой около трети левобережной части города, вырабатывает электроэнергию в единую сеть, снабжает паром крупные промышленные предприятия. Работая синхронно с Кемеровской ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ обеспечивает энергобезопасность города как в части электричества, так и тепловой энергии.

Таблица 2.3.1.2-2–Состав турбинного оборудования КемТЭЦ

Ст. №	Тип оборудования	Установленная электрическая мощность, МВт	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Давление перегретого пара, кг/см ²	Температура перегретого пара, °С	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель
2	P-10-30/6	10	58	30	400	1995	КТЗ
3	P-10-30/6	10	58	30	400	1994	КТЗ
4	ПТР-30-2,9/0,6	30	123	29,6	400	2004	ЛМЗ
7	ПТР-30-2,9/0,6	30	123	29,6	400	2000	ЛМЗ

В 2009 году на Ново-Кемеровской ТЭЦ был запущен в эксплуатацию новый турбоагрегат №15 номинальной мощностью 100 МВт. Этот проект стал первым в обширной инвестиционной программе, реализуемой «Сибирской генерирующей компанией» в рамках договора о предоставлении мощности (ДПМ).

Турбоагрегат №15 построили в рекордно короткие сроки – всего за полгода, было возведено также отдельное здание для щита управления. В итоге станция получила современный комплекс, с использованием передовых технологий как в конструктивном плане, так и в автоматизированной системе управления.

Областному центру этот проект обеспечил надежное теплоснабжение – плюсом 220 Гкал/ч тепла, в кузбасском узле появилась дополнительная электрическая мощность – 100 МВт.

В 2011 году на Ново-Кемеровской ТЭЦ вновь приступили к реализации масштабного проекта по реконструкции оборудования, а точнее по переводу котлов с проектной марки угля «СС» на уголь марки «Д».

Проект был реализован по причине того, что в 2010 году сложилось критическое положение с поставками углей марки «СС» на склады кемеровских станций. Угольные компании практически полностью направляли его на экспорт, поскольку угли «СС» дефи-

цитные. Чтобы пройти зиму и не заморозить областной центр, станция вынуждена была работать на газе – в убыток себе.

Поэтому в июне 2011 года было принято решение перевести котлы на уголь марки Д, менее дефицитный и более дешевый. Уже в ноябре 2011 года запустили первый реконструированный котел, до конца года на новый уголь перевели 5 котлов. В 2012 году были реконструированы ещё 4 котлоагрегата. И эффект от перевода оказался ощутим. В первую очередь – экологический, поскольку выбросы окислов азота в атмосферу снизились почти на 50%. Это позволило станции укладываться в установленные нормативы по выбросам и не платить штрафные санкции. Сократились трудозатраты по пылеприготовлению, поскольку уголь марки «Д» более проходимый, сыпучий. Возросла надёжность обеспечения Ново-Кемеровской ТЭЦ топливом.

На 2017 год установленная электрическая мощность Ново-Кемеровской ТЭЦ составляет 580 МВт, тепловая мощность – 1449 Гкал/час. Основным видом топлива станции является каменный уголь марки Д Кузнецкого угольного бассейна. В состав основного генерирующего оборудования входят: 9 котельных агрегатов ТП-87 паропроизводительностью 420 т/ч (таблица 2.3.1.3-1), 8 турбинных установок (таблица 2.3.1.3-2).

Таблица 2.3.1.3-1 – Состав котельного оборудования НКТЭЦ

Ст. № котла	Тип котла	Паропроизводительность котла, т/ч	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Давление перегретого пара, кг/см ²	Температура перегретого пара, °С	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель
8	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1964	ТКЗ
9	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1966	ТКЗ
10	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1968	ТКЗ
11	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1972	ТКЗ
12	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1975	ТКЗ
13	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1978	ТКЗ
14	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1981	ТКЗ
15	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1989	ТКЗ
16	Е-420-140 Ж (ТП-87)	420	248	135	545	1999	ТКЗ

Таблица 2.3.1.3-1 – Состав турбинного оборудования НКТЭЦ

Ст. №	Тип оборудования	Установленная электрическая мощность, МВт	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	Давление перегретого пара, кг/см ²	Температура перегретого пара, °С	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель
7	ПТР-80-130/13	80	195	130	555	1995	ЛМЗ
9	Р-50-130/7	50	149	130	555	1966	ЛМЗ
10	Р-50-130/13	50	178	130	555	1967	ЛМЗ
11	ПТ-50-130/7	50	110	130	555	1972	УТМЗ
12	ПТ-50-130/7	50	110	130	555	1973	УТМЗ
13	Р-50-130/18	50	198	130	555	1977	ЛМЗ
14	ПТ-135-130/18	135	307	130	555	1981	УТМЗ
15	Т-120-12.8	115	160	130	555	2009	ЛМЗ

2.3.2. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Установленная электрическая мощность

Кемеровская ГРЭС

Установленная мощность станции составляет:

- электрическая – 485 МВт;
- тепловая – 1540 Гкал/ч.

Кемеровская ГРЭС обеспечивает теплотребность близлежащих промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора города в Заводском, Центральном и Ленинском районах.

Кемеровская ТЭЦ

Установленная мощность ТЭЦ составляет:

- электрическая – 80 МВт;
- тепловая – 749 Гкал/ч.

Кемеровская ТЭЦ обеспечивает теплотребность близлежащих промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора в Кировском и частично Рудничном районах города.

Ново-Кемеровская ТЭЦ

Установленная мощность станции составляет:

- электрическая – 580 МВт;
- тепловая – 1449 Гкал/ч.

Ново-Кемеровская ТЭЦ, совместно с Кемеровской ГРЭС, обеспечивает теплотребность близлежащих промышленных предприятий и жилищно-коммунального сектора города в Заводском, Центральном и Ленинском районах (таблица 2.3.2).

Таблица 2.3.2–Сводная информация по источникам комбинированной выработки электрической и тепловой энергии г. Кемерово

№	Наименование теплоисточника	Установленная мощность источника		Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Система тепло-снабжения	Фактический температурный график
		тепловая мощность, Гкал/ч	электрическая мощность, МВт			
1	Кемеровская ГРЭС	1 540,0	485	1 174,17	смешанная	130/70
2	Кемеровская ТЭЦ	749,0	80	274,91	смешанная	130/70
3	Ново-Кемеровская ТЭЦ	1 449,0	580	1 073,74	смешанная	130/70

2.3.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности. Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды и значение тепловой мощности «нетто»

В постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

«Установленная мощность источника тепловой энергии– сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии– величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.)».

В г.Кемерово ограничений установленной тепловой мощности на энергоисточниках нет.

Энергоисточники расположены в промышленных зонах, в непосредственной близости от основных промышленных потребителей.

Потребители жилищно-коммунального сектора расположены за пределами промзон.

В связи со спадом промышленного производства, энергоисточники эксплуатируются не на полную мощность.

Данные об установленной тепловой мощности, ограничениях тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значении тепловой мощности нетто представлены в таблице 2.3.3.

Таблица 2.3.3–Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто энергоисточников ООО «СГК»

Показатель	Наименование теплоисточника		
	Кемеровская ГРЭС	Кемеровская ТЭЦ	Ново-Кемеровская ТЭЦ
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1 540,0	749,0	1 449,0
в том числе:			
от турбин	1 228,0	362,0	1 407,0
от РОУ	312,0	387,0	42,0
Наличие ограничений установленной мощности, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1 540,0	749,0	1 449,0
Располагаемая мощность за вычетом резерва 3%, Гкал/ч	1 493,8	726,5	1 405,5
Расход тепла на собственные нужды (3%), Гкал/ч	44,8	21,8	42,2
Возможный отпуск тепловой энергии, Гкал/ч	1 449,0	704,7	1 363,4

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

В таблице 2.3.4 представлены года ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации и год достижения паркового (индивидуального) ресурса основного оборудования источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО «СГК».

Кемеровская ГРЭС

В 2015-2017годах на котельных агрегатах проведена зачистка под контроль металла коллекторов, барабанов, трубопроводов с рабочей температурой свыше 450°С, что позволило продлить парковый ресурс котельного оборудования.

Паровая турбина ст. № 9 достигла паркового ресурса. Однако по данному оборудованию регулярно проводится техническое диагностирование и продление ресурса. Согласно актуализированным программам развития электроэнергетики (СиПР ЕЭС на 2017 - 2023 годы) вывод из эксплуатации паровой турбины ст. № 9будет произведен в 2023 г.

Кемеровская ТЭЦ

В установленные требованиями нормативно-технической документации сроки, проводятся экспертизы промышленной безопасности и технические освидетельствования энергетических котлов, с продлением индивидуального ресурса.

Парковый ресурс турбогрегатов находится за пределами расчетного срока актуализации Схемы теплоснабжения.

Ново-Кемеровская ТЭЦ

Индивидуальный ресурс по паровым турбинам ст. № 9, 14 будет достигнут в 2018 году. С большой долей вероятности будет произведено техническое освидетельствование оборудования с продлением индивидуального ресурса. Согласно актуализированным программам развития электроэнергетики (СиПР ЕЭС на 2017 - 2023 годы) вывод из эксплуатации паровых турбин ст. № 9, 13 будет произведен в 2023 г.

Указанные мероприятия по выводу из эксплуатации паровых турбин, необходимо синхронизировать со Схемой и программой перспективного развития электроэнергетики Кемеровской области на 2018 - 2022 годы при актуализации до 2023 года.

Таблица 2.3.4–Срок службы оборудования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО «СГК»

Ст. №	Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Наработка на 01.01.2017, ч	Парковый ресурс		Индивидуальный ресурс		Дата и документ, разрешающий дальнейшую эксплуатацию
				расчетный срок службы, ч	год достижения	индивидуальный ресурс, ч	год достижения (разреш. срок)	
Кемеровская ТЭЦ								
<i>Турбоагрегаты</i>								
2	Р-10-30/6	1995	60 222	45 лет	2040	—	—	—
3	Р-10-30/6	1994	90 471	45 лет	2039	—	—	—
4	ПТР-30-2,9/0,6	2004	54 884	45 лет	2049	—	—	—
7	ПТР-30-2,9/0,6	2000	64 913	45 лет	2045	—	—	—
<i>Энергетические котлы</i>								
1	Е-120-3,5-420 КГТ	1939	289 643	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
5	Е-85-3,5-420 КГТ	1943	262 771	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
6	Е-220-3,5-420 КГТ	1944	311 007	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
7	Е-220-3,5-420 КГТ	1953	227 462	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
8	Е-170-3,5-420 КГТ	1965	198 572	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
9	Е-170-3,5-420 КГТ	1966	190 881	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
10	Е-170-3,5-420 КГТ	1967	176 414	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
11	Е-150-3,5-420 КГТ	1971	195 714	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
Кемеровская ГРЭС								
<i>Турбоагрегаты</i>								
3	ПТР-30-29/6	1998	103 233	40 лет	2038	—	—	—
5	ПТР-30-29/2,5	2001	106 549	200 000	2030	—	—	—
6	Р-12-35/11	1999	121 253	40 лет	2039	—	—	—

7	P-12-35/6	1996	135 142	40 лет	2036	—	—	—
9	P-35-130/30/15	1973	209 062	220 000	2017	—	—	—
10	P-35-130/30	1974	201 736	220 000	2019	—	—	—
11	T-100/120-130-3	1978	275 567	220 000	2008	296 000	2018	19.09.2013г. / ОАО «НПО ЦКТИ»
12	T-100/120-130-5	1988	194 169	220 000	2019	—	—	—
13	T-100/120-130-7	1995	148 159	220 000	2026	—	—	—
Энергетические котлы								
3	ЛМЗ – 1500	1935	400 774	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
4	ТКЗ - 120/150	1938	466 049	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
5	ТКЗ - 120/2	1938	355 894	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
6	ТКП – 1	1940	265 244	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
8	ТП – 11	1944	272 888	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
9	ТКЗ - 120/150	1945	277 978	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
10	ТП - 200 – 1	1951	251 613	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
11	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	1974	251 322	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
12	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	1975	246 365	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
13	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	1976	240 859	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
14	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	1983	167 784	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
15	Е 420 / 140ж (ТП-87-1)	1995	124 214	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
16	Е-420-13,8-55КГЖ, (ТП- 87М)	2005	63 007	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
Ново-Кемеровская ТЭЦ								
Турбоагрегаты								
7	ПТР-80-130/13	1995	127 643	220 000	2030	—	—	—
9	P-50-130/7	1966	226 223	220 000	2013	до 247183	2018	окт. 2013г./ООО "НПК ВТИ"
10	P-50-130/13	1967	238 673	220 000	2005	277 000	2042	окт. 2006г./ОАО "НПЗ ЦКТИ им. Ползунова"
11	ПТ-50-130/7	1972	294 139	220 000	2005	333 000	2030	нояб. 2016г./

								ООО "Ренессанс"
12	ПТ-50-130/7	1973	241 950	220 000	2012	250 000	2018	ноя. 2010г./ОАО "НПЗ ЦКТИ им. Ползунова"
13	P-50-130/18	1977	146 280	220 000	2031	—	—	—
14	ПТ-135-130/18	135	257 417	220 000	2012	272 000	2018	ноя. 2014г./ООО "НПК ВТИ"
15	T-120-12.8	115	50 145	220 000	2030	—	—	—
<i>Энергетические котлы</i>								
8	E-420-140 Ж (ТП-87)	1964	231 077	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
9	E-420-140 Ж (ТП-87)	1966	226 435	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
10	E-420-140 Ж (ТП-87)	1968	241 918	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
11	E-420-140 Ж (ТП-87)	1972	213 075	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
12	E-420-140 Ж (ТП-87)	1975	215 134	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
13	E-420-140 Ж (ТП-87)	1978	207 604	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
14	E-420-140 Ж (ТП-87)	1981	178 085	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
15	E-420-140 Ж (ТП-87)	1989	145 444	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—
16	E-420-140 Ж (ТП-87)	1999	53 545	не установлен	не установлен	не установлен	не установлен	—

2.3.5. Типы и стационарные номера теплофикационных агрегатов, не прошедшие конкурентный отбор мощности

В соответствии с распоряжениями Правительства Российской Федерации № 2065-р от 15 октября 2015 г., № 1619-р от 29 июля 2016 г., № 1646-р от 31 июля 2017 «О перечнях генерирующего оборудования, отнесенного к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного электроснабжения и теплоснабжения потребителей» турбоагрегаты электростанций Кемеровская ТЭЦ и Ново-Кемеровская ТЭЦ (за исключением паровой турбины Т-120-12.8 – стационарный № 15) относятся к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (таблица 2.3.5)

Таблица 2.3.5–Сведения о турбоагрегатах, прошедших конкурентный отбор мощности и работающих в вынужденном режиме

Электростанция	Ст. №	Сектор торговли			
		2018	2019	2020	2021
Кемеровская ГРЭС	3	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	5	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	6	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	7	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	9	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	10	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	11	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	12	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ГРЭС	13	КОМ	КОМ	КОМ	КОМ
Кемеровская ТЭЦ	2	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Кемеровская ТЭЦ	3	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Кемеровская ТЭЦ	4	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Кемеровская ТЭЦ	7	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	7	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	9	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	10	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	11	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	12	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	13	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	14	ДВР	ДВР	ДВР	ДВР
Ново-Кемеровская ТЭЦ	15	ДПМ	ДПМ	ДПМ	ДПМ

2.3.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок

Возможности теплофикационной установки (ТФУ) Кемеровской ГРЭС:

- 1) По тепловой энергии

Общая теплопроизводительность Кемеровской ГРЭС составляет 1130 Гкал/ч(рисунок 2.3.6-1), в том числе:

- БУ-1 (ТМ-II) 160 Гкал/ч;
- БУ-2 (ТМ-I) 160 Гкал/ч;
- БУ-3 (ТМ-III) 570 Гкал/ч;
- БУ-4 (ТМ-IV) 240 Гкал/ч.

2) По расходу теплоносителя во внешнюю тепловую сеть

Производительность по воде: в подающем трубопроводе – 11950 т/ч, в обратном трубопроводе – 9600 т/ч, в том числе:

- БУ-1 (ТМ-II) в подающем 2000 т/ч, в обратном 1600 т/ч;
- БУ-2 (ТМ-I) в подающем 1850 т/ч, в обратном 1500 т/ч;
- БУ-3 (ТМ-III) в подающем 4100 т/ч, в обратном 3200 т/ч;
- БУ-4 (ТМ-IV) в подающем 4000 т/ч, в обратном 3300 т/ч.

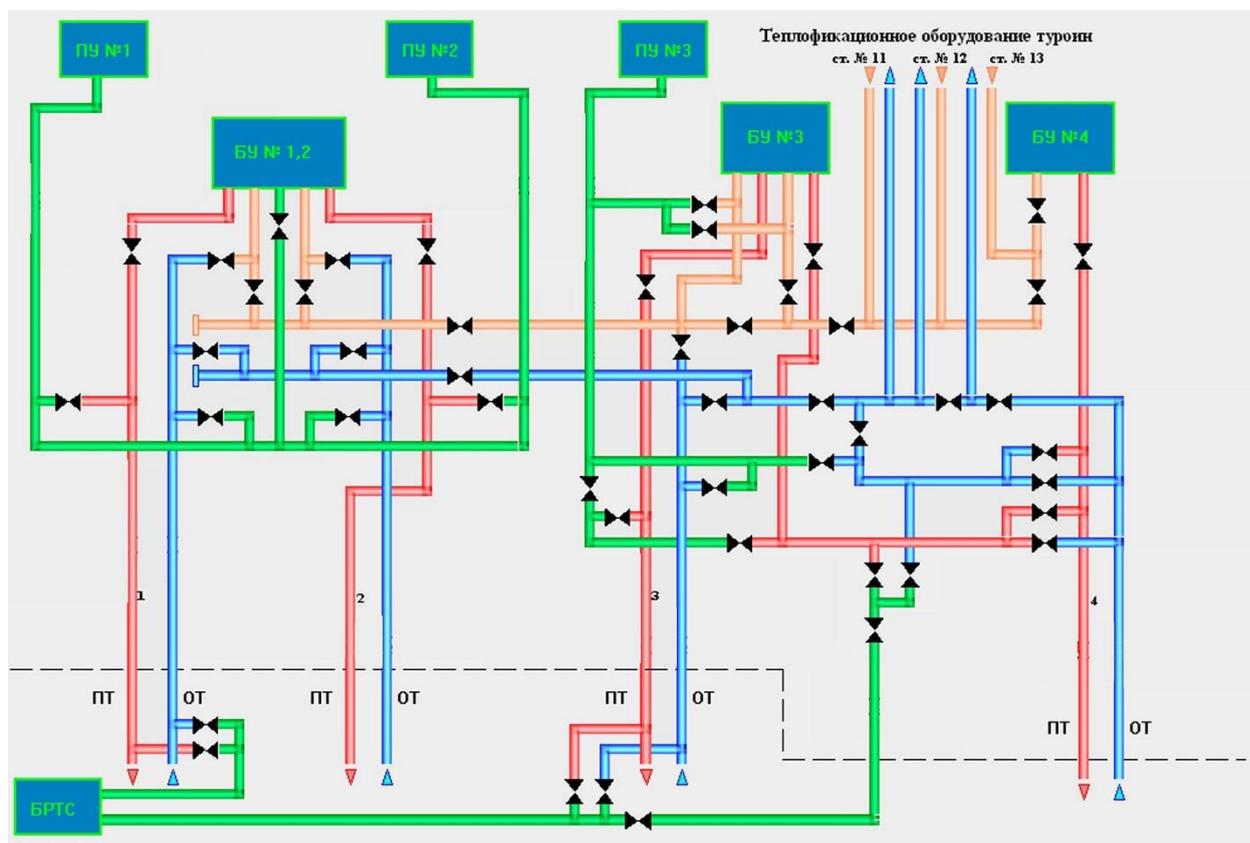


Рисунок 2.3.6-1 – Схема сетевой воды Кемеровской ГРЭС

3) По температуре

Максимальная расчетная температура сетевой воды – 150°C.

4) По давлению

Максимальное давление сетевой воды на выходе из бойлерных установок для БУ-1 и БУ-2 составляет 11,5 кгс/см², для БУ-3 – 13,5 кгс/см² и для БУ-4 – 14,5 кгс/см².

При этом расчетный напор в подающем трубопроводе на выходе из бойлерных установок равен: БУ-1 и БУ-2 – 110 м.вод.ст., для БУ-3, БУ-4 – 133 м.вод.ст.

Возможности теплофикационной установки (ТФУ) Кемеровской ТЭЦ

1) По тепловой энергии

Общая теплопроизводительность Кемеровской ТЭЦ составляет 400 Гкал/ч(рисунок 2.3.6-2), в том числе:

- основные бойлеры 160 Гкал/ч;
- пиковые бойлеры: БУ №2 – 72 Гкал/ч, БУ №3 – 120 Гкал/ч;
- подпиточный узел – 48 Гкал/ч.

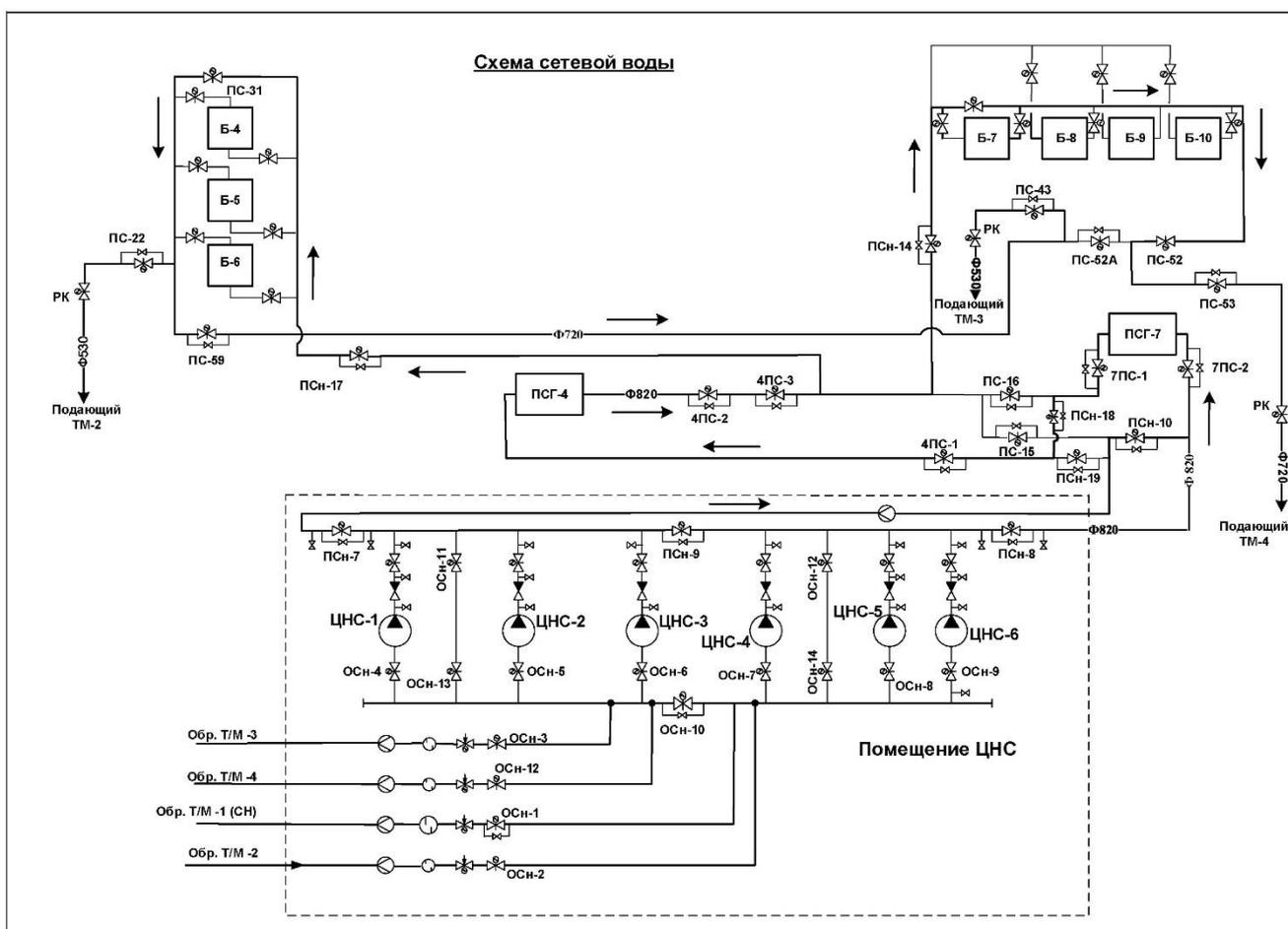


Рисунок 2.3.6-2 – Схема сетевой воды Кемеровской ТЭЦ

2) По расходу теплоносителя во внешнюю тепловую сеть

Максимальная производительность по воде – 4 000 т/ч.

3) По температуре

Максимальная расчетная температура сетевой воды – 150°C.

4) По давлению

Максимальное давление сетевой воды на выходе из бойлерной установки 17 кгс/см². Расчетный напор в подающем трубопроводе на выходе из бойлерной установки – 123 м.вод.ст., расчетный напор в обратном трубопроводе на входе в бойлерную установку – 60 м.вод.ст. Располагаемый напор на выводах Кемеровской ТЭЦ – 100 м.вод.ст.

Производительность ХВО и подпиточного узла, работающей на внешнюю тепловую сеть – 785 т/ч. При этом, в паводковый период производительность ХВО ограничена величиной 650 т/ч.

От коллекторов Кемеровской ТЭЦ осуществляется отпуск тепла по четырем тепломагистралям:

- ТМ-II диаметром Ду500, обеспечивающей теплоснабжение Кировского района;
- ТМ-III диаметром Ду500. Дополнительно существует условное деление ТМ-III на две тепломагистрали – ТМ-I Ду400 и ТМ-III Ду500 посредством которых осуществляется теплоснабжение Кировского района;
- ТМ-IV диаметром Ду700, обеспечивающей централизованное теплоснабжение части Кировского и части Рудничного районов (севернее пр.Кузбасский) г. Кемерово.

Возможности теплофикационной установки (ТФУ) Ново-Кемеровской ТЭЦ:

1) По тепловой энергии

Общая теплопроизводительность Ново-Кемеровской ТЭЦ составляет величину 620 Гкал/ч, в том числе:

- БУ-4: 200 Гкал/ч;
- БУ-5: 200 Гкал/ч;
- БУ-6: 220 Гкал/ч.

2) По расходу теплоносителя во внешнюю тепловую сеть

Производительность по воде в подающем трубопроводе – 7900 т/ч, в том числе:

- БУ-4: 2750 т/ч;
- БУ-5: 2750 т/ч;
- БУ-6: 2400 т/ч.

3) По температуре

Максимальная расчетная температура сетевой воды – 150°C.

4) По давлению

Максимальное давление сетевой воды на выходе из бойлерных установок составляет 16,0 кгс/см² (для БУ-5 – 15,0 кгс/см²).

При этом расчетный напор в подающем трубопроводе на выходе из бойлерных установок равен: для БУ-4 – 132 м.вод.ст., БУ-5 – 131 м.вод.ст., для БУ-6 – 136 м.вод.ст.

Энергоисточники системы централизованного теплоснабжения левобережной части города (Кемеровская ГРЭС (КемГРЭС) и Ново-Кемеровская ТЭЦ (НКТЭЦ)) осуществляют отпуск тепла по кольцевой схеме без выделения зон их действия, режимы их работы гидравлически взаимосвязаны.

От коллекторов Кемеровской ГРЭС осуществляется отпуск тепла по четырем тепломагистралям:

- ТМ-I диаметром Ду600, ТМ-II диаметром Ду600 – потребителям Центрального района;
- ТМ-III диаметром Ду1000 – в Заводский район, а также, опосредованно, части потребителей Ленинского и Центрального районов (характеризуется совместной работой с тепломагистралями от НКТЭЦ);
- ТМ-IV диаметром Ду800 – части потребителей Центрального и Заисkitимского теплосетевых районов.

Теплоснабжение части жилищно-коммунального сектора от Ново-Кемеровской ТЭЦ происходит от бойлерных установок по двум магистральным выводам ТМ-V диаметром Ду700 и ТМ-VI диаметром Ду800. Основными зонами теплоснабжения НКТЭЦ являются Заводский, Ленинский и часть Центрального района.

Ново-Кемеровская ТЭЦ является наиболее удаленным источником тепловой энергии от зоны массовой застройки г. Кемерово. Протяженность магистральных тепловых сетей в двухтрубном исчислении до зоны с высокой плотностью тепловой нагрузки составляет порядка 5,7 км. Протяженность тепломагистралей ТМ-V и ТМ-VI НКТЭЦ до Ленинского района ориентировочно составляет 13,3 км.

2.3.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ и ГРЭС с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Основной задачей регулирования является поддержание в отапливаемых помещениях температуры воздуха заданных параметров и температуры воды в системах горячего водоснабжения на постоянном уровне, при изменяющемся в течение суток расходе воды.

Существующие в г. Кемерово системы теплоснабжения проектировались по действующей в период строительства нормативной документации.

Для всех теплоисточников ООО «СГК» температурный график регулирования отпуска тепла 150/70°C (со срезкой на 130°C).

Фактически задание температуры теплоносителя в тепловой сети осуществляется диспетчером тепловой сети с учетом целого ряда влияющих факторов: температуры наружного воздуха, скорости ветра, протяженности тепловых сетей от источника до потребителя и связанного с этим

фактором транспортного запаздывания, скорости изменения температуры наружного воздуха и т.п. (рисунок 2.3.7-1 – 2.3.7-3).

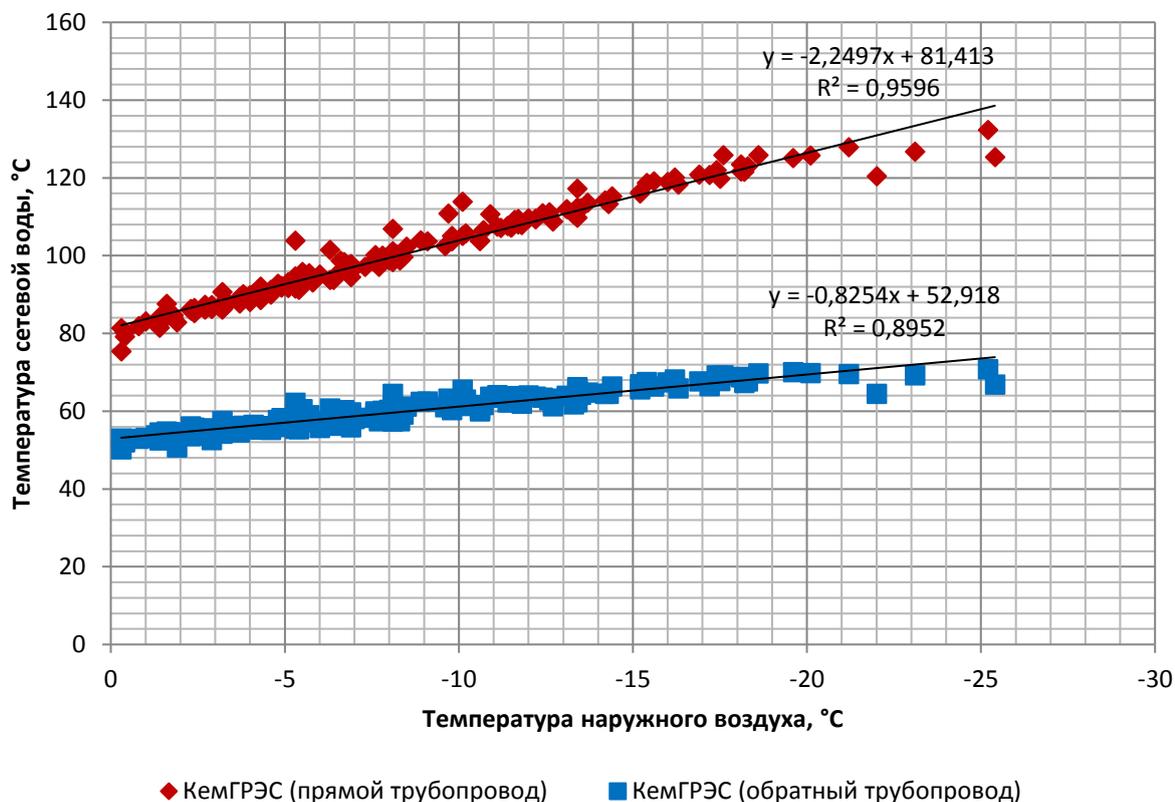


Рисунок 2.3.7-1 – Фактический температурный график сетевой воды КемГРЭС отопительного сезона 2016-2017 гг.

КемГРЭС, НКТЭЦ осуществляют отпуск тепла по кольцевой схеме без выделения зон их действия. Бойлерные установки КемГРЭС и НКТЭЦ, работают по температурному графику 150/70°С со срезкой на 130°С и спрямлением для горячего водоснабжения 70°С.

При сложившейся структуре теплоснабжения города Кемерово от КемГРЭС, НКТЭЦ невозможно обеспечить подачу необходимого количества тепла во все районы города из-за недостаточной пропускной способности существующих трубопроводов. Сопоставление расчетного температурного графика и фактических температур сетевой воды на выводах источников тепловой энергии невозможно в связи с отсутствием утверждённых графиков.

В соответствии с нормативно-руководящими документами, срезка температурного графика при качественном регулировании не допускается, однако следует отметить, что длительность стояния температур наружного воздуха ниже минус 26°С в районе г.Кемерово составляет порядка 14 дней в течение всего отопительного периода (~4 % от продолжительности отопительного периода).

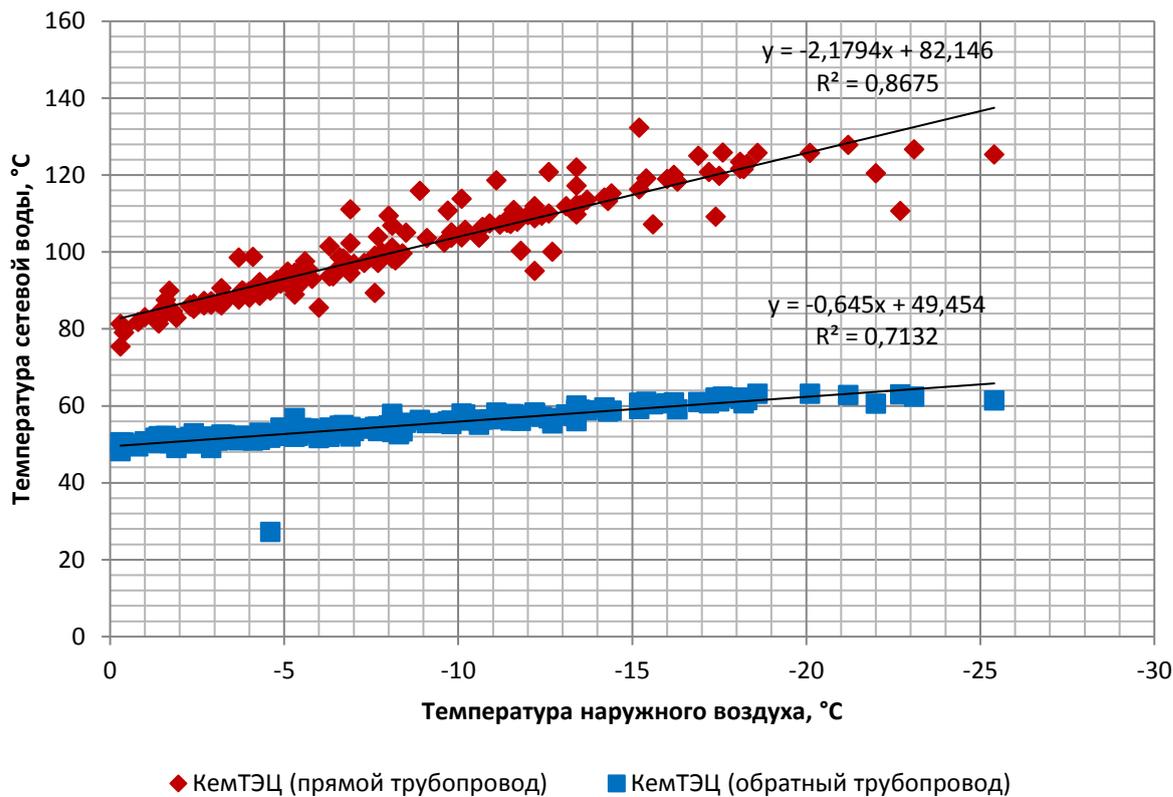


Рисунок 2.3.7-2 – Фактический температурный график сетевой воды КемТЭЦ отопительного сезона 2016-2017 гг.

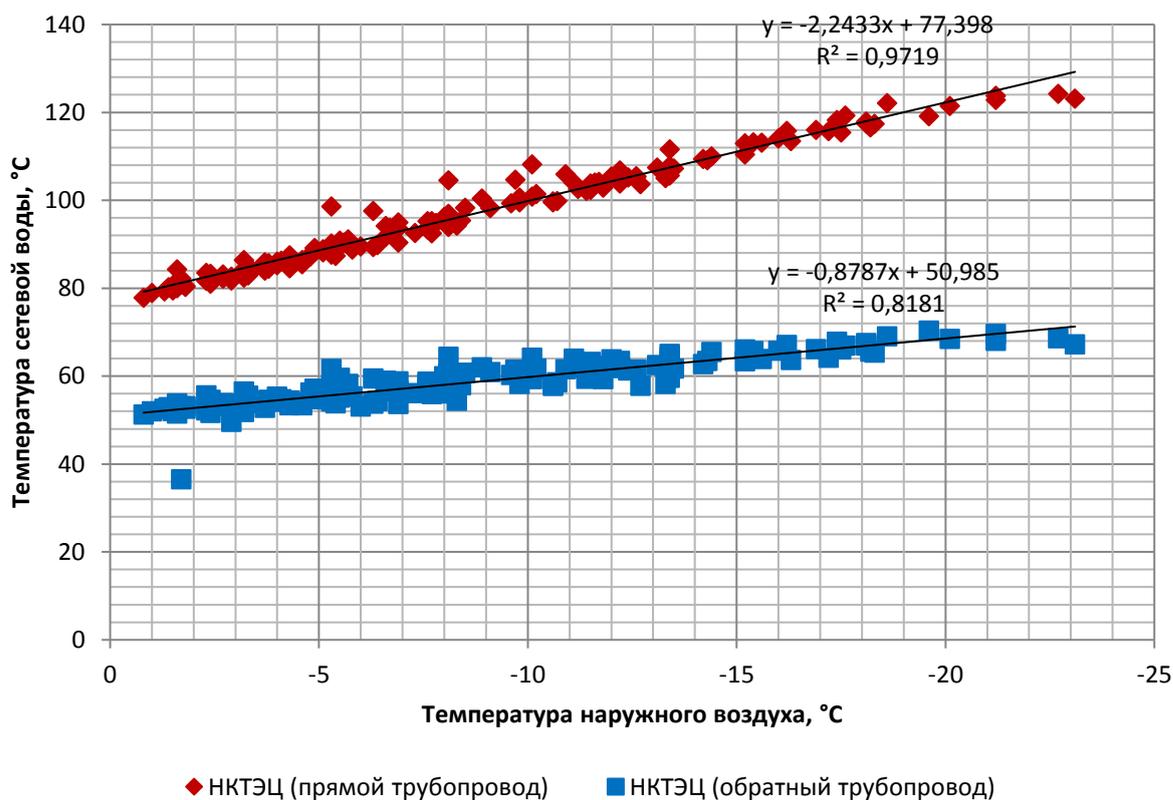


Рисунок 2.3.7-1 – Фактический температурный график сетевой воды НКТЭЦ отопительного сезона 2016-2017 гг.

Кроме того, число часов стояния температур наружного воздуха ниже минус 26°С обычно распределено несколькими периодами в течение всего отопительного сезона;

На Кемеровской ТЭЦ способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный. Утвержденный эксплуатационный температурный график на Кемеровской ТЭЦ – 150/70°С со срезкой на 130°С и спрямлением для горячего водоснабжения 70°С.

2.3.8. Среднегодовая загрузка оборудования станций

Согласно инструкции по составлению статистической отчетности о работе тепловой электростанции (форма № 6-ТП - годовая), число часов использования среднегодовой установленной электрической мощности определяется путем деления умноженного на 1000 значения количества выработанной электрической энергии на значение среднегодовой установленной электрической мощности.

Число часов использования среднегодовой установленной тепловой мощности турбоагрегатов электростанций, объединенного подразделения рассчитывается по алгоритму:

$$\tau_T = \frac{\left(\sum_{i=1}^p Q_{\text{ти}} + \sum_{j=1}^q Q_{\text{отрj}} \right)}{Q_y^{\text{тср}}}, \quad (2.3)$$

.8)

Где p – количество теплофикационных агрегатов, шт.; q – количество конденсационных турбоагрегатов, шт.; $Q_{\text{ти}}$ – отпуск тепла из отборов каждого из теплофикационных турбоагрегатов для обеспечения внешних потребителей и на собственные нужды электростанции, Гкал; $Q_{\text{отрj}}$ – отпуск тепла из отборов каждого из конденсационных турбоагрегатов для обеспечения внешних потребителей, Гкал; $Q_y^{\text{тср}}$ – среднегодовая установленная тепловая мощность турбоагрегатов электростанции, Гкал/ч.

В таблице 2.3.8-1 представлена динамика изменения числа часов использования среднегодовой электрической и среднегодовой установленной тепловой мощности турбоагрегатов ТЭЦ и ГРЭС г. Кемерово. В графическом виде динамика представлена на рисунках 2.3.8-1 – 2.3.8-3.

Таблица 2.3.8-1–Среднегодовая загрузка оборудования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО «СГК»

Вид мощности	Годовая выработка энергии МВт*ч (Гкал)			Установленная мощность МВт (Гкал/ч)			Коэффициент использования установленной мощности			Ежегодное число часов использования мощности, ч		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
КемГРЭС												
электрическая	1 533 100	2 050 200	2 053 000	485	485	485	0,361	0,483	0,483	3161	4227	4233
тепловая	2 339 500	2 294 800	2 524 000	1540	1540	1540	0,173	0,170	0,187	1519	1490	1639
КемТЭЦ												
электрическая	157 900	164 600	173 194	80	80	80	0,225	0,235	0,247	1974	2058	2165
тепловая	670 800	658 600	724 900	749	749	749	0,102	0,100	0,110	896	879	968
НКТЭЦ												
электрическая	1 668 042	1 984 914	1 994 718	580	580	580	0,328	0,391	0,393	2876	3422	3439
тепловая	2 281 300	2 748 500	2 911 100	1449	1449	1449	0,180	0,217	0,229	1574	1897	2009

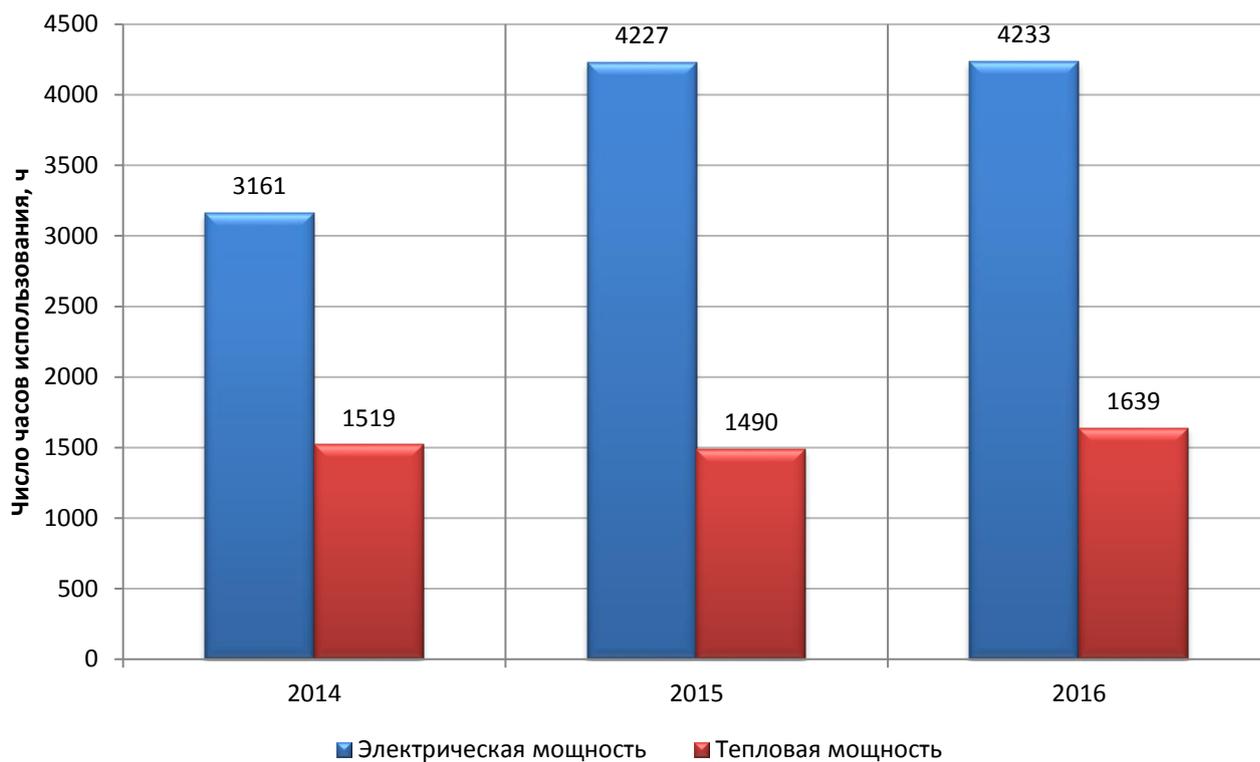


Рисунок 2.3.8-1 – Среднегодовая загрузка оборудования КемГРЭС

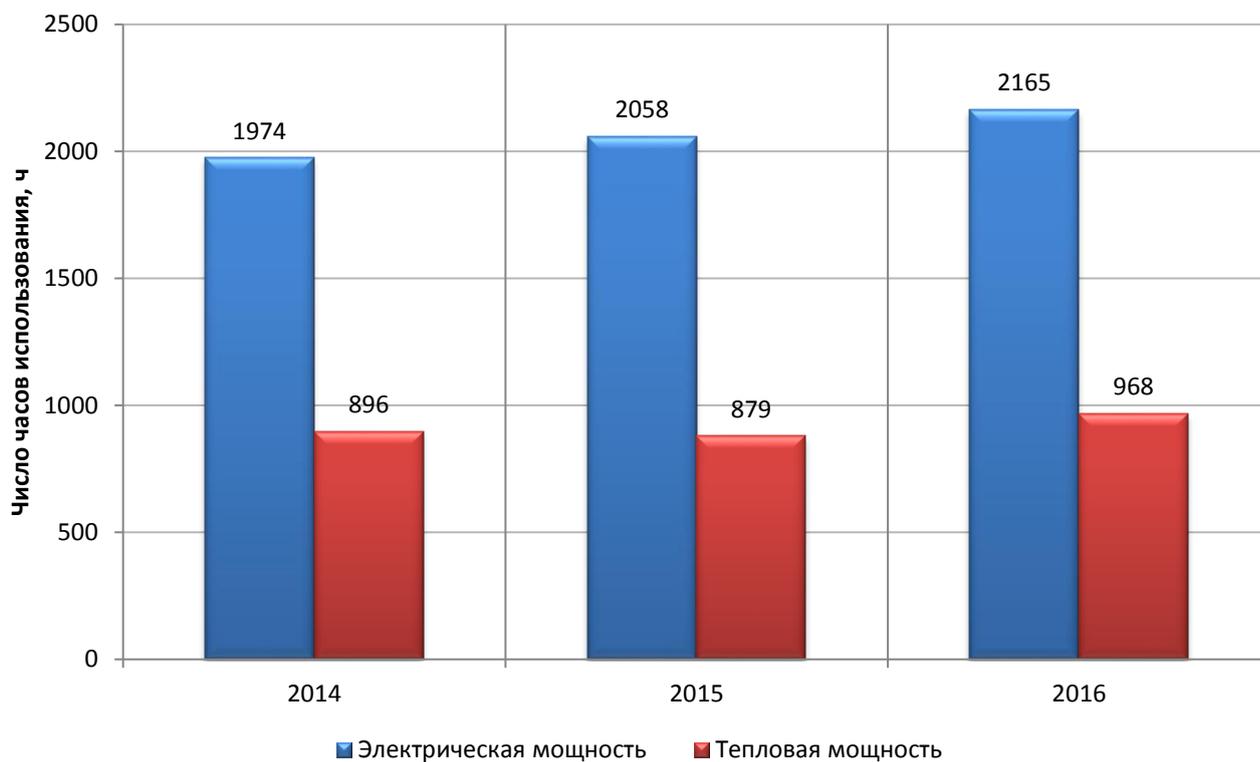


Рисунок 2.3.8-2 – Среднегодовая загрузка оборудования КемГРЭС

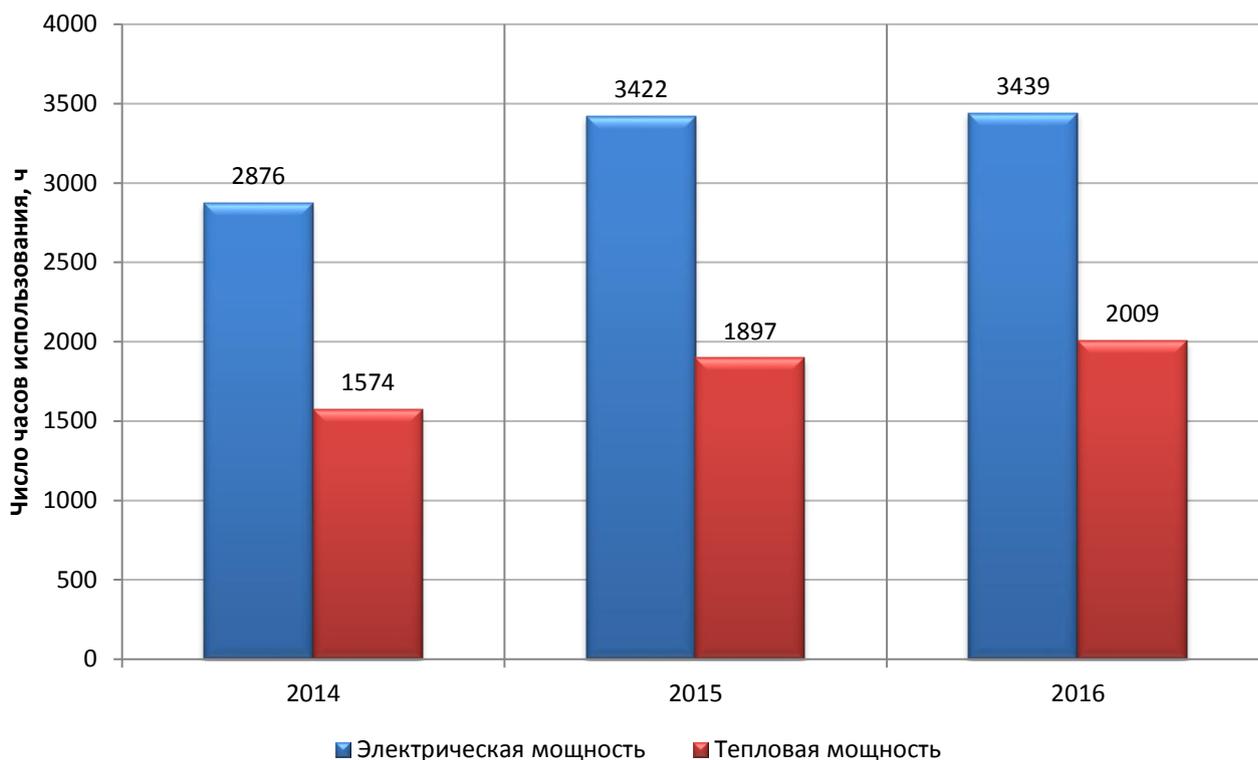


Рисунок 2.3.8-3 – Среднегодовая загрузка оборудования НКТЭЦ

По результатам расчетов, проведенных в базовой версии следует, что на левом берегу энергоисточники (КемГРЭС, НКТЭЦ) по тепловой энергии загружены значительно вышеэффективных пределов ($\alpha_{тэц} = 0,6 \div 0,7$), на правом берегу – КемТЭЦ по теплу недогружена ($\alpha_{тэц} = 0,4$).

Число часов использования установленной электрической мощности (таблица 2.3.8-1):

- на КемГРЭС, НКТЭЦ изменялась в 2014-2016 годах от 2876 до 4233, что соответствовало использованию оборудования в «базовом» режиме;

- на КемТЭЦ число часов использования установленной электрической мощности не достигало 2200 часов, что соответствует эксплуатации станции в полупиковом режиме. Для повышения эффективности работы КемТЭЦ необходимо существенное увеличение загрузки теплофикационного оборудования.

За последние три года выработка и отпуск тепловой энергии в среднем по теплоисточникам стабильно возрастает на 7-8% ежегодно, что видно из данных в таблицах 2.3.8-2–2.3.8-4 и на рис. 2.8.1-4. Увеличение числа часов использования установленной тепловой мощности турбоагрегатов связано с увеличением отпуска тепловой энергии с коллекторов, выработанной в теплофикационном режиме.

Таблица 2.3.8-2–Загрузка станций по тепловой энергии

Показатель	Наименование теплоисточника		
	Кемеровская ГРЭС	Кемеровская ТЭЦ	Ново-Кемеровская ТЭЦ
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	1 540,0	749,0	1 449,0
в том числе:	0,0	0,0	0,0
от турбин	1 228,0	362,0	1 407,0
от РОУ	312,0	387,0	42,0
Наличие ограничений установленной мощности, Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	1 540,0	749,0	1 449,0
Располагаемая мощность за вычетом резерва 3%, Гкал/ч	1 493,8	726,5	1 405,5
Расход тепла на собственные нужды (3%), Гкал/ч	44,8	21,8	42,2
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	1 449,0	704,7	1 363,4
Присоединённая нагрузка потребителей в горячей воде, Гкал/ч	1 174,2	274,9	1 073,7
Отпуск тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, Гкал/ч	1 312,1	302,2	1 154,6
Присоединённая нагрузка потребителей в паре с учетом потерь, Гкал/ч	0,0	12,1	363,7
Резерв (+), дефицит (-) установленной тепловой мощности Гкал/ч	136,9	402,5	208,7

Таблица 2.3.8-3–Выработка тепловой и электрической энергии с коллекторов (шин) по источникам теплоснабжения г. Кемерово

Период	КемГРЭС	КемТЭЦ	НКТЭЦ	АО "Теплоэнерго"*	ОАО "СКЭЖ"	ООО "Лесная поляна-Плюс"	Сумма
<i>Выработка тепловой энергии</i>	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	тыс. Гкал
2014	2 339 500	670 800	2 281 300	334 000	174 500	25 541	5 825,641
2015	2 294 800	658 600	2 748 500	375 400	179 800	28 258	6 285,358
2016	2 524 000	724 900	2 911 100	416 700	185 100	28 348	6 790,148
<i>Выработка электрической энергии</i>	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	млн. кВт*ч
2014	1 533 100	670 800	1 668 000	0	0	0	3 871,90
2015	2 050 200	658 600	1 984 900	0	0	0	4 693,70
2016	2 053 000	724 900	1 946 000	0	0	0	4 723,90

* - Указана выработка тепловой энергии с коллекторов по всем источникам тепловой энергии АО «Теплоэнерго» включая: г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, Кемеровский район, Топкинский район

Число часов использования установленной тепловой мощности на Кемеровских ТЭЦ ниже числа использования установленной электрической мощности. Это связано с тем, что наиболее

мощные КемГРЭС и НКТЭЦ работают практически круглогодично в базовом режиме. КемТЭЦ работает по тепловому графику, но её вклад в общую выработку электрической энергии относительно невелико.

Таблица 2.3.8-4–Отпуск тепловой и электрической энергии с коллекторов (шин) по источникам теплоснабжения г. Кемерово

Период	КемГРЭС	КемТЭЦ	НКТЭЦ	АО "Теплоэнерго"*	ОАО "СКЭК"	Сумма
<i>Отпуск тепловой энергии</i>	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	тыс. Гкал
2014	2 308 941	670 789	2 281 274	339 001	167 044	5 767,049
2015	2 294 778	658 615	2 748 517	305 864	155 924	6 163,698
2016	2 524 030	724 895	2 911 081	318 028	156 176	6 634,210
<i>Отпуск электрической энергии</i>	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	тыс. кВт*ч	млн. кВт*ч
2014	1 286 400	118 309	1 419 811	0	0	2 824,52
2015	1 763 368	120 000	1 703 226	0	0	3 586,59
2016	1 743 622	128 294	1 697 796	0	0	3 569,71

* – Указана выработка тепловой энергии с коллекторов по всем источникам тепловой энергии АО «Теплоэнерго» включая: г. Кемерово, ж.р. Лесная поляна, Кемеровский район, Топкинский район

2.3.9. Способы учёта тепла, отпущенного в водяные тепловые сети

Средством автоматизации, телемеханизации и связи Центральной диспетчерской службы АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» является информационно-измерительный комплекс (ИИК), предназначенный для организации централизованного коммерческого учета массы и тепловой энергии воды на объектах теплоснабжения муниципалитета г. Кемерово, а также для оперативного контроля гидравлических и теплотехнических параметров теплоносителя с центральной станции комплекса и удаленного управления оборудованием насосных станций.

В состав ИИК входят 9 подкачивающих насосных станций, 27 квартальных пунктов учета, 14 пунктов учета на ЦТП города и центральная станция (ЦС).

ИИК обеспечивает:

- коммерческий учет массы и тепловой энергии в местах установки пунктов учета с представлением данных на центральной станции;
- формирование на центральной станции суточных и месячных отчетов по данным коммерческого учета;

- оперативный контроль физических параметров теплоносителя с центральной станции;
- оперативный контроль состояния оборудования пунктов учета с центральной станции;
- оповещение оператора центральной станции о нештатных ситуациях (НС) на пунктах учета и ведение журнала нештатных ситуаций;
- накопление и архивное хранение на центральной станции данных коммерческого учета с выдачей их по запросу оператора.

Измерение и расчет параметров производится на пунктах учета с последующей передачей информации на центральную станцию по радиоканалу.

Измеряемые и расчетные параметры

На каждом пункте учета ИИК осуществляется измерение и расчет следующих параметров:

- температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (°С);
- давление теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (Бар);
- массовый расход теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (т/ч);
- массовый расход утечек – производительных и непроизводительных (т/ч);
- тепловая мощность на отопление и горячее водоснабжение (Гкал/ч);
- среднечасовая температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (°С);
- среднечасовое давление теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (Бар);
- среднечасовой массовый расход теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (т/ч);
- среднечасовой массовый расход утечек – производительных и непроизводительных (т/ч);
- среднечасовая тепловая мощность на отопление и горячее водоснабжение (Гкал/ч);
- среднесуточная температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах (°С);
- масса теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах за сутки, месяц и общая (т);
- масса утечек (производительных и непроизводительных) за сутки, месяц и общая (т);
- тепловая энергия на отопление и горячее водоснабжение за сутки, месяц и общая (Гкал);
- продолжительность работы пункта учета в штатном режиме за сутки, месяц и общая (ч).

Расчет тепловой мощности и тепловой энергии осуществляется с учетом сезонного режима работы системы теплоснабжения (летний/зимний).

В случае нештатных ситуаций (отсутствие электропитания 220 В, неисправность оборудования, обрыв сигнальных кабелей, превышение пределов измерения) расчет среднечасовых, среднесуточных и интегральных параметров прекращается. При этом, время простоя не включается в продолжительность работы пункта учета.

Передача измеренных и рассчитанных параметров на центральную станцию осуществляется автоматически с периодом 3 часа. При этом, оператор центральной станции имеет возможность в любое время получить параметры с конкретного пункта учета.

Подробная характеристика системы учета отпуска тепла и теплоносителя от энергоисточников ООО «СГК» приведена в Приложении 2 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.002 и таблицах 2.3.9-1 – 2.3.9-6.

На Ново-Кемеровской ТЭЦ установлено:

- узлы учёта тепловой энергии в виде пара тип СПТ-961 – 7 шт;
- узлы учёта тепловой энергии на КАО «АЗОТ» в виде горячей воды тип СПТ-961 – 3 шт;
- узлы учёта тепловой энергии на нужды городской застройки в виде горячей воды тип ТЭКОН-20К – 3 шт.

Таблица 2.3.9-1–Состав оборудования узла учёта тепловой энергии № 1 Кемеровской ГРЭС

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки	Примечание
1	Комплекс ТЭКОН-20К	1043	09.12.2014	09.12.2018	
2	Контроллер ТЭКОН-19 исп. 02М	2683	08.12.2014	08.12.2018	
3	Контроллер ТЭКОН-19исп. 11	7126	26.11.2014	26.11.2018	
4	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-542ц (для прямого и обратного трубопровода) Ду 500	1700013	27.06.2017	27.06.2021	
5	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг (прямой)	КС112101052	28.12.2015	28.12.2018	
6	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С (прямой)	007	21.07.2017	21.07.2021	
7	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг (обратный)	КС112001052	28.12.2015	28.12.2018	
8	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С (обратный)	008	21.07.2017	21.07.2021	

Таблица 2.3.9-2–Состав оборудования узла учёта тепловой энергии № 2 Кемеровской ГРЭС

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки	Примечание
1	Комплекс ТЭКОН-20К	1044	09.12.2014	09.12.2018	
2	Контроллер ТЭКОН-19 исп. 02М	2684	08.12.2014	08.12.2018	
3	Контроллер ТЭКОН-19исп. 11	7125	26.11.2014	26.11.2018	
4	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-542ц (для прямого и обратного трубопровода) Ду 500	1700089	27.06.2017	27.06.2021	
5	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг (прямой)	КС112401052	29.12.2015	29.12.2018	
6	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С (прямой)	005	21.07.2017	21.07.2021	
7	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг (обратный)	КС112601052	29.12.2015	29.12.2018	
8	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С (обратный)	006	21.07.2017	21.07.2021	

Таблица 2.3.9-3–Состав оборудования узла учёта тепловой энергии № 3 Кемеровской ГРЭС

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки	Примечание
1	Комплекс ТЭКОН-20К	1045	09.12.2014	09.12.2018	
2	Контроллер ТЭКОН-19 исп. 02М	2681	08.12.2014	08.12.2018	
3	Контроллер ТЭКОН-19исп. 11	7124	26.11.2014	26.11.2018	
4	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-542ц (для прямого и обратного трубопровода) Ду 500	1700661	27.06.2017	27.06.2021	
5	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг (прямой)	КС112901052	28.12.2015	28.12.2018	
6	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С (прямой)	009	21.07.2017	21.07.2021	
7	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг (обратный)	КС112501052	29.12.2015	29.12.2018	
8	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С (обратный)	010	21.07.2017	21.07.2021	

Таблица 2.3.9-5–Состав оборудования узла учёта тепловой энергии БРТС Кемеровской ГРЭС

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер	Дата поверки	Дата следующей поверки	Примечание
1	Комплекс ТЭКОН-20К	1047	09.12.2014	09.12.2018	
2	Контроллер ТЭКОН-19 исп. 02М	2682	08.12.2014	08.12.2018	
3	Контроллер ТЭКОН-19исп. 11	7123	26.11.2014	26.11.2018	
4	Расходомер-счетчик ультразвуковой УРСВ-522ц Ду 250	1700738	23.06.2017	23.06.2021	
5	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг	КС112201052	28.12.2015	28.12.2018	
6	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (0÷180)°С	003	21.07.2017	21.07.2021	
Холодная вода (левый)					
7	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг	КС112301052	22.06.2017	22.06.2020	
8	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (-10÷50)°С	001	21.07.2017	21.07.2021	
Холодная вода (правый)					
9	Датчик давления РМС-131-А11F2А1W(0÷25) Ваг	КС112801052	22.06.2017	22.06.2020	
10	Датчик температуры ТР 0100СК2АД111ХС1Е4,5 (-10÷50)°С	002	21.07.2017	21.07.2021	

Таблица 2.3.9-6–Состав оборудования узлов учета тепловой энергии на Кемеровской ТЭЦ

№	Тип прибора	Количество
1	Расходомер Promag50P Ду 400	6
2	Датчик давления Cerabar T РМС 131	8
3	Датчик температуры TST 10-BJ1DGS23A33	6
4	Датчик температуры TR 10 –AF3BJSJG3000	2
5	Преобразователь расчетно – измерительный ТЭКОН – 19	7

2.3.10. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования

Технологические нарушения, произошедшие на электростанциях за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима.

За прошедшие 5 лет – с 2013 по 2017 гг. отказы в работе основного оборудования были зафиксированы только на Ново-Кемеровской ТЭЦ: 2013 г. – 10, 2014 г. – 2.

2.3.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Кемеровская ГРЭС

Источником водоснабжения Кемеровской ГРЭС является р. Томь. Качество исходной воды приведено в таблице 2.3.11-1.

Таблица 2.3.11-1–Показатели качества исходной воды Кемеровской ГРЭС

Показатель качества	Ед. измерения	Количество
Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	0,39
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	2,1
Щелочность (Ж _{карб})	мг-экв/дм ³	2,18
рН	-	7,78
Содержание взвешенных веществ	мг/дм ³	7,9

На Кемеровской ГРЭС водоподготовка осуществляется по схеме двухступенчатого Н-катионирования и последующее анионирование. Анионирование применяется для извлечения растворенных анионов из воды. Состав оборудования ХВО приведен в таблицах 2.3.11-3 – 2.3.11-8.

Особенности процесса анионирования: механизм ионного обмена и влияние разных факторов на технологию процесса анионирования во многом аналогичны их влиянию на процессы катионирования, с одним существенным отличием – исключена возможность увеличения концентрации противоиона в фильтре, так как переходящие в раствор ионы OH⁻, HCO³⁻. HCO³⁻ связываются ионами H⁺ с образованием слабо диссоциирующих веществ H₂O и H₂CO₃.

Проектная производительность ВПУ по одноступенчатой схеме составляет 3300 м³/ч, фактическая нагрузка ВПУ – 1462 м³/час.

Качество сетевой воды приведено в таблице 2.3.11-2.

Таблица 2.3.11-2–Показатели качества сетевой воды Кемеровской ГРЭС

Показатель качества	Ед. измерения	Нормы качества	Фактическая величина
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	-	0,62
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	-	0,41
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	-	1,55
рН		8,3-9,0	8,67

Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	50	15,5
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	Отсутс.	Отсутс.
Взвешенные вещества	мг/дм ³	5	МПО
Нефтепродукты	мг/дм ³	1	0,038

Таблица 2.3.11-3–Состав оборудования ХВО-1 Кемеровской ГРЭС

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Тип	Характеристика
1	Осветлитель	4	ЦНИИ-1	Q=200 м ³ /ч
2	Осветлитель	1	ЦНИИ-2	Q=450 м ³ /ч
3	Осветлитель	2	ЦНИИ-3	Q=230 м ³ /ч
4	Бак коагулированной воды	2	№ 3,4	V=300 м ³
5	Насосы коагулированной воды: 2 «А», 2 «Б», 2 «Г»	3	200Д-60 Д-630-90	Q=750 м ³ /ч; Н=67 м вод. ст. Q=630 м ³ /ч; Н=90 м вод. ст.
6	Эл. двигатель к поз. № 5	3		N=200 кВт; n=1450 об/мин; U=3кВ
7	Механический фильтр	15	2-х камерный	D=3 м; Н=4,5 м; Q=180 м ³ /ч
8	На-катионитовый фильтр	14	однокамерный	D=3 м; Н=4,5 м; Q=105÷140 м ³ /ч
9	Насос промывки На-катионитовых фильтров № 3 «Б»	1	4НДВ	Q=108 м ³ /ч; Н=24 м вод. ст.
10	Электродвигатель к поз. № 9	1		N=30 кВт; n=1470 об/мин; U=380 В
11	Насос промывки механических фильтров № 3 "В"	1	6НДВ	Q=360 м ³ /ч; Н=46 м вод. ст.
12	Эл.двигатель к поз. № 11	1		N=75 кВт; n=1470 об/мин; U=380В
13	Насосы слабоумягченной воды 4 «А» 4 «Б» 4 «В»	3	200Д-60 1Д630-90 8НДВ	Q=750 м ³ /ч; Н=67 м вод. ст. Q=630 м ³ /ч; Н=90 м вод. ст. Q=750 м ³ /ч; Н=67 м вод. ст.
14	Эл.двигатель к поз. № 13	3		N=200 кВт; n=1450 об/мин; U=3кВ
15	Насос хоз. нужд 7"А", 7"Б"	2	5КС-5Х2	Q=65 м ³ /ч; Н=61÷91 м вод. ст.
16	Эл.двигатель к поз. № 15	2	А-71-4	N=30 кВт; n=1480 об/мин; U=380В
17	Бак раствора соли	1		V=300 м ³
18	Бак раствора соли	1		V=140 м ³
19	Бак раствора соли	1		V=60 м ³
20	Насос соли 6 «А», 6 «Б»	2		Q=200 м ³ /ч; Н=90 м вод. ст. Q=50 м ³ /ч; Н=32 м вод. ст.
21	Эл.двигатель к поз. № 20	2		U=380 В; N=18,5 кВт; U=380В; n=2900 об/мин
22	Бак СУВ	2	№ 1, 2	V=300 м ³
23	Бак-мерник коагулянта	2		V=29 м ³
24	Бак-мерник щелочи	2		V=18 м ³
25	Насосы-дозаторы коагулянта 15 «А»; 15 «Б»; 15 «В»; 15 «Г»	4	НД1000/10К	Q=1 м ³ /ч; Н=160 м вод. ст.
26	Эл.двигатель к поз. №25	4		
27	Насосы-дозаторы щелочи 16 «А»; 16 «Б»; 16 «В»; 16 «Г»	4	НД630/10	Q=630 л/ч; Н=160 м вод. ст.
28	Эл. двигатель к поз. № 27	4		
29	Дренажный насос 13 "А"	1	4К-12	Q=112 м ³ /ч; Н=38 м вод. ст.
30	Эл. двигатель к поз. № 29	1	А-72-4	N=20 кВт; n=290 об/мин; U=380 В
31	Насос силовой воды	1	ЗМС10-8	Q=34 м ³ /ч; Н=138 м вод. ст.
32	Эл. двигатель к поз. №31	1	КО32/2	N=32 кВт; n=2980 об/мин; U=380 В

Таблица 2.3.11-4—Состав оборудования ХВО-3,4 Кемеровской ГРЭС

№ п\п	Наименование оборудование	Кол-во	Тип	Характеристика
1	Осветлитель	7	ЦНИИ-3,2	Q=450т/ч
2	Фильтр осветительный Двухкамерный	14		Ø3400мм, Q=180 т/ч
3	Фильтр натрий-катионитовый	15		Ø3400мм, Q=180 т/ч
4	Бак коагулированной воды	1 2		V=500 м ³ ,H=8845мм,Ø8530мм, V=400м ³ , H=9800 мм,Ø7750мм
5	Бак промывки Na-кат. и мех. филь- тров	1		V=400м ³ ,H=9800мм,Ø7750мм
6	Бак умягчённой воды	1		V=400м ³ , H=9800мм,Ø7750мм
7	Бак умягчённой воды	2		V=300м ³ , H=6000 мм,Ø8000мм
8	Бак регенеративных вод осветитель- ных фильтров	1		V=400м ³ , H=9800 мм, Ø7750мм
9	Бак раствора соли	1		V=100м ³
10	Бак раствора соли	1		V=200м ³
11	Бак раствора соли	1		V=53м ³
12	Бак раствора соли	1		V=63м ³ ; H=6340мм,Ø3800мм
13	Бак раствора коагулянта	1		V =32 м ³
14	Бак - мерник коагулянта	3		V=6,3м ³
15	Бак - мерник коагулянта	3		V=10м ³ , H=3350мм, Ø=2150мм,
16	Мешалка полиакриламида	1		V=1м ³
17	Расходный бак раствора п.а.а.	2		V=10м ³ ,H=3350мм, Ø2150мм
18	Бак хранения п.а.а.	1		V=5м ³
19	Расходный бак раствора щелочи	2		V=10м ³ , H=3350 мм, Ø2150мм
20	Насос коагулированной воды (НОВ 1А,1Б,1В) с электродвигателем	2 1	ИД 630-90 200Д-60	Q=600 м ³ /ч, H=57 м вод. ст. N=160 кВт, n=1470об/мин
21	Насос коагулированной воды (НОВ 1Г, 1Д, 1Е) с электродвигателем	3 3	ИД500-63	Q=500м ³ /ч, H=57 м вод. ст. N=160 кВт, n=1465 об/мин
22	Насос умягчённой воды (СУВ 2А,2Б,2В) с электродвигателем	1 1 1 3	10Д-6-60 200Д-60 300 Д-70 I500-63а	Q=750м ³ /ч, H=60 м вод. ст. Q=1080м ³ /ч,H=70 м вод. ст. N=250кВт,n= 1470об/мин
23	Насос умягчённой воды (СУВ 2Г,2Д,2Е) с электродвигателем	3	ИД500-63а 4АМН280М 4У	Q=500 м ³ /ч,H=63 м вод. ст. N=160 кВт,n=1465об/мин
24	Насос промывки мех. фильтров (НПмф-3Б) с электродвигателем	1	200Д-60 А-201-6	Q=750м ³ /ч,H=28 м вод. ст. N=55кВт,n=980об/мин
25	Насос промывки Na-кат фильтров (НПмф-3А)	1	ИД200-90	Q=200 м ³ /ч, H=90 м вод. ст.
26	Насос промывки Na-кат фильтров (НПмф-3В)	1	К160/30	Q=130 м ³ /ч,H=33 м вод. ст.
27	Насос регенеративных вод освети- тельных фильтров (НРВ №1,2)	2	ИД200-90	Q=200 м ³ /ч, H=90 м вод. ст.
28	Насос перекачки раствора соли	2	Х-80-50-160	Q=50м ³ /ч, H=31 м вод. ст.
29	Насос перекачки соли (НС 6Г, 6Д) с электродвигателем	2	Х-80-65-160К АИР160S2	Q=50 м ³ /ч, H=32 м вод. ст. N=15кВт, n=2900 об/мин
30	Насос перекачки раствора соли (НС № 6Е, 6Ж)	2	ХВОЛС	
31	Насос перекачки раствора коагулянта (НПкоаг. 5А, 5В) с электродвигателем	2	Х80-65-160К АНР160S2	Q=38м ³ /ч, H=50 м вод. ст. N=15кВт,n=2900об/мин
32	Насос перекачки и рециркуляции полиакриламида (НПпаа № 1,2,3) с электродвигателем	3	Х80-65-160К АМР160S2	Q=38м ³ /ч,H=50 м вод. ст. N=15кВт, n=2900об/мин
33	Насос-дозатор коагулянта (НДкоаг №7А,7Б,7В,7Г,7Д)	5	НД1000\10	Q=1м ³ /ч, H=160 м вод. ст.
34	Насос-дозатор коагулянта (НДкоаг №7Е, 7Ж, 7З, 7И, 7К, 7Л, 7М, 7Н) с электродвигателем	8	НД25 1000М6-14ПА А4100S-43	Q=350 м ³ /ч , H=16 м вод. ст. n=1500об/мин

35	Насос-дозатор раствора полиакриламида (НДпаа №№ 1,2,3,4)	4	НД630М0	Q=630л/ч, Н=10 м вод. ст.
36	Насос-дозатор раствора полиакриламида (Ндпаа №№ 5,6,7,8,9,10,11,12)	8	НД40/20К 13А	Q=40л/ч, Н=200 м вод. ст.
37	Насос силовой воды (4А, 4Б)	2	ЗМС-10	Q=54 м ³ /ч, Н=100 м вод. ст.
38	Фильтр сетка раствора коагулянта	4		Ду150, Ру16
39	Фильтр сетка раствора полиакриламида	2		Ду150, Ру25
40	Воздушный колпак раствора коагулянта	4		Ду150, Ру16
41	Насос дозатор щёлочи (НДЩ№8В,8Г)	2	20н-14к	Q=1000л/ч, Н=200 м вод. ст.
42	Насос дозатор щёлочи (НДЩ№8А,8Б)	2	20н-14к	Q=1000л/ч, Н=200 м вод. ст.

Таблица 2.3.11-5–Состав оборудования ПУ-1,2 Кемеровской ГРЭС

Наименование оборудования	Тип оборудования	Станцион. номер	F, м ² (объем бака, м ³)	Расход воды т/ч	Разр."Р" корпус/ тр. пучек
ПодогревательСУВ ПУ-1	ПСВ-500-14-23	ПСУВ-1А	500	1800	0,7/23
	ПСВ-500-14-23	ПСУВ-1Б	500	1800	0,7/23
ПодогревательСУВ ПУ-2	ПСВ-500-14-23	ПСУВ-2А	500	1800	0,7/23
	ПСВ-500-14-23	ПСУВ-2Б	500	1800	0,7/23
Подогреватель сырой воды ПУ-1	БП-500-14-14	ПСВ-1А	500	1200	0,7/23
	ПСВ-500-14-23	ПСВ-1Б	500	1800	0,7/23
Водоводяной теплообменник ПУ-1	ОГ-130	ВВТО-1А,Б	130	Корпус-75	2,5/10
		ВВТО-1В,Г,Д	130	Тр. Сист.-230	2,5/10
Водоводяной теплообменник ПУ-2	ОГ-130	ВВТО-2А,Б,В	130	Корпус-75 Тр. Сист.-230	5,5/10
Деаэратор подпитки ПУ-1	ДСА-300	Д-1А	100	600	1,2
Деаэраторы подпитки ПУ-2	ДСА-200	Д-5	48	400	1,2
	ДСА-200	Д-6	70	400	1,2
	ДА-300М	Д-7	60	600	1,2

Таблица 2.3.11-6–Характеристика подпиточных насосов Кемеровской ГРЭС

Наименование насосов	Станционный номер	Тип насосов	Q, м ³ /ч	Н, м вод. ст.	N, об/мин	N, кВт	U, В
Подпиточные насосы ПУ-1	ПН-1А,1Б	6НДВ (Д320-50)	360	48	1460	75	380
	ПН-1Г,1Д,1В	СЭ-800-55	800	55	1460	200	6000
Подпиточные насосы ПУ-2	ПН-2А,Б	СЭ-800-55	800	55	1460	200	6000
	ПН-2В	6НДВ(Д320-50)	360	48	1460	75	380

Таблица 2.3.11-7–Характеристика оборудования ПУ № 3Кемеровской ГРЭС

Наименование сосудов	Количество	Марка	Поверхность нагрева, м ²	Пропускная способность т/час	Гидравлическое сопротивление, м вод. ст.	Давление разрешенное	
						в паровой части, кгс/см ²	в водяной части, кгс/см ²
Подогреватель слабоумягченной воды	3	ПСВ-500-14-23	500	1800	6	0,7	23
Водоводяной теплообменник	3	ТКГ-1200-1,6	340	*не менее 600	–	14,9	14,9
Деаэратор подпитки теплосети №9-11	3	ДСА-300х2	-	600	–	1,2	–

Таблица 2.3.11-8–Характеристика подпиточных насосов Кемеровской ГРЭС

Наименование	Количество	Тип	Производительность, т/ч	Напор полный, кгс/см ²	Число оборотов, об/мин
Подпиточный насос	4	СЭ-800-55	800	5,5	1460

Кемеровская ТЭЦ

Исходной водой для установки приготовления теплосетевой воды является вода из реки Томь. Качество воды приведено в таблице 2.3.11-9.

Таблица 2.3.11-9–Показатели качества исходной воды Кемеровской ТЭЦ

Показатель качества	Ед. измерения	Максимальное количество
Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	0,17
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	2,64
Щелочность (Ж _{карб})	мг-экв/дм ³	2,82
рН	-	8,17
Содержание взвешенных веществ	мг/дм ³	-

На ТЭЦ водоподготовка осуществляется по схеме двухступенчатого параллельного Н-Накатионирования с предочисткой коагулированием и фильтрованием на механических фильтрах, производительность химводоочистки – 1015 м³/ч.

Подогретая в подогревателях до 20°С вода подается в осветлители химводоочистки, откуда поступает на двухкамерные механические фильтры №13-15. Из коллектора механических фильтров через задвижку ТС-1 и регулирующий клапан, вода поступает в баки грязного конденсата №1 и №2, из которых осветленная вода насосами 200Д-60 подается на Н-катионитовые фильтры 2-й ступени, где происходит удаление из воды катионов жесткости. Через задвижку ТС-4, регулирующий клапан, задвижку ТС-3 умягченная вода поступает в бак чистого конденсата. В случае неисправности или ремонта регулирующего клапана и вышеуказанных задвижек, можно подать воду по байпасной линии через задвижку ТС-2.

Из бака чистого конденсата насосами чистого конденсата №1 (1,5Д-315/71) и №2 (200Д-60) приготовленная вода подается для подпитки теплосети в деаэраторы № 7,8,9.

В паводковые периоды, когда не требуется снижения жесткости исходной воды, а также – в аварийных ситуациях, используется схема подачи теплосетевой воды помимо фильтров.

Качество сетевой воды приведено в таблице 2.3.11-10.

Таблица 2.3.11-10–Показатели качества сетевой воды Кемеровской ТЭЦ

Показатель качества	Ед. измерения	Нормы качества	Фактическая величина
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	–	500
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	–	–
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	–	1018
рН		8,3-9,0	8,56
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	50	15,8
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	Отсутс.	Отсутс.
Взвешенные вещества	мг/дм ³	5	0,8

Нефтепродукты	мг/дм ³	1	0,04
---------------	--------------------	---	------

Также существует схема подачи подпиточной воды в теплосетевые деаэраторы после фильтров помимо бака чистого конденсата.

Качество подпиточной воды приведено в таблице 2.3.11-11. Состав оборудования ХВО Кемеровской ТЭЦ приведен в таблицах 2.3.11-12.

Таблица 2.3.11-11–Показатели качества подпиточной воды Кемеровской ТЭЦ

Показатель качества	Ед. измерения	Нормы качества	Фактическая величина
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	-	970
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	-	-
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	-	394
рН		8,3-9,0	8,37
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	20	20
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	Отсутс.	Отсутс.
Соединения железа	мг/дм ³	0,3	-
Взвешенные вещества	мг/дм ³	5	-
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,1	-

Таблица 2.3.11-12–Характеристики оборудования ХВО Кемеровской ТЭЦ

Наименование	Количество, шт.	Характеристика
ВПУ		
1. Воздухоотделитель ЦНИИ – 1	3	D=1600 мм
2. Воздухоотделитель ЦНИИ - 3	2	D=3500 мм
3. Магнитный аппарат	3	Q=350 т/час
4. Осветлители ЦНИИ-1	3	D=9000 мм; V=450 м ³ ; Q=200 м ³ /ч
5. Осветлитель ЦНИИ-3	2	D=9000 мм; V=400 м ³ ; Q=230 т/ч
6. Бак осветленной воды	1	D=4680 мм; H=6300 мм; V= 100 м ³
7. Бак осветленной воды	1	D=5350 мм; H=6300 мм; V= 140 м ³
8. Механический фильтр	12	D=3000 мм; H=1100мм
9. Механич.2х–камерный фильтр	3	D=3400 мм; h=1000 мм каждая
10. Н-кат.фильтр 1 ступени	5	D=3000 мм; h=2500 мм
11. Н-кат.фильтр 1 ступени	2	D=3400 мм; h=2500 мм
12. На-кат.фильтр 1 ступени	2	D=3000 мм; h=2500 мм
13. На-кат.фильтр 1 ступени	1	D=3400 мм; h=2500 мм
14. На-кат.фильтр 2 ступени	3	D=3000 мм; h=1150 мм
15. На-кат.фильтр 2 ступени	1	D=3400 мм; h=1150 мм
16. Фильтр гидроперегрузки	1	D=3400 мм
17. Декарбонизатор	3	D=2530 мм; Q=300 м ³ /час
18. Вентилятор декарбонизатора ВР-5		
19. Бак химочищенной воды	3	Q=4500-5000 м ³ /ч;
20. Бак промывки мех.фильтров	2	D=4680 мм; V=100 м ³
21. Бак промывки Н- На-кат.ф-ов	1	D=4680 мм; V=100 м ³
22. Насос осветленной воды марки 10Д6-60	1	D=4680 мм; V=100 м ³
23. Насос химочищенной воды Марки 10Д6-60	3	Q=400-600 м ³ /ч; H=57-70 м вод. ст.
24. Насос химочищенной воды марки 1Д500-63	1	Q=400=600 м ³ /ч; H= 57=70 м. вод. ст.
25. Насос химочищенной воды марки 1,5 Д-315/71	1	Q=500 м ³ /ч; H=63 м вод. ст.
26.Насос для промывки Н-На-кат.фильтров марки К 160х30	1	Q=315 м ³ /ч; H=71 м вод. ст.
27.Насос промывки мех.фильтров марки 200 Д-60	1	Q=160 м ³ /ч; H=30 м вод. ст.
28.Бак-нейтрализатор	1	Q=400 м ³ /ч; H=32 м вод. ст.
	2	6510х2810х 2000 мм
Реагентное хозяйство		

1. Промеж.бак р-ра коагулянта	2	V=6,4м ³
2. Расходн.бак р-ра коагулянта	2	V=4,4м ³
3. Ячейка мокрого хр.коагул.	2	V=90 м ³
4. Насос перекачки р-ра коагул. марка 3х-9к	2	Q=54 м ³ /час; H=31м вод. ст.
5. Насос дозатор коагулянта	4	НД400/16; Q=0,4 м ³ ; H=32м (№5,6)
6. Насос дозатор коагулянта	2	НД630/10; Q=0,63 м ³ ;H=100м (№1=4)
7. Ячейка мокрого хранения соли	2	V=90м ³ (5x6x3) м
8. Расходный бак соли	2	V=2,6 м ³
9. Насос перекачки соли марка Х-65-50-160	1	Q=25 м ³ /час; H=20 м вод. ст.
10. Насос перекачки соли марка Х-65-50-125	1	Q=25 м ³ /час; H=20 м вод. ст.
11. Насос перекачки соли марка Х-65-40-200	1	Q=25 м ³ /час; H=20 м вод. ст.
12. Мешалка фосфатов	1	V=2,5 м ³
13. Насос перекачки р-ра фосфатов	1	K=65=50x160;Q=25 м ³ ; H=32 м вод. ст.
10. Фильтр раствора фосфатов	1	D=1000 мм; h=900 мм
11.Бак хранения щёлочи (внутр)	1	V=30 м ³
12.Бак хранения щёлочи (наруж)	1	V=30 м ³
13. Расходный бак щёлочи	3	V=2,6 м ³
14. Насос дозатор щёлочи марка НД630/10	3	Q=0,63 м ³ /час; H=10 м вод. ст.
15. Бак хранения кислоты	1	V=15 м ³ ; P _{раб} до 0,7 кгс/см ²
16. Бак хранения кислоты	1	V=17,5 м ³ ; P _{раб} до 0,7 кгс/см ²
17. Расходный бак кислоты	2	V=2,6 м ³
18. Насос - дозатор кислоты марка НД 25-630/10К-14А	2	Q=0,63 м ³ /ч; H=10 м вод. ст.
19. Насос перекачки кислоты	1	K65=50x125 Q=25м ³ /ч, H=32 м вод. ст.

Ново-Кемеровская ТЭЦ

Источником водоснабжения ТЭЦ является вода р.Томь (по сетям техводоснабжения предприятия КОО «Азот»).

Качество исходной воды приведено в таблице 2.3.11-13.

Таблица 2.3.11-13–Показатели качества подпиточной воды Ново-КемеровскойТЭЦ

Показатель качества	Ед. измерения	Максимальное количество
Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	0,18
Жесткость	мг-экв/дм ³	2,35
Щелочность	мг-экв/дм ³	2,20
рН	-	8,31
Содержание взвешенных веществ	мг/дм ³	1,50

Химводоподготовка осуществляется по схеме двухступенчатого натрий-катионирования с последующей деаэрацией. Производительность ВПУ – 2000 т/ч.

Качество сетевой воды приведено в таблице 2.3.11-14.

Таблица 2.3.11-14–Показатели качества сетевой воды Ново-КемеровскойТЭЦ

Показатель качества	Единицы измерения	Нормы качества	Фактическая величина
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	-	0,62
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	-	-
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	-	5,5

рН		8,3-9,0	8,8
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	20	10,5
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	Отсутс.	Отсутс.
Соединения железа	мг/дм ³	0,3	0,073
Взвешенные вещества	мг/дм ³	5	0,8
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,1	0,065

Качество подпиточной воды приведено в таблице 2.3.11-15. Состав оборудования ХВО Ново-Кемеровской ТЭЦ приведен в таблицах 2.3.11-16 – 2.3.11-17.

Таблица 2.3.11-15–Показатели качества подпиточной воды Ново-Кемеровской ТЭЦ

Показатель качества	Ед. измерения	Нормы качества	Фактическая величина
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	–	0,6
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	–	–
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	–	2,4
рН		8,3-9,0	8,65
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	50	100
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	Отсутс.	0
Взвешенные вещества	мг/дм ³	5	–
Нефтепродукты	мг/дм ³	1	–

Таблица 2.3.11-16–Характеристика оборудования химического цеха Ново-Кемеровской ТЭЦ

Диспетчерское наименование	Наименование	Количество
Осветлитель № 1-8	Осветлитель № 1-8	8
Осветлитель № 9, 10	Осветлитель № 9, 10	2
БОВ № 1,2 (к)	Бак осветленной воды ХВО «капрон»	2
БОВ № 3 (к)	Бак осветленной воды ХВО «капрон»	1
БОВ № 1-3 (IV)	Баки осветленной воды ХВО теплосети IV очереди	3
ЧОВ № 1, 2 (к)	Бак частично-обессоленной воды ХВО «капрон»	2
ХОВ №1,2 (к)	Бак химобессоленной воды ХВО «капрон»	2
ХОВ № 1 (р)	Бак химобессоленной воды ХВО III очереди	1
ХОВ № 2(р)	Бак химобессоленной воды ХВО III очереди	1
ХОВ 1000м ³	Бак запаса химобессоленной воды V=1000м ³	1
БРВ (к)	Бак регенерационных вод Анионитовых фильтров ХВО «капрон»	1
Б. отм. вод Ан.ф. (к)	Бак отмывочных вод Анионитовых фильтров ХВО «капрон»	1
БН №1, 2	Бак-нейтрализатор ХВО «капрон»	2
Б. пром. мех. ф.	Бак промывки механических фильтров ХВО «капрон»	1
Д-к № 1-3	Декарбонизатор ХВО «капрон»	3
Мерник глинозема № 1-4	Мерник для приготовления раствора глинозема ХВО III очереди	4
Мерник глинозема № 5, 6	Мерник для приготовления раствора глинозема ХВО «капрон»	2
Бак-мерник крепкой щелочи № 1, 2	Бак-мерник крепкой щелочи для регенераций Анионитовых фильтров	2
Мерник крепкой щелочи	Мерник крепкой щелочи для регенераций Анионитовых фильтров	1
Мерник подщелачивания № 1, 2	Мерник для приготовления щелочи на подщелачивание теплосети	2
Бак кислоты V=16м ³	Бак-мерник крепкой кислоты для регенераций Н-катионитовых фильтров	1
Мерник кислоты № 1, 2	Мерник крепкой кислоты для регенераций Н-катионитовых фильтров	2
Бассейн-нейтрализатор	Бассейн-нейтрализатор	1
Мерник аммиака №1	Мерник рабочего раствора аммиака ХВО «капрон»	1
НОВ № 8-10	Насос осветленной воды ХВО «капрон»	3

НОВ № 12, 14	Насос осветленной воды ХВО III очереди на теплосеть	2
НОВ № 15-17	Насос осветленной воды ХВО теплосети IV очереди	3
НЧОВ № 4-6	Насос частично-обессоленной воды ХВО «капрон»	3
НХОВ № 4-6	Насос химообессоленной воды ХВО «капрон»	3
НПМФ № 2, 3	Насос промывки механических фильтров ХВО «капрон»	2
НПМФ № 6, 7	Насос промывки механических фильтров ХВО теплосети IV очереди	2
Н-с пром. Н-кат. № 2, 3	Насос промывки Н-катионитовых фильтров ХВО «капрон»	2
Н-с пром. Ан. № 2, 3	Насос промывки Анионитовых фильтров ХВО «капрон»	2
Н.д.глинозема № 1-3 (к)	Насос-дозатор для подачи глинозема на осветлители № 1-3	10
Н.д.глинозема № 1-10 (р)	Насос-дозатор для подачи глинозема на осветлители № 4-8	10
Н.д.глинозема № 11-14	Насос-дозатор для подачи глинозема на осветлители № 9, 10	4
Н.д. ПАА № 1-7	Насос-дозатор для подачи полиакриламида на осветлители № 4-10	7
Н.д. щелочи № 1, 2	Насос-дозатор щелочи для регенерации анионитовых фильтров ХВО «капрон» и ХВО III очереди	2
Н.д. кислоты № 1-4	Н.д. кислоты для регенераций Н-катионитовых фильтров	4
Мех. ф-р №1-13 (к)	Механический фильтр ХВО «капрон»	13
Мех. ф-р № 1-8 IV очереди	Двухкамерный механический фильтр ХВО теплосети IV очереди	8
Н-кат. I ст. № 1-4, 6-9 (к)	Н-катионитовый фильтр I ступени ХВО «капрон»	7
Н-кат. I ст. № 1, 5 (к)	Н-катионитовый фильтр I ступени ХВО «капрон»	2
Ан I ст. № 1, 6 (к)	Анионитовый фильтр I ст. ХВО «капрон»	2
Ан I ст. № 2-5, 7 (к)	Анионитовый фильтр I ст. ХВО «капрон»	5
Н-кат. II ст. № 1-6 (к)	Н-катионитовый фильтр II ст. ХВО «капрон»	6
Ан. II ст. № 1, 4-7 (к)	Анионитовый фильтр II ст. ХВО «капрон»	5
Ан. II ст. № 2 (к)	Анионитовый фильтр II ст. ХВО «капрон»	1
Ан. II ст. № 3 (к)	Анионитовый фильтр II ст. ХВО «капрон»	1
Бак щелочи № 1-3	Бак хранения щелочи	3
Бак кислоты № 1-5	Бак хранения кислоты	5
Бак крепкого аммиака № 1, 2	Бак крепкого аммиака	2
Бак крепкого гидразина	Бак крепкого раствора гидразина	1
Бак рабочего раствора гидразина № 1, 2	Бак рабочего раствора гидразина	2
Бак крепких фосфатов	Бак хранения раствора крепких фосфатов	1
Бак рабочего раствора фосфатов № 1, 2	Бак рабочего раствора фосфатов	2
Ячейки коагулянта № 1-5	Ячейка мокрого хранения коагулянта № 1-5	5
Ячейки соли № 1, 2, 4-7	Ячейка мокрого хранения № 1, 2, 4-7	6
Ячейка соли № 3	Ячейка мокрого хранения соли № 3	1
НПЩ № 1, 2	Насос перекачки крепкой щелочи	2
НПК № 1, 2	Насос перекачки крепкой кислоты	2
НПА № 1	Насос перекачки крепкого аммиака	1
НПГл № 3	Насос перекачки крепкого раствора глинозема	1
НПГл № 4	Насос перекачки крепкого раствора глинозема	1
НПС № 5, 7	Насос перекачки крепкого раствора соли	2
НПС № 8	Насос перекачки крепкого раствора соли	1
НФ № 1, 2	Насос перекачки и циркуляции раствора фосфатов	2
НПГ № 1	Насос перекачки крепкого раствора гидразина	1
НПГ № 2	Насос циркуляции рабочего раствора гидразина	1
Н.д. гидразина № 7-12	Насос-дозатор рабочего раствора гидразина	7
Н.д. гидразина № 13-16	Насос-дозатор рабочего раствора гидразина	4
Н.д. гидразина № 3, 4	Насос-дозатор рабочего раствора гидразина (резервные)	2
БУВ № 1, 2	Бак умягченной воды № 1, 2	2
БУВ № 3	Бак умягченной воды № 3	1
БУВ № 4-6	Бак умягченной воды № 4-6	3
Мерник соли № 1	Мерник соли № 1	1
Мерник соли № 2	Мерник соли № 2	1
Баки соли № 1, 2	Бак хранения раствора соли для регенераций	2
Бак-усреднитель	Бак-усреднитель для сбора дренажных вод после регенераций	1
На-кат. ф-р № 1-10, 12 – 23	На-катионитовый фильтр	22
НУВ № 1, 2	Насос умягченной воды	2

НУВ № 3	Насос умягченной воды	1
НУВ № 4	Насос умягченной воды	1
НУВ № 5, 6	Насос умягченной воды	2
Насосы соли № 1, 2	Насос соли для регенераций Na-катионитовых фильтров	2
Насос соли № 3, 4	Насос соли для регенераций Na-катионитовых фильтров	2
Насосы промывки Na-кат. фильтров	Насос промывки Na-кат. фильтров № 1-4	4
Н.д. подщелачивания	Насос-дозатор подщелачивания теплосети	1

Таблица 2.3.11-17–Характеристика насосного оборудования ХВО турбинного цеха Ново-Кемеровской ТЭЦ

Диспетчерское наименование	Наименование	Кол-во
СН №7А	Сетевой насос №7А	1
СН №7Б	Сетевой насос №7Б	1
СН №7В	Сетевой насос №7В	1
СН №1А	Сетевой насос №1А	1
СН №1Б	Сетевой насос №1Б	1
СН №1В	Сетевой насос №1В	1
СН №4А	Сетевой насос №4А	1
СН №4В	Сетевой насос №4В	1
СН №4Г	Сетевой насос №4Г	1
СН №4Д	Сетевой насос №4Д	1
СН №14А	Сетевой насос №14А	1
СН №14Б	Сетевой насос №14Б	1
СН №14В	Сетевой насос №14В	1
СН №15А	Сетевой насос №15А	1
СН №15Б	Сетевой насос №15Б	1
СН №15В	Сетевой насос №15В	1
СН №15Г	Сетевой насос №15Г	1
НПТС №1А	Насос подпитки теплосети №1А	1
НПТС №1Б	Насос подпитки теплосети №1Б	1
НПТС №2А	Насос подпитки теплосети №2А	1
НПТС №2Б	Насос подпитки теплосети №2Б	1
НПТС №4В	Насос подпитки теплосети №4В	1
НПТС №4Г	Насос подпитки теплосети №4Г	1
НПТС №14А	Насос подпитки теплосети №14А	1
НПТС №14Б	Насос подпитки теплосети №14Б	1
НПТС №14В	Насос подпитки теплосети №14В	1

2.3.12.Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования энергоисточников

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии по статистике за последние 5 лет не выдавались.

2.3.13.Проектный и установленный топливный режим энергоисточников

На Кемеровской ТЭЦ основным видом топлива является каменный уголь местного месторождения, резервным топливом – природный газ (все котлоагрегаты на номинальных параметрах могут работать 100% на природном газе).

Для нормирования принят кузнецкий каменный уголь марки СС ОКІ с техническим составом: $Q_{ir} = 5425$ ккал/кг, $A_r = 17,2$ %, $W_r = 13,7$ %, $V_{daf} = 27,0$ %. В настоящее время принято реше-

ние о переводе котлоагрегатов Кемеровской ТЭЦ на сжигание каменного угля марки ДР разреза «Изыхский» с техническим составом: $Q_{ir} = 5210$ ккал/кг, $A_r = 15,4 \%$, $W_r = 14,7 \%$, $V_{daf} = 42,3 \%$.

Емкость угольного склада составляет 60 тыс. тонн, поставки угля осуществляются железнодорожным транспортом. Средневзвешенное время перевозки топлива составляет 6 суток. Фактических срывов поставки топлива за последние 5 лет не зафиксировано.

На Ново-Кемеровской ТЭЦ: основное топливо – уголь.

Мазут используется как растопочное топливо, газ – резервное.

На Кемеровской ГРЭС обеспечение топливом осуществляется в виде поставок:

- каменного угля Кузнецкого угольного бассейна;
- коксового газа продукта коксохимического производства ОАО «Кокс»;
- природного газа Нижневартовского месторождения;
- мазута.

Природный газ используется как растопочное топливо и для «подсветки» котлов, но может использоваться и как основное топливо в отдельные периоды времени.

Мазут на станции может использоваться как растопочное топливо, в отдельных случаях (аварийные ситуации, ухудшения качества твердого топлива, нарушения режимов работы котлов) – для поддержания работы котлоагрегатов.

Поставка угля производится железнодорожным транспортом с последующей разгрузкой на вагоноопрокидывателе, транспортированием его на угольный склад или непосредственно в бункера сырого угля котлоагрегатов. Подача угля с угольного склада осуществляется с помощью крана-перегрузателя и бульдозеров через приемные бункера качающих питателей и далее по системе ленточных конвейеров в бункера сырого угля котлоагрегатов котельного цеха. Смерзшийся уголь предварительно отогревается в размораживающем устройстве.

Коксовый газ поступает с ОАО «Кокс» по газопроводу на котлоагрегаты ст. №№ 3,4,13,14,16.

Поставка природного газа осуществляется с ГРС и далее через ГРП на котлы ст. №№ 5,6,8,9,10,11,12,15,16, производительность ГРП – 241,5 тыс.м³/час.

Обеспечение станции мазутом осуществляется путем поставки его в цистернах по железной дороге с последующим сливом и перекачкой в емкости мазутного хозяйства объемом 2000 м³ и 1000 м³, с поддержанием температуры необходимой для его подачи к котлоагрегатам ст. №№ 5,6; 8-16.

2.3.14. Основные технико-экономические показатели работы энергоисточников

Технико-экономические показатели эксплуатации энергоисточников ООО«СГК» приведены в таблице 2.3.14.

Таблица 2.3.14–Технико-экономические показатели по источникам комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Показатель	Ед.изм.	2014	2015	2016
Кемеровская ГРЭС				
Установленная электрическая мощность	МВт	485,0	485,0	485,0
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1540,0	1540,0	1540,0
в том числе:				
от турбин	Гкал/ч	1228,0	1228,0	1228,0
от РОУ	Гкал/ч	312,0	312,0	312,0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1148,4	1189,5	1171,9
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	36,1	48,3	48,2
Выработка электроэнергии всего	млн.кВт.ч	1533,1	2050,2	2053,0
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении	млн.кВт.ч	898,4	901,1	1014,9
Выработка электроэнергии в конденсационном режиме	млн.кВт.ч	634,6	1149,0	1038,0
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	2339,5	2294,8	2524,0
Коэффициент теплофикации		0,8	0,8	0,8
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	г/кВт.ч	341,0	356,3	361,6
Расход электроэнергии на собственные нужды	млн.кВт.ч	246,7	286,8	316,1
то же, в процентах	%	16,1	14,0	15,4
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	147,5	153,2	152,2
Кемеровская ТЭЦ				
Установленная электрическая мощность	МВт	80,0	80,0	80,0
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	749,0	749,0	749,0
в том числе:				
от турбин	Гкал/ч	362,0	362,0	362,0
от РОУ	Гкал/ч	387,0	387,0	387,0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	239,0	243,3	247,6
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	22,5	23,5	24,9
Выработка электроэнергии всего	млн.кВт.ч	157,9	164,6	175,0
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении	млн.кВт.ч	157,9	164,6	175,0
Выработка электроэнергии в конденсационном режиме	млн.кВт.ч	0,0	0,0	0,0
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	670,8	658,6	724,9
Коэффициент теплофикации		0,5	0,5	0,5
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	г/кВт.ч	376,9	386,5	382,8
Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс.кВт.ч	39,6	44,6	48,1
то же, в процентах	%	25,1	27,1	27,5
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	166,3	158,8	168,2
Ново-Кемеровская ТЭЦ				

Показатель	Ед.изм.	2014	2015	2016
Установленная электрическая мощность	МВт	565,0	565,0	565,0
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1449,0	1449,0	1449,0
в том числе:				
от турбин	Гкал/ч	1407,0	1407,0	1407,0
от РОУ	Гкал/ч	42,0	42,0	42,0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1038,0	1054,5	1072,3
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	33,7	40,1	39,3
Выработка электроэнергии всего	млн.кВт.ч	1668,0	1984,9	1946,0
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении	млн.кВт.ч	867,3	1012,2	936,7
Выработка электроэнергии в конденсационном режиме	млн.кВт.ч	800,7	972,7	1009,3
Выработка тепловой энергии	тыс. Гкал	2281,3	2748,5	2911,1
Коэффициент теплофикации		1,0	1,0	1,0
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии	г/кВт.ч	365,6	361,2	370,4
Расход электроэнергии на собственные нужды	млн.кВт.ч	248,2	281,7	278,8
то же, в процентах	%	14,9	14,2	14,3
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,0	158,8	160,3

Из предоставленных данных следует, что:

➤расходы электроэнергии на собственные нужды составляют 14-16% для КемГРЭС и НКТЭЦ, и до 25-27,5% – от КемТЭЦ;

➤выработка электроэнергии на тепловом потреблении по годам рассматриваемого периода составляет:

- на КемТЭЦ – 100%;
- на КемГРЭС – 44-59%;
- на НК ТЭЦ – 48-52%.

Почти половина выработки электроэнергии на КемГРЭС и НКТЭЦ осуществляется по конденсационному циклу, что ухудшает удельные расходы топлива на выработку тепловой и электрической энергии.

Число часов использования установленной электрической мощности (таблица 2.3.8-1):

– на КемГРЭС, НКТЭЦ изменяется по годам от 2800 до 4300, что соответствует использованию оборудования преимущественно в «базовом» режиме;

– на КемТЭЦ число часов использования установленной электрической мощности не достигает 2200 часов, что соответствует эксплуатации станции в полупиковом режиме.

2.4.Котельные

На территории города расположено:

- 35 котельных АО «Теплоэнерго»;
- 3 котельных ОАО «СКЭК»;
- 12 котельных ООО «УК «Лесная поляна»;
- 4 котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»;
- более 40 котельных различной ведомственной принадлежности.

Источники тепла АО «Теплоэнерго», ОАО «СКЭК», ООО «УК «Лесная поляна» и ООО «Лесная поляна-Плюс» обеспечивают:

- нагрузки отопления и горячего водоснабжения жилищно-коммунального сектора города;
- технологические нагрузки и нагрузки отопления, вентиляции, горячего водоснабжения промышленных предприятий, расположенных в зонах действия указанных котельных.

Ведомственные (промышленные) котельные обеспечивают:

- нагрузки отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологические нагрузки в паре и горячей воде промышленных предприятий, на балансе которых они находятся.

Котельные делятся:

- по районам города;
- по установленной тепловой мощности (от 50 до 100 Гкал/ч, от 20 до 50 Гкал/ч, от 10 до 20 Гкал/ч, от 3 до 10 Гкал/ч, менее 3 Гкал/ч);
- по ведомственной принадлежности.

Заискитимская водогрейная котельная (ул. Волгоградская, 57) введена в эксплуатацию в 1980 году. В соответствии с письмом ООО «ЗВК» с 2016 г. котельная выведена из эксплуатации (приложение).

Котельные АО «Теплоэнерго»

Суммарная установленная тепловая мощность 35 котельных, расположенных на территории г. Кемерово составляет 188,401 Гкал/ч (таблица 2.4-1)

Теплоснабжение части потребителей жилищно-коммунального сектора города обеспечивают 32 котельные, 15 из которых расположены на Правом берегу р.Томь.

Таблица 2.4-1 – Сводная информация по источникам тепловой энергии г. Кемерово на 2017 г.

№	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Система теплоснабжения	Фактический температурный график
Котельные АО "Теплоэнерго"					
1	Котельная №4	0,327	0,274	закрытая	95/70 срезка 70

2	Котельная №6	1,496	1,4549	закрытая	95/70
3	Котельная №7	0,533	0,4433	закрытая	95/70
4	Котельная №8	0,516	0,4433	закрытая	95/70
5	Котельная №15	0,6	0,1789	закрытая	95/70
6	Котельная №17	0,86	0,3143	закрытая	95/70
7	Котельная №26	5,16	5,9833	закрытая	105/70 срезка 70
8	Котельная №27	70	53,731	открытая	130/70 срезка 65
9	Котельная №31	2,752	1,3981	закрытая	95/70 срезка 65
10	Котельная №34	0,621	0,0483	закрытая	95/70
11	Котельная №35	4,6	5,3891	открытая	95/70 срезка 65
12	Котельная №38	4,263	1,6895	закрытая	95/70
13	Котельная №42	0,327	0,1852	закрытая	95/70
14	Котельная №43	0,74	0,4621	закрытая	95/70 срезка 65
15	Котельная №45	52,5	42,3148	открытая	130/70 срезка 65
16	Котельная №47	0,36	0,1959	закрытая	95/70
17	Котельная №56	0,4	0,1882	закрытая	95/70
18	Котельная №60	0,062	0,0734	закрытая	95/70
19	Котельная №61	0,156	0,1742	закрытая	95/70
20	Котельная №65	1,587	1,6067	закрытая	95/70 срезка 65
21	Котельная №66	0,53	0,2021	закрытая	95/70 срезка 65
22	Котельная №92	1,41	1,1849	открытая	95/70 срезка 65
23	Котельная №96	1,788	1,2059	открытая	95/70 срезка 65
24	Котельная №97	0,86	0,5492	открытая	95/70 срезка 65
25	Котельная №101	3,827	1,0849	открытая	95/70
26	Котельная №102	0,413	0,2061	закрытая	95/70
27	Котельная №103	0,86	0,6596	закрытая	95/70
28	Котельная №110	0,18	0,0959	закрытая	95/70
29	Котельная №112	1,376	1,1461	открытая	95/70 срезка 65
30	Котельная №114	12,123	3,0342	закрытая	95/70 срезка 70
31	Котельная №118	3,182	2,9421	открытая	95/70 срезка 65
32	Котельная №122	0,43	0,1953	закрытая	95/70
33	Котельная №123	12,73	18,4787	открытая	105/70 срезка 65
34	Котельная №141	0,11	0,0643	открытая	95/70
35	Котельная №163	0,722	0,7582	открытая	95/70 срезка 65
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО "Теплоэнерго"		188,401	148,356	—	—
Котельные ОАО "СКЭК"					
36	Котельная №8	80	12,256	открытая	105/70
37	Котельная №9	8,3		открытая	95/70
38	Котельная №10	1,2		закрытая	95/70
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"		89,500	12,256	—	—
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»					
39	Котельная на ул. Молодёжная, 1	0,285			

40	Котельная на ул. Молодёжная, 3	0,285			
41	Котельная на ул. Молодёжная, 5	0,395			
42	Котельная на ул. Молодёжная, 7	0,559			
43	Котельная на ул. Молодёжная, 9	0,482			
44	Котельная на ул. Молодёжная, 11	0,482			
45	Котельная на ул. Молодёжная, 13	0,482			
46	Котельная на ул. Молодёжная, 15	0,963			
47	Котельная на пр-т. Весенний, 3	1,032			
48	Котельная на пр-т. Весенний, 4	1,032			
49	Котельная на пр-т. Весенний, 6	1,789			
50	Котельная на б-р. Осенний 2А	2,4			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «УК «Лесная поляна»		10,186			—
Котельные ООО "Лесная поляна-Плюс"					
51	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	6,364			
52	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3	19,87			
53	Котельная на б-р. Кедровый 2А	6,364			
54	Котельная на пр-т Весенний 7А	3,182			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «Лесная поляна-Плюс»		35,780			—
Прочие муниципальные и ведомственные котельные					
55	ФГКУ Комбинат "Малахит", котельная росрезерва	7,960	6,11		
56	ООО «Мазуровский кирпичный завод»	1,720	1,6		

57	ООО «Империя-МОКС» Хлебо-хавод № 1	5,159	1,827		
58	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОБА»	8,660	4,32		
59	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова				
60	ООО "Кузбасский скарабей"	8,976	7,928		
61	АО "Кемеровский механический завод", Заводский район	16,200	16,2		
62	АО "Кемеровский механический завод", Кировский район 3/1	5,160	5,16		
63	ООО ПО "Токем"	0,000			
64	ПАО "Кокс". Котельная УСТК	70,000	35		
65	ПАО "Кокс". Парокотельная завода	70,000	32		
66	ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС	22,000	14		
67	ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС	87,000	87		
68	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"	2,930	2,82		
69	ООО "Химпром"	70,000			
70	ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная	4,040	2,58		
71	ООО "Кемеровский ДСК", склад ТМЦ	0,040	0,01		
72	ООО "Кемеровский ДСК", БМК	0,880	0,2		
73	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	1,290	1,14		
74	ОАО "ЗЖБИ"				
75	Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза	44,800	15,05		

76	ОАО "КОРМЗ"	5,400	3,4		
77	ОАО "КДВ Кемерово"	7,800	4		
78	ООО "Кемеровский хладокомбинат"				
79	Компания "КМПК"				
80	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	1,540	1,54		
81	ООО "Сибтессервис-1"	0,864	1,1		
82	Сертифицированная автоматическая БКМ 16,8 МВт				95/70
83	АО "Кемеровское ДРСУ"	1,500	0,8		
84	Кемеровский кондитерский комбинат	5,160			
85	Котельная ОСК-1	2,458	1		
86	Котельная НФС-1	1,380	0,5		
87	Котельная НФС-2	5,159	1,64		
88	Котельная ПЦС	0,774	0,5		
89	Котельная ОСК-2	3,267	0,5		
90	Котельная Насосной станция 3-го подъема	0,034	0,03		
91	ЦТП в квартале №11				
92	Здание цех ЖБИ, Участок 15				
93	ОАО "Кемвод" ЦНС котельная	2,070			
94	КАО «Азот» Технологическая котельная 1	57,000	57		
95	КАО «Азот» Технологическая котельная 2	57,000	32,1		
ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных и ведомственных котельных		578,222	337,055	—	—
ИТОГО по теплоснабжающим организациям		904,171	497,0995	—	—

Котельные расположены в отдельно-стоящих зданиях, кроме котельных:

– № 47 – встроенная.

Установленная тепловая мощность только четырёх котельных превышает 10Гкал/ч:

- № 27 (г. Кемерово, Сосновый бульвар, 12) – 70 Гкал/ч,
- № 45 (г. Кемерово, ул. Терешковой, 8) – 52,5 Гкал/ч;
- № 114 (г. Кемерово, б-р Строителей, 65б) – 12,12 Гкал/ч;
- № 123 (г. Кемерово, Южнее комплекса строений № 18 по ул. 2-я Малоплановая) – 12,73 Гкал/ч;
- остальные котельные (31 шт.) имеют установленную мощность менее 10 Гкал/ч (рисунок 2.4-1).

■ менее 3 Гкал/ч ■ от 3 до 10 Гкал/ч
 ■ от 10 до 20 Гкал/ч ■ от 50 до 100 Гкал/ч

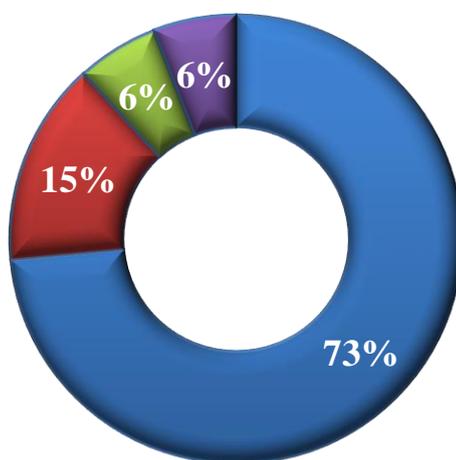


Рисунок 2.4-1 – Распределение котельных АО «Теплоэнерго» по установленной тепловой мощности

В отопительный период котельные обеспечивают нагрузку отопления и горячего водоснабжения в своих зонах действия, в межотопительный период осуществляется переключение потребителей жилищно-коммунального сектора кварталов №№ 11, 11а, 12, 13, 14 Рудничного района от ООО «СГК» на котельные №№ 27 и 45 для обеспечения нагрузки горячего водоснабжения.

Котельные №№ 15 (севернее строения № 151 по ул. Елыкаевская), 17 (юго-восточнее строения 15а по ул. Багратиона), 34 (северо-западнее строения №38 по ул. Черноморская), 42 (северо-западнее жилого дома № 16 по пер. 2-ой Зейский), 43 (севернее строения №47 по ул. 4-я Цветочная), 47 (ул. Бийская, 37), 60 (ул. Муромцева, 2в), 61 (ул. Подстанция 220), 66 (северо-западнее жилого дома № 275 по ул. Греческая деревня), 92 (восточнее строения №2а по ул. Симферопольская), 96 (западнее строения №4 по ул. 2-я Аральская), 97 (пер. Центральный, 17), 102 (южнее здания № 3 по ул. Карачинская), 103 (юго-западнее комплекса строений №1 по ул. Городецкая), 112 (северо-западнее строения №32 ул. Рутгерса), 110 (западнее строения № 17 по ул. Красная горка),

122 (юго-западнее пересечения ул. Баха и ул. Масальская), 141 (северо-западнее здания №42/9 по ул. Зейская) эксплуатируются только в отопительный период.

Котельные введены в эксплуатацию в период с 1956 по 2017 годы, на предприятии с 1993 года постоянно проводятся работы по реконструкции с заменой основного оборудования, самое «старое» оборудование находится в эксплуатации не более 40 лет (котельные №№ 27, 45).

За последние 17 лет (с 2001 года) в эксплуатацию было введено 22 котельных (№№ 4, 6, 7, 8, 26, 31, 42, 56, 61, 92, 76, 97, 102, 103, 110, 112, 114, 118, 141, 163) – для обеспечения потребителей, расположенных в отдаленных изолированных зонах, в т.ч. взамен устаревших источников 16 котельных.

Котельные АО «Теплоэнерго» присутствуют в пяти административных районах г. Кемерово: Заводском, Ленинском, Кировском, Рудничном и Центральном (таблица 2.4-2). Необходимо отметить, что, например, котельные №№ 4, 6, 7, 8 – располагаются в жилом районе «Лесная Поляна», однако в соответствии с административным делением, ЖР «Лесная Поляна» относится к Рудничному району г. Кемерово. Аналогичный подход был применён к котельным, расположенным в ЖР Ягуновский и Пионер (относятся к Заводскому району), и ЖР Кедровка и Промышленновский (относятся к Рудничному району).

Таблица 2.4-2 – Территориальная принадлежность котельных АО "Теплоэнерго" к административным районам г. Кемерово

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Административный район
1	Котельная №4	г. Кемерово, пр. В.В. Михайлова, 7	Рудничный
2	Котельная №6	г. Кемерово, ул. Щегловская, 2	Рудничный
3	Котельная №7	г. Кемерово, ул. Щегловская, 30	Рудничный
4	Котельная №8	г. Кемерово, Осенний бульвар, 4а	Рудничный
5	Котельная №15	г. Кемерово, Северное строения № 151 по ул. Елыкаевская	Рудничный
6	Котельная №17	г. Кемерово, Юго-восточное строения № 15а по ул. Багратиона	Рудничный
7	Котельная №26	г. Кемерово, Северное комплекса строений № 26 по ул. Соборная	Центральный
8	Котельная №27	г. Кемерово, Сосновый бульвар, 12	Рудничный
9	Котельная №31	г. Кемерово, ул. Вахрушева, 6	Рудничный
10	Котельная №34	г. Кемерово, Северо-западнее строения № 38 по ул. Черноморская	Рудничный
11	Котельная №35	г. Кемерово, ул. Антипова, 2/3	Рудничный
12	Котельная №38	г. Кемерово, ул. Авроры, 16	Рудничный
13	Котельная №42	г. Кемерово, Северо-западнее жилого дома № 16 по пер. 2-ой Зейский	Заводский
14	Котельная №43	г. Кемерово, Северное строения № 47 по ул. 4-я Цветочная	Заводский
15	Котельная №45	г. Кемерово, ул. Терешковой, 8	Рудничный
16	Котельная №47	г. Кемерово, ул. Бийская, 37	Заводский
17	Котельная №56	г. Кемерово, Западнее жилого дома № 23 по ул. Пригородная	Заводский
18	Котельная №60	г. Кемерово, ул. Муромцева, 2в	Заводский
19	Котельная №61	г. Кемерово, ул. Подстанция 220	Заводский

20	Котельная №65	г. Кемерово, ул. Греческая деревня, 157б	Рудничный
21	Котельная №66	г. Кемерово, Северо-западнее жилого дома № 275 по ул. Греческая деревня	Рудничный
22	Котельная №92	г. Кемерово, Восточнее строения № 2а по ул. Симферопольская	Заводский
23	Котельная №96	г. Кемерово, Западнее строения № 4 по ул. 2-я Аральская	Заводский
24	Котельная №97	г. Кемерово, пер. Центральный, 17	Заводский
25	Котельная №101	г. Кемерово, ул. Шахтерская, 3а	Рудничный
26	Котельная №102	г. Кемерово, Южнее здания № 3 по ул. Карачинская	Рудничный
27	Котельная №103	г. Кемерово, Юго-западнее комплекса строений № 1 по ул. Городецкая	Рудничный
28	Котельная №110	г. Кемерово, Западнее строения № 17 по ул. Красная горка	Рудничный
29	Котельная №112	г. Кемерово, Северо-западнее строения № 32 ул. Рутгерса	Рудничный
30	Котельная №114	г. Кемерово, б-р Строителей, 65б	Ленинский
31	Котельная №118	г. Кемерово, Юго-западнее здания № 10а по ул. Суворова	Рудничный
32	Котельная №122	г. Кемерово, Юго-западнее пересечения ул. Баха и ул. Масальская	Заводский
33	Котельная №123	г. Кемерово, Южнее комплекса строений № 18 по ул. 2-я Малоплановая	Заводский
34	Котельная №141	г. Кемерово, Северо-западнее здания № 42/9 по ул. Зейская	Заводский
35	Котельная №163	г. Кемерово, ул. Энтузиастов, 1а	Заводский

Наибольшее количество котельных АО «Теплоэнерго» сосредоточено в Рудничном районе (рисунок 2.4-2). На этот же район приходится и до 80% от суммарной тепловой установленной тепловой мощности котельных АО «Теплоэнерго», расположенных в г. Кемерово.

В качестве справочных данных необходимо привести информацию о котельных АО «Теплоэнерго», расположенных в Кемеровском (4 котельные) и Топкинском (1 котельная) районах Кемеровской области. Данное обстоятельство обусловлено котловым методом расчёта тарифа на тепловую энергию (производство и передача), в который входят технико-экономические показатели 31-ой котельной, расположенных в г. Кемерово и 5 котельных, расположенных в Кемеровской области в вышеназванных районах:

- котельная № 19 (Кемеровский район, с. Верхотомское, ул. Школьная, 20а);
- котельная № 24 (Кемеровский район, 0,2 км севернее д. Журавлево);
- котельная № 25 (Кемеровская обл., Пригородный лесхоз, ГЛД «Старочервовская», в 1414 м, северо-западнее д. Ляпки);
- котельная № 54 (Топкинский район, о/л «Солнечный»);
- котельная № 158 (Кемеровский район, п. Металлплощадка, ул. 3-я Рабочая, 18д).

■ Заводский ■ Ленинский ■ Рудничный ■ Центральный

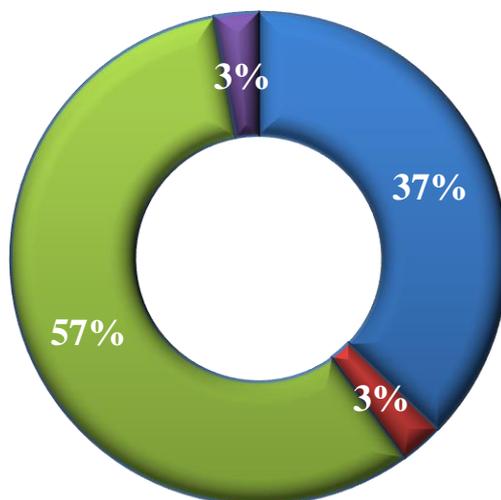


Рисунок 2.4-2 – Распределение котельных АО «Теплоэнерго» по административным районам г. Кемерово

■ Заводский ■ Ленинский ■ Рудничный ■ Центральный

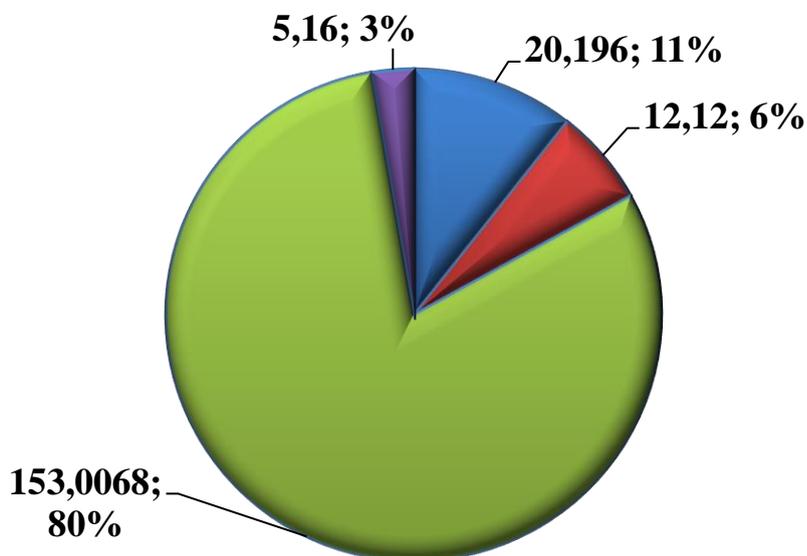


Рисунок 2.4-3 – Распределение котельных АО «Теплоэнерго» по административным районам г. Кемерово в разрезе установленной тепловой мощности, Гкал/ч

2.4.1. Состав и технические характеристики основного оборудования

Котельные АО «Теплоэнерго»

В основном, на котельных установлены котлы различной производительности как водогрейные, так и паровые: ДКВР, КВТС, КВГМ, ДЕ, КВЗП, КВ, КВр, НПС, СРА, Карборобот, КП, Samaras, Bosch, ЭПО Турботерм, Vissmann, BuderusLogano.

Использование паровых котлов для обеспечения теплотребности в горячей воде неэффективно и отрицательно влияет на себестоимость производимого тепла.

Состав основного оборудования котельных АО «Теплоэнерго» с указанием установленной тепловой мощности приведен в таблице 2.4.1.

Котельные ОАО «СКЭК»

Котельные №№ 8, 9, 10 ОАО «СКЭК» расположены в ЖРКедровка, Промышленновский и ст. Новые Латыши соответственно.

Состав основного оборудования котельных, года установки, присоединенные нагрузки приведены в таблице 2.4.1.

Котельные ООО «УК «Лесная поляна»

Все котельные ООО «УК «Лесная поляна» предназначены для теплоснабжения потребителей в ЖР «Лесная Поляна» и являются либовстроенными, либо пристроенными (таблица 2.4.1).

Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»

Все котельные ООО «Лесная поляна-Плюс» расположены в ЖР «Лесная Поляна» и предназначены для теплоснабжения индивидуальных или многоквартирных домов. Тариф на регулируемый вид деятельности получен только отдельной котельной на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная. Остальные котельные пристроены к жилым зданиям. Основным видом топлива – природный газ (таблица 2.4.1).

Ведомственные котельные

Теплоснабжение потребителей города осуществляется, в том числе, от более 40 промышленных и ведомственных котельных, из которых как минимум две промышленные котельные – ОАО «Кемвод» ЦНС, ФГКУ Комбинат «Малахит» Росрезерва (таблица 2.4.1), обеспечивают теплотребность жилищно-коммунального сектора.

На перспективу не планируется отключение потребителей жилищно-коммунального сектора от указанных котельных.

Таблица 2.4.1 – Состав котельного оборудования источников теплоснабжения

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
				Основное	Резервное				
Котельные АО "Теплоэнерго"									
Котельная №4	Buderus Logano SK 655-190	водяной	2016	газ	дизельное топливо	0,163	2928	1	1
	Buderus Logano SK 655-190	водяной	2016	газ	дизельное топливо	0,163	2928	1	
Котельная №6	Buderus Logano SK725-870	водяной	2009	газ	дизельное топливо	0,748	33696	8	8
	Buderus Logano SK725-870	водяной	2009	газ	дизельное топливо	0,748	33696	8	
Котельная №7	Buderus Logano SK625-310	водяной	2009	газ		0,266	33696	8	8
	Buderus Logano SK625-310	водяной	2009	газ	дизельное топливо	0,266	33696	8	
Котельная №8	Buderus Logano SK645-300	водяной	2011	газ	дизельное топливо	0,258	25272	6	6
	Buderus Logano SK645-300	водяной	2011	газ	дизельное топливо	0,258	25272	6	
Котельная №15	KB-0,3	водяной	2006	уголь марки Д		0,300	31944	11	9
	KB-0,3	водяной	2006	уголь марки Д		0,300	31944	11	
Котельная №17	KBp-0,6	водяной	2011	уголь марки Д		0,520	12960	6	5
	KBp-0,4	водяной	2011	уголь марки Д		0,340	17568	6	
Котельная №26	Турботерм-КВа-2,0	водяной	2011	газ		1,720	23460	6	6
	Турботерм-КВа-2,0	водяной	2011	газ	дизельное топливо	1,720	23460	6	
	Турботерм-КВа-2,0	водяной	2011	газ	дизельное топливо	1,720	23460	6	

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, кВт	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
				газ	дизельное топливо				
Котельная №27	КВГМ - 30	водяной	1996	газ	дизельное топливо	30,000	60480	21	30
	КВТС - 20	водяной	1980	газ		20,000	121212	37	
	КВТС - 20	водяной	1982	газ		20,000	114660	35	
Котельная №31	Турботерм 1600	водяной	2008	газ	дизельное топливо	1,376	37908	9	9
	Турботерм 1600	водяной	2008	газ	дизельное топливо	1,376	37908	9	
Котельная №34	НРСр	водяной	1994	уголь марки Д		0,270	92928	23	15
	Карборобот 40	водяной	2010	уголь марки Д		0,034	20664	7	
	Карборобот 80	водяной	2011	уголь марки Д		0,068	17424	6	
	Карборобот 140	водяной	2014	уголь марки Д		0,120	2232	3	
Котельная №35	КВЗП - Г - 1,25	водяной	2008	газ	уголь	1,075	25272	9	8
	КВЗП - Г - 1,25	водяной	2002	газ	уголь	1,075	42120	15	
	КВЗП - Г - 1,25	водяной	2002	газ	уголь	1,075	42120	15	
	КВ - 0,35	водяной	2002	газ	уголь	0,300	35340	15	
	КВЗП - Г - 1,25	водяной	2002	газ	уголь	1,075	29670	15	
Котельная №38	НРСр	водяной	1990	газ	уголь	0,500	20088	27	21
	НРСб	водяной	1990	газ	уголь	0,600	97848	27	
	КВГ-1	водяной	1995	газ	уголь	1,000	47520	22	
	Е1/9	водяной	1988	газ	уголь	0,600	36000	29	
	Е1/9	водяной	1990	газ	уголь	0,600	33120	27	
	Paromat Simplex PS 112	водяной	2013	газ		0,963	24864	4	
Котельная №42	Buderus Logano SK 645-190	водяной	2013	газ		0,163	11712	4	4

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, кВт	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
	Buderus Logano SK 645-190	водяной	2013	газ	дизельное топливо	0,163	11712	4	
Котельная №43	КВр-0,4	водяной	2012	уголь марки ССр		0,340	12790	5	5
	КВр-0,46	водяной	2012	уголь марки ССр		0,400	20040	5	
Котельная №45	ДКВР 10/13	водяной	1985	газ		9,000	77749	32	26
	ДКВР 10/13	водяной	1994	газ		9,000	55882	23	
	ДКВР 10/13	водяной	1989	газ		6,500	68031	28	
	ДЕ 25/14	водяной	1993	газ	дизельное топливо	14,000	27384	24	
	ДЕ 25/14	водяной	1993	газ	дизельное топливо	14,000	27384	24	
Котельная №47	КВ-0,2	водяной	2004	уголь марки ССр		0,180	38064	13	13
	КВ-0,2	водяной	2004	уголь марки ССр		0,180	38064	13	
Котельная №56	СРА-200	водяной	2010	0	дизельное топливо	0,200	29400	7	6
	СРА-200	водяной	2013	газ	дизельное топливо	0,200	16800	4	
Котельная №60	ЭПО-36	водяной	2006	электричество		0,031	32208	11	11
	ЭПО-36	водяной	2006	электричество		0,031	32208	11	
Котельная №61	Vitoplex 200 Tun SX2A-150	водяной	2017	газ		0,129	0	0	0
	Vitoplex 200 Tun SX2A-150	водяной	2017	газ	дизельное топливо	0,129	0	0	
Котельная №65	Viessmann Vitoplex 200	водяной	2010	газ	-	0,946	40656	7	13
	Viessmann PS057	водяной	1994	газ	-	0,495	60168	23	
	Viessmann PS	водяной	1994	дизельное топливо	-	0,146	0	23	

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
Котельная №66	Viessmann PS046	водяной	1994	газ		0,396	133584	23	18
	Samaras	водяной	2012	дизельное топливо		0,060	0	5	
	Samaras	водяной	2012	газ		0,074	14520	5	
Котельная №92	Buderus Logano SK 755-820	водяной	2015	газ		0,705	5856	2	2
	Buderus Logano SK 755-820	водяной	2015	газ	дизельное топливо	0,705	5856	2	
Котельная №96	Buderus Logano SK 755-1040	водяной	2015	газ		0,894	5856	2	2
	Buderus Logano SK 755-1040	водяной	2015	газ	дизельное топливо	0,894	5856	2	
Котельная №97	Турботерм Стандарт-500	водяной	2016	газ		0,430	2928	1	1
	Турботерм Стандарт-500	водяной	2016	газ	дизельное топливо	0,430	2928	1	
Котельная №101	KB3П-Г-1	водяной	1999	газ	уголь	1,075	84240	18	10
	Buderus Logano SK725	водяной	2009	газ		1,376	29376	8	
	Buderus Logano SK725	водяной	2011	газ	дизельное топливо	1,376	22032	6	
Котельная №102	Buderus Logano GE 515-240	водяной	2014	газ		0,206	8784	3	3
	Buderus Logano GE 515-240	водяной	2014	газ	дизельное топливо	0,206	8784	3	
Котельная №103	Buderus Logano	водяной	2012	газ	дизельное топливо	0,430	14640	5	5

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, кВт	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
	SK645-500								
	Buderus Logano SK645-500	водяной	2012	газ		0,430	14640	5	
Котельная №110	Buderus Logano GE 315-105	водяной	2011	газ	дизельное топливо	0,090	17568	6	6
	Buderus Logano GE 315-105	водяной	2011	газ		0,090	17568	6	
Котельная №112	Турботерм 800	водяной	2005	газ		0,688	35136	12	12
	Турботерм 800	водяной	2005	газ	дизельное топливо	0,688	35136	12	
Котельная №114	Bosch Unimat UT-L34/5200	водяной	2016	газ	дизельное топливо	4,471	204	1	1
	Bosch Unimat UT-L34/5200	водяной	2016	газ		4,471	204	1	
	Bosch Unimat UT-L28/3700	водяной	2016	газ		3,181	8016	1	
Котельная №118	Buderus Logano SK 745-1850	водяной	2011	газ		1,591	25272	6	6
	Buderus Logano SK 745-1850	водяной	2011	газ	дизельное топливо	1,591	25272	6	
Котельная №122	Buderus Logano SK 645-250	водяной	2014	газ		0,215	8784	3	3
	Buderus Logano SK 645-250	водяной	2014	газ	дизельное топливо	0,215	8784	3	
Котельная №123	Турботерм-Гарант-КВа-5,0	водяной	2012	газ	дизельное топливо	4,300	14640	5	5

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
	Турботерм-Гарант-КВа-5,0	водяной	2012	газ	дизельное топливо	4,300	14640	5	
	Турботерм-1600	водяной	2012	газ		1,376	9223	5	
	Турботерм-1600	водяной	2012	газ		1,376	9223	5	
	Турботерм-1600	водяной	2012	газ		1,376	9223	5	
Котельная №141	Buderus Logano G215 WS-64	водяной	2013	газ		0,055	11712	4	4
	Buderus Logano G215 WS-64	водяной	2013	газ	дизельное топливо	0,055	11712	4	
Котельная №163	Buderus Logano SK 645-420	водяной	2014	газ		0,361	12636	3	3
	Buderus Logano SK 645-420	водяной	2014	газ	дизельное топливо	0,361	12636	3	
Котельные ОАО "СКЭК"									
Котельная №8	КВТС - 20-150		1989			80,000		28	28
	КВТС - 20-150		1989					28	
	КВТС - 20-150		1990					27	
	КВТС - 20-150		1990					27	
Котельная №9	КВ-1,8 ШпВТ	водяной	2008	уголь		1,550		9	10
	КВ-1,8 ШпВТ	водяной	2008	уголь		1,550		9	
	КВ-1,8 ШпВТ	водяной	2008	уголь		1,550		9	
	КВМ-2,5 КБ	водяной	2008	уголь		2,150		9	
	КВМ-2,5 КБ	водяной	2002	уголь		2,150		15	

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
Котельная №10	КВр-0,4	водяной	2010			0,350		7	7
	КВр-0,4	водяной	2010			0,350		7	
	КВр-0,6	водяной	2010	уголь		0,520		7	
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»									
Котельная на ул. Молодёжная, 1	Logano SK-425/150		2007			0,285			
	Logano SK-425/150								
	Северянин-150								
	Северянин-150								
Котельная на ул. Молодёжная, 3	Logano SK-425/150		2007			0,285			
	Logano SK-425/150								
	Северянин-150								
	Северянин-150								
Котельная на ул. Молодёжная, 5	Logano SK-625/230		2007			0,395			
	Logano SK-625/230								
	Северянин-150								
	Северянин-150								
Котельная на ул. Молодёжная, 7	Logano SK-635/325		2008			0,559			
	Logano SK-635/325								
	Северянин-150								
	Северянин-150								
Котельная на ул.	Logano SK-		2008			0,482			

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет	
Молодёжная, 9	635/325									
	Logano SK-635/325									
	Северянин-150									
	Северянин-150									
Котельная на ул. Молодёжная, 11	Logano SK-425/180		2008			0,482				
	Logano SK-635/325									
	Северянин-150									
	Северянин-150									
Котельная на ул. Молодёжная, 13	Logano SK-425/180		2008			0,482				
	Logano SK-635/325									
	Северянин-150									
	Северянин-150									
Котельная на ул. Молодёжная, 15	Logano SK-635/280		2008			0,963				
	Logano SK-635/280									
	Logano SK-635/280									
	Logano SK-635/280									
	Северянин-150									
	Северянин-150									
Котельная на пр-т. Весенний, 3						1,032				

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
Котельная на пр-т. Весенний, 4						1,032			
Котельная на пр-т. Весенний, 6						1,789			
Котельная на б-р. Осенний 2А						2,4			
Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»									
Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	Logano S 825 L		2011			6,364			
Котельная Лесная поляна, микрорайон №3						19,87			
Котельная на б-р. Кедровый 2А						6,364			
Котельная на пр-т Весенний 7А						3,182			
Прочие муниципальные и ведомственные котельные									
ФГКУ Комбинат "Малахит", котельная росрезерва	ICI AX600 (технол)	паровой	2007	газ		7,96		10	9
	Термотехник ТТ100	водяной	2007	газ				10	
	Термотехник ТТ100	водяной	2008	газ				9	
	Термотехник ТТ100	водяной	2010	газ	дизельное топливо			7	
	Термотехник ТТ100	водяной	2010	газ				7	
ООО «Мазуровский кирпичный завод»						1,72			

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
ООО «Империя-МОКС» Хлебохавод № 1						5,159			
ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»						8,66			
Крестьянское хозяйство А.П. Волкова									
ООО "Кузбасский скарабей"						8,976			
АО "Кемеровский механический завод", Заводский район						16,2			
АО "Кемеровский механический завод", Кировский район 3/1						5,16			
ООО ПО "Токем"									
ПАО "Кокс". Котельная УСТК						70,000			
ПАО "Кокс". Парокотельная завода						70,000			
ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС						22,000			
ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС						87,000			

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"						2,93			
ООО "Химпром"						70			
ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная						4,04			
ООО "Кемеровский ДСК", склад ТМЦ						0,04			
ООО "Кемеровский ДСК", БМК						0,88			
ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	SIXEN 4000 - по пару 4 т/ч, ТТ100-1500 - по воде 1,14 Гкал/ч					1,29			
ОАО "ЗЖБИ"									
Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза	ДКВР	паровой		газ		11,2			
	ДКВР	паровой		газ		11,2			
	ДКВР	паровой		газ		11,2			
	ДКВР	паровой		газ		11,2			
ОАО "КОРМЗ"						5,4			
ОАО "КДВ Кемерово"						7,8			
ООО "Кемеровский хладокомбинат"									
Компания "КМПК"									

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"						1,54			
ООО "Сибтессервис-1"						0,864			
Сертифицированная автоматическая БКМ 16,8 МВт			2016	газ				1	1
			2016	газ				1	
АО "Кемеровское ДРСУ"	КВР-0,7		2015	уголь		1,5		2	1
	КВР-0,8		2017	уголь				0	
Кемеровский кондитерский комбинат	Biasi RCH-3000		2009	газ		5,16		8	8
Котельная ОСК-1	КВа-1,5	водяной		газ		1,290			
	КВа-1,5	водяной		газ		1,290			
Котельная НФС-1	КВр-0,8	водяной		уголь		0,69			
	КВр-0,8	водяной		уголь		0,69			
	КВр-0,8	водяной		уголь		0,69			
Котельная НФС-2	КВр-0,6КБ	водяной		газ		1,032			
	КВр-0,6КБ	водяной		газ		1,032			
	КВр-0,6КБ	водяной		газ		1,032			
	КВр-0,6КБ	водяной		газ		1,032			
	КВр-0,6КБ	водяной		уголь		1,032			
Котельная ПЦС	Терморобот ТР 300	водяной		уголь		0,258			
	Терморобот ТР 301	водяной		уголь		0,258			
	Терморобот ТР 302	водяной		уголь		0,258			
Котельная ОСК-2	КСВ-1,86	водяной		газ		1,599			
	КСВ-1,86	водяной		газ		1,599			

№ котельной	Марка котла	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива		Установленная мощность, Гкал/ч	Наработка с начала эксплуатации, ч	Срок службы, лет	Средневзвешенный срок службы, лет
Котельная Насосной станция 3-го подъема	Терморобот 40	водяной		уголь		0,034			
ЦТП в квартале №11									
Здание цех ЖБИ, Участок 15									
ОАО "Кемвод" ЦНС котельная						2,07			
КАО «Азот» Технологическая котельная 1		паровой							
КАО «Азот» Технологическая котельная 2		паровой							

2.4.2. Установленная тепловая мощность оборудования котельных

Суммарная установленная тепловая мощность 95 котельных города (таблица 2.4.2), обеспечивающих нагрузки жилищно-коммунального сектора и технологические нагрузки промышленных предприятий, составляет 904,171 Гкал/ч, в том числе:

- котельные АО «Теплоэнерго» – 188,401 Гкал/ч;
- котельные ОАО «СКЭК» - 89,5 Гкал/ч;
- котельные ООО «УК «Лесная поляна» – 10,186 Гкал/ч;
- котельные ООО «Лесная поляна-Плюс» – 35,78 Гкал/ч
- прочие муниципальные и ведомственные котельные – 578,222 Гкал/ч.

Вклады в установленную тепловую мощность котельных различной ведомственной принадлежности показаны на рисунке 2.4.2.

Таблица 2.4.2 – Сведения о располагаемой мощности теплоисточников, объемах потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды теплоисточников и параметрах тепловой мощности «нетто»

№ п/п	Наименование теплоисточника	Характеристики основного оборудования					
		установленная мощность, Гкал/ч	располагаемая мощность, Гкал/ч	собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	собственные и хозяйственные нужды, Гкал/год	собственные и хоз. нужды, % от нагрузки на коллекторах	ограничения мощности, %
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "СГК"							
1	Кемеровская ГРЭС	1540	1540	44,8		3,82	0
2	Кемеровская ТЭЦ	749	749	21,8		7,93	0
3	Ново-Кемеровская ТЭЦ	1449	1449	42,2		3,93	0
ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки ООО «СГК»		3738	3738	108,7758			
Котельные АО "Теплоэнерго"							
4	Котельная №4	0,327	0,327	0,0010	8,525	0,40	0
5	Котельная №6	1,496	1,496	0,0022	18,222	0,17	0

6	Котельная №7	0,533	0,533	0,0011	9,241	0,31	0
7	Котельная №8	0,516	0,516	0,0011	8,967	0,30	0
8	Котельная №15	0,6	0,6	0,0035	20,665	1,97	0
9	Котельная №17	0,86	0,86	0,0043	24,991	1,51	0
10	Котельная №26	5,16	5,16	0,0127	106,895	0,28	0
11	Котельная №27	70	70	0,2784	2031,502	0,61	0
12	Котельная №31	2,752	2,752	0,0044	37,452	0,37	0
13	Котельная №34	0,621	0,621	0,0031	17,914	6,71	0
14	Котельная №35	4,6	4,6	0,0226	190,58	0,52	0
15	Котельная №38	4,263	4,263	0,0078	65,697	0,56	0
16	Котельная №42	0,327	0,327	0,0010	5,58	0,51	0
17	Котельная №43	0,74	0,74	0,0055	32,067	1,35	0
18	Котельная №45	52,5	52,5	0,3913	2863,995	1,09	0
19	Котельная №47	0,36	0,36	0,0021	12,362	1,08	0
20	Котельная №56	0,4	0,4	0,0006	5,113	0,36	0
21	Котельная №60	0,062	0,062	0,0009	5,07598	1,18	0
22	Котельная №61	0,156	0,156	0,0009	5,263	0,52	0
23	Котельная №65	1,587	1,587	0,0020	16,813	0,21	0
24	Котельная №66	0,53	0,53	0,0005	3,09	0,26	0
25	Котельная №92	1,41	1,41	0,0046	26,833	0,47	0
26	Котельная №96	1,788	1,788	0,0044	26,053	0,40	0
27	Котельная №97	0,86	0,86	0,0029	16,942	0,55	0
28	Котельная №101	3,827	3,827	0,0057	47,834	1,27	0
29	Котельная №102	0,413	0,413	0,0009	5,308	0,44	0
30	Котельная №103	0,86	0,86	0,0020	11,741	0,33	0
31	Котельная №110	0,18	0,18	0,0005	2,859	0,51	0
32	Котельная №112	1,376	1,376	0,0032	18,917	0,30	0
33	Котельная №114	12,123	12,123	0,0044	36,832	0,20	0
34	Котельная №118	3,182	3,182	0,0054	45,834	0,24	0
35	Котельная №122	0,43	0,43	0,0009	4,991	0,44	0
36	Котельная №123	12,73	12,73	0,0303	255,154	0,20	0
37	Котельная №141	0,11	0,11	0,0005	2,685	0,72	0
38	Котельная №163	0,722	0,722	0,0027	15,624	0,56	0
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО "Теплоэнерго"		188,401	188,401	0,815	6007,6		
Котельные ОАО "СКЭК"							
39	Котельная №8	80	77,600	2,400		4,27	0
40	Котельная №9	8,3	8,051	0,249		3,65	0
41	Котельная №10	1,2	1,164	0,036		5,53	0
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"		89,5	86,815	2,685			
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»							
42	Котельная на ул. Молодёжная, 1	0,285	0,276	0,009			0
43	Котельная на ул. Молодёжная, 3	0,285	0,276	0,009			0

44	Котельная на ул. Молодёжная, 5	0,395	0,383	0,012			0
45	Котельная на ул. Молодёжная, 7	0,559	0,542	0,017			0
46	Котельная на ул. Молодёжная, 9	0,482	0,468	0,014			0
47	Котельная на ул. Молодёжная, 11	0,482	0,468	0,014			0
48	Котельная на ул. Молодёжная, 13	0,482	0,468	0,014			0
49	Котельная на ул. Молодёжная, 15	0,963	0,934	0,029			0
50	Котельная на пр-г. Весенний, 3	1,032	1,001	0,031			0
51	Котельная на пр-г. Весенний, 4	1,032	1,001	0,031			0
52	Котельная на пр-г. Весенний, 6	1,789	1,735	0,054			0
53	Котельная на б-р. Осенний 2А	2,4	2,328	0,072			0
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «УК «Лесная поляна»		10,186	9,880	0,306			
Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»							
54	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	6,364	6,173	0,191			0
55	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3	19,87	19,274	0,596			0
56	Котельная на б-р. Кедровый 2А	6,364	6,173	0,191			0
57	Котельная на пр-г Весенний 7А	3,182	3,087	0,095			0
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «Лесная поляна-Плюс»		35,78	34,707	1,073			
Прочие муниципальные и ведомственные котельные							
58	ФГКУ комбинат «Малахит» Росрезерва»	7,960	7,721	0,239		3,91	0

59	ООО «Мазуровский кирпичный завод»	1,720	1,700	0,020		1,25	0
60	ООО «Империя-МОКС» Хлебохавод № 1	5,159	5,004	0,155		8,47	0
61	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СО-ВА»	8,660	8,650	0,010		0,23	0
62	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова	0,000	0,000	0,000			0
63	ООО "Кузбасский скарабей"	8,976	8,707	0,269		3,40	0
64	АО "Кемеровский механический завод", Заводский район	16,200	15,714	0,486		3,00	0
65	АО "Кемеровский механический завод", Кировский район 3/1	5,160	5,005	0,155		3,00	0
66	ООО ПО "Токем"	0,000	0,000	0,000			0
67	ПАО "Кокс". Котельная УСТК	70,000	67,900	2,100		6,00	0
68	ПАО "Кокс". Парокотельная завода	70,000	67,900	2,100		6,56	0
69	ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС	22,000	21,340	0,660		4,71	0
70	ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС	87,000	84,390	2,610		3,00	0
71	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"	2,930	2,780	0,150		5,32	0
72	ООО "Химпром"	70,000	65,900	4,100			0
73	ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная	4,040	2,350	1,690		65,50	0
74	ООО "Кемеровский ДСК", склад ТМЦ	0,040	0,039	0,001		12,00	0
75	ООО "Кемеровский ДСК", БМК	0,880	0,854	0,026		13,20	0
76	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	1,290	1,251	0,039		3,39	0

77	ОАО "ЗЖБИ"	0,000	0,000	0,000			0
78	Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза	44,800	43,990	0,810		5,38	0
79	ОАО "КОРМЗ"	5,400	2,000	3,400		100,00	0
80	ОАО "КДВ Кемерово"	7,800	7,800	0,000		0,00	0
81	ООО "Кемеровский хладокомбинат"	0,000	0,000	0,000			0
82	Компания "КМПК"	0,000	0,000	0,000			0
83	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	1,540	1,540	0,000		0,00	0
84	ООО "Сибтессервис-1"	0,864	0,838	0,026		2,36	0
85	Сертифицированная автоматическая БКМ 16,8 МВт	0,000	0,000	0,000			0
86	АО "Кемеровское ДРСУ"	1,500	1,455	0,045		5,63	0
87	Кемеровский кондитерский комбинат	5,160	5,005	0,155			0
88	Котельная ОСК-1	2,458	2,433	0,025		2,46	0
89	Котельная НФС-1	1,380	1,366	0,014		2,76	0
90	Котельная НФС-2	5,159	5,107	0,052		3,15	0
91	Котельная ПЦС	0,774	0,766	0,008		1,55	0
92	Котельная ОСК-2	3,267	3,169	0,098		19,60	0
93	Котельная Насосной станция 3-го подъема	0,034	0,034	0,000		0,00	0
94	ЦТП в квартале №11	0,000	0,000	0,000			0
95	Здание цех ЖБИ, Участок 15	0,000	0,000	0,000			0
96	ОАО "Кемвод" ЦНС котельная	2,070	1,970	0,100			0
97	КАО «Азот» Технологическая котельная 1	57,000	55,290	1,710			0

98	КАО «Азот» Технологическая котельная 2	57,000	55,290	1,710			0
ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных и ведомственных котельных		578,222	555,260	22,961			
ИТОГО по теплоснабжающим организациям		4640,089	4613,0634	136,61638			

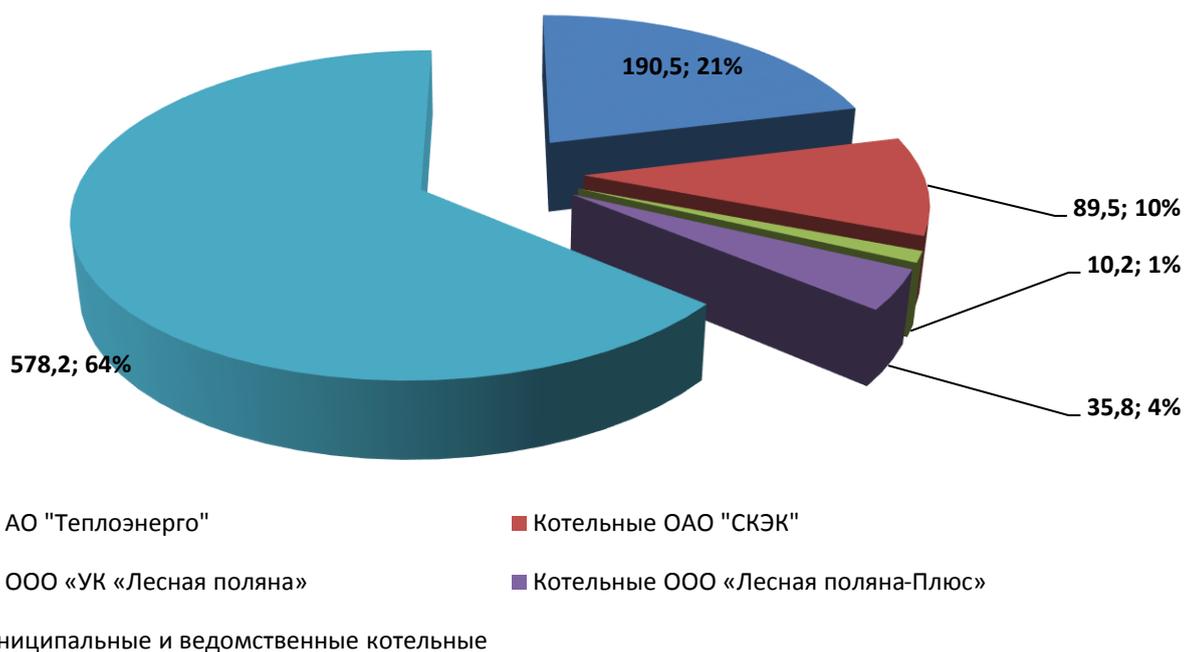


Рисунок 2.4.2 – Распределение установленной тепловой мощности по котельным г. Кемерово

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

По данным АО «Теплоэнерго» и ОАО «СКЭК», ограничений тепловой мощности на котельном оборудовании нет.

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации основного оборудования котельных не выдавались.

Величина потребления тепловой мощности на собственные нужды каждой из рассматриваемых котельных различна.

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

- вида сжигаемого на теплоисточнике топлива – природный газ, мазут, уголь;
- срока эксплуатации котельного оборудования;
- вида теплоносителя – пар, горячая вода.

В общем случае, нормативная величина собственных нужд котельной варьируется от 2% до 5%. Фактически величина собственных нужд может быть значительно больше.

В таблице 2.4.2 приведены данные по ограничению и значениям тепловой мощности, величине собственных нужд котельных на выработку тепловой энергии.

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

Котельные введены в эксплуатацию в период с 1956 по 2017 годы (таблица 2.4.1), на предприятиях постоянно осуществляются мероприятия по замене основного оборудования, выработавшего свой ресурс. Основное оборудование котельных находится в эксплуатации не более 40 лет.

Решения о необходимости проведения капитального ремонта принимаются на основании технических освидетельствований и диагностики.

Год ввода в эксплуатацию, наработка с начала эксплуатации по котельному оборудованию представлена в таблице 2.4.1.

2.4.5. Схемы выдачи тепловой мощности котельных

По своему назначению котельные делятся на:

- отопительные, предназначенные для теплоснабжения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения жилых, общественных и других зданий;
- производственные, обеспечивающие паром и горячей водой технологические процессы промышленных предприятий;
- производственно-отопительные, обеспечивающие паром и горячей водой различных потребителей.

В зависимости от вида вырабатываемого теплоносителя котельные делятся на водогрейные, паровые и паро-водогрейные.

Котельная представляет собой комплекс, состоящий из технологически связанных элементов – котла (котлов) и оборудования, включающего следующие устройства:

- подачи и сжигания топлива;
- очистки, химической подготовки и деаэрации 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, питательные для подачи воды в паровые котлы, рециркуляционные (подмешивающие);
- баки питательные, конденсационные,
- баки-аккумуляторы горячей воды;
- дутьевые вентиляторы и воздушный тракт; дымососы, газовый тракт и дымовую трубу;
- устройства вентиляции;
- системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива; тепловой щит или пульт управления.

Тепловая схема котельной определяется, исходя из требуемых начальных условий:

- вида вырабатываемого теплоносителя;
- схемы тепловых сетей, связывающих котельную с потребителями пара или горячей воды;
- качества исходной воды.

Схема тепловой сети определяет производительность оборудования водоподготовки, а также необходимые объемы баков-аккумуляторов.

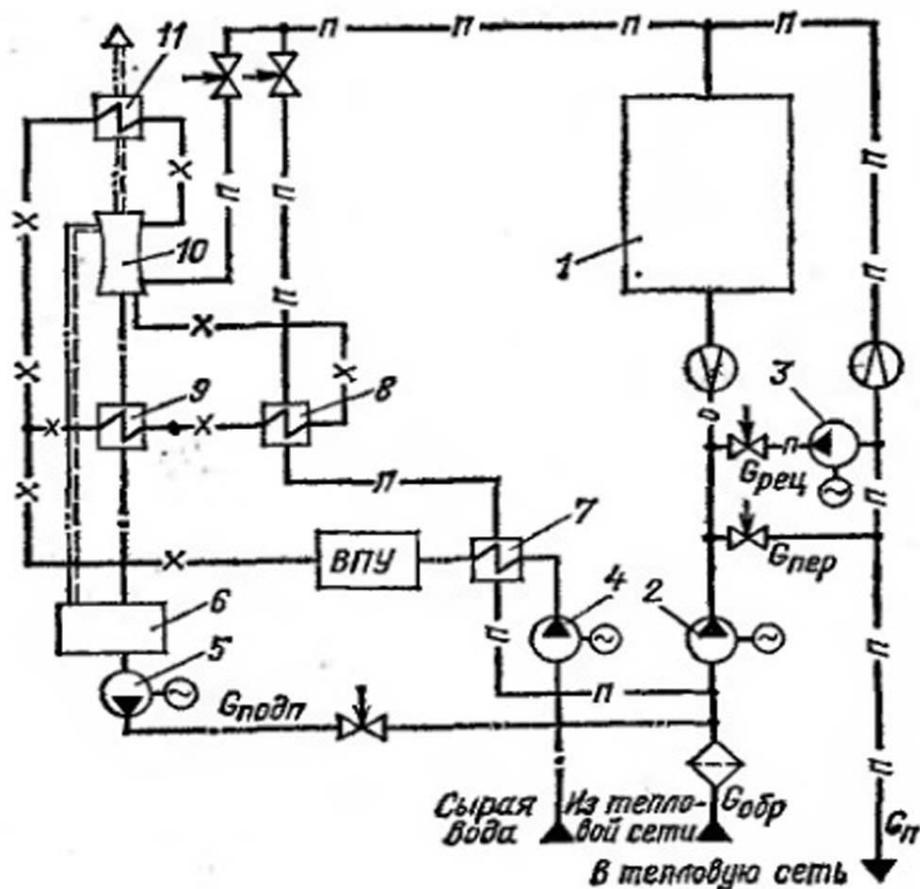
Принципиальная тепловая схема отопительной котельной с водогрейными котлами, работающая на закрытую систему теплоснабжения, показана на рисунке 2.4.5-1.

Вода из обратной линии тепловых сетей с небольшим напором (20-40 мм вод. ст.) поступает к сетевым насосам. Туда же подводится вода от питательных насосов, компенсируя утечки воды в тепловых сетях. К насосам подается и горячая сетевая вода, теплота которой частично использована в теплообменниках для подогрева химически очищенной и сырой воды

Для обеспечения температуры воды перед котлами, заданной по условиям предупреждения коррозии, в трубопровод за сетевым насосом подают необходимое количество горячей воды из водогрейных котлов. Линию, по которой подают горячую воду, называют рециркуляционной. Вода подается рециркуляционными насосами, перекачивающими нагретую воду. При всех режимах работы тепловых сетей, кроме максимально зимнего, часть воды из обратной линии после сетевых насосов, минуя котлы, подают по линии перепуска в подающую магистраль, где вода, смешиваясь

с горячей водой из котлов, обеспечивает заданную расчетную температуру в подающей магистрали тепловых сетей. Добавка химически очищенной воды подогревается в теплообменниках и деаэрируется в деаэраторе. Воду для подпитки тепловых сетей из баков забирает подпиточный насос и подает в обратную линию.

Для сокращения расхода воды на рециркуляцию, её температура на выходе из котлов поддерживается, как правило, выше температуры воды в подающей линии тепловых сетей. Для обеспечения расчетной температуры воды на входе в тепловые сети, к выходящей из котлов воде подмешивается сетевая вода из обратного трубопровода, для чего между трубопроводами обратной и подающей линии, после сетевых насосов, монтируется линия перепуска.



1 – котел водогрейный; 2 – насос сетевой; 3 – насос рециркуляционный; 4 – насос сырой воды; 5 – насос подпиточной воды; 6 – бак подпиточной воды; 7 – подогреватель сырой воды; 8 – подогреватель химически очищенной воды; 9 – охладитель подпиточной воды; 10 – деаэратор; 11 – охладитель выпара

Рисунок 2.4.5-1 – Принципиальная тепловая схема котельной с водогрейными котлами

В котельных применяются кожухотрубные теплообменники, а также разборные теплообменники пластинчатого типа.

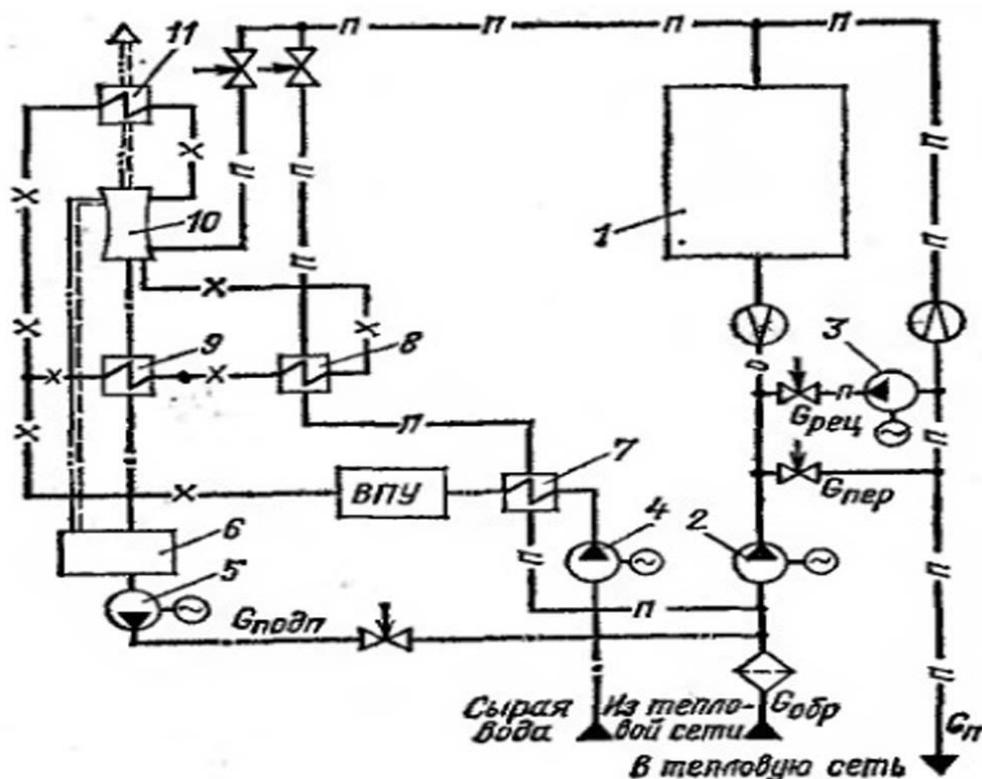
В тепловом хозяйстве г. Кемерово также эксплуатируются котельные, имеющие в своем составе как водогрейные котельные агрегаты, так и паровые.

Принципиальная тепловая схема котельной с паровыми и водогрейными котлами показана на рисунке 2.4.5-2.

Теплоносителями в котельной являются насыщенный пар и горячая вода.

В паровой части котельной поток рабочего тела распределяется следующим образом: конденсат от технологических потребителей пара и из теплообменников поступает под давлением в бак с температурой 80-90°C.

После контроля качества, конденсат насосом перекачивается в головку деаэратора питательной воды. В деаэратор поступает весь конденсат от пароводяных подогревателей, размещенных в здании котельной, а также подогретая химически очищенная вода и пар из редукционно-охлаждающей установки (РОУ) для барботажа деаэрируемой воды. Питательные насосы получают деаэрированную воду с температурой около 104°C и подают её в РОУ и паровые котлы. Кроме РОУ пар подается, при необходимости, к внешним потребителям и, в случае наличия, мазутному хозяйству котельной. После РОУ пар поступает к деаэраторам, куда поступает пар из расширителей непрерывной продувки паровых котлов.



1-котел водогрейный; 2 – котел паровой; 3 – насос сетевой; 4 – насос сырой воды; 5 – насос рециркуляционный; 6 – насос подпиточный; 7 – насос конденсатный; 8 – насос питательный; 9 – охладитель продувочной воды; 10 – подогреватель сырой воды; 11 – охладитель подпиточной воды; 12 – подогреватель химически очищенной воды; 13 – сепаратор непрерывной продувки; 14 – деаэра-

тор питательной воды; 15 – деаэратор подпиточной воды; 16 – охладитель выпара; П – РОУ; 18 – бак конденсатный.

Рисунок 2.4.5-2 – Принципиальная тепловая схема котельной с водогрейными и паровыми котлами

Водогрейная часть тепловой схемы: из обратной магистрали тепловых сетей и из деаэратора для подпитки сетей вода поступает к сетевым насосам.

После насосов в обратную линию рециркуляции подается горячая вода для получения расчетной температуры на входе водогрейные котлы.

Часть воды из обратной линии тепловых сетей, после сетевых насосов, перепускается в подающую линию, где она смешивается с горячей водой из водогрейных котлов для поддержания температуры в тепловой сети.

Теплоэнерго - приложение

2.4.6. Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных

В г. Кемерово действуют как открытая, так и закрытая системы горячего водоснабжения.

Схемы теплоснабжения от источников тепла, в основном, двухтрубные, подающие одновременно теплоноситель для обеспечения отопительно-вентиляционной нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения непосредственно до потребителей тепла или до центральных тепловых пунктов, после ЦТП – четырехтрубные, кроме котельных;

- от котельной № 43 – трехтрубная;
- от котельной № 38 – четырехтрубная.

Системы горячего водоснабжения:

- от энерго-, теплоисточников ООО «СГК» – смешанные;
- от источников тепла АО «Теплоэнерго» вид системы теплоснабжения и фактический температурный график приведен в таблице 2.4.1:

- от котельных №№ 27, 35, 45, 92, 96, 97, 101, 112, 118, 123, 141, 163 –открытая;
- от котельных №№ 4, 6, 7, 8, 15, 17, 26, 31, 34, 38, 42, 43, 47, 56, 60, 61, 65, 66, 102, 103,

110, 114, 122, 141 – закрытая;

- от котельных ОАО «СКЭЖ» №№ 8, 9 – открытая, № 10 –закрытая.

Температурные графики отпуска тепла откотельных:

АО «Теплоэнерго»:

- котельные № 31, 35, 43, 65, 66, 92, 97, 101, 103, 112, 118, 163 – эксплуатируются при графике 95/70°С со срезкой на 65°С;

- котельные №№ 6, 7, 8, 15, 17, 34, 38, 42, 47, 56, 60, 61, 96, 102, 110, 122 – эксплуатируются при графике 95/70°С без срезки;
- котельные №№ 4, 114 – эксплуатируются при графике 95/70°С со срезкой на 70°С;
- котельная № 123 – эксплуатируются при графике отпуска тепла потребителям 105/70°С со срезкой на 65°С;
- котельная № 26 – эксплуатируются при графике отпуска тепла потребителям 105/70°С со срезкой на 70°С;
- котельные №№ 27,45 – при графике 130/70°С со срезкой на 65°С.

ОАО «СКЭК»:

- котельная № 8 – эксплуатируется при графике 105/70°С со срезкой на 65°С;
- котельные №№ 9,10 – 95/70°С со срезкой на 65°С.

2.4.7. Среднегодовая загрузка оборудования котельных

Среднегодовая загрузку оборудования характеризует коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Результаты расчётов КИУМ для АО «Теплоэнерго» и ОАО «СКЭК» приведена в таблице 2.4.7-1.

Таблица 2.4.7-1 – Среднегодовая загрузка котельных и динамика её изменения

№ п/п	Наименование теплоисточника	Годовая выработка тепловой энергии, Гкал/год			Рабочая мощность, Гкал/ч			Коэффициент использования установленной мощности		
		2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Котельные АО "Теплоэнерго"										
1	Котельная №4			212	0	0	0,326			0,074
2	Котельная №6	3268	1937	2526	0	0	0			
3	Котельная №7	1309	840	780	0,532	0,532	0,532	0,281	0,180	0,167
4	Котельная №8	880	620	706	0,516	0,516	0,516	0,195	0,137	0,156
5	Котельная №15	552	526	478	0,772	0,772	0,772	0,082	0,078	0,071
6	Котельная №17	904	774	839	1,118	1,118	1,118	0,092	0,079	0,086
7	Котельная №26	8475	11245	11730	5,16	5,16	5,16	0,187	0,249	0,260
8	Котельная №27	135969	116085	121553	70	70	70	0,222	0,189	0,198
9	Котельная №31	3287	2768	2919	2,752	2,752	2,752	0,136	0,115	0,121
10	Котельная №34	440	243	195	0,492	0,492	0,492	0,102	0,056	0,045
11	Котельная №35	9902	9325	10716	7,781	7,781	7,781	0,145	0,137	0,157
12	Котельная №38	4006	4058	4016	4,263	4,263	4,263	0,107	0,109	0,108
13	Котельная №42	577	475	531	0,326	0,326	0,326	0,202	0,166	0,186
14	Котельная №43	1324	1340	1321	0,74	0,74	0,74	0,204	0,207	0,204
15	Котельная №45	113396	97115	100800	52,5	52,5	52,5	0,247	0,211	0,219
16	Котельная №47	437	358	394	0,36	0,36	0,36	0,139	0,114	0,125
17	Котельная №56	436	498	443	0,4	0,4	0,4	0,125	0,142	0,126

18	Котельная №60	141	150	150	0,062	0,062	0,062	0,260	0,276	0,276
19	Котельная №61	393	499	498	0,258	0,258	0,258	0,174	0,221	0,220
20	Котельная №65	1330	1258	1253	1,587	1,587	1,587	0,096	0,091	0,090
21	Котельная №66	404	267	321	0,53	0,53	0,53	0,087	0,058	0,069
22	Котельная №92	2342	3183	2999	1,41	1,41	1,41	0,190	0,258	0,243
23	Котельная №96	2374	2306	2387	1,788	1,788	1,788	0,152	0,147	0,152
24	Котельная №97	1105	1990	2044	0,86	0,86	0,86	0,147	0,264	0,271
25	Котельная №101	4975	3501	3328	3,827	3,827	3,827	0,148	0,104	0,099
26	Котельная №102	517	411	443	0,4128	0,4128	0,4128	0,143	0,114	0,123
27	Котельная №103	1456	1200	1266	0,86	0,86	0,86	0,193	0,159	0,168
28	Котельная №110	331	293	288	0,18	0,18	0,18	0,210	0,186	0,183
29	Котельная №112	2918	2820	2621	1,376	1,376	1,376	0,242	0,234	0,217
30	Котельная №114	0	0	138	12,12	12,12	12,12	0,000	0,000	0,001
31	Котельная №118	5598	5432	5430	3,182	3,182	3,182	0,201	0,195	0,195
32	Котельная №122	440	392	401	0,43	0,43	0,43	0,117	0,104	0,106
33	Котельная №123	31224	30643	31187	12,73	12,73	12,73	0,280	0,275	0,280
34	Котельная №141	199	192	194	0,11	0,11	0,11	0,207	0,200	0,201
35	Котельная №163	1363	1128	1105	0,722	0,722	0,722	0,216	0,178	0,175
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО "Тепло-энерго"		342272	303873	316212	190,16	190,16	190,48			
Котельные ОАО "СКЭК"										
36	Котельная №8	173522	161081	161945	80	80	80	0,221	0,205	0,207
37	Котельная №9				8,3	8,3	8,3			
38	Котельная №10				1,2	1,2	1,2			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"		173522	161081	161945	89,50	89,50	89,50			
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»										
39	Котельная на ул. Молодёжная, 1						0,285			
40	Котельная на ул. Молодёжная, 3						0,285			
41	Котельная на ул. Молодёжная, 5						0,395			
42	Котельная на ул. Молодёжная, 7						0,559			
43	Котельная на ул. Молодёжная, 9						0,482			
44	Котельная на ул. Молодёжная, 11						0,482			
45	Котельная на ул. Молодёжная, 13						0,482			
46	Котельная на ул. Молодёжная, 15						0,963			
47	Котельная на пр-г. Весенний, 3						1,032			

48	Котельная на пр-т. Весенний, 4						1,032			
49	Котельная на пр-т. Весенний, 6						1,789			
50	Котельная на б-р. Осенний 2А						2,4			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «УК «Лесная поляна»		0	0	0	0,00	0,00	10,19			
Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»										
51	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная						6,364			
52	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3						19,87			
53	Котельная на б-р. Кедровый 2А						6,364			
54	Котельная на пр-т Весенний 7А						3,182			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «Лесная поляна-Плюс»		0	0	0	0,00	0,00	53,66			
Прочие муниципальные и ведомственные котельные										
55	ФГКУ Комбинат "Малахит", котельная росрезерва				10,186	10,186	10,186			
56	ООО «Мазуровский кирпичный завод»				1,720	1,720	1,720			
57	ООО «Империя-МОКС» Хлебохавод № 1				5,159	5,159	5,159			
58	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»				8,660	8,660	8,660			
59	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова				0,000	0,000	0,000			
60	ООО "Кузбасский скарабей"				8,976	8,976	8,976			
61	АО "Кемеровский механический завод", Заводский район				16,200	16,200	16,200			
62	АО "Кемеровский механический завод", Кировский				5,160	5,160	5,160			

	район 3/1									
63	ООО ПО "Токем"				0,000	0,000	0,000			
64	ПАО "Кокс". Котельная УСТК				70,000	70,000	70,000			
65	ПАО "Кокс". Парокотельная завода				70,000	70,000	70,000			
66	ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС				22,000	22,000	22,000			
67	ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС				87,000	87,000	87,000			
68	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"				2,930	2,930	2,930			
69	ООО "Химпром"				70,000	70,000	70,000			
70	ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная				4,040	4,040	4,040			
71	ООО "Кемеровский ДСК", склад ТМЦ				0,040	0,040	0,040			
72	ООО "Кемеровский ДСК", БМК				0,880	0,880	0,880			
73	ООО «Аграрная группа Кемеровский мяскокомбинат»				1,290	1,290	1,290			
74	ОАО "ЗЖБИ"				0,000	0,000	0,000			
75	Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза				44,800	44,800	44,800			
76	ОАО "КОРМЗ"				5,400	5,400	5,400			
77	ОАО "КДВ Кемерово"				7,800	7,800	7,800			
78	ООО "Кемеровский хладокомбинат"				0,000	0,000	0,000			
79	Компания "КМПК"				0,000	0,000	0,000			
80	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"				1,540	1,540	1,540			
81	ООО "Сибтессервис-1"				0,864	0,864	0,864			

82	Сертифицированная автоматическая БКМ 16,8 МВт				0,000	0,000	0,000			
83	АО "Кемеровское ДРСУ"				1,500	1,500	1,500			
84	Кемеровский кондитерский комбинат				5,160	5,160	5,160			
85	Котельная ОСК-1				2,458	2,458	2,458			
86	Котельная НФС-1				1,380	1,380	1,380			
87	Котельная НФС-2				5,159	5,159	5,159			
88	Котельная ПЦС				0,774	0,774	0,774			
89	Котельная ОСК-2				3,267	3,267	3,267			
90	Котельная Насосной станция 3-го подъема				0,034	0,034	0,034			
91	ЦТП в квартале №11				0,000	0,000	0,000			
92	Здание цех ЖБИ, Участок 15				0,000	0,000	0,000			
93	ОАО "Кемвод" ЦНС котельная				2,070	2,070	2,070			
94	КАО «Азот» Технологическая котельная 1				57,000	57,000	57,000			
95	КАО «Азот» Технологическая котельная 2				57,000	57,000	57,000			
ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных и ведомственных котельных		0	0	0	580,45	580,45	568,54			
ИТОГО по теплоснабжающим организациям		515 794	464 954	478 157	860,10	860,10	858,71			

Для АО «Теплоэнерго» и ОАО «СКЭК» в таблице 2.4.7-2 представлены балансы тепловой энергии за 2014-2016 гг., а также плановые показатели на 2017 год. Сводные данные по выработке и полезному отпуску тепловой энергии были приведены в таблицах 2.3.8-3 и 2.3.8-4.

Таблица 2.4.7 – Баланс тепловой энергии в системе теплоснабжения за последние 3 года

№ п/п	Наименование	Отпуск в сеть тепловой энергии,			Полезный отпуск тепловой энергии,		
-------	--------------	---------------------------------	--	--	-----------------------------------	--	--

	теплоисточника	Гкал/год				Гкал/год			
		2014	2015	2016	2017 (план)	2014	2015	2016	2017 (план)
Котельные АО "Теплоэнерго"									
1	Котельная №4			211				205	278
2	Котельная №6	2 544	1 920	2 507		2 431	1 773	2 351	1 773
3	Котельная №7	975	831	770		820	767	706	767
4	Котельная №8	638	611	697		577	543	627	543
5	Котельная №15	523	507	458		447	447	391	446
6	Котельная №17	855	751	813		781	690	755	701
7	Котельная №26	8 382	11 207	11 681		7 760	10 816	11 283	10 652
8	Котельная №27	132 037	113 436	118 871		122 876	98 164	100 900	99 964
9	Котельная №31	3 231	2 737	2 888		2 541	2 285	2 398	2 232
10	Котельная №34	387	214	164		273	195	142	196
11	Котельная №35	9 551	9 156	10 527		7 119	7 006	8 303	7 034
12	Котельная №38	3 906	3 996	3 942		3 606	3 447	3 338	3 101
13	Котельная №42	544	471	526		478	411	461	411
14	Котельная №43	1 267	1 311	1 291		1 323	1 270	1 246	1 272
15	Котельная №45	108 062	93 171	96 835		85 587	76 241	78 411	74 242
16	Котельная №47	416	345	380		482	325	380	436
17	Котельная №56	433	494	440		479	495	440	443
18	Котельная №60	135	145	145		126	131	131	120
19	Котельная №61	386	492	491		458	480	479	433
20	Котельная №65	1 308	1 244	1 240		1 211	1 126	1 180	1 015
21	Котельная №66	398	264	317		352	256	308	254
22	Котельная №92	2 288	3 110	2 942		2 507	2 541	2 358	2 674
23	Котельная №96	2 289	2 245	2 360		1 861	1 692	1 750	1 764
24	Котельная №97	1 063	1 913	1 978		912	1 569	1 621	1 554
25	Котельная №101	3 663	3 441	3 269		662	600	522	601
26	Котельная №102	499	406	438		395	364	395	374
27	Котельная №103	1 436	1 189	1 253		1 279	1 021	1 078	1 120
28	Котельная №110	326	290	284		316	271	264	270
29	Котельная №112	2 893	2 800	2 600		2 478	2 452	2 239	2 454
30	Котельная №114	0	0	135	0	0	0	125	0
31	Котельная №118	5 511	5 394	5 391		4 328	4 234	4 227	4 263
32	Котельная №122	431	386	396		315	326	328	319
33	Котельная №123	30 653	30 337	30 868		24 571	24 961	25 412	24 988
34	Котельная №141	189	190	191		208	181	181	181
35	Котельная №163	1 323	1 112	1 089		963	1 055	1 022	1 165
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО "Теплоэнерго"		328 540	296 115	308 387	0	280 521	248 136	255 957	248 038
Котельные ОАО "СКЭК"									
36	Котельная №8	170 016	157 472	158 335	158 344	129 115	122 876	125 953	129 622
37	Котельная №9								
38	Котельная №10								

ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"	170 016	157 472	158 335	158 344	129 115	122 876	125 953	129 622
--	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------	----------------

2.4.8. Способы учета тепла, отпущенного в паровые и водяные тепловые сети

В соответствии со статьёй 13 ФЗ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», «...производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов».

Приборы учёта тепловой энергии, установленные на котельных АО «Теплоэнерго» и ОАО «СКЭК» приведены в таблице 2.4.8. На котельных АО «Теплоэнерго» №№ 6, 7, 8 приборы учёта установлены у потребителей.

(Приложением 3 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.003 возможно удалить?).

Таблица 2.4.8 – Сведения о приборах учёта тепловой энергии на котельных

№ п/п	Адрес котельной	Тип, марка прибора учета тепла	Кол-во, шт.
Котельные АО "Теплоэнерго"			
1	Котельная №4	Взлет ТСРВ-24М	1
2	Котельная №6	ВКТ 7 (у потребителя)	1
3	Котельная №7	Взлет ТСРВ-24М (у потребителя)	1
4	Котельная №8	Взлет ТСРВ-23 (у потребителя)	1
5	Котельная №15	Взлет ТСРВ-24М	1
6	Котельная №17	Взлет ТСРВ-34	1
10	Котельная №26	СПТ-961	1
11	Котельная №27	СПТ-961	1
12	Котельная №31	Взлет ТСРВ-24М	1
13	Котельная №34	Взлет ТСРВ-24	1
14	Котельная №35	Взлет ТСРВ-24М	1
15	Котельная №38	Взлет ТСРВ-24М	1
16	Котельная №42	Взлет ТСРВ-24М	1
17	Котельная №43	Взлет ТСРВ-34	1
18	Котельная №45	Взлет ТСРВ-24М	2
19	Котельная №47	Взлет ТСРВ-24М	1
21	Котельная №56	Взлет ТСРВ-24М	1
22	Котельная №60	Взлет ТСРВ-24М	1
23	Котельная №61	Взлет ТСРВ-24М	1
24	Котельная №65	Взлет ТСРВ-24М	1
25	Котельная №66	Взлет ТСРВ-24М	1
26	Котельная №92	Взлет ТСРВ-24М	1
27	Котельная №96	Взлет ТСРВ-24М	1
28	Котельная №97	Взлет ТСРВ-24М	1

29	Котельная №101	Взлет ТСПВ-24М	1
30	Котельная №102	Взлет ТСПВ-24М	1
31	Котельная №103	Взлет ТСПВ-24М	1
32	Котельная №110	Взлет ТСПВ-24М	1
33	Котельная №112	Взлет ТСПВ-24М	1
34	Котельная №114	Магика А 2220	1
35	Котельная №118	Взлет ТСПВ-24М	1
36	Котельная №122	Взлет ТСПВ-24М	1
37	Котельная №123	Взлет ТСПВ-24М	1
38	Котельная №141	Взлет ТСПВ-24М	1
39	Котельная №163	Взлет ТСПВ-24М	1
Котельные ОАО "СКЭК"			
40	Котельная №8	ВЗЛЕТ ТСПВ-024М	1
41	Котельная №9	СКМ-2 ЭДСУ-01, ЭДСМ	1
42	Котельная №10	Взлет ТСПВ-24М	1

2.4.9. Статистика отказов и восстановлений основного оборудования котельных

В рассматриваемом пятилетнем ретроспективном периоде аварий и инцидентов на котельных АО «Теплоэнерго» и ОАО «СКЭК», повлекших за собой прекращение теплоснабжения потребителей, не зафиксировано.

2.4.10. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Котельные АО «Теплоэнерго»

Источником водоснабжения котельных «Теплоэнерго» является ОАО «СКЭК» и ОАО «АВК ПЛЮС».

В таблице 2.4.10-1 приведены данные по качеству исходной, сетевой и подпиточной воды на котельных «Теплоэнерго». Наличие и тип водоподготовительных установок приведены в таблице 2.4.10-2.

Котельные ОАО «СКЭК»

Источником водоснабжения котельных ОАО «СКЭК» является городской водопровод.

Качество исходной воды приведено в таблице 2.4.10-3.

Схемы и производительность водоподготовки, наличие баков-аккумуляторов, их емкости приведены в таблице 2.4.10-4.

Качество сетевой и подпиточной воды приведено в таблицах 2.4.10-5, 2.4.10-6.

Таблица 2.4.10-1 – Показатели качества воды на котельных АО «Теплоэнерго»

Район	Котельная	Качество исходной воды						Качество подпиточной воды											Качество сетевой воды																					
		Жесткость общая, мг/дм³		Щелочность, мг-экс/дм³	Железо Fe2+	Содержание взвешенных веществ, мг-экс/дм³		pH	Жесткость общая, мкг-экс/дм³		Жесткость кальциевая, мг-экс/дм³		Щелочность общая, мг-экс/дм³		pH		Содержание растворенного кислорода, мкг/дм³		Свободной уг. кислоты, мг/дм³	Взвешенные вещества, мг/дм³		Нефтепродукты, мг/дм³		Жесткость общая, мкг-экс/дм³		Жесткость кальциевая, мг-экс/дм³		Щелочность общая, мг-экс/дм³		pH		Содержание растворенного кислорода, мкг-экс/дм³		Свободной уг. кислоты, мг/дм³	Соединение железа, мг/дм³		Взвешенные вещества, /дм³		Нефтепродукты, мг/дм³	
		Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.		Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.		Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.		Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.	Норма	Факт. вел.
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	36	34	35	37	38	39	40		
Рудничный	101	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80																																		
Рудничный	102	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80																																		
Рудничный	103	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	не более 800	10-700	-	-	не норм	3,00	7-8.5	7,90	-	-	-	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	не более 800	200-700	-	-	не норм.	3,00	7-8.5	7,90	-	-	-	не более 0.3	0,10	1,00	менее 2.0	не более 800	-		
Рудничный	110	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	300	-	-	не норм	2,9	7-8.5	7,8	-	-	-	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			
Рудничный	112	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80																																		
Рудничный	15	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	300	-	-	не норм.	3,1	7-8.5	7,8	-	-	-	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			
Рудничный	17	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	300	-	-	не норм.	3,1	7-8.5	7,8				не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			
Рудничный	118	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	200	-	-	не норм.	2,9	7-8.5	7,8				не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			
ЖР Ягуновский, Пионер	122	4,90	6,00	менее 0.1	менее 2.0	7,80	не более 700	300	-	-	не норм.	6,0	7-8.5	7,8				не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			
ЖР Ягуновский, Пионер	123	4,90	6,2	0,1	менее 2.0	7,80	не более 800	250-700	-	-	не норм.	5.6-6.2	7-8.5	7,8	50	30	отсут.	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	не более 800	250-700	-	-	не норм.	5.6-6.2	7-8.5	7,8	50	30	отсут.	не более 0.3	0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-		
Центральный	26	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	700	50			не норм.	не норм.	6.0-9.0	7,8				не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	700	50			не норм.	не норм.	6.0-9.0	7,8				0,3	0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-		
Рудничный	27	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	700	300			не норм.	не норм.	6.0-9.0	8,3	50	30		не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	700	300			не норм.	не норм.	6.0-9.0	8,3	50	30		0,3	0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-		
Рудничный	31	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	300			не норм.	3,1	7-8.5	7,8				не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			
Рудничный	34	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80																																		
Рудничный	35	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	600			не норм.	3,0	7-8.5	7,8				не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																			

Рудничный	38	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,80	не более 700	40-400		не более чем в исх.воде	2,8	7-8.5	7,8			не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	не более 700	20-700		не более чем в исх.воде	3,0	7-8.5	7,8				0.3 (1.0)	0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-		
ЖР Ягуновский, Пионер	141	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80																															
ЖР Ягуновский, Пионер	42	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,80																															
Заводский	43	2,9	3,10	0,10	менее 2.0	7,8	не более 700	300		не норм.	3,1					не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																		
Рудничный	45	2,90	3,00	0,16	1	7,9	не более 15	10		не норм.	0,5	6.0-9.0	8,8	50	20	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-		2900		2,6	не норм.	3,00	6.0-9.0	7,9			0.3 (1.0)		0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	
ЖР Ягуновский, Пионер	96	2,90	3,00	0,10	менее 2.0	7,8	не более 800	150-800		не норм.	5.6-6.2	7-8.5	7,8			не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	не более 800	250-700	-	-	не норм.	5.6-6.2	7-8.5	7,8			не более 0.3	0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-		
ЖР Ягуновский, Пионер	47	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,8																															
ЖР Ягуновский, Пионер	92	2,90	3,00	0,10	0,5	7,8	не более 800	10-700		не норм.	3,00	7-8.5	7,8			не более 5.0	менее 2.0	1,00	-	не более 800	200-700		не норм.	3,00	7-8.5	7,8			не более 0.3	0,1	не более 5.0	менее 2.0	1,00	-			
ЖР Ягуновский, Пионер	56	6,90	7,20	0,40	5,00	7,4																															
ЖР Ягуновский, Пионер	97	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,8																															
Ленинский	158	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,8																															
ЖР Ягуновский, Пионер	60	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,8																															
ЖР Ягуновский, Пионер	61	2,90	3,10	0,10	менее 2.0	7,8																															
ЖР Ягуновский, Пионер	163	4,90	6,20	менее 0.1	менее 2.0	7,8	не более 700	700		не норм.	6,2	7-8.5	7,8			не более 5.0	менее 2.0	1,00	-																		
Ж.р. Кедровка	65	4,50	4,70	менее 0.1	менее 2.0	7,40																															
Ж.р. Кедровка	66	4,50	4,70	менее 0.1	менее 2.0	7,40																															

Таблица 2.4.10-2 – Характеристика водоподготовительных установок (ВПУ) котельных АО «Теплоэнерго»

Источник тепловой энергии	Период эксплуатации ВПУ, дней в году	Тип установки ВПУ	Количество установок ВПУ, шт	Год ввода в эксплуатацию	Средневзвешенный срок службы (на 2017 г.)	Номинальная производительность ВПУ, т/ч
Котельные АО "Теплоэнерго"						
Котельная № 4	351	FS RR-16 Clack	2	2016	1	2,4
Котельная № 6	351	EMS S-1252	1	2008	9	1,4
Котельная № 7	351	EMS S-844	1	2009	8	0,7
Котельная № 8	351	EMS S-1047	1	2010	7	1,1
Котельная № 15	244	SWP FSV 20-DM 3/4	1	2011	6	1
Котельная № 17	244	SWP FSV 20-DM 3/4	1	2011	6	1
Котельная № 26	351	HFS-1252WS	1	2011	6	2,1
Котельная № 27	304	ФИПа 1-2,0-0,6-На	5	1980	37	15,7
Котельная № 31	351	HFS-1354WS	1	2008	9	2,2
Котельная № 34	244	FS RR-08 Clack	1	2015	2	1
Котельная № 35	351	TS-85-08	2	2008	9	0,8
Котельная № 38	351	ФИПа 1-0,7-0,6-На	2	1994	23	1,9
Котельная № 42	244	TS-91-12	2	2013	4	2
Котельная № 43	244	SWP FSV 20-DM 3/4	1	2011	6	1
Котельная № 45	305	ФИПа 1-1,5-0,6-На	3	1967	50	8,9
Котельная № 47	244	не установлено ВПУ				
Котельная № 56	351	не установлено ВПУ				
Котельная № 60	244	не установлено ВПУ				
Котельная № 61	244	Hydrotech SSF 0835-5600 SEM	1	2017	0	0,1
Котельная № 65	351	не установлено ВПУ				
Котельная № 66	244	не установлено ВПУ				
Котельная № 92	244	TS-91-12	2	2015	2	2
Котель-	244	TS-91-12	2	2015	2	2

ная № 96						
Котельная № 97	244	HFS-1054WS	2	2016	1	1,3
Котельная № 101	351	не установлено ВПУ				
Котельная № 102	244	TS-91-12	2	2014	3	2
Котельная № 103	244	TS-91-09	2	2012	5	1,2
Котельная № 110	244	Bewamat 25 SE	1	2011	6	1
Котельная № 112	244	не установлено ВПУ				
Котельная № 114	351	WWSA-1054	1	2016	1	1,2
Котельная № 118	351	TS-91-12	2	2011	6	2
Котельная № 122	244	TS-91-12	2	2014	3	2
Котельная № 123	351	HFS-3072WS	3	2012	5	10
		HFS-1054WS	1	2012	5	1,3
Котельная № 141	244	TS-91-12	2	2013	4	2
Котельная № 163	351	TS-91-13	2	2014	3	3,1

Таблица 2.4.10-3 – Показатели качества исходной воды на котельных ОАО «СКЭЖ»

Показатель качества	Ед. измерения	Количество	
		Котельные №№ 8,9	Котельная №10
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	4,5	4,5
Щелочность (Ж _{карб})	мг-экв/дм ³	5,5	5,5
Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	0,04 (макс 0,21)	0,17 (макс.1,03)
Содержание взвешенных веществ	мг/дм ³	40	30
pH	-	7,6	7,48

Таблица 2.4.10-4 – Типы и производительность систем водоподготовки котельных ОАО «СКЭЖ»

Наименование показателя	Котельная №8	Котельная №9	Котельная №10
Способобработки воды	Н-катионирования с г-лодной регенерацией	1-ступенчатое натрий-катионирование	Натрий- катионирование (автоматическое дозирование)
Производительность оборудо-	2000	н/д	н/д

вания химводоподготовки, м ³ /ч			
Наличие деаэраторов	Вакуумный 1хДВ-200м	—	—
Емкость баков-аккумуляторов, куб.м	2х700, 1х650	1х10, 1х15, 1х20	1х15

Таблица 2.4.10-5 – Показатели качества сетевой воды котельных ОАО «СКЭК»

Показатель качества	Ед. измерения	Нормы качества	Фактическая величина		
			Котельная № 8	Котельная № 9	Котельная № 10
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	0,75	0,72	0,29	1,18
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	0,75	н/д	н/д	
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	-	1,52	6,91	5,95
рН		7-8,5	8,64	7,52	7,55
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	50	н/д	н/д	н/д
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	отсутс.	отсутс.	отсутс.	отсутс.
Соединение железа	мг/дм ³	0,3	0,08	0,12	0,14
Взвешенные вещества	мг/дм ³	40	30	30	30
Нефтепродукты	мг/дм ³	1	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.4.10-6 – Показатели качества подпиточной воды котельных ОАО «СКЭК»

Показатель качества	Ед. измерения	Нормы качества	Фактическая величина		
			Котельная № 8	Котельная № 9	Котельная № 10
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	0,75	0,71	0,29	1,18
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	0,75	0,71	н/д	
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	-	1,48	6,91	5,95
рН		7-8,5	8,65	7,52	7,55
Содержание растворенного кислорода	мг/дм ³	50	н/д	н/д	н/д
Содержание свободной угольной кислоты	мг/дм ³	отсутс.	н/д	отсутс.	отсутс.
Взвешенные вещества	мг/дм ³	40	30	30	30
Нефтепродукты	мг/дм ³	1	н/д	н/д	н/д

В исходной воде котельной №56 АО «Теплоэнерго», котельной №10 ОАО«СКЭК» наблюдается повышенное содержание железа и взвешенных частиц. Железо придаёт воде неприятную красно-коричневую окраску, вызывает развитие железобактерий,отложениеосадкавтрубахиихзарастание,способствуетразвитию «железобактерий», которые получают энергию при окислении Fe²⁺ до Fe³⁺, в результате чего в трубопроводах и на оборудовании образуется скопление слизи.Необходимо ставить фильтры для обезжелезивания воды в указанных котельных.

2.4.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных по состоянию на 2017 год не выдавались.

2.4.12. Проектный и установленный топливный режимы котельных

АО «Теплоэнерго»

Основным видом топлива является:

- на 29 котельных – природный газ (таблица 2.4.11-1);
- на одной котельной установлены электродкотлы;
- на 5 котельных каменный уголь (включая 4 котельные

Котельные, использующие в качестве основного топлива – природный газ, имеют резервное топливо – дизельное, кроме котельных №№35,38, на которых резервное топливо – каменный уголь.

Склады запаса твердого топлива расположены на угольных котельных и на центральном складе, расположенном на территории котельной №27 (Сосновый бульвар, 12). Объем запаса каменного угля на центральном складе обеспечивает не менее 45 дней работы всех котельных предприятия при максимально низких температурах наружного воздуха.

Газоснабжение котельных осуществляется от ГРС - 1, 2, 3 ООО «Газпром газораспределение Томск».

Для котельных ОАО «СКЭЖ» основным топливом является каменный уголь, резервного топлива не предусматривается.

Для котельных ООО «УК «Лесная поляна» и ООО «Лесная поляна-Плюс» основным топливом является природный газ.

Сведения по основному и резервному топливам для муниципальных и ведомственных котельных приведены в таблице 2.4.11.

Таблица 2.4.11 – Виды основного и резервного топлива по каждому источнику тепловой энергии г. Кемерово

№ п/п	Наименование теплоисточника	Виды топлива	
		основное	резервное
Котельные АО "Теплоэнерго"			
4	Котельная № 4	уголь	—
5	Котельная № 6	уголь	—
6	Котельная № 7	уголь	—

7	Котельная № 8	уголь	—
8	Котельная № 15	уголь	—
9	Котельная № 17	уголь	—
10	Котельная № 26	природный газ	дизельное топливо
11	Котельная № 27	природный газ	уголь, мазут
12	Котельная № 31	природный газ	дизельное топливо
13	Котельная № 34	уголь	—
14	Котельная № 35	природный газ	каменный уголь
15	Котельная № 38	природный газ	каменный уголь
16	Котельная № 42	уголь	—
17	Котельная № 43	уголь	—
18	Котельная № 45	уголь	уголь, мазут
19	Котельная № 47	уголь	—
20	Котельная № 56	уголь	—
21	Котельная № 60	уголь	—
22	Котельная № 61	уголь	—
23	Котельная № 65	природный газ	дизельное топливо
24	Котельная № 66	природный газ	дизельное топливо
25	Котельная № 92	уголь	—
26	Котельная № 96	уголь	—
27	Котельная № 97	уголь	—
28	Котельная № 101	уголь	—
29	Котельная № 102	уголь	—
30	Котельная № 103	уголь	—
31	Котельная № 110	уголь	—
32	Котельная № 112	уголь	—
33	Котельная № 114	уголь	—
34	Котельная № 118	уголь	—
35	Котельная № 122	уголь	—
36	Котельная № 123	уголь	—
37	Котельная № 141	уголь	—
38	Котельная № 163	уголь	—
Котельные ОАО "СКЭК"			
39	Котельная № 8 ж.р. Кедровка	уголь	—
40	Котельная № 9 ж.р. Промышленновский	уголь	—
41	Котельная № 10 ст. Латыши	уголь	—
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»			
42	Котельная на ул. Молодёжная, 1	природный газ	—
43	Котельная на ул. Молодёжная, 3	природный газ	—

44	Котельная на ул. Молодёжная, 5	природный газ	—
45	Котельная на ул. Молодёжная, 7	природный газ	—
46	Котельная на ул. Молодёжная, 9	природный газ	—
47	Котельная на ул. Молодёжная, 11	природный газ	—
48	Котельная на ул. Молодёжная, 13	природный газ	—
49	Котельная на ул. Молодёжная, 15	природный газ	—
50	Котельная на пр-т. Весенний, 3	природный газ	—
51	Котельная на пр-т. Весенний, 4	природный газ	—
52	Котельная на пр-т. Весенний, 6	природный газ	—
53	Котельная на б-р. Осенний 2А	природный газ	—
Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»			
54	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	природный газ	—
55	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3	природный газ	—
56	Котельная на б-р. Кедровый 2А	природный газ	—
57	Котельная на пр-т Весенний 7А	природный газ	—

3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

К теплосетевым организациям на территории города Кемерово относятся:

АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» – осуществляет передачу тепловой энергии от КемГРЭС, КемТЭЦ, НК ТЭЦ - по магистральным и квартальным тепловым сетям потребителям Заводского, Центрального и Ленинского административных районов;

АО «Теплоэнерго» – осуществляет передачу тепловой энергии от собственных источников тепла и частично от КемТЭЦ – до потребителей;

ОАО «СКЭЖ» – от собственных котельных.

ООО «Теплоснаб» - осуществляет передачу тепловой энергии от источника Котельная Малахит, ФГКУ комбинат "Малахит"

Транспорт тепловой энергии осуществляется по водяным тепловым сетям (отопления и горячего водоснабжения). Схема тепловых сетей города Кемерово радиально-кольцевая. На тепловых сетях станций установлены коммерческие приборы учета отпускаемой тепловой энергии.

По паровым сетям обеспечивается технологическая нагрузка промышленных потребителей.

Суммарная протяжённость водяных тепловых сетей в двухтрубном исчислении по городу составляет более 502 787,5 м, в том числе:

отопления – 467 905,5 м;

горячего водоснабжения 34 880 м.

Протяжённость тепловых сетей в однострубно́м исчислении в разрезе источников тепловой энергии и теплоснабжающих организаций приведена в таблице 3.1-1.

Сведения по тепловым сетям от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии города Кемерово приведены в таблице 3.1-2.

Таблица 3.1-1 – Сведения по протяженности и материальной характеристики тепловых сетей в разрезе источников тепловой энергии и теплоснабжающих организаций

№	Наименование теплоисточника	Собственник сетей / основание эксплуатации	Техническое обслуживание тепловых сетей	Объем тепловой сети, м ³	Протяженность тепловых сетей, км	Общая подключенная нагрузка, Гкал/ч
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "СГК"						
1	Кемеровская ГРЭС	ООО «Сибирская генерирующая компания» / муниципалитет	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	105 810	775,958	1 174,17
2	Кемеровская ТЭЦ	ООО «Сибирская генерирующая компания» / муниципалитет	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"			274,91
3	Ново-Кемеровская ТЭЦ	ООО «Сибирская генерирующая компания» / муниципалитет	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"			1 073,74
ИТОГО по СЦТ на базе источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "СГК"				105 810	775,958	2 522,82
Котельные АО "Теплоэнерго"						
4	Котельная №4	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,00	0	0,274
5	Котельная №6	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,00	0	1,4549
6	Котельная №7	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,00	0	0,4433
7	Котельная №8	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,00	0	0,4433
8	Котельная №15	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	1,61	0,238	0,1789
9	Котельная №17	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	2,55	0,51	0,3143
10	Котельная №26	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	42,22	2,0565	5,9833
11	Котельная №27	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	1 007,52	31,2982	53,731
12	Котельная №31	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	29,95	1,51	1,3981
13	Котельная №34	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	1,14	0,154	0,0483
14	Котельная №35	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	120,02	8,91	5,3891
15	Котельная №38	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	15,84	2,842	1,6895

16	Котельная №42	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	1,53	0,304	0,1852
17	Котельная №43	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	2,57	0,328	0,4621
18	Котельная №45	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	921,02	41,557	42,3148
19	Котельная №47	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,00	0	0,1959
20	Котельная №56	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,05	0,024	0,1882
21	Котельная №60	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,23	0,116	0,0734
22	Котельная №61	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,28	0,084	0,1742
23	Котельная №65	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	1,82	0,264	1,6067
24	Котельная №66	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,25	0,032	0,2021
25	Котельная №92	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	15,75	1,643	1,1849
26	Котельная №96	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	34,13	4,504	1,2059
27	Котельная №97	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	14,38	1,656	0,5492
28	Котельная №101	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	10,67	2,109	0,5314
29	Котельная №102	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	2,20	0,342	0,2061
30	Котельная №103	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	8,57	1,046	0,6596
31	Котельная №110	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,77	0,23	0,0959
32	Котельная №112	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	15,78	2,282	1,1461
33	Котельная №114	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	45,51	0,9764	3,0342
34	Котельная №118	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	23,54	5,638	2,9421
35	Котельная №122	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	1,39	0,327	0,1953
36	Котельная №123	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	261,27	13,867	18,4647
37	Котельная №141	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	0,81	0,244	0,0643

38	Котельная №163	АО "Теплоэнерго" / муниципалитет	АО "Теплоэнерго"	2,74	0,5	0,7582
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО "Теплоэнерго"				2 586,10	125,5921	147,7885
Котельные ОАО "СКЭК"						
39	Котельная №8	ОАО "СКЭК" / муниципалитет	ОАО "СКЭК"	970,19	30,90682	12,256
40	Котельная №9	ОАО "СКЭК" / муниципалитет	ОАО "СКЭК"	115,31	7,534	
41	Котельная №10	ОАО "СКЭК" / муниципалитет	ОАО "СКЭК"	4,61	0,924	
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"						12,256
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»						
42	Котельная на ул. Молодёжная, 1	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
43	Котельная на ул. Молодёжная, 3	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
44	Котельная на ул. Молодёжная, 5	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
45	Котельная на ул. Молодёжная, 7	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
46	Котельная на ул. Молодёжная, 9	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
47	Котельная на ул. Молодёжная, 11	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
48	Котельная на ул. Молодёжная, 13	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
49	Котельная на ул. Молодёжная, 15	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
50	Котельная на пр-т. Весенний, 3	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
51	Котельная на пр-т. Весенний, 4	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
52	Котельная на пр-т. Весенний, 6	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
53	Котельная на б-р. Осенний 2А	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «УК «Лесная поляна»			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «УК «Лесная поляна»						
Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»						
54	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	ООО "Лесная поляна-Плюс"	ООО "Лесная поляна-Плюс"			

55	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3	ООО "Лесная поляна-Плюс"	ООО "Лесная поляна-Плюс"			
56	Котельная на б-р. Кедровый 2А	ООО "Лесная поляна-Плюс"	ООО "Лесная поляна-Плюс"			
57	Котельная на пр-т Весенний 7А	ООО "Лесная поляна-Плюс"	ООО "Лесная поляна-Плюс"			
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «Лесная поляна-Плюс»						
Прочие муниципальные и ведомственные котельные						
58	ФГКУ Комбинат "Малахит", котельная резерва	ФГКУ Комбинат "Малахит"	ФГКУ Комбинат "Малахит"	109,63	5,38	6,11
59	ООО «Мазуровский кирпичный завод»	ООО «Мазуровский кирпичный завод»	ООО «Мазуровский кирпичный завод»			1,6
60	ООО «Империя-МОКС» Хлебохавод № 1	ООО «Империя-МОКС»	ООО «Империя-МОКС»			1,827
61	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»			4,32
62	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова					0
63	ООО "Кузбасский скарабей"	ООО "Кузбасский скарабей"	ООО "Кузбасский скарабей"			7,928
64	АО "Кемеровский механический завод", Заводский район	АО "Кемеровский механический завод"	АО "Кемеровский механический завод"			16,2
65	АО "Кемеровский механический завод", Кировский район 3/1	АО "Кемеровский механический завод"	АО "Кемеровский механический завод"			5,16
66	ООО ПО "Токем"	ООО ПО "Токем"	ООО ПО "Токем"			0
67	ПАО "Кокс". Котельная УСТК	ПАО "Кокс"	ПАО "Кокс"			35
68	ПАО "Кокс". Парокотельная завода	ПАО "Кокс"	ПАО "Кокс"			32
69	ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС	ПАО "Кокс"	ПАО "Кокс"			14
70	ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС	ПАО "Кокс"	ПАО "Кокс"			87

71	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"			2,82
72	ООО "Химпром"	ООО "Химпром"	ООО "Химпром"			65,65
73	ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная	ООО "Кемеровский ДСК"	ООО "Кемеровский ДСК"			2,58
74	ООО "Кемеровский ДСК", склад ТМЦ	ООО "Кемеровский ДСК"	ООО "Кемеровский ДСК"			0,01
75	ООО "Кемеровский ДСК", БМК	ООО "Кемеровский ДСК"	ООО "Кемеровский ДСК"			0,2
76	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»			1,14
77	ОАО "ЗЖБИ"	ОАО "ЗЖБИ"	ОАО "ЗЖБИ"			0
78	Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза	Филиал "Кедровский угольный разрез"	Филиал "Кедровский угольный разрез"			15,05
79	ОАО "КОРМЗ"	ОАО "КОРМЗ"	ОАО "КОРМЗ"			3,4
80	ОАО "КДВ Кемерово"	ОАО "КДВ Кемерово"	ОАО "КДВ Кемерово"			4
81	ООО "Кемеровский хладокомбинат"	ООО "Кемеровский хладокомбинат"	ООО "Кемеровский хладокомбинат"			0
82	Компания "КМПК"	Компания "КМПК"	Компания "КМПК"			0
83	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"			1,54
84	ООО "Сибтесервис-1"	ООО "Сибтесервис-1"	ООО "Сибтесервис-1"			1,1
85	Сертифицированная автоматическая БКМ 16,8 МВт	ООО "ЭнергоТеплоСервис- Ресурс"	ООО "ЭнергоТеплоСервис- Ресурс"			0
86	АО "Кемеровское ДРСУ"	АО "Кемеровское ДРСУ"	АО "Кемеровское ДРСУ"			0,8
87	Кемеровский кондитерский комбинат	Кемеровский кондитерский комбинат	Кемеровский кондитерский комбинат			0
88	Котельная ОСК-1	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			1

89	Котельная НФС-1	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			0,5
90	Котельная НФС-2	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			1,64
91	Котельная ПЦС	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			0,5
92	Котельная ОСК-2	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			0,5
93	Котельная Насосной станции 3-го подъема	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			0,03
94	ЦТП в квартале №11					0
95	Здание цех ЖБИ, Участок 15					0
96	ОАО "Кемвод" ЦНС котельная	ОАО "Кемвод"	ОАО "Кемвод"			0
97	КАО «Азот» Технологическая котельная 1	КАО «Азот»	КАО «Азот»			57
98	КАО «Азот» Технологическая котельная 2	КАО «Азот»	КАО «Азот»			32,1
ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных и ведомственных котельных						402,705

Таблица 3.1-2 – Сведения по тепловым сетям от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Кемерово

Наименование теплоисточника	Кемеровская ГРЭС	Кемеровская ТЭЦ	Ново-Кемеровская ТЭЦ
Район теплоснабжения	Заводский		Заводский
	Ленинский		Ленинский
	Центральный		Центральный
		Кировский	
		Рудничный	
Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	1 174,17	274,91	1 073,74
Протяженность тепловых сетей, км (в 1-но тр. исчислении), в том числе:	775,958		
- магистральных	274,27222		
- распределительных (Ду менее 300 мм)	501,686		
Материальная характеристика сети, м ²	405 414,022		

Удельная материальная характеристика сети, м ² /Гкал/ч	160,699		
Тип изоляции	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППМ	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППМ	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППМ
Тип компенсации	П-образные компенсаторы. Углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.	П-образные компенсаторы. Углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.	П-образные компенсаторы. Углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.
Теплосетевые организации организации:	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"
- магистральные тепловые сети	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"
- распределительные тепловые сети	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"	АО "КТСК", АО "Теплоэнерго"

Таблица 3.1-3 – Сведения по тепловым сетям от котельных г. Кемерово

Наименование теплоисточника	Котельные на обслуживании АО "Теплоэнерго"	Котельные на обслуживании ОАО "СКЭК"	Котельные на обслуживании ООО «УК «Лесная поляна»	Котельные на обслуживании ООО «Лесная поляна-Плюс»	Прочие муниципальные и ведомственные котельные
Район теплоснабжения	Заводский				
	Ленинский				
	Рудничный				
	Центральный				
	ЖР Кедровка	ЖР Кедровка			
	Промышленновский	Промышленновский			
	ЖР Ягуновский				
	Пионер				
	ЖР Лесная поляна			ЖР Лесная поляна	ЖР Лесная поляна
Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	123,5224174	63,7248			402,705

Протяженность тепловых сетей, км (в 1-но тр. исчислении), в том числе:	152,6848	39,36482			
- магистральных	19,673	4,57			
- распределительных (Ди менее 300 мм)	133,0118	34,79482			
Материальная характеристика сети, м ²	67 814,456	19 811,940			
Удельная материальная характеристика сети, м ² /Гкал/ч	549,005	310,898			
Тип изоляции	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППИМ	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППИМ	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППИМ	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППИМ	Маты и плиты из минеральной ваты марки 75. Маты минераловатные прошивные марки 100. ППУ, ППИМ
Тип компенсации	П-образные компенсаторы. Углы поворота трасс. Сальниковые компенсаторы.				
Теплосетевые организации организации:	АО "Теплоэнерго"	ОАО "СКЭК"	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «Лесная поляна-Плюс»	
- магистральные тепловые сети	АО "Теплоэнерго"	ОАО "СКЭК"	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «Лесная поляна-Плюс»	
- распределительные тепловые сети	АО "Теплоэнерго"	ОАО "СКЭК"	ООО «УК «Лесная поляна»	ООО «Лесная поляна-Плюс»	

3.2.Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Электронные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии приведены в разделе 4 к Книге 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения города Кемерово на период до 2033 года, а также в электронной модели схемы теплоснабжения.

Электронные и бумажные карты-схемы тепловых сетей теплоснабжающих и теплосетевых организаций города Кемерово в зонах действия источников тепловой энергии разработаны в Книге 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Электронная схема систем теплоснабжения города Кемерово разработана в ГИС Zulu с использованием расширения ZuluThermo.

3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки

Тепловые сети – двухтрубные, из стальных трубопроводов в тепловой изоляции. Компенсация температурных расширений трубопроводов – П-образные компенсаторы и самокомпенсация, на новых сетях в стесненных местах устанавливаются сильфонные компенсаторы.

Магистральные трубопроводы больших диаметров вне зоны жилой застройки проложены, в основном, надземно, на отдельно стоящих низких опорах, переходы через проезды и препятствия выполнены на высоких (до 7,0 м) отдельно стоящих опорах или по строительным конструкциям мостовых переходов. Изоляция трубопроводов при наземной прокладке – минераловатные прошитые маты, покровный слой из оцинкованной стали.

В зонах жилой застройки прокладка трубопроводов принята подземная в сборных железобетонных непроходных каналах заводского изготовления. Тепловая изоляция, в основном, из минераловатных матов, имеются незначительные участки в ППУ и ППМ изоляции, проложенные бесканально.

Сводные данные по протяженности трубопроводов ТС по диаметрам в 1-но трубном исчислении для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Кемерово приведены в таблице 3.3.

Сводные данные по протяженности трубопроводов ТС по диаметрам в однетрубном исчислении для котельных г. Кемерово приведены в таблице таблица 3.3-2.

Таблица 3.3-1 –Сводные данные по протяженности трубопроводов ТС по диаметрам в 1-но трубном исчислении для источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Кемерово

Условный диаметр, мм	КемГРЭС	КемТЭЦ	НКТЭЦ
----------------------	---------	--------	-------

<i>Распределительные сети, п.м.</i>	
Ду25	164
Ду32	3446
Ду40	7723
Ду50	66821,26
Ду65	35970
Ду80	103616,2
Ду 100	144997,2
Ду 125	33102
Ду 150	139050,7
Ду 200	71475,5
Ду 250	53938,24
<i>Магистральные сети, п.м.</i>	
Ду 300	25424,6
Ду 350	8099,6
Ду 400	40806,8
Ду 450	2865
Ду 500	41322,7
Ду 600	12536,5
Ду 700	58507,52
Ду 800	52819
Ду 1000	34745,5
Ду 1200	10
Всего по ТС:	2 811 995,96

Краткая характеристика грунтов в местах прокладки тепловых сетей

Краткая характеристика грунтов Кемерово для прокладки тепловых сетей, в основном, характеризуется видом грунтов и уровнем грунтовых вод. В Кемерово грунт – суглинок пылеватый.

Около 7% трубопроводов магистральных тепловых сетей проложены в каналах, периодически затапливаемых грунтовыми водами, что значительно сокращает срок службы тепло-сети и увеличивает тепловые потери.

Определение удельной материальной характеристики тепловых сетей

Универсальным показателем, позволяющим сравнивать системы транспортировки теплоносителя, отличающиеся масштабом теплофицируемого района, является **удельная материальная характеристика** сети, равная

$$\mu = \frac{M}{Q_{\text{сумм}}^p} \quad [\text{м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}],$$

где $Q_{\text{сумм}}^p$ – присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч

M – материальная характеристика сети, равная

$$M = \sum_{i=1}^n d_i l_i \text{ [м}^2\text{]},$$

где d_i – диаметр i -того участка трубопровода тепловых сетей, м;

l_i – протяжённость i -того участка трубопровода тепловых сетей, м.

Этот показатель является одним из индикаторов эффективности централизованного теплоснабжения. Он определяет возможный уровень потерь теплоты при ее передаче (транспорте) по тепловым сетям и позволяет установить зону эффективного применения централизованного теплоснабжения. Зона высокой эффективности централизованной системы теплоснабжения с тепловыми сетями, выполненными с подвесной теплоизоляцией, определяется не превышением приведенной материальной характеристики в зоне действия котельной на уровне $100 \text{ м}^2/\text{Гкал/час}$. Зона предельной эффективности ограничена $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$. Значение приведенной материальной характеристики, превышающей $200 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$ свидетельствует о целесообразности применения индивидуального теплоснабжения. В то же время применение в системе теплоснабжения труб с ППУ, сдвигает зону предельной эффективности до $300 \text{ м}^2/\text{Гкал/ч}$.

Таблица 3.3-2 – Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей от котельных г. Кемерово по срокам ввода в эксплуатацию Сводные данные по протяженности трубопроводов ТС по диаметрам в однотрубном исчислении для котельных г. Кемерово

№	Наименование теплоисточника	Тип прокладки	Условный диаметр, мм														Итого протяженность сетей от теплоисточника, км	Объем тепловой сети, м³	
			Распределительные сети, км										Магистральные сети, км						
			Ду 25	Ду 32	Ду 40	Ду 50	Ду 65	Ду 80	Ду 100	Ду 125	Ду 150	Ду 200	Ду 250	Ду 300	Ду 350	Ду 400			Ду 500
Котельные АО "Теплоэнерго"																			
1	Котельная №4	подземная																0	0,00
		надземная																	
2	Котельная №6	подземная																0	0,00
		надземная																	
3	Котельная №7	подземная																0	0,00
		надземная																	
4	Котельная №8	подземная																0	0,00
		надземная																	
5	Котельная №15	подземная								0,202								0,238	1,61
		надземная		0,036															
6	Котельная №17	подземная					0,01	0,5										0,51	2,55
		надземная																	
7	Котельная №26	подземная				0,172		0,108	0,181	0,3255	0,288	0,942						2,0565	42,22
		надземная										0,04							
8	Котельная №27	подземная				2,282	0,44	5,1652	3,988	0,31	3,448	2,346	1,32	1,408	1,37	1,374		31,2982	1 007,52
		надземная				2,494	0,38	0,812	2,138		0,239					0,622	1,162		
9	Котельная №31	подземная				0,036			0,062									1,51	29,95
		надземная				0,01		0,01	0,564		0,08	0,748							
10	Котельная №34	подземная			0,01				0,144									0,154	1,14
		надземная																	
11	Котельная №35	подземная		0,05		0,302	0,1	0,452	1,93		1,642	0,16						8,91	120,02
		надземная			0,592	0,748	0,598	0,18	1,322		0,106	0,03		0,698					
12	Котельная №38	подземная		0,082		0,432		0,402	0,75		0,182							2,842	15,84
		надземная				0,612		0,14	0,242										
13	Котельная №42	подземная						0,304										0,304	1,53
		надземная																	
14	Котельная №43	подземная							0,328									0,328	2,57
		надземная																	
15	Котельная №45	подземная		0,271	0,628	4,27	1,37	3,786	6,626	0,126	2,934	2,992	1,842	3,608		0,636		41,557	921,02
		надземная	0,05	0,244	0,45	3,152	0,034	0,742	5,132		0,474	0,164	0,092	0,882		1,052			
16	Котельная №47	подземная																0	0,00
		надземная																	
17	Котельная №56	подземная				0,016												0,024	0,05
		надземная				0,008													
18	Котельная №60	подземная				0,116												0,116	0,23
		надземная																	

19	Котельная №61	подземная				0,036	0,036		0,012									0,084	0,28
		надземная																	
20	Котельная №65	подземная						0,04	0,032		0,032							0,264	1,82
		надземная							0,16										
21	Котельная №66	подземная							0,032									0,032	0,25
		надземная																	
22	Котельная №92	подземная			0,092	0,258	0,01	0,136	0,768		0,256	0,123						1,643	15,75
		надземная																	
23	Котельная №96	подземная			0,23	0,886	1,028	0,0774	0,87	0,94	0,356	0,1166						4,504	34,13
		надземная																	
24	Котельная №97	подземная				0,302	0,278	0,236	0,184	0,148								1,656	14,38
		надземная					0,008	0,03				0,47							
25	Котельная №101	подземная				0,19	0,174	0,557	0,328									2,109	10,67
		надземная			0,072	0,226		0,484				0,078							
26	Котельная №102	подземная	0,02			0,008	0,033		0,248									0,342	2,20
		надземная						0,033											
27	Котельная №103	подземная				0,118		0,044	0,542									1,046	8,57
		надземная					0,032				0,31								
28	Котельная №110	подземная				0,166		0,02	0,038									0,23	0,77
		надземная								0,006									
29	Котельная №112	подземная			0,284	0,08	0,232	0,43	0,44		0,336							2,282	15,78
		надземная				0,04	0,13		0,31										
30	Котельная №114	подземная							0,1418		0,1494	0,1694		0,4998				0,9764	45,51
		надземная												0,016					
31	Котельная №118	подземная	0,188	0,956	0,904	0,628		0,5	0,172	0,086								5,638	23,54
		надземная		0,496	0,174	0,226	0,926	0,238		0,144									
32	Котельная №122	подземная				0,2			0,127									0,327	1,39
		надземная																	
33	Котельная №123	подземная				1,164	1,12	0,9622	2,2426	0,3872	1,518	0,518	0,276	1,407				13,867	261,27
		надземная				0,76	0,08	0,56	0,756		0,356	1,76							
34	Котельная №141	подземная					0,064											0,244	0,81
		надземная					0,18												
35	Котельная №163	подземная				0,096		0,22	0,184									0,5	2,74
		надземная																	
36	Сети микрорайона 76 (КемГРЭС)	подземная					0,049	0,1746	0,629	0,4594	0,5734	0,2388	1,0026		0,616			3,8788	138,12
		надземная						0,136											
37	Сети Рудничного района (КемТЭЦ)	подземная			1,166			1,8518	3,1282	1,9756	5,0601	3,7846	1,9254	1,422	0,6542	2,246		23,2139	808,53
		надземная																	
ИТОГО по СЦТ на базе котельных АО "Теплоэнерго"		подземная	0	0,611	2,2	13,2	5,572	15,4662	24,6576	4,8437	16,8609	11,3904	6,366	8,3448	2,6402	4,256	0	116,4088	3 532,74
		надземная	0,05	0,28	1,61	8,264	1,827	4,014	10,708	0,31	1,947	2,742	0,092	1,596	0	1,674	1,162	36,276	
		ВСЕГО	0,05	0,891	3,81	21,464	7,399	19,4802	35,3656	5,1537	18,8079	14,1324	6,458	9,9408	2,6402	5,93	1,162	152,6848	
Котельные ОАО "СКЭК"																			
38	Котельная №8	подземная		0,086		1,003		1,025	3,716	2,514	3,93	3,174	0,762	0,162		0,51	0,086	30,90682	970,19

		надземная		0,204		0,46		0,972	1,02	1,994	4,70482	1,074	0,076	0,258	0,602	1,926	0,648		
39	Котельная №9	подземная			0,036	0,866	0,204	0,474	1,128	0,158	0,776	1,502		0,112				7,534	115,31
		надземная		0,036	0,142	0,32		0,412	1,042		0,06			0,266					
40	Котельная №10	подземная		0,07		0,176												0,924	4,61
		надземная				0,092		0,204	0,382										
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"		подземная	0	0,156	0,036	2,045	0,204	1,499	4,844	2,672	4,706	4,676	0,762	0,274	0	0,51	0,086	22,47	1 090,11
		надземная	0	0,24	0,142	0,872	0	1,588	2,444	1,994	4,76482	1,074	0,076	0,524	0,602	1,926	0,648	16,89482	
		ВСЕГО	0	0,396	0,178	2,917	0,204	3,087	7,288	4,666	9,47082	5,75	0,838	0,798	0,602	2,436	0,734	39,36482	

3.3.1. Общая характеристика водяных тепловых сетей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»

Предприятие АО «Кемеровская теплосетевая компания» обслуживает магистральные и квартальные тепловые сети от энергоисточников города и объединяет все 4 теплосетевых района – Кировский (правый берег р.Томь), Заводский, Центральный, Заисkitимский (левый берег реки).

На праве собственности АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания» владеет тепловыми сетями в размере – 281 840,0 п.м. в однотрубном исчислении.

На правах аренды (собственник Администрация г. Кемерово) АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания» обслуживает тепловые сети в размере – 655 601,8 п.м. в однотрубном исчислении.

Так же АО «Кузбассэнерго» - «Кемеровская теплосетевая компания» обслуживает бесхозяйные сети, принятые по Постановлениям Администрации города Кемерово в размере – 7 952,24 п.м. в однотрубном исчислении.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 937 442 м средним диаметром 273 мм.

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от диаметра трубопроводов приведены в таблице 3.1.1-1.

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от срока эксплуатации трубопроводов приведены в таблице 3.1.1-2.

Таблица 3.3.1-1 –Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»

Диаметр, мм	Протяженность участка, км	Материальная характеристика, м ²	Прокладка, км		Тип изоляции
			подземная	надземная	
1200	0,01	37,680			ППУ
1000	34,7455	109 100,870			ППУ
800	52,819	132 681,328			ППУ
700	58,50752	128 599,529			ППУ
600	12,5365	23 618,766			ППУ
500	41,3227	64 876,639			ППУ
400	40,8068	51 253,341			ППУ
350	8,0996	8 901,460			ППУ
300	25,4246	23 949,973			ППУ
250	53,93824	42 341,518			ППУ
200	71,4755	44 886,614			ППУ
150	139,0507	65 492,880			ППУ

125	33,102	12 992,535			ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
100	144,9972	45 529,121			ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
80	103,6162	26 028,389			ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
65	35,97	7 341,477			ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
50	66,82126	10 490,938			ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
40	7,723	970,009			маты и плиты из минеральной ваты марки 75
32	3,446	346,254			маты и плиты из минеральной ваты марки 75
25	0,164	12,874			маты и плиты из минеральной ваты марки 75
Итого:	775,958	405 414,022	0	0	—

Таблица 3.3.1-2 – Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей от источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии г. Кемерово по срокам ввода в эксплуатацию (АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»)

Срок службы тепловых сетей	Протяженность, км
до 5 лет	101,831
от 5 до 10 лет	203,394
от 10 до 15 лет	110,217
от 15 до 20 лет	102,615
от 20 до 25 лет	101,358
от 25 до 30 лет	106,563
свыше 30 лет	210,924

Из приведенных данных следует, что порядка 45% тепловых сетей выработало свой ресурс и нуждается в замене, при этом доля тепловых сетей, эксплуатирующихся менее 5 лет – 10,9%.

По типу прокладки тепловых сетей преобладает надземная прокладка (таблица 3.1.1-3).

Таблица 3.3.1-3 – Распределение тепловых сетей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» по типу прокладки

Тип прокладки	Протяженность, м
Надземная	101721,48

Подземная (в непроходных каналах)	304547,7
Подземная (в полупроходных каналах)	99
Подземная (в проходных каналах)	4253,42
Подземная (бесканальная)	1697,9

3.3.2. Общая характеристика водяных тепловых сетей АО «Теплоэнерго»

Общая протяженность тепловых сетей, обслуживаемых АО «Теплоэнерго», составляет 152 684,8 м средним диаметром 142 мм.

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от диаметра трубопроводов приведены в таблице 3.3.2-1.

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от срока эксплуатации трубопроводов приведены в таблице 3.3.2-2 и на рисунке 3.3.2.

Из приведенных данных следует:

- 41% тепловых сетей выработали свой ресурс (срок службы более 20 лет);
- происходит регулярная замена тепловых сетей: сетей со сроком службы менее 5 лет – 24%, от 5 до 10 лет – 17%.

Таблица 3.3.2-1 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей АО "Теплоэнерго"

Диаметр, мм	Протяженность участка, км	Материальная характеристика, м ²	Прокладка, км		Тип изоляции
			подземная	надземная	
500	1,162	1 824,340	0	1,162	ППУ
400	5,93	7 448,080	4,256	1,674	ППУ
350	2,6402	2 901,580	2,6402	0	ППУ
300	9,9408	9 364,234	8,3448	1,596	ППУ
250	6,458	5 069,530	6,366	0,092	ППУ
200	14,1324	8 875,147	11,3904	2,742	ППУ
150	18,8079	8 858,521	16,8609	1,947	ППУ
125	5,1537	2 022,827	4,8437	0,31	ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
100	35,3656	11 104,798	24,6576	10,708	ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
80	19,4802	4 893,426	15,4662	4,014	ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
65	7,399	1 510,136	5,572	1,827	ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75

50	21,464	3 369,848	13,2	8,264	ППУ, маты и плиты из минеральной ваты марки 75
40	3,81	478,536	2,2	1,61	маты и плиты из минеральной ваты марки 75
32	0,891	89,528	0,611	0,28	маты и плиты из минеральной ваты марки 75
25	0,05	3,925	0	0,05	маты и плиты из минеральной ваты марки 75
Итого:	152,685	67 814,456	116,4088	36,276	—

Таблица 3.3.2-2 – Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей от котельных АО "Теплоэнерго" г. Кемерово по срокам ввода в эксплуатацию

Срок службы тепловых сетей	Протяженность, км	Срок службы тепловых сетей	Протяженность, км
Котельная №15		Котельная №17	
до 5 лет		до 5 лет	0,174
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	0,156
от 10 до 15 лет	0,11	от 10 до 15 лет	0,18
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет	0,036	от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет	0,092	свыше 25 лет	
Котельная №26		Котельная №27	
до 5 лет	1,315	до 5 лет	3,9632
от 5 до 10 лет	0,742	от 5 до 10 лет	2,693
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	6,086
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	1,014
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет		свыше 25 лет	17,542
Котельная №31		Котельная №34	
до 5 лет	0,058	до 5 лет	
от 5 до 10 лет	0,154	от 5 до 10 лет	0,03
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет	0,01	от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет	1,288	от 20 до 25 лет	0,124
свыше 25 лет		свыше 25 лет	
Котельная №35		Котельная №38	
до 5 лет	2,852	до 5 лет	1
от 5 до 10 лет	0,842	от 5 до 10 лет	0,044
от 10 до 15 лет	2,07	от 10 до 15 лет	0,06
от 15 до 20 лет	1,012	от 15 до 20 лет	

от 20 до 25 лет	0,276	от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет	1,858	свыше 25 лет	1,738
Котельная №42		Котельная №43	
до 5 лет	0,078	до 5 лет	0,2
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	
от 10 до 15 лет	0,16	от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	0,128
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет	0,066	свыше 25 лет	
Котельная №45		Котельная №56	
до 5 лет	7,436	до 5 лет	0,024
от 5 до 10 лет	2,031	от 5 до 10 лет	
от 10 до 15 лет	5,112	от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет	1,34	от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет	7,31	от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет	18,328	свыше 25 лет	
Котельная №60		Котельная №61	
до 5 лет		до 5 лет	
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	
от 10 до 15 лет	0,116	от 10 до 15 лет	0,084
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет		свыше 25 лет	
Котельная №65		Котельная №66	
до 5 лет		до 5 лет	
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет	0,264	от 20 до 25 лет	0,032
свыше 25 лет		свыше 25 лет	
Котельная №92		Котельная №96	
до 5 лет	0,883	до 5 лет	0,622
от 5 до 10 лет	0,262	от 5 до 10 лет	0,562
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	1,19
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	1,95
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	0,18
свыше 25 лет	0,498	свыше 25 лет	
Котельная №97		Котельная №101	
до 5 лет	0,602	до 5 лет	1,038
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	0,617
от 10 до 15 лет	0,808	от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет	0,246	от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	0,046

свыше 25 лет		свыше 25 лет	0,408
Котельная №102		Котельная №103	
до 5 лет	0,256	до 5 лет	0,386
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	0,214
от 10 до 15 лет	0,02	от 10 до 15 лет	0,138
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	0,284
от 20 до 25 лет	0,066	от 20 до 25 лет	0,024
свыше 25 лет		свыше 25 лет	
Котельная №110		Котельная №112	
до 5 лет		до 5 лет	0,486
от 5 до 10 лет	0,044	от 5 до 10 лет	0,482
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	0,48
от 15 до 20 лет	0,186	от 15 до 20 лет	0,09
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет		свыше 25 лет	0,744
Котельная №114		Котельная №118	
до 5 лет	0,9764	до 5 лет	0,738
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	1,314
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	0,142
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	0,092
свыше 25 лет		свыше 25 лет	3,352
Котельная №122		Котельная №123	
до 5 лет	0,224	до 5 лет	2,972
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	2,694
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	0,568
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	0,112
от 20 до 25 лет	0,103	от 20 до 25 лет	0,534
свыше 25 лет		свыше 25 лет	6,987
Котельная №141		Котельная №163	
до 5 лет	0,054	до 5 лет	0,156
от 5 до 10 лет	0,19	от 5 до 10 лет	
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	0,344
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет		свыше 25 лет	
Сети микрорайона 76 (КемГРЭС)		Сети Рудничного района (КемТЭЦ)	
до 5 лет	3,169	до 5 лет	7,5639
от 5 до 10 лет	0,71	от 5 до 10 лет	12,7925
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	1,168
от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	0,628
от 20 до 25 лет		от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет		свыше 25 лет	1,062

По типу прокладки тепловых сетей – преобладает подземная прокладка – 76% (таблица 3.3.2-1), надземная и подвальная составляют порядка 24%. В качестве изоляции используется минеральная вата, доля ППУ-изоляции составляет только 2,7%.

3.3.3. Общая характеристика водяных тепловых сетей ОАО «СКЭЖ»

Общая протяженность тепловых сетей ОАО «СКЭЖ» составляет 39 365 м средним диаметром 160 мм.

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от диаметра трубопроводов приведены в таблице 42 и на рис. 3.3.2.

■ до 5 лет ■ от 5 до 10 лет ■ от 15 до 20 лет ■ свыше 25 лет

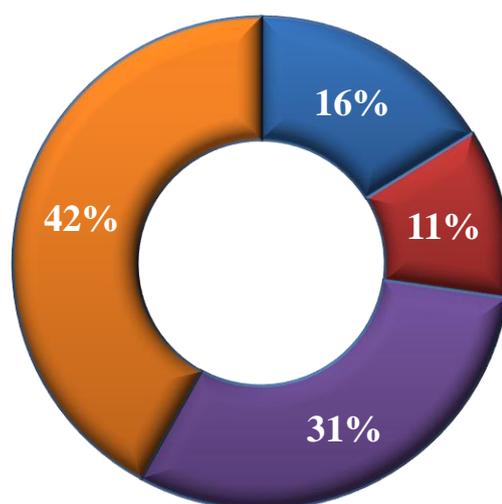


Рисунок 3.3.2 – Распределение трубопроводов тепловых сетей от котельных АО «Теплоэнерго» по срокам ввода в эксплуатацию

Таблица 3.3.3-1 – Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей от котельных ОАО «СКЭЖ»

Диаметр, мм	Протяженность участка, км	Материальная характеристика, м ²	Прокладка		Тип изоляции
			Подземная	Надземная	
500	0,734	1 152,380	0,086	0,648	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
400	2,436	3 059,616	0,51	1,926	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
350	0,602	661,598	0	0,602	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100

300	0,798	751,716	0,274	0,524	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
250	0,838	657,830	0,762	0,076	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
200	5,75	3 611,000	4,676	1,074	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
150	9,47082	4 460,756	4,706	4,76482	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
125	4,666	1 831,405	2,672	1,994	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
100	7,288	2 288,432	4,844	2,444	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
80	3,087	775,454	1,499	1,588	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
65	0,204	41,636	0,204	0	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
50	2,917	457,969	2,045	0,872	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
40	0,178	22,357	0,036	0,142	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
32	0,396	39,790	0,156	0,24	ППУ, маты минераловатные прошивные марки 100
Итого:	39,365	19 811,940	22,470	16,895	—

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от срока эксплуатации трубопроводов приведены в таблице 3.3.3-2 и на рисунке 3.3.3.

Таблица 3.3.3-2 – Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей от котельных ОАО "СКЭЖ" г. Кемерово по срокам ввода в эксплуатацию

Срок службы тепловых сетей	Протяженность, км	Срок службы тепловых сетей	Протяженность, км
Котельная №8		Котельная №9	
до 5 лет	0,112	до 5 лет	
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	
от 10 до 15 лет	0,238	от 10 до 15 лет	
от 15 до 20 лет	10,40282	от 15 до 20 лет	
от 20 до 25 лет	16,1	от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет	4,054	свыше 25 лет	7,534
Котельная №10		ИТОГО по ОАО "СКЭЖ"	
до 5 лет		до 5 лет	0,584
от 5 до 10 лет		от 5 до 10 лет	0,4
от 10 до 15 лет		от 10 до 15 лет	

от 15 до 20 лет		от 15 до 20 лет	1,108
от 20 до 25 лет	0,924	от 20 до 25 лет	
свыше 25 лет		свыше 25 лет	1,514

Из приведенных данных следует, что:

- срок эксплуатации 31% тепловых сетей подходит к 20-летнему рубежу – нормативному сроку эксплуатации распределительных сетей;

- 42% тепловых сетей эксплуатируется более 25 лет и нуждается в замене.

По типу прокладки тепловых сетей: преобладает подземная прокладка – 57% (таблица 3.3.3-1).

ОАО «СКЭК» обслуживает тепловые сети от указанных котельных только с 2010 года и не владеет информацией по изоляции трубопроводов, паспортизация тепловых сетей не проводилась. При вскрытии теплотрасс – в качестве изоляционного материала использована минвата, на некоторых участках изоляция полностью отсутствует.

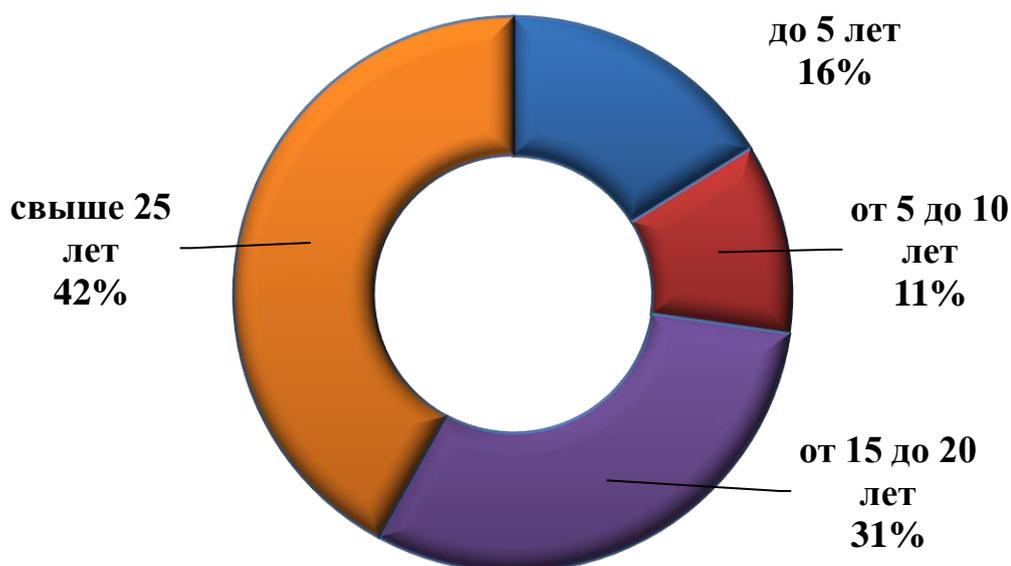


Рисунок 3.3.3 – Распределение трубопроводов тепловых сетей от котельных ОАО «СКЭК» по срокам ввода в эксплуатацию

Плотность тепловых сетей

Средняя плотность тепловых сетей отопления составляет:

на 1000 жителей города – 0,88 км/1000 чел.

По статистике, средний показатель плотности тепловых сетей по России для городов с численностью населения более 100 тысяч человек, составляет порядка 1 км на 1000 человек.

В г. Кемерово эта величина является несколько ниже, что объясняется значительной долей (15%) неблагоустроенного жилого фонда города (не обеспечиваемого от централизованных источников теплоснабжения) и обеспечением от крупных энергоисточников более 70% теплотребности города;

- на 1 Гкал/ч отпускаемой тепловой энергии – 0,195 км/Гкал/ч, что свидетельствует о достаточно «плотной» сети теплопроводов и «компактном» расположении крупных промышленных потребителей – в промзонах.

3.3.4. Общая характеристика водяных тепловых сетей ООО «Теплоснаб»

Общая протяженность тепловых сетей ООО «Теплоснаб» составляет 5 389 м средним диаметром 180 мм.

Сводные данные по протяженности тепловых сетей в зависимости от диаметра трубопроводов приведены в таблице 3.3.4-1 и на рис. 3.3.4-1.

Таблица 3.3.4-1 Распределение протяженности и материальной характеристики тепловых сетей ООО «Теплоснаб»

Диаметр, мм	Протяженность участка, км	Материальная характеристика, м ²	Прокладка		Тип изоляции
			Подземная	Надземная	
300	0,126	41,035	0,087	0,040	ППУ
250	0,106	27,454	0,106	-	ППУ
200	1,097	240,216	1,097	-	ППУ
150	2,626	417,610	1,066	1,560	ППУ
125	0,763	101,516	0,763	-	ППУ
100	0,670	72,373	0,670	-	ППУ

Таблица 3.3.4-2 Распределение магистральных и распределительных тепловых сетей ООО «Теплоснаб» по срокам ввода в эксплуатацию

Срок службы тепловых сетей	Протяженность, км
до 5 лет	3,83
от 5 до 10 лет	1,56

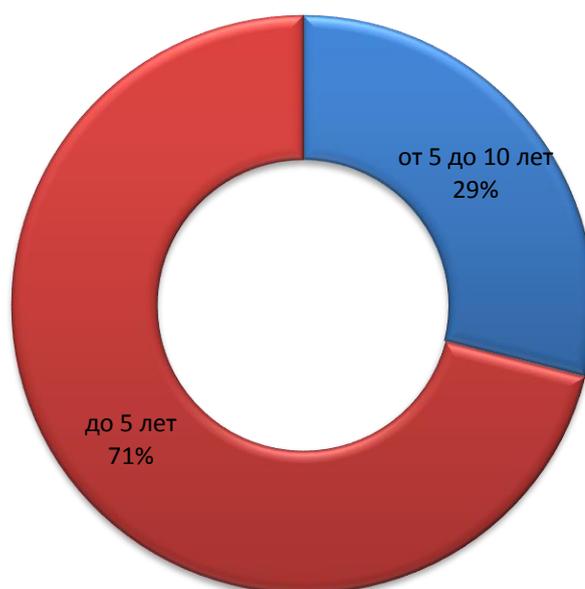


Рисунок 3.3.4-1 Распределение трубопроводов тепловых ООО «Теплоснаб» по срокам ввода в эксплуатацию

3.4. Ввод в эксплуатацию теплотрасс в 2016 и 2017 годах

Список реконструированных и вновь проложенных участков тепловых сетей в период с 2016 по 2017 гг АО «Теплоэнерго» приведен в таблицах 3.4-1 и 3.4-2.

Перечень тепловых сетей, реконструированных в 2012-2017 годах ОАО «СКЭК» приведен в таблице 3.4-3.

По информации от АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»:

- построено в 2012-2017 г.г. всего - 2334 п.м (в однострубно́м исчислении) тепловых сетей , средний диаметр 258 мм,

- реконструировано в 2012-2017 г.г. всего - 10 693 п.м (в однострубно́м исчислении) тепловых сетей , средний диаметр 619 мм,

- выведенных из эксплуатации в 2012-2017 г.г. тепловых сетей нет.

ООО «Теплоснаб» осуществляет передачу ТЭ и ТН с октября 2017 года. По информации ООО «Теплоснаб» в период 2009-2017 г.г. было введено в эксплуатацию 5389 п.м. (в однотрубном исчислении) сетей, средний диаметр 180 мм. Перечень сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности ООО «Теплоснаб», введенных в эксплуатацию в период в 2009 по 2017 год приведен в таблице 3.4-4.

Таблица 3.4-1 – Перечень тепловых сетей, построенных в 2016-2017 годах АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Источник теплоснабжения	Район	Наименование участка	Диаметр, мм	Протяжённость, м	Способ прокладки	Материальная характеристика	Год постройки
1	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	ТК 236/1(УТ 4-1) - УТ 4-2	159	69,30	подз	22,0	2016
2	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ 4-2 - стр. 10	108	19,00	подз	4,1	2016
3	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ 4-2 - стр. 6	108	20,40	подз	4,4	2017
4	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	Ут 4-1 - УТ 4.1.1 (кв 12А)	159	52,80	подз	16,8	2016
5	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ 4.1.1 - ж.д. стр. 3б (кв 12А)	108	23,10	подз	5,0	2016
6	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	Ут 4.1.1 - УТ 5 (кв 12А)	159	120,30	подз	38,3	2017
6	покупное	№ 12 Руд	Ут 5 - ж.д. стр. 8 (кв 12А)	108	12,50	подз	2,7	2017
7	покупное	№ 12 Руд	Ут 5 - ж.д. стр. 7 (кв 12А)	108	21,90	подз	4,7	2017
7	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ-3 - ж.д. стр. №25	159	26,70	подз	8,5	2016
32	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ-3 - ж.д. стр. №24	159	96,00	подз	30,5	2016
33	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ-2 - многофункциональный комплекс	133	26,50	подз	7,0	2017
1	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	УТ-4(ТК 204/1) - дет. сад. Стр. №30	108	45,10	подз	9,7	2017
8	ГРЭС	№7Б центр	ТК 3-2 - ж.д. стр. №14	108	12,40	подз	2,7	2016
9	ГРЭС	№7Б центр	ТК 3-1 - ТК 3-2	377	116,00	подз	87,5	2016

10	ГРЭС	№7Б центр	ТК 3-2 - УТ 3-3	377	84,00	подз	63,3	2016
11	ГРЭС	№7Б центр	УТ 3-3 - стр. №10Г	108	23,00	подз	5,0	2016
12	ГРЭС	№7Б центр	ТК 3-2 - стр. № 10В	159	36,00	подз	11,4	2016
13	ГРЭС	№7Б центр	ТК 2-5 - ТК 2-6	273	43,40	подз	23,7	2017
14	ГРЭС	№7Б центр	ТК 2-6 - ТК 2-7	219	23,60	подз	10,3	2017
15	кот. № 114	Ленинский	Кот. №114 - ТК-1	325	8,0	подз	5,2	2016
16	кот. № 114	Ленинский	ТК-1 - ТК-2	325	115,0	подз	74,8	2016
17	кот. № 114	Ленинский	ТК-2 - ТК-3	325	45,3	подз	29,4	2016
18	кот. № 114	Ленинский	ТК-3 - ТК-4	325	89,6	подз	58,2	2016
19	кот. № 114	Ленинский	ТК-4 - ТК-6	219	84,7	подз	37,1	2016
20	кот. № 114	Ленинский	ТК-6 - ТК-7	163	74,7	подз	24,4	2016
21	кот. № 114	Ленинский	ТК-7 - ж.д. Стр №1 (Бульвар строителей, 57)	108	65,3	подз	14,1	2016
22	кот. № 114	Ленинский	ТК-7 - ж.д. Стр №2	108	5,6	подз	1,2	2016
23	кот. № 114	Ленинский	ТК-6 - ж.д. Стр №6	108	42	подз	9,1	2017
24	кот. № 114	Ленинский	ТК-6 - ж.д. Стр №4	133	25	подз	6,7	2017
25	кот. № 118	Ленинский	ТК 20а/18 - ж.д. стр.3 по ул. Суворова	76	24	подз бесканан	3,6	2016

26	кот. № 35	Ленинский	ТК 7А/35(УТ1) - ТК 15/35(УТ2)	325	23	надз	15,0	2016
27	кот. № 35	Рудничный	ТК 15/35(УТ2) - ТК 16/35(УТ3)	273	105	подз	57,3	2016
28	кот. № 35	Рудничный	ТК 16/35(УТ3) - ТК 17/35(УТ4)	219	93	подз	40,7	2016
29	кот. № 35	Рудничный	ТК 17/35(УТ4) - УЛ. Менжинского, 5	108	17	подз	3,7	2016
30	кот. № 35	Рудничный	ТК 17/35(УТ4) - УЛ. Менжинского, 9	108	31	подз	6,7	2016
31	кот. № 35	Рудничный	ТК 17/35(УТ4) - ТК 18/35(УТ5)	159	51	подз	16,2	2016
32	кот. № 35	Рудничный	ТК 15/35(УТ2) - ТК 19/35(УТ6)	219	185	подз	81,0	2017
33	кот. № 35	Рудничный	ТК 19/35(УТ6) - УЛ. Менжинского, 1	108	27	подз	5,8	2017
34	кот. № 35	Рудничный	ТК 19/35(УТ6) - УЛ. Менжинского, 3	108	6	подз	1,3	2017
35	кот. № 97	Заводский	БМК кот №97 - ТК 6А	133	23	подз	6,1	2016

Таблица 3.4-2 – Перечень тепловых сетей, реконструированных в 2016-2017 годах АО «Теплоэнерго»

№ п/п	№ источника	Район	Наименование участка	Диаметр, мм	Протяжённость, м	Год реконструкции	Примечание
1	кот. № 112	Рудничный	ТК 4 - до стены школы 16	101	140,0	2017	изменение диаметра со 108х5 на 101х6,5 "Изопрофлекс 110/145"

2	кот. № 112	Рудничный	ТК 6 - ТК 7	84	45,0	2017	изменение диаметра со 108х5 на 84х6,0 "Изопрофлекс 90/125"
3	кот. № 118	Рудничный	ТК 1 - ТК 1А	57	20,0	2016	изменение диаметра со 108х5 на 57х4,0
4	кот. № 123	Ягуновский	УТ23 - Барнаульская,29	144	23,0	2017	изменение диаметра со 108х5 на 144х7,5 "Изопрофлекс 160/200"
5	кот. № 123	Ягуновский	УТ34 - ул. 2-ой Квартал, 8	84	13,0	2016	изменение диаметра со 57х4 на 84х6,0 "Изопрофлекс 90/125"
6	кот. № 35	Рудничный	ТК 14/35 - ул.Луганская, 8	84	15,0	2016	изменение диаметра со 57х4 на 84х6,0 "Изопрофлекс 90/125"
7	кот. № 35	Рудничный	ТК 12/35 - ТК 13/35	84	91,0	2017	изменение диаметра со 89х4 на 84х6,0 "Изопрофлекс 90/125"
8	кот. № 35	Рудничный	ТК 13/35 - Д/с-Шк. №73	84	27,0	2017	изменение диаметра со 89х4 на 84х6,0 "Изопрофлекс 90/125"
9	кот. № 35	Рудничный	УТ 9/35 - ул. Антипова, 7	58,5	15,0	2017	изменение диаметра со 57х4 на 58,5х4,0 "Изопрофлекс 63/100"

10	кот. № 43	Рудничный	кот 43 - ТК1	101	100,0	2017	изменение диаметра со 133x5 на 101x6,5 "Изопрофлекс 110/145"
11	кот. № 96	Пионер	ТК2а- 2-й ввод школа №32	101	8,0	2016	изменение диаметра со 108x5 на 101x6,5 "Изопрофлекс 110/145"
12	кот. № 92	Пионер	ТК19-ТК20	47,7	41,0	2017	изменение диаметра со 108x5 на 47,7x3,6 "Изопрофлекс 50/90"
13	кот. № 92	Пионер	ТК20-ж.д.ул. Урицкого, 1	47,7	5,0	2017	изменение диаметра со 57x4 на 47,7x3,6 "Изопрофлекс 50/90"
15	кот. № 45	Рудничный	УТ 79/2 - ТК 84/2 Журавлик	143	38,0	2017	изменение диаметра со 159x5 на 143x0,9 "Касафлекс 143/200"
16	кот. № 45	Рудничный	ТК 84/2 - корп №2 Журавлик	66	100,0	2017	изменение диаметра со 89x4,5 на 66x0,5 "Касафлекс 66/125"
17	кот. № 45	Рудничный	ТК 84/2 - корп №1 Журавлик	109	25,0	2016	изменение диаметра со 89x4,5 на 109x0,8 "Касафлекс 109/160"

18	кот. № 45	Рудничный	ТК 131/2 - стена 1-й пер. Тульский, 7	55	43,0	2017	изменение диаметра со 57х4 на 55х0,5 "Касафлекс 55/110"
19	кот. № 45	Рудничный	ТК 72/2 - стена пр.Шахтёров, 376	89	30,0	2016	изменение диаметра со 76х3,5 на 89х4,5
20	кот. № 45	Рудничный	стена пр.Шахтёров, 30 - ТК 75/2	89	21,0	2016	изменение диаметра со 108х5 на 89х4,5

Таблица 3.4-3 – Перечень тепловых сетей, реконструированных в 2012-2017 годах ОАО «СКЭЖ»

№пп	Адрес теплотрассы	До реконструкции				Год кап. ремонта	После реконструкции			
		Д, мм	Длина, м	Вид прокладки	Материал		Вид прокладки	Д, мм	Длина, м	материал
<i>ж.р. Кедровка</i>										
1	ул.Советская,6-ул.Новогодняя,18	80	22	подземная	сталь	2014	подземная	80	22	изопрофлекс
2	улНовогодняя,11а	50	23,5	подземная	сталь	2015	надземная	50	23,5	сталь
3	УТ-1-25-ул.Новогодняя,19	150	35	подземная	сталь	2015	подземная	150	35	изопрофлекс
4	ТК3-2-ул.Стахановская,21	100	21	подземная	сталь	2016	подземная	100	21	изопрофлекс
5	ТК3-2А -ул.Стахановская,21А	100	36	подземная	сталь	2016	подземная	100	36	изопрофлекс
6	ул.Новостроевская,8 ТК16-3 - ТК16-4	150	35	подземная	сталь	2017г.	подземная	150	35	изопрофлекс
7	ул.8 Марта,1 ТК1-16 - УТ1-16а	150	42	подземная	сталь	2017г.	подземная	150	42	ТВЭЛ-ПЭКС
<i>ж.р.Промышленновский</i>										
1	ТК-37-ТК-43	150	19	подземная	сталь	2014	подземная	160	19	изопрофлекс

2	ТК43-УТ45	150	119	подземная	сталь	2015	подземная	150	119	изопрофлекс
3	ТК2 -Промпоезд,1	50	17	подземная	сталь	2015	подземная	50	17	изопрофлекс
4	ТК4-ТК5 ул.Варяжская,22А	150	43	подземная	сталь	2016	подземная	150	43	изопрофлекс
5	ТК39 -УТ ул.Промшоссе,54А	100	23	подземная	сталь	2016	подземная	100	23	изопрофлекс
<u>Ст.Латыши</u>										
1	УТ-1-дом№4	50	31	подземная	сталь	2015	подземная	50	31	изопрофлекс
2	УТ-2-дом№3	50	14	подземная	сталь	2015	подземная	50	14	изопрофлекс
3	УТ-3-дом№2	50	14	подземная	сталь	2015	подземная	50	14	изопрофлекс
4	УТ-4-дом№1	50	14	подземная	сталь	2015	подземная	50	14	изопрофлекс
5	Кот.№10-УТ1	100	190,5	подземная	сталь	2015	надземная	100	190,5	сталь
6	УТ1-УТ3	80	89	подземная	сталь	2015	надземная	80	89	сталь
7	УТ3-УТ-4	50	46	подземная	сталь	2015	надземная	50	46	сталь
9	от кот.№10 до водонапорной башни	32	35	подземная	сталь	2017г.	подземная	32	35	ТВЭЛ-ПЭКС

№ п/п	Наименование участка	Диаметр, мм	Протяжённость, м	Способ прокладки	Материальная характеристика	Год постройки
1	ТК-186/1 - ТК-232/1	273	106	подземный	28,9	2015
2	ТК-232/1 - ТК-233/1	219	162	подземный	35,5	2015
3	ТК-233/1 - пр. Шахтёров, 74 (стр.37)	133	58	подземный	7,7	2015
4	ТК-233/1 - ТК-234/1	219	54	подземный	11,8	2015

5	ТК-234/1 - пр. Шахтёров, 74а (стр.26)	133	50	подземный	6,7	2015
6	ТК-234/1 - пр. Шахтёров, 74б (стр.25)	159	60	подземный	9,5	2016
7	ТК-234/1 - пр. Шахтёров, 74в (стр.24)	133	174	подземный	23,1	2016
8	ТК-3/27 - УТ-1	219	84	подземный	18,3	2015
9	УТ-1 - УТ-2	159	123	подземный	19,6	2015
10	УТ-2 - УТ-3	129	76	подземный	9,8	2015
11	УТ-3 - ул.Базовая, 4в (стр.1)	100	99	подземный	9,9	2015
12	УТ-3 - ул.Базовая, 4б (стр.2)	100	28	подземный	2,8	2015
13	УТ-2 - ул.Базовая, 6б (стр.3)	108	6	подземный	0,6	2015
14	УТ-1 - ул.У.Громовой, 7а (стр.4)	108	86	подземный	9,3	2015
16	от точек врезки на трубопроводе 2дy200мм у ТК-51 до пр.Кузнецкий, 129а	159	1560	надземная	248,0	2009
18	УТ-59 - ул.Дружбы, 31а	108	160	подземный	17,3	2014
20	УТ-2 - УТ-3	219	308	подземный	67,5	2017
21	УТ-3 - ул.Волгоградская,1	108	52	подземный	5,6	2017
22	УТ-3 - пр.Притомский, 35/1, пр.Притомский, 35/2	108	8	подземный	0,9	2017
24	ТК "А" суц - пункт учёта тепла	325	126	надземный - 19,77 м подземный - 42,82	41,0	2017
25	Пункт учёта тепла - УТ-1	133	55	подземный	7,4	2017
26	УТ-1 - пр.Московский, 4	108	47	подземный	5,1	2017
28	ТК-208/1-ТК-209/1	150	88	подземный	13,2	2012
29	ТК-209/1-ул. Серебряный бор,1	125	30	подземный	3,8	2013
30	ТК-209/1-ТК-210/1	150	88	подземный	13,2	2012
31	ТК-210/1-ул. Серебряный бор,5	125	26	подземный	3,3	2013

32	ТК-210/1-ул. Серебряный бор,5	100	120	подземный	12,0	2013
33	ТК-206/1-ТК-207/1	150	80	подземный	12,0	2013
34	ТК-207/1-ул. Серебряный бор,7	125	68	подземный	8,5	2013
35	ТК-207/1-ул. Серебряный бор,9	125	76	подземный	9,5	2013
36	ТК-200/1-ТК-201/1	200	184	подземный	36,8	2013
37	ТК-201/1-ул. Серебряный бор,11	150	26	подземный	3,9	2014
38	ТК-201/1-ТК-202/1	200	98	подземный	19,6	2014
39	ТК-202/1-ТК-203/1	150	118	подземный	17,7	2014
40	ТК-203/1-ул. Серебряный бор,13а	100	64	подземный	6,4	2014
41	ТК-203/1-ТК-204/1	150	64	подземный	9,6	2014
42	ТК-204/1-ул. Серебряный бор,13а	125	66	подземный	8,3	2014
43	ТК-199/1-ул. Серебряный бор,13	125	84	подземный	10,5	2014
44	ТК-195/1/1-ТК-196/1	200	207	подземный	41,4	2014
45	ТК-196/1-ул. Серебряный бор,15	150	96	подземный	14,4	2015
46	ТК-196/1-ул. Серебряный бор,15А	150	323	подземный	48,5	2013

3.5. Насосные станции и тепловые пункты

Система централизованного теплоснабжения левобережной части города характеризуется параллельной работой двух источников тепловой энергии Кемеровской ГРЭС и Ново-Кемеровской ТЭЦ на единую тепловую сеть, без выделения зон источников теплоснабжения. Режимы работы источников тепловой энергии гидравлически взаимосвязаны.

Для обеспечения и поддержания гидравлического режима, на тепловой сети установлено семь насосно-перекачивающих станций (НПС). Из них, на подающей тепломагистрали установлены ПНС-1 и ПНС-8, на обратной тепломагистрали: ПНС-2, ПНС-3, ПНС-5, ПНС-8, ПНС-9.

Параметры, характеризующие существующий режим работы на насосных станциях в тепловых сетях представлены в таблице 3.5-1.

Таблица 3.5-1 – Режимы работы ПНС Левобережной части

Насосная станция (расположение насосов)	Давление в трубопроводе, кгс/см ²				Расход воды в трубопроводе, т/ч	
	подающем		обратном		подающем	обратном
	Р нз	Р вз	Р нз	Р вз	G1	G2
ПНС-1 (на подающем)	4,2	9,1	1,7	1,9	4 121	2 559
ПНС-2 (на обратном)	8,8	9,8	4,6	7,9	536	1 158
ПНС-3 (на обратном)	7,4	7,3	3,1	3,8	256	142
ПНС-5 (на обратном)	6,9	8,7	2,0	3,4	709	823
ПНС-8 (на подающем и обратном трубопроводах)	6,5	11,0	4,8	12,2	3 763	3 445
ПНС-9 (на обратном) от НКТЭЦ, ТМ-V, ТМ-VI	8,8	8,8	0,5	5,2	6 402	5 781
ПНС-9 от ТМ-III КГРЭС	8,8	8,8	0,5	---	2 528	740
от ПНС-9 по ТМ Ду1000	8,8	8,8	0,5	---	6 031	4 621
от ПНС-9 по ТМ Ду800	8,8	8,8	0,5	---	2 900	1 900
ПНС-10 (на подающем)	5,9	11,4	3,1	3,1	2 462	1 876

В системе централизованного теплоснабжения правобережных районов города единственным источником тепловой энергии является Кемеровская ТЭЦ (КемТЭЦ) ООО «СГК».

Для поддержания гидравлического режима в тепловой сети установлены две насосно-перекачивающие станции ПНС-4 (на обратном трубопроводе) и ПНС-11 (на подающем и обратном трубопроводах).

Подробно описание работы насосно-подкачивающих станций приведено в Приложении 4 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.004.

Таблица 3.5-1 – Режимы работы ПНС Правобережной части

Насосная станция		Давление в трубопроводе, кгс/см ²		Расход сетевой воды в трубопроводе, т/ч	
		подающем	обратном	подающем	обратном
ПНС-4	нижняя зона	5,9	1,4	0	166
ПНС-4	верхняя зона	5,9	3,6		
ПНС-11	нижняя зона	4,1	2,8	634	634
ПНС-11	верхняя зона	14,6	10,7		

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

Тепловые сети АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»

На тепловых сетях АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» установлено:

- две насосные станции (ПНС-3 и ПНС-8)
- тепловых камер – 238 шт.
- сальниковых компенсаторов – 410 шт.
- запорной арматуры – 14018 единиц.

Общая протяженность тепловых сетей по каналу на балансе Заискитимского района составляет 42,187 км, на которых имеется:

- две насосные станции (ПНС-1, ПНС-2)
- тепловых камер – 171 шт.;
- сальниковых компенсаторов – 336 шт.;
- запорной арматуры – 1348 единиц.

Общая протяженность тепловых сетей по трассе на балансе Заводского района 31,47 км, на которых имеется:

- три насосные станции (ПНС-5, ПНС-9, ПНС-10);
- тепловых камер – 46 шт.;
- сальниковых компенсаторов – 128 шт.;
- запорной арматуры – 1193 единиц.

Общая протяженность тепловых сетей по трассе на балансе Кировского района 33,568 км, на которых имеется:

- тепловых камер – 126 шт.;
- сальниковых компенсаторов – 198 шт.;

- запорной арматуры – 999 единиц;
- две насосные станции (ПНС-4, ПНС-11).

Тепловые сети АО «Теплоэнерго»

Протяженные тепломагистральные источники тепловой энергии АО «Теплоэнерго» секционируются – разделяются с помощью запорной арматуры на секции длиной 1-3 км. Регулирующая арматура на тепловых сетях отсутствует.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях используются задвижки/шаровые краны. На магистральных тепловых сетях АО «Теплоэнерго» установлено 174 единицы секционирующей запорной арматуры.

Компенсация температурных деформаций тепловых сетей АО «Теплоэнерго» осуществляется за счет сильфонных и П-образных компенсаторов, а также углов поворота трассы.

На тепловых сетях АО «Теплоэнерго» установлено 92 сильфонных компенсатора и 703 – П-образных.

Тепловые сети ОАО «СКЭЖ»

Перечень секционирующей запорной арматуры на тепловых сетях ОАО «СКЭЖ» ЖР Кедровка приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Перечень секционирующей запорной арматуры на тепловых сетях ОАО «СКЭЖ» ЖР «Кедровка»

Месторасположение	Диаметр	тип	Кол-во , шт.
ТК-1 (ул. Советская)	400	30с 41нж, р=16 атм.	2
ТК-2 (ул. Советская, 3)	400	30с 41нж, р=16 атм.	2
ТК-5 (ул. Советская, 1)	300	30с 41нж, р=16 атм.	2
УТ-1-8 (ул. Ленина, 12)	400	30с 41нж, р=16 атм.	2
ИТОГО:	–	–	8

3.7. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

В местах установки секционирующих задвижек, а также при установке запорной арматуры, на ответвлениях к потребителям, в местах подключения распределительных тепловых сетей к магистральным построены тепловые камеры – при подземной прокладке тепловых сетей и павильоны при надземной прокладке тепловых сетей.

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении и имеют следующую конструкцию:

- основание тепловых камер – монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты); имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытия монолитным железобетоном.

Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона или выполнены из металлоконструкций.

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

При отсутствии приборов учета практически у половины потребителей города (Приложение 5 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.005), определить фактическое теплоснабжение возможно посредством различных косвенных методов.

В Приложении 6 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.006 представлены исходные данные по фактическим режимам работы КемГРЭС, КемТЭЦ, НК ТЭЦ и за отопительный сезон.

3.8.1. Температурные графики Кемеровской ГРЭС, Кемеровской ТЭЦ, Ново-Кемеровской ТЭЦ

Фактические температурные графики отпуска тепла потребителям от Кемеровской ГРЭС, Кемеровской ТЭЦ, Ново-Кемеровской ТЭЦ приведены на рисунках 3.8.1-1, 3.8.1-2 и 3.8.1-3.

Приведенные фактические температурные графики соответствуют утвержденным. За последние годы, на фоне общего развития города – вводятся новые объекты жилищно-коммунального сектора, однако, по данным ООО «СГК» наблюдается снижение годовой величины отпуска тепла потребителям. Этот же факт подтверждается и показаниями приборов учета (теплосчетчиками) у потребителей, при этом снижение отпуска тепла потребителям не сопровождается жалобами населения на понижение температуры в жилых помещениях ниже нормативной величины («недотопы») (Приложение 5 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.005).

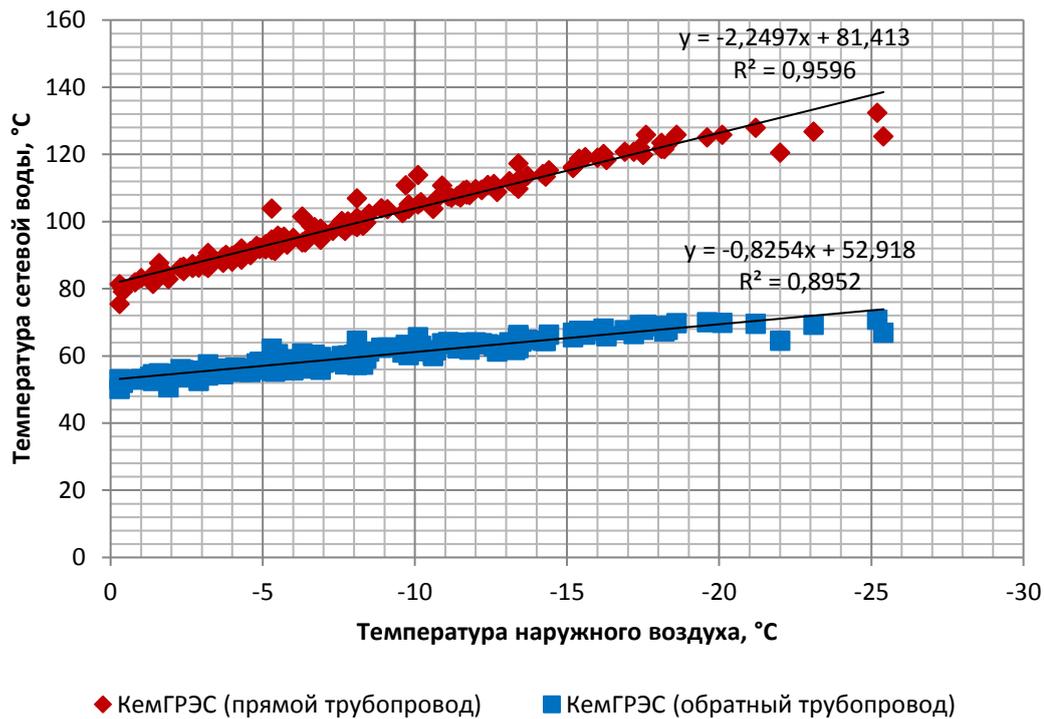


Рисунок 3.8.1-1 – Фактический температурный график отпуска тепла потребителям от Кемеровской ГРЭС

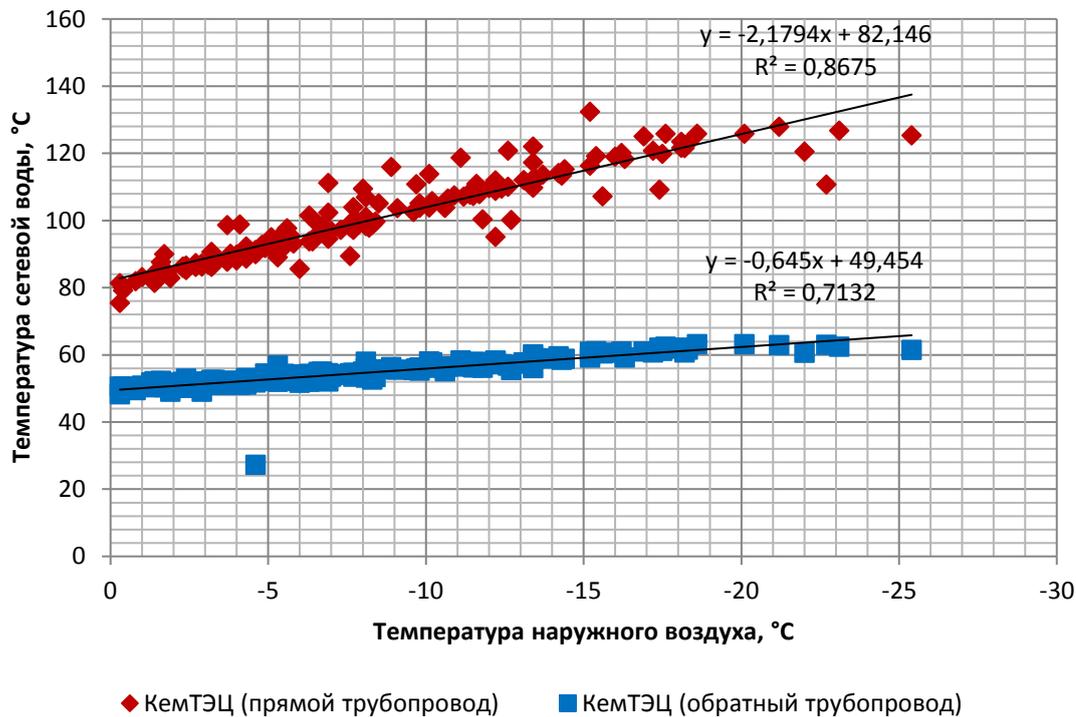


Рисунок 3.8.1-2 – Фактический температурный график отпуска тепла потребителям от Кемеровской ТЭЦ

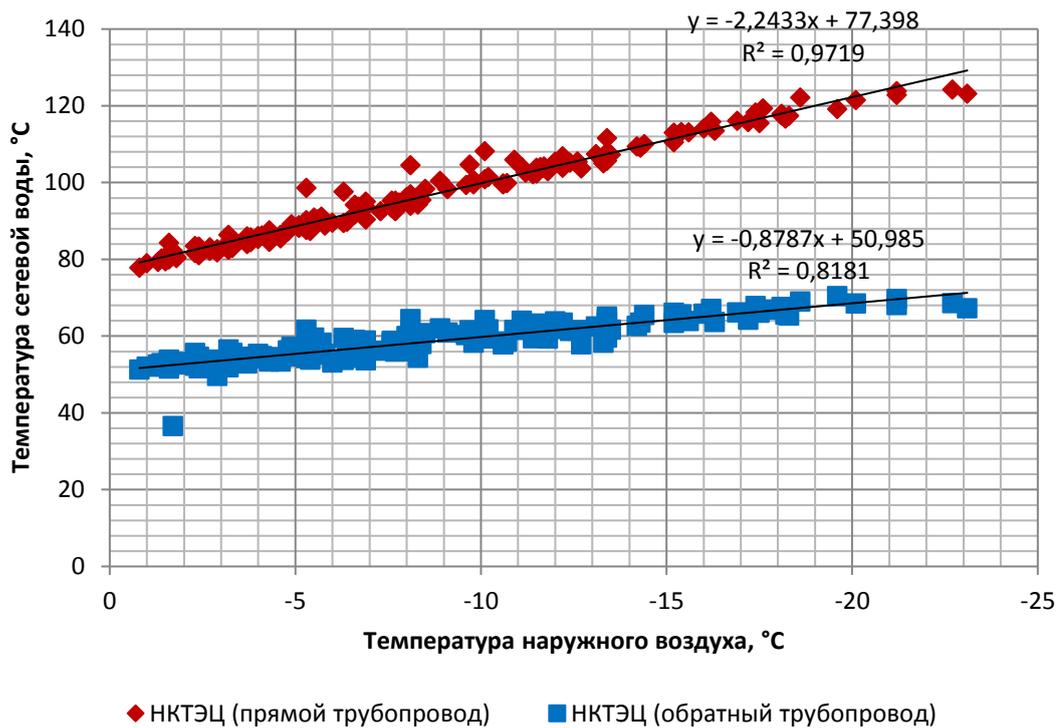


Рисунок 3.8.1-3 – Фактический температурный график отпуска тепла потребителям от Ново-Кемеровской ТЭЦ

3.8.2. Температурные графики котельных АО «Теплоэнерго»

Утвержденные температурные графики отпуска тепла потребителям от котельных АО «Теплоэнерго» представлены на рисунках 3.8.2-1 – 3.8.2-10.

Согласовано:
Начальник управления
жилищно-коммунального хозяйства
С.В. Лысенко



Утверждаю:
Технический директор
АО "Теплоэнерго"
Н.А. Цайтлер
" " " 2017 г.

Температурный график 95-70 без срезки

Котельные № 6,7,8

* t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	37,2	33
9	38,6	34
8	40	34,9
7	41,4	35,9
6	42,7	36,8
5	44,1	37,7
4	45,4	38,6
3	46,7	39,5
2	48	40,4
1	49,3	41,2
0	50,5	42,1
-1	51,8	42,9
-2	53	43,7
-3	54,3	44,5
-4	55,5	45,3
-5	56,7	46,1
-6	58	46,9
-7	59,2	47,7
-8	60,4	48,5
-9	61,6	49,3
-10	62,7	50
-11	63,9	50,8
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-1 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 6, 7,8 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
 Начальник Управления
 жилищно-коммунального хозяйства
 СВ Дысенко



Утверждаю:
 Технический директор
 АО "Теплоэнерго"
 Н.А.Цайтлер
 " " 2017 г.



Температурный график 95-70 со срезкой на 70 °С

Котельная № 4.

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	70	59,8
9	70	59,6
8	70	59,4
7	70	59,2
6	70	59
5	70	58,8
4	70	58,6
3	70	58,4
2	70	58,2
1	70	58
0	70	57,8
-1	70	57,6
-2	70	57,4
-3	70	57,2
-4	70	57
-5	70	56,8
-6	70	56,6
-7	70	56,4
-8	70	56,3
-9	70	56,1
-10	70	55,9
-11	70	55,7
-12	70	55,4
-13	70	55,2
-14	70	55,1
-15	70	54,8
-16	70	54,7
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н. Собачкин

Рисунок 3.8.2-2 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельной № 4 АО «Теплоэнерго»



Температурный график 95-70 со срезкой на 65 °С

Котельные № 31,35,43,65,66,92,97,101,103,112,118,163

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	65	55,7
9	65	55,5
8	65	55,3
7	65	55,1
6	65	54,9
5	65	54,7
4	65	54,5
3	65	54,3
2	65	54,1
1	65	53,9
0	65	53,8
-1	65	53,6
-2	65	53,4
-3	65	53,2
-4	65	53
-5	65	52,9
-6	65	52,7
-7	65	52,5
-8	65	52,2
-9	65	52
-10	65	51,9
-11	65	51,6
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-3 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 31, 35, 43, 65, 66, 92, 97, 101, 103, 112, 118, 163 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
 Начальник управления
 жилищно-коммунального хозяйства
 С.В. Лысенко
 " " " 2017 г.



Утверждаю:
 Технический директор
 АО "Теплоэнерго"
 Н.А.Цайтлер
 " " " 2017 г.



Температурный график 130/70 со срезкой на 65 °С

Котельные № 27, 45

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	65	47,3
9	65	46,9
8	65	46,6
7	65	46,2
6	65	45,8
5	65	45,5
4	65	45,2
3	65	44,8
2	65	44,5
1	65	44,1
0	65	43,7
-1	65	43,4
-2	66,1	43,7
-3	67,9	44,5
-4	69,8	45,3
-5	71,6	46,1
-6	73,4	46,9
-7	75,2	47,7
-8	77	48,5
-9	78,8	49,3
-10	80,5	50
-11	82,3	50,8
-12	84,1	51,5
-13	85,8	52,3
-14	87,6	53
-15	89,3	53,7
-16	91,1	54,5
-17	92,8	55,2
-18	94,5	55,9
-19	96,3	56,6
-20	98	57,3
-21	99,7	58
-22	101,4	58,7
-23	103,4	59,4
-24	104,9	60,1
-25	106,6	60,8
-26	108,2	61,5
-27	109,9	62,1
-28	111,6	62,8
-29	113,3	63,5
-30	115	64,2
-31	116,7	64,8
-32	118,4	65,5
-33	120	66,1
-34	121,7	66,8
-35	123,4	67,4
-36	125	68,1
-37	126,7	68,7
-38	128,3	69,4
-39	130	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-4 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 27, 45 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
 Начальник управления
 жилищно-коммунального хозяйства
 С.В. Лысенко
 " 30 " 17 г.



Утверждаю:
 Технический директор
 АО "Теплоэнерго"
 Н.А. Цайтлер
 " " " 2017 г.

Температурный график 95-70 со срезкой на 70 °С

Котельная № 114

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	70	59,8
9	70	59,6
8	70	59,4
7	70	59,2
6	70	59
5	70	58,8
4	70	58,6
3	70	58,4
2	70	58,2
1	70	58
0	70	57,8
-1	70	57,6
-2	70	57,4
-3	70	57,2
-4	70	57
-5	70	56,8
-6	70	56,6
-7	70	56,4
-8	70	56,3
-9	70	56,1
-10	70	55,9
-11	70	55,7
-12	70	55,4
-13	70	55,2
-14	70	55,1
-15	70	54,8
-16	70	54,7
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н. Собачкин

Рисунок 3.8.2-5 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельной №№ 114 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
Заместитель главы
Кемеровского муниципального района
по жилищно-коммунальному хозяйству

" 20 " Февраль 2017 г.



Утверждаю:
Технический директор

АО "Теплоэнерго"

Н.А.Цайтлер

" " 2017 г.



Температурный график 95-70 без срезки

Котельные № 19, 158

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	37,2	33
9	38,6	34
8	40	34,9
7	41,4	35,9
6	42,7	36,8
5	44,1	37,7
4	45,4	38,6
3	46,7	39,5
2	48	40,4
1	49,3	41,2
0	50,5	42,1
-1	51,8	42,9
-2	53	43,7
-3	54,3	44,5
-4	55,5	45,3
-5	56,7	46,1
-6	58	46,9
-7	59,2	47,7
-8	60,4	48,5
-9	61,6	49,3
-10	62,7	50
-11	63,9	50,8
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-6 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 19, 158 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
Начальник управления
жилищно-коммунального хозяйства
С.В. Лысенко



Утверждаю:
Технический директор
АО «Теплоэнерго»
Н.А.Цайтлер
" " " 2017 г.



Температурный график 105/70 со срезкой на 65° С

Котельная № 123

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	65	53
9	65	52,8
8	65	52,5
7	65	52,3
6	65	52
5	65	51,8
4	65	51,5
3	65	51,3
2	65	51
1	65	50,8
0	65	50,5
-1	65	50,2
-2	65	50
-3	65	49,7
-4	65	49,6
-5	65	49,3
-6	65	49
-7	65	48,8
-8	65,5	48,9
-9	66,8	49,6
-10	68,2	50,4
-11	69,5	51,1
-12	70,9	51,9
-13	72,2	52,6
-14	73,5	53,3
-15	74,8	54,1
-16	76,1	54,8
-17	77,4	55,5
-18	78,7	56,2
-19	80	56,9
-20	81,3	57,6
-21	82,6	58,3
-22	83,9	59
-23	85,2	59,7
-24	86,4	60,3
-25	87,7	61
-26	89	61,7
-27	90,2	62,3
-28	91,5	63
-29	92,7	63,6
-30	94	64,3
-31	95,2	64,9
-32	96,4	65,6
-33	97,7	66,2
-34	98,9	66,9
-35	100,1	67,5
-36	101,4	68,1
-37	102,6	68,8
-38	103,8	69,4
-39	105	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-7 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельной № 123 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
 Начальник управления
 жилищно-коммунального хозяйства
 С.В. Дысенко
 2017 г.



Утверждаю:
 Технический директор
 АО "Теплоэнерго"
 Н.А.Цайтлер
 " " " 2017 г.

Температурный график 105/70 со срезкой на 70° С

Котельная № 26

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	70	56,8
9	70	56,6
8	70	56,3
7	70	56,1
6	70	55,8
5	70	55,6
4	70	55,3
3	70	55,1
2	70	54,8
1	70	54,6
0	70	54,3
-1	70	54
-2	70	53,8
-3	70	53,5
-4	70	53,3
-5	70	53
-6	70	52,8
-7	70	52,5
-8	70	52,3
-9	70	52,1
-10	70	51,8
-11	70	51,5
-12	70	51,3
-13	70,2	51,2
-14	71,6	52
-15	73	52,8
-16	74,4	53,5
-17	75,8	54,3
-18	77,2	55,1
-19	78,5	55,8
-20	79,9	56,6
-21	81,3	57,3
-22	82,6	58,1
-23	84	58,8
-24	85,3	59,5
-25	86,7	60,3
-26	88	61
-27	89,3	61,7
-28	90,7	62,4
-29	92	63,1
-30	93,3	63,8
-31	94,6	64,5
-32	95,9	65,2
-33	97,2	65,9
-34	98,5	66,6
-35	99,8	67,3
-36	101,1	68
-37	102,4	68,7
-38	103,7	69,3
-39	105	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-8 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельной № 26 АО «Теплоэнерго»

Согласовано:
Начальник управления
жилищно-коммунального хозяйства
СЗЗ: Лысенко



Утверждаю:
Технический директор
АО "Теплоэнерго"
Н.А.Цайтлер
" " " 2017 г.



Температурный график 95-70 без срезки

Котельные № 15,17,34,38,42,47,56,60,61,96,102,110,122,141

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	37,2	33
9	38,6	34
8	40	34,9
7	41,4	35,9
6	42,7	36,8
5	44,1	37,7
4	45,4	38,6
3	46,7	39,5
2	48	40,4
1	49,3	41,2
0	50,5	42,1
-1	51,8	42,9
-2	53	43,7
-3	54,3	44,5
-4	55,5	45,3
-5	56,7	46,1
-6	58	46,9
-7	59,2	47,7
-8	60,4	48,5
-9	61,6	49,3
-10	62,7	50
-11	63,9	50,8
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-9 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 15, 17, 34, 38, 42, 47, 56, 60, 61, 96, 102, 110, 122, 141 АО «Теплоэнерго»

Согласовано
Заместитель главы
Кемеровского муниципального района
по жилищно-коммунальному хозяйству
А.В.Фомин
" " " 2017 г.



Утверждаю:
Технический директор
АО "Теплоэнерго"
Н.А.Цайтлер
" " " 2017 г.



Температурный график 95-70 со срезкой на 65 °С

Котельные № 24,25,54

t наружного воздуха, С	t прямой, С	t обратной, С
10	65	55,7
9	65	55,5
8	65	55,3
7	65	55,1
6	65	54,9
5	65	54,7
4	65	54,5
3	65	54,3
2	65	54,1
1	65	53,9
0	65	53,8
-1	65	53,6
-2	65	53,4
-3	65	53,2
-4	65	53
-5	65	52,9
-6	65	52,7
-7	65	52,5
-8	65	52,2
-9	65	52
-10	65	51,9
-11	65	51,6
-12	65,1	51,5
-13	66,3	52,3
-14	67,4	53
-15	68,6	53,7
-16	69,7	54,5
-17	70,9	55,2
-18	72	55,9
-19	73,1	56,6
-20	74,3	57,3
-21	75,4	58
-22	76,5	58,7
-23	77,6	59,4
-24	78,7	60,1
-25	79,9	60,8
-26	81	61,5
-27	82,1	62,1
-28	83,2	62,8
-29	84,3	63,5
-30	85,3	64,2
-31	86,4	64,8
-32	87,5	65,5
-33	88,6	66,1
-34	89,7	66,8
-35	90,7	67,4
-36	91,8	68,1
-37	92,9	68,7
-38	93,9	69,4
-39	95	70

Начальник ПТО

И.Н.Собачкин

Рисунок 3.8.2-10 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 24, 25, 54 АО «Теплоэнерго»

3.8.3. Температурные графики котельных ОАО «СКЭК»

Согласовано
Начальника УЖКХ
Администрации Кемерово
С.В.Тысенко

МП



Согласовано
Генеральный директор
ООО ПК «Мегалогис»
А.В.Гадеев

МП



Утверждаю
Зам.генерального директора
ОАО «СКЭК»
В.Н.Кошкин

МП



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК НА 2017-2018 гг

t °C	котельная №8		котельные №9,10	
	ж.р.Кедровка		ж.р.Промышленновский ст. Латыши	
нар	t ₁ °C	t ₂ °C	t ₁ °C	t ₂ °C
возд				
-39	105,0	70,0	95,0	70,0
-38	103,8	69,4	93,2	69,3
-37	102,6	68,8	92,8	68,7
-36	101,4	68,1	91,6	68,0
-35	100,1	67,5	90,5	67,3
-34	98,9	66,9	89,4	66,8
-33	97,7	66,2	88,2	65,9
-32	96,4	65,6	87,1	65,1
-31	95,2	64,9	85,9	64,4
-30	94,0	64,3	84,8	63,7
-29	92,7	63,6	83,6	63,0
-28	91,5	63,0	82,4	62,2
-27	90,2	62,3	81,3	61,5
-26	89,0	61,7	80,1	60,7
-25	87,7	61,0	78,9	60,0
-24	86,4	60,3	77,7	59,2
-23	85,2	59,7	76,5	58,5
-22	83,9	59,0	75,4	57,8
-21	82,6	58,3	74,2	57,0
-20	81,3	57,6	73,0	56,3
-19	80,0	56,9	71,8	55,5
-18	78,7	56,2	70,6	54,7
-17	77,4	55,5	69,3	54,0
-16	76,1	54,8	68,1	53,2
-15	74,8	54,1	66,9	52,4
-14	73,5	53,3	65,7	51,6
-13	72,2	52,6	65,0	51,3
-12	70,9	51,9	65,0	51,5
-11	69,5	51,1	65,0	51,8
-10	68,2	50,4	65,0	52,0
-9	66,8	49,6	65,0	52,2
-8	65,5	48,9	65,0	52,4
-7	65,0	48,8	65,0	52,6
-6	65,0	49,0	65,0	52,8
-5	65,0	49,3	65,0	53,0
-4	65,0	49,6	65,0	53,2
-3	65,0	49,7	65,0	53,5
-2	65,0	50,0	65,0	53,8
-1	65,0	50,2	65,0	54,0
0	65,0	50,5	65,0	54,2
1	65,0	50,8	65,0	54,4
2	65,0	51,0	65,0	54,7
3	65,0	51,3	65,0	54,9
4	65,0	51,5	65,0	55,2
5	65,0	51,8	65,0	55,4
6	65,0	52,0	65,0	55,7
7	65,0	52,3	65,0	55,9
8	65,0	52,5	65,0	56,1

Генеральный директор ООО «БКС»

А.М. Дудак

Рисунок 3.8.3 – Утверждённый температурный график отпуска тепла потребителям от котельных №№ 8, 9, 10 ОАО «СКЭК»

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

В соответствии с п. 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 г. №115):

«Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см².

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на +5%. Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется».

В целом можно отметить, что фактические температурные графики отпуска тепловой энергии на нужды отопления имеют меньший наклон по сравнению с утвержденным графиком. При положительных значениях температуры наружного воздуха имеет место превышение значений температуры как прямого, так и обратного теплоносителя.

3.10. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Тепловые сети от энерго- теплоисточников города были запроектированы с учетом действующей на период проектирования нормативной документации.

Гидравлические режимы водяных тепловых сетей следует разрабатывать для отопительного и неотапительного периодов, а также для аварийных режимов.

Расчетный расход сетевой воды в водяных тепловых сетях при качественном регулировании отпуска теплоты определяется отдельно для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения по следующим формулам (в кг/ч):

На отопление

$$G_{0max} = \frac{3.6Q_{0max}}{c(\tau_1 - \tau_2)}$$

На вентиляцию

$$G_{vmax} = \frac{3.6Q_{vmax}}{c(\tau_1 - \tau_2)}$$

На горячее водоснабжение открытых систем теплоснабжения:

Средний

$$G_{hm} = \frac{3.6Q_{hm}}{c(\tau_h - \tau_c)}$$

Максимальный -

$$G_{hmax} = \frac{3.6Q_{hmax}}{c(\tau_1 - \tau_2)}$$

Нагорячееводоснабжениевзакрытыхсистемахтеплоснабжения:

Средний, при параллельной схеме присоединения водоподогревателей -

$$G_{hm} = \frac{3.6Q_{hm}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}$$

Максимальный -

$$G_{hmax} = \frac{3.6Q_{hmax}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}$$

Средний, при двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей:

$$G_{hm} = \frac{3.6Q_{hm}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_c} + 0,2 \right)$$

Максимальный, при двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей:

$$G_{hmax} = \frac{3.6 \cdot 0.55Q_{hmax}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}$$

Суммарный расчетный расход сетевой воды, кг/ч, в двухтрубных тепловых сетях в открытых и закрытых системах теплоснабжения при качественном регулировании отпуска теплоты следует определяться:

$$G_d = G_{omax} + G_{vmax} + k_3G_{hm},$$

где коэффициент k_3 – учитывает долю среднего расхода воды на горячее водоснабжение при регулировании по нагрузке отопления. При регулировании по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения коэффициент k_3 принимается равным 0.

Для открытых систем теплоснабжения дополнительно разрабатываются два режима: при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов в отопительный период.

Для открытых систем теплоснабжения расходы воды для разработки гидравлических режимов при максимальном водоразборе из подающего или обратного трубопроводов определяются по формуле

$$G_d = G_{omax} + G_{vmax} + k_4G_{hm},$$

где k_4 – коэффициент, определяемый по расчету с учетом изменения среднего расхода воды на горячее водоснабжение в зависимости от температурного графика регулирования отпуска теплоты и режима водоразбора из тепловой сети.

Сведения о давлении в прямом и обратном трубопроводах на выходе из котельных АО "Теплоэнерго" представлены в таблице 3.10-1, на выходе из котельных ОАО «СКЭК» в таблице 3.10-2.

Таблица 3.10-1 – Сведения о фактическом гидравлическом режиме тепловых сетей АО «Теплоэнерго»

№ п/п	№ участка	Наименование системы тепло-снабжения, населенного пункта	Наименование пред-приятия (филиала ЭСО), эксплуатирую-щего тепловые сети	Гидравлические пара-метры теплоносителя P ₁ /P ₂ , кгс/см ²
1	2	3	4	5
Участок №2:				
1	2	г. Кемерово котельная № 15	АО "Теплоэнерго"	2,7/1,0
2	2	г. Кемерово котельная № 17	АО "Теплоэнерго"	4,3/1,3
3	2	г. Кемерово котельная № 34	АО "Теплоэнерго"	3,0/2,3
4	2	г. Кемерово котельная № 43	АО "Теплоэнерго"	2,5/1,6
5	2	г. Кемерово котельная № 47	АО "Теплоэнерго"	1,0/0,7
Участок №3:				
6	3	г. Кемерово котельная № 101	АО "Теплоэнерго"	2,7/1,2
7	3	г. Кемерово котельная № 102	АО "Теплоэнерго"	2,6/1,6
8	3	г. Кемерово котельная № 103	АО "Теплоэнерго"	4,0/2,4
9	3	г. Кемерово котельная № 114	АО "Теплоэнерго"	6,5/4,5
10	3	г. Кемерово котельная № 35	АО "Теплоэнерго"	5,0/3,0
11	3	г. Кемерово котельная № 38	АО "Теплоэнерго"	4,0/2,8
Участок №4:				
12	4	Лес. поляна котельная № 4	АО "Теплоэнерго"	4,0/3,0
13	4	Лес. поляна котельная № 6	АО "Теплоэнерго"	P1/P2: 4,2/3,8 P3/P4: 3,7/1,8
14	4	Лес. поляна котельная № 7	АО "Теплоэнерго"	P1/P2: 3,1/2,0 P3/P4: 5,0/4,7
15	4	Лес. поляна котельная № 8	АО "Теплоэнерго"	P1/P2: 4,2/3,1 P3/P4: 3,0/2,3
16	4	г. Кемерово котельная № 45	АО "Теплоэнерго"	7,0/2,5
17	4	г. Кемерово ПНС	АО "Теплоэнерго"	ВЗ: 7,4/3,6 Кв. 9: 5,0/2,0 Кв. 16: 4,5/1,5
18	4	г. Кемерово тепловые сети от Кемеровской ГРЭС	АО "Теплоэнерго"	9,0/6,0
Участок №13:				
19	13	г. Кемерово котельная № 110	АО "Теплоэнерго"	2,6/1,6
20	13	г. Кемерово котельная № 112	АО "Теплоэнерго"	4,6/1,7
21	13	г. Кемерово котельная № 118	АО "Теплоэнерго"	3,9/1,4
22	13	г. Кемерово котельная № 26	АО "Теплоэнерго"	5,9/4,0
23	13	г. Кемерово котельная № 27	АО "Теплоэнерго"	8,0/3,5
24	13	г. Кемерово котельная № 31	АО "Теплоэнерго"	3,0/1,6
25	13	г. Кемерово котельная № 65	АО "Теплоэнерго"	2,3/1,9
26	13	г. Кемерово котельная № 66	АО "Теплоэнерго"	2,7/2,6
27	13	г. Кемерово ЦТП	АО "Теплоэнерго"	ВЗ: 6,0/3,4 ГВС: 5,3/4,8
28	13	г. Кемерово тепловые сети Руд-ничного района от Кем ТЭЦ	АО "Теплоэнерго"	6,5/3,5
Участок №23:				
29	23	г. Кемерово котельная № 122	АО "Теплоэнерго"	2,2/1,2
30	23	г. Кемерово котельная № 123	АО "Теплоэнерго"	4,5/1,1
31	23	г. Кемерово котельная № 141	АО "Теплоэнерго"	1,9/1,5
32	23	г. Кемерово котельная № 42	АО "Теплоэнерго"	3,0/2,2
33	23	г. Кемерово котельная № 96	АО "Теплоэнерго"	5,1/3,5
34	23	г. Кемерово котельная № 92	АО "Теплоэнерго"	3,5/2,8

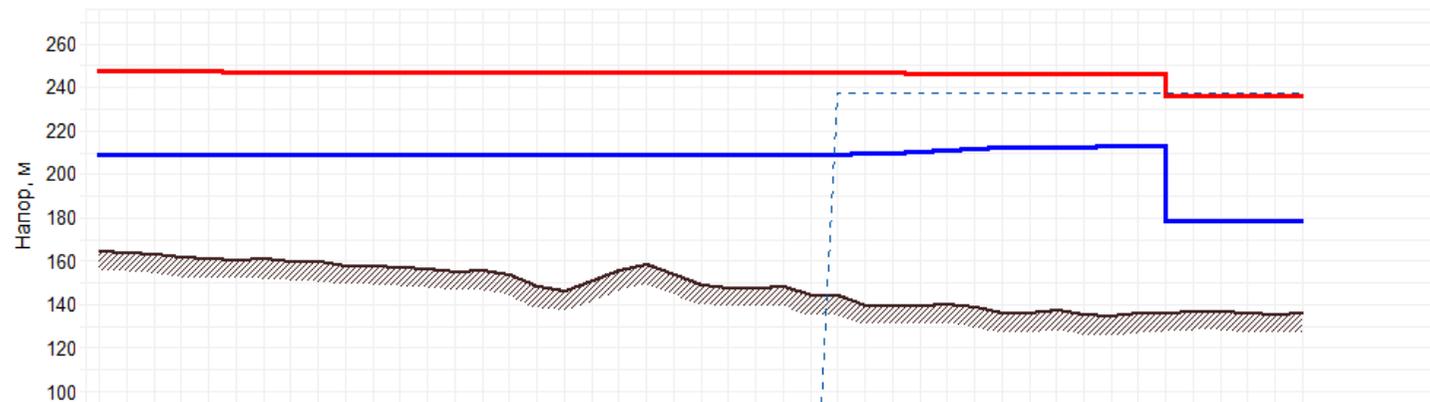
35	23	г. Кемерово котельная № 56	АО "Теплоэнерго"	2,7/2,1
36	23	г. Кемерово котельная № 97	АО "Теплоэнерго"	4,0/2,0
37	23	г. Кемерово котельная № 60	АО "Теплоэнерго"	2,0/1,7
38	23	г. Кемерово котельная № 61	АО "Теплоэнерго"	2,0/1,1
39	23	г. Кемерово котельная № 163	АО "Теплоэнерго"	4,0/1,5

Таблица 3.10-2 – Сведения о фактическом гидравлическом режиме тепловых сетей ОАО «СКЭК»

Магистраль	Q _{расч}	W _{пр}	W _{обр}	t _{пр}	t _{обр}	P _{пр}	P _{обр}
	Гкал/ч	т/ч		°С		кгс/см ²	
На выходе котельной №8	62,45	1160	1127	105	70	11,9	5
На выходе котельной №9	4,16	200,2	195	95	70	7	5
На выходе котельной №10	0,31	20	19	95	70	5	3,2

Ниже представлены пьезометрические графики падения напоров в тепловых сетях от энергоисточников Кемеровской ТЭЦ, Кемеровской ГРЭС, Ново-Кемеровской ТЭЦ и районных котельных АО "Теплоэнерго"

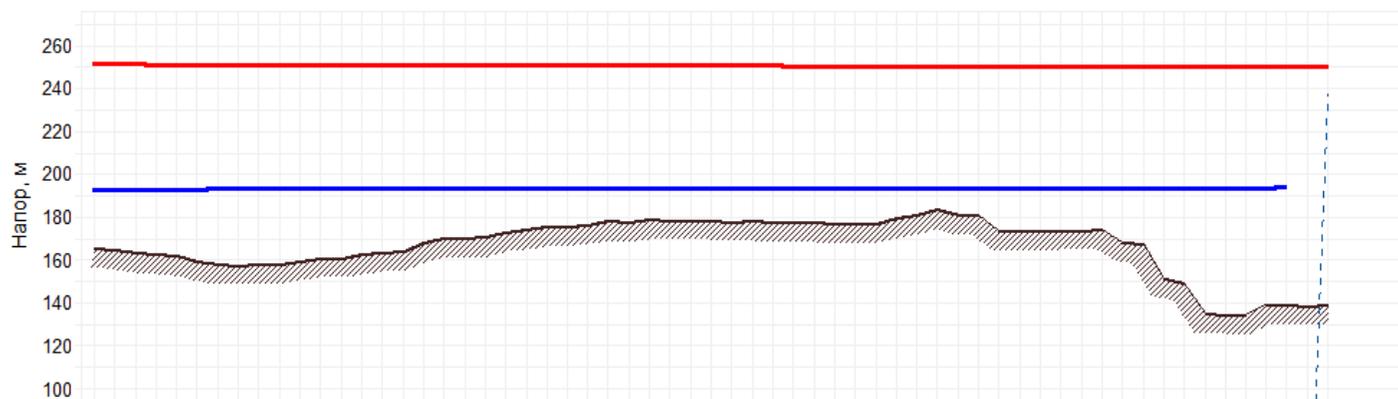
Пьезометрический график от «ПАВ-4 (ЗВК)» до «ТК-10 (ПК-19)»



Наименование узла	ПАВ-4 (ЗВК)	НО-21	НО-18	НО-15	НО-11	ТК-3	ТК-1	НО-19	НО-15	ПНС-2	ТК-10 (ПК-19)
Геодезическая высота, м	165.18	160.86	158	155.77	146.56	154.28	148.76	140.14	136.42	136.78	136.04
Напор в обратном трубопроводе, м	208.507	208.651	208.757	208.834	208.937	209.069	209.14	209.614	211.753	178.15	178.689
Располагаемый напор, м	38.88	38.456	38.167	37.959	37.684	37.341	37.181	36.6	34.101	57.476	56.905
Длина участка, м	1.1	170	1.1	111	170	80	210	241	18	1.1	
Диаметр участка, м	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.612	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.001	0.064	0	0.035	0.054	0.004	0.03	0.137	0.01	0.001	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.001	0.037	0	0.021	0.032	0.007	0.022	0.805	0.059	0.01	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.37	0.251	0.231	0.231	0.231	0.154	0.154	0.297	0.289	0.378	
Скорость движения воды в обртр-де, м/с	-0.422	-0.305	-0.285	-0.285	-0.285	-0.212	-0.212	-1.046	-1.037	-1.357	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.37	0.188	0.159	0.159	0.159	0.038	0.071	0.284	0.268	0.432	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.44	0.144	0.126	0.126	0.126	0.07	0.07	1.671	1.645	4.684	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	499.3259	338.8947	311.6422	311.6422	311.6422	208.1497	208.1497	401.2849	390.009	390.009	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-569.7408	-411.5908	-384.7383	-384.7383	-384.7383	-285.8683	-285.8683	-1412.5833	-1401.3073	-1401.3073	

Рисунок 3.10-1 – Пьезометрический график от ПАВ-4 (ЗВК) до ТК-10 (ПК-19)

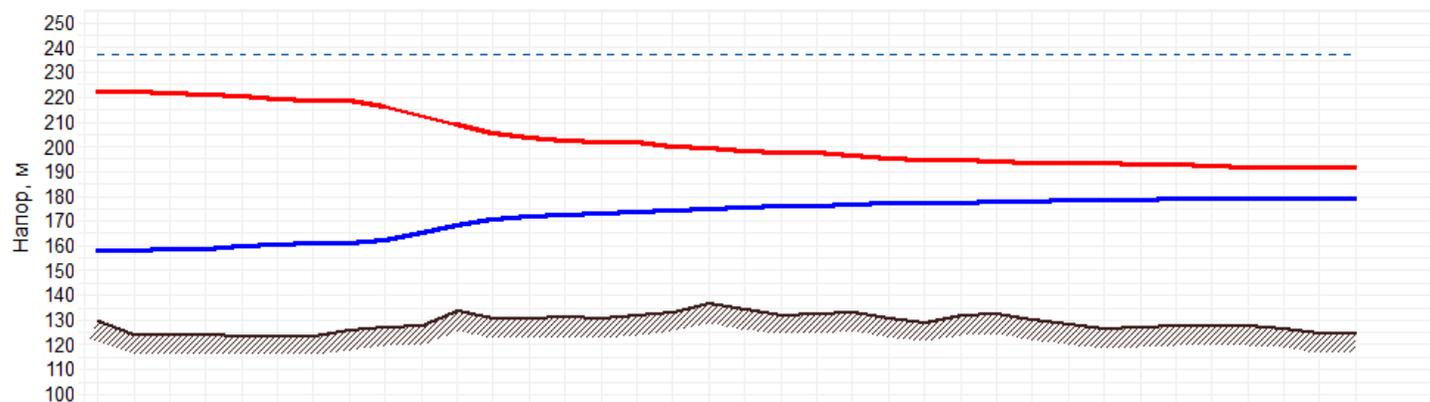
Пьезометрический график от «ПНС ЗВК» до «КСЗ-3»



Наименование узла	ПНС ЗВК	НЩО-VIII-6	НЩО-VIII-12	НЩО-VIII-18	НЩО-VIII-23	НЩО-VIII-28	ТК-VIII-34	ТК-VIII-39	ТК-VIII-44	ТК-VIII-48	УТ-39	КСЗ-3
Геодезическая высота, м	165.7	159.74	160.98	170.11	175.54	178.47	177.25	181.44	173.4	168.55	134.74	138.96
Напор в обратном трубопроводе, м	192.585	192.751	192.93	193.033	193.094	193.163	193.225	193.297	193.39	193.462	193.653	172.486
Располагаемый напор, м	58.543	58.261	57.946	57.695	57.546	57.378	57.228	57.052	56.831	56.696	56.34	77.405
Длина участка, м	83	110	106	1.1	70	70	85	146	1.1	1.1	15	
Диаметр участка, м	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.019	0.025	0.024	0	0.016	0.016	0.019	0.033	0	0	0.003	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.027	0.036	0.017	0	0.011	0.011	0.013	0.023	0	0	0.004	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	0.263	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	-0.282	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.216	0.216	0.104	0.104	0.104	0.104	0.104	0.104	0.129	0.129	0.129	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	466.4009	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	-500.0008	

Рисунок 3.10-2 – Пьезометрический график от ПНС ЗВК до «КСЗ-3»

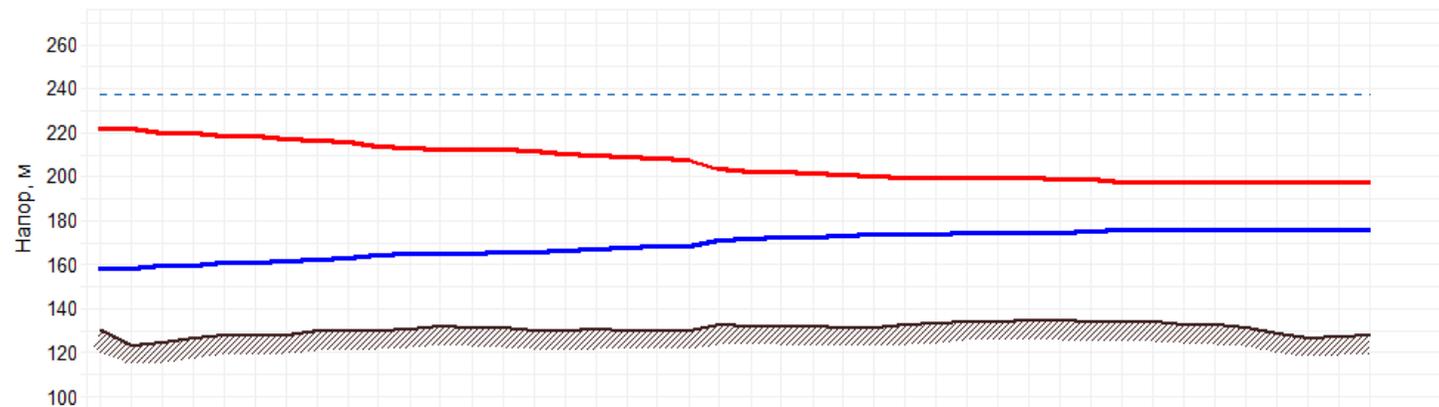
Пьезометрический график от «КГРЭС БУ-1 (ТМ-II)» до «ТК-IV-7»



Наименование узла	КГРЭС БУ-1 (ТМ-II)	НО-II-5а	КСЗ-I/II	ТК-II-12	ТК-II-15	ТК-II-18	ТК-III-1	ТК-III-4	ТК-III-7	ТК-IV-3	ТК-IV-7
Геодезическая высота, м	130	124	128.08	130.84	132.03	134.48	133.37	132.03	128.16	127.88	124.82
Напор в обратном трубопроводе, м	158	160.792	164.898	171.738	173.211	175.46	176.511	177.424	177.986	178.539	179.11
Располагаемый напор, м	64	57.59	47.897	31.651	28.105	22.683	19.793	17.013	15.199	13.798	12.468
Длина участка, м	1	1.1	316	97	144	193	130	118	105	55	
Диаметр участка, м	0.612	0.612	0.612	0.612	0.612	0.612	0.511	0.511	0.511	0.511	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.01	0.015	4.033	1.011	1.196	0.822	1.029	0.644	0.284	0.111	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.009	0.011	2.947	0.721	0.846	0.585	0.472	0.293	0.185	0.073	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.657	1.674	1.642	1.483	1.393	0.997	1.112	0.923	0.65	0.561	
Скорость движения воды в обртр-де, м/с	-1.573	-1.435	-1.403	-1.253	-1.171	-0.841	-0.918	-0.759	-0.639	-0.553	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.949	6.634	6.381	5.209	4.154	2.131	4.164	2.871	1.424	1.06	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.461	4.875	4.662	3.715	2.938	1.517	1.91	1.308	0.927	0.697	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1710.6912	1728.7878	1695.4278	1531.7381	1438.3207	1029.6162	800.3458	664.4357	467.7564	403.5622	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1623.9575	-1481.7516	-1449.0516	-1293.3167	-1209.2565	-868.4082	-660.7992	-546.5851	-459.6531	-398.3413	

Рисунок 3.10-3 – Пьезометрический график от КГРЭС БУ-1 (ТМ-II) до «ТК-IV-7»

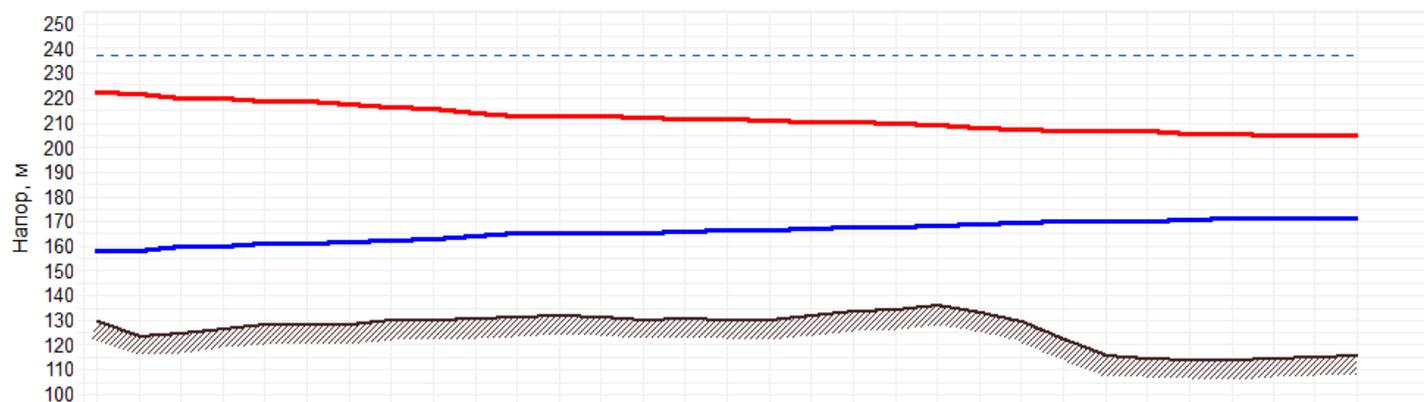
Пьезометрический график от «КГРЭС БУ-2 (ТМ-1)» до «ТК-1-82»



Наименование узла	КГРЭС БУ-2 (ТМ-1)	УТ-1-9	УТ-1-13	ТК-1-12	ТК-1-16	ТК-1-20	НО-1-25	ТК-1-29	ТК-1-74	ТК-1-77	ТК-1-82
Геодезическая высота, м	130	128.49	131.31	130.75	130.8	132.49	132.98	134.9	134.55	132.77	128.1
Напор в обратном трубопроводе, м	158	161.527	164.657	165.775	168.046	172.327	173.662	174.098	175.511	175.754	175.759
Располагаемый напор, м	64	55.623	48.237	45.527	39.894	29.334	26.103	25.125	22.096	21.594	21.665
Длина участка, м	22	67	51	83	59	16	73	150	47	94	
Диаметр участка, м	0.612	0.612	0.612	0.359	0.359	0.309	0.259	0.207	0.207	0.207	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.288	0.943	0.587	0.9	0.562	0.245	0.234	0.745	0.119	0.081	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.178	0.69	0.435	0.607	0.383	0.167	0.186	0.648	0.109	0.097	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.905	1.724	1.56	1.142	1.071	1.237	0.537	0.632	0.451	0.241	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.499	-1.475	-1.343	-0.938	-0.884	-1.022	-0.479	-0.59	-0.431	-0.264	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	6.537	7.036	5.757	6.021	5.295	8.516	2.006	3.102	1.584	0.536	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.055	5.149	4.269	4.061	3.61	5.815	1.596	2.702	1.448	0.643	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1966.5014	1780.3638	1610.4095	405.9171	380.6284	325.67	99.332	74.6951	53.3018	28.4309	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1548.0548	-1522.8329	-1386.5828	-333.2947	-314.233	-269.07	-88.5792	-69.6883	-50.9535	-31.1721	

Рисунок 3.10-4 – Пьезометрический график от КГРЭС БУ-2 (ТМ-1) до «ТК-1-82»

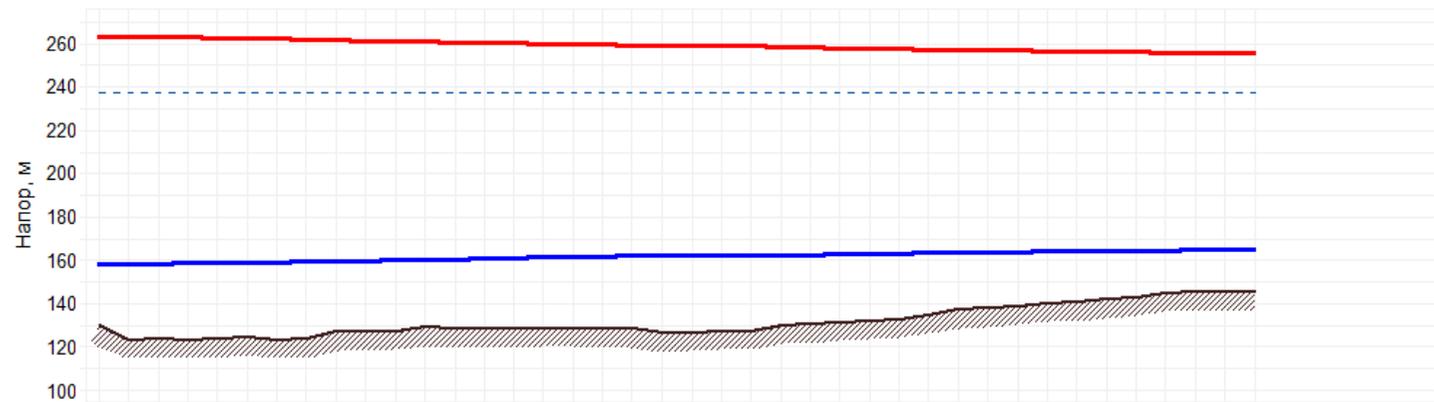
Пьезометрический график от «КГРЭС БУ-2 (ТМ-I)» до «УТ-I-31»



Наименование узла	КГРЭС БУ-2 (ТМ-I)	УТ-I-8	УТ-I-11	УТ-I-14	УТ-I-16	УТ-I-19	УТ-I-23а	УТ-I-256	УТ-I-27	УТ-I-31
Геодезическая высота, м	130	128.2	130.09	132.38	131	132.13	136.05	122.39	114.33	115.76
Напор в обратном трубопроводе, м	158	160.815	163.043	165.232	165.877	166.934	167.882	169.861	170.82	171.321
Располагаемый напор, м	64	57.372	52.15	47.052	45.585	43.222	41.1	36.675	34.534	33.418
Длина участка, м	22	97	121.35	32	127.37	132.97	118	1.1	61.8	
Диаметр участка, м	0.612	0.612	0.612	0.7	0.612	0.612	0.511	0.612	0.612	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.288	1.047	1.495	0.183	0.445	0.464	1.182	0.004	0.227	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.182	0.78	1.125	0.138	0.359	0.375	0.955	0.003	0.185	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.907	1.731	1.613	1.194	0.983	0.983	1.402	0.926	0.926	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.514	-1.493	-1.399	-1.037	-0.883	-0.883	-1.26	-0.834	-0.834	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	6.554	5.398	6.161	2.853	1.745	1.745	5.27	1.838	1.838	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.132	4.018	4.636	2.155	1.411	1.411	4.259	1.493	1.493	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1969.0457	1786.7964	1665.8896	1612.5112	1014.5134	1014.5134	1009.1027	956.1084	956.1084	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1562.7426	-1541.0567	-1444.897	-1401.2556	-911.8096	-911.8096	-907.0033	-861.591	-861.591	

Рисунок 3.10-5 – Пьезометрический график от КГРЭС БУ-2 (ТМ-I) до «УТ-I-31»

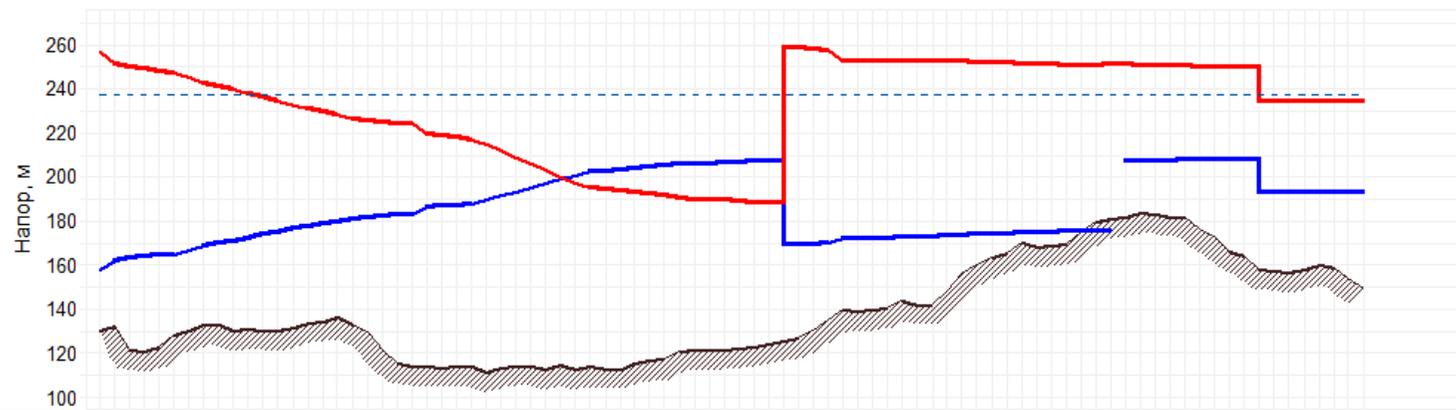
Пьезометрический график от «КГРЭС БУ-3 (ТМ-III)» до «ПНС-9 1200 (НО-0)»



Наименование узла	КГРЭС БУ-3 (ТМ-III)	НЦО-7	НО-9	НО-12 (УТ-12)	ТК-17	НО-20а	НО-22а	ТК-25	ПНС-9 1200 (НО-0)
Геодезическая высота, м	130.06	124.16	129.34	129.26	127.29	130.92	135.29	140.68	145.91
Напор в обратном трубопроводе, м	157.993	159.347	160.15	161.121	162.091	162.541	163.232	163.804	164.536
Располагаемый напор, м	105	102.192	100.524	98.499	96.445	95.449	93.903	92.534	90.762
Длина участка, м	1.1	104	107.6	115	47.25	119	51	1.1	
Диаметр участка, м	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.003	0.252	0.26	0.265	0.092	0.232	0.099	0.002	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.002	0.234	0.242	0.24	0.076	0.191	0.073	0.001	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.144	1.144	1.144	1.116	1.026	1.026	1.026	0.993	
Скорость движения воды в обртр-де, м/с	-0.759	-0.759	-0.759	-0.73	-0.641	-0.641	-0.641	-0.608	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.345	1.345	1.345	1.279	1.082	1.082	1.082	1.014	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	1.125	1.125	1.125	1.043	0.804	0.804	0.714	0.644	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	3128.363	3128.363	3128.363	3050.6307	2806.1087	2806.1087	2805.4978	2715.6398	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-2074.805	-2074.805	-2074.805	-1997.0727	-1753.2605	-1753.2605	-1752.6496	-1663.5812	

Рисунок 3.10-6 – Пьезометрический график от КГРЭС БУ-3 (ТМ-III) до «ПНС-9 1200 (НО-0)»

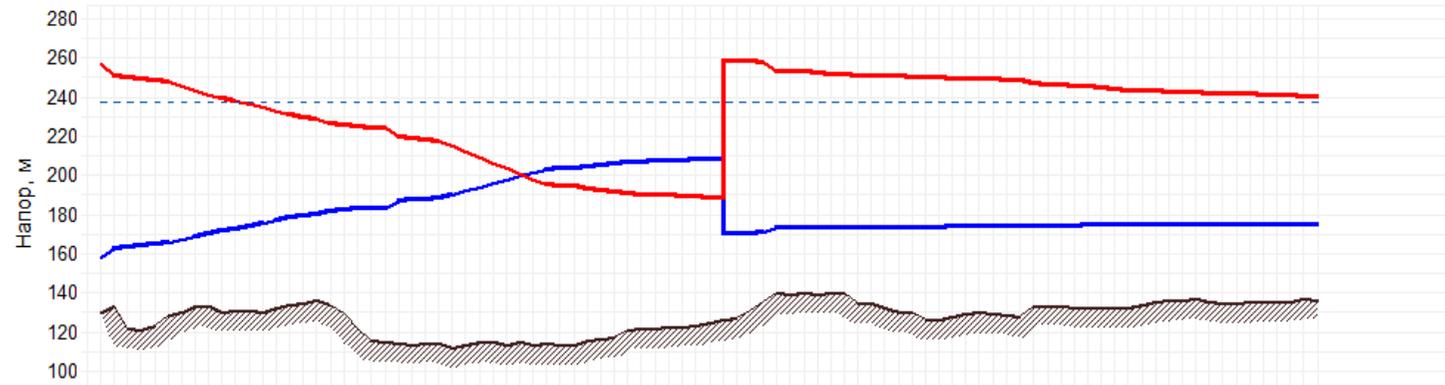
Пьезометрический график от «КГРЭС БУ-4 (ТМ-IV)» до «ТК-IV-14»



Наименование узла	КГРЭС БУ-4 (ТМ-IV)	УТ-20	УТ-27	НЩО-35	НЩО-43	ПНС-8	ПАВ-3"	ТК-2	ТК-IV-25а	ПНС-3	ТК-IV-14
Геодезическая высота, м	130	133.82	114.15	113.05	117.37	125.67	144.24	169.94	181.7	157.9	149.28
Напор в обратном трубопроводе, м	158	178.059	186.431	197.135	205.353	169.551	172.815	174.997	207.404	192.93	193.163
Располагаемый напор, м	99	52.731	33.417	6.105	-13.725	88.951	79.629	76.538	43.789	41.931	40.989
Длина участка, м	415.4	69	61.8	172	165	0.1	106	124	111.5	86	
Диаметр участка, м	0.802	0.802	0.802	0.802	0.996	0.996	0.996	0.612	0.511	0.408	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	5.818	0.966	1.028	2.861	0.881	0.001	0.045	0.183	0.201	0.144	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.453	0.74	0.662	1.844	0.568	0	0.257	0.241	0.098	0.01	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	2.335	2.335	2.335	2.335	1.514	1.514	0.382	0.639	0.684	0.384	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2.042	-2.042	-2.042	-2.042	-1.324	-1.324	-0.787	-0.732	-0.381	-0.123	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	7.003	7.003	8.316	8.316	2.669	3.351	0.214	0.74	1.062	0.932	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	5.359	5.359	5.359	5.359	1.722	1.722	1.212	0.972	0.465	0.065	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4140.1804	4140.1804	4140.1804	4140.1804	4140.1804	4140.1804	1044.749	659.3237	492.1654	176.3471	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-3621.2448	-3621.2448	-3621.2448	-3621.2448	-3621.2448	-3621.2448	-2153.2152	-756.06	-274.5063	-56.4575	

Рисунок 3.10-7 – Пьезометрический график от КГРЭС БУ-4 (ТМ-IV) до «ТК-IV-14»

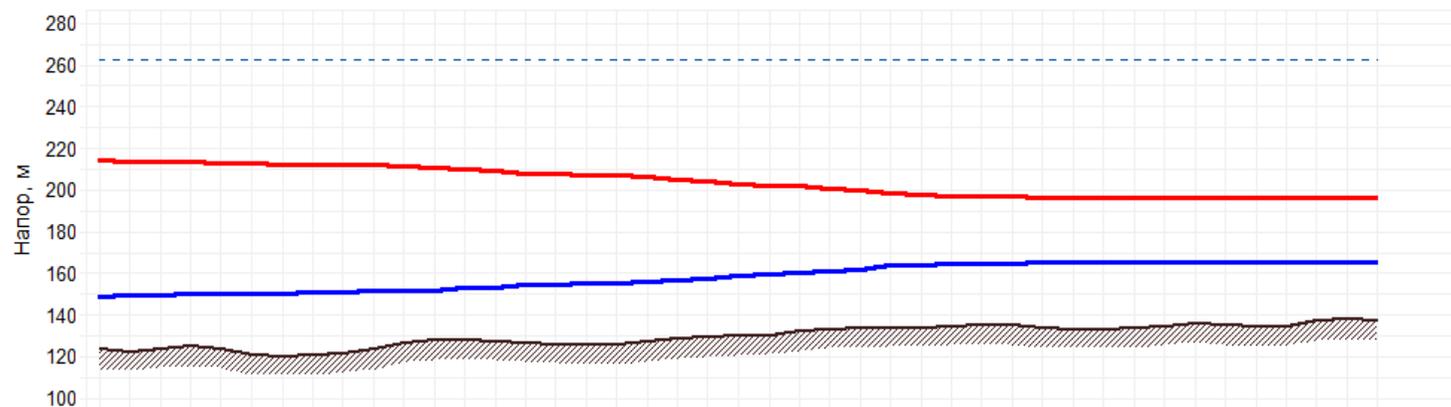
Пьезометрический график от «КГРЭС БУ-4 (ТМ-IV)» до «ТК-10 (ПК-19)»



Наименование узла	КГРЭС БУ-4 (ТМ-IV)	НО-22	УТ-28	НО-36	ПНС-8	ТК-13	ТК-6	НО-1	НО-6	ТК-10 (ПК-19)
Геодезическая высота, м	130	134.41	113.64	114.82	125.67	139.53	125.94	133.12	135.18	136.04
Напор в обратном трубопроводе, м	158	179.026	187.412	199.427	170.094	173.364	173.651	174.298	174.709	174.647
Располагаемый напор, м	99	50.819	31.437	0.996	88.461	78.276	76.053	71.652	67.914	65.584
Длина участка, м	415.4	97	42.8	172	0.1	100	146	11	119	
Диаметр участка, м	0.802	0.802	0.802	0.802	0.996	0.996	0.996	0.7	1	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	5.813	1.357	0.711	2.858	0.001	0.297	0.291	0.105	0.101	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	4.501	1.051	0.464	1.864	0	0.049	0.042	0.02	0.008	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	2.334	2.334	2.334	2.334	1.513	1.007	0.88	1.772	0.658	
Скорость движения воды в обр тр-де, м/с	-2.053	-2.053	-2.053	-2.053	-1.331	-0.498	-0.382	-0.765	-0.179	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	6.997	6.997	8.309	8.309	3.349	1.483	0.997	4.785	0.425	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	5.418	5.418	5.418	5.418	1.74	0.245	0.145	0.897	0.032	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	4138.5706	4138.5706	4138.5706	4138.5706	4138.5706	2753.6277	2405.6962	2393.6589	1813.8379	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-3641.0481	-3641.0481	-3641.0481	-3641.0481	-3641.0481	-1361.0103	-1044.6576	-1033.9245	-492.4146	

Рисунок 3.10-8 – Пьезометрический график от КГРЭС БУ-4 (ТМ-IV) до «ТК-10 (ПК-19)»

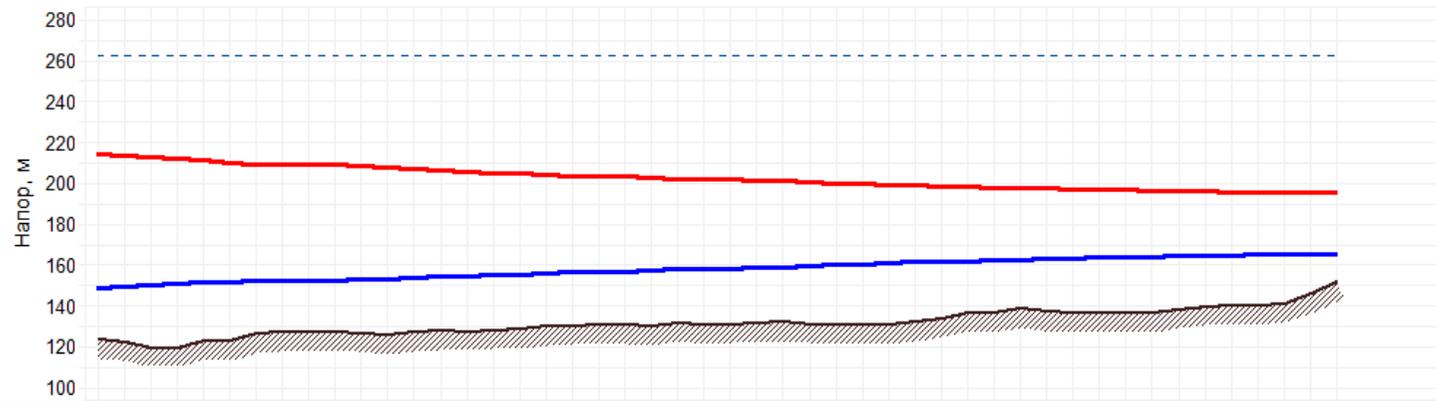
Пьезометрический график от «КТЭЦ ТМ-1, 3» до «ТК-I-46а»



Наименование узла	КТЭЦ ТМ-1, 3	НО-I-2а		НО-I-9	ТК-I-21	ТК-I-26	ТК-I-30	ТК-I-34	ТК-I-38	ТК-I-42	ТК-I-46а
Геодезическая высота, м	124	121.08	123.74	128.07	126.29	130.53	134.25	135.44	133.51	135.52	137.39
Напор в обратном трубопроводе, м	149.003	150.183	151.023	153.188	155.252	158.646	161.751	164.567	165.261	165.362	165.422
Располагаемый напор, м	64.995	62.381	60.539	55.794	51.355	44.177	37.81	32.271	30.933	30.753	30.65
Длина участка, м	79	78	23	142	70.8	37.1	85.3	52.9	20	11.6	
Диаметр участка, м	0.511	0.511	0.412	0.412	0.412	0.313	0.259	0.313	0.412	0.412	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.654	0.212	0.192	1.173	0.554	0.586	1.627	0.335	0.008	0.002	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.525	0.177	0.161	0.984	0.491	0.557	1.679	0.351	0.01	0.003	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.825	0.738	1.133	1.127	1.127	1.348	1.469	0.897	0.263	0.184	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.635	-0.753	-1.156	-1.151	-1.151	-1.346	-1.477	-0.909	-0.288	-0.212	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	7.521	1.427	4.389	4.349	4.349	8.769	11.92	3.519	0.217	0.107	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	6.041	1.422	4.372	4.333	4.333	8.347	12.305	3.684	0.266	0.144	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1313.6792	531.377	529.959	527.5111	527.5111	364.1765	271.5767	242.2898	123.0238	85.9533	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1177.1423	-542.3801	-540.9639	-538.5161	-538.5161	-363.4165	-273.2225	-245.4911	-134.878	-99.085	

Рисунок 3.10-9 – Пьезометрический график от КТЭЦ ТМ-1,3 до «ТК-I-46а»

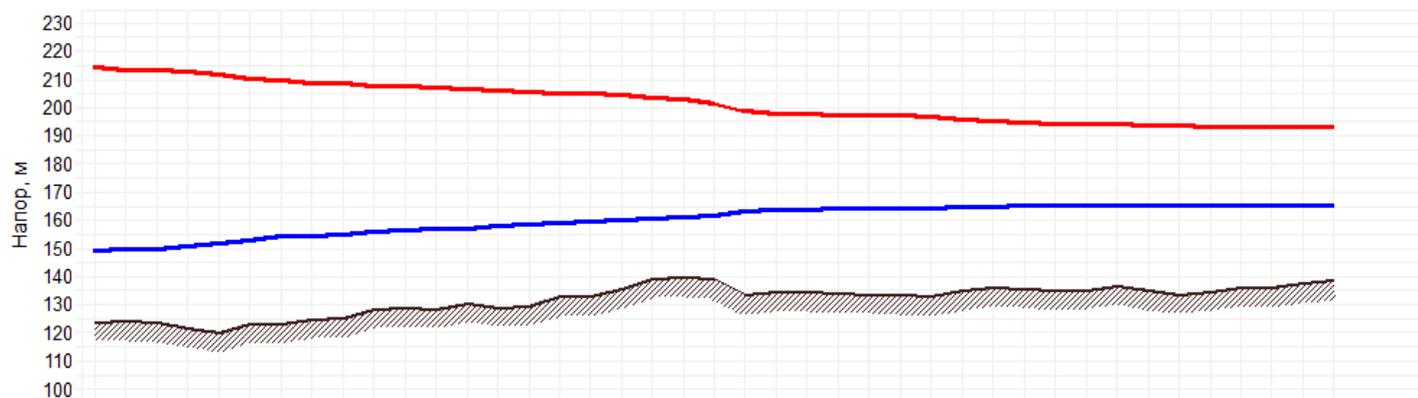
Пьезометрический график от «КТЭЦ ТМ-1, 3» до «ТК-III-47/3»



Наименование узла	КТЭЦ ТМ-1, 3	НО-III-9	НО-III-10	НО-III-14	НО-III-17а	НО-III-20	НО-III-24	НО-III-27	НО-III-30	НО-III-35	НО-III-38	ТК-III-47/3
Геодезическая высота, м	124	126.7	127.2	128.2	130.85	132.41	132.58	131	136.9	136.95	140.14	152.15
Напор в обратном трубопроводе, м	149.003	152.12	152.752	154.75	156.675	157.69	159.034	160.628	162.289	163.553	164.328	165.038
Располагаемый напор, м	64.995	57.369	55.797	50.819	46.421	44.442	41.822	38.714	35.477	33.032	31.56	30.276
Длина участка, м	79	62	141	106	1	127	123	134	104	1	77	
Диаметр участка, м	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.654	0.329	0.749	0.554	0.003	0.422	0.405	0.441	0.316	0.003	0.19	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.525	0.221	0.503	0.371	0.003	0.444	0.426	0.464	0.333	0.003	0.212	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.825	1.087	1.087	1.078	0.859	0.859	0.855	0.855	0.821	0.684	0.676	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.635	-0.882	-0.882	-0.873	-0.873	-0.873	-0.869	-0.869	-0.835	-0.706	-0.698	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	7.521	2.795	2.795	2.751	1.75	1.75	1.732	1.732	1.598	1.328	1.299	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	6.041	1.879	1.879	1.842	1.842	1.842	1.824	1.824	1.686	1.479	1.449	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1313.6792	782.3022	782.3022	775.9889	618.4795	618.4795	615.4435	615.4435	590.916	492.288	486.8667	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1177.1423	-634.7622	-634.7622	-628.4489	-628.4489	-628.4489	-625.4129	-625.4129	-601.1553	-507.8645	-502.6888	

Рисунок 3.10-10 – Пьезометрический график от КТЭЦ ТМ-1,3 до «ТК-III-47/3»

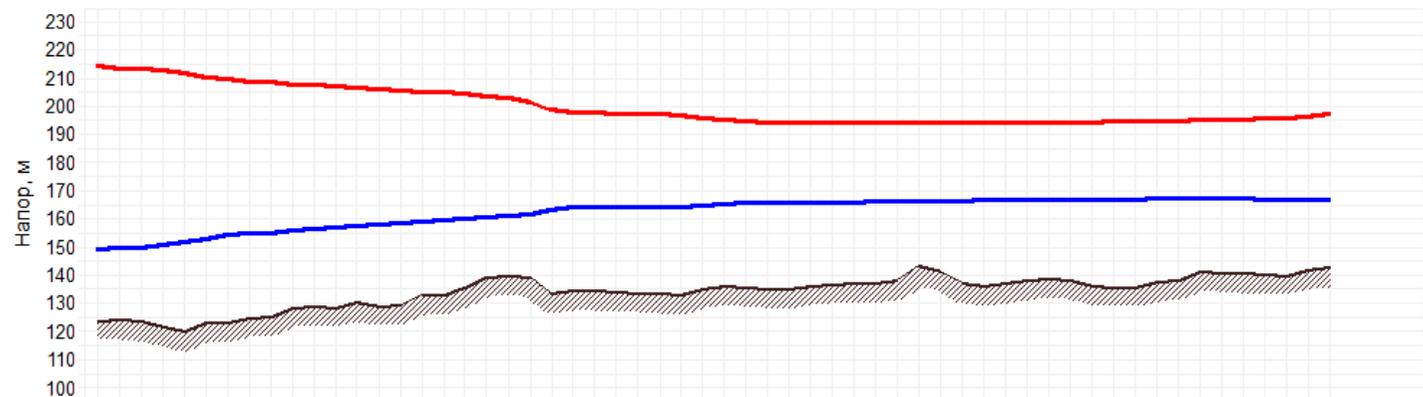
Пьезометрический график от «КТЭЦ ТМ-1,2,3» до «ТК-I-46»



Наименование узла	КТЭЦ ТМ-1,2,3	НО-II-6	НО-II-9	НО-II-13	НО-II-16	НО-II-20	ТК-II-10	НО-II-236	ТК-I-53	ТК-I-49	ТК-I-46
Геодезическая высота, м	124	123.55	128.65	129	132.95	138.98	134.06	135.12	135.44	134.75	138.51
Напор в обратном трубопроводе, м	149	152.865	155.642	157.724	159.377	161.61	163.76	164.554	165.175	165.205	165.211
Располагаемый напор, м	65	57.488	52.081	48.259	45.377	39.685	33.462	31.034	28.923	28.129	27.536
Длина участка, м	70	180	82	91	108	227	35	102	54	62	
Диаметр участка, м	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.576	1.119	0.51	0.39	0.459	2.462	0.31	0.642	0.184	0.163	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.621	1.182	0.538	0.525	0.619	1.312	0.159	0.299	0.011	0.004	
Скорость движения воды в под-тр-де, м/с	1.354	1.354	1.354	1.124	1.119	1.426	1.29	1.087	0.87	0.764	
Скорость движения воды в обр-тр-де, м/с	-1.391	-1.391	-1.391	-1.304	-1.299	-1.103	-0.977	-0.785	-0.212	-0.111	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.334	4.144	4.144	2.86	2.836	5.709	4.669	3.315	1.796	1.383	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.669	4.377	4.377	3.846	3.818	3.043	2.386	1.542	0.111	0.031	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	974.5838	974.5838	974.5838	809.2174	805.846	1026.836	928.4686	782.1425	626.6152	549.6474	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1001.6545	-1001.6545	-1001.6545	-938.754	-935.3826	-794.2048	-703.1314	-564.8685	-152.7518	-79.775	

Рисунок 3.10-11 – Пьезометрический график от КТЭЦ ТМ-1,2,3 до «ТК-I-46»

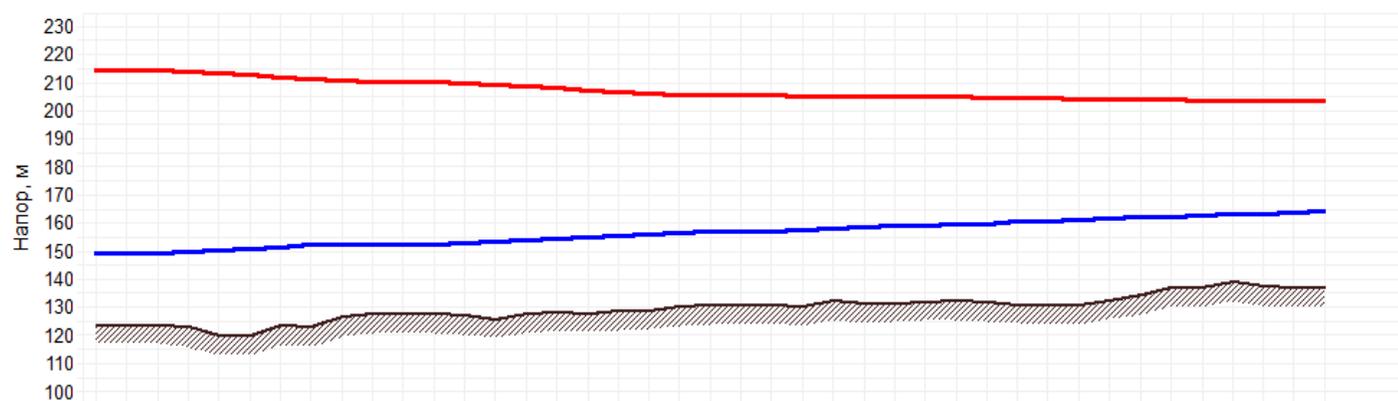
Пьезометрический график от «КТЭЦ ТМ-1,2,3» до «ТК-II-34»



Наименование узла	КТЭЦ ТМ-1,2,3	НО-II-8	НО-II-12	НО-II-17	НО-II-22	ТК-II-11	НО-II-25	ТК-II-18	ТК-II-23	ТК-II-28	НО-II-26	ТК-II-34
Геодезическая высота, м	124	124.92	130.75	135.64	134.45	132.91	134.92	138.32	136.95	135.92	140.86	142.85
Напор в обратном трубопроводе, м	149	154.651	157.255	160.168	163.795	164.395	165.457	165.856	166.509	166.944	167.062	166.667
Располагаемый напор, м	65	54.092	49.169	44.126	33.831	32.081	28.821	28.384	27.744	27.391	27.803	30.609
Длина участка, м	70	28	103	62	5	141	100	123	37	37	102.2	
Диаметр участка, м	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.412	0.412	0.412	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.576	0.174	0.442	0.722	0.049	0.888	0.023	0	0.004	0.033	0.121	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.631	0.187	0.604	0.399	0.026	0.424	0.156	0.093	0.062	0.015	0.024	
Скорость движения воды в под-тр-де, м/с	1.354	1.354	1.124	1.478	1.356	1.087	0.216	0.026	0.122	0.363	0.42	
Скорость движения воды в обр-тр-де, м/с	-1.402	-1.402	-1.315	-1.164	-1.05	-0.795	-0.588	-0.408	0.477	0.236	0.179	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	4.334	4.144	2.86	6.13	5.163	3.315	0.119	0.002	0.053	0.466	0.624	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	4.741	4.444	3.909	3.387	2.755	1.584	0.822	0.397	0.886	0.219	0.126	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	974.5838	974.5838	809.2174	1064.0248	976.4264	782.1425	155.5273	18.4259	56.9268	169.8889	196.7003	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1009.3444	-1009.3444	-946.4143	-837.9553	-755.6285	-572.5288	-423.2506	-293.7172	223.1631	110.6025	83.7911	

Рисунок 3.10-12 – Пьезометрический график от КТЭЦ ТМ-1,2,3 до «ТК-II-34»

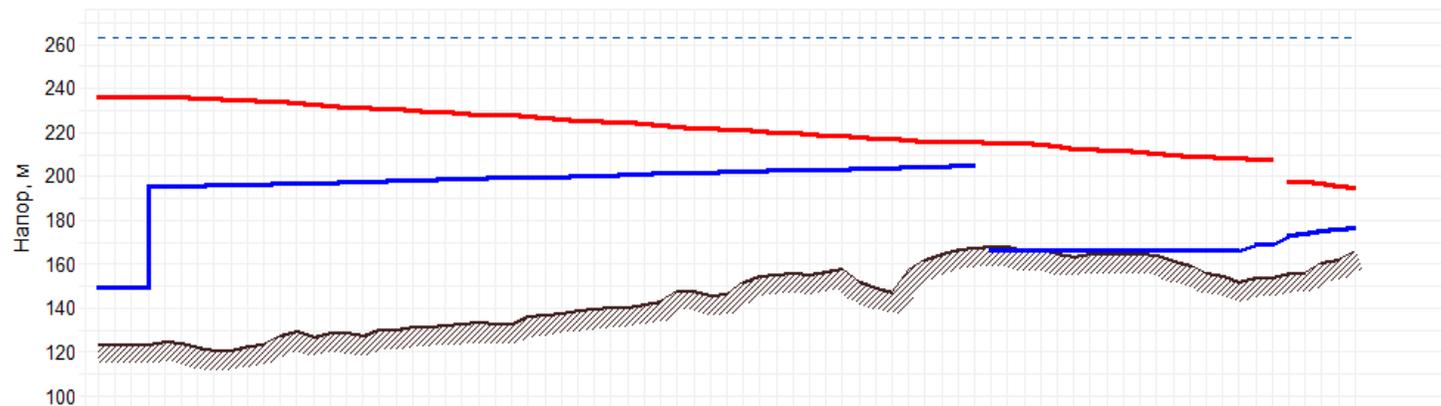
Пьезометрический график от «КТЭЦ ТМ-1,2,3» до «НО-III-35»



Наименование узла	ПК ТМ №1, 3 на обр	НЩО-III-7	НО-III-96	НО-III-13	НО-III-16	НО-III-18	НО-III-20	НО-III-23	НО-III-26	НО-III-28	НО-III-35
Геодезическая высота, м	124	123.16	127.81	128.5	128.99	131.04	132.41	132	131.05	132.69	136.95
Напор в обратном трубопроводе, м	149.001	151.853	152.428	154.269	155.673	156.874	157.912	158.986	160.295	161.405	163.935
Располагаемый напор, м	64.997	59.031	57.732	53.577	50.403	48.422	47.073	45.677	43.978	42.538	39.317
Длина участка, м	0.1	93	113	174	122	1	127	85	17	143	
Диаметр участка, м	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	0.511	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0	0.428	0.52	0.787	0.552	0.001	0.137	0.091	0.018	0.148	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.001	0.341	0.414	0.625	0.438	0.004	0.456	0.305	0.061	0.502	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.012	1.012	1.012	1.003	1.003	0.488	0.488	0.488	0.484	0.478	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.643	-0.893	-0.893	-0.885	-0.885	-0.885	-0.885	-0.885	-0.88	-0.874	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	2.318	2.424	2.424	2.382	2.382	0.566	0.566	0.566	0.557	0.543	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	6.1	1.929	1.929	1.891	1.891	1.891	1.891	1.891	1.873	1.848	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	728.2851	728.2851	728.2851	721.9718	721.9718	351.0907	351.0907	351.0907	348.0547	343.7472	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1182.9183	-643.1253	-643.1253	-636.812	-636.812	-636.812	-636.812	-636.812	-633.776	-629.4684	

Рисунок 3.10-13 – Пьезометрический график от КТЭЦ ТМ-1,2,3 до «НО-III-35»

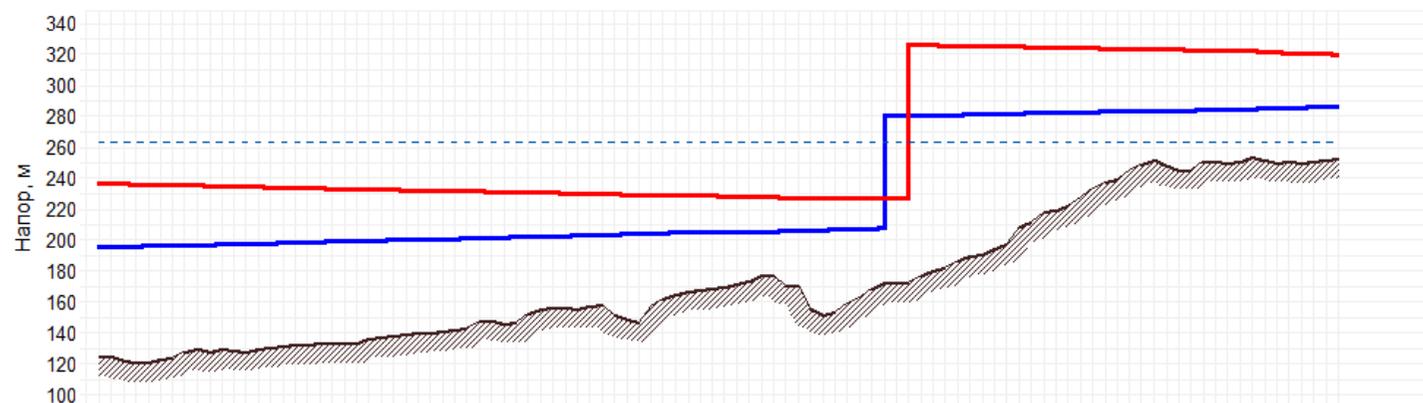
Пьезометрический график от «КТЭЦ» до «ТК-II-36/6»



Наименование узла	ПК ТМ №4 на обр	НО-IV-11	НО-IV-17	НО-IV-22	НО-IV-28	НО-IV-34	НО-IV-40	НО-IV-46	НО-13	ТК-III-47/6	ТК-III-47/3	ТК-II-36/6
Геодезическая высота, м	124	129.25	132	136.02	140.73	146.62	157.02	162.09	165.93	164.51	152.15	165.98
Напор в обратном трубопроводе, м	149	196.949	198.125	199.189	200.469	201.787	202.934	204.101	166.223	166.223	166.223	176.13
Располагаемый напор, м	41	34.967	31.155	27.705	23.556	19.283	15.563	11.778	48.27	45.239	41.598	18.761
Длина участка, м	0.01	138.06	139.84	185.48	152.72	109.72	168.48	139.6	130.2	89.2	160	
Диаметр участка, м	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.511	0.511	0.25	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0	0.409	0.415	0.55	0.453	0.325	0.499	0.414	0.628	0.43	0.136	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0	0.183	0.185	0.245	0.202	0.145	0.223	0.185	0	0	2.68	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	1.075	1.075	1.075	1.075	1.075	1.075	1.075	1.075	0.819	0.819	0.276	
Скорость движения воды в обр тр-де, м/с	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	0	0	-1.202	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	1.482	1.482	1.482	1.482	1.482	1.482	1.482	1.482	2.538	2.538	0.531	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.672	0.661	0.661	0.661	0.661	0.661	0.661	0.661	0	0	10.47	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1468.5107	1468.5107	1468.5107	1468.5107	1468.5107	1468.5107	1468.5107	1468.5107	589.2091	589.2091	47.499	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	0	0	-207.0502	

Рисунок 3.10-14 – Пьезометрический график от КТЭЦ до «ТК-II-36/6»

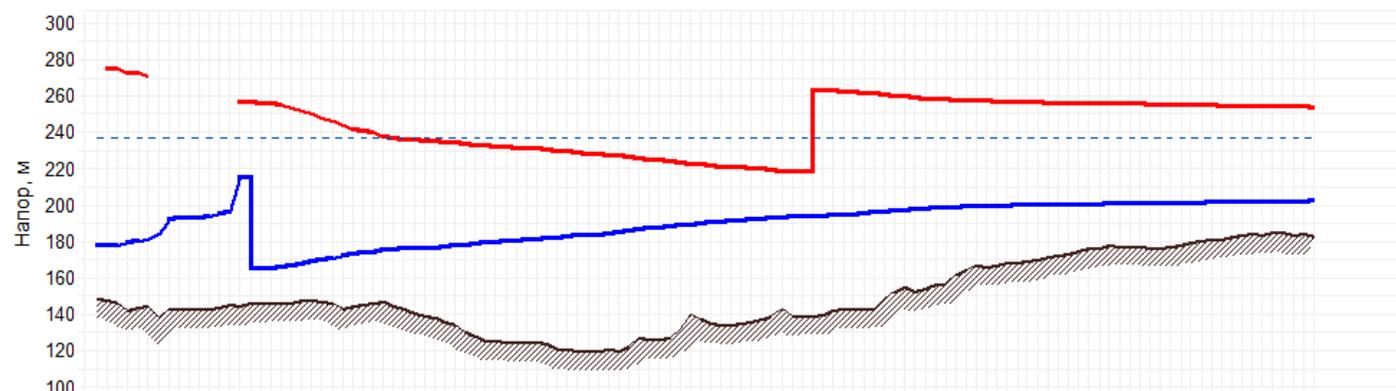
Пьезометрический график от «КТЭЦ ТМ-4» до «ТК-IV-10/9»



Наименование узла	КТЭЦ ТМ-4	НО-IV-11	НО-IV-19	НО-IV-26	НО-IV-34	НО-IV-42	НО-IV-48	ПНС-11	НО-IV-70	ТК-IV-4 (НЩО-IV-78)	ТК-IV-10/9
Геодезическая высота, м	124.9	129.25	133	139.66	146.62	151.83	168.3	172.68	197.79	237.49	252.34
Напор в обратном трубопроводе, м	195	196.949	198.492	200.099	201.787	203.363	204.47	280	281.639	282.704	286.485
Располагаемый напор, м	41	37.575	34.782	31.874	28.818	25.964	23.965	46.388	43.023	40.839	33.174
Длина участка, м	69.6	138.06	139.7	140	109.72	139.79	152.5	211.5	118.1	72.94	
Диаметр участка, м	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	0.704	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.075	0.148	0.15	0.15	0.118	0.15	0.163	0.299	0.167	0.102	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.092	0.183	0.185	0.185	0.145	0.185	0.239	0.284	0.159	0.097	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	0.644	0.644	0.644	0.644	0.644	0.644	0.644	0.644	0.644	0.641	
Скорость движения воды в обртр-де, м/с	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.627	-0.625	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.536	0.707	0.707	0.702	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	0.661	0.661	0.661	0.661	0.661	0.661	0.783	0.672	0.672	0.667	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	879.3015	879.3015	879.3015	879.3015	879.3015	879.3015	879.3015	879.3015	879.3015	876.3494	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-857.106	-854.225	

Рисунок 3.10-15 – Пьезометрический график от КТЭЦ ТМ-4 до «ТК-IV-10/9»

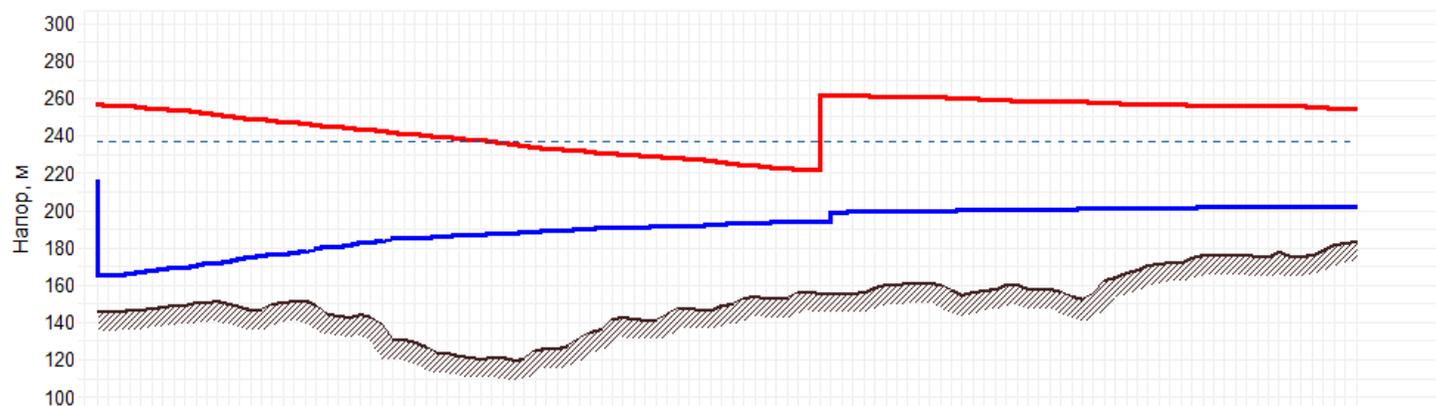
Пьезометрический график от «НК ТЭЦ БУ-4» до «ТК-188»



Наименование узла		ПНС-9	НХО-9	НО-20	НХО-30	НХО-41	ПНС-10		НХО-70	НО-80 ФПК	ТК-188
Геодезическая высота, м	145.63	145.65	145.48	127.95	119.75	137.14	139.36	153.97	169.67	176.49	182.43
Напор в обратном трубопроводе, м	177.624	165.28	173.61	178.685	183.513	189.799	193.888	197.953	200.099	200.85	202.416
Располагаемый напор, м	96.979	91.099	67.11	54.313	44.901	32.491	69.353	60.608	56.2	54.538	50.704
Длина участка, м	211	20	100	71	91	136	0.1	120	80	100	
Диаметр участка, м	0.802	0.996	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	0.802	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1.859	0.222	0.953	0.353	0.427	0.638	0	0.405	0.138	0.126	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	1.742	0.149	0.498	0.393	0.431	0.644	0	0.354	0.136	0.1	
Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	2.213	1.946	1.577	1.139	1.014	1.014	1.014	0.97	0.693	0.592	
Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	-2.142	-1.951	-1.201	-1.201	-1.111	-1.111	-1.111	-1.069	-0.813	-0.622	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	6.294	5.538	4.765	2.486	2.345	2.345	2.345	1.686	0.86	0.629	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	5.897	3.73	2.766	2.766	2.368	2.368	1.591	1.474	0.852	0.501	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	3924.8693	5322.92	2795.6538	2018.9625	1798.7119	1798.7119	1798.7119	1719.9379	1228.4301	1049.9912	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-3798.7987	-5334.3095	-2129.5562	-2129.5562	-1970.6444	-1970.6444	-1970.6444	-1896.0806	-1440.7011	-1102.7625	

Рисунок 3.10-15 – Пьезометрический график от НК ТЭЦ БУ-4 до «ТК-188»

Пьезометрический график от «ПНС-9» до «КСЗ-11»



Наименование узла	ПНС-9	151.32	ТК-49	НО-55 (НЩО-55)	НО-65а	НО-71а	ПНС-1	НО-82	НО-91	ТК-101	КСЗ-11
Геодезическая высота, м	145.65	151.32	149.24	126.96	134.82	147.1	155.89	160.29	158.5	171.4	183.59
Напор в обратном трубопроводе, м	165.28	171.159	179.411	185.401	189.934	191.832	194.033	199.606	200.384	201.136	201.896
Располагаемый напор, м	91.099	80.51	65.881	54.711	40.839	35.017	62.732	60.63	57.917	55.264	52.181
Длина участка, м	20	50	88	145	95	85	1.1	309	75.35	131.4	
Диаметр участка, м	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.996	0.802	0.996	0.996	0.996	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.222	0.317	0.555	0.849	0.546	0.481	0.013	0.489	0.113	0.105	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.149	0.41	0.718	0.413	0.265	0.232	0.005	0.197	0.045	0.045	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.946	1.83	1.825	1.614	1.6	1.586	2.224	0.913	0.888	0.649	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.951	-1.801	-1.796	-1.295	-1.281	-1.267	-1.597	-0.657	-0.633	-0.482	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	5.538	3.284	3.265	3.034	2.979	2.929	6.356	0.819	0.777	0.416	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	3.73	4.742	4.714	1.648	1.61	1.578	3.28	0.426	0.396	0.23	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5322.92	5004.9462	4990.5905	4414.6561	4374.2554	4338.0054	3944.1895	2495.4903	2429.4225	1775.4583	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5334.3095	-4925.0292	-4910.6735	-3542.4865	-3502.1254	-3466.232	-2831.7257	-1796.7961	-1731.2687	-1317.8581	

Рисунок 3.10-16 – Пьезометрический график от ПНС-9 до «КСЗ-11»

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

3.11.1. Данные об авариях и отказах на тепловых сетях АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»

В рассматриваемом периоде аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания», повлекших за собой прекращение теплоснабжения потребителей, не зафиксировано.

3.11.2. Данные об авариях и отказах на тепловых сетях АО «Теплоэнерго»

Данные об авариях и отказах на тепловых сетях за 2012-2016 гг. с указанием причин их возникновения и времени восстановления работоспособности тепловых сетей приведены в таблице 3.11.2.

Таблица 3.11.2 – Данные об авариях и отказах на тепловых сетях АО «Теплоэнерго» за 2012-2016 гг. с указанием причин их возникновения и времени восстановления работоспособности тепловых сетей

№ п/п	№ кот	Дата, время, отк./вкл.	Участок	Ду, мм	Признак т/пров.	L, м	Повреждение
1	27	29.03.2012 15:35-17:15	УТ 73а/1	50	T1		Неисправность задвижки
2	27	29.05.-30.05 14:00-18:00	ТК 4/1 в сторону ТК 23/1	300	T1	10	Повреждение т/провода
3	45	26.06.2012 10:00-12:00	пр. Шахтеров, 35	50	T2		Неисправность задвижки
4	27	30.08.2012 13:30-16:30	ТК 77/1 в сторону ТК 82/2	150	T2		Неисправность задвижки
5	45	04.06.2013 16:00-20:00	ТК 52а/2	150	T2		Неисправность задвижки
6	46	25.09.2013 10:00-12:00	Выход из котельной	150	T1		Неисправность задвижки
7	18	22.10.2013 15:30-16:00	ул. Суворова, 5а	50	T2		Неисправность задвижки
8	27	17.12.2013 14:00-20:50	ул. Институтская 13,15	200	T1	6	Повреждение т/провода
9	38	25.04.2014 10:00-10:50	ТК 1/38	50	T3		Неисправность задвижки
10	45	15.05.2014 15:00-18:00	ТК 82/2 в сторону шк.53	50	T1	1	Повреждение т/провода
11	45	09.06.2014 13:30-15:00	ТК 44/2 ул. Волкова, 5	50	T2		Неисправность задвижки
12	ЦТП	15.07.2014 13:50-19:00	Приямок ЦТП	200	T2	1	Повреждение т/провода
13	КТСК	16.09.2014 14:00-16:30	ТК 181/1 пр. Шахтеров, 72	50	T2	1	Повреждение т/провода
14	27	16.09.2014 12:00-14:00	пр. Шахтеров, 48а	76	T1	1	Повреждение т/провода
15	27	07.04.2015 13:30-17:30	ТК 14/1 пр. Шахтеров, 38б	200	T1		Неисправность задвижки
16	45	03.06.2015 13:00-20:30	ул. Смирнова, 16	159	T1	1	Повреждение т/провода
17	45	19.06.2015 11:00-15:00	ТК 118/2	100	T1		Неисправность задвижки

18	ЦТП	16.07.2015 10:00-18:40	Д/сад № 14 ул. Авроры, 4а	89	T1	3	Повреждение т/провода
19	45	16.07.2015 13:00-14:30	ТК 51/2 пр. Шах- теров, 24	80	T1		Неисправность задвиж- ки
20	35	18.09.2015 09:00-11:20	ул. Луганская, 8	50	T2		Неисправность задвиж- ки
21	45	18.09.2015 14:00-15:30	ул. Тульская, 28	50	T1		Неисправность задвиж- ки
22	45	24.11.2015 13:30-16:00	ТК 53/2	80	T1		Неисправность задвиж- ки
23	45	22.06.2016 09:15-15:00	ТК 11/2	300	T2		Неисправность задвиж- ки
24	27	27.07.2016 13:00-17:00	ТК 14а/1	100	T1		Неисправность задвиж- ки
25	45	20.09.2016 10:00-14:40	ТК 128/2	100	T1	2	Повреждение т/провода
26	45	27.09.2016 16:00-18:00	ул. Смирнова, 17	100	T1		Неисправность задвиж- ки
27	45	04.10.2016 11:00-13:30	пр. Шахтеров 47,49	80	T1	5	Повреждение т/провода
28	45	05.10.2016 15:30-16:40	ТК 52/2	50	T1		Неисправность задвиж- ки

3.12. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория - потребители, в отношении которых не допускается перебоев в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;

- вторая категория - потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

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

- третья категория - остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

– подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;

–подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 3.12-1;

–согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;

–согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;

–среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 3.12-1 – Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Все ТСО своевременно осуществляют устранение аварийных ситуаций на тепловых сетях, входящих в эксплуатационную ответственность организаций.

3.13.Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Описание процедур диагностики и планирования капитальных ремонтов в АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»:

Начальники подразделений подают заявки: в СИНИ на диагностику трубопроводов; в ПТО – на диагностику зданий, сооружений и остального оборудования.

Начальники СИНИ и ПТО составляют план диагностики трубопроводов тепловых сетей и предоставляют главному инженеру на утверждение.

ПТО составляет ведомости укрупненных объемов работ (ведомость объектов) на основании перспективных планов ремонта, результатов диагностики СИНИ, ЭПБ и анализа повреждений теплотрасс и сдает в ОППР.

ОППР на основании ведомостей работ, предоставленных ПТО, разрабатывает предварительный план ТОиР на следующий год.

ОППР организует рассмотрение предварительного плана ТОиР и по замечаниям корректирует план.

При наличии в плане замены участков теплотрасс, начальники соответствующих подразделений готовят технические задания на проектирование замены участка и сдают в ПТО.

ПТО и сметная группа выполняют ПСД на ремонт участков теплотрасс. Сметная группа выполняет сметы на все остальные виды ремонтов (ремонт насосов электродвигателей, трансформаторов, зданий и сооружений и т.д.).

Начальники производственных подразделений, совместно с ОППР, составляют соответствующие по подразделениям и АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» графики ремонта с определением сроков выполнения.

Начальники производственных подразделений, совместно с ОППР, в указанные сроки сдают необходимые документы в Сметную группу.

ПТО передаёт в ОППР результаты диагностики (по котлам, сосудам, грузоподъёмным механизмам, ЗиС).

Начальники подразделений, совместно с ОППР, готовят обосновывающие материалы для защиты плана (акты обследования, результаты диагностики обследования, протоколы испытания, акты технического состояния и т.д.).

ОППР разрабатывает план ТОиР со всеми расчётами затрат на капитальный и текущий ремонты.

ОППР предоставляет План ТОиР со всеми обосновывающими материалами, расчётами затрат и сметами на утверждение главному инженеру.

Испытания тепловых сетей проводятся по нормативным документам, согласно правил технической эксплуатации.

Планы капитального ремонта АО «Теплоэнерго» формируются на основании ежегодного технического освидетельствования и шурфовок трубопроводов тепловых сетей и ежегодно корректируются с учетом рекомендаций, выданных после проведения испытаний тепловых сетей на прочность и плотность, на расчетную температуру, тепловые и гидравлические потери.

Испытания тепловых сетей в ремонтный период производятся согласно требованиям «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», утв. 24.15.2003 г, и МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения», утв. 13.12.2000 г.

Ремонтные работы и замена участков тепловых сетей производятся согласно результатам профилактических испытаний.

3.12.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории города Кемерово

Гидравлические испытания. Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80% мест утечек на тепловых сетях теплоснабжающих организаций. Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

Испытания на тепловые потери. Целью испытаний является определение эксплуатационных потерь через тепловую изоляцию водяных тепловых сетей на балансе теплосетевых организаций. Определение тепловых потерь осуществляется на основании испытаний, проводимых в соответствии с документом «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях» СО 34.09.255-97. Результаты определения тепловых потерь через теплоизоляцию по данным испытаний сопоставляются с нормами проектирования, выдается качественная и количественная оценка теплоизоляционных свойств испытываемых участков, которая используется при нормировании эксплуатационных тепловых потерь для водяных тепловых сетей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания», АО «Теплоэнерго» и ОАО «СГК».

Испытания на максимальную температуру теплоносителя проводятся в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания проводятся в конце отопительного сезона с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику в предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

Испытания на потенциалы блуждающих токов. Испытания представляют собой электрические измерения для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей.

Для поддержания надежного теплоснабжения города Кемерово и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы.

Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

3.12.2 Методы технической диагностики, не нашедшие применения тепловыми организациями города Кемерово

В целях повышения качества диагностики тепловых сетей теплоснабжающим организациям предлагается рассмотреть нижеперечисленные методы. Использование различных методов диагностики позволяет с большей точностью выявлять места утечек на тепловых сетях, выявлять участки с наибольшими тепловыми потерями и оптимально планировать ремонты.

Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов. Он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

Тепловая азросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съёмку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловой сети. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики, и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования перекладок на основе данных мониторинга состояния прокладок ТС представлена на рисунке 3.12.2.

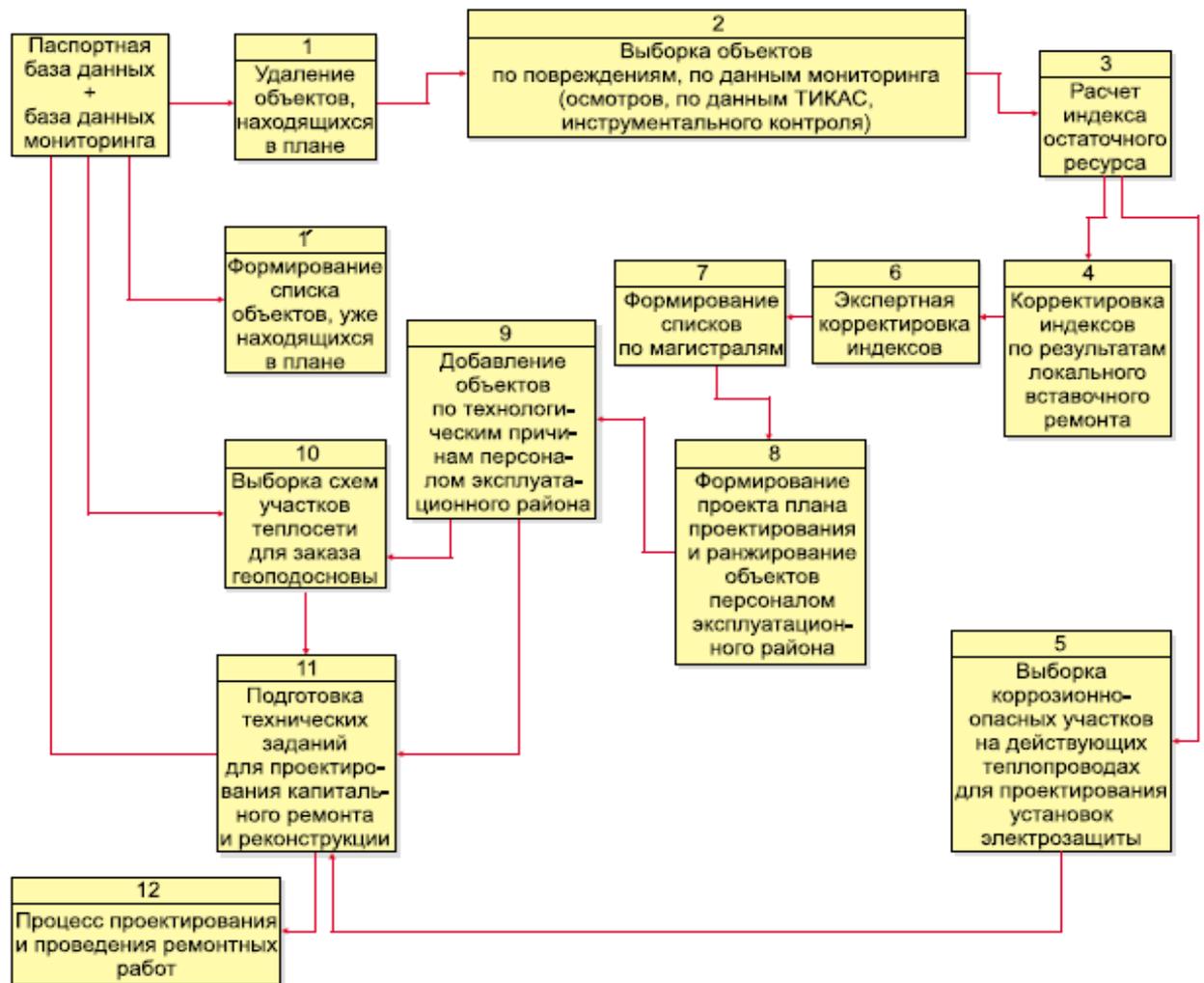


Рисунок 3.12.2 – Схема формирования плана проектирования и переключок

Для поддержания надежного теплоснабжения города Кемерово и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы. Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

3.14. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Испытания на тепловые и гидравлические потери

Испытания на тепловые и гидравлические потери производятся на характерных магистральных участках тепловых сетей эксплуатационной ответственности АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания». Все виды испытаний проводятся раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается отдела эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – ОЭТС) и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;

- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания выполняет следующие операции:

- проверяет выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организывает проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверяет отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- проводит инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях проводятся один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов.

График испытаний устанавливается техническим руководителем отдела эксплуатации тепловых сетей.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Гидравлические испытания на прочность и плотность тепловых сетей

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия

оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному давлению, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается техническим руководителем, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного значения.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее, чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек – задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной теп-

ловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС (отдел эксплуатации тепловых сетей) организует техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный (или близкий к полному) ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает технический руководитель.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепловой энергии.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей соответствуют Нормативно-технической документации

3.15. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

К потерям и затратам теплоносителя в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии и теплоносителя относятся технологические затраты, определённые используемыми технологическими решениями и техническим уровнем оборудования системы теплоснабжения, а также утечки теплоносителя, обусловленные техническим состоянием тепловой сети и систем теплоснабжения, а именно:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей и систем теплоснабжения перед пуском после плановых ремонтов, а также при подключении новых участков тепловых сетей и систем теплоснабжения;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты;
- технически обусловленные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания.
- технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей и систем теплоснабжения.
- технологические затраты теплоносителя, связанные с вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей и систем теплоснабжения, как новых, так и после планового ремонта или реконструкции, принимаются условно в размере 1,5-кратной емкости присоединяемых элементов системы теплоснабжения.

- технологические затраты теплоносителя при плановых эксплуатационных испытаниях и промывке тепловых сетей и систем теплоснабжения включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

- тепловые потери теплопередачей через изоляционные конструкции трубопроводов.

АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»

Нормативы технологических потерь теплоносителя при передаче тепловой энергии, включаемые в расчет тепловой энергии, разрабатываются и утверждаются ежегодно согласно приказа Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 325.

В соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок испытания по определению фактических тепловых потерь в тепловых сетях производятся с периодичностью 1 раз в 5 лет. Последние испытания были проведены по котельным №27 и №45 в 2011 году. Результаты испытаний представлены в таблице 3.15-1.

Таблица 3.15-1 – Соотношение фактических и нормативных тепловых потерь в тепловых сетях котельных №№ 27 и 45 АО «Теплоэнерго»

№ котельной	Соотношение фактических и нормативных тепловых потерь для надземной прокладки	Соотношение фактических и нормативных тепловых потерь для подземной прокладки
№27	1,29	1,28
№45	1,49	1,37

Нормативные и фактические потери тепловой энергии в тепловых сетях наиболее крупных энергоисточников г. Кемерово приведены в таблицах 3.15-2 и 3.15-3. Графическое изображение изменения нормативных и фактических тепловых потерь в сетях наиболее крупных котельных АО «Теплоэнерго» изображено на рисунках 3.15-1 и 3.15-2.

Из анализа представленных материалов следует, что несмотря на преимущественно снижающиеся нормативные тепловые потери, фактические данные не показывают положительную динамику. Только 12 котельных АО «Теплоэнерго» имеют фактические тепловые потери ниже нормативных (таблица 3.15-3).

В тепловых сетях от котельных ОАО «СКЭК» превышение фактических тепловых потерь над нормативными в 2015-2016 гг. составило 12-13%.

Таблица 3.15-2 – Данные по нормативным тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Нормативные потери и затраты теплоносителя с утечками (горячая вода), Гкал/год			Нормативные потери тепловой энергии через изоляцию (горячая вода), Гкал/год			Нормативные потери (горячая вода), Гкал/год			
		2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2017
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "СГК"											
1	Кемеровская ГРЭС										725 917,9
2	Ново-Кемеровская ТЭЦ										
3	Кемеровская ТЭЦ										
Котельные АО "Теплоэнерго"											
4	Котельная №4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,0
5	Котельная №6	0,0	4,3	4,3	0,0	101,2	98,4	0,0	105,5	102,7	104,4
6	Котельная №7	0,0	1,4	1,4	0,0	61,1	61,2	0,0	62,4	62,6	61,9
7	Котельная №8	0,0	1,0	1,0	0,0	60,3	63,4	0,0	61,3	64,4	62,0
8	Котельная №15	1,1	1,1	1,1	38,5	38,0	38,0	39,6	39,1	39,1	38,2
9	Котельная №17	1,7	1,8	1,9	47,4	50,3	50,4	49,1	52,2	52,2	51,1
10	Котельная №26	18,0	18,2	44,4	181,9	183,3	406,0	199,9	201,6	450,4	472,7
11	Котельная №27	1 390,5	1 449,2	1 474,2	141 281,7	13 779,4	13 758,2	15 672,1	15 228,6	15 232,4	13 834,5
12	Котельная №31	33,6	33,9	33,9	481,1	479,7	478,5	514,7	513,6	512,4	492,8
13	Котельная №34	0,8	0,8	0,8	24,1	23,7	23,7	25,0	24,6	24,6	19,3
14	Котельная №35	96,1	112,9	112,8	2 396,6	2 042,6	2 122,6	2 492,6	2 155,4	2 235,4	2 243,9
15	Котельная №38	13,6	13,4	12,1	864,0	855,5	618,1	877,5	868,9	630,2	619,5
16	Котельная №42	1,0	1,3	1,3	49,7	42,2	42,2	50,7	43,4	43,4	37,3
17	Котельная №43	2,0	2,0	2,0	39,3	39,7	39,7	41,3	41,8	41,8	41,0
18	Котельная №45	1 083,7	1 082,8	1 060,2	15 480,1	15 149,6	13 853,5	16 563,8	16 232,4	14 913,8	15 051,9
19	Котельная №47	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

20	Котельная №56	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	0,0	2,1	2,1	2,1
21	Котельная №60	0,2	0,2	0,2	11,4	11,3	11,3	11,6	11,5	11,5	11,2
22	Котельная №61	0,2	0,2	0,2	9,3	9,2	9,2	9,5	9,4	9,4	9,2
23	Котельная №65	2,1	2,1	2,1	63,9	63,9	63,8	65,9	66,0	65,9	61,0
24	Котельная №66	0,3	0,2	0,2	7,1	5,1	5,1	7,4	5,3	5,2	5,2
25	Котельная №92	11,2	10,8	13,8	436,9	298,1	307,5	448,1	309,0	321,4	276,0
26	Котельная №96	24,7	25,1	26,8	559,3	565,5	589,8	584,0	590,6	616,6	518,0
27	Котельная №97	0,0	0,0	11,1	0,0	0,0	199,4	0,0	0,0	210,5	215,4
28	Котельная №101	13,1	13,2	13,2	515,7	498,4	488,9	528,8	511,6	502,1	443,1
29	Котельная №102	0,5	1,6	1,6	45,5	59,7	59,7	46,1	61,3	61,3	34,9
30	Котельная №103	7,1	7,2	7,2	158,7	160,0	159,9	165,8	167,2	167,1	159,1
31	Котельная №110	0,5	0,5	0,5	22,3	21,9	21,9	22,9	22,5	22,4	20,4
32	Котельная №112	12,4	12,5	12,5	292,9	293,7	279,9	305,2	306,3	292,4	299,1
33	Котельная №114	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
34	Котельная №118	26,1	26,4	26,7	1 501,8	1 508,6	1 412,0	1 527,9	1 535,0	1 438,6	1 435,1
35	Котельная №122	2,4	2,5	2,5	91,5	92,4	82,7	93,9	94,9	85,1	30,3
36	Котельная №123	264,5	269,8	275,6	4 412,0	4 456,9	4 357,6	4 676,5	4 726,7	4 633,1	4 596,3
37	Котельная №141	0,6	0,6	0,6	26,6	27,3	28,4	27,2	27,9	29,0	28,1
38	Котельная №163	1,7	3,0	3,0	56,0	81,2	81,2	57,7	84,2	84,2	82,9
Котельные ОАО "СКЭЖ"											
39	Котельная №8							30 980	30 825	28 721	28 721
40	Котельная №9										
41	Котельная №10										

Таблица 3.15-3 – Данные по фактическим тепловым потерям теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях

№ п/п	Наименование источника тепло-снабжения	Фактические потери и затраты теплоносителя (горячая вода), м³/год			Фактические потери тепловой энергии (горячая вода), Гкал/год			Фактический расход электроэнергии, кВт*ч/год				Отношение фактических потерь тепловой энергии к нормативным (горячая вода)		
		2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2017	2014	2015	2016
Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ООО "СГК"														
1	Кемеровская ГРЭС													
2	Ново-Кемеровская ТЭЦ													
3	Кемеровская ТЭЦ													
Котельные АО "Теплоэнерго"														
4	Котельная №4				0	0	5							
5	Котельная №6				114	150	156						142%	152%
6	Котельная №7				45	62	65						100%	103%
7	Котельная №8				49	67	70						109%	108%
8	Котельная №15				66	60	66						167%	154%
9	Котельная №17				58	53	58						117%	101%
10	Котельная №26				245	390	398						123%	193%
11	Котельная №27				16620	15502	17972						106%	102%
12	Котельная №31				502	436	491						97%	85%
13	Котельная №34				24	19	21						96%	79%
14	Котельная №35				2226	2143	2225						89%	99%
15	Котельная №38				608	548	603						69%	63%
16	Котельная №42				65	60	66						129%	138%
17	Котельная №43				45	41	45						109%	98%
18	Котельная №45				18562	17208	18423						112%	106%
19	Котельная №47				0	0	0							

20	Котельная №56				0	0	0						0%	0%	
21	Котельная №60				13	13	14						116%	116%	119%
22	Котельная №61				12	12	12						121%	123%	126%
23	Котельная №65				60	56	60						91%	86%	90%
24	Котельная №66				10	8	10						130%	156%	186%
25	Котельная №92				577	568	584						129%	184%	182%
26	Котельная №96				607	554	610						104%	94%	99%
27	Котельная №97				150	344	357								170%
28	Котельная №101				520	502	521						98%	98%	104%
29	Котельная №102				44	42	43						96%	68%	71%
30	Котельная №103				173	168	175						105%	100%	105%
31	Котельная №110				20	18	20						87%	81%	89%
32	Котельная №112				357	348	361						117%	114%	124%
33	Котельная №114				0	0	10								
34	Котельная №118				1158	1145	1164						76%	75%	81%
35	Котельная №122				67	61	68						72%	65%	79%
36	Котельная №123				5432	5164	5460						116%	109%	118%
37	Котельная №141				10	9	10						35%	32%	33%
38	Котельная №163				67	66	67						115%	78%	80%
Котельные ОАО "СКЭК"															
39	Котельная №8				40 902	34 596	32 382						132%	112%	113%
40	Котельная №9														
41	Котельная №10														

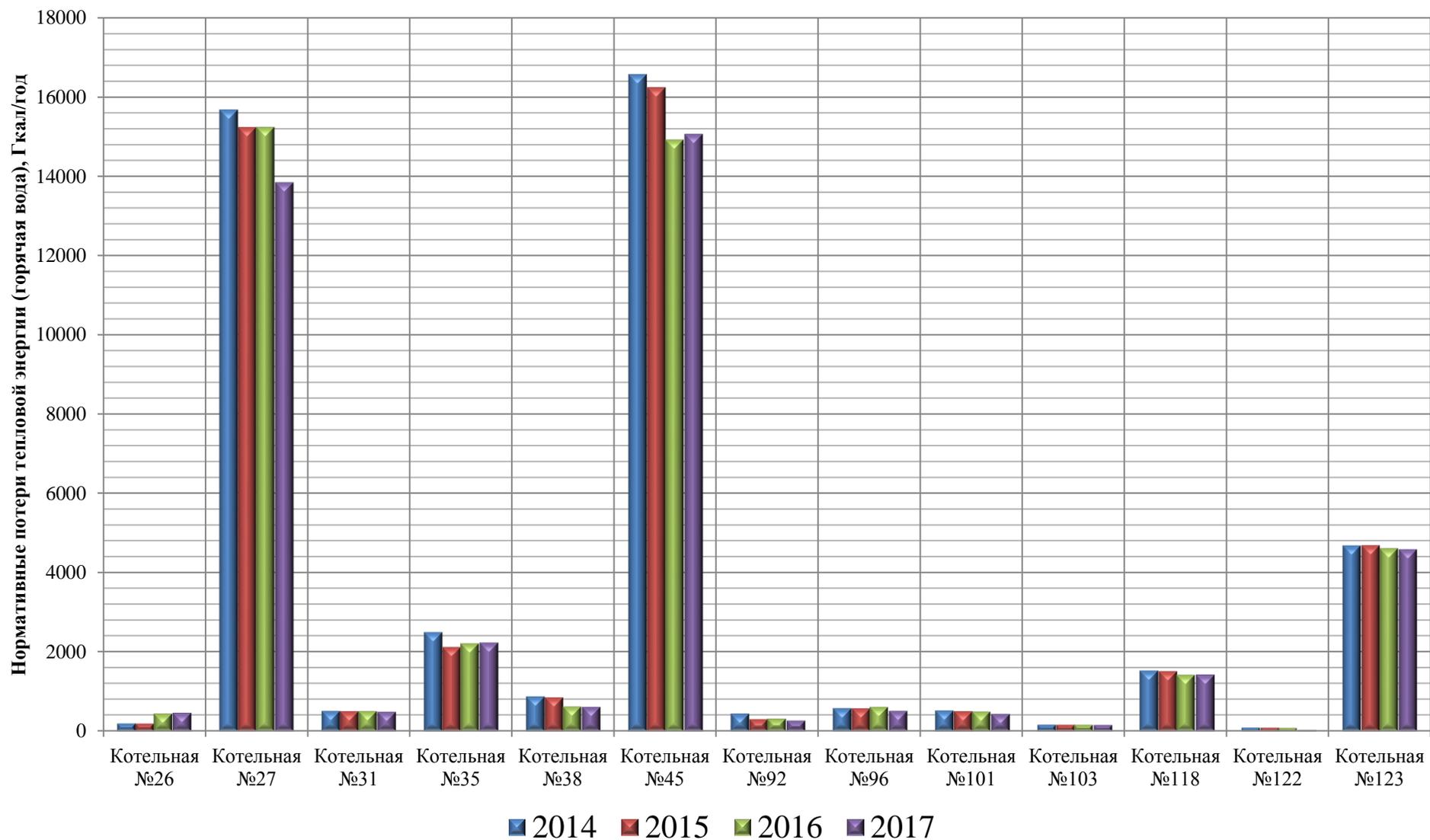


Рисунок 3.15.1 – Нормативные потери тепловой энергии в 2014-2017 гг. котельными АО «Теплоэнерго»

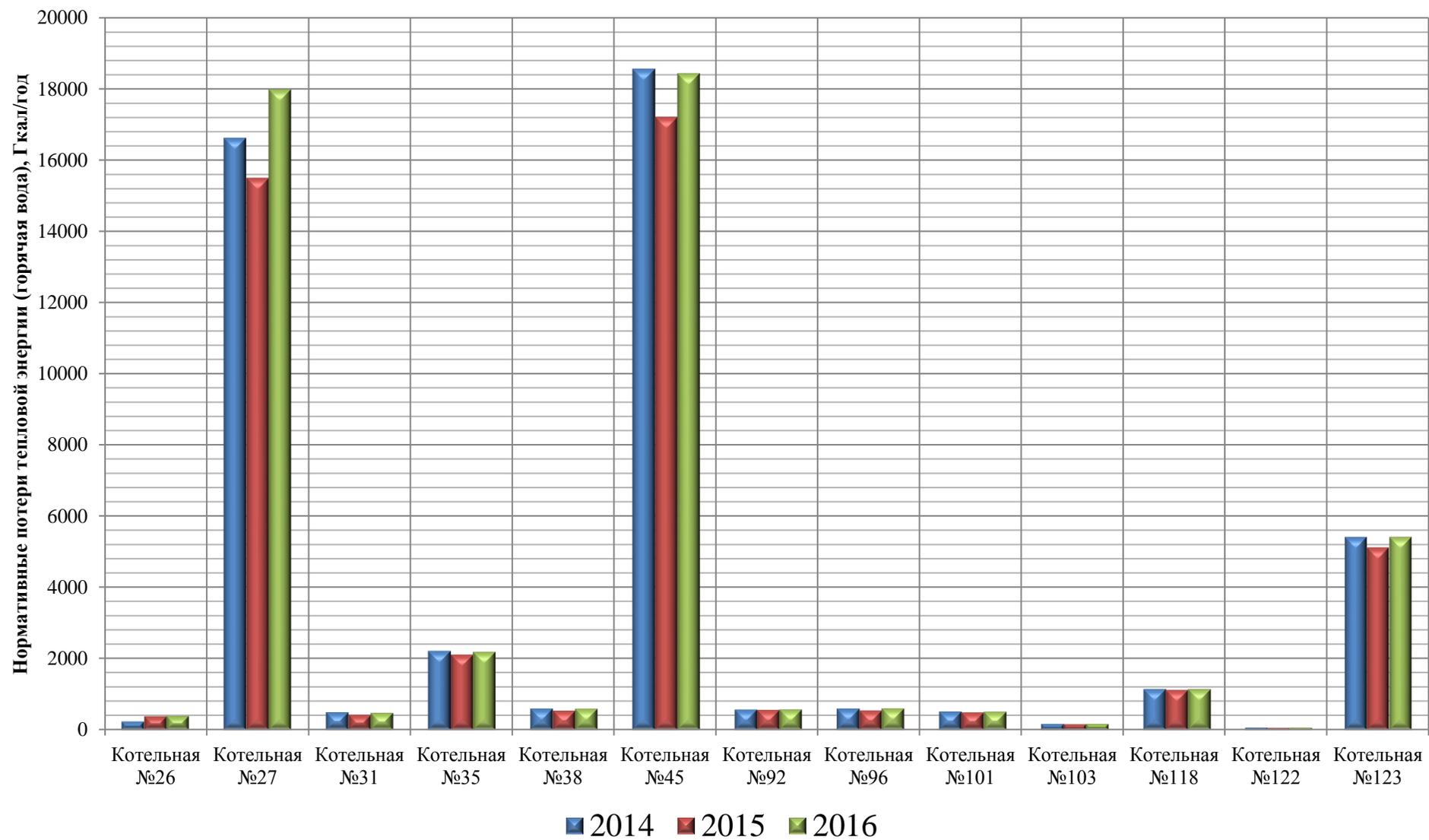


Рисунок 3.15.2 – Фактические потери тепловой энергии в 2014-2016 гг. котельными АО «Теплоэнерго»

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

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

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

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

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

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю "тепловые потери" устанавливает зависимость технологических затрат тепловой энергии на ее транспорт и распределение от источника тепловой энергии до границы балансовой принадлежности тепловых сетей от температурного режима работы тепловых сетей и внешних климатических факторов при заданной схеме и конструктивных характеристиках тепловых сетей.

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

3. К каждой энергетической характеристике прилагается пояснительная записка с

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

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

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

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

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

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

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

– при изменении тепловых потерь в тепловых сетях, требующих пересмотра соответствующей энергетической характеристики;

– по показателю "удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии":

– при изменении количества насосных станций или ЦТП в тепловой сети на балансе энергоснабжающей (теплосетевой) организации, в случае, если электрическая мощность электродвигателей насосов во вновь подключенных или снятых с баланса насосных станциях и ЦТП изменилась на 5% от суммарной нормируемой электрической мощности; то же относится к изменению производительности (или количества) насосов при неизменном количестве насосных станций и ЦТП;

– при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;

– при изменении условий работы насосных станций и ЦТП (автоматизация, изменение диаметров рабочих колес насосных агрегатов, изменение расходов и напоров сетевой воды), если суммарная электрическая мощность электрооборудования изменяется на 5%;

– при пересмотре энергетической характеристики по одному из показателей проводится корректировка энергетических характеристик по другим показателям, по которым в результате указанного пересмотра произошло изменение условий или исходных данных (если взаимосвязь между показателями обусловлена положениями методики разработки энергетических характеристик).

6. Корректировка показателей технологических потерь при передаче тепловой энергии с расчетной присоединенной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт) и выше для периода регулирования осуществляется приведением утвержденных нормативных энергетических характеристик к прогнозируемым условиям периода регулирования.

7. Расчет ожидаемых значений показателя "потери сетевой воды" в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, на период регулирования при планируемых изменениях объемов тепловых сетей ожидаемые значения показателя "потери сетевой воды" допускается определять по формуле:

$$G_{псв}^{план} = G_{псв}^{норм} \cdot \frac{\sum V_{ср.г}^{план}}{\sum V_{ср.г}^{норм}} \quad (1)$$

где $G_{псв}^{план}$ - ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м³;

$G_{псв}^{норм}$ - годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими

характеристиками, м³;

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

$\Sigma V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}$ - суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, находящихся в экс-

плуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м³.

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

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

для участков подземной прокладки:

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

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

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

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

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

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

заложения теплопроводов, °С;

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

для участков надземной прокладки:

(раздельно по подающим и обратным трубопроводам)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$\rho_{ср}$ - среднегодовая плотность воды, определяемая при среднем значении ожидае-

мых в период регулирования среднегодовых температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, кг/м³;

$Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, эксплуатируемых теплосетевой организацией;

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

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

8.3. Ожидаемые на период регулирования суммарные среднегодовые тепловые потери, Гкал/ч, определяются по формуле:

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

9. Расчет ожидаемых на период регулирования значений показателя «удельный расход электроэнергии».

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

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

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

где:

$W_{\text{тс}}^{\text{план}}$ - ожидаемая на период регулирования суммарная электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при температуре

наружного воздуха, соответствующей излому температурного графика, кВт.

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

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

По состоянию на текущий период, предписаний надзорных органов, запрещающих дальнейшую эксплуатацию участков тепловых сетей от энергоисточников ООО «СГК» и теплоисточников АО «Теплоэнерго» и ОАО «СКЭЖ» не выдавались.

3.17. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Потребители тепловой энергии, подключенные к тепловым сетям ОАО «Кузбасс-энерго» и другим теплосетевым организациям, в 96% выполнены по зависимой схеме, 4% – по независимой схеме. Автоматизация абонентских вводов составляет 2% от всех тепловых узлов потребителей, основное подключение элеваторное.

Теплопотребляющие установки присоединяются к тепловым сетям ОАО «Теплоэнерго» по следующим схемам:

– системы отопления – по зависимой схеме (без смешения и со смешением в ИТП), а также по независимой схеме (через теплообменные аппараты ВИТП);

– системы горячего водоснабжения – непосредственный (открытый) водоразбор, через теплообменные аппараты в ИТП/ЦТП (закрытый водоразбор).

Наиболее распространенный тип подключения потребителей ОАО «Теплоэнерго» – зависимое отопление и открытая схема горячего водоснабжения.

Доля потребителей АО «Теплоэнерго», оснащённых автоматическим погодным регулированием систем отопления и горячего водоснабжения не превышает 35% от суммарного количества абонентов: всего потребителей – 1171, оснащено автоматическим погодным регулированием – 409

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

В соответствии с п. 5 ст. 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»:

«До 1 июля 2012 года собственники жилых домов, за исключением указанных в части 6 настоящей статьи, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона, обязаны обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета используемых воды, электрической энергии».

Практически все тепловые источники города оборудованы коммерческими узлами учета, оснащенные поверенными средствами измерения, позволяющими вести автоматически инструментальные измерения количества и качества отпускаемой в тепловые сети тепловой энергии.

Коммерческие приборы учета устанавливаются на тепловых сетях с целью:

- осуществления взаимных финансовых расчетов между энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии;
- контроля за тепловыми и гидравлическими режимами работы систем теплоснабжения и теплопотребления;
- контроля за рациональным использованием тепловой энергии и теплоносителя;
- документирования параметров теплоносителя: массы (объема), температуры и давления.

Измерительные приборы размещены на границе балансовой принадлежности и проходят периодическую поверку.

Узлы учета тепловой энергии оборудуются средствами измерения (теплосчетчиками, водосчетчиками, тепловычислителями, счетчиками пара, приборами, регистрирующими параметры теплоносителя, и др.), зарегистрированными в Государственном реестре средств измерений и имеющими сертификат Главгосэнергонадзора Российской Федерации.

Теплосчетчик состоит из датчиков расхода и температуры, вычислителя или их-комбинации.

Данные по установленным у потребителей приборам учета (теплосчетчикам) приведены в Приложении 5 шифр 649.ПП –ТГ.001.001.005.

Данные по количеству установленных приборов учета у абонентов котельных АО «Теплоэнерго» приведены в таблице 3.18-1.

Таблица 3.18-1 – Данные по количеству установленных приборов у абонентов котельных АО «Теплоэнерго»

Номер котельной	Количество потребителей	Количество теплосчетчиков, установленных у потребителей	Количество водосчетчиков, установленных у потребителей
4	1	1	-
6	1	1	-
7	1	1	-
8	1	1	-
15	2	1	-
17	2	2	-
19	65	2	17
26	32	15	18
27	219	96	102
31	7	1	-
34	2	1	-
35	115	17	3
38	13	6	3
42	1	1	-
43	1	1	1
45	322	104	182
47	1	1	-
56	1	1	-
60	2		
61	2		
65	7	3	2
66	3	3	-
92	13		
96	26	6	10
97	5	2	-
101	19	1	-
102	3	1	-
103	6	4	1
110	3	0	1
112	10	6	2
114	5	6	-
118	74	20	17
122	22	0	0
123	109	37	38
141	1		
163	4	4	3

Данные по количеству установленных приборов у абонентов котельных ОАО "СКЭК" приведены в таблице 3.18-2.

Таблица 3.18-2 – Данные по количеству установленных приборов у абонентов котельных ОАО «СКЭК»

Категория потребителей	Количество потребителей, оборудованных теплосчетчиками	Количество потребителей, не оборудованных приборами учета тепловой энергии	Всего потребителей
Коммунальный сектор	78	51	129
Частный сектор	0	50	50
Бюджетные объекты	26	14	40
Прочие потребители	16	78	94

АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» имеет 5339 потребителей тепловой энергии, из них 3269 оснащено приборами учета, также к сетям подключено 3048 потребителей ГВС по открытой схеме, в том числе 2904 оснащено приборами учета.

В 2018 году АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» планирует установить приборы учета на 5 МКД, с максимальной тепловой нагрузкой более 0,2 Гкал/час.

Общее количество тепловой энергии и теплоносителя, потребленное за расчетный период всеми абонентами без приборов учета, определяется из теплового и водного балансов системы теплоснабжения, а отдельным потребителем – пропорционально его расчетным часовым тепловой и массовой (объемной) нагрузкам, указанным в договоре теплоснабжения, с учетом различия в характере теплового потребления: отопительно-вентиляционная тепловая нагрузка переменна и зависит от метеоусловий, тепловая нагрузка горячего водоснабжения в течение отопительного периода постоянна.

Тепловые потери через изоляцию трубопроводов на участках тепловой сети, находящихся на балансе соответствующего абонента, включаются в количество тепловой энергии, потребленной этим абонентом, также, как и потери тепловой энергии со всеми видами утечки и сливом теплоносителя из систем теплопотребления и трубопроводов его участка тепловой сети.

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» установку общедомовых приборов учета необходимо произвести для всех объектов, максимальное потребление которых составляет не менее 0,2 Гкал/час.

Для всех объектов капитального строительства с максимальной тепловой нагрузкой не менее 0,2 Гкал/ч в границах города Кемерово требуется установка приборов учета потребляемой тепловой энергии.

Установку приборов учета целесообразно проводить для ветхих и аварийных

объектов.

Выбор типа прибора учета помимо характеристик и общеизвестных требований, например, по длинам прямых участков трубопроводов, должен основываться также на учете следующих факторов:

- допустимого по экономическим соображениям срока окупаемости;
- наличие «запаса» перепада давления на вводе конкретного объекта;
- соответствия теплового узла Правилам технической эксплуатации;
- надежности и ремонтнопригодности приборов;
- необходимости автономного электропитания;
- уровня подготовки эксплуатационного персонала;
- полная автоматизация учета;
- наличие двухмесячного почасового архива;
- доступная стоимость;
- срок присутствия производителя приборов на рынке;
- количество проданных приборов и в каких регионах они эксплуатируются.

Отечественными производителями выпускается большое количество теплосчетчиков, удовлетворяющих по своим техническим характеристикам требованиям Правил учета тепловой энергии. Выбор тепловычислительных комплексов следует производить, исходя из оптимального сочетания цены и качества.

Монтаж узлов учета в муниципальных жилых домах будет выполняться подрядными организациями, прошедшими конкурсный отбор. На жилищно-эксплуатационные предприятия возлагается обязанность по оборудованию помещений узлов учета в части обеспечения сохранности устанавливаемого оборудования, предотвращения несанкционированного проникновения в узел посторонних лиц. До начала выполнения монтажа предприятием - подрядчиком изготавливается проектно-сметная документация.

3.19. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Федеральный закон ФЗ №190 «О теплоснабжении» (статья 20, пункт 4) регламентирует наличие в теплоснабжающих организациях организационных мероприятий и технических средств:

- плана действий по ликвидации последствий аварийных ситуаций с применением электронного моделирования;
- системы мониторинга состояния системы теплоснабжения;
- механизма оперативно-диспетчерского управления в системе теплоснабжения.

В организациях должны быть разработаны и внедрены нормативные положения, которые определяют взаимодействие оперативно-диспетчерских служб теплоснабжающих, теплосетевых организаций и абонентов тепловой энергии по вопросам теплоснабжения.

Основной задачей указанных организаций является обеспечение устойчивой и бесперебойной работы тепловых сетей и систем теплопотребления, поддержание заданных режимов теплоснабжения, принятие оперативных мер по предупреждению, локализации и ликвидации аварий на теплоисточниках, тепловых сетях и системах теплопотребления.

Объединенное диспетчерское управление объектами теплоснабжающих организаций города в целом отсутствует.

Диспетчерский пункт АО «Теплоэнерго» оборудован системами беспроводного сбора и передачи данных о состоянии оборудования теплоисточников, ЦТП, ПНС в реальном времени на базе системы SCADA. Также имеется возможность удалённого управления оборудованием теплогенерирующих установок (таблица 3.19).

Информация об аварийных ситуациях во всех теплоснабжающих организациях передаётся в МБУ «Кемеровская служба спасения» администрации г. Кемерово.

Таблица 3.19 – Сведения о системе диспетчеризации, телемеханизации и систем управления режимами в системах теплоснабжения АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Наименование объекта	Адрес объекта	Система диспетчеризации, кол-во шт.
1	кот. № 4	пр. В.В. Михайлова, 7	1
2	кот. № 6	ул. Щегловская № 2	1
3	кот. № 7	ул. Щегловская № 30	1
4	кот. № 8	Осенний бульвар, 4а	1
5	кот № 15	Севернее строения № 151 по ул. Елыкаевская	1
6	кот № 17	Юго-Восточнее строения № 15а по ул. Багратиона	1
7	кот № 19	с. Верхотомское, ул. Школьная, 20а	1
10	кот № 26	Севернее комплекса строений № 26 по ул. Соборная	1
11	кот № 27	Сосновый бульвар, 12	1
12	кот № 31	ул. Вахрушева, 6	1
13	кот № 34	Северо-Западнее строения № 38 по ул. Черноморская	1
14	кот № 35	ул. Антипова, 2/3	1
15	кот № 38	ул. Авроры, 16	1
16	кот № 42	Северо-западнее жилого дома № 16 по пер. 2-ой Зейский	1
17	кот № 43	Севернее строения № 47 по ул. 4-я Цветочная	1
18	кот № 45	ул. Терешковой, 8	1
19	кот № 47	ул. Бийская, 37	1
21	кот № 56	западнее жилого дома № 23 по ул. Пригородная	1
22	кот № 60	ул. Муромцева, 2в	1
23	кот № 61	ул. Подстанционная, 220	1
24	кот № 65	ул. Греческая деревня, 157б	1
25	кот № 66	Северо-Западнее жилого дома № 275 по ул. Греческая деревня	1

26	кот № 92	Восточнее строения № 2а по ул. Симферопольская	1
27	кот № 96	Западнее строения № 4 по ул. 2-я Аральская	1
28	Кот. № 97	пер. Центральный, 17	1
29	кот. № 101	ул. Шахтерская, 3а	1
30	кот № 102	Южнее здания № 3 по ул. Карачинская	1
31	кот № 103	Юго-Западнее комплекса строений № 1 по ул. Городецкая	1
32	кот № 110	Западнее строения № 17 по ул. Красная горка	1
33	кот № 112	Северо-Западнее строения № 32 по ул. Рутгерса	1
34	кот № 114	Б-р Строителей, 65б	1
35	кот № 118	Юго-Западнее здания № 10а по ул. Суворова	1
36	кот № 122	Юго-западнее пересечения ул. Баха и ул. Масальская	1
37	кот № 123	Южнее комплекса строений № 18 по ул. 2-я Малоопла- новая	1
38	кот № 141	Северо-Западнее здания № 42/9 по ул. Зейская	1
40	кот № 163	ул. Энтузиастов, 1а	1
41	ЦТП	ул. Авроры, 6	1

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

Составными частями систем теплоснабжения являются:

- источники тепла разных типов, соединенные между собой в единую замкнутую систему;
- насосно-подкачивающие станции;
- центральные тепловые пункты (ЦТП), присоединенные к магистральным тепловым сетям;
- индивидуальные тепловые пункты.

Автоматизация тепловых пунктов и насосно-подкачивающих станций обеспечивает существенную экономию и целесообразное использование энергоресурсов, надежное и качественное предоставление услуг населению и хозяйственным объектам. Автоматизированные тепловые пункты (АТП) предназначены для контроля и автоматического управления значениями параметров теплоносителя, подаваемого в системы отопления, горячего водоснабжения, вентиляции и кондиционирования с целью оптимизации теплопотребления.

В ЦТП и ПНС АО «Теплоэнерго» имеются органы автоматического управления технологическими процессами (частотные преобразователи, регулирующие клапаны, системы АВР).

В ЦТП и ПНС установлены насосы с частотным преобразователем и автоматические гидравлические регулирующие клапаны, а также беспроводные контроллеры АСУТП, интегрированные в систему диспетчеризации предприятия АО «Теплоэнерго».

Здания ЦТП и ПНС также оборудованы системами охранно-пожарной сигнализации и системами видеонаблюдения. Для обслуживания ЦТП и ПНС имеется обслуживающий персонал.

3.21. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

В больших разветвленных системах теплоснабжения существует высокая вероятность возникновения аварийных либо переходных гидравлических процессов, характеризующихся колебаниями или повышением давления сетевой воды, значения которых выходят за пределы допустимых значений прочностных характеристик оборудования и сетей.

Подобные процессы возможны и в системах теплоснабжения невысокой мощности и протяженности, и, кроме того, могут иметь характер гидравлического удара.

Как правило, применяются следующие устройства защиты:

- быстродействующие клапаны высокой плотности в закрытом положении;
- мембранные предохранительные устройства, для предотвращения крупных утечек теплоносителя возможно комбинированное комплектование устройства защиты: последовательно либо параллельно включенным с МПУ предохранительным клапаном или двумя МПУ – основным и дополнительным, срабатывающим при меньшем давлении и рассчитанным на сброс до 10 % сброса основного;

- различные демпфирующие устройства для защиты чувствительных элементов – манометров, регуляторов, датчиков, от воздействия гидроударов.

Сведения о наличии быстродействующих сбросных клапанов предназначенных для защиты тепловых сетей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания» от повышенного давления приведены в таблице 3.21.

Таблица 3.21 – Сбросные клапаны на тепловых сетях АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания»

№ п/п	Тип клапана	Давление срабатывания	Место установки	Примечание
1	БКС-300 dy=300 мм.	P=5,0 кгс/см ²	ПНС-2	обратный трубопровод
2	БКС-300 dy=300 мм.	P=5,5 кгс/см ²	ПНС-3	обратный трубопровод
3	БКС-300 dy=300 мм.	P=5,1 кгс/см ²	ПНС-8	обратный трубопровод
4	БКС-300 dy=300 мм.	P=3,5 кгс/см ²	ПНС-9	обратный трубопровод
5	БКС-300 dy=300 мм.	P=12,2 кгс/см ²	ПНС-11	обратный трубопровод

В эксплуатационной ответственности АО «Теплоэнерго» находится одна насосная станция. В случае превышения давления выше допустимого, в целях предотвращения повреждения систем отопления потребителей кварталов 9 и 16 Рудничного района, на насосной станции технологически предусмотрено автоматическое закрытие регулирующего клапана.

В связи с тем, что установленное технологическое оборудование и гидравлический режим котельных АО «Теплоэнерго» исключает вероятность повышения давления

у потребителей выше допустимого, необходимость в установке дополнительного оборудования для защиты тепловых сетей от повышенного давления отсутствует.

3.22.Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

В соответствии с п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

В соответствии с п. 4 ст. 8 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«В случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют эксплуатацию тепловых сетей, собственник или иной законный владелец которых не установлен (бесхозяйные тепловые сети), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию таких тепловых сетей учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

На период разработки Схемы теплоснабжения г. Кемерово, выявлены функционирующие тепловые сети, не имеющие обслуживающей организации, задерживающиеся при передаче в КУМИ или являющиеся бесхозными (таблица 3.22-1, 3.22-2).

В целях обеспечения бесперебойного теплоснабжения рядом постановлений АО «Кемеровская теплосетевая компания» была определена в качестве теплосетевой организации для содержания и обслуживания ряда участков бесхозяйных тепловых сетей. В таблице 3.22-3 приведен перечень бесхозяйных тепловых сетей, переданных АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания».

Таблица 3.22-1 – Выявленные бесхозные тепловые сети в зоне эксплуатационной ответственности АО «Теплоэнерго»

№ п/п	Источник теплоснабжения	Район	Наименование участка	Диаметр, мм	Протяжённость, м	Способ прокладки	Организация-Застройщик	Обслуживающая организация
1	Кем ТЭЦ	№ 11 Руд	ТК 104/1 - нар стена ж.д. пр. Шахтёров, 91 (стр. №13Б)	2Дн 89 отоп. Т3 Дн 108 ГВС Т4 Дн 76 ГВС	19	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
2	Кем ТЭЦ	№ 11 Руд	Т/сеть от существующего корпуса школы №34 до нового корпуса школы №34	108	26	подз. канальная	МП "ГорУКС"	нет
3	Кем ТЭЦ	№ 11 Руд	транзитная т/сеть по подвалу нового блока школы №34	108/57	23/7	подвал	МП "ГорУКС"	нет
4	Кем ТЭЦ	№ 11 Руд	т/сеть от нового корпуса школы №34 до мастерских	57	22	подз. канальная	МП "ГорУКС"	нет
5	Кем ТЭЦ	№ 11 Руд	ТК 94/1 - ТК 94А/1 (пр. Шахтёров, 105 (тир))	2Дн 38 отоп. 2Дн 38 ГВС	72	подз. канальная	МП "ГорУКС"	нет
6	Кем ТЭЦ	№ 12А Руд	ТК 235/1 (УТ 4) - ТК 238/1 (УТ 4.1.1)	159	53	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
7	ГРЭС	№7Б центр	ТК-8(ТК-2) - ТК-12(ТК-3)	377	13	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
8	ГРЭС	№7Б центр	ТК-22(УТ 3-3) - ж.д. пр. Притомский, 15 корп.1 (стр. 10Г/2)	108	7	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
9	ГРЭС	№7Б центр	ТК-22(УТ 3-3) - ТК-23(УТ 3-4)	377	39	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
10	ГРЭС	№7Б центр	ТК-8(ТК-2) - ТК-9(ТК 2-1)	273	75	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
12	ГРЭС	№7Б центр	ТК-9(ТК 2-1) - ТК-10(ТК 2-2)	273	117	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
12	ГРЭС	№7Б центр	ТК-10(ТК 2-2) - ТК-11(ТК 2-2/3)	76	68	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
13	ГРЭС	№7Б центр	ТК-11(ТК 2-2/3) - ж.д.ул. 2-я Заречная, 8 (стр. 4А)	76	25	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
14	ГРЭС	№7Б центр	ТК-10(ТК 2-2) - ТК-15(ТК 2-3)	273	79	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
15	ГРЭС	№7Б центр	ТК-15(ТК 2-3) - ТК-16(ТК 2-4)	273	32	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
16	ГРЭС	№7Б центр	ТК-16(ТК 2-4) - ТК-17(ТК 2-5)	273	55	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
17	ГРЭС	№7Б центр	ТК-17(ТК 2-5) - ж.д. ул. 2-я Заречная, 5а	108	27	подз. канальная	ООО "СДС-	нет

			(стр. 20)				Строй"	
18	ГРЭС	№7Б центр	ТК-17(ТК 2-5) - ТК-18(ТК 2-6)	273	43	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
19	ГРЭС	№7Б центр	ТК-18(ТК 2-6) - ТК-19(ТК 2-7)	219	23	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
20	ГРЭС	№7Б центр	ТК-19(ТК 2-7) - ж.д. ул. 2-я Заречная, 7 (стр. 17А)	89	5	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
21	ГРЭС	№7Б центр	ТК-19(ТК 2-7) - ТК-20(ТК 2-8)	219	39	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
22	ГРЭС	№7Б центр	ТК-20(ТК 2-8) - ТК-21(ТК 2-9)	133	56	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
23	ГРЭС	№7Б центр	ТК-21(ТК 2-9) - ж.д. ул. 2-я Заречная, 7а (стр. 22)	89	13	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
24	ГРЭС	№7Б центр	ТК-21(ТК 2-9) - ж.д. ул. 2-я Заречная, 9а (стр. 23)	89	50	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
25	ГРЭС	№7Б центр	транзитная сеть по подвалу ж.д. ул. 2-я Заречная, 5а (стр. №20)	108	47	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
26	ГРЭС	№7Б центр	ж.д. ул. 2-я Заречная, 5а (стр. №20) - ТК-5(УТ-3)	108	13	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
27	ГРЭС	№7Б центр	ТК-5(УТ-3) - ж.д. ул. 2-я Заречная, 3а (стр. 19)	108	35	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
28	ГРЭС	№7Б центр	транзитная сеть по подвалу ж.д. ул. 2-я Заречная, 3а (стр. №19)	108	31	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
29	ГРЭС	№7Б центр	ж.д. ул. 2-я Заречная, 3а (стр. №19) - ТК-3 (УТ-1)	133	20	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
30	ГРЭС	№7Б центр	транзитная сеть по подвалу ж.д. ул. 2-я Заречная, 3 (стр. №18А)	133/89	3,5/18	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
31	ГРЭС	№7Б центр	т/сеть от ж.д. ул. 2-я Заречная, 3 (стр. №18А) до ж.д. ул. 2-я Заречная, 5 (стр. №18Б)	89	5	подз. канальная	ООО "СДС-Строй"	нет
32	ГРЭС	№7Б центр	от нар. Стены ж.д. пр. Притомский 7/5 до УТ-1	219	200	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
33	ГРЭС	№7Б центр	УТ-1 - УТ-2 (сеть по подвалу ж.д. пр. Притомский, 7/1, 7/3, 7/5, 7/6, 7/7)	159	15	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
34	ГРЭС	№7Б центр	УТ-2 - УТ-3 (сеть по подвалу ж.д. пр. Притомский, 7/1, 7/3, 7/5, 7/6, 7/7)	159	68	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
35	ГРЭС	№7Б центр	УТ-3 - УТ-4 (сеть по подвалу ж.д. пр. Притомский, 7/1, 7/3, 7/5, 7/6, 7/7)	159	30	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет

26	ГРЭС	№7Б центр	УТ-4 - УТ-5 (сеть по подвалу ж.д. пр. Притомский, 7/1, 7/3, 7/5, 7/6, 7/7)	159	18	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
37	ГРЭС	№7Б центр	УТ-5 - УТ-6 (сеть по подвалу ж.д. пр. Притомский, 7/1, 7/3, 7/5, 7/6, 7/7)	133	62	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
38	ГРЭС	№7Б центр	УТ-6 - УТ-7 (сеть по подвалу ж.д. пр. Притомский, 7/1, 7/3, 7/5, 7/6, 7/7)	108	25	подвал	ООО "СДС-Строй"	нет
39	кот. №23	Ягуновский	ТК 50 - ТК 50А	89	88	подз. канальная	УГР г. Кемерово	нет
40	кот. №23	Ягуновский	Транзитная тепловая сеть, проходящая по подвальному помещению ж.д. ул. Белозёрная 13Б (стр. №6)	89/57	8/12	подвал	МП "ГорУКС"	нет
41	кот. №23	Ягуновский	ТК 62 - ул. Белозёрная, 11	89/57	27/16	подз. канальная	-	нет
42	кот. №45	кв. № 2/3 Руд	ТК 131А/2 - ТК 131/2	89	13	подз. канальная	-	нет
43	кот. №45	кв. № 9 Руд	УТ 68/2 - пр. Шахтёров, 15	57	27	подз. канальная	-	нет
44	кот. №45	кв. № 9 Руд	ТК 57А/2 - ТК 70/2 (квартал 9)					
	кот. №45	кв. № 7 Руд	ТК 17/2 - нар стена ул. Институтская, 4	219	5	подз. канальная	-	нет
45	кот. №45	кв. № 7 Руд	транзитная тепловая сеть, проходящая по подвалу ул. Институтская, 4	219	102	подвал	-	нет
46	кот. №11	Лес. Поляна	ТК-1 - ТК-2	2Дн 108 отоп. Т3 Дн 76 ГВС Т4 Дн 45 ГВС	162	подз. канальная	МП "ГорУКС"	нет
47	кот. №11	Лес. Поляна	ТК-2 - нар. стена дет сада на 350 мест (дет. сад №26 2 корпус)	2Дн 108 отоп. Т3 Дн 76 ГВС Т4 Дн 45 ГВС	83	подз. канальная	МП "ГорУКС"	нет

Таблица 3.22-2 – Выявленные бесхозные тепловые сети в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «СКЭЖ»

№ п/п	Источник теплоснабжения	Район	Наименование участка	Диаметр, мм	Протяжённость, м	Обслуживающая организация
1	Котельная ОАО "СКЭЖ"	ж.р. Кедровка	От ТК11-6а (ТК11-5а) до стены здания жилого дома по ул. Стадионная 9	100	42	нет

Таблица 3.22-3 – Выявленные бесхозные тепловые сети в зоне эксплуатационной ответственности ОАО «СКЭЖ»

№ п/п	Адрес, место нахождения	Протяженность, пм	Материал	Диаметр (Ду), мм	Примечание	Постановление об определении теплосетевой организации	Теплосетевая организация
1	Глинки ул., 5, Базовая ул., 22, Глинки ул., 13	49.60	сталь	200	от УТ-71 до ЦТП	№ 2768 от 09.09.2013, 1267 от 25.05.2015	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
2	Ленинградский просп., 24 Октябрьский просп., 95	162.00	сталь	108	от Т1 до Т-12		
		156.00	сталь	108	Т-3		
		156.00	сталь	65	Т-4		
3	9 Января ул., 1	77.00	сталь	150	ТК-11-11 до ТК-11-12		
		80.00	сталь	150	ТК-11-21 до ТК-11-12а		
		50.00	сталь	125	ТК-11-12а до ТК-11-12б		
		24.00	сталь	80	ТК-11-12б до стены ж.д.		
4	Советский просп., 22	120.00	сталь	200	от т.3 до т.К		
5	Железнякова ул., 9	45.00	сталь	100	от ТК-7 до ТК-10 (ТК-8**)		
			сталь	100	от ТК-7 до ТК-8**		
		25.00	сталь	80	от ТК-10 (ТК-8**) до стены здания		
6	Спартака ул., 8	16.00	сталь	80	от ТК-33/3 до нар.ст.ж.д.		
7	Леонова ул., 14а		сталь		нет информации		
8	Потемкина ул., 1		сталь		от ТК-63 до ТК-63/3		
9	Боготольская ул., 2а		сталь		нет информации		
10	Патриотов ул., 24	100.00	сталь	80	от т.Б в подвале общежития (ул.Радищева, 3а) до ТК (Патриотов, 26)		
11	Тухачевского ул., 23а	180.00	сталь	150	от колодца ТК-101 до колодца Т-		

					6/3		
12	Смирнова ул., 22	80.22	сталь	150	от ТК 70/2 до ТК 114/2	№ 19 от 16.01.2015, № 208 от 04.02.2016	ООО "УСТЭК" управляющая организация АО "Тепло-энерго"
13	Смирнова ул., 18	43.41	сталь	80	от ТК 70а/2 до ТК 131/2		
14	Шахтеров просп., 109	150.00	сталь	300	от УТ-8 до УТ-16	№ 2971 от 24.11.2014, № 213 от 04.02.2016	ООО "УСТЭК" управляющая организация АО "Тепло-энерго"
15	Шахтеров просп., 30	128.20	сталь	300	от УТ-16 до УТ-17		
16	Шахтеров просп., 113, к.2	128.00	сталь	300	от УТ-17 до УТ-18		
17	Шахтеров просп., 115	120.12	сталь	300	от УТ-18 до УТ-19		
18	Шахтеров просп., 117	292.80	сталь	300	от УТ-19 до УТ-20		
19	ул. Рукавишников-ва, 10а	35.00	сталь	2ДУ150	от ТК 39-3 до ТК 39-5	№ 711 от 05.04.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
20	ул. Волгоградская, 35	154.00	сталь	250	от ТК-IV-43 до ТК-4	№ 838 от 19.04.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
21	Ленина просп., 109а	60.00	сталь	100	от ответных фланцевых соединений в подвале дома до т.А	№ 1383 от 08.06.2015	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
22	ул. Патриотов, 18	48.8	сталь	2Ду150, 100		№ 1926 от 10.07.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
23	Химиков просп., 5а	184.00	сталь	2ДУ 200, 2ДУ 150	от НО-2 (ТК-2) до ТК-2	№ 1870 от 31.07.2015, № 3156 от 25.12.2015	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
24	Терешковой ул.				ТК-1, ТК-2		
25	ул. Сибиряков-Гвардейцев	122.00	сталь	200.15	ул. Сибиряков-Гвардейцев (от ТК-17 до ТК-7 (включая	№ 2416 от 23.09.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"

					TK-5, TK-5/1, TK-7)		
26	территория КООО "Азот"	286.55	сталь	700	TK-4 - переход на иной диаметр (корп. 227)	№ 2406 от 22.09.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
27	ул. Космическая	80	сталь	200	ул. Космическая от ТК1/1 до ТК72/1	№ 2927 от 14.11.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
28	пр. Молодежный, 8	115		2ДУ 100, 80, 50	трубопроводы сетей воды Т1, Т2, Т3, Т4 от ответных фланцевых соединений после задвижек в тепловой камере УТ-33 до наружной внешней стены жилого дома по пр. Молодежный, 8 (решение АСКО по делу № А27-2239/2016)	№ 2713 от 25.10.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
29	вдоль ж.д. № 148А и 150А по пр. Кузнецкий	100	сталь	100/80	от точки "А" до точки "В", включая точку "Б" вдоль жилых домов № 148А, 150А по пр. Кузнецкий (наземная)	№ 351 от 27.02.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
30	пр. Ленина, 25	52	сталь	89	от ТК 24-3 до ТК 24-4, включая ТК 24-3б, ТК 24-4	№ 2926 от 14.11.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"

31	от ТК6/21 (ТК13) до стены ж.д. № 12 и от ТК6/22 (ТК14) до стены ж.д. № 14 ул. Радищева	41.21	сталь	2Ду80	от ТК6/21 (ТК13) до ж.д. № 12 от ТК6/22 (ТК14) до ж.д. № 14	№ 1261 от 18.05.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
32	б-р Строителей, 45	4	сталь	2Ду100	транзит к детскому саду	№ 1447 от 02.06.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
33	ул. Свободы, 15	119.97	сталь	89, 108, 57, 76, 38	транзит к детскому саду	№ 1448 от 02.06.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
34	ул. Двужильного, 14	57	сталь	125, 100		№ 1448 от 02.06.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
35	ул. Волгоградская, 39а (Больничный городок)	160.5	сталь	150/300		№ 1081 от 04.05.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
36	Рудничный район, квартал 2-3	188	сталь	150		№ 208 от 04.02.2016	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
		106		80			
37	Ул. Патриотов, 18	48.8	сталь	2 Ду 150, 100	От ИТП через ТК-7/1 к жилому дому по ул. Патриотов	№ 1926 от 10.07.2017	АО "Кемеровская теплосетевая компания"
38	пр. Октябрьский, 59	439		2Ду-150	направлены запросы в КУ-Ги, Росимущество и другие органы в целях подтверждения отсутствия собственников (вла-		

					дельцев)		
--	--	--	--	--	----------	--	--

4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Зона действия энергоисточников ООО «СГК»

Энергоисточники ООО «СГК» обеспечивают потребителей:

- на правом берегу р.Томь – в Кировском и Рудничном районах;
- на левом берегу р.Томь – в Заводском, Центральном, Ленинском районах.

Распределение зон действия энергоисточников приведено в таблице 4.1-1.

Таблица 4.1-1 – Зоны действия энергоисточников ООО «СГК»

Энергоисточник	Наименование района проекта планировки
Кемеровская ТЭЦ	Кировский, Рудничный районы
Кемеровская ГРЭС	Заводский, Центральный, Ленинский районы
Ново-Кемеровская ТЭЦ	Заводский, Центральный, Ленинский районы

Нагрузки потребителей, обслуживаемых АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания», приведены в таблице 4.1-2.

Таблица 4.1-2 – Суммарные тепловые нагрузки потребителей АО «Кузбассэнерго»-«Кемеровская теплосетевая компания», по районам

Районы	Подключенная тепловая нагрузка в горячей воде, Гкал/ч
Кемеровская ТЭЦ	226,9
Кировский район	188,4
Рудничный район	38,5
Кемеровская ГРЭС, Ново-Кемеровская ТЭЦ,	1822,7
Заводский район	643,07
Центральный район	610,73
Ленинский район	568,9
ИТОГО по энергоисточникам	2049,6

Зоны действия источников ООО «СГК» представлены на рисунках 4.1.1-4.1.2

В таблице 4.1-3 представлен перечень котельных АО «Теплоэнерго», находящихся в зонах действия КемТЭЦ, КемГРЭС, НКТЭЦ.

Таблица 4.1-3 – Перечень котельных, находящихся в зоне действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергий

Кемеровская ГРЭС	Кемеровская ТЭЦ	Ново-Кемеровская ТЭЦ
Рудничный район		
-	АО "Теплоэнерго" № 27	-
-	АО "Теплоэнерго" № 38	-

-	АО "Теплоэнерго" № 45	-
Центральный район		
АО "Теплоэнерго" № 26	-	АО "Теплоэнерго" № 26
Заводский район		
АО "Теплоэнерго" № 42	-	АО "Теплоэнерго" № 42
АО "Теплоэнерго" № 43	-	АО "Теплоэнерго" № 43
АО "Теплоэнерго" № 47	-	АО "Теплоэнерго" № 47
Ягуновский район (вкл. Пионер)		
АО "Теплоэнерго" № 60	-	АО "Теплоэнерго" № 60
Ленинский район		
АО "Теплоэнерго" № 114	-	АО "Теплоэнерго" № 114

Зоны действия теплоисточников АО «Теплоэнерго»

Зоны действия котельных АО «Теплоэнерго» в разрезе административных районов приведена в таблице 4.2. Графически зоны действия приведены на рисунках 4.2-1 – 4.2-33.

Таблица 4.2 – Территориальная принадлежность котельных АО «Теплоэнерго» к административным районам г. Кемерово

№	Наименование теплоисточника	Адрес	Административный район	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	Котельная №4	г. Кемерово, пр. В.В. Михайлова, 7	Рудничный (ЖР Лесная Поляна)	0,326
2	Котельная №6	г. Кемерово, ул. Щегловская, 2	Рудничный (ЖР Лесная Поляна)	0
3	Котельная №7	г. Кемерово, ул. Щегловская, 30	Рудничный (ЖР Лесная Поляна)	0,532
4	Котельная №8	г. Кемерово, Осенний бульвар, 4а	Рудничный (ЖР Лесная Поляна)	0,516
5	Котельная №15	г. Кемерово, Севернее строения № 151 по ул. Елыкаевская	Рудничный	0,772
6	Котельная №17	г. Кемерово, Юго-восточнее строения № 15а по ул. Багратиона	Рудничный	1,118
7	Котельная №26	г. Кемерово, Севернее комплекса строений № 26 по ул. Соборная	Центральный	5,16
8	Котельная №27	г. Кемерово, Сосновый бульвар, 12	Рудничный	70
9	Котельная №31	г. Кемерово, ул. Вахрушева, 6	Рудничный	2,752
10	Котельная №34	г. Кемерово, Северо-западнее строения № 38 по ул. Черноморская	Рудничный	0,492
11	Котельная №35	г. Кемерово, ул. Антипова, 2/3	Рудничный	7,781
12	Котельная №38	г. Кемерово, ул. Авроры, 16	Рудничный	4,263

13	Котельная №42	г. Кемерово, Северо-западнее жилого дома № 16 по пер. 2-ой Зейский	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,326
14	Котельная №43	г. Кемерово, Севернее строения № 47 по ул. 4-я Цветочная	Заводский	0,74
15	Котельная №45	г. Кемерово, ул. Терешковой, 8	Рудничный	52,5
16	Котельная №47	г. Кемерово, ул. Бийская, 37	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,36
17	Котельная №56	г. Кемерово, Западнее жилого дома № 23 по ул. Пригородная	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,4
18	Котельная №60	г. Кемерово, ул. Муромцева, 2в	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,062
19	Котельная №61	г. Кемерово, ул. Подстанция 220	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,258
20	Котельная №65	г. Кемерово, ул. Греческая деревня, 1576	Рудничный (ЖР Кедровка и Промышленновский)	1,587
21	Котельная №66	г. Кемерово, Северо-западнее жилого дома № 275 по ул. Греческая деревня	Рудничный (ЖР Кедровка и Промышленновский)	0,53
22	Котельная №92	г. Кемерово, Восточнее строения № 2а по ул. Симферопольская	Заводский	1,41
23	Котельная №96	г. Кемерово, Западнее строения № 4 по ул. 2-я Аральская	Заводский	1,788
24	Котельная №97	г. Кемерово, пер. Центральный, 17	Заводский	0,86
25	Котельная №101	г. Кемерово, ул. Шахтерская, 3а	Рудничный	3,827
26	Котельная №102	г. Кемерово, Южнее здания № 3 по ул. Карачинская	Рудничный	0,4128
27	Котельная №103	г. Кемерово, Юго-западнее комплекса строений № 1 по ул. Городецкая	Рудничный	0,86
28	Котельная №110	г. Кемерово, Западнее строения № 17 по ул. Красная горка	Рудничный	0,18
29	Котельная №112	г. Кемерово, Северо-западнее строения № 32 ул. Рутгерса	Рудничный	1,376
30	Котельная №114	г. Кемерово, б-р Строителей, 65б	Ленинский	12,12
31	Котельная №118	г. Кемерово, Юго-западнее здания № 10а по ул. Суворова	Рудничный	3,182

32	Котельная №122	г. Кемерово, Юго-западнее пересечения ул. Баха и ул. Масальская	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,43
33	Котельная №123	г. Кемерово, Южнее комплекса строений № 18 по ул. 2-я Малоплановая	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	12,73
34	Котельная №141	г. Кемерово, Северо-западнее здания № 42/9 по ул. Зейская	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,11
35	Котельная №163	г. Кемерово, ул. Энтузиастов, 1а	Заводский (ЖР Ягуновский и Пионер)	0,722

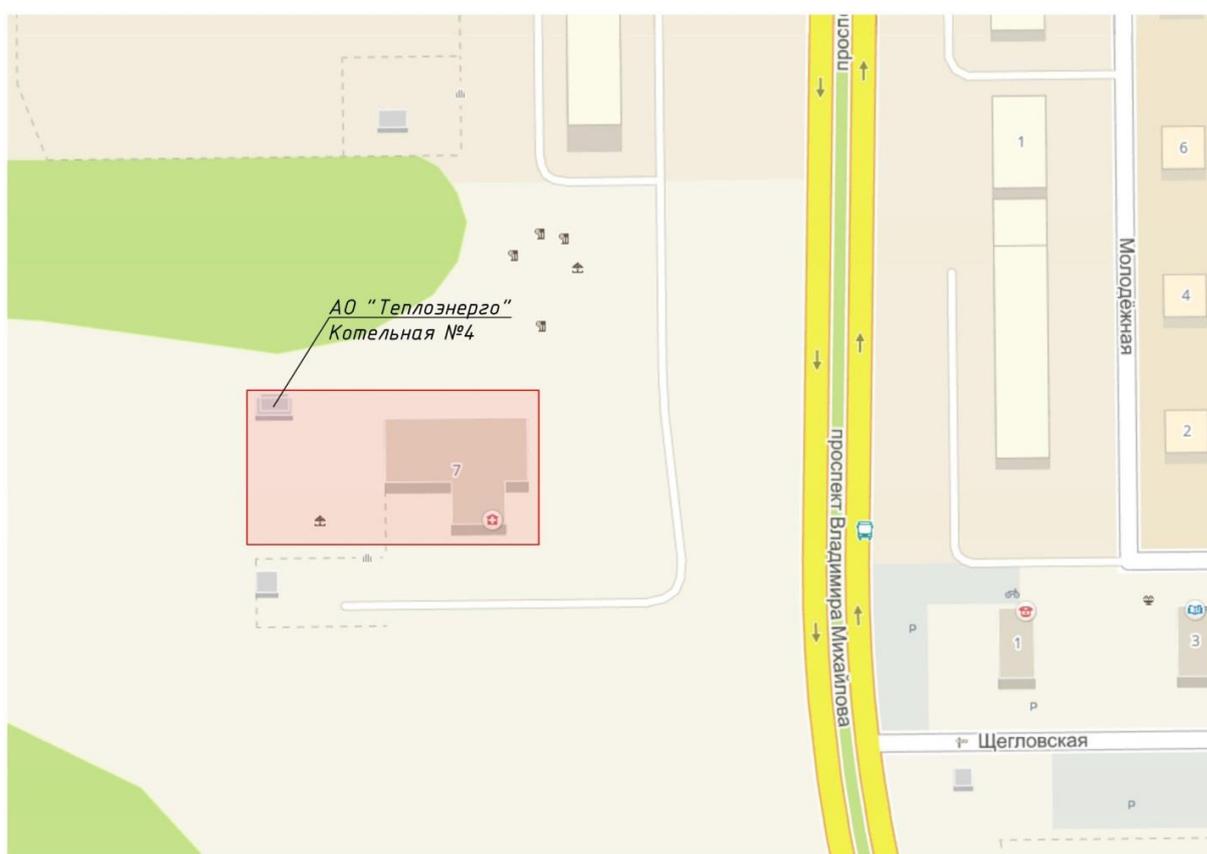


Рисунок 4.2-1 –Зона действия котельной № 4 ЖР Лесная поляна (правобережная часть города)

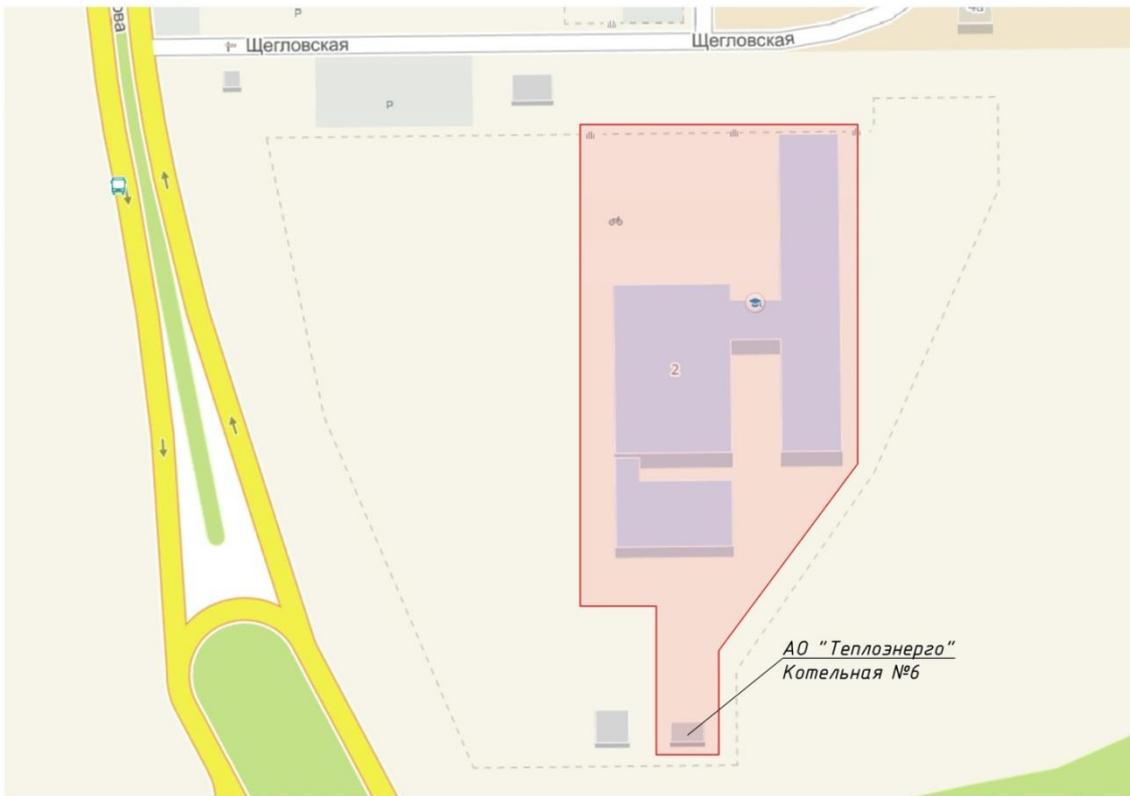


Рисунок 4.2-2 –Зона действия котельной № 6ЖР Лесная поляна (правобережная часть города)

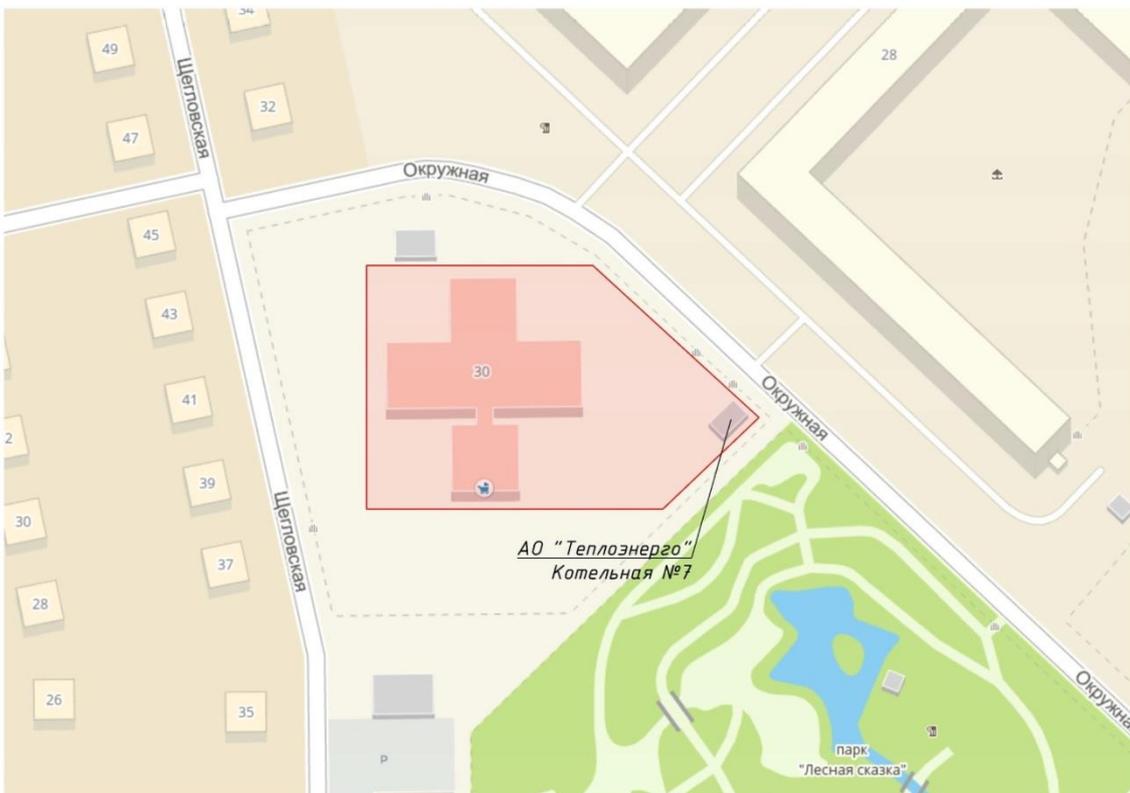


Рисунок 4.2-3 –Зона действия котельной № 7ЖР Лесная поляна (правобережная часть города)

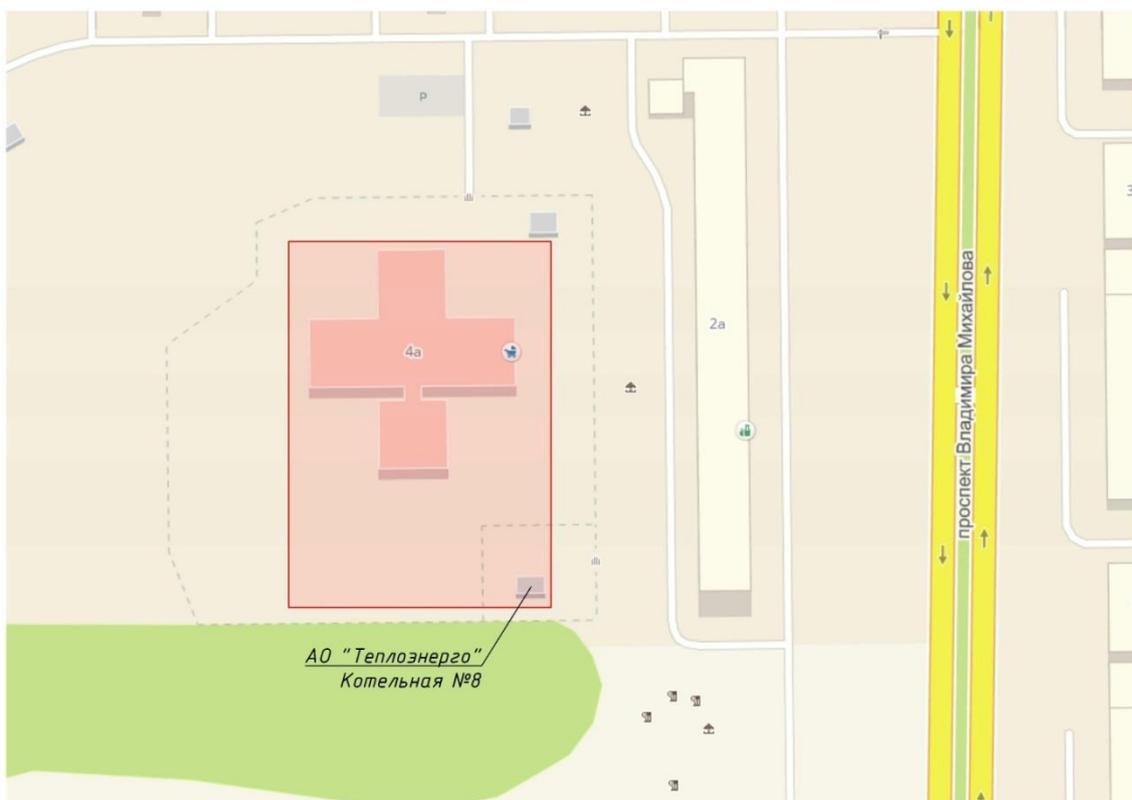


Рисунок 4.2-4 –Зона действия котельной № 8 ЖР Лесная поляна (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-5 –Зона действия котельной № 15 Рудничный район (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-6 –Зона действия котельной №17Кировский район (правобережная часть города)

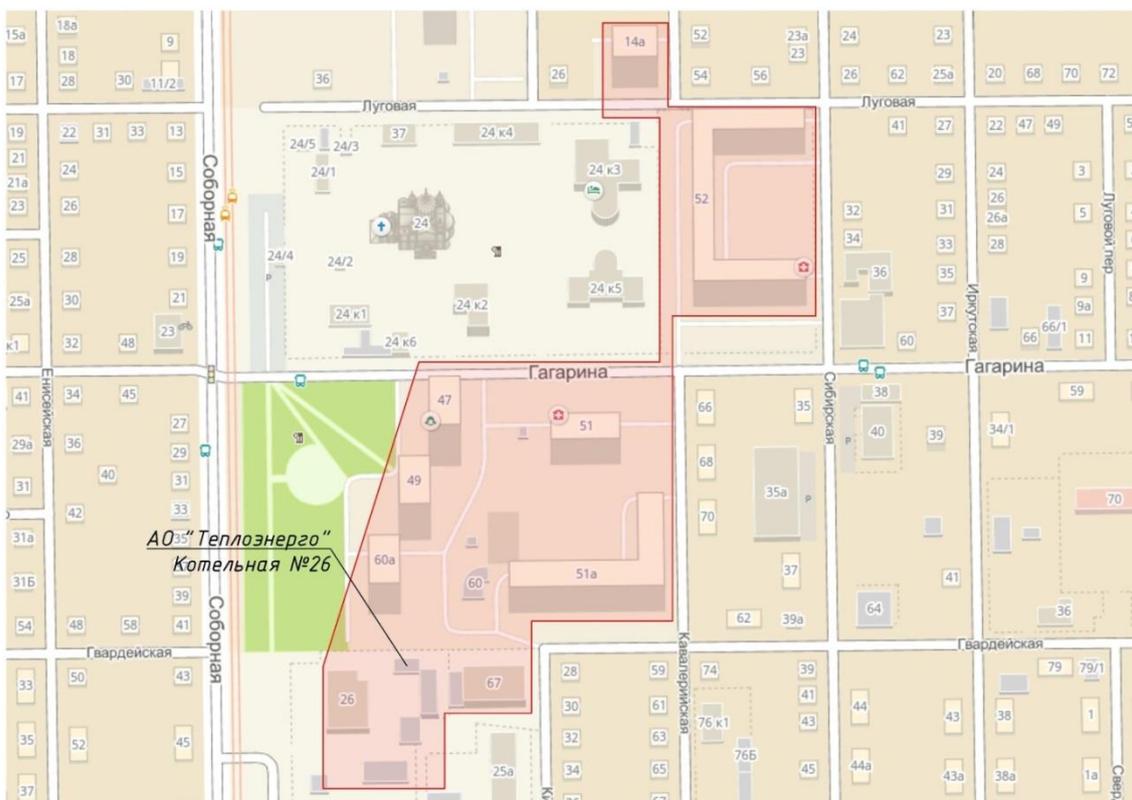


Рисунок 4.2-7 –Зона действия котельной №26 Центральный район (левобережная часть города)



Рисунок 4.2-8 –Зона действия котельной № 31 Рудничный район (правобережная часть города)

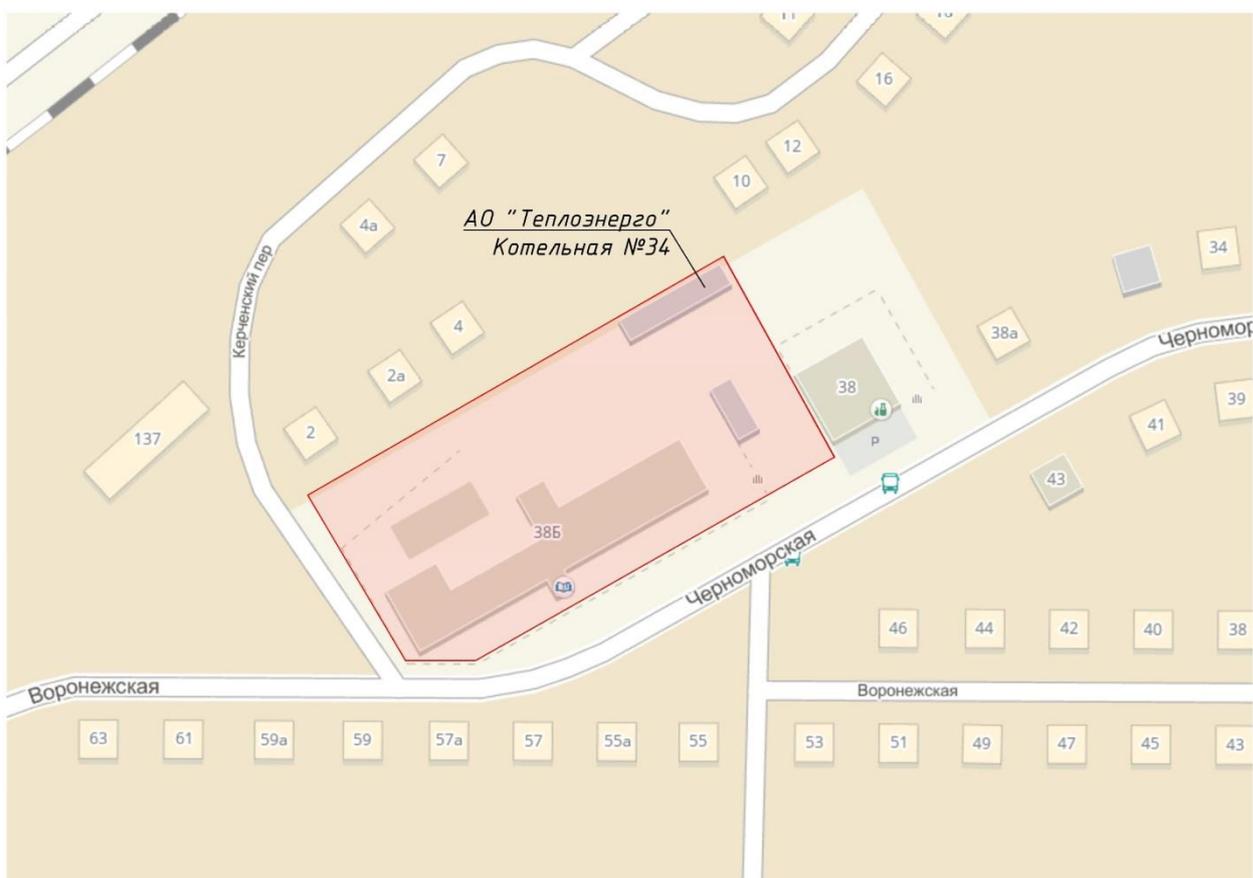


Рисунок 4.2-9 –Зона действия котельной № 34 Рудничный район (правобережная часть города)

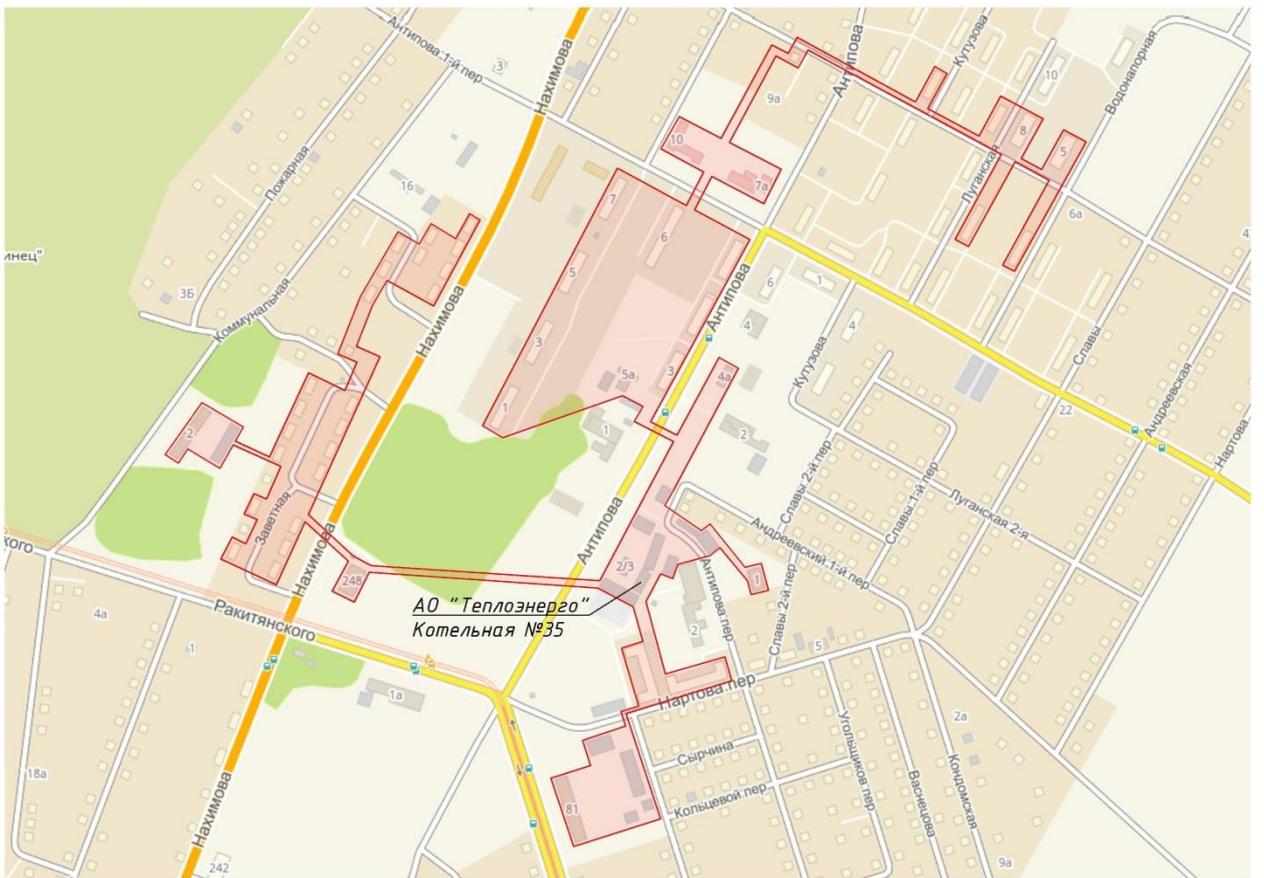


Рисунок 4.2-10 – Зона действия котельной № 35 Рудничный район (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-11 – Зона действия котельной № 38 Рудничный район (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-12 –Зона действия котельной № 42
Заводский район (левобережная часть города)

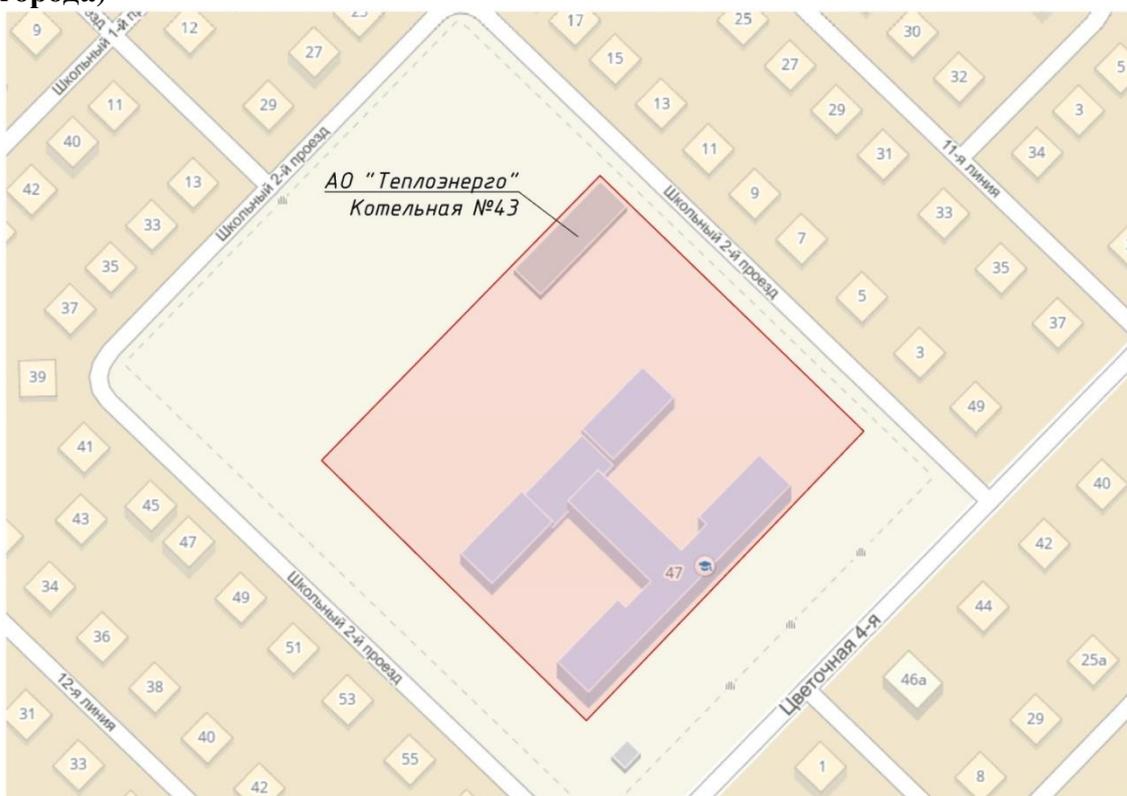


Рисунок 4.2-13 –Зона действия котельной № 43
Заводский район (левобережная часть города)

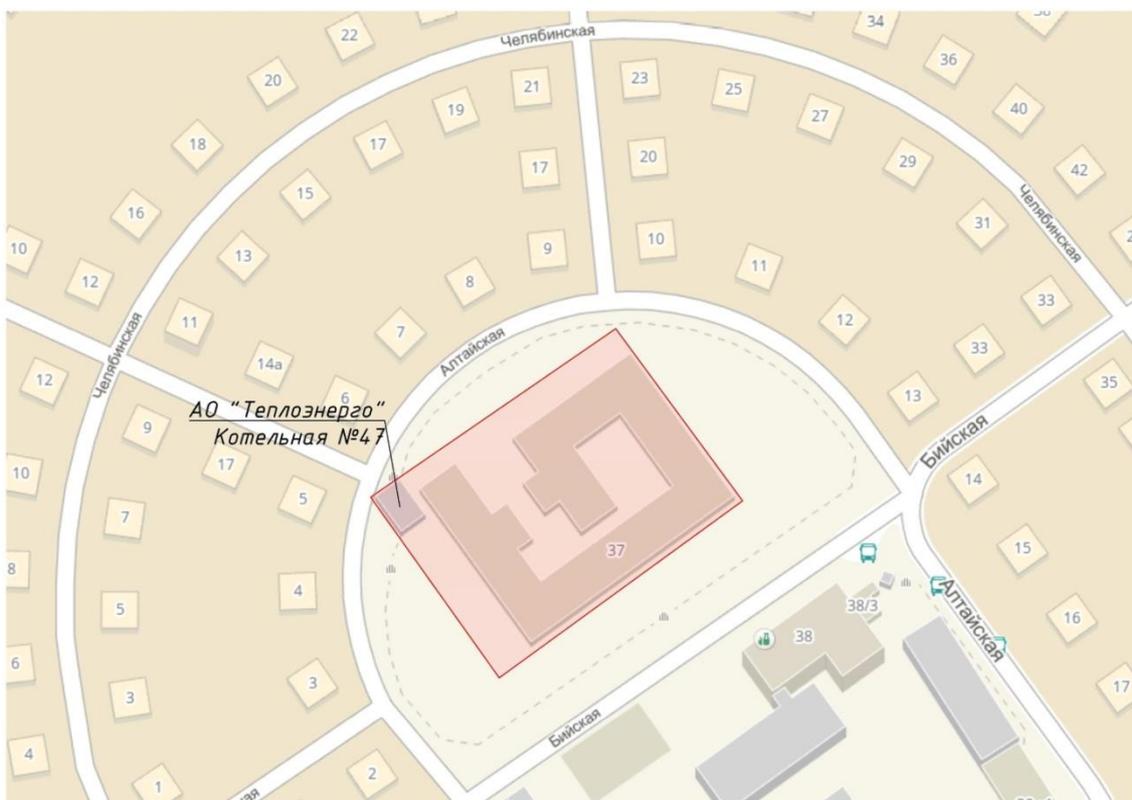


Рисунок 4.2-14 –Зона действия котельной № 47ЖР Ягуновский и Пионер(левобережная часть города)

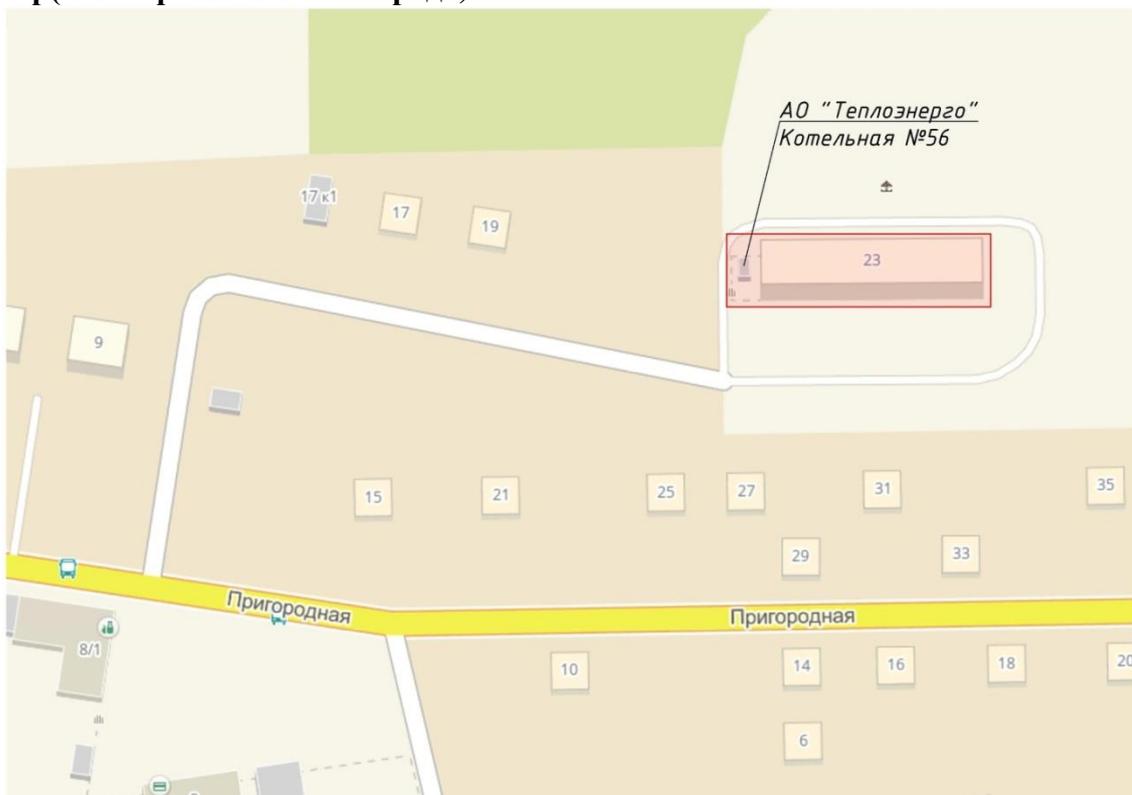


Рисунок 4.2-15 –Зона действия котельной № 56ЖР Ягуновский и Пионер(левобережная часть города)

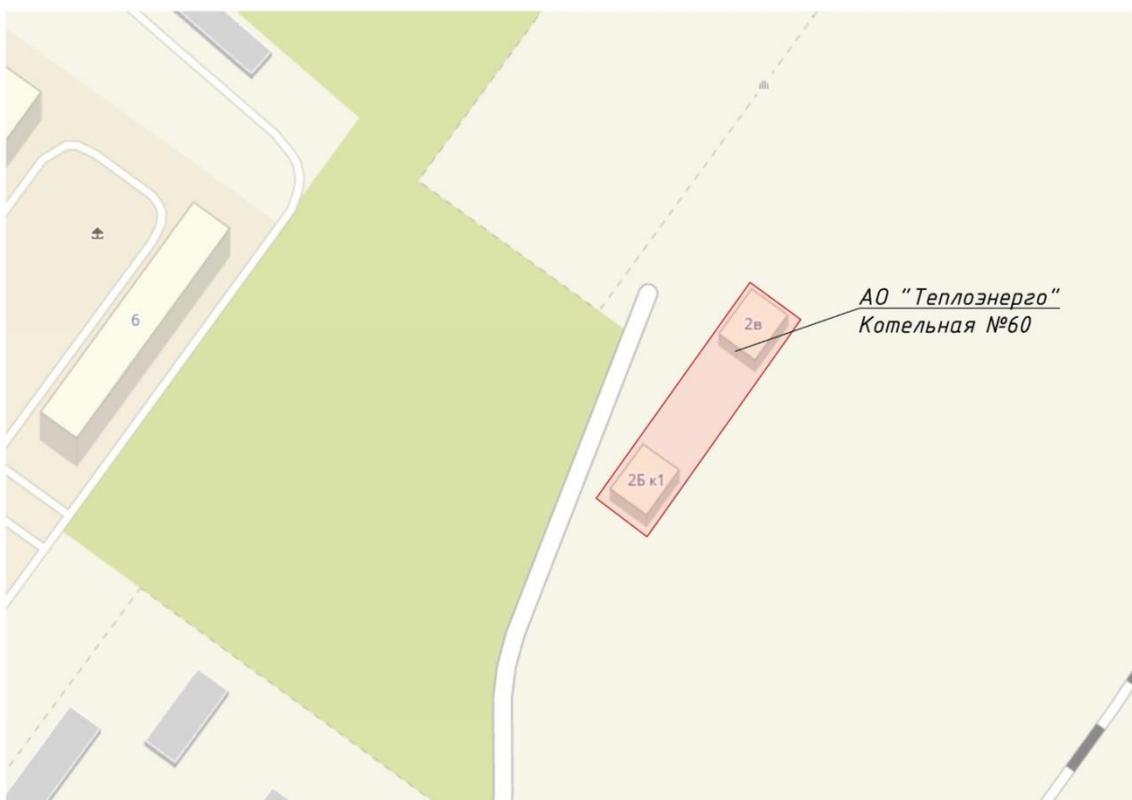


Рисунок 4.2-16 –Зона действия котельной № 60 ЖР Ягуновский и Пионер(левобережная часть города)



Рисунок 4.2-17 –Зона действия котельной № 61ЖР Ягуновский и Пионер(левобережная часть города)

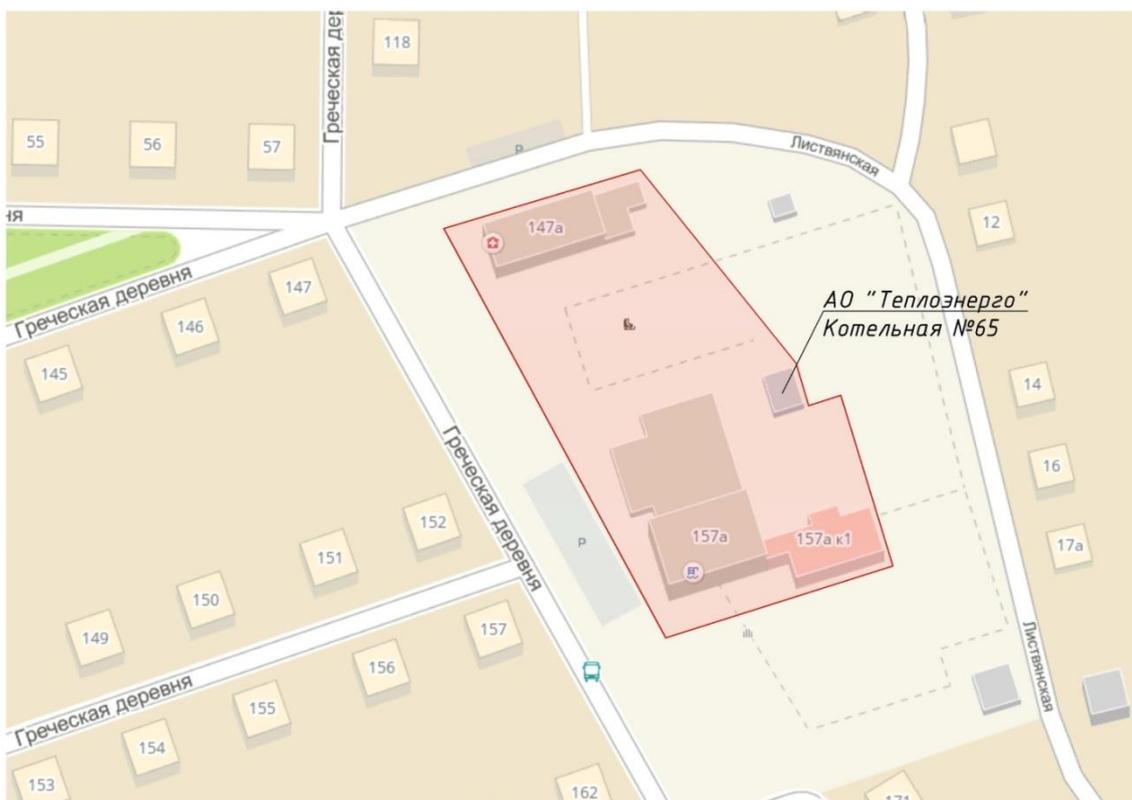


Рисунок 4.2-18 –Зона действия котельной № 65ЖР Кедровка, Промышленновский (правобережнаячасть города)

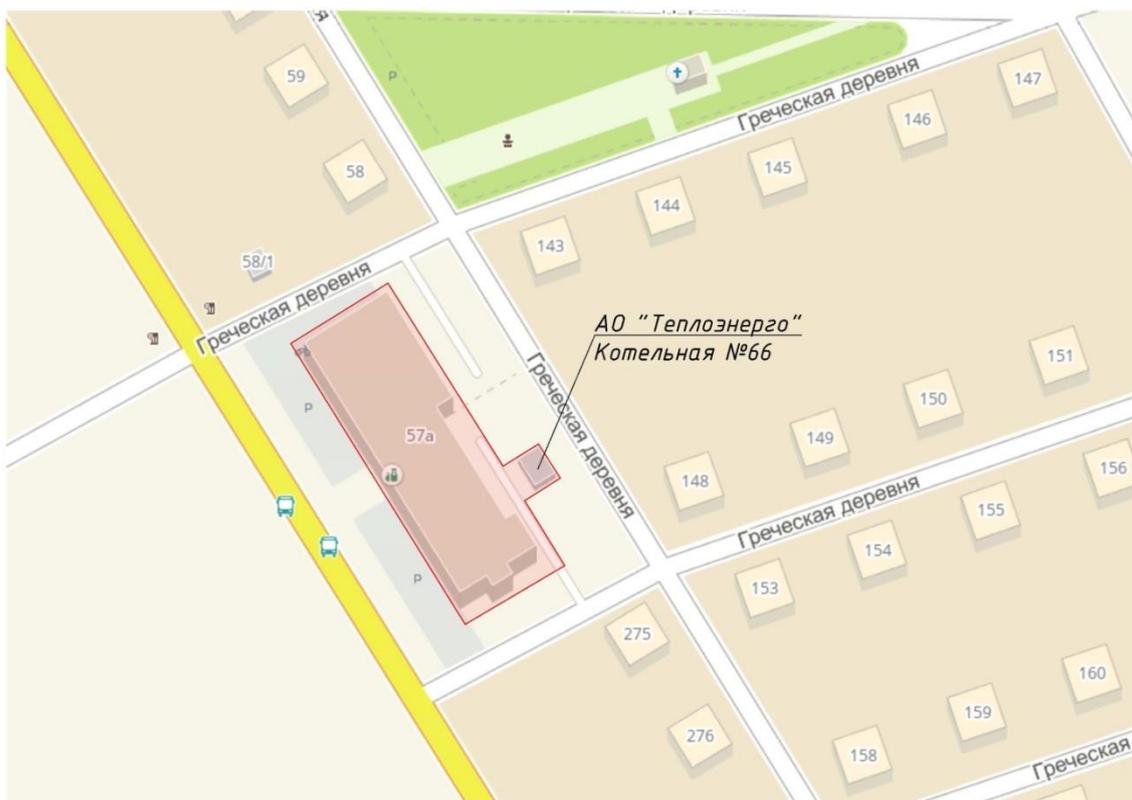


Рисунок 4.2-19 –Зона действия котельной № 66ЖР Кедровка, Промышленновский (правобережнаячасть города)

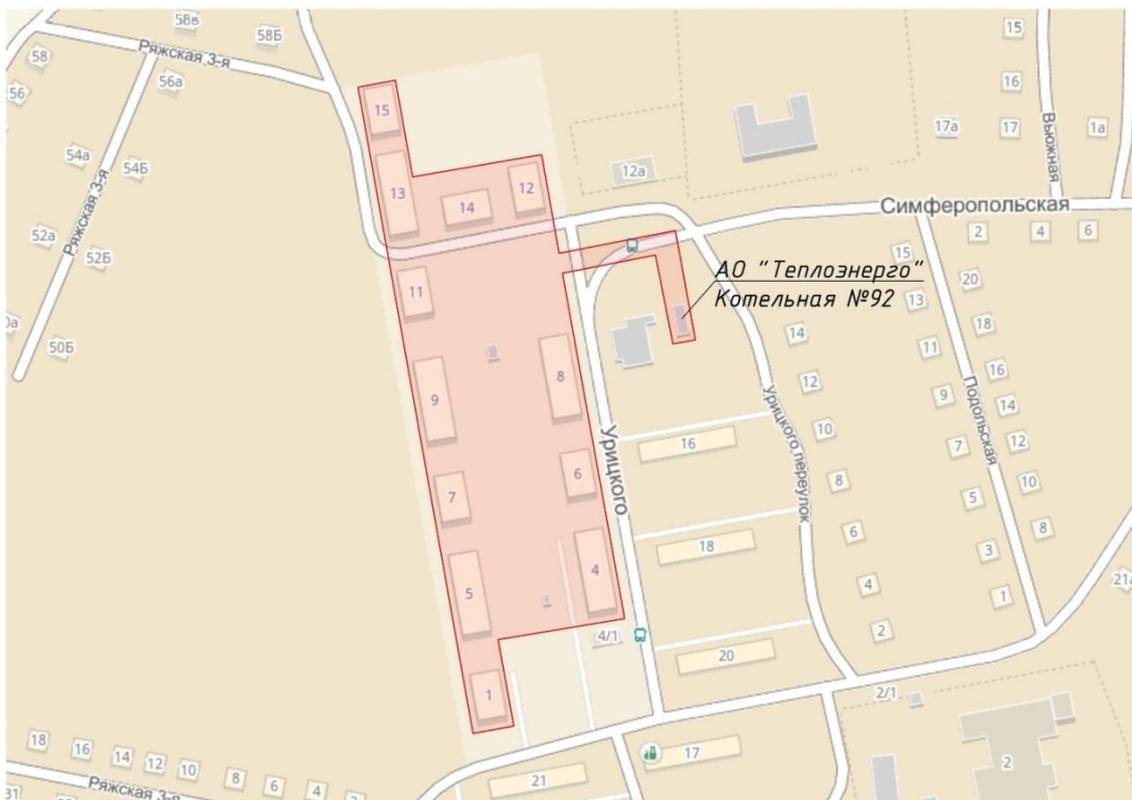


Рисунок 4.2-20 –Зона действия котельной № 92ЖР Ягуновский и Пионер (левобережная часть города)

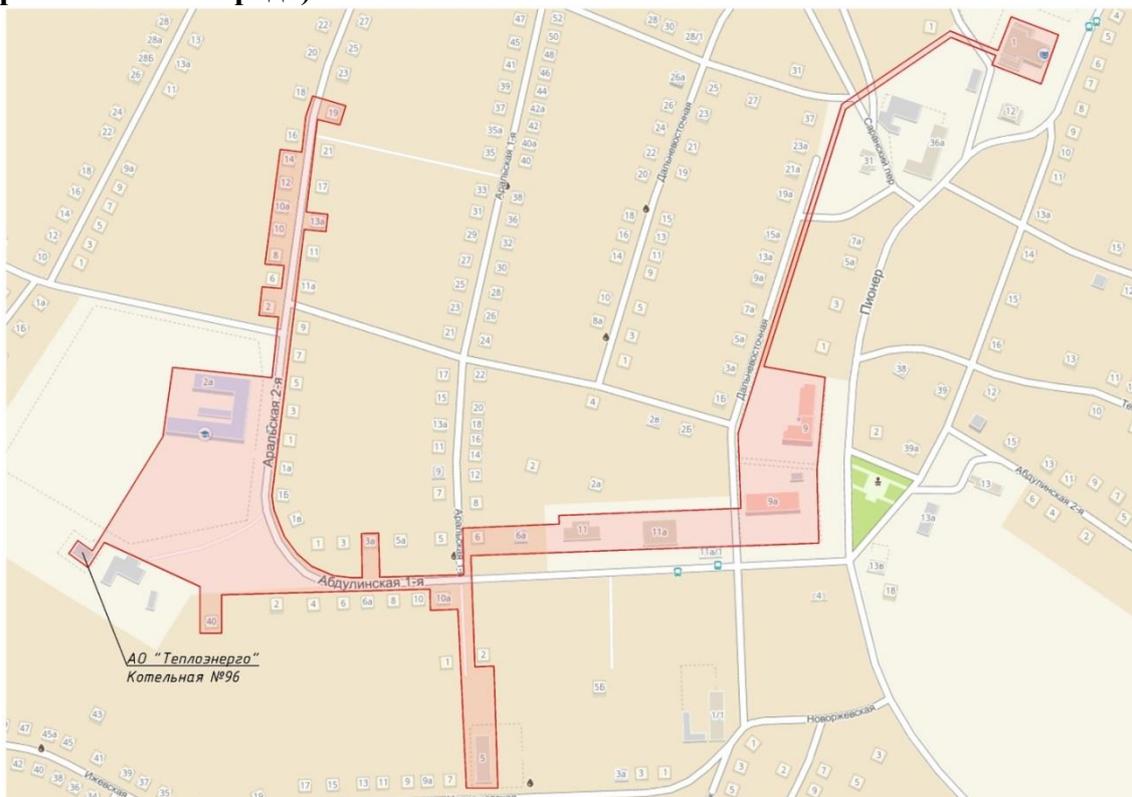


Рисунок 4.2-21 –Зона действия котельной № 96ЖР Ягуновский и Пионер (левобережная часть города)



Рисунок 4.2-22 –Зона действия котельной № 97ЖР Ягуновский, Пионер (левобережная часть города)



Рисунок 4.2-23 –Зона действия котельной № 101Рудничный район (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-26 –Зона действия котельной № 110Рудничный район (правобережная часть города)

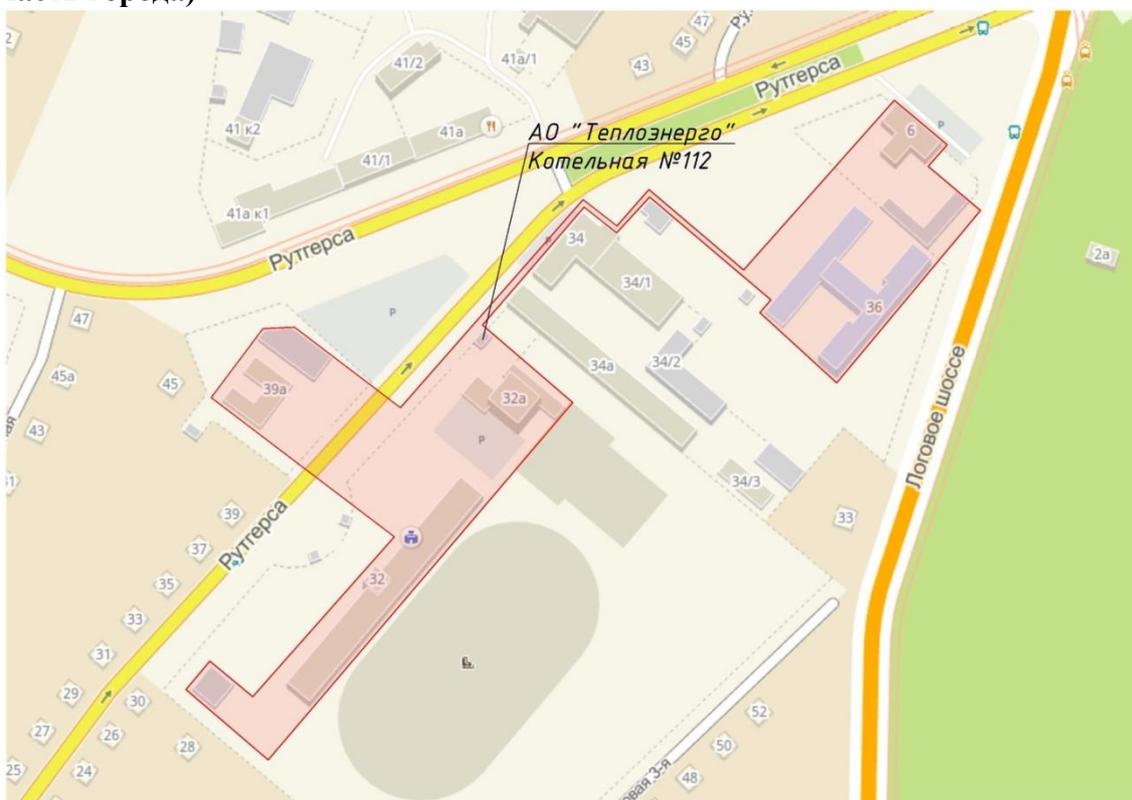


Рисунок 4.2-27 –Зона действия котельной № 112Рудничный район (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-28 –Зона действия котельной № 114Ленинский район (левобережная часть города)

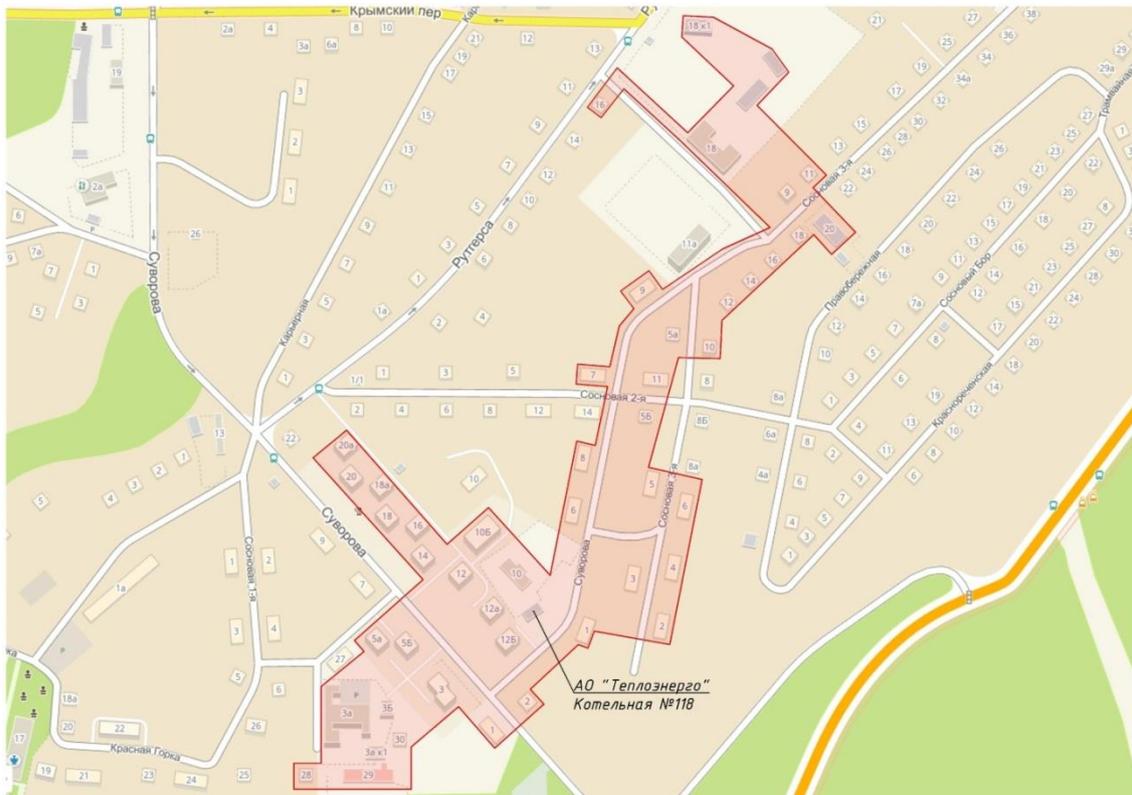


Рисунок 4.2-29 –Зона действия котельной № 118Рудничный район (правобережная часть города)



Рисунок 4.2-32 –Зона действия котельной № 141Заводский район (левобережная часть города)

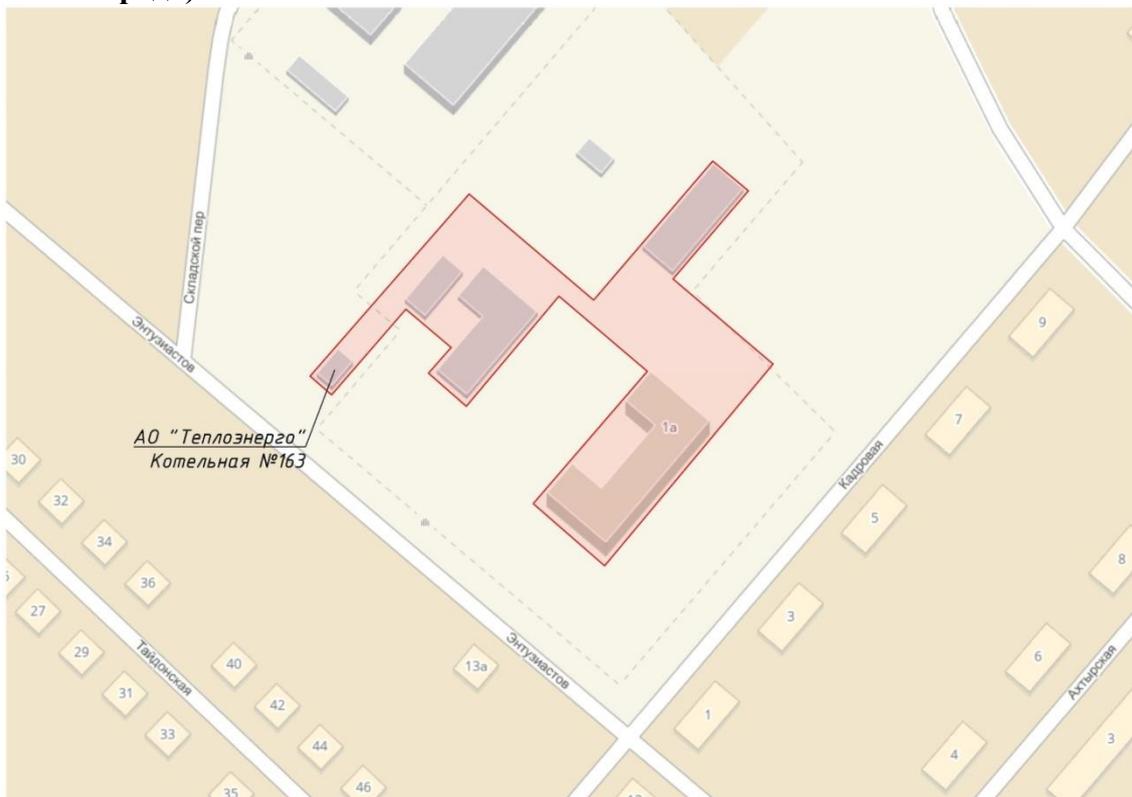


Рисунок 4.2-33 –Зона действия котельной № 163 ЖР Ягуновский, Пионер (левобережная часть города)

Зона действия теплоисточников ОАО «СКЭК»

Котельные ОАО «СКЭК» обеспечивают потребителей теплом в ЖР Кедровка, Промышленновский. Суммарные тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к котельным, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Договорные нагрузки потребителей ОАО «СКЭК»

№ п/п	Наименование теплоисточника	Договорная присоединенная нагрузка конечных потребителей (без учета потерь тепловой энергии в тепловых сетях), Гкал/ч			
		отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	технология в паре	СУММА (ГВС _{ср})
1	Котельная № 8 ЖР Кедровка	33,5081	2,418	20,3268	56,253
2	Котельная № 9 ЖР Промышленновский	4,2606	0,003	2,5582	6,822
3	Котельная № 10 ст. Латыши	0,3143	0,000	0,3364	0,651
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ОАО "СКЭК"		38,08	2,42	23,22	63,72

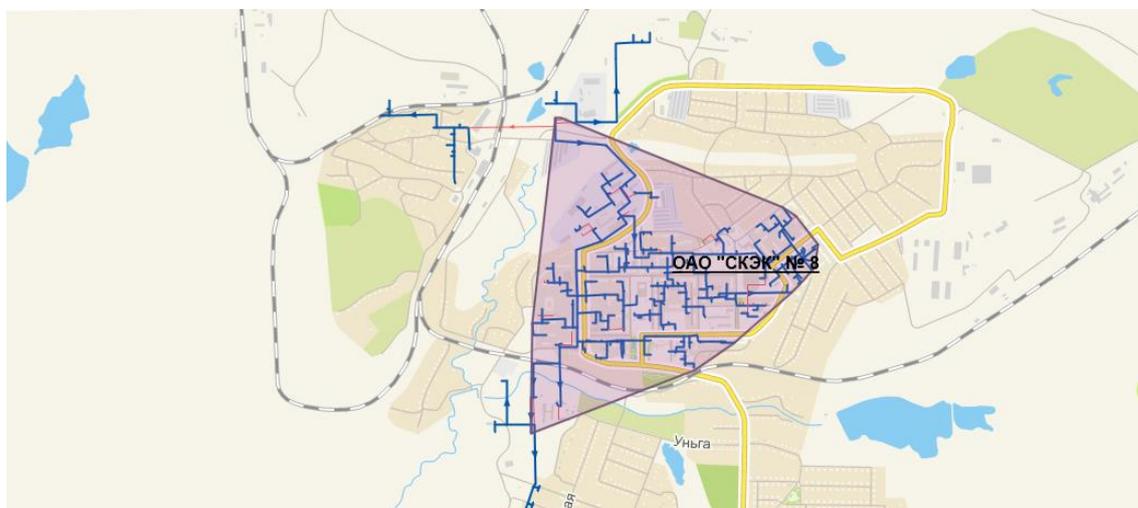


Рисунок 4.3-1 – Зона действия котельной № 8 ЖР Кедровка (правобережная часть города)

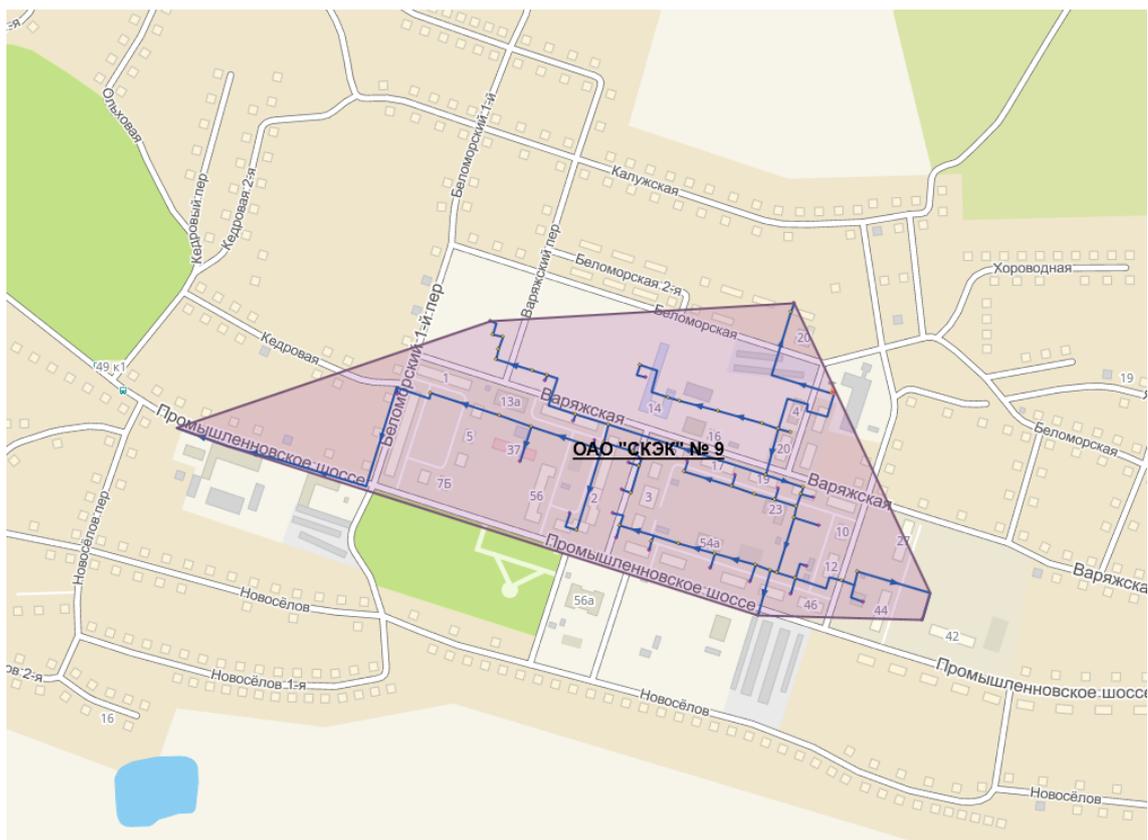


Рисунок 4.3-2 –Зона действия котельной № 9ЖР Промышленновский (правобережная часть города)

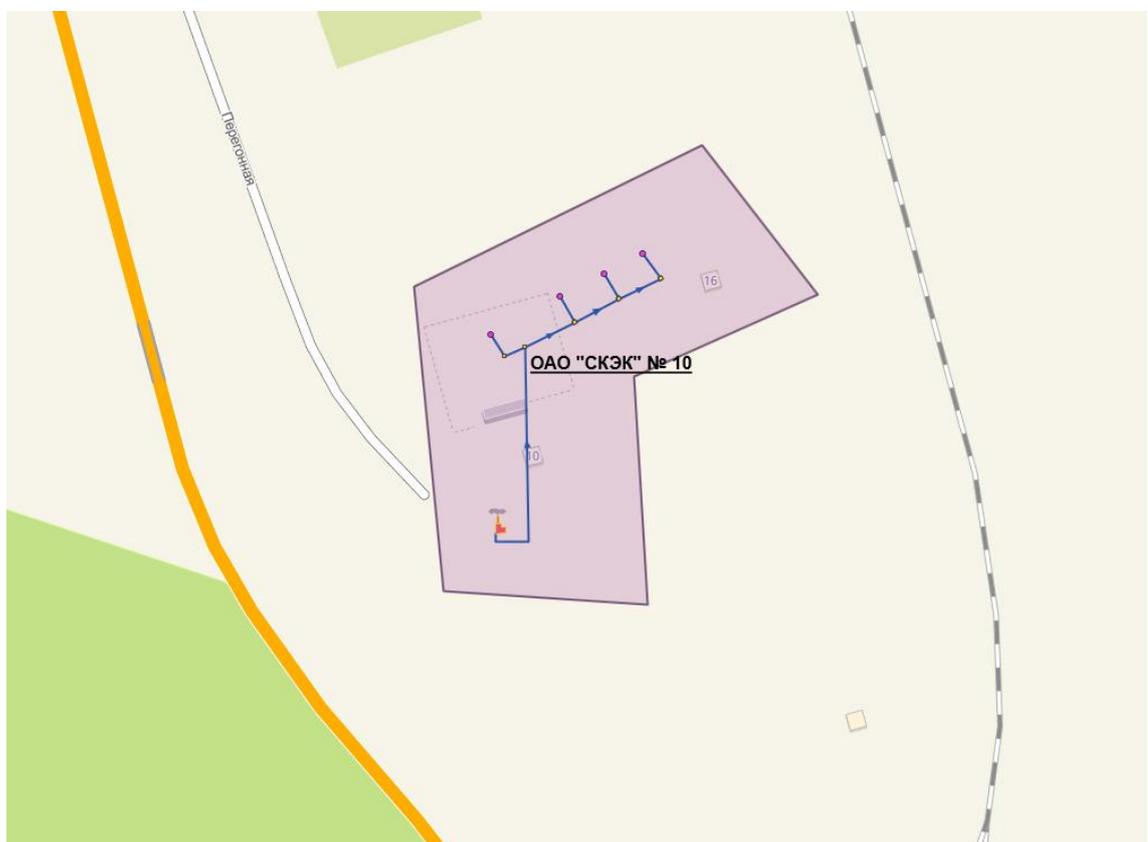


Рисунок 4.3-3 –Зона действия котельной № 10ст. Латыши (правобережная часть города)

Зона действия теплоисточников ООО «УК «Лесная поляна» и ООО «Лесная поляна-Плюс»

Котельные ООО «УК «Лесная поляна» и ООО «Лесная поляна-Плюс» обеспечивают потребителей теплом в ЖР «Лесная Поляна» (таблица 4.4). Суммарная тепловая нагрузка котельных составляет 14,52 Гкал/ч.

Таблица 4.4 – Информация по котельным в ЖР «Лесная Поляна»

№	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Котельные ООО «УК «Лесная поляна»		
1	Котельная на ул. Молодёжная, 1	0,285
2	Котельная на ул. Молодёжная, 3	0,285
3	Котельная на ул. Молодёжная, 5	0,395
4	Котельная на ул. Молодёжная, 7	0,559
5	Котельная на ул. Молодёжная, 9	0,482
6	Котельная на ул. Молодёжная, 11	0,482
7	Котельная на ул. Молодёжная, 13	0,482
8	Котельная на ул. Молодёжная, 15	0,963
9	Котельная на пр-т. Весенний, 3	1,032
10	Котельная на пр-т. Весенний, 4	1,032
11	Котельная на пр-т. Весенний, 6	1,789
12	Котельная на б-р. Осенний 2А	2,4
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «УК «Лесная поляна»		10,186
Котельные ООО «Лесная поляна-Плюс»		
13	Котельная на пересечении ул. Академическая и ул. Уютная	6,364
14	Котельная Лесная поляна, микрорайон №3	19,87
15	Котельная на б-р. Кедровый 2А	6,364
16	Котельная на пр-т Весенний 7А	3,182
ИТОГО по СЦТ на базе котельных ООО «Лесная поляна-Плюс»		35,780

Зона действия промышленных котельных

Промышленные предприятия, имеющие собственные котельные (таблица 4.5-1), расположены в пяти районах г. Кемерово: Кировский, Рудничный, Заводский, Центральный, Ленинский.

Суммарные тепловые нагрузки потребителей, присоединенных к котельным, приведены в таблице 4.5-2.

Таблица 4.5-1 – Информация по ведомственным котельным г. Кемерово

№	Наименование теплоисточника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
Прочие муниципальные и ведомственные котельные		
1	ФГКУ Комбинат "Малахит", котельная росрезерва	7,960
2	ООО «Мазуровский кирпичный завод»	1,720

3	ООО «ИмперияМОКС» Хлебохавод № 1	5,159
4	ООО «ТОРГОВЫЙ ДОМ «ЗОЛОТАЯ СОВА»	8,660
5	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова	
6	ООО "Кузбасский скарабей"	8,976
7	АО "Кемеровский механический завод", Заводский район	16,200
8	АО "Кемеровский механический завод", Кировский район 3/1	5,160
9	ООО ПО "Токем"	0,000
10	ПАО "Кокс". Котельная УСТК	70,000
11	ПАО "Кокс". Парокотельная завода	70,000
12	ПАО "Кокс". Узел сжигания КФС	22,000
13	ПАО "Кокс". Парокотельная КЭС	87,000
14	Филиал "Молочный комбинат "Кемеровский" АО "Данон Россия"	2,930
15	ООО "Химпром"	70,000
16	ООО "Кемеровский ДСК", основная котельная	4,040
17	ООО "Кемеровский ДСК", склад ТМЦ	0,040
18	ООО "Кемеровский ДСК", БМК	0,880
19	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясокомбинат»	1,290
20	ОАО "ЗЖБИ"	
21	Филиал "Кедровский угольный разрез", Автобаза	44,800
22	ОАО "КОРМЗ"	5,400
23	ОАО "КДВ Кемерово"	7,800
24	ООО "Кемеровский хладокомбинат"	
25	Компания "КМПК"	
26	ОАО "Кемеровское ПАТП № 1"	1,540
27	ООО "Сибтессервис-1"	0,864
28	Сертифицированная автоматическая БKM 16,8 МВт	
29	АО "Кемеровское ДРСУ"	1,500
30	Кемеровский кондитерский комбинат	5,160
31	Котельная ОСК-1	2,458
32	Котельная НФС-1	1,380
33	Котельная НФС-2	5,159
34	Котельная ПЦС	0,774
35	Котельная ОСК-2	3,267
36	Котельная Насосной станция 3-го подъема	0,034
37	ЦТП в квартале №11	
38	Здание цех ЖБИ, Участок 15	
39	ОАО "Кемвод" ЦНС котельная	2,070
40	КАО «Азот» Технологическая котельная 1	57,000
41	КАО «Азот» Технологическая котельная 2	57,000
ИТОГО по СЦТ на базе муниципальных и ведомственных котельных		578,222

Таблица 4.5-2 – Тепловые нагрузки потребителей ведомственных котельных г. Кемерово

Районы	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Кировский	11,18
Рудничный	21,24
Заводский	334,72
Центральный	5,21
Ленинский	33,22

Ведомственные (промышленные) энергоисточники, в большинстве своем, составляют единое целое с предприятием и расположены на одной промплощадке. Отдельные промышленные предприятия, не имеющие своих источников тепла, и расположенные в

зонах действия ближайших котельных заключают напрямую с ними договор на теплоснабжение.

Необходимо отметить, что несмотря на выполненные запросы в адрес соответствующих промпредприятий, Заказчиком настоящей работы не были в полном объеме предоставлены данные, касающиеся основных технических и экономических показателей эксплуатации промышленных и ведомственных котельных.

Определение эффективного радиуса теплоснабжения

В соответствии с пп.а) п.6 Требований к схемам теплоснабжения, радиус эффективного теплоснабжения, определяемый для зоны действия каждого источника тепловой энергии, должен позволять определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности.

С целью решения указанной задачи была рассмотрена методика определения радиуса эффективного теплоснабжения, разработанная НП «Российское теплоснабжение» и размещенная на общедоступном интернет-ресурсе «Ростепло.Ру» по адресу: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/sto_1806.zip. В соответствии с данными, приведенными на том же портале (<http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1464943089>), указанная методика получила одобрение Экспертного совета при Минстрое России.

В соответствии с одним из основных положений указанной методики, вывод о попадании объекта возможного перспективного присоединения в радиус эффективного теплоснабжения принимается исходя из следующего условия: отношение совокупных затрат на строительство и эксплуатацию тепломагистрали к выручке от реализации тепловой энергии должно быть менее или равно 100%. В противном случае рассматриваемый объект не попадает в границы радиуса эффективного теплоснабжения и присоединение объекта к системе централизованного теплоснабжения является нецелесообразным.

Изложенный принцип, в соответствии с Требованиями к схемам теплоснабжения, был использован при определении целесообразности переключения потребителей котельных на обслуживание от ТЭЦ, а также при оценке эффективности подключения перспективных потребителей к СЦТ от существующих источников тепловой энергии (мощности). Все решения по развитию СЦТ города, принятые в рекомендованном сценарии, разработаны с учетом указанного принципа. В перспективе для определения попадания объекта, рас-

сма­три­вае­мо­го для под­клю­че­ния к СЦТ, в гра­ни­цы ра­ди­уса эф­фек­тив­но­го теп­ло­снаб­же­ния, не­об­хо­ди­мо ис­поль­зо­вать вы­ше­о­пи­сан­ный ме­тод, т.е. вы­пол­нять срав­ни­тель­ную оцeнку со­во­куп­ных за­трат на под­клю­че­ние и эф­фек­та от под­клю­че­ния об­ъек­та; при э­том в ка­че­стве рас­че­тно­го пе­ри­о­да ис­поль­зу­ет­ся по­лез­ный срок служ­бы теп­ло­вых се­тей и теп­ло­се­те­вых об­ъек­тов.

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

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

5.1.1. Договорное теплоснабжение при расчетных температурах наружного воздуха

По состоянию на 2017 г. в состав муниципального образования входит 5 административных районов (включая жилые районы Кедровка, Ягуновский, Пионер, Промышленновский), которые разделены на единицы территориального деления – микрорайоны.

Договорные значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха представлены в таблице 5.1.1 и на рисунке 5.1.1.

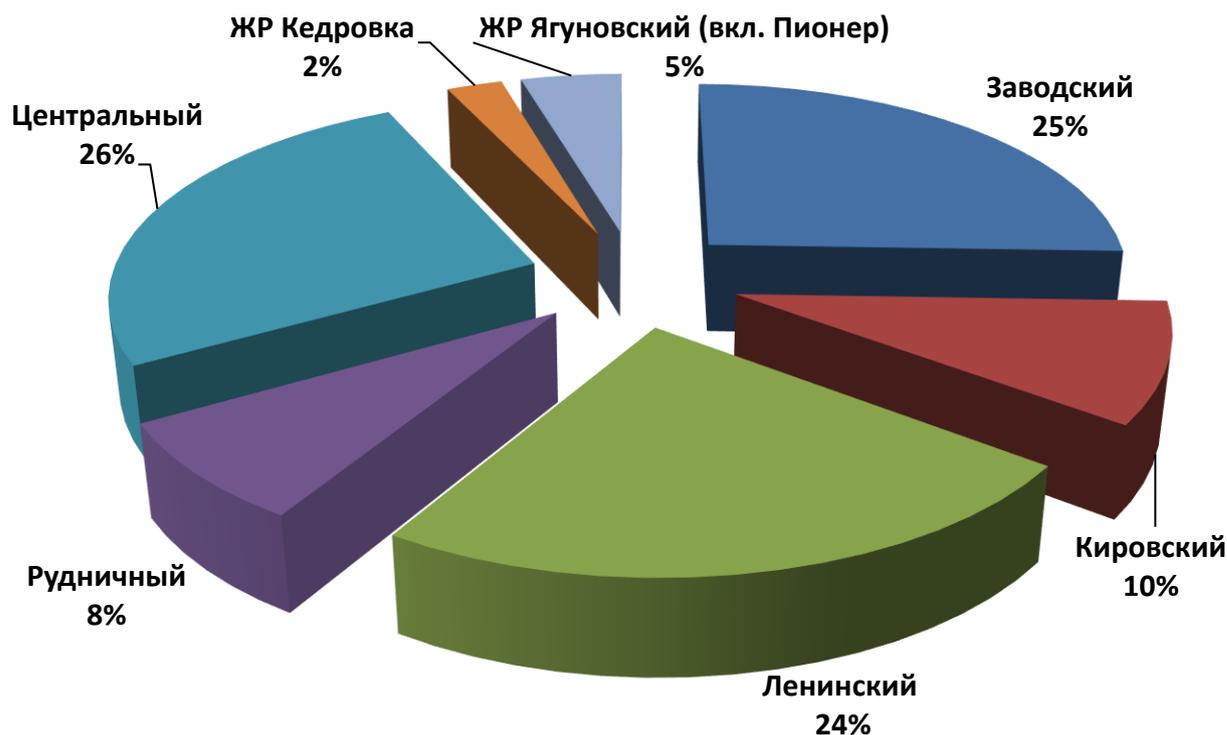


Рисунок 5.1.1 – Распределение договорного теплоснабжения при расчетных температурах наружного воздуха по единицам территориального деления по состоянию на 2017 г.

По Заводскому, Ленинскому и Центральному районам тепловая нагрузка находится в сопоставимых долях и принимает значения 24-26% от суммарной тепловой нагрузки по городу.

Таблица 5.1.1 - Договорные тепловые нагрузки потребителей в административных границах г. Кемерово по расчетным элементам территориального деления

Единица территориально-го деления	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВСр	технология
Значения в разрезе административных районов				
Заводский	439.703	370.850	68.853	0.000
Кедровка	43.135	34.927	8.208	0.000
Кировский	166.052	143.462	22.590	0.000
Ленинский	406.522	345.795	60.727	0.000
Рудничный	137.204	121.952	15.252	0.000
Центральный	451.730	370.940	80.790	0.000
Ягуновский (вкл. Пионер)	78.489	64.177	14.312	0.000
Значения в разрезе единиц территориального деления				
Заводский				
0101001	0.000	0.000	0.000	0.000
0101002	74.235	61.072	13.163	0.000
0101005	0.773	0.773	0.001	0.000
0101006	14.814	14.221	0.592	0.000
0101007	0.000	0.000	0.000	0.000
0101011	0.000	0.000	0.000	0.000
0101012	2.112	2.105	0.007	0.000
0101015	12.492	10.300	2.192	0.000
0101016	0.000	0.000	0.000	0.000
0101018	5.548	5.279	0.269	0.000
0101026	0.000	0.000	0.000	0.000
0101027	3.320	3.183	0.138	0.000
0101028	0.195	0.183	0.012	0.000
0101029	0.929	0.929	0.000	0.000
0101030	103.938	82.244	21.695	0.000
0101032	1.269	0.822	0.447	0.000
0101033	21.000	19.000	2.000	0.000
0101037	28.103	23.856	4.247	0.000
0101038	39.366	33.365	6.001	0.000
0101044	0.000	0.000	0.000	0.000
0101046	5.900	5.660	0.240	0.000
0101048	2.180	1.920	0.260	0.000
0101051	45.740	37.560	8.180	0.000
0101052	0.000	0.000	0.000	0.000
0101055	0.000	0.000	0.000	0.000
0101056	0.000	0.000	0.000	0.000
0101057	0.000	0.000	0.000	0.000
0101058	0.000	0.000	0.000	0.000
0101060	0.000	0.000	0.000	0.000
0101061	0.000	0.000	0.000	0.000
0101065	34.850	29.220	5.630	0.000

0101067	0.000	0.000	0.000	0.000
0101069	17.063	14.183	2.880	0.000
0101068	0.000	0.000	0.000	0.000
0501001	25.876	24.975	0.901	0.000
0501006	0.000	0.000	0.000	0.000
0501015	0.000	0.000	0.000	0.000
ИТОГО по Заводскому району	439.703	370.85034	68.852695	0
Кедровка				
0601001	0.000	0.000	0.000	0.000
0601005	0.000	0.000	0.000	0.000
0601008	34.372	27.802	6.570	0.000
0601009	6.321	5.131	1.190	0.000
0601010	0.000	0.000	0.000	0.000
0601011	0.000	0.000	0.000	0.000
0601012	0.000	0.000	0.000	0.000
0601013	0.000	0.000	0.000	0.000
0601014	0.000	0.000	0.000	0.000
0601015	1.434	1.115	0.319	0.000
0601017	0.000	0.000	0.000	0.000
0601018	0.000	0.000	0.000	0.000
0601019	0.000	0.000	0.000	0.000
0601020	0.335	0.259	0.076	0.000
0601021	0.000	0.000	0.000	0.000
0601022	0.673	0.620	0.053	0.000
ИТОГО по району Кедровка	43.135	34.927	8.208	0
Кировский				
0207010	0.000	0.000	0.000	0.000
0301001	21.967	20.508	1.459	0.000
0301002	1.704	1.704	0.000	0.000
0301003	0.000	0.000	0.000	0.000
0301004	0.000	0.000	0.000	0.000
0301006	0.000	0.000	0.000	0.000
0301007	1.468	0.990	0.478	0.000
0301008	13.424	13.196	0.228	0.000
0301009	0.000	0.000	0.000	0.000
0301010	0.514	0.410	0.104	0.000
0301011	20.469	17.095	3.374	0.000
0301012	6.428	5.809	0.619	0.000
0301013	18.887	16.352	2.535	0.000
0301014	49.366	40.755	8.611	0.000
0301015	0.000	0.000	0.000	0.000
0301017	4.255	3.771	0.484	0.000
0301019	24.637	20.200	4.437	0.000
0301020	2.933	2.672	0.261	0.000

ИТОГО по Кировскому району	166.052	143.4622	22.58975	0
Ленинский район				
0201001	0.000	0.000	0.000	0.000
0201002	68.470	66.440	2.030	0.000
0201004	42.120	34.190	7.930	0.000
0201005	33.880	26.870	7.010	0.000
0201007	2.690	2.470	0.220	0.000
0201008	39.970	31.800	8.170	0.000
0201009	46.050	43.440	2.610	0.000
0201010	44.820	36.140	8.680	0.000
0201011	37.920	29.770	8.150	0.000
0201012	62.510	52.450	10.060	0.000
0201013	28.092	22.225	5.867	0.000
0349001	0.000	0.000	0.000	0.000
0349002	0.000	0.000	0.000	0.000
0349003	0.000	0.000	0.000	0.000
ИТОГО по Ленинскому району	406.522	345.795	60.727	0.000
Рудничный район				
0201003	0.000	0.000	0.000	0.000
0101073	0.000	0.000	0.000	0.000
0207008	0.000	0.000	0.000	0.000
0207009	0.000	0.000	0.000	0.000
0207009	0.000	0.000	0.000	0.000
0207011	0.000	0.000	0.000	0.000
0208012	0.000	0.000	0.000	0.000
0401003	0.000	0.000	0.000	0.000
0401004	0.000	0.000	0.000	0.000
0401005	0.000	0.000	0.000	0.000
0401008	0.127	0.122	0.005	0.000
0401009	0.000	0.000	0.000	0.000
0401011	1.153	1.005	0.148	0.000
0401013	0.000	0.000	0.000	0.000
0401014	76.977	71.987	4.990	0.000
0401015	0.000	0.000	0.000	0.000
0401016	0.000	0.000	0.000	0.000
0401017	0.000	0.000	0.000	0.000
0401018	0.000	0.000	0.000	0.000
0401019	0.000	0.000	0.000	0.000
0401020	0.000	0.000	0.000	0.000
0401021	0.000	0.000	0.000	0.000
0401023	0.000	0.000	0.000	0.000
0401025	0.000	0.000	0.000	0.000
0401026	0.373	0.361	0.012	0.000
0401027	0.109	0.105	0.004	0.000
0401028	0.000	0.000	0.000	0.000
0401029	0.000	0.000	0.000	0.000
0401030	1.305	1.226	0.079	0.000

0401031	0.318	0.253	0.065	0.000
0401032	1.118	1.002	0.116	0.000
0401033	0.000	0.000	0.000	0.000
0401034	0.266	0.266	0.000	0.000
0401035	0.000	0.000	0.000	0.000
0401036	0.179	0.179	0.000	0.000
0401037	0.000	0.000	0.000	0.000
0401038	0.000	0.000	0.000	0.000
0401039	12.318	8.965	3.353	0.000
0401040	0.000	0.000	0.000	0.000
0401044	0.000	0.000	0.000	0.000
0401045	0.127	0.122	0.005	0.000
0401047	0.000	0.000	0.000	0.000
0401048	0.000	0.000	0.000	0.000
0401049	0.000	0.000	0.000	0.000
0401050	0.172	0.172	0.000	0.000
0401051	0.000	0.000	0.000	0.000
0401052	0.000	0.000	0.000	0.000
0401053	0.000	0.000	0.000	0.000
0401054	0.000	0.000	0.000	0.000
0401055	35.479	30.227	5.252	0.000
0401058	0.000	0.000	0.000	0.000
0401059	0.000	0.000	0.000	0.000
0401060	4.117	3.457	0.660	0.000
0401061	0.000	0.000	0.000	0.000
0401062	0.000	0.000	0.000	0.000
0401063	0.000	0.000	0.000	0.000
0401064	0.000	0.000	0.000	0.000
0401068	0.000	0.000	0.000	0.000
0401069	0.000	0.000	0.000	0.000
0401070	2.785	2.281	0.504	0.000
0401071	0.283	0.223	0.060	0.000
0401072	0.000	0.000	0.000	0.000
0401074	0.000	0.000	0.000	0.000
0404013	0.000	0.000	0.000	0.000
ИТОГО по Рудничному району	137.204	121.952	15.252	0.000
Центральный район				
0101002	61.690	48.500	13.190	0.000
0101049	79.080	63.840	15.240	0.000
0501002	81.590	68.430	13.160	0.000
0501003	31.690	24.420	7.270	0.000
0501004	47.330	37.650	9.680	0.000
0501005	0.640	0.550	0.090	0.000
0501006	11.990	11.430	0.560	0.000
0501007	4.310	3.820	0.490	0.000
0501008	4.810	4.240	0.570	0.000
0501009	2.920	2.290	0.630	0.000
0501012	33.930	26.350	7.580	0.000

0501013	38.360	35.550	2.810	0.000
0501014	53.390	43.870	9.520	0.000
ИТОГО по Центральному району	451.730	370.940	80.790	0.000
Ягуновский район (вкл. Пионер)				
0101003	0.000	0.000	0.000	0.000
0101009	0.000	0.000	0.000	0.000
0101010	0.363	0.338	0.025	0.000
0101011	9.074	7.858	1.216	0.000
0101015	0.000	0.000	0.000	0.000
0101019	0.552	0.454	0.099	0.000
0101020	0.000	0.000	0.000	0.000
0101022	2.106	1.853	0.253	0.000
0101023	0.065	0.051	0.013	0.000
0101024	6.671	5.179	1.492	0.000
0101025	0.000	0.000	0.000	0.000
0101031	0.887	0.875	0.012	0.000
0101035	1.089	1.039	0.050	0.000
0101036	0.000	0.000	0.000	0.000
0101039	0.000	0.000	0.000	0.000
0101042	51.565	41.364	10.201	0.000
0101043	0.177	0.175	0.002	0.000
0101045	0.000	0.000	0.000	0.000
0101062	5.939	4.991	0.948	0.000
0101064	0.000	0.000	0.000	0.000
ИТОГО по Ягуновскому (вкл. Пионер) району	78.489	64.177	14.312	0.000
ИТОГО по единицам территориального деления	1722.835	1452.104	270.732	0.000

5.1.2. Фактическое теплотребление при расчетных температурах наружного воздуха

В разделе 5.4.2 представлена оценка фактического теплотребления при расчетных температурах наружного воздуха в зоне действия источников тепловой энергии, расчетные значения в разрезе единиц территориального деления представлены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 – Фактические значения потребления тепловой энергии по в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха

Единица территориального деления	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС _{ср}	технология
Значения в разрезе административных районов				
Заводский	230,57	193,93	36,64	0,00
Кировский	125,56	108,48	17,08	0,00
Ленинский	213,14	180,82	32,32	0,00
Рудничный	103,75	92,22	11,53	0,00
Центральный	236,97	193,97	42,99	0,00
ЖР Кедровка	32,62	26,41	6,21	0,00
ЖР Ягуновский (вкл. Пионер)	41,18	33,56	7,62	0,00
Значения в разрезе единиц территориального деления				
Заводский район				
101001	0,00	0,00	0,00	0,00
101002	38,94	31,94	7,00	0,00
101005	0,40	0,40	0,00	0,00
101006	7,75	7,44	0,32	0,00
101007	0,00	0,00	0,00	0,00
101011	0,00	0,00	0,00	0,00
101012	1,10	1,10	0,00	0,00
101015	6,55	5,39	1,17	0,00
101016	0,00	0,00	0,00	0,00
101018	2,90	2,76	0,14	0,00
101026	0,00	0,00	0,00	0,00
101027	1,74	1,66	0,07	0,00
101028	0,10	0,10	0,01	0,00
101029	0,49	0,49	0,00	0,00
101030	54,55	43,01	11,55	0,00
101032	0,67	0,43	0,24	0,00
101033	11,00	9,94	1,06	0,00
101037	14,73	12,47	2,26	0,00
101038	20,64	17,45	3,19	0,00
101044	0,00	0,00	0,00	0,00
101046	3,09	2,96	0,13	0,00
101048	1,14	1,00	0,14	0,00
101051	23,99	19,64	4,35	0,00
101052	0,00	0,00	0,00	0,00
101055	0,00	0,00	0,00	0,00
101056	0,00	0,00	0,00	0,00
101057	0,00	0,00	0,00	0,00
101058	0,00	0,00	0,00	0,00
101060	0,00	0,00	0,00	0,00

101061	0,00	0,00	0,00	0,00
101065	18,28	15,28	3,00	0,00
101067	0,00	0,00	0,00	0,00
101069	8,95	7,42	1,53	0,00
101068	0,00	0,00	0,00	0,00
501001	13,54	13,06	0,48	0,00
501006	0,00	0,00	0,00	0,00
501015	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по Заводскому району	230,57	193,93	36,64	0,00
Кировский район				
207010	0,00	0,00	0,00	0,00
301001	16,61	15,51	1,10	0,00
301002	1,29	1,29	0,00	0,00
301003	0,00	0,00	0,00	0,00
301004	0,00	0,00	0,00	0,00
301006	0,00	0,00	0,00	0,00
301007	1,11	0,75	0,36	0,00
301008	10,15	9,98	0,17	0,00
301009	0,00	0,00	0,00	0,00
301010	0,39	0,31	0,08	0,00
301011	15,48	12,93	2,55	0,00
301012	4,86	4,39	0,47	0,00
301013	14,28	12,36	1,92	0,00
301014	37,33	30,82	6,51	0,00
301015	0,00	0,00	0,00	0,00
301017	3,22	2,85	0,37	0,00
301019	18,63	15,27	3,36	0,00
301020	2,22	2,02	0,20	0,00
ИТОГО по Кировскому району	125,56	108,48	17,08	0,00
Ленинский район				
201001	0,00	0,00	0,00	0,00
201002	35,82	34,74	1,08	0,00
201004	22,10	17,88	4,22	0,00
201005	17,78	14,05	3,73	0,00
201007	1,41	1,29	0,12	0,00
201008	20,98	16,63	4,35	0,00
201009	24,10	22,72	1,39	0,00
201010	23,52	18,90	4,62	0,00
201011	19,90	15,57	4,34	0,00
201012	32,78	27,43	5,35	0,00
201013	14,74	11,62	3,12	0,00
349001	0,00	0,00	0,00	0,00
349002	0,00	0,00	0,00	0,00
349003	0,00	0,00	0,00	0,00

ИТОГО по Ленинскому району	213,14	180,82	32,32	0,00
Рудничный район				
201003	0,00	0,00	0,00	0,00
101073	0,00	0,00	0,00	0,00
207008	0,00	0,00	0,00	0,00
207009	0,00	0,00	0,00	0,00
207009	0,00	0,00	0,00	0,00
207011	0,00	0,00	0,00	0,00
208012	0,00	0,00	0,00	0,00
401003	0,00	0,00	0,00	0,00
401004	0,00	0,00	0,00	0,00
401005	0,00	0,00	0,00	0,00
401008	0,10	0,09	0,00	0,00
401009	0,00	0,00	0,00	0,00
401011	0,87	0,76	0,11	0,00
401013	0,00	0,00	0,00	0,00
401014	58,21	54,43	3,77	0,00
401015	0,00	0,00	0,00	0,00
401016	0,00	0,00	0,00	0,00
401017	0,00	0,00	0,00	0,00
401018	0,00	0,00	0,00	0,00
401019	0,00	0,00	0,00	0,00
401020	0,00	0,00	0,00	0,00
401021	0,00	0,00	0,00	0,00
401023	0,00	0,00	0,00	0,00
401025	0,00	0,00	0,00	0,00
401026	0,28	0,27	0,01	0,00
401027	0,08	0,08	0,00	0,00
401028	0,00	0,00	0,00	0,00
401029	0,00	0,00	0,00	0,00
401030	0,99	0,93	0,06	0,00
401031	0,24	0,19	0,05	0,00
401032	0,85	0,76	0,09	0,00
401033	0,00	0,00	0,00	0,00
401034	0,20	0,20	0,00	0,00
401035	0,00	0,00	0,00	0,00
401036	0,14	0,14	0,00	0,00
401037	0,00	0,00	0,00	0,00
401038	0,00	0,00	0,00	0,00
401039	9,31	6,78	2,54	0,00
401040	0,00	0,00	0,00	0,00
401044	0,00	0,00	0,00	0,00
401045	0,10	0,09	0,00	0,00
401047	0,00	0,00	0,00	0,00
401048	0,00	0,00	0,00	0,00

401049	0,00	0,00	0,00	0,00
401050	0,13	0,13	0,00	0,00
401051	0,00	0,00	0,00	0,00
401052	0,00	0,00	0,00	0,00
401053	0,00	0,00	0,00	0,00
401054	0,00	0,00	0,00	0,00
401055	26,83	22,86	3,97	0,00
401058	0,00	0,00	0,00	0,00
401059	0,00	0,00	0,00	0,00
401060	3,11	2,61	0,50	0,00
401061	0,00	0,00	0,00	0,00
401062	0,00	0,00	0,00	0,00
401063	0,00	0,00	0,00	0,00
401064	0,00	0,00	0,00	0,00
401068	0,00	0,00	0,00	0,00
401069	0,00	0,00	0,00	0,00
401070	2,11	1,72	0,38	0,00
401071	0,21	0,17	0,05	0,00
401072	0,00	0,00	0,00	0,00
401074	0,00	0,00	0,00	0,00
404013	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по Рудничному району	103,75	92,22	11,53	0,00
Центральный район				
101002	32,38	25,36	7,02	0,00
101049	41,49	33,38	8,11	0,00
501002	42,79	35,78	7,00	0,00
501003	16,64	12,77	3,87	0,00
501004	24,84	19,69	5,15	0,00
501005	0,34	0,29	0,05	0,00
501006	6,28	5,98	0,30	0,00
501007	2,26	2,00	0,26	0,00
501008	2,52	2,22	0,30	0,00
501009	1,53	1,20	0,34	0,00
501012	17,81	13,78	4,03	0,00
501013	20,09	18,59	1,50	0,00
501014	28,01	22,94	5,07	0,00
ИТОГО по Центральному району	236,97	193,97	42,99	0,00
ЖР Кедровка				
601001	0,00	0,00	0,00	0,00
601005	0,00	0,00	0,00	0,00
601008	25,99	21,02	4,97	0,00
601009	4,78	3,88	0,90	0,00
601010	0,00	0,00	0,00	0,00
601011	0,00	0,00	0,00	0,00

601012	0,00	0,00	0,00	0,00
601013	0,00	0,00	0,00	0,00
601014	0,00	0,00	0,00	0,00
601015	1,08	0,84	0,24	0,00
601017	0,00	0,00	0,00	0,00
601018	0,00	0,00	0,00	0,00
601019	0,00	0,00	0,00	0,00
601020	0,25	0,20	0,06	0,00
601021	0,00	0,00	0,00	0,00
601022	0,51	0,47	0,04	0,00
ИТОГО по ЖР Кедровка району	32,62	26,41	6,21	0,00
ЖР Ягуновский район (вкл. Пионер)				
101003	0,00	0,00	0,00	0,00
101009	0,00	0,00	0,00	0,00
101010	0,19	0,18	0,01	0,00
101011	4,76	4,11	0,65	0,00
101015	0,00	0,00	0,00	0,00
101019	0,29	0,24	0,05	0,00
101020	0,00	0,00	0,00	0,00
101022	1,10	0,97	0,13	0,00
101023	0,03	0,03	0,01	0,00
101024	3,50	2,71	0,79	0,00
101025	0,00	0,00	0,00	0,00
101031	0,46	0,46	0,01	0,00
101035	0,57	0,54	0,03	0,00
101036	0,00	0,00	0,00	0,00
101039	0,00	0,00	0,00	0,00
101042	27,06	21,63	5,43	0,00
101043	0,09	0,09	0,00	0,00
101045	0,00	0,00	0,00	0,00
101062	3,11	2,61	0,50	0,00
101064	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО по ЖР Кедровка району	41,18	33,56	7,62	0,00
ИТОГО по единицам территориального деления	983,78	829,39	154,39	0,00

5.2. Описание зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей застройки и перспективной многоэтажной застройки (от 4 эт. и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов и печ-

ное отопление. По существующему состоянию системы теплоснабжения индивидуальное теплоснабжение применяется в малоэтажном фонде (1 - 3 эт.). Поквартирное отопление в многоквартирных многоэтажных жилых зданиях по состоянию базового года разработки схемы теплоснабжения не применяется и на перспективу не планируется.

5.3.Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления приведено в Приложении 8 шифр 649.ПП – ТГ.001.001.008.

5.4.Значения потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии

Отпуск тепла в г.Кемерово осуществляется:

- потребителям жилищно-коммунального сектора – в горячей воде;
- промышленным потребителям – в паре и горячей воде.

Суммарная теплопотребность г.Кемерово составляет 3137,22 Гкал/ч, в том числе:

- в паре – 732,26 Гкал/ч,
- в горячей воде – 2 404,96 Гкал/ч.

5.4.1. Потребление тепловой энергии жилищно-коммунальным сектором города

Благоустроенный жилой фонд города Кемерово составляет 9 729,8 тыс. кв.м. по состоянию на 2015 год. Справочно - Неблагоустроенный жилой фонд города составляет порядка 1 240 тыс.кв.м. по данным на 2015 год.

Распределение жилого фонда по районам города приведено в таблице 5.4.1-1.

Таблица 5.4.1-1 – Распределение районов г. Кемерово по этажности жилого фонда

Районы	Благоустроенный жилой фонд города, кв.м			
	1-2 этажа	3-4этажа	5 и более этажей	ВСЕГО
Правобережные районы	211 308,8	197 080,8	1 897 997,3	2 306 386,8
Кировский	72 718,0	83 309,2	814 054,7	970 081,9
Рудничный	51 740,6	26 153,3	812 173,1	890 067,1
Кедровка, Промышленновский	30 104,1	31 032,3	238 287,5	299 423,8
Лесная Поляна	56 746,1	56 586,0	33 481,9	146 814,0
Левобережные районы	153 125,8	328 740,8	6 941 512,9	7 423 379,5
Заводский	72 745,0	90 345,6	2 127 860,2	2 290 950,8
Центральный	37 319,8	178 234,3	2 112 735,3	2 328 289,4
Ленинский	4 965,3	33 352,8	2 647 320,1	2 685 638,2

Ягуновский, Пионер	38 095,8	26 808,0	53 597,3	118 501,2
ИТОГО	364 434,6	525 821,5	8 839 510,2	9 729 766,3

Из приведённых данных следует

- 76% жилого фонда города расположено в правобережной части города;
- наибольшими районами правобережной части являются Ленинский (27,6% жилого фонда города), Центральный и Заводский (по 24%);
- в левобережной части города жилой фонд Кировского и Рудничного районов составляет 10% и 9% соответственно от всего жилого фонда города;
- суммарная доля районов Кедровка-Промышленновский, Лесная Поляна, Ягуновский-Пионер составляет 6%;
- по всем районам города, кроме Лесной Поляны и Ягуновский-Пионер, доля жилых зданий в 5 этажей и более составляет 80%;
- в Лесной Поляне доля 5-ти этажных зданий – 22,8%;
- в районе Ягуновский-Пионер – 45,2%;
- доля благоустроенных жилых зданий в 1-2 этажа по районам города изменяется от 0,2% (Ленинский район) до 38,7% (Лесная Поляна);
- доля благоустроенных жилых зданий в 3-4 этажа по районам города изменяется от 1,2% (Ленинский район) до 38,5% (Лесная Поляна).

В среднем по городу на 2017 год обеспечение жильем составляет 22,7 м²/чел.

Город является культурным и научным центром Кемеровской области: в городе действуют:

- 6 театров, цирк, 5 музеев;
- 16 специализированных учебных заведений различного профиля, в том числе 13 из них – высшего образования;
- 20 организаций, занимающихся научными исследованиями и разработками, в том числе – 12 научно-исследовательских организаций, 1 – проектно-исследовательская;
- «Кемеровский научный центр» Сибирского отделения Российской академии наук,
- Сибирский научно-исследовательский холдинг НИИ КПССЗ СОРАМН (Научно-исследовательский институт комплексных проблем сердечно-сосудистых заболеваний сибирского отделения российской академии медицинских наук).

Суммарные тепловые нагрузки потребителей жилищно-коммунального сектора города с разбивкой по районам и видам теплопотребления (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение) по данным на 2015 год приведены в таблице 5.3.1.2.

Таблица 5.4.1-2 – Распределение районов г. Кемерово по этажности жилого фонда

Наименование	Тепловая нагрузка Гкал/час				ИТОГО
	Горячая вода			Пар технология	
	Отопление, вентиляция	Горячее водоснабжение	Всего		
Правобережные районы					
Кировский					
жилые здания	77,56	38,97	116,53		116,53
общественные здания	26,05	12,72	38,78		38,78
Рудничный					
жилые здания	67,59	35,67	103,27		103,27
общественные здания	25,08	14,68	39,76		39,76
ЖР Кедровка, Промышленновский					
жилые здания	25,53	15,86	41,39		41,39
общественные здания	6,78	4,29	11,08		11,08
Лесная Поляна					
жилые здания	10,02	2,50	12,52		12,52
общественные здания	2,00	0,00	2,00		2,00
Левобережные районы					
Заводский					
жилые здания	184,31	127,89	312,21		312,21
общественные здания	125,21	20,69	145,90		145,90
Центральный					
жилые здания	182,33	132,32	314,65		314,65
общественные здания	176,81	55,96	232,76		232,76
Ленинский					
жилые здания	210,95	146,24	357,20		357,20
общественные здания	109,61	28,51	138,12		138,12
ЖР Ягуновский и Пионер					
жилые здания	8,19	4,61	12,80		12,80
общественные здания	3,74	1,42	5,16		5,16
ВСЕГО по городу					
жилые здания	766,48	504,08	1 270,57		1 270,57
общественные здания	475,28	138,29	613,57		613,57
Кемеровский район					
жилые здания	7,82	7,29	15,11		15,11
общественные здания	4,52	2,11	6,63		6,63
ИТОГО с учетом Кемеровского района					
жилые здания	774,30	511,38	1 285,68		1 285,68
общественные здания	479,80	140,40	620,20		620,20

В таблице 5.3.1.3 представлены договорные тепловые нагрузки промышленных потребителей по данным 2015 года, обеспечиваемые от централизованных теплоэнергосточников.

Таблица 3.11.2-1 Тепловые нагрузки промышленных потребителей

Наименование	Тепловая нагрузка Гкал/час				
	Горячая вода			Пар	ИТОГО
	Отопление, вентиляция	Горячее водосн.	Всего	технол огия	
Правобережные районы					
Кировский					
промышленность	39,06	3,98	43,03	14,91	57,94
Рудничный					
промышленность	28,84	7,27	36,10	2,80	38,90
ЖР Кедровка, Промышленновский					
промышленность	8,38	3,31	11,68		11,68
Лесная Поляна					
промышленность	0,00	0,00	0,00		0,00
Левобережные районы					
Заводский					
промышленность	243,90	21,28	265,18	691,18	956,36
Центральный					
промышленность	63,39	5,47	68,86	1,30	70,16
Ленинский					
промышленность	90,07	4,76	94,83	10,66	105,49
ЖР Ягуновский и Пионер					
промышленность	1,08	0,07	1,15		1,15
ВСЕГО по городу	474,72	46,14	520,83	720,85	1241,68

5.4.2. Потребление тепловой энергии промышленными предприятиями города

На территории города Кемерово расположен многоотраслевой промышленный комплекс, включающий в себя около 70 крупных и средних предприятий энергетики, химии, машиностроения, угледобывающей, пищевой и ряда других отраслей.

В структуре промышленной деятельности наибольший удельный вес имеют обрабатывающие производства - 56,7%, предприятия энергетики - 34,8%, добывающие предприятия – 8,5 %, развита пищевая промышленность.

Наибольшее развитие среди обрабатывающих производств получили производство кокса и нефтепродуктов и химическая промышленность.

Начиная с 1990 г. в городе наблюдалось падение промышленного производства за счет таких отраслей как машиностроение, легкая и пищевая промышленность, на химических предприятиях («Азот», «Химволокно», «Химпром», «Карболит») и угольных шахтах («им. Волкова», «Бутовская»). Основные причины - нарушение экономических связей между регионами, нестабильность сырьевых ресурсов, вытеснение государственных цен договорными, необоснованный рост цен, переход на договорные цены.

Но с 2003 года наметились положительные тенденции развития промышленности города. Это связано с постоянным увеличением объема выпускаемой продукции, внедрением новых технологий, реконструкцией действующих производств. Наиболее устойчивые позиции сохраняют предприятия естественных монополий и экспортирующие свою продукцию на внешний рынок.

В послекризисный период 2008-2009 годов, динамично растет выпуск продукции, пользующейся спросом на рынке - увеличивается производство минеральных удобрений, кокса, подвижного железнодорожного состава, химического оборудования и запчастей к нему, продуктов питания.

Таблица 5.4.2-1 Перечень основных промышленных предприятий

Энергетика	Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность
ООО "СГК"	ООО "Эксмебель"
Кемеровская ТЭЦ	ООО "Кемеровомебель"
Ново-кемеровская ТЭЦ	ОАО "Финестра"
Кемеровская ГРЭС	ООО ПФ «Технологии. Деревообработка. Сервис»
Топливная промышленность	ООО "Производственная фирма "ЕРОН" ООО ПКФ "Триал"
ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» Филиал ОАО «УК «Кузбассразрезуголь» «Кедровский угольный разрез»	ООО «Кузбасский скарабей»
	Промышленность строительных материалов
ОАО «Кузбасская топливная компания», ООО «Кенотэк»	ООО «Завод железобетонных изделий»
ЗАО «Стройсервис»	ОАО «Железобетон-4»
Черная и цветная металлургия	ООО «Кемеровский ДСК»
	ООО «Мазуровский кирпичный завод»
ОАО «Кокс»	ООО «Стройиндустрия»
ОАО «Втормет»	ООО «Профит – К»
ОАО «Кузбассвторцветмет»	ЗАО «Каверлит»
Медицинская промышленность	ЗАО «Профикс-Кузбасс»
ОАО «Кемеровская фармацевтическая фабрика»	ООО "Сибирит"
Химическая и нефтехимическая промышленность	Легкая промышленность
КООА «Азот»	ОАО КПТШ «Томь»
ООО "ПО "Химпром"	ОАО «Лидер»
ФГУП "ПО «Прогресс»	ЗАО Фирма «Темп»
ОАО «Полимер»	ООО «Мото и спорт»
ООО ПО «Токем»	ООО НПО «Консалт»
ЗАО "Кемеровский агрохимический завод «Вика»	ООО «Швейная фабрика «Кедровка»
ПК «Вторполимер»	ЗАО «Стиль»
ООО «Реал – пластик»	ООО «Детская одежда»
ОАО «Ортон»	ООО «Кузбасслегпром»
Машиностроение и металлообработка	Пищевая промышленность
ООО «Зэта»	ОАО «Кемерово хлеб»
ООО «НПО Кузбассэлектромотор»	ОАО «Кемеровский кондитерский комбинат»
ООО «Сибирская электротехническая корпорация»	ОАО «Новокемеровский пивобезалкогольный завод»
ООО «Завод Электродвигатель»	ОАО «Кемеровский молочный комбинат»
«Кузбасская вагоностроительная компания»	ОАО "Кемеровский хладокомбинат"

филиал ОАО «Алтайвагон»	ОАО «Пикем»
ООО Фирма «Фалар»	Крестьянское хозяйство А.П. Волкова
ФГУП «Кемеровский механический завод»	ООО «Аграрная группа Кемеровский мясо-комбинат»
ОАО «Первый Кемеровский авторемонтный завод»	ООО Молочное производственное объединение «Скоморошка»
ООО ПГ «Автоагрегат»	Мукомольно-крупяная и комбикормовая промышленность
ОАО "КОРМЗ"	ЗАО «Мелькомбинат»
ОАО "Кемеровский завод геологоразведочного оборудования"	Полиграфическая промышленность
ООО "Машзавод «Баск»"	ГП КО «Кемеровский полиграфкомбинат»
ООО «Кемеровский авторемзавод»	ОАО ИПП «Кузбасс»
ООО «Инженерный центр АСИ»	ОАО «Лидер»
ОАО «Кемеровский экспериментальный завод средств безопасности»	
ЗАО «Антикор и К»	

5.4.3. Тепловые нагрузки потребителей, обеспечиваемых от теплоисточников АО "Теплоэнерго"

Теплоисточники АО "Теплоэнерго" обеспечивают 6,2% теплотребности города.

Суммарные тепловые нагрузки, присоединенные к котельным, приведены в таблице

5.3.1.1.

Таблица 5.4.3-1 Суммарные тепловые нагрузки, обеспечиваемые от котельных АО "Теплоэнерго"

Районы	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Рудничный	113.26
ЖР Кедровка, Промышленновский	1.8088
Заводский	0.4621
Центральный	5.9833
Ленинский	3.3753
ЖР Ягуновский, Пионер	23.2394
ИТОГО по котельным АО "Теплоэнерго"	148.13

5.4.4. Тепловые нагрузки потребителей, обеспечиваемых от котельных ОАО «СКЭЖ»

Теплоисточники ОАО «СКЭЖ» обеспечивают 2,6% теплопотребности города.

Суммарные тепловые нагрузки, присоединенные к котельным, приведены в таблице 65.

Районы	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
ЖР Кедровка, Промышленновский	12,256

5.4.5. Тепловые нагрузки потребителей, обеспечиваемых от ведомственных (промышленных) котельных

Ведомственные котельные обеспечивают порядка 5,5% теплопотребности.

Суммарные тепловые нагрузки, присоединенные к котельным, приведены в таблице

5.3.3.1

Таблица 5.4.5-1 Суммарные тепловые нагрузки, обеспечиваемые от ведомственных (промышленных) котельных

Район	Тепловые нагрузки, Гкал/ч
Заводский	305.155
Ленинский	7.14
Рудничный	1.54
Центральный	4.17
ИТОГО по ведомственным котельным	318.005

5.4.6. Анализ фактического теплопотребления. Определение фактических тепловых нагрузок

В соответствии с ФЗ №261 «Об энергосбережении...», при отсутствии приборов учета, установленных у потребителей, оплата услуг теплоснабжения может производиться по Договорам на теплоснабжение, но «...до 1 января 2011 года собственники зданий, строений, сооружений и иных объектов, которые введены в эксплуатацию на день вступления в силу настоящего Федерального закона и при эксплуатации которых используются энергетические ресурсы (в том числе временных объектов), обязаны были завершить оснащение таких объектов приборами учета используемых воды, природного газа, тепло-

вой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию».

Установка приборов учета у потребителей проводится довольно интенсивно: так, если в 2010 году в целом по городу приборы были установлены не более, чем у 15% потребителей, то в настоящее время охвачены уже порядка 55% потребителей, суммарная теплотребность которых в целом по городу составляет 58%.

При отсутствии приборов учета у потребителей города, определить фактическое теплотребление возможно посредством различных косвенных методов, в том числе – по фактическим режимам работы тепло- энергоисточников.

5.5.Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячееводоснабжение

Норматив потребления коммунальной услуги – это объём потребления соответствующего коммунального ресурса, предъявляемый к оплате при отсутствии приборов учёта коммунального ресурса.

В соответствии с требованиями действующего законодательства, с 1 июля 2012 года любой потребитель должен производить расчет за потребленную тепловую энергию исходя из объёмов потребления, определённых с применением приборов учёта коммунальных ресурсов. В других случаях он оплачивает коммунальные услуги, согласно нормативам потребления коммунальных услуг.

С сентября 2012 года в Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 г. № 354 были введены в действие правила предоставления коммунальных услуг.

При определении новых нормативов на отопление учтен удельный расход тепловой энергии на отопление (ккал в час на 1 кв. м). Данный показатель зависит от материала стен, крыши, объёма жилых помещений и площади ограждающих конструкций и окон. В соответствии с требованиями Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (постановление Правительства РФ от 23.05.2006 № 306) нормативы установлены различными и зависят от года постройки здания и количества этажей в нем.

5.5.1. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление

Таблица 5.5.1-1 Утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги

по отоплению

№ п/п	Категории многоквартирных домов и жилых домов	Норматив потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях, Гкал/м2
1	Многokвартирные дома, в том числе общежития квартирного, секционнoгo и коридорного типа, жилые дома строительным объемом менее 5000 кубических метров	0.0333
2	Многokвартирные дома, в том числе общежития квартирного, секционнoгo и коридорного типа, жилые дома строительным объемом от 5000 кубических метров до 10000 кубических метров	0.0284
3	Многokвартирные дома, в том числе общежития квартирного, секционнoгo и коридорного типа, жилые дома строительным объемом от 10000 кубических метров	0.0239

5.5.2. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на холодное и горячее водоснабжение

Таблица 5.5.2-1 Утвержденные нормативы потребления коммунальной услуги

по холодному и горячему водоснабжению

№ п/п	Категория жилых помещений	Единица измерения	Нормативы на 1 проживающего (в месяц)		
			Холодное водоснабжение	Горячее водоснабжение	Водоотведение
1.1	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные ваннами длиной 1500-1700 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	5.01	3.37	8.38
1.2	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квар-	куб. метр в месяц на человека	8.38	-	8.38

	тирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные ваннами длиной 1500-1700 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами				
2.1	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные сидячими ваннами длиной 1200 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	4.97	3.31	8.28
2.2	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные ваннами длиной 1200 мм, душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	828	-	8.28
2.3	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные ваннами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	4.7	-	4.7
3.1	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квар-	куб. метр в месяц на человека	4.52	2.76	7.28

	тирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами				
3.2	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами, раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	7.28	-	7.28
4.1	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	3.36	1.32	4.68
4.2	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками и унитазами	куб. метр в месяц на человека	4.68	-	4.68
4.3	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным водоснабжением, во-	куб. метр в месяц на человека	3.06	-	3.06

	доотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками и унитазами				
5.1	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками	куб. метр в месяц на человека	2.27	1.32	3.59
5.2	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками	куб. метр в месяц на человека	3.59	-	3.59
5.3	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами, кухонными мойками	куб. метр в месяц на человека	2.61	-	2.61
5.4	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным, горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные раковинами, кухонными мойками	куб. метр в месяц на человека	1.53	0.83	-

5.5	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным, горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные раковинами, кухонными мойками	куб. метр в месяц на человека	2.36	-	-
5.6	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные раковинами, кухонными мойками	куб. метр в месяц на человека	1.38	-	
6.1	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные раковинами	куб. метр в месяц на человека	1.24	-	-
6.2	Жилые помещения в многоквартирных домах, в том числе общежитиях квартирного и секционного типа, жилые дома с холодным водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные раковинами	куб. метр в месяц на человека	2.08	-	2.08
7.1	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внут-	куб. метр в месяц на человека	3.07	1.69	4.76

	ридомовые сети*), оборудованные душами на этажах или в подвальных помещениях, общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах				
7.2	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные душами на этажах или в подвальных помещениях, общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	куб. метр в месяц на человека	4.76	-	4.76
8.1	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	куб. метр в месяц на человека	2.4	0.86	3.26
8.2	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	куб. метр в месяц на человека	3.26	-	3.26
8.3	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками и унитазами на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.92	-	1.92

9.1	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.61	1	2.61
9.2	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	куб. метр в месяц на человека	2.61	-	2.61
9.3	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным водоснабжением, водоотведением (в т.ч. в выгребные ямы через внутридомовые сети*), оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.5	-	1.5
9.4	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.31	0.86	-
9.5	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горя-	куб. метр в месяц на человека	2.17	-	-

	чим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах				
9.6	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами, кухонными мойками на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.28	-	-
10.1	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.18	0.56	-
10.2	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным и горячим водоснабжением путем подогрева холодной воды водонагревателями всеми видами топлива, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.74	-	-
10.3	Жилые помещения в общежитиях коридорного типа с холодным водоснабжением, без водоотведения или с выгребной ямой, оборудованные общими раковинами на этажах	куб. метр в месяц на человека	1.14	-	-

11.1	Жилые помещения с холодным водоснабжением из уличной колонки или дворового крана	куб. метр в месяц на человека	1.08	-	-
------	--	-------------------------------	------	---	---

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Градостроительный кодекс Российской Федерации;
2. Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;
3. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
5. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации"
6. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
7. Федеральным законом от 30.12.2004 № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса»;
8. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»;
9. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»
10. ПТЭ электрических станций и сетей (РД 153-34.0-20.501-2003);
11. РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы»;
12. МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
13. МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве»;
14. МДС 81-25.2001 «Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве»;
15. Правила проектирования планировки и застройки Москвы МГСН 1.01-99