

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КИРОВА НА ПЕРИОД ДО 2033 г.

Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения:



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

**Книга 8. Перспективные балансы производи-
тельности водоподготовительных установок и
максимального потребления теплоносителя
теплопотребляющими установками
потребителей, в том числе в аварийных режимах**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КИРОВА НА ПЕРИОД ДО 2033 г.

Обосновывающие материалы

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

**Книга 8. Перспективные балансы производительности
водоподготовительных установок и максимального
потребления теплоносителя теплопотребляющими установками
потребителей, в том числе в аварийных режимах**

Содержание

Введение.....	4
Раздел 1. Порядок расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	5
Раздел 2. Расчет перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....	8
2.1. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирова на период 2017 – 2032 гг.	8
2.2. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Киров за последний отчетный период	17
2.3. Описание водоподготовительных установок ТЭЦ.....	30
2.4. Определение расчетной производительности ВПУ Кировских ТЭЦ и аварийной подпитки теплосети	47
2.5. Определение расчетной производительности ВПУ и аварийной подпитки теплосети котельных.....	51
2.6. Список использованных источников.....	78

Введение

Разработка схемы теплоснабжения г. Кирова на период 2017 – 2032 гг. выполняется в соответствии с требованиями Технического задания, Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и других нормативных документов.

Книга 8 «Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Кирова разработана с учетом рекомендаций, приведенных в «Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения» и включает в себя:

- перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирова с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей на период 2017 – 2032 гг.;

- сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Киров за последний отчетный период;

- перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирова с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей, планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей на период 2017 – 2032 гг.

Раздел 1. Порядок расчета перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Перспективные балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, содержат обоснование балансов производительности ВПУ в целях подготовки теплоносителя для тепловых сетей и перспективного потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, а также обоснование перспективных потерь теплоносителя при его передаче по тепловым сетям.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

- затраты на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технологические сливы средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- затраты на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.
- технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Расчеты проведены с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей г. Кирова на период 2017 – 2032 гг. с разбивкой по годам.

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирова, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;
- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;

- присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, включая точечную застройку, будет осуществляться по закрытой схеме отпуска тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения с установкой необходимого теплообменного оборудования в индивидуальных тепловых пунктах. Актуальность перевода открытых систем ГВС на закрытые обусловлена тем, что в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома (70 °С) для нужд ГВС приводит к «перетокам» в помещениях зданий;

- увеличение внутреннего объема систем теплоснабжения определено расчетным путем в соответствии с перспективным планом подключения отопительно-вентиляционной нагрузки новых абонентов по удельному объему воды при температурных графиках источников теплоснабжения в г. Киров.

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимались в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

Расчетные годовые ПСВ со сливами из САРЗ, м³/год, определялись по формуле:

$$G_{п.а}^p = \sum(g \cdot N \cdot n)$$

где: g – технически обоснованный расход сетевой воды на слив для каждого типа используемых САРЗ; N – среднегодовое количество однотипных САРЗ, находящихся в работе, шт.; n – среднегодовое число часов работы САРЗ, ч.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м³, определялись по формуле:

$$G_{ут.н} = a \cdot V_{год} \cdot n_{год} \cdot 10^{-2} = m_{ут.год.н} \cdot n_{год},$$

где: a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/чм³, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в размере 0,25% от среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей;

$V_{год}$ – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, м³;

$n_{год}$ – продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{ут.год.н}$ – среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м³, определялась из выражения:

$$V_{год} = (V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}) / (n_{от} + n_{л}) = (V_{от} \cdot n_{от} + V_{л} \cdot n_{л}) / n_{год},$$

где: $V_{от}$ и $V_{л}$ – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м³; $n_{от}$ и $n_{л}$ – продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости учитывалась емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года, изменение объема трубопроводов в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов,

конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году.

Среднее значение продолжительности работы тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Киров определено на основании соответствующих фактических данных, полученных за последние 5 лет. Число часов работы за отопительный и неотопительный периоды составляет 5544 ч. и 3216 ч. соответственно.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включались.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производилось с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов и принималось в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

Раздел 2. Расчет перспективных балансов производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

2.1. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирова на период 2017 – 2032 гг.

2.1.1. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях ТЭЦ

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя выполнен в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325.

Расчеты проведены с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей г. Кирова на период 2017 – 2032 гг. с разбивкой по годам.

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирова, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по регулированию отопительно-вентиляционной нагрузки с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;
- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения (подключения) суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя;
- сверхнормативный расход теплоносителя на компенсацию его потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям будет сокращаться, темп сокращения будет зависеть от темпа работ по реконструкции тепловых сетей;
- присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения, включая точечную застройку, будет осуществляться по закрытой схеме отпуска тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения с установкой необходимого теплообменного оборудования в индивидуальных тепловых пунктах. Актуальность перевода открытых систем ГВС на закрытые обусловлена тем, что в случае открытой системы технологическая возможность поддержания температурного графика при переходных температурах с помощью подогревателей отопления отсутствует и наличие излома (70 °C) для нужд ГВС приводит к «перетокам» в помещениях зданий;
- увеличение внутреннего объема систем теплопотребления определено расчетным путем в соответствии с перспективным планом подключения отопительно-вентиляционной нагрузки новых абонентов по удельному объему воды при температурных графиках отопления 140/70 и 150/70 °C для ТЭЦ [2].

Перспективное изменение объема тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирова на период 2017 – 2032 гг. приведены в табл. 2.1.1 и рис. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей), м ³	Объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м ³	Объем трубопроводов в отопительный период, м ³	Объем трубопроводов в летний период, м ³	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
Кировская ТЭЦ-1						
2017 г.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2018 г.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2019 г.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2020 г.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2021 г.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2022 г.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2023 – 2027 гг.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
2028 – 2032 гг.	0,00	799,98	1 141,95	1 941,93	799,98	1 551,52
Кировская ТЭЦ-4						
2017 г.	20 172,04	608,34	8 371,12	29 151,50	20 780,38	26 289,58
2018 г.	20 498,16	628,80	8 474,70	29 601,66	21 126,96	26 704,33
2019 г.	20 569,52	674,80	8 611,04	29 855,36	21 244,32	26 911,42
2020 г.	21 309,30	758,60	8 697,47	30 765,37	22 067,90	27 791,87
2021 г.	21 309,30	762,52	8 761,27	30 833,09	22 071,82	27 837,79
2022 г.	21 309,30	850,95	8 795,59	30 955,84	22 160,25	27 948,80
2023 – 2027 гг.	21 309,30	857,49	8 940,98	31 107,77	22 166,79	28 051,03
2028 – 2032 гг.	21 309,30	857,49	9 054,24	31 221,03	22 166,79	28 125,56

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей), м ³	Объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м ³	Объем трубопроводов в отопительный период, м ³	Объем трубопроводов в летний период, м ³	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
Кировская ТЭЦ-5						
2017 г.	28 218,32	825,19	10 318,93	39 362,44	29 043,51	35 834,60
2018 г.	28 218,32	864,15	10 512,68	39 595,15	29 082,47	36 001,07
2019 г.	28 218,32	864,15	10 626,72	39 709,19	29 082,47	36 076,12
2020 г.	28 218,32	864,15	10 763,22	39 845,69	29 082,47	36 165,96
2021 г.	28 218,32	864,15	10 840,44	39 922,91	29 082,47	36 216,78
2022 г.	28 218,32	864,15	10 917,66	40 000,13	29 082,47	36 267,60
2023 – 2027 гг.	28 218,32	864,15	11 330,28	40 412,75	29 082,47	36 539,15
2028 – 2032 гг.	28 218,32	864,15	11 717,94	40 800,41	29 082,47	36 794,28

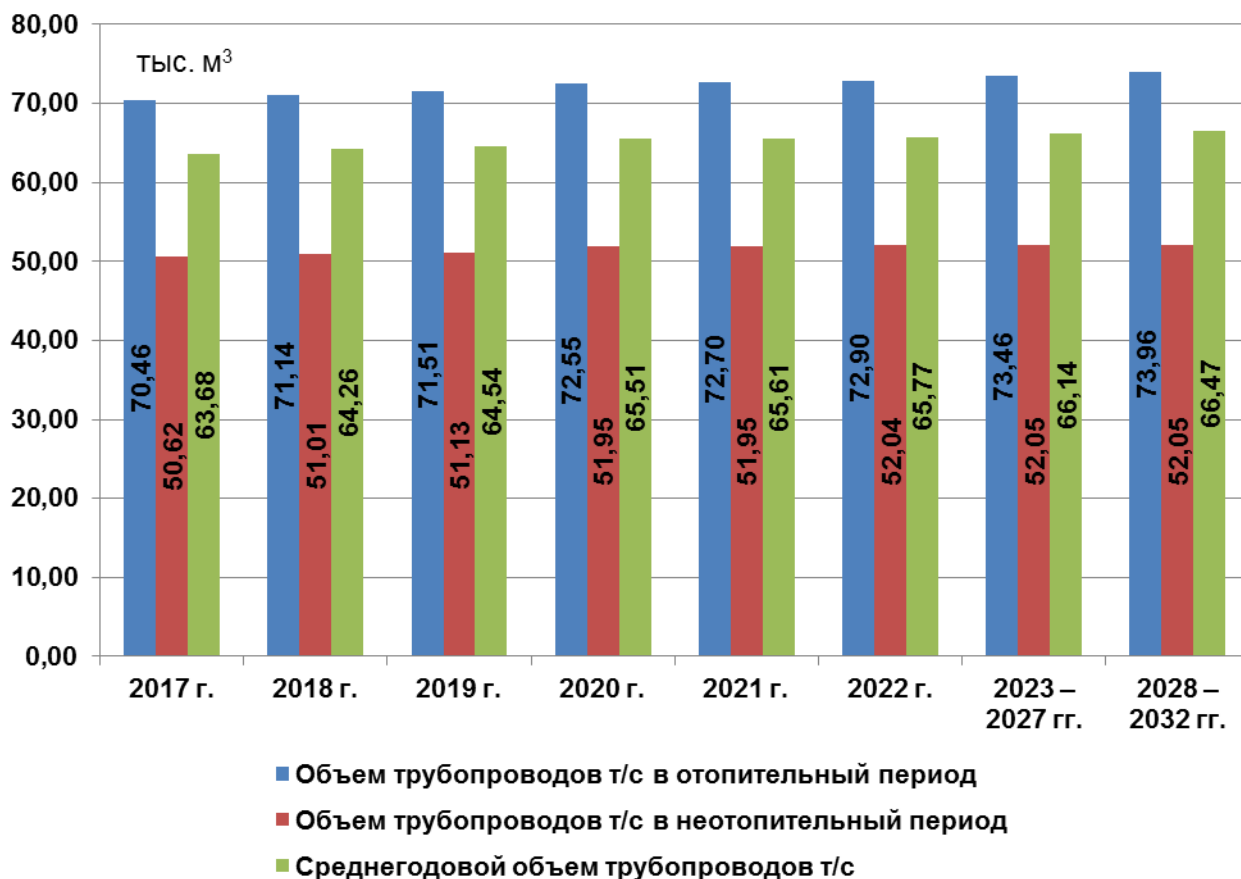


Рис. 2.1.1 Перспективные объемы тепловых сетей г. Киров на период 2017 – 2032 гг.

Анализ данных, приведенных в табл. 2.1.1 и рис. 2.1.1 показывает, что к 2032 г. объем тепловых сетей увеличится на 2,59 % (с 63,68 тыс. м³ в 2017 г. до 66,47 тыс. м³ в 2032 г.).

Увеличение объемов связано со строительством новых тепловых сетей в г. Киров.

Результаты расчета перспективных нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях г. Киров приведены в табл. 2.1.2 и рис. 2.1.2.

Таблица 2.1.2

Период	Нормативные потери сетевой воды (ПСВ), м³			
	С нормативной утечкой	Технологические		
		Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Итого
Кировская ТЭЦ-1				
2017 г.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2018 г.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2019 г.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2020 г.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2021 г.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2022 г.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2023 – 2027 гг.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87
2028 – 2032 гг.	32 675,01	2 912,90	970,97	36 558,87

Период	Нормативные потери сетевой воды (ПСВ), м ³			
	С нормативной утечкой	Технологические		
		Пусковое заполнение	Регламентные испытания	Итого
Кировская ТЭЦ-4				
2017 г.	553 658,47	43 727,24	14 575,75	611 961,46
2018 г.	562 393,12	44 402,49	14 800,83	621 596,44
2019 г.	566 754,45	44 783,05	14 927,68	626 465,18
2020 г.	585 296,88	46 148,05	15 382,68	646 827,62
2021 г.	586 263,76	46 249,64	15 416,55	647 929,94
2022 г.	588 601,77	46 433,76	15 477,92	650 513,45
2023 – 2027 гг.	590 754,64	46 661,66	15 553,89	652 970,18
2028 – 2032 гг.	592 324,36	46 831,55	15 610,52	654 766,42
Кировская ТЭЦ-5				
2017 г.	754 676,72	59 043,66	19 681,22	833 401,60
2018 г.	758 182,62	59 392,73	19 797,58	837 372,93
2019 г.	759 763,16	59 563,79	19 854,60	839 181,54
2020 г.	761 655,05	59 768,54	19 922,85	841 346,43
2021 г.	762 725,32	59 884,37	19 961,46	842 571,14
2022 г.	763 795,59	60 000,20	20 000,07	843 795,85
2023 – 2027 гг.	769 514,50	60 619,13	20 206,38	850 340,00
2028 – 2032 гг.	774 887,47	61 200,62	20 400,21	856 488,29

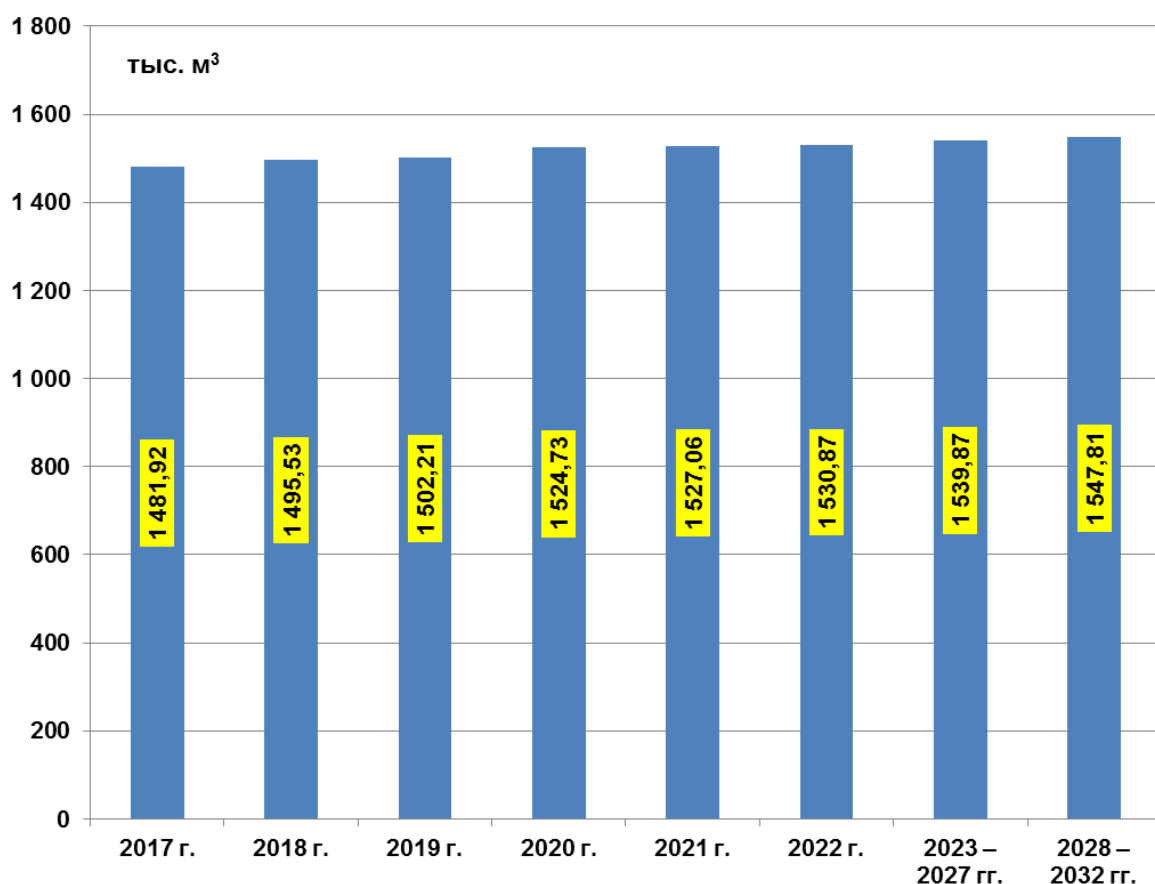


Рис. 2.1.2 Прогноз изменения нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях г. Киров на период 2017 – 2032 гг.

Анализ данных рис. 2.1.2 показывает, что нормативные потери сетевой воды к 2034 г. увеличатся на 0,24 % (с 3122,9 тыс. м³/год в 2015 г. до 3130,4 тыс. м³/год в 2034 г.). Увеличение значения норматива вызвано ростом объема трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Киров за счет строительства новых участков тепловой сети.

2.1.2. Изменение перспективных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях котельных г. Кирова

В данном подразделе рассматриваются только котельные, объем тепловых сетей которых изменится в прогнозируемом периоде.

Перспективное изменение объема тепловых сетей представлено в табл. 2.1.3 и рис. 2.1.3.

Таблица 2.1.3

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей), м ³	Объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м ³	Объем трубопроводов в отопительный период, м ³	Объем трубопроводов в летний период, м ³	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
Котельная БМК-1.1						
2017 г.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2018 г.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2019 г.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2020 г.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2021 г.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2022 г.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2023 – 2027 гг.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
2028 – 2032 гг.	0,00	5,49	3,76	9,24	5,49	7,96
БМК 50						
2017 г.	0,00	1 329,00	162,40	1 491,40	1 329,00	1 435,88
2018 г.	0,00	1 329,00	247,42	1 576,42	1 329,00	1 491,83
2019 г.	0,00	1 347,88	283,47	1 631,35	1 347,88	1 534,43
2020 г.	0,00	1 354,28	356,76	1 711,03	1 354,28	1 589,07
2021 г.	0,00	1 356,08	369,84	1 725,92	1 356,08	1 599,48
2022 г.	0,00	1 357,33	414,90	1 772,23	1 357,33	1 630,39
2023 – 2027 гг.	0,00	1 357,33	465,25	1 822,59	1 357,33	1 663,53
2028 – 2032 гг.	0,00	1 357,33	481,68	1 839,01	1 357,33	1 674,34
Котельная-6.1						
2017 г.	0,00	32,70	10,61	43,31	32,70	39,68
2018 г.	0,00	32,70	10,61	43,31	32,70	39,68
2019 г.	0,00	46,83	10,61	57,44	46,83	53,81
2020 г.	0,00	46,83	50,23	97,06	46,83	79,89
2021 г.	0,00	46,83	50,23	97,06	46,83	79,89
2022 г.	0,00	46,83	50,23	97,06	46,83	79,89
2023 – 2027 гг.	0,00	46,83	50,23	97,06	46,83	79,89
2028 – 2032 гг.	0,00	46,83	50,23	97,06	46,83	79,89

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей), м ³	Объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м ³	Объем трубопроводов в отопительный период, м ³	Объем трубопроводов в летний период, м ³	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м ³
Котельная-8.2						
2017 г.	0,00	158,71	230,72	389,43	158,71	310,55
2018 г.	0,00	256,84	295,78	552,61	256,84	451,49
2019 г.	0,00	256,84	311,89	568,73	256,84	462,10
2020 г.	0,00	256,84	311,89	568,73	256,84	462,10
2021 г.	0,00	256,84	311,89	568,73	256,84	462,10
2022 г.	0,00	256,84	311,89	568,73	256,84	462,10
2023 – 2027 гг.	0,00	256,84	311,89	568,73	256,84	462,10
2028 – 2032 гг.	0,00	256,84	311,89	568,73	256,84	462,10
Котельная ТСО «Зиновы»						
2017 г.	0,00	124,79	227,00	351,79	124,79	274,18
2018 г.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
2019 г.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
2020 г.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
2021 г.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
2022 г.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
2023 – 2027 гг.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
2028 – 2032 гг.	0,00	154,22	309,32	463,53	154,22	357,79
Котельная Знак						
2017 г.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2018 г.	0,00	4,71	7,96	12,67	4,71	9,95
2019 г.	0,00	4,71	7,96	12,67	4,71	9,95
2020 г.	0,00	8,64	18,56	27,20	8,64	20,85
2021 г.	0,00	8,64	23,56	32,19	8,64	24,14
2022 г.	0,00	78,85	26,21	105,06	78,85	96,10
2023 – 2027 гг.	0,00	78,85	21,22	100,07	78,85	92,82
2028 – 2032 гг.	0,00	78,85	21,22	100,07	78,85	92,82

Увеличение объемов связано со строительством новых тепловых сетей в г. Киров.

Результаты расчета перспективных нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях г. Киров приведены в табл. 2.1.4.

Таблица 2.1.4

Период	Нормативная утечка, м ³	Пусковое заполнение, м ³	Регламентные испытания, м ³	Итого, м ³
Котельная БМК-1.1				
2017 г.	167,62	13,87	4,62	186,11
2018 г.	167,62	13,87	4,62	186,11
2019 г.	167,62	13,87	4,62	186,11
2020 г.	167,62	13,87	4,62	186,11
2021 г.	167,62	13,87	4,62	186,11
2022 г.	167,62	13,87	4,62	186,11
2023 – 2027 гг.	167,62	13,87	4,62	186,11
2028 – 2032 гг.	167,62	13,87	4,62	186,11
БМК 50				
2017 г.	30 239,55	2 237,09	745,70	33 222,34
2018 г.	31 417,93	2 364,62	788,21	34 570,76
2019 г.	32 315,20	2 447,02	815,67	35 577,89
2020 г.	33 465,72	2 566,55	855,52	36 887,78
2021 г.	33 685,04	2 588,88	862,96	37 136,89
2022 г.	34 335,93	2 658,35	886,12	37 880,39
2023 – 2027 гг.	35 033,87	2 733,88	911,29	38 679,05
2028 – 2032 гг.	35 261,55	2 758,52	919,51	38 939,58
Котельная-6.1				
2017 г.	835,69	64,96	21,65	922,30
2018 г.	835,69	64,96	21,65	922,30
2019 г.	1 133,27	86,16	28,72	1 248,14
2020 г.	1 682,46	145,59	48,53	1 876,58
2021 г.	1 682,46	145,59	48,53	1 876,58
2022 г.	1 682,46	145,59	48,53	1 876,58
2023 – 2027 гг.	1 682,46	145,59	48,53	1 876,58
2028 – 2032 гг.	1 682,46	145,59	48,53	1 876,58
Котельная-8.2				
2017 г.	6 540,27	584,15	194,72	7 319,14
2018 г.	9 508,40	828,92	276,31	10 613,62
2019 г.	9 731,75	853,09	284,36	10 869,20
2020 г.	9 731,75	853,09	284,36	10 869,20
2021 г.	9 731,75	853,09	284,36	10 869,20
2022 г.	9 731,75	853,09	284,36	10 869,20
2023 – 2027 гг.	9 731,75	853,09	284,36	10 869,20
2028 – 2032 гг.	9 731,75	853,09	284,36	10 869,20
Котельная ТСО «Зиновы»				
2017 г.	5 774,24	527,68	175,89	6 477,81
2018 г.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
2019 г.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
2020 г.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
2021 г.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
2022 г.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
2023 – 2027 гг.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
2028 – 2032 гг.	7 534,96	695,30	231,77	8 462,02
Котельная Знак				
2017 г.	0,00	0,00	0,00	0,00
2018 г.	209,46	19,00	6,33	234,79
2019 г.	209,46	19,00	6,33	234,79
2020 г.	439,15	40,80	13,60	493,55
2021 г.	508,34	48,29	16,10	572,72
2022 г.	2 023,89	157,59	52,53	2 234,01
2023 – 2027 гг.	1 954,70	150,10	50,03	2 154,84
2028 – 2032 гг.	1 954,70	150,10	50,03	2 154,84

2.2. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Киров за последний отчетный период

Проведен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Киров путем сопоставления фактической подпитки тепловой сети с нормативной.

Согласно СП 124.13330.2012 максимальный часовой расход подпиточной воды для закрытых систем теплоснабжения определяется по формуле:

$$G_3 = 0.0025 \cdot V_{TC} + G_M,$$

где G_M - расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по табл. 2.2.1.

V_{TC} - объем воды в системах теплоснабжения, м³.

Сравнительный анализ фактических и нормативных ПСВ приведен в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.1

Dy	100	150	250	300	350	400	500	550	600	700	800	900	1000	1100	1200	1400
G_M	10	15	25	35	50	65	85	100	150	200	250	300	350	400	500	665

Таблица 2.2.2

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
01.01.16	33	4,9	354,9	328	72,6	422,6	369	98,3	448,3
02.01.16	34	4,9	354,9	338	72,6	422,6	360	98,3	448,3
03.01.16	33	4,9	354,9	328	72,6	422,6	338	98,3	448,3
04.01.16	35	4,9	354,9	353	72,6	422,6	358	98,3	448,3
05.01.16	34	4,9	354,9	337	72,6	422,6	350	98,3	448,3
06.01.16	33	4,9	354,9	327	72,6	422,6	364	98,3	448,3
07.01.16	35	4,9	354,9	345	72,6	422,6	353	98,3	448,3
08.01.16	36	4,9	354,9	359	72,6	422,6	364	98,3	448,3
09.01.16	35	4,9	354,9	345	72,6	422,6	353	98,3	448,3
10.01.16	34	4,9	354,9	336	72,6	422,6	358	98,3	448,3
11.01.16	33	4,9	354,9	335	72,6	422,6	365	98,3	448,3
12.01.16	36	4,9	354,9	357	72,6	422,6	377	98,3	448,3
13.01.16	40	4,9	354,9	396	72,6	422,6	380	98,3	448,3
14.01.16	37	4,9	354,9	374	72,6	422,6	370	98,3	448,3
15.01.16	38	4,9	354,9	375	72,6	422,6	343	98,3	448,3
16.01.16	38	4,9	354,9	380	72,6	422,6	337	98,3	448,3
17.01.16	38	4,9	354,9	385	72,6	422,6	342	98,3	448,3
18.01.16	39	4,9	354,9	389	72,6	422,6	351	98,3	448,3
19.01.16	38	4,9	354,9	385	72,6	422,6	377	98,3	448,3
20.01.16	37	4,9	354,9	370	72,6	422,6	379	98,3	448,3
21.01.16	36	4,9	354,9	355	72,6	422,6	365	98,3	448,3
22.01.16	40	4,9	354,9	397	72,6	422,6	277	98,3	448,3
23.01.16	36	4,9	354,9	361	72,6	422,6	296	98,3	448,3

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
24.01.16	36	4,9	354,9	358	72,6	422,6	342	98,3	448,3
25.01.16	37	4,9	354,9	368	72,6	422,6	318	98,3	448,3
26.01.16	38	4,9	354,9	376	72,6	422,6	340	98,3	448,3
27.01.16	35	4,9	354,9	350	72,6	422,6	338	98,3	448,3
28.01.16	36	4,9	354,9	356	72,6	422,6	347	98,3	448,3
29.01.16	38	4,9	354,9	384	72,6	422,6	347	98,3	448,3
30.01.16	40	4,9	354,9	404	72,6	422,6	372	98,3	448,3
31.01.16	42	4,9	354,9	418	72,6	422,6	381	98,3	448,3
01.02.16	40	4,9	354,9	399	72,6	422,6	379	98,3	448,3
02.02.16	39	4,9	354,9	390	72,6	422,6	406	98,3	448,3
03.02.16	37	4,9	354,9	372	72,6	422,6	413	98,3	448,3
04.02.16	34	4,9	354,9	335	72,6	422,6	420	98,3	448,3
05.02.16	32	4,9	354,9	325	72,6	422,6	417	98,3	448,3
06.02.16	32	4,9	354,9	320	72,6	422,6	416	98,3	448,3
07.02.16	32	4,9	354,9	323	72,6	422,6	436	98,3	448,3
08.02.16	32	4,9	354,9	319	72,6	422,6	393	98,3	448,3
09.02.16	32	4,9	354,9	320	72,6	422,6	362	98,3	448,3
10.02.16	32	4,9	354,9	315	72,6	422,6	343	98,3	448,3
11.02.16	31	4,9	354,9	305	72,6	422,6	357	98,3	448,3
12.02.16	31	4,9	354,9	311	72,6	422,6	355	98,3	448,3
13.02.16	31	4,9	354,9	308	72,6	422,6	329	98,3	448,3
14.02.16	31	4,9	354,9	308	72,6	422,6	339	98,3	448,3
15.02.16	30	4,9	354,9	302	72,6	422,6	360	98,3	448,3
16.02.16	30	4,9	354,9	301	72,6	422,6	367	98,3	448,3
17.02.16	31	4,9	354,9	308	72,6	422,6	367	98,3	448,3
18.02.16	29	4,9	354,9	294	72,6	422,6	365	98,3	448,3
19.02.16	32	4,9	354,9	323	72,6	422,6	358	98,3	448,3
20.02.16	33	4,9	354,9	334	72,6	422,6	343	98,3	448,3
21.02.16	28	4,9	354,9	283	72,6	422,6	348	98,3	448,3
22.02.16	28	4,9	354,9	280	72,6	422,6	339	98,3	448,3
23.02.16	29	4,9	354,9	285	72,6	422,6	336	98,3	448,3
24.02.16	29	4,9	354,9	287	72,6	422,6	365	98,3	448,3
25.02.16	31	4,9	354,9	305	72,6	422,6	400	98,3	448,3
26.02.16	31	4,9	354,9	313	72,6	422,6	385	98,3	448,3
27.02.16	32	4,9	354,9	320	72,6	422,6	336	98,3	448,3
28.02.16	31	4,9	354,9	312	72,6	422,6	336	98,3	448,3
29.02.16	31	4,9	354,9	306	72,6	422,6	329	98,3	448,3
01.03.16	30	4,9	354,9	302	72,6	422,6	350	98,3	448,3
02.03.16	30	4,9	354,9	304	72,6	422,6	354	98,3	448,3
03.03.16	31	4,9	354,9	313	72,6	422,6	361	98,3	448,3
04.03.16	32	4,9	354,9	323	72,6	422,6	343	98,3	448,3
05.03.16	33	4,9	354,9	328	72,6	422,6	331	98,3	448,3
06.03.16	32	4,9	354,9	316	72,6	422,6	330	98,3	448,3
07.03.16	32	4,9	354,9	320	72,6	422,6	321	98,3	448,3

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
08.03.16	33	4,9	354,9	326	72,6	422,6	328	98,3	448,3
09.03.16	32	4,9	354,9	323	72,6	422,6	373	98,3	448,3
10.03.16	33	4,9	354,9	331	72,6	422,6	363	98,3	448,3
11.03.16	31	4,9	354,9	310	72,6	422,6	353	98,3	448,3
12.03.16	32	4,9	354,9	322	72,6	422,6	346	98,3	448,3
13.03.16	32	4,9	354,9	324	72,6	422,6	327	98,3	448,3
14.03.16	32	4,9	354,9	318	72,6	422,6	331	98,3	448,3
15.03.16	33	4,9	354,9	329	72,6	422,6	327	98,3	448,3
16.03.16	34	4,9	354,9	336	72,6	422,6	332	98,3	448,3
17.03.16	33	4,9	354,9	326	72,6	422,6	330	98,3	448,3
18.03.16	33	4,9	354,9	328	72,6	422,6	334	98,3	448,3
19.03.16	31	4,9	354,9	313	72,6	422,6	335	98,3	448,3
20.03.16	35	4,9	354,9	349	72,6	422,6	328	98,3	448,3
21.03.16	33	4,9	354,9	330	72,6	422,6	327	98,3	448,3
22.03.16	30	4,9	354,9	295	72,6	422,6	321	98,3	448,3
23.03.16	31	4,9	354,9	305	72,6	422,6	324	98,3	448,3
24.03.16	31	4,9	354,9	313	72,6	422,6	333	98,3	448,3
25.03.16	32	4,9	354,9	320	72,6	422,6	328	98,3	448,3
26.03.16	32	4,9	354,9	320	72,6	422,6	325	98,3	448,3
27.03.16	33	4,9	354,9	328	72,6	422,6	333	98,3	448,3
28.03.16	34	4,9	354,9	336	72,6	422,6	347	98,3	448,3
29.03.16	32	4,9	354,9	317	72,6	422,6	348	98,3	448,3
30.03.16	30	4,9	354,9	301	72,6	422,6	353	98,3	448,3
31.03.16	31	4,9	354,9	306	72,6	422,6	341	98,3	448,3
01.04.16	30	4,9	354,9	304	72,6	422,6	342	98,3	448,3
02.04.16	30	4,9	354,9	303	72,6	422,6	351	98,3	448,3
03.04.16	32	4,9	354,9	318	72,6	422,6	347	98,3	448,3
04.04.16	33	4,9	354,9	325	72,6	422,6	359	98,3	448,3
05.04.16	35	4,9	354,9	354	72,6	422,6	357	98,3	448,3
06.04.16	37	4,9	354,9	374	72,6	422,6	348	98,3	448,3
07.04.16	33	4,9	354,9	330	72,6	422,6	349	98,3	448,3
08.04.16	32	4,9	354,9	322	72,6	422,6	357	98,3	448,3
09.04.16	31	4,9	354,9	306	72,6	422,6	364	98,3	448,3
10.04.16	31	4,9	354,9	312	72,6	422,6	362	98,3	448,3
11.04.16	32	4,9	354,9	323	72,6	422,6	340	98,3	448,3
12.04.16	33	4,9	354,9	333	72,6	422,6	308	98,3	448,3
13.04.16	32	4,9	354,9	318	72,6	422,6	312	98,3	448,3
14.04.16	31	4,9	354,9	313	72,6	422,6	317	98,3	448,3
15.04.16	32	4,9	354,9	318	72,6	422,6	303	98,3	448,3
16.04.16	32	4,9	354,9	323	72,6	422,6	311	98,3	448,3
17.04.16	33	4,9	354,9	329	72,6	422,6	311	98,3	448,3
18.04.16	35	4,9	354,9	346	72,6	422,6	313	98,3	448,3
19.04.16	39	4,9	354,9	392	72,6	422,6	326	98,3	448,3
20.04.16	31	4,9	354,9	313	72,6	422,6	321	98,3	448,3

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
21.04.16	34	4,9	354,9	345	72,6	422,6	303	98,3	448,3
22.04.16	31	4,9	354,9	306	72,6	422,6	283	98,3	448,3
23.04.16	30	4,9	354,9	300	72,6	422,6	284	98,3	448,3
24.04.16	31	4,9	354,9	314	72,6	422,6	288	98,3	448,3
25.04.16	28	4,9	354,9	284	72,6	422,6	296	98,3	448,3
26.04.16	28	4,9	354,9	275	72,6	422,6	291	98,3	448,3
27.04.16	23	4,9	354,9	232	72,6	422,6	300	98,3	448,3
28.04.16	23	4,9	354,9	231	72,6	422,6	306	98,3	448,3
29.04.16	23	4,9	354,9	233	72,6	422,6	295	98,3	448,3
30.04.16	24	4,9	354,9	244	72,6	422,6	290	98,3	448,3
01.05.16	23	4,9	354,9	233	72,6	422,6	290	98,3	448,3
02.05.16	23	4,9	354,9	232	72,6	422,6	291	98,3	448,3
03.05.16	24	4,9	354,9	238	72,6	422,6	295	98,3	448,3
04.05.16	25	4,9	354,9	252	72,6	422,6	286	98,3	448,3
05.05.16	30	4,9	354,9	301	72,6	422,6	340	98,3	448,3
06.05.16	24	4,9	354,9	245	72,6	422,6	289	98,3	448,3
07.05.16	25	4,9	354,9	248	72,6	422,6	292	98,3	448,3
08.05.16	25	4,9	354,9	254	72,6	422,6	290	98,3	448,3
09.05.16	24	4,9	354,9	244	72,6	422,6	290	98,3	448,3
10.05.16	25	4,9	354,9	254	72,6	422,6	290	98,3	448,3
11.05.16	19	4,9	354,9	190	72,6	422,6	300	98,3	448,3
12.05.16	12	4,9	354,9	121	72,6	422,6	300	98,3	448,3
13.05.16	10	4,9	354,9	103	72,6	422,6	298	98,3	448,3
14.05.16	16	4,9	354,9	159	72,6	422,6	290	98,3	448,3
15.05.16	17	4,9	354,9	172	72,6	422,6	278	98,3	448,3
16.05.16	17	4,9	354,9	166	72,6	422,6	280	98,3	448,3
17.05.16	17	4,9	354,9	170	72,6	422,6	291	98,3	448,3
18.05.16	17	4,9	354,9	174	72,6	422,6	292	98,3	448,3
19.05.16	17	4,9	354,9	166	72,6	422,6	290	98,3	448,3
20.05.16	16	4,9	354,9	165	72,6	422,6	290	98,3	448,3
21.05.16	16	4,9	354,9	155	72,6	422,6	293	98,3	448,3
22.05.16	16	4,9	354,9	157	72,6	422,6	295	98,3	448,3
23.05.16	24	4,9	354,9	243	72,6	422,6	312	98,3	448,3
24.05.16	17	4,9	354,9	174	72,6	422,6	328	98,3	448,3
25.05.16	17	4,9	354,9	167	72,6	422,6	285	98,3	448,3
26.05.16	19	4,9	354,9	191	72,6	422,6	269	98,3	448,3
27.05.16	20	4,9	354,9	201	72,6	422,6	380	98,3	448,3
28.05.16	18	4,9	354,9	177	72,6	422,6	338	98,3	448,3
29.05.16	24	4,9	354,9	243	72,6	422,6	285	98,3	448,3
30.05.16	16	4,9	354,9	164	72,6	422,6	394	98,3	448,3
31.05.16	0	4,9	354,9	0	72,6	422,6	455	98,3	448,3
01.06.16	0	4,9	354,9	0	72,6	422,6	469	98,3	448,3
02.06.16	0	4,9	354,9	0	72,6	422,6	449	98,3	448,3
03.06.16	0	4,9	354,9	0	72,6	422,6	463	98,3	448,3

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
04.06.16	18	4,9	354,9	177	72,6	422,6	432	98,3	448,3
05.06.16	33	2,0	352,0	332	51,7	401,7	320	72,5	422,5
06.06.16	31	2,0	352,0	305	51,7	401,7	344	72,5	422,5
07.06.16	27	2,0	352,0	265	51,7	401,7	337	72,5	422,5
08.06.16	26	2,0	352,0	259	51,7	401,7	330	72,5	422,5
09.06.16	28	2,0	352,0	283	51,7	401,7	337	72,5	422,5
10.06.16	29	2,0	352,0	290	51,7	401,7	342	72,5	422,5
11.06.16	29	2,0	352,0	290	51,7	401,7	323	72,5	422,5
12.06.16	29	2,0	352,0	287	51,7	401,7	320	72,5	422,5
13.06.16	29	2,0	352,0	295	51,7	401,7	326	72,5	422,5
14.06.16	28	2,0	352,0	282	51,7	401,7	340	72,5	422,5
15.06.16	29	2,0	352,0	289	51,7	401,7	335	72,5	422,5
16.06.16	28	2,0	352,0	281	51,7	401,7	330	72,5	422,5
17.06.16	33	2,0	352,0	333	51,7	401,7	325	72,5	422,5
18.06.16	33	2,0	352,0	326	51,7	401,7	329	72,5	422,5
19.06.16	28	2,0	352,0	278	51,7	401,7	332	72,5	422,5
20.06.16	30	2,0	352,0	295	51,7	401,7	320	72,5	422,5
21.06.16	26	2,0	352,0	259	51,7	401,7	335	72,5	422,5
22.06.16	24	2,0	352,0	243	51,7	401,7	336	72,5	422,5
23.06.16	33	2,0	352,0	331	51,7	401,7	308	72,5	422,5
24.06.16	24	2,0	352,0	241	51,7	401,7	311	72,5	422,5
25.06.16	29	2,0	352,0	295	51,7	401,7	311	72,5	422,5
26.06.16	29	2,0	352,0	285	51,7	401,7	328	72,5	422,5
27.06.16	24	2,0	352,0	241	51,7	401,7	302	72,5	422,5
28.06.16	23	2,0	352,0	228	51,7	401,7	300	72,5	422,5
29.06.16	27	2,0	352,0	270	51,7	401,7	298	72,5	422,5
30.06.16	26	2,0	352,0	256	51,7	401,7	295	72,5	422,5
01.07.16	27	2,0	352,0	272	51,7	401,7	287	72,5	422,5
02.07.16	26	2,0	352,0	257	51,7	401,7	295	72,5	422,5
03.07.16	28	2,0	352,0	276	51,7	401,7	283	72,5	422,5
04.07.16	25	2,0	352,0	252	51,7	401,7	301	72,5	422,5
05.07.16	30	2,0	352,0	295	51,7	401,7	316	72,5	422,5
06.07.16	35	2,0	352,0	348	51,7	401,7	351	72,5	422,5
07.07.16	36	2,0	352,0	355	51,7	401,7	411	72,5	422,5
08.07.16	31	2,0	352,0	307	51,7	401,7	356	72,5	422,5
09.07.16	27	2,0	352,0	275	51,7	401,7	330	72,5	422,5
10.07.16	26	2,0	352,0	261	51,7	401,7	327	72,5	422,5
11.07.16	28	2,0	352,0	285	51,7	401,7	354	72,5	422,5
12.07.16	31	2,0	352,0	310	51,7	401,7	366	72,5	422,5
13.07.16	34	2,0	352,0	340	51,7	401,7	360	72,5	422,5
14.07.16	33	2,0	352,0	330	51,7	401,7	361	72,5	422,5
15.07.16	35	2,0	352,0	348	51,7	401,7	355	72,5	422,5
16.07.16	44	2,0	352,0	437	51,7	401,7	357	72,5	422,5
17.07.16	37	2,0	352,0	373	51,7	401,7	390	72,5	422,5

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
18.07.16	42	2,0	352,0	419	51,7	401,7	338	72,5	422,5
19.07.16	44	2,0	352,0	440	51,7	401,7	319	72,5	422,5
20.07.16	41	2,0	352,0	412	51,7	401,7	320	72,5	422,5
21.07.16	41	2,0	352,0	413	51,7	401,7	320	72,5	422,5
22.07.16	33	2,0	352,0	326	51,7	401,7	316	72,5	422,5
23.07.16	24	2,0	352,0	239	51,7	401,7	320	72,5	422,5
24.07.16	23	2,0	352,0	228	51,7	401,7	325	72,5	422,5
25.07.16	25	2,0	352,0	251	51,7	401,7	325	72,5	422,5
26.07.16	28	2,0	352,0	283	51,7	401,7	338	72,5	422,5
27.07.16	30	2,0	352,0	298	51,7	401,7	356	72,5	422,5
28.07.16	31	2,0	352,0	315	51,7	401,7	361	72,5	422,5
29.07.16	39	2,0	352,0	388	51,7	401,7	362	72,5	422,5
30.07.16	40	2,0	352,0	399	51,7	401,7	350	72,5	422,5
31.07.16	41	2,0	352,0	414	51,7	401,7	347	72,5	422,5
01.08.16	41	2,0	352,0	414	51,7	401,7	347	72,5	422,5
02.08.16	40	2,0	352,0	396	51,7	401,7	355	72,5	422,5
03.08.16	40	2,0	352,0	395	51,7	401,7	349	72,5	422,5
04.08.16	39	2,0	352,0	387	51,7	401,7	356	72,5	422,5
05.08.16	36	2,0	352,0	360	51,7	401,7	362	72,5	422,5
06.08.16	34	2,0	352,0	339	51,7	401,7	384	72,5	422,5
07.08.16	35	2,0	352,0	350	51,7	401,7	380	72,5	422,5
08.08.16	40	2,0	352,0	397	51,7	401,7	361	72,5	422,5
09.08.16	45	2,0	352,0	446	51,7	401,7	357	72,5	422,5
10.08.16	43	2,0	352,0	427	51,7	401,7	360	72,5	422,5
11.08.16	42	2,0	352,0	420	51,7	401,7	351	72,5	422,5
12.08.16	41	2,0	352,0	405	51,7	401,7	340	72,5	422,5
13.08.16	35	2,0	352,0	345	51,7	401,7	355	72,5	422,5
14.08.16	34	2,0	352,0	340	51,7	401,7	353	72,5	422,5
15.08.16	39	2,0	352,0	390	51,7	401,7	340	72,5	422,5
16.08.16	46	2,0	352,0	458	51,7	401,7	340	72,5	422,5
17.08.16	46	2,0	352,0	458	51,7	401,7	341	72,5	422,5
18.08.16	45	2,0	352,0	450	51,7	401,7	350	72,5	422,5
19.08.16	45	2,0	352,0	445	51,7	401,7	350	72,5	422,5
20.08.16	41	2,0	352,0	412	51,7	401,7	350	72,5	422,5
21.08.16	40	2,0	352,0	403	51,7	401,7	347	72,5	422,5
22.08.16	40	2,0	352,0	403	51,7	401,7	347	72,5	422,5
23.08.16	45	2,0	352,0	452	51,7	401,7	340	72,5	422,5
24.08.16	42	2,0	352,0	423	51,7	401,7	345	72,5	422,5
25.08.16	36	2,0	352,0	355	51,7	401,7	334	72,5	422,5
26.08.16	35	2,0	352,0	348	51,7	401,7	302	72,5	422,5
27.08.16	36	2,0	352,0	360	51,7	401,7	311	72,5	422,5
28.08.16	31	2,0	352,0	310	51,7	401,7	310	72,5	422,5
29.08.16	30	2,0	352,0	295	51,7	401,7	310	72,5	422,5
30.08.16	33	2,0	352,0	325	51,7	401,7	310	72,5	422,5

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
31.08.16	33	2,0	352,0	333	51,7	401,7	308	72,5	422,5
01.09.16	34	2,0	352,0	338	51,7	401,7	323	72,5	422,5
02.09.16	31	2,0	352,0	310	51,7	401,7	300	72,5	422,5
03.09.16	32	2,0	352,0	320	51,7	401,7	318	72,5	422,5
04.09.16	30	2,0	352,0	304	51,7	401,7	319	72,5	422,5
05.09.16	32	2,0	352,0	322	51,7	401,7	307	72,5	422,5
06.09.16	32	2,0	352,0	319	51,7	401,7	325	72,5	422,5
07.09.16	31	2,0	352,0	306	51,7	401,7	331	72,5	422,5
08.09.16	33	2,0	352,0	333	51,7	401,7	323	72,5	422,5
09.09.16	37	2,0	352,0	366	51,7	401,7	283	72,5	422,5
10.09.16	40	2,0	352,0	404	51,7	401,7	313	72,5	422,5
11.09.16	35	2,0	352,0	351	51,7	401,7	328	72,5	422,5
12.09.16	40	2,0	352,0	404	51,7	401,7	327	72,5	422,5
13.09.16	46	2,0	352,0	457	51,7	401,7	320	72,5	422,5
14.09.16	52	2,0	352,0	521	51,7	401,7	319	72,5	422,5
15.09.16	64	4,9	354,9	637	72,6	422,6	321	98,3	448,3
16.09.16	70	4,9	354,9	701	72,6	422,6	349	98,3	448,3
17.09.16	76	4,9	354,9	760	72,6	422,6	411	98,3	448,3
18.09.16	69	4,9	354,9	692	72,6	422,6	405	98,3	448,3
19.09.16	74	4,9	354,9	738	72,6	422,6	406	98,3	448,3
20.09.16	74	4,9	354,9	739	72,6	422,6	400	98,3	448,3
21.09.16	75	4,9	354,9	748	72,6	422,6	498	98,3	448,3
22.09.16	72	4,9	354,9	724	72,6	422,6	590	98,3	448,3
23.09.16	67	4,9	354,9	666	72,6	422,6	445	98,3	448,3
24.09.16	69	4,9	354,9	687	72,6	422,6	323	98,3	448,3
25.09.16	67	4,9	354,9	668	72,6	422,6	342	98,3	448,3
26.09.16	68	4,9	354,9	683	72,6	422,6	387	98,3	448,3
27.09.16	61	4,9	354,9	605	72,6	422,6	451	98,3	448,3
28.09.16	55	4,9	354,9	545	72,6	422,6	423	98,3	448,3
29.09.16	53	4,9	354,9	528	72,6	422,6	412	98,3	448,3
30.09.16	61	4,9	354,9	609	72,6	422,6	388	98,3	448,3
01.10.16	63	4,9	354,9	626	72,6	422,6	380	98,3	448,3
02.10.16	61	4,9	354,9	609	72,6	422,6	408	98,3	448,3
03.10.16	60	4,9	354,9	599	72,6	422,6	348	98,3	448,3
04.10.16	66	4,9	354,9	658	72,6	422,6	359	98,3	448,3
05.10.16	60	4,9	354,9	599	72,6	422,6	426	98,3	448,3
06.10.16	62	4,9	354,9	616	72,6	422,6	420	98,3	448,3
07.10.16	66	4,9	354,9	658	72,6	422,6	430	98,3	448,3
08.10.16	66	4,9	354,9	664	72,6	422,6	395	98,3	448,3
09.10.16	66	4,9	354,9	658	72,6	422,6	415	98,3	448,3
10.10.16	69	4,9	354,9	689	72,6	422,6	485	98,3	448,3
11.10.16	69	4,9	354,9	691	72,6	422,6	478	98,3	448,3
12.10.16	69	4,9	354,9	687	72,6	422,6	386	98,3	448,3
13.10.16	69	4,9	354,9	693	72,6	422,6	337	98,3	448,3

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
14.10.16	68	4,9	354,9	678	72,6	422,6	309	98,3	448,3
15.10.16	65	4,9	354,9	651	72,6	422,6	318	98,3	448,3
16.10.16	66	4,9	354,9	659	72,6	422,6	345	98,3	448,3
17.10.16	63	4,9	354,9	634	72,6	422,6	330	98,3	448,3
18.10.16	56	4,9	354,9	565	72,6	422,6	331	98,3	448,3
19.10.16	49	4,9	354,9	494	72,6	422,6	331	98,3	448,3
20.10.16	48	4,9	354,9	483	72,6	422,6	314	98,3	448,3
21.10.16	46	4,9	354,9	465	72,6	422,6	289	98,3	448,3
22.10.16	43	4,9	354,9	427	72,6	422,6	281	98,3	448,3
23.10.16	45	4,9	354,9	449	72,6	422,6	294	98,3	448,3
24.10.16	44	4,9	354,9	443	72,6	422,6	306	98,3	448,3
25.10.16	45	4,9	354,9	448	72,6	422,6	315	98,3	448,3
26.10.16	45	4,9	354,9	454	72,6	422,6	308	98,3	448,3
27.10.16	42	4,9	354,9	424	72,6	422,6	325	98,3	448,3
28.10.16	43	4,9	354,9	425	72,6	422,6	338	98,3	448,3
29.10.16	44	4,9	354,9	436	72,6	422,6	339	98,3	448,3
30.10.16	41	4,9	354,9	413	72,6	422,6	348	98,3	448,3
31.10.16	41	4,9	354,9	410	72,6	422,6	335	98,3	448,3
01.11.16	40	4,9	354,9	401	72,6	422,6	326	98,3	448,3
02.11.16	37	4,9	354,9	373	72,6	422,6	300	98,3	448,3
03.11.16	39	4,9	354,9	387	72,6	422,6	263	98,3	448,3
04.11.16	42	4,9	354,9	417	72,6	422,6	255	98,3	448,3
05.11.16	40	4,9	354,9	404	72,6	422,6	266	98,3	448,3
06.11.16	40	4,9	354,9	398	72,6	422,6	305	98,3	448,3
07.11.16	42	4,9	354,9	419	72,6	422,6	309	98,3	448,3
08.11.16	44	4,9	354,9	435	72,6	422,6	337	98,3	448,3
09.11.16	44	4,9	354,9	443	72,6	422,6	310	98,3	448,3
10.11.16	45	4,9	354,9	452	72,6	422,6	328	98,3	448,3
11.11.16	45	4,9	354,9	454	72,6	422,6	332	98,3	448,3
12.11.16	47	4,9	354,9	468	72,6	422,6	327	98,3	448,3
13.11.16	46	4,9	354,9	458	72,6	422,6	299	98,3	448,3
14.11.16	45	4,9	354,9	447	72,6	422,6	313	98,3	448,3
15.11.16	45	4,9	354,9	453	72,6	422,6	293	98,3	448,3
16.11.16	47	4,9	354,9	468	72,6	422,6	338	98,3	448,3
17.11.16	52	4,9	354,9	515	72,6	422,6	328	98,3	448,3
18.11.16	51	4,9	354,9	510	72,6	422,6	328	98,3	448,3
19.11.16	52	4,9	354,9	515	72,6	422,6	271	98,3	448,3
20.11.16	51	4,9	354,9	513	72,6	422,6	278	98,3	448,3
21.11.16	52	4,9	354,9	520	72,6	422,6	298	98,3	448,3
22.11.16	54	4,9	354,9	539	72,6	422,6	336	98,3	448,3
23.11.16	51	4,9	354,9	510	72,6	422,6	329	98,3	448,3
24.11.16	46	4,9	354,9	465	72,6	422,6	305	98,3	448,3
25.11.16	38	4,9	354,9	378	72,6	422,6	324	98,3	448,3
26.11.16	37	4,9	354,9	371	72,6	422,6	330	98,3	448,3

Дата	ТЭЦ-1			ТЭЦ-4			ТЭЦ-5		
	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)	факт	норма	норма (макс)
27.11.16	36	4,9	354,9	361	72,6	422,6	336	98,3	448,3
28.11.16	33	4,9	354,9	330	72,6	422,6	291	98,3	448,3
29.11.16	31	4,9	354,9	309	72,6	422,6	303	98,3	448,3
30.11.16	31	4,9	354,9	311	72,6	422,6	274	98,3	448,3
01.12.16	34	4,9	354,9	339	72,6	422,6	279	98,3	448,3
02.12.16	34	4,9	354,9	345	72,6	422,6	299	98,3	448,3
03.12.16	33	4,9	354,9	333	72,6	422,6	296	98,3	448,3
04.12.16	33	4,9	354,9	330	72,6	422,6	330	98,3	448,3
05.12.16	34	4,9	354,9	338	72,6	422,6	334	98,3	448,3
06.12.16	31	4,9	354,9	307	72,6	422,6	325	98,3	448,3
07.12.16	26	4,9	354,9	259	72,6	422,6	298	98,3	448,3
08.12.16	24	4,9	354,9	242	72,6	422,6	318	98,3	448,3
09.12.16	22	4,9	354,9	218	72,6	422,6	297	98,3	448,3
10.12.16	17	4,9	354,9	167	72,6	422,6	228	98,3	448,3
11.12.16	25	4,9	354,9	245	72,6	422,6	223	98,3	448,3
12.12.16	26	4,9	354,9	262	72,6	422,6	240	98,3	448,3
13.12.16	28	4,9	354,9	279	72,6	422,6	256	98,3	448,3
14.12.16	30	4,9	354,9	296	72,6	422,6	285	98,3	448,3
15.12.16	30	4,9	354,9	304	72,6	422,6	346	98,3	448,3
16.12.16	31	4,9	354,9	311	72,6	422,6	296	98,3	448,3
17.12.16	33	4,9	354,9	330	72,6	422,6	340	98,3	448,3
18.12.16	30	4,9	354,9	302	72,6	422,6	371	98,3	448,3
19.12.16	32	4,9	354,9	319	72,6	422,6	313	98,3	448,3
20.12.16	33	4,9	354,9	333	72,6	422,6	311	98,3	448,3
21.12.16	38	4,9	354,9	380	72,6	422,6	292	98,3	448,3
22.12.16	33	4,9	354,9	328	72,6	422,6	268	98,3	448,3
23.12.16	33	4,9	354,9	331	72,6	422,6	306	98,3	448,3
24.12.16	34	4,9	354,9	335	72,6	422,6	319	98,3	448,3
25.12.16	36	4,9	354,9	364	72,6	422,6	299	98,3	448,3
26.12.16	33	4,9	354,9	333	72,6	422,6	292	98,3	448,3
27.12.16	31	4,9	354,9	311	72,6	422,6	254	98,3	448,3
28.12.16	30	4,9	354,9	303	72,6	422,6	225	98,3	448,3
29.12.16	31	4,9	354,9	308	72,6	422,6	212	98,3	448,3
30.12.16	31	4,9	354,9	305	72,6	422,6	210	98,3	448,3
31.12.16	30	4,9	354,9	303	72,6	422,6	205	98,3	448,3

Анализ данных, приведенных в табл. 2.2.2 показывает, что в отопительный период значения фактической подпитки теплосети превышают норматив. Причиной отклонений фактических значений расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети от нормативных значений может служить неправильная регулировка систем теплоснабжения потребителей, ведущая к преднамеренным сливам теплоносителя из систем теплопотребления зданий, а также значительная величина свехнормативных утечек обусловленная износом трубопроводов тепловых сетей.

Также, есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения г. Киров имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения, определенные в разделе 2.1.

Фактическая и нормативная подпитки теплосети от Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 за отопительный период приведены на рис. 2.2.1 – 2.2.3.

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.2.1 показывает, что в отопительный и неотопительный периоды в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-1 практически все фактические значения подпитки превышают норматив.

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.2.2 показывает, что в отопительный период при температурах ниже 0 °С большинство фактических значений подпитки в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-4 превышает норматив.

Приведенные на рис. 2.2.3 данные показывают, что в отопительный период большинство фактических значений подпитки в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-5 превышает норматив.

Основными мероприятиями по снижению потерь теплоносителя до нормативных значений являются перекладки существующих магистральных и квартальных тепловых сетей на основании проведенных обследований.

Подробные данные по участкам тепловых сетей, предлагаемых к перекладке в период 2017 - 2032 гг., представлены в Книге 7.

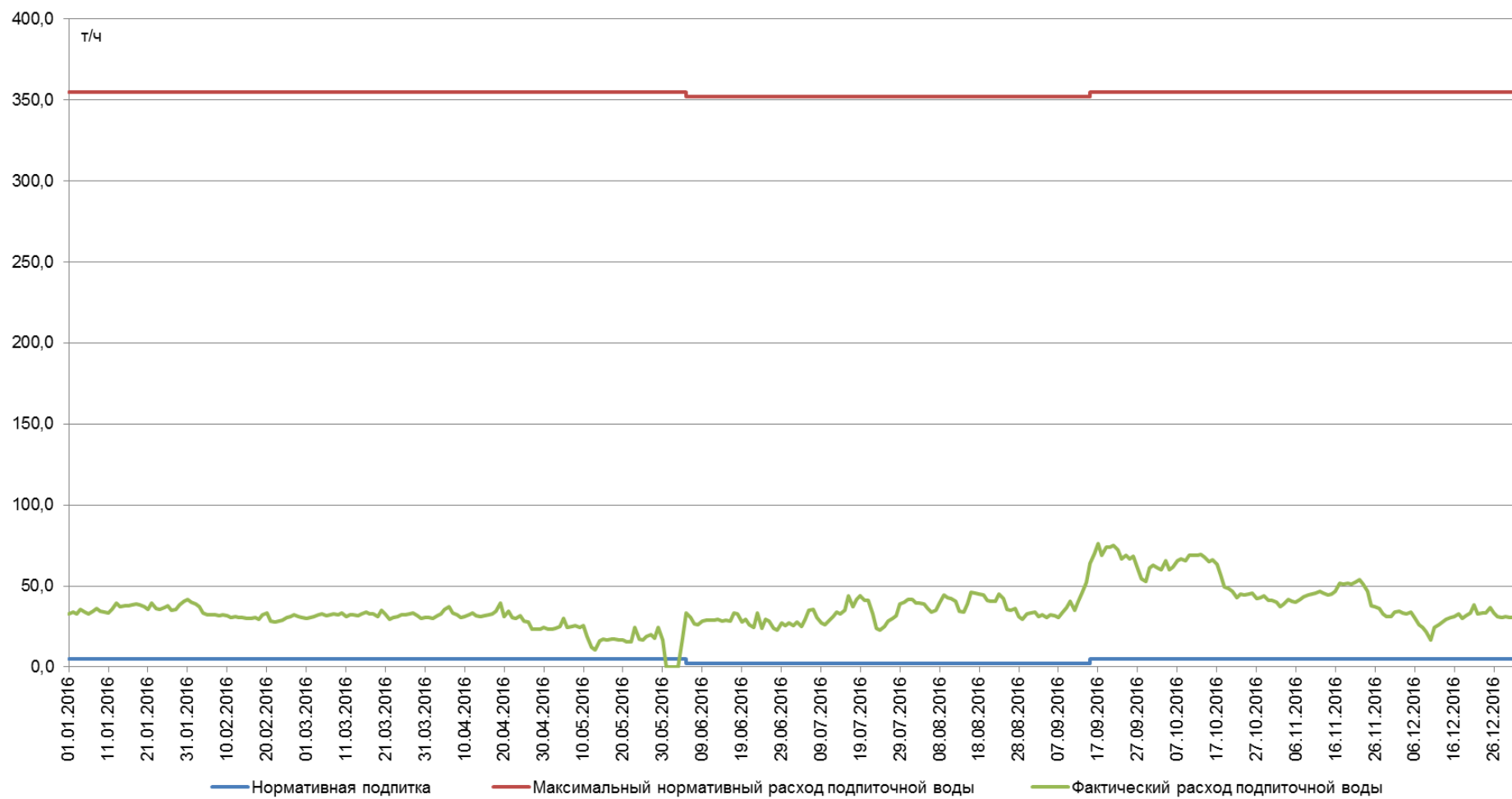


Рис. 2.2.1. Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от Кировской ТЭЦ-1 за 2016 г.

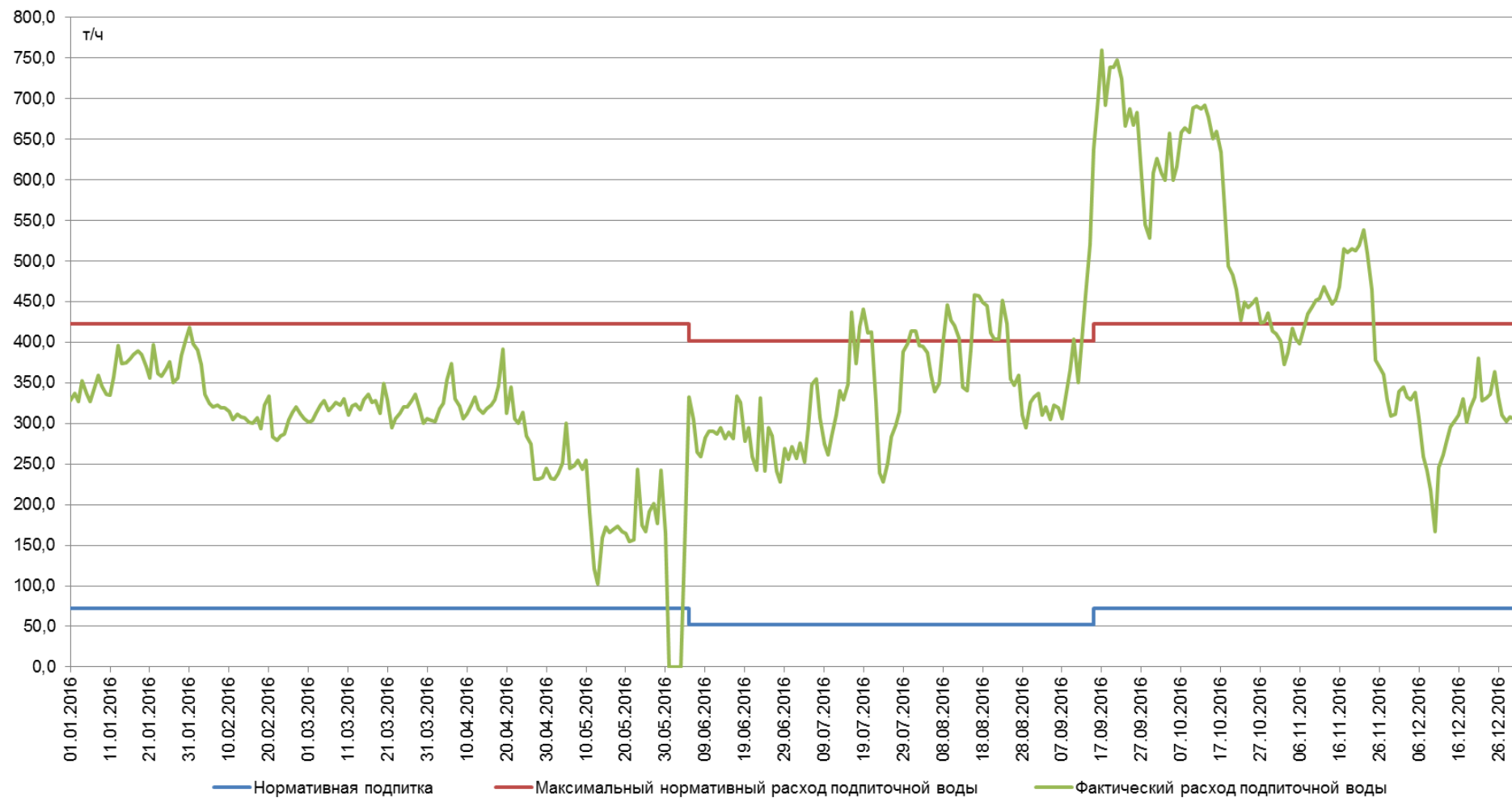


Рис. 2.2.2. Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от Кировской ТЭЦ-4 за 2016 г.

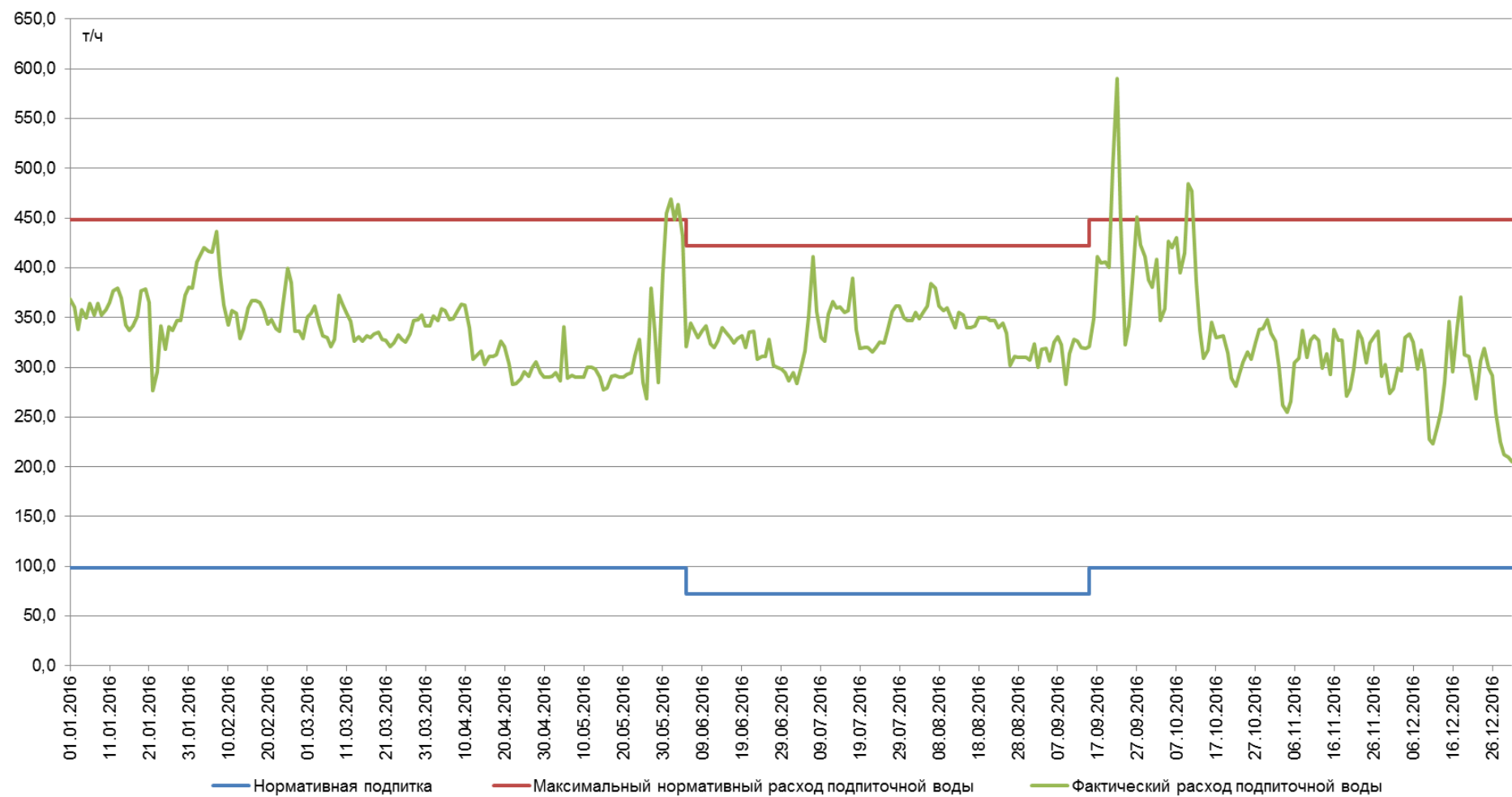


Рис. 2.2.3 Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от ТЭЦ-5 за 2016 г.

2.3. Описание водоподготовительных установок ТЭЦ

2.3.1. Водоподготовительные установки ТЭЦ-1

Исходная вода поступает на станцию из водозабора ОАО «Комбинат «Искож» по двум параллельным водоводам в приемные колодцы № 1, 2, которые соединены с чашей градирни 3 объемом 800 м³ (рис. 2.3.1). Всасывающая линия циркуляционных насосов № 1, 2 (поз. 4, 5) объединена в один коллектор, идущий из приемного колодца 2; всасывающая линия циркуляционного насоса № 3 (поз. 6) врезана в водовод, соединяющий чашу градирни с приемным колодцем 1. Таким образом, гарантируется резервирование схемы водоснабжения станции и надежность ее работы (фактическую потребность станции в исходной воде обеспечивает любой из трех параллельно работающих циркуляционных насосов).

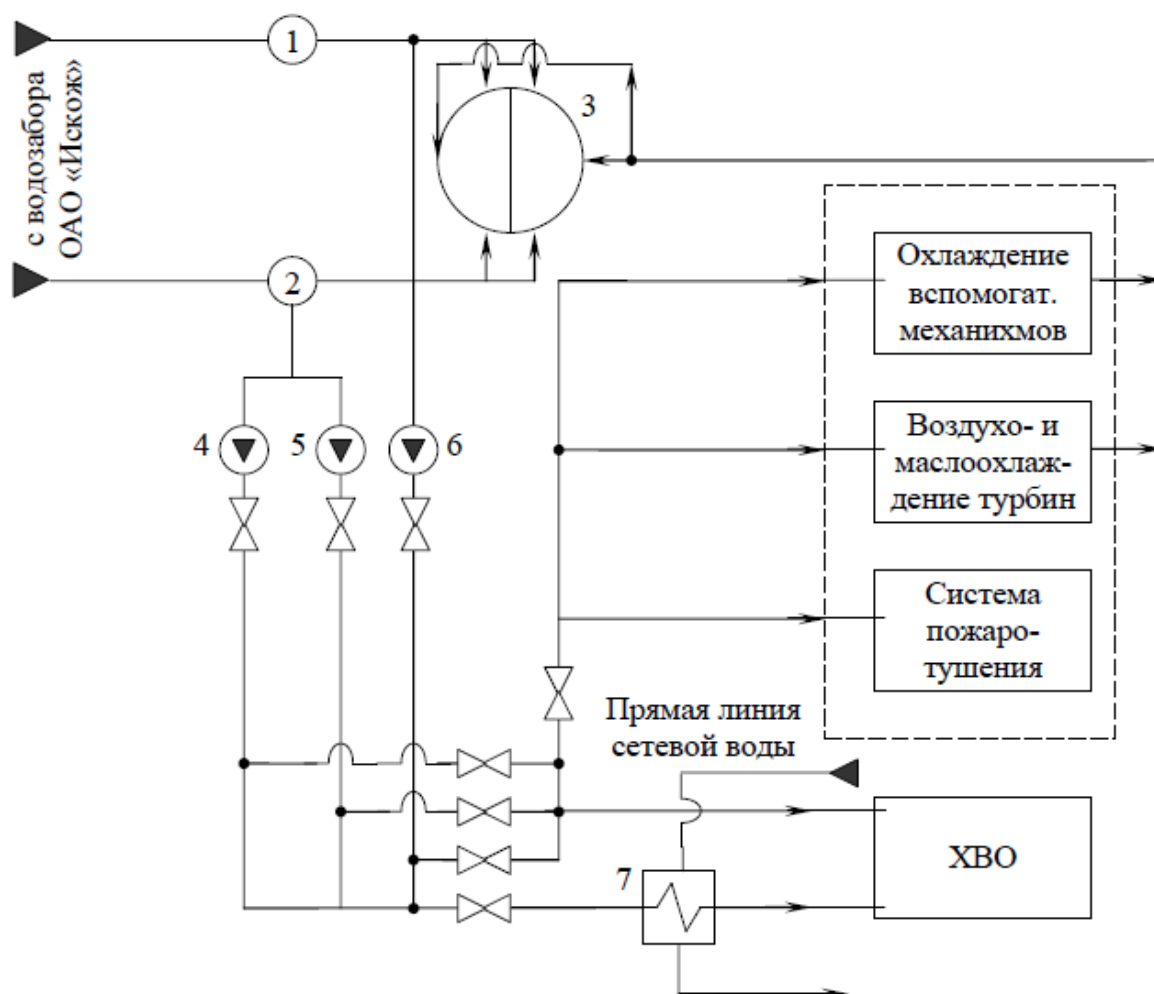


Рис. 2.3.1. Схема водоснабжения ТЭЦ-1:

1, 2 – приемные колодцы, 3 – двухсекционный брызгальный бассейн (чаша градирни),
4-6 – циркуляционные насосы № 1-3, 7 – подогреватель исходной воды, идущей на ХВО

Далее исходная вода подается на химводоочистку через подогреватель 7, либо минуя его, а также в циркуляционный контур охлаждающей воды, идущей на охлаждение подшипников вспомогательного оборудования, воздухо- и маслоохладители турбин и в систему пожаротушения. Среднее содержание загрязняющих веществ в ней по контролируемым параметрам приведено в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Жесткость общая	Жо	мг-экв/дм ³	2,96
Кальций	Ca ²⁺	мг/дм ³	38,3
Магний	Mg ²⁺	мг/дм ³	12,5
Натрий	Na ⁺	мг/дм ³	14,1
Алюминий	Al ³⁺	мг/дм ³	0,08
Медь	Cu ²⁺	мг/дм ³	0,007
Железо	Fe ²⁺	мг/дм ³	1,58
Щелочность общая	Що	мг-экв/м ³	2,53
Хлориды	Cl ⁻	мг/дм ³	21,7
Сульфаты	SO ₄ ²⁻	мг/дм ³	14,4
Нитраты	NO ₃ ⁻	мг/дм ³	8,7
Фосфаты	PO ₄ ³⁻	мг/дм ³	0,08
Окисляемость (по KMnO ₄)	Ок	мг О/дм ³	7,6
Взвешенные вещества	В	мг/дм ³	20,1
Нефтепродукты	Нп	мг/дм ³	0,7
Сухой остаток	Со	мг/дм ³	235,4
Кислотность	pH	-	7-7,5

Количественно структура потребления исходной воды станцией выглядит следующим образом (за 100% принят общий расход воды, поступающей на станцию).

1. Вода для основной технологии – 85%, в т.ч.:

- питательная вода для котлов – 51 %,
- сетевая вода – 25 %,
- вода для продувки фильтров ХВО – 9 %.

2. Вода для восполнения потерь циркуляционного контура и расхода на собственные нужды – 15 %.

Система химводоочистки действует на станции с момента ее пуска – июня 1934 года, когда была смонтирована и введена в эксплуатацию содовоизвестковая водоочистка производительностью 8 т/ч. К 1942 году производительность химводоочистки доведена до 35 т/ч по схеме известкование совместно с коагуляцией-пермутированием. На химводоочистке было установлено 3 кварцевых и 2 пермутитовых фильтра и вспомогательное оборудование. Известково-агуляционная предочистка могла выдавать только 15-18 м³/час воды, что было недостаточно, как и само качество очистки. В 1945 году включены в работу дозаторы централизованного фосфатирования химочищенной воды. В 1948 году введен в работу 3-й пермутитовый фильтр. С целью предупреждения межкристаллической коррозии в 1948 году начали вводить в питательную воду селитру. В 1949 году в Na-катионитовые фильтры вместо пермутита был загружен сульфуголь, имеющий большую обменную способность и проведена реконструкция дренажной системы фильтров. В 1951 году смонтирован и введен в работу механический фильтр №4. В 1952 году проведена реконструкция дренажной системы в механических фильтрах. В 1952-53 годах разработан проект расширения ХВО производительностью до 130 т/час, из них 70 т/час для подпитки котлов и 60 т/час для восполнения по-

терь воды в теплосети. Проектом расширения для подпитки котлов предусматривалась схема совместного H-Na — катионирования с коагуляцией на механических фильтрах и последующим умягчением на барьерных фильтрах.

Для подпитки теплосети предусматривалось одноступенчатое Na- катионирование. Для размещения оборудования в связи с расширением к существующему зданию ХВО было пристроено новое здание, а также складское и кислотное хозяйство. В новом здании пристроя ХВО были размещены 3 двухпоточных механических фильтра, смеситель, три H-Na — катионитовых и 2 барьерных фильтра, смонтированы 2 новых насоса исходной воды, декарбонизатор, промежуточный бак, 2 промежуточных насоса и целый ряд другого вспомогательного оборудования.

В 1959-62 годах проведен ряд мероприятий по увеличению производительности ХВО (смеситель переделан в механический фильтр; проведена реконструкция дренажной системы и др., и к концу 1962 года ХВО достигла производительности до 180 т/час по схеме H-Na - катионирования.

В 1996 году Южно-Уральским отделением ВНИПИэнергопром (г. Уфа) был выполнен рабочий проект техперевооружения и расширения ТЭЦ-1. Данным проектом предусматривалось строительство нового здания водоподготовки со сносом существующего здания и выносом инженерных сетей, попадающих под застройку. Здание водоподготовки пристраивалось к главному корпусу, в котором должно было быть размещено оборудование узла предочистки, установки нейтрализации, установки умягчения стоков, блоки подогревателей сырой воды. Баковое хозяйство размещалось на открытой площадке, проектируемый шламонакопитель - на территории недействующего и рекультивированного золоотвала. Согласно этого проекта расчетная производительность водоподготовки возрастала до 370 т/ч, а численность эксплуатационного персонала увеличивалась на 12 человек. Однако, данный рабочий проект не был реализован.

В 2003 году была разработана и внедрена схема индивидуального фосфатирования котлов. В 2004 году с использованием карбоксильного катионита «Гранион Д-113» схема совместного H-Na – катионирования была изменена на схему последовательного H-Na – катионирования.

В 2007 году введена в эксплуатацию система предочистки поступающей на ХВО воды с использованием осветлителей ДКРУ-200 (двухкамерный, с рециркуляционным устройством производительностью 200 м3/ч по осветляемой воде). В трубопровод подачи исходной воды последовательно по длине вводятся реагенты: два раза - коагулянт (раствор Al_2SO_4), затем - флокулянт (раствор полиакриламида - ПАА). При низкой щелочности исходной воды также может производиться ее подщелачивание подачей в трубопровод 5 раствора NaOH. Дозированный ввод реагентов с временной выдержкой обеспечивает их качественное перемешивание на входе в аппарат вне зоны прямого контакта с осаждающимся шламом, что повышает эффективность очистки и снижает удельный расход реагентов.

В настоящее время на ТЭЦ-1 действует технологическая схема ХВО (рис. 7.1.2), которая работает следующим образом. Насосы 1А-В подают подогретую до 25-30 оС исходную

воду (подогреватели исходной воды на схеме не показаны) в осветлители ДКРУ 1, затем она после коагуляции взвесей поступает в баки коагулированной воды 2, откуда насосами 2А-В вода подается на механические фильтры 3, 4 с антрацитовой и сульфугольной загрузкой соответственно. Они служат для удаления из исходной воды взвешенных веществ и нефтепродуктов. Из восьми имеющихся фильтров одновременно в работе находятся четыре сульфугольных, а три антрацитовых и один сульфугольный – в резерве. Фильтры используются для первичной очистки воды, идущей как на подпитку теплосети, так и котлов: отбор фильтрата осуществляется из общего коллектора. Средний расход воды на подпитку теплосети – 31,7 т/ч, котлов – 58,8 т/ч (данные 2004 г.). Производительность схемы ХВО по сетевой воде 80 т/ч, по питательной воде – 250 т/ч, т.е. фактическая нагрузка составляет соответственно 39,6 % и 23,5 % от проектной.

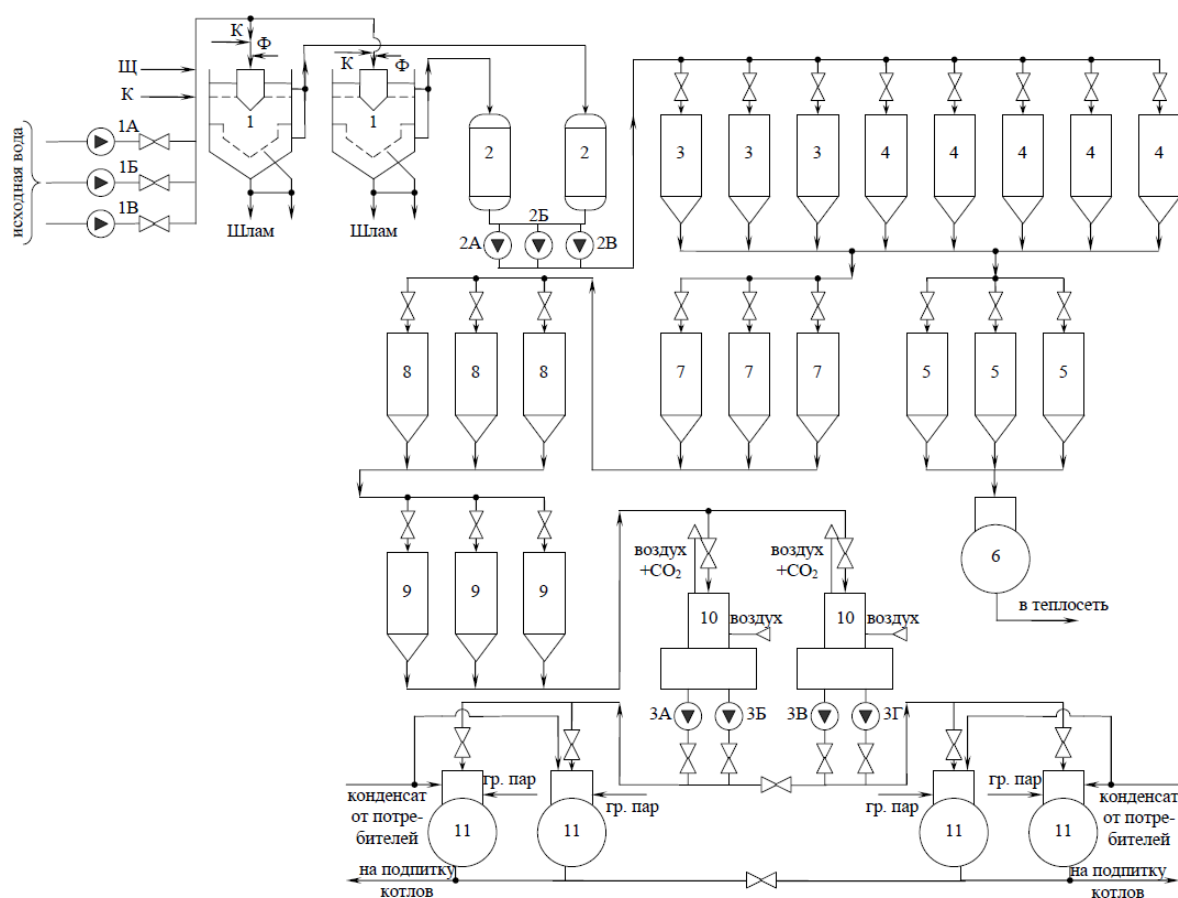


Рис. 2.3.2. Система ХВО Кировской ТЭЦ-1:

1 - осветлители ДКРУ, 2 – баки коагулированной воды, 3, 4 – антрацитовые и сульфугольные фильтры механической очистки, 5 – Na – катионитные фильтры сетевой воды, 6 – деаэрактор сетевой воды, 7 – H-катионитные фильтры, 8, 9 - Na – катионитные фильтры 1-ой и 2-ой ступени, 10 – декарбонизаторы, 11 – деаэраторы питательной воды; 1А, Б, В – насосы исходной воды, 2А, Б, В – насосы коагулированной воды, 3 А, Б, В, Г – насосы катионированной воды; К, Щ, Ф – дозирование в исходную воду коагулянта, щелочи и флокулянта соответственно

После механической очистки одна часть фильтрата подается на приготовление сетевой воды, другая – питательной. Химическая очистка сетевой воды заключается в одноступенчатом Na-катионировании (фильтры 5 на рис. 2.3.2), при котором происходит замещение в очищаемой воде катионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и др. на катионы Na^{+} , т.е. удаление из нее ионов,

образующих основную часть отложений на поверхности теплообменных аппаратов. Химическая очистка питательной воды включает в себя три последовательные ступени: Н-катионирование в фильтрах 7 и две ступени Na-катионирования в фильтрах 8 и 9. При Н-катионировании происходит замещение катионов, находящихся в очищаемой воде (в первую очередь, Ca^{2+} , Mg^{2+}), на катионы водорода, адсорбированные на катионите. Переход в фильтрат ионов H^+ увеличивает его кислотность, снижая водородный показатель pH очищаемой воды. Механизм Na-катионирования питательной воды аналогичен этому же процессу при подготовке сетевой воды.

После химической очистки воды методом катионирования из нее удаляются коррозионно-активные газы – свободная углекислота и растворенный кислород. Это необходимо для защиты высокотемпературных поверхностей нагрева энергетического оборудования и трубопроводов от коррозии. Удаление растворенных газов из питательной воды производится в две ступени: сначала в декарбонизаторах 10, затем – в деаэраторах 11. На первой ступени в аппарат башенного типа с насадкой, используемой для увеличения поверхности массообмена, противотоком подаются катионированная вода и атмосферный воздух, практически свободный от углекислого газа. Вследствие разности концентраций последнего во взаимодействующих фазах происходит массоперенос углекислого газа из жидкости в продуваемый воздух, который выводится из аппарата через верхний патрубок. Прошедшая очистку вода стекает в бак декарбонизированной воды, расположенный под декарбонизатором 10, откуда насосами 3А-3Г катионированной воды подается в деаэраторы 11 питательной воды.

Деаэрация служит завершающим этапом обработки питательной и сетевой воды. На станции применяются термические деаэраторы, работающие при давлении 0,12 МПа (т.е. избыточном давлении 0,02 МПа) и температуре 102-104 °С. Вода из баков-аккумуляторов поступает на всасывающую линию питательных насосов, а затем на котлы. Часть деаэрированной воды подается на впрыск редукционно-охладительного устройства. Емкость баков – аккумуляторов деаэраторов 11 питательной воды составляет 113,3 м³ (4 бака объемом 13,3; 50; 25 и 25 м³). В постоянной работе на станции находятся один декарбонизатор и два деаэратора питательной воды, а также один деаэратор сетевой воды. Деаэрация сетевой воды аналогична описанной деаэрации питательной воды.

Эксплуатация осветлителей ДКРУ-200 в схеме ХВО станции показала их высокую эффективность. В первую очередь улучшились показатели качества питательной воды энергетических котлов (табл. 2.3.2 и 2.3.3). Кроме того, примерно на 40% (с 8 до 5 тыс. м³/мес.) сократился объем сточных вод ХВО за счет уменьшения количества промывок механических фильтров и регенераций Н-катионитных фильтров. Также значительно (на 70 %) снизился расход серной кислоты на регенерацию Н-катионитных фильтров.

Таблица 2.3.2

№ п/п	Показатель качества воды	Единицы измерения	Исходная вода	Коагулированная вода	Степень очистки, %
Эффективность очистки воды на установке ДКРУ-200					
1	Окисляемость,	мг О/дм ³	19,2	3,3	83
2	Взвешенные вещества,	мг/дм ³	19,3	0,3	98
3	Железо общее,	мг/дм ³	1,42	0,2	86
4	Кремниевая кислота, растворен.	мг/дм ³	11,1	9,0	19
4	Кремниевая кислота, коллоидная	мг/дм ³	3,2	0,3	91
5	Цветность	град.	80	≤ 1	99

Таблица 2.3.3

№ п/п	Показатель качества питательной воды энергетических котлов	Единицы измерения	Качественный состав питательной воды котлов		Эффективность действия предочистки, %
			До ввода предочистки	После ввода предочистки	
1	Окисляемость	мг О/дм ³	4,4	0,6	86
2	Железо общее	мкг/дм ³	570	189	67
3	Медь	мкг/дм ³	26,6	13,3	50
4	Электропроводность	мкСм/см	244	186	24

Система ГЗУ на станции была демонтирована в 1986 году в связи с переходом на сжигание природного газа взамен твердого топлива. Имевшиеся золоотвалы площадью 3,12 Га были законсервированы, а затем была произведена рекультивация этих земель. В настоящее время земельные участки, ранее занимаемые золоотвалами, переданы в муниципальное землепользование администрации г. Кирова.

2.3.2. Водоподготовительные установки ТЭЦ-4

Станция имеет весь комплекс сооружений водопользования и водоотведения. На рис. 2.3.2 представлена схема водоснабжения ТЭЦ-4. Как видно из этой схемы, помимо собственных нужд система техводоснабжения станции служит исходным звеном для подачи воды на ТЭЦ-5, а также на ряд предприятий г. Кирова.

Забор воды производится из р. Вятки ковшевым водозабором 1, размер водоприемного ковша в плане 25х15 м². Береговая насосная станция первого подъема (БНС-1), примыкающая к водозабору, включает в себя секционированный водоприемный колодец 2, глубина подводной части которого равна 10 м, три параллельно установленных насоса первого подъема 3 (марка насосов – 24 НДН, производительность – 4600 м³/ч, избыточное давление – 0,27 МПа). Исходная вода подается в каждую из двух параллельных секции через четыре приемных окна (два на секцию), оборудованных металлическими решетками грубой очистки. В секциях приемного колодца перед всасывающей линией насосов установлены вертикальные водоочистные сетки тонкой механической очистки (размер ячеек 4х4 мм²).

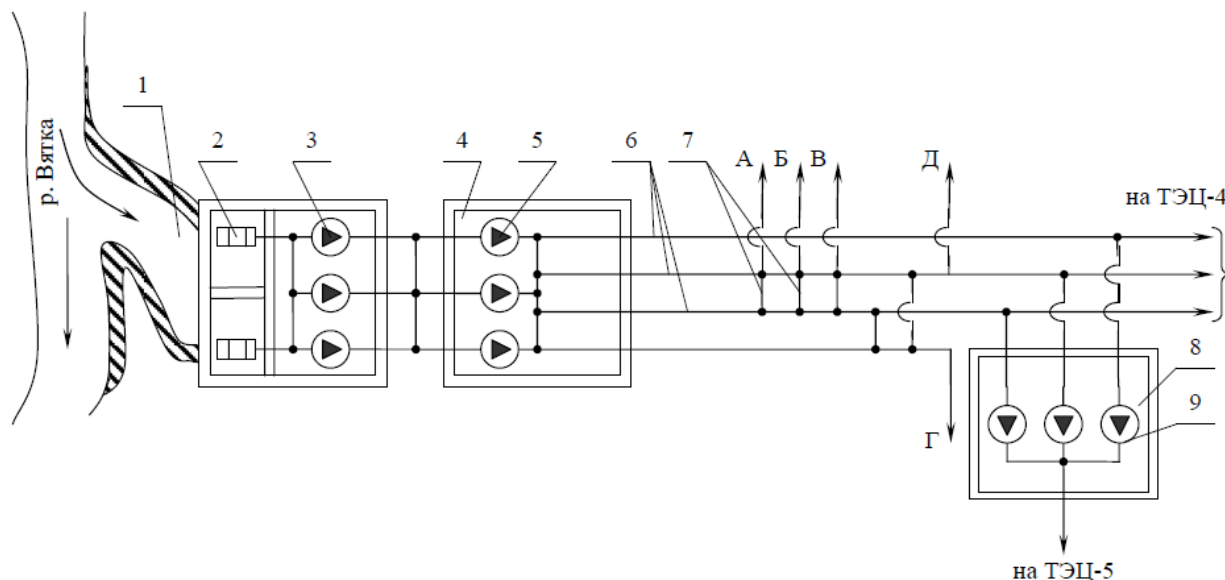


Рис. 2.3.2. Схема технического водоснабжения Кировской ТЭЦ-4:

1 – ковшевой водозабор, 2 – секционированный водоприемный колодец БНС-1, 3 – насосы первого подъема, 4 – БНС-2, 5 – насосы второго подъема, 6 – водоводы, 7 – перемычки, 8 – НС-3, 9 – насосы третьего подъема; А – Д – подача воды сторонним потребителям: завод “Авитек” (А), Кировские коммунальные системы (Б), завод препаратов крови (В), завод биохимический (Г), садоводческие товарищества (Д)

Вследствие достаточно большого перепада высот и удаленности станции от места водозабора подача исходной воды осуществляется двумя последовательно установленными группами насосов (насосными станциями). С БНС-1 вода подается на БНС-2 (поз. 4 рис. 2.3.2) к насосам второго подъема 5 (три параллельно установленных насоса марки 24 НДС производительностью 4600 м³/ч и избыточным давлением 0,79 МПа). Далее вода поступает в четыре параллельных водовода 6, между которыми для повышения надежности водоснабжения установлены перемычки 7. Диаметры водоводов: № 2, 3 – 500 мм, № 1, 4 – 700 мм (водовод № 4 служит для водоснабжения биохимического завода и находится на его балансе). Кроме того, с водоводов № 2, 3 производится подача воды сторонним потребителям: завод “Авитек”, Кировские коммунальные системы, строящийся завод препаратов крови, садоводческие товарищества и др. На территории ТЭЦ-4 имеется также насосная станция 8 (НС-3), с которой осуществляется подача воды на ТЭЦ-5. Объем потребляемой станцией исходной воды составляет от 1100 м³/ч летом до 1400 м³/ч зимой. Годовое водопотребление – около 10 млн. м³ при наличии оборотной схемы использования охлаждающей воды в контуре “конденсаторы-градирни”. Сведения о качестве исходной воды приведены в табл. 2.3.4, контроль качества воды осуществляется специалистами аттестованной химлаборатории станции. Схема распределения исходной воды приведена на рис. 2.3.3.

Таблица 2.3.4

№ п/п	Контролируемый показатель	Единицы измерения	Концентрация		
			максимум	минимум	в среднем
1	Щелочность общая	мг-экв/дм ³	3,9	1,41	3,23
2	Жесткость общая	мг-экв/дм ³	3,9	1,53	3,22
3	Сульфат-ион	мг/дм ³	36,5	29,0	32,9
4	Кремнекислота общая	мг/дм ³	35,6	10,9	17,8

№ п/п	Контролируемый показател	Единицы измерения	Концентрация		
			максимум	минимум	в среднем
5	Кремниеслота раствор.	мг/дм ³	28,0	9,1	13,8
6	Кремниеслота коллоидн.	мг/дм ³	22,4	1,8	4,1
7	Электропроводимость	мкСм/см	460	420	442,5
8	Минеральный остаток	мг/дм ³	136,5	114,8	129
9	Хлориды	мг/дм ³	27,0	14,3	16,0
10	Железо	мг/дм ³	3,22	0,54	1,36
11	Окисляемость	мгО/дм ³	22,8	5,47	9,12
12	Медь	мг/дм ³	0,69	0,082	0,19
13	Аммиак	мг/дм ³	0,13	0,02	0,047
14	Нефтепродукты	мг/дм ³	1,84	0,36	0,9
15	Нитрит-ион	мг/дм ³	0,1	0,02	0,042
16	Нитрат-ион	мг/дм ³	8,3	2,28	4,15
17	рН		8,2	8,1	8,12
18	Сухой остаток	мг/дм ³	266,3	229,0	244,5
19	Взвешенные вещества	мг/дм ³	8,8	отс	2,2
20	Алюминий	мг/дм ³	0,32	0,068	0,191
21	Фосфат-ион	мг/дм ³	0,87	отс	0,21

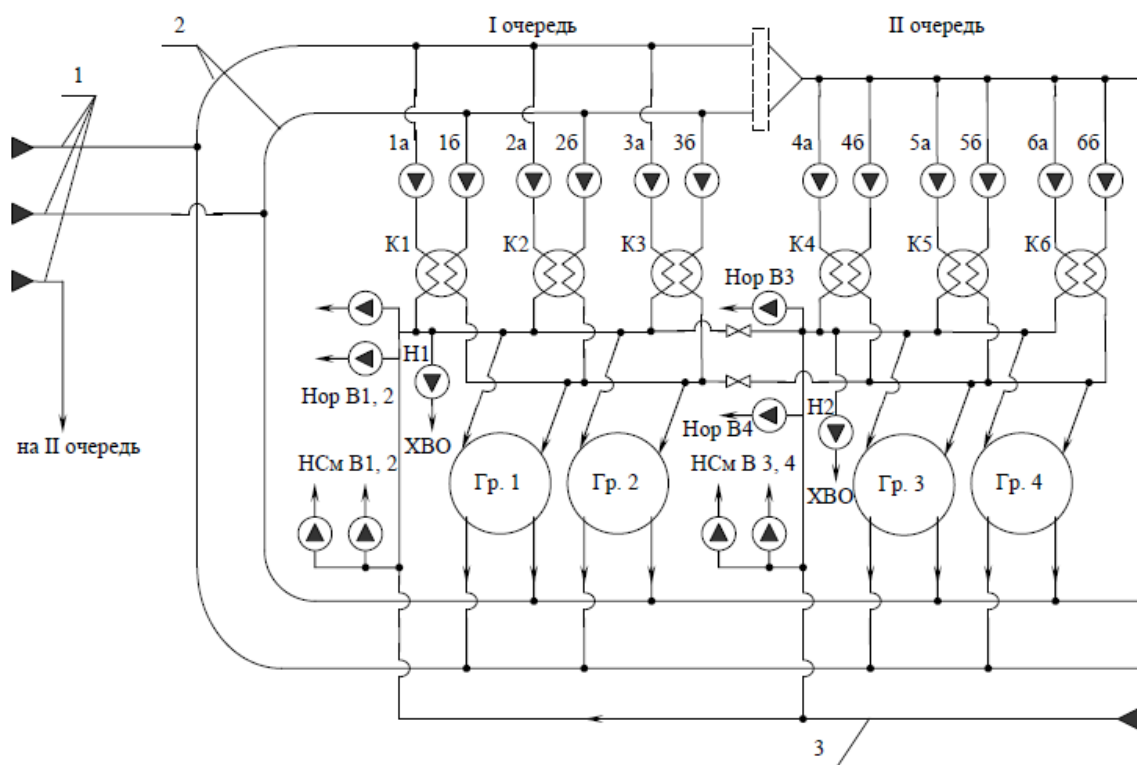


Рис. 2.3.3. Схема распределения исходной воды на ТЭЦ-4:

1 – подача исходной воды с БНС-2, 2 – коллектор циркуляционной охлаждающей воды, 3 – коллектор осветленной воды с ЗШО; Н1, Н2 – насосы исходной воды на ХВО; 1а-6б – циркуляционные электронасосы конденсаторов К1-К6 турбогенераторов № 1-6; НорВ 1-4 – насосы оросительной воды № 1-4; НСмВ 1-4 – насосы смывной воды № 1-4; Гр1 - Гр4 – градирни № 1-4

Исходная вода поступает на станцию по водоводам 1 (три параллельных трубопровода) и подается в коллектор циркуляционной охлаждающей воды 2, в химический цех станции для приготовления сетевой и питательной воды, а также на вторую очередь (котлоагрегаты ст. № 6-10) для вспомогательных техпроцессов. Охлаждающая вода используется на станции по оборотной схеме. Из коллектора 2 циркуляционными электронасосами (ЦЭН) она

подаются соответственно в конденсаторы К1-К6 турбогенераторов № 1-6 (по два насоса – а, б – на каждый конденсатор). На первой очереди (котлоагрегаты ст. № 1-5 и турбогенераторы № 1-3) используются ЦЭН типа 32Д-19, на второй (котлоагрегаты ст. № 6-10 и турбогенераторы № 4-6) – 24НДП производительностью 3800 м³/ч и 4800 м³/ч, давлением 0,22 МПа и 0,20 МПа соответственно. После конденсаторов нагретая вода поступает на охлаждение в градирни Гр1-Гр4, откуда возвращается в циркуляционный коллектор 2. Продувка циркуляционного контура осуществляется отбором из него части воды на вспомогательные техпроцессы: для орошения золоулавливающих устройств (ЗУУ) – скрубберов Вентури (используются насосы оросительной воды НорВ 1,2 и НорВ 3,4 на первой и второй очередях соответственно) и для обеспечения работы системы ГЗУ (используются насосы смывной воды НСмВ 1,2 и НСмВ 3,4). К указанным насосам подведен также коллектор осветленной воды 3, таким образом, возвращаемая с золошлакоотвала осветленная вода используется в ЗУУ и системе ГЗУ станции. Нормативный расход охлаждающей воды через конденсатор – 7000 м³/ч, через градирню – до 14000 м³/ч. Как правило, в летнее время работают три градирни, расход охлаждающей воды в циркуляционном контуре достигает 28000-30000 м³/ч, в осенне-зимний период в работе находится одна градирня с расходом 10000-12000 м³/ч охлаждающей воды.

На станции используются типовые противоточные градирни с каркасно-обшивной башней, обеспечивающие естественную тягу воздуха. Нагретая в конденсаторах вода поступает с избыточным давлением 15-20 кПа в оросительные устройства градирен, которые распределены по ее поперечному сечению. Площадь орошения градирен (их поперечные сечения внизу) – 1600 м². Используются системы капельного орошения, распыл воды осуществляется центробежными форсунками эвольвентного типа на блоки сетчатого полимерного оросителя ИК-100. Охлаждение капель воды происходит при их контакте с воздухом, поступающим в башню градирни через расположенные в ее нижней части окна. Движение воздуха по отношению к охлаждаемой воде – противоточное. Нагретый и насыщенный водяными парами воздух под действием естественной тяги, создаваемой вытяжной башней градирни, отводится в атмосферу, а охлажденная вода стекает в чашу градирни, связанную трубопроводами с циркуляционным коллектором. Количество циркулирующей охлаждающей воды в чашах градирен № 1-4 составляет 9280 м³, испарение охлаждающей воды в среднем равно 1,5 % от ее часового расхода, а ее капельный унос – 0,5 %.

Система ХВО станции обеспечивает подготовку питательной (химически обессоленной) воды – до 500 т/ч (проектная производительность) и сетевой (химически очищенной) воды – до 300 т/ч. Структурная схема ХВО питательной и сетевой воды дана на рис. 2.3.4. Подготовка питательной воды включает ее очистку от грубых и тонких взвесей коагуляцией механических примесей и коллоидно-дисперсных частиц в осветлителях 1, фильтрацию на фильтрах 3, двухступенчатое обессоливание (Н-катионирование в фильтрах 4, 5, 9 и ОН-анионирование в фильтрах 6, 10), удаление растворенных газов в декарбонизаторах 7 и двух ступенях деаэраторов 12, 14. Для регенерации Н-катионитных фильтров применяется серная кислота (удельный расход 104,9 г/г экв при норме 110 г/г экв – 2004 г.),

ОН-анионитных – каустическая сода (удельный расход 93,9 г/г экв при норме 110 г/г экв). Подготовка сетевой воды на первой ступени аналогична подготовке питательной воды (коагуляция в осветлителях и фильтрование на механических фильтрах), далее производится одноступенчатое Na- катионирование и деаэрация (рис. 2.3.4, б). Для регенерации Na-катионитных фильтров используется раствор поваренной соли. Сведения о качестве питательной и сетевой воды, вырабатываемой на станции, даны в табл. 2.3.5.

Система ХВО станции обеспечивает качество водоподготовки в соответствии с нормами ПТЭ и имеет значительный резерв по производительности (более 50%). В плане совершенствования ХВО станции предусматривается установка частотного электропривода насосов-дозаторов реагентов и замена существующей трубчатой дренажной системы фильтров на колпачковую. Реализация указанных мероприятий обеспечит экономию реагентов, позволит снизить затраты на ремонт, повысить надежность и эффективность работы фильтров и системы ХВО станции в целом.

Таблица 2.3.5

№ п/п	Показатели, единицы измерения	Норма по ПТЭ	Фактический показатель
Основные показатели качества питательной воды			
1	Общая жесткость, мкг/дм ³	не более 1,0	0,20
2	Значение pH	9,1	9,15
3	Содержание соединений железа, мкг/дм ³	не более 20	18,5
4	Содержание соединений меди, мкг/дм ³	не более 5	2,3
5	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	не более 0,3	0,11
6	Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм ³	не более 80	38
7	Содержание соединений натрия, мкг/дм ³	не более 50	29
8	Удельная электропроводимость, мкСм/см	не более 2,4	2,0
9	Содержание аммиака, мкг/дм ³	не более 1000	980
10	Содержание гидразина, мкг/дм ³	от 20 до 60	55
11	Содержание нитритов и нитратов (суммарное), мкг/дм ³	не более 20	отсутствует
Основные показатели качества сетевой воды			
1	Значение pH	8,3-9,5	9,2
2	Содержание взвешенных веществ, мг/дм ³	не более 5	отсутствуют
3	Карбонатный индекс, мкг-экв/дм ³	не более 1,5	0,23
4	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³	не более 1	0,16
5	Содержание соединений железа, мг/дм ³	от 0,5 до 1,0	0,8
6	Содержание растворенного кислорода, мкг/дм ³	не более 20	9,5

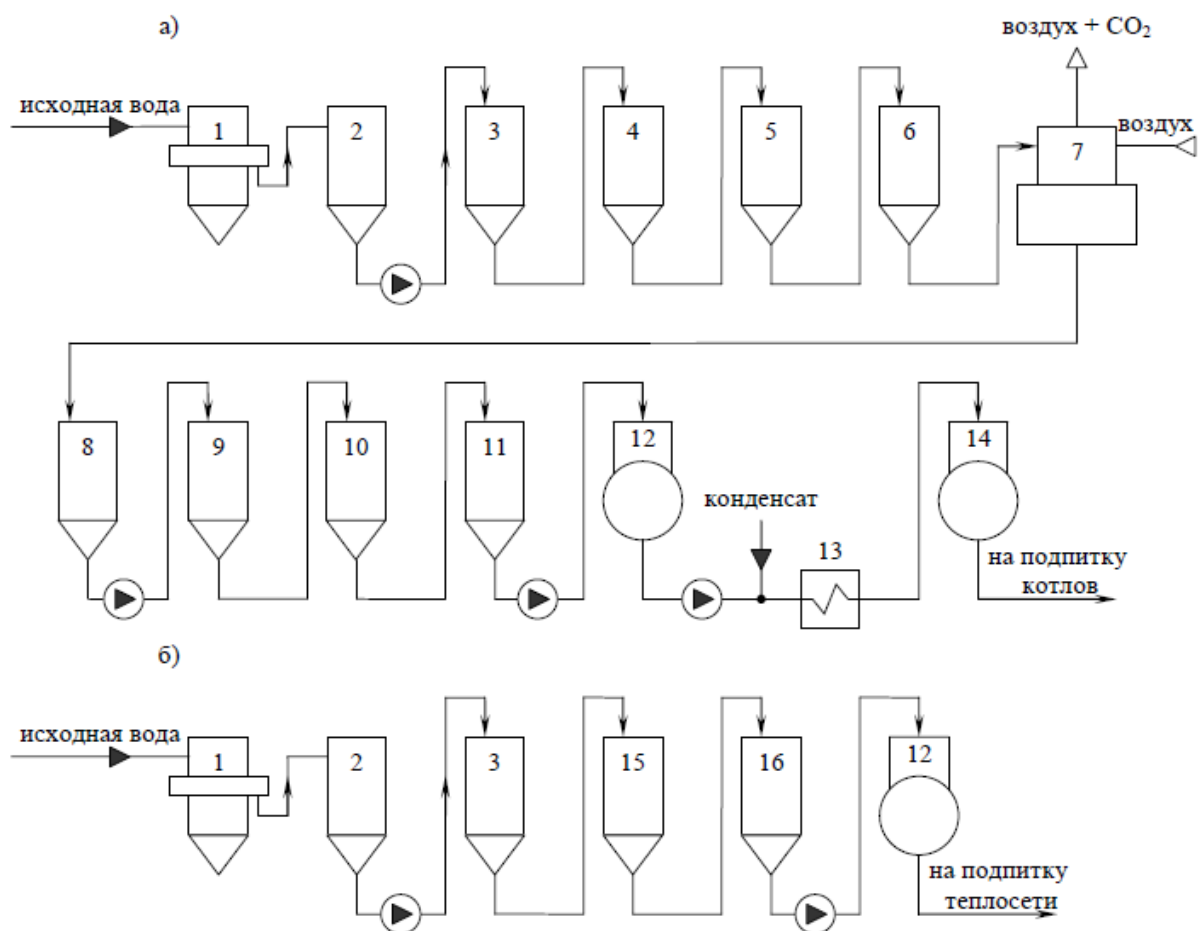


Рис. 2.3.4. Структурная схема ХВО питательной (а) и сетевой (б) воды Кировской ТЭЦ-4:

- 1 – осветлитель; 2 – бак осветленной воды; 3 – механический фильтр; 4, 5, 9 – Н- катионитные фильтры 1-3 ступеней; 6, 10 – ОН-анионитные фильтры 1 и 2 ступени; 7 – декарбонизатор; 8 – бак частично обессоленной воды; 11 – бак обессоленной воды; 12 – атмосферные деаэраторы; 13 – подогреватель низкого давления; 14 – деаэратор повышенного давления; 15 – Na-катионитный фильтр; 16 – бак химически очищенной воды.

2.3.3. Водоподготовительные установки ТЭЦ-5

Строительство объектов водоснабжения и водоотведения было начато на станции в 1978 году вместе с пусковым комплексом пиковой водогрейной котельной, введенным в эксплуатацию в 1981 году. При этом были сданы следующие объекты: насосная станция подачи исходной воды от ТЭЦ-4 (НС-3) и водовод от нее до промплощадки ТЭЦ-5; внеплощадочные сети хозяйственно-питьевого водопровода; комплекс сооружений ХВО.

В 1983 году вместе с пуском энергоблока №1 были сданы градирня №1, открытый подводящий канал и станция циркуляционных насосов (ЦНС). В период с 1980 по 1988 гг. были построены и сданы в эксплуатацию объекты системы ГЗУ: золошлакоотвал, бассейн осветленной воды, насосная станция и две нитки водовода осветленной воды, а также градирня №2 (1985 год).

Для обеспечения надежности системы технического водоснабжения станции в 1985 году начато строительство второй нитки водовода исходной воды от НС-3 (сдан в эксплуатацию 2004 году). В настоящее время в стадии строительства находятся: градирня №3, станция циркуляционных насосов №2 (ЦНС-2) и циркуляционные водоводы. Планируемый срок ввода этих объектов – 2010 год. Наличие их позволит улучшить технико-экономические параметры работы станции в летний период – увеличить выработку электроэнергии в конденсационном режиме за счет создания более глубокого вакуума в конденсаторах турбогенераторов при увеличении расхода и снижении температуры охлаждающей воды в циркуляционном контуре. Рассмотрим отдельные составляющие водного хозяйства станции по их целевому назначению.

На станции применяется система оборотного водоснабжения с градирнями. Схема технического водоснабжения и циркуляции охлаждающей воды дана на рис. 2.3.5. Исходная вода поступает на станцию по двум водоводам от насосной третьей подъема (НС-3), расположенной на ТЭЦ-4. Кроме того, на самой станции имеется бассейн аварийного запаса исходной (добавочной) воды емкостью 100 тыс. м³. Показатели качества исходной воды приведены в табл. 2.3.6.

К открытому подводящему каналу, выполняющему на станции роль ковшевого водозабора, примыкает здание циркуляционной насосной станции – ЦНС. Охлаждающая вода, пройдя через решетки грубой очистки, попадает в водоприемный аванкамеры циркуляционных насосов, где смонтированы вращающиеся водоочистные сетки, улавливающие механические примеси. Далее охлаждающая вода насосами ЦН-1 – ЦН-4 подается по напорным водоводам диаметром 1600 мм в конденсаторы К1 – К3 турбогенераторов ст. № 1-3 и на всасывающую линию насосов газоохладителей генераторов (НГО) для охлаждения водорода. Часть охлаждающей циркуляционной воды используется также в целях (на схеме не показано): охлаждения воздуха в воздухоохладителях рабочих и резервных возбuditелей генераторов; охлаждения дистиллята, циркулирующего в системах охлаждения статоров генераторов № 2, 3, и тиристорных преобразователей систем возбуждения генераторов; охлаждения масла в системах маслоснабжения подшипников турбогенераторов (МО ТГ 1-3).

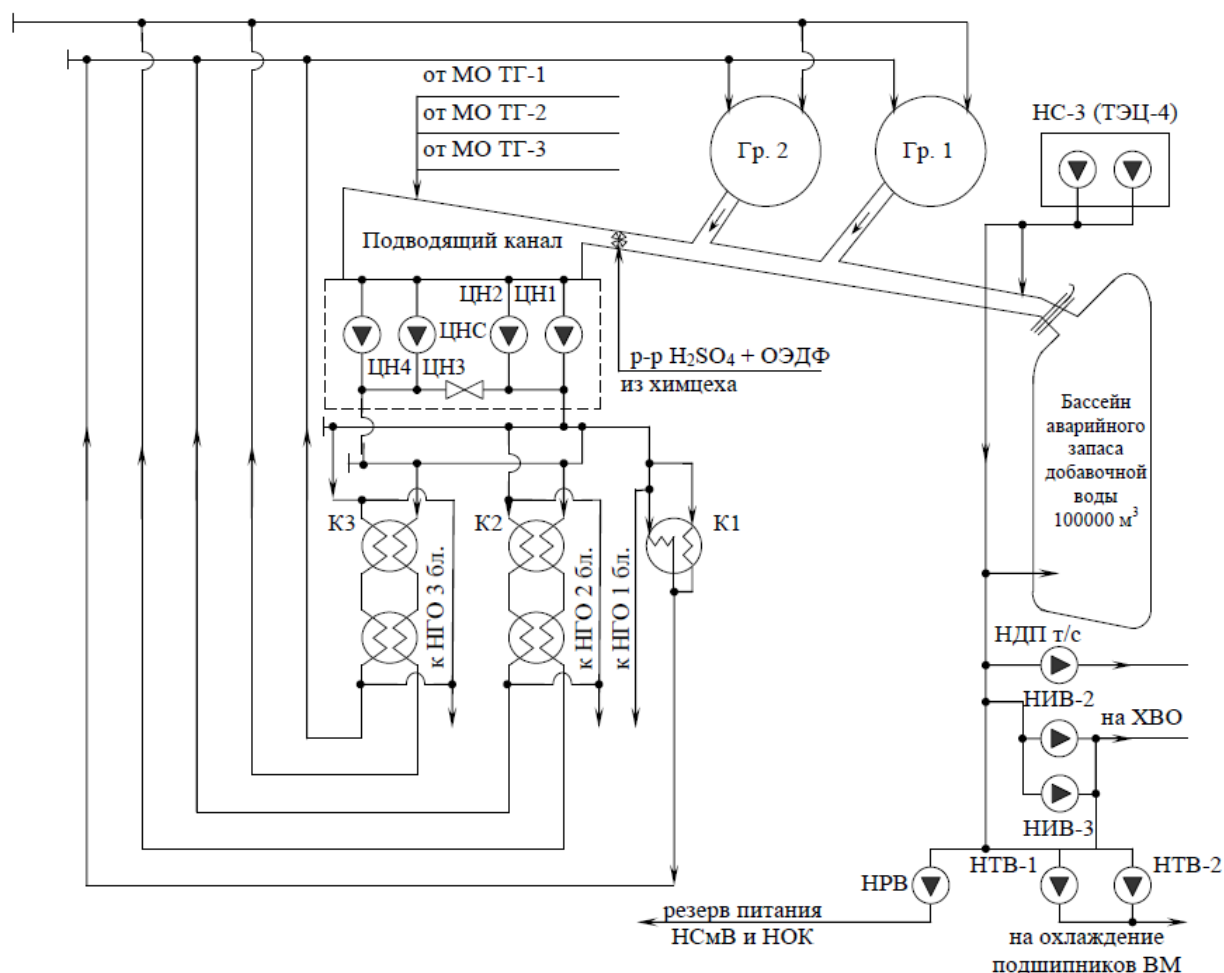


Рис. 2.3.5. Схема технического водоснабжения Кировской ТЭЦ-5:

НС-3 – насосная станция третьего подъема, ЦНС – циркуляционная насосная станция, ЦН-1 – ЦН-4 – циркуляционные насосы, К1 – К3 – конденсаторы турбин ст. № 1-3, НГО – насосы газоохладителей генераторов № 1-3, МО ТГ 1-3 – маслоохладители турбогенераторов № 1-3, Гр 1,2 – градирни № 1,2, НДП т/с – насос дополнительной подпитки системы подготовки сетевой воды, НИВ 2,3 – насосы исходной воды, НРВ – насос резервной воды, НТВ 1,2 – насосы технической воды, НСмВ и НОК – насосы смывной воды и обмывки котлов, ВМ – вспомогательные механизмы

Таблица 2.3.6

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Концентрация		
			минимум	максимум	в среднем
1	Жесткость общая	мг-экв/дм ³	2,0	3,5	2,8
2	Щелочность общая	мг-экв/дм ³	2,1	3,0	2,8
3	Сухой остаток	мг/дм ³	158	229	188
4	Хлориды	мг/дм ³	10,0	11,0	10,5
5	Сульфаты	мг/дм ³	13,0	23,0	17,3
6	Кремнекислота общая	мг/дм ³	12,1	22,2	16,4
7	Окисляемость	мг О/дм ³	4,6	8,6	7,1
8	Железо общее	мг/дм ³	0,33	1,05	0,7

Конденсаторы К1-К3 служат для конденсации отработанного пара турбин ПТ-80/100-130/13 (ТГ-1) и Т-185/220-130-2 (ТГ-2,3). Конденсатор К1 типа 80-КСЦ-1 имеет по-

верхность охлаждения 3000 м² (2345 м² – основной и 655 м² – встроенный пучки), расход охлаждающей воды через конденсатор 6500-8000 м³/ч. Конденсаторные группы К2, К3 состоят из двух последовательно установленных конденсаторов типа К-6000 и имеют поверхность охлаждения по 12000 м² (9840 м² – основные пучки и 2160 м² - встроенные), расход охлаждающей воды через каждый из конденсаторов составляет до 24800 м³/ч. Нагретая в конденсаторах вода по циркуляционным водоводам сбрасывается в градирни Гр1, 2, где происходит ее охлаждение, после чего она в безнапорном режиме стекает в открытый железобетонный канал и снова поступает в ковшевой водозабор (подводящий канал) ЦНС. Охлаждающая вода от маслоохладителей турбогенераторов сбрасывается непосредственно в подводящий канал ЦНС. Для снижения солесодержания охлаждающей воды, циркулирующей в контуре, предусмотрена ее стабилизационная обработка подкислением серной кислотой и ОЭДФ, растворы которых подаются в аванкамеры циркуляционных насосов после градирен (расход H₂SO₄ – 52,5 т/год, ОЭДФ – 0,6 т/год).

Применяемые на станции башенные градирни пленочного типа с естественной тягой по конструкции и принципу действия аналогичны используемым на ТЭЦ-4. Площадь их поперечного сечения у основания (площадь орошения) составляет 2100 м², высота вытяжной башни – 64,0 м, глубина водосборного бассейна (чаши градирни) – 2,0 м. Охлаждаемая вода под напором распыливается соплами на поверхность оросительного устройства, состоящего из асбестоцементных листов, и в виде пленок и капель движется вниз навстречу потоку охлаждающего воздуха. Снижение температуры воды обеспечивается за счет ее частичного испарения и конвективной теплопередачи на границе раздела “воздух-жидкость”.

Средние показатели качества охлаждающей воды циркуляционного контура даны в табл. 2.3.7.

Таблица 2.3.7

№ п/п	Показатель	Единицы измерения	Концентрация		
			минимум	максимум	в среднем
1	Жесткость общая	мг-экв/дм ³	3,5	9,5	6,3
2	Щелочность общая	мг-экв/дм ³	3,5	5,8	4,8
3	Сухой остаток	мг/дм ³	257	630	403
4	Хлориды	мг/дм ³	17	57	30
5	Сульфаты	мг/дм ³	20	250	97
6	Окисляемость перманг.	мг О/дм ³	6,1	21,6	12,3
7	Электропроводность	мкСм/см	520	1260	828

Эта система включает в себя ступени предочистки (подогрев исходной воды, коагуляция грубодисперсных и коллоидных примесей, фильтрование), подготовки добавочной сетевой (Na-катионирование и деаэрация) и питательной воды (H- катионирование (первая ступень) – OH-анионирование (первая ступень) – декарбонизация – H-катионирование (вторая

ступень) – ОН-анионирование (вторая ступень) и деаэрация). Принципиальная схема системы ХВО станции дана на рис. 2.3.6.

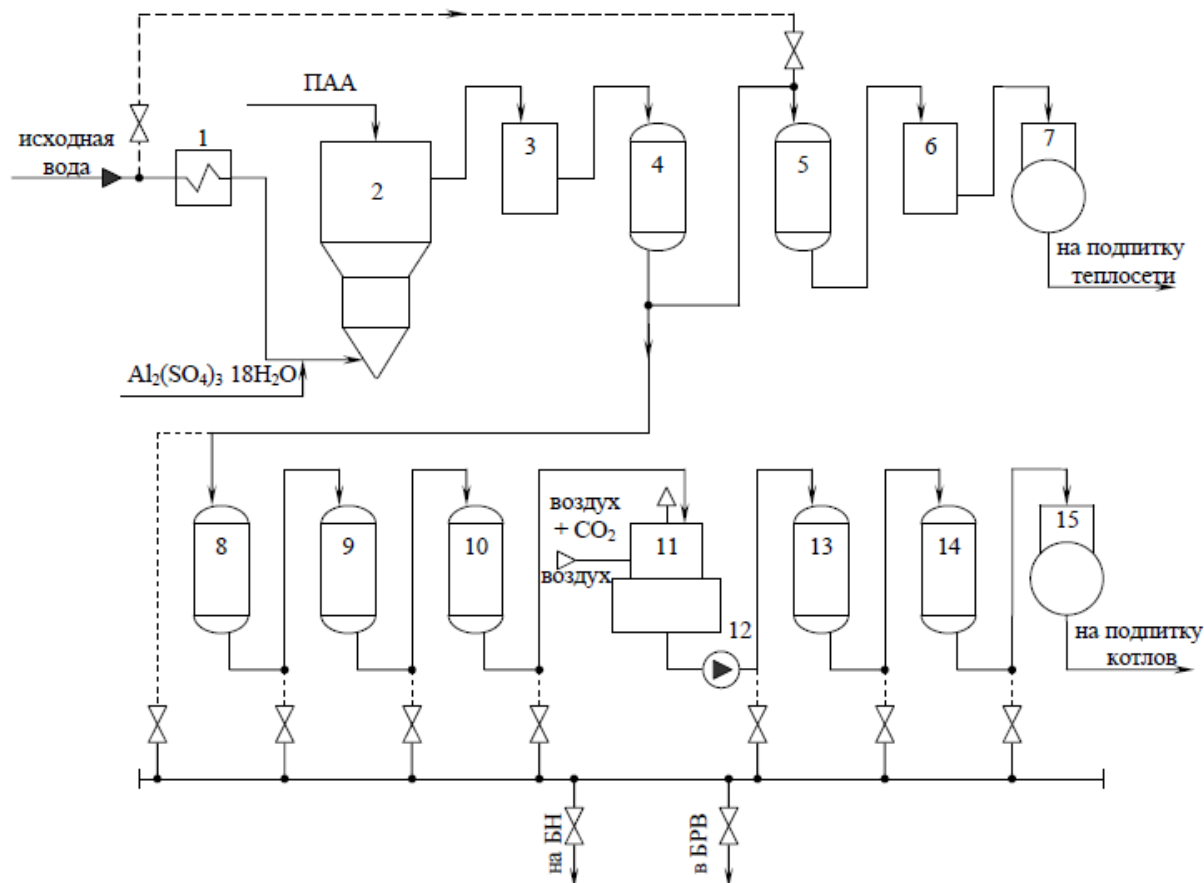


Рис. 2.3.6. Принципиальная схема системы ХВО Кировской ТЭЦ-5:

- 1 – подогреватель сетевой воды, 2 – осветлитель, 3 – бак осветленной воды, 4 – механические фильтры, 5 – Na-катионитные фильтры, 6 – бак подпитки теплосети, 7 – атмосферный деаэратор, 8,9 – H-катионитные фильтры (предвключенный и 1-ой ступени), 10 – ОН-анионитные фильтры, 11 – декарбонизаторы, 12 – насосы частично обессоленной воды, 13 – H-катионитные фильтры 2-ой ступени, 14 – ОН-анионитные фильтры 2-ой ступени, 15 – деаэратор повышенного давления;
БН – багерные насосы, БРВ – баки регенеративных вод

Исходная вода через подогреватели 1 (два аппарата) подается с температурой (27 °С) в осветлитель 2, где производится коагуляция грубодисперсных и коллоидных примесей. В качестве коагулянта используется сернокислый алюминий (0,8-1,5 мг экв/дм³), также в осветлителе подается флокулянт – полиакриламид (ПАА) – (0,1-0,3 мг экв/дм³). Годовой расход коагулянта в зависимости от нагрузки и качества исходной воды – 180-360 т, флокулянта – 3-6 т. После коагуляции вода собирается в баки осветленной воды 3, а затем фильтруется на антрацитовых фильтрах 4, которые задерживают скоагулированные механические примеси.

В состав предочистки входит следующее оборудование:

- 2 осветителя ВТИ-400 (производительность 220 м³/ч);
- 4 бака осветленной воды (объем 630 м³);
- 2 бака-мерника рабочего р-ра коагулянта (объем 8 м³);
- 1 бак концентрированного р-ра коагулянта (объем 100 м³);
- 2 бака-мешалка ПАА (объем 10 м³);

- 3 однокамерных механических фильтров (производительность до 140 м³/ч);
- 3 двухкамерных механических фильтров (производительность до 140 м³/ч).

После механической очистки вода разделяется на два потока: подготовка сетевой и питательной (обессоленной) воды. Первая включает в себя Na-катионирование на фильтрах 5 и удаление растворенных газов в деаэраторах 7, которые установлены в котлотурбинном цехе (КТЦ) станции. В случае нехватки механически очищенной воды на Na-катионитные фильтры может подаваться непосредственно исходная вода, минуя ступень предочистки. Производительность системы подготовки добавочной сетевой воды – до 300 т/ч, регенерация Na-катионитных фильтров производится поваренной солью (0,7 т на одну регенерацию, годовой расход соли – 660 т).

В состав установки подпитки теплосети входит следующее оборудование:

- 6 Na-катионитных фильтров;
- 1 бак подпитки теплосети (2000 м³);
- 1 фильтр р-ра соли;
- 3 бака-мерника р-ра соли (10 м³).

Подготовка питательной воды для энергетических котлов организована на станции по блочному принципу: имеются четыре параллельных блока производительностью по 60 т/ч обессоленной воды каждый. Как правило, два блока находятся в работе, один – в резерве, один – в ремонте. Каждый из блоков включает в себя следующее оборудование: Н-катионитные фильтры 8 (предвключенный Н0) и 9 (первой ступени – Н1), ОН-анионитный фильтр 1-ой ступени 10, пленочный декарбонизатор 11 (насадка – кольца Рашига) с баком частично обессоленной воды объемом 16 м³, насос частично обессоленной воды (ЧОВ) 12, Н-катионитный фильтр 13 2-ой ступени, ОН-анионитный фильтр 14 2-ой ступени и деаэратор 15 повышенного давления, установленный в КТЦ.

В блочной схеме используется 6 насосов ЧОВ следующих марок: № 1-3 – Х160/49-2КСД (производительность 160 м³/ч, избыточное давление 4,9 МПа), № 4 – АХ 90/49-ЕСД (производительность 90 м³/ч, избыточное давление 4,9 МПа), № 5, 6 – АХ 125/100-4КСД (производительность 125 м³/ч, избыточное давление 10 МПа). В схеме предусмотрены резервирование и взаимозаменяемость насосов ЧОВ: первый блок фильтров (БФ 1) может работать на насосах № 1, 3, 5; БФ 2 – на насосах № 2,4,6; БФ 3 – на насосах № 3, 1, 5 и БФ 4 – на насосах № 4, 2, 6.

Регенерация Н-катионитных фильтров производится раствором серной кислоты (2,2 т кислоты на одну регенерацию), ОН-анионитных – раствором едкого натра (1,8 т на одну регенерацию). Годовой расход кислоты – 180 т, едкого натра – 81 т (в расчете на 100% концентрацию реагентов).

В блочной схеме подготовки питательной воды предусмотрено аварийное опорожнение каждого из фильтров в общий коллектор, который используется также для сбора промывных регенеративных вод в баки-нейтрализаторы (четыре бака объемом по 400 м³). Высота загрузки фильтров и удельные расходы кислоты и щелочи для регенерации выбраны таким образом, чтобы сбросы кислых и щелочных вод были примерно одинаковыми и вза-

имно нейтрализовались. Если по каким-то причинам не достигнута взаимная нейтрализация вод после регенерации фильтров, то производится их дополнительная нейтрализация. При заполнении баков-нейтрализаторов производится анализ воды из баков, и при pH не ниже 5,0 включается насос перекачки нейтрализованных вод в приямок багерной насосной.

Показатели качества сетевой и питательной воды, вырабатываемой на станции, представлены в табл. 2.3.8.

Таблица 2.3.8

№ п/п	Определяемый показатель	Единицы измерения	Величина		
			минимум	максимум	в среднем
Питательная (обессоленная) вода					
1	рН	-	5,8	8,5	7,6
2	Жесткость общая	мг-экв/дм ³	0,0002	0,0002	0,0002
3	Кремнекислота раствор.	мкг/дм ³	17	120	30
4	Железо	мг/дм ³	0,007	0,050	0,023
5	Аммиак	мг/дм ³	0	0,10	0,025
6	Нефтепродукты	мг/дм ³	0	0,30	0,28
7	Натрий	мкг/дм ³	13	80	26
8	Медь	мг/дм ³	-	0,001	0,00025
9	Электропроводность	мк См/см	0,8	2,0	1,4
Сетевая вода для подпитки теплосети					
1	рН	-	7,4	8,8	8,4
2	Кислород раствор.	мкг/дм ³	10	50	15
3	Углекислота свободная	мг/дм ³	-	-	-
4	Карбонатный индекс	мг-экв/дм ³	1	4	2
5	Взвешенные вещества	мг/дм ³	0,4	5,0	1,0
6	Железо	мг/дм ³	0,29	0,50	0,40
7	Нефтепродукты	мг/дм ³	0,15	1,0	0,60

2.4. Определение расчетной производительности ВПУ Кировских ТЭЦ и аварийной подпитки теплосети

При определении перспективной расчетной производительности ВПУ Кировских ТЭЦ учитывалось следующее:

- подключение к Кировской ТЭЦ-1 дополнительной отопительной нагрузки и вследствие чего увеличение объема квартальных тепловых сетей.
- подключение к Кировской ТЭЦ-4 дополнительной отопительной нагрузки и вследствие чего увеличение объема квартальных тепловых сетей.
- подключение к Кировской ТЭЦ-5 дополнительной отопительной нагрузки и вследствие чего увеличение объема квартальных тепловых сетей.

Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети в зоне действия Кировской ТЭЦ-1 представлены в табл. 2.4.1 и рис. 2.4.1 и 2.4.2.

Годовой расход теплоносителя в зоне действия Кировской ТЭЦ-1 представлен в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

Период	Установленная производительность водоподготовительной установки, т/ч	Располагаемая производительность водоподготовительной установки, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв(+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч
Кировская ТЭЦ-1					
2017 г.	80	80	4,3	38,8	75,7
2018 г.	80	80	4,3	38,8	75,7
2019 г.	80	80	4,3	38,8	75,7
2020 г.	80	80	4,3	38,8	75,7
2021 г.	80	80	4,3	38,8	75,7
2022 г.	80	80	4,3	38,8	75,7
2023 – 2027 гг.	80	80	4,3	38,8	75,7
2028 – 2032 гг.	80	80	4,3	38,8	75,7
Кировская ТЭЦ-4					
2017 г.	300	300	72,6	583,0	227,4
2018 г.	300	300	73,8	592,0	226,2
2019 г.	300	300	74,4	597,1	225,6
2020 г.	300	300	76,8	615,3	223,2
2021 г.	300	300	76,9	616,7	223,1
2022 г.	300	300	77,2	619,1	222,8
2023 – 2027 гг.	300	300	77,5	622,2	222,5
2028 – 2032 гг.	300	300	77,7	624,4	222,3

Период	Установленная производительность водоподготовительной установки, т/ч	Располагаемая производительность водоподготовительной установки, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв(+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч
Кировская ТЭЦ-5					
2017 г.	400	400	98,9	787,2	301,1
2018 г.	400	400	99,4	791,9	300,6
2019 г.	400	400	99,6	794,2	300,4
2020 г.	400	400	99,9	796,9	300,1
2021 г.	400	400	100,0	798,5	300,0
2022 г.	400	400	100,2	800,0	299,8
2023 – 2027 гг.	400	400	100,9	808,3	299,1
2028 – 2032 гг.	400	400	101,7	816,0	298,3

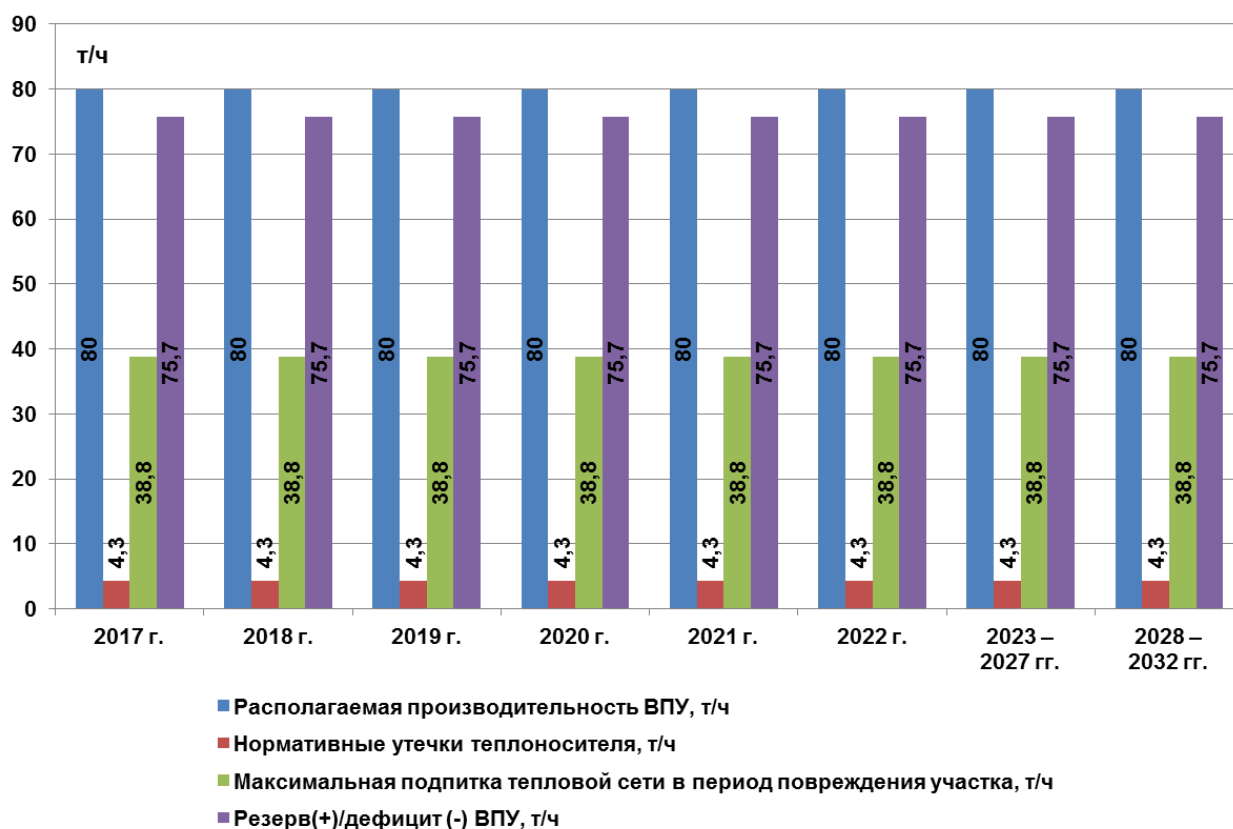


Рис. 2.4.1. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Кировской ТЭЦ-1 на период 2017-2032 гг.

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.4.1 показывает, что перспективная подпитка теплосети от Кировской ТЭЦ-1 к 2032 г. в целом не изменится.



Рис. 2.4.2. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Кировской ТЭЦ-4 на период 2017-2032 гг.

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.4.2 показывает, что перспективная подпитка теплосети от Кировской ТЭЦ-4 к 2032 г. в целом уменьшится с 224,2 т/ч в 2017 г. до 213,3 т/ч к 2032 г.). Увеличение обусловлено подключением дополнительной нагрузки и строительством новых тепловых сетей.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 0,75 % от общего перспективного объема тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-4 составит 49,8 т/ч или на 3,2 % (с 1562,9 т/ч в 2014 г. до 1612,7 т/ч к 2034 г.).

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.4.3 показывает, что перспективная подпитка теплосети от Кировской ТЭЦ-5 к 2034 г. в целом уменьшится с 223 т/ч в 2014 г. до 192,8 т/ч к 2034 г.). Увеличение обусловлено подключением дополнительной нагрузки и строительством новых тепловых сетей.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 0,75 % от общего перспективного объема тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-5 составит 79,5 т/ч или 6,4 % (с 1 241,1 т/ч в 2014 г. до 1 320,6 т/ч к 2034 г.).

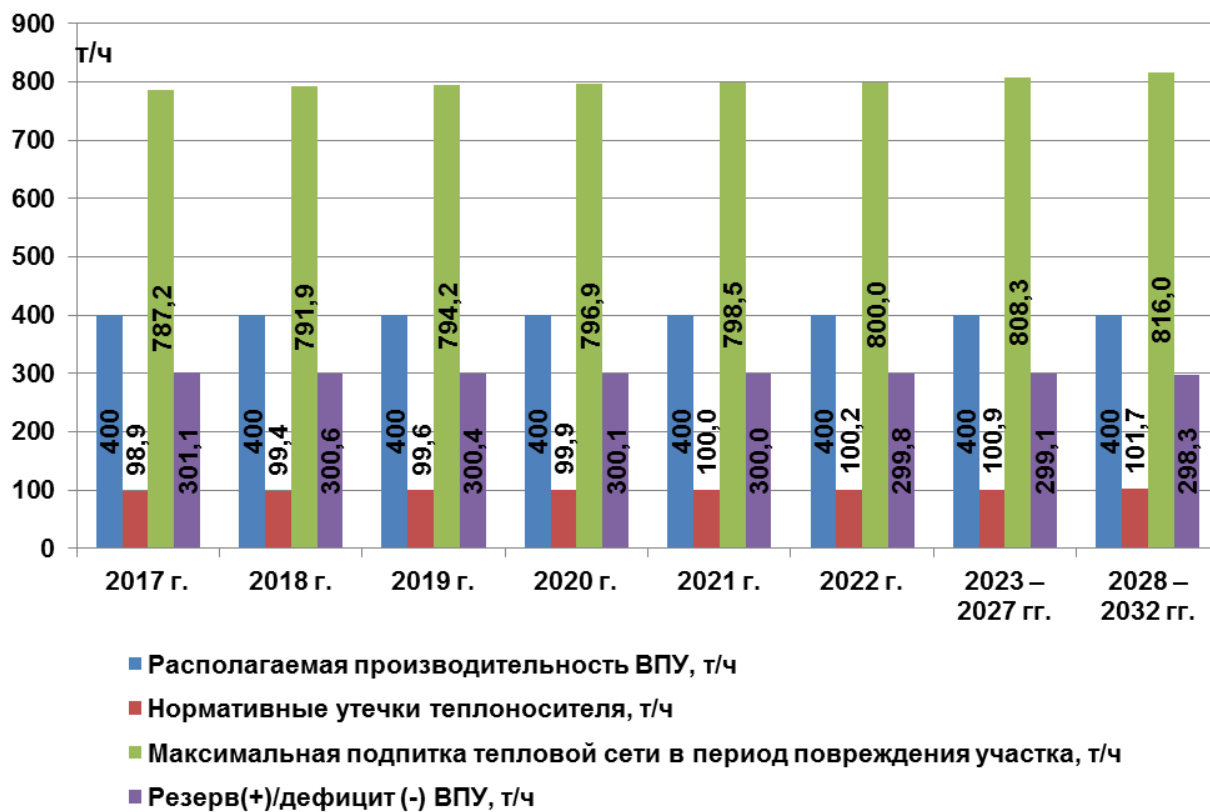


Рис. 2.4.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Кировской ТЭЦ-5 на период 2017-2032 гг.

2.5. Определение расчетной производительности ВПУ и аварийной подпитки теплосети котельных

При определении перспективной расчетной производительности ВПУ Кировских котельных в период 2017-2032 гг. учитывалось подключение дополнительной отопительной нагрузки и вследствие этого увеличение объема квартальных тепловых сетей от этих котельных.

Производительность ВПУ Кировских котельных, к которым не запланировано подключение дополнительной отопительной нагрузки в период 2017-2032 гг. принимались без изменений в соответствии с производительностью в 2016 г.

Расчётная перспективная производительность ВПУ Кировских котельных в период 2017-2032 гг. приведена в табл. 2.5.1.

Таблица 2.5.1

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
БМК №1.1									
2017	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2018	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2019	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2020	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2021	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2022	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2023 – 2027	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
2028 – 2032	1,7	1,7	0	0	0,500	0,500	2,000	1,2	70,6
БМК №1.2									
2017	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2018	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2019	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2020	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2021	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2022	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2023 – 2027	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
2028 – 2032	2,5	2,5	0	0	2,500	2,500	7,000	0,0	0,0
БМК №1.3									
2017 г.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
2018 г.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
2019 г.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
2020 г.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
2021 г.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2022 г.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
2023 – 2027 гг.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
2028 – 2032 гг.	16,8	16,8	0	0	4,000	4,000	10,000	12,8	76,2
БМК №1.4									
2017	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2018	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2019	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2020	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2021	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2022	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2023 – 2027	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
2028 – 2032	21,9	21,9	0	0	11,000	11,000	18,000	10,9	49,8
БМК №1.5									
2017	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2018	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2019	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2020	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2021	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2022	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2023 – 2027	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
2028 – 2032	0,6	0,6	0	0	0,033	0,033	1,000	0,6	94,6
БМК №1.6									
2017	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
2018	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2019	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
2020	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
2021	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
2022	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
2023 – 2027	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
2028 – 2032	0,6	0,6	0	0	0,046	0,046	1,000	0,6	92,4
БМК №1.7									
2017	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2018	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2019	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2020	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2021	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2022	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2023 – 2027	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
2028 – 2032	1,1	1,1	1	15	0,039	0,039	1,000	1,1	96,5
БМК №1.8									
2017	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2018	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2019	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2020	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2021	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2022	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2023 – 2027	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5
2028 – 2032	1,3	1,3	2	30	0,500	0,500	2,000	0,8	61,5

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
БМК №1.9									
2017	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2018	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2019	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2020	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2021	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2022	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2023 – 2027	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
2028 – 2032	1,8	1,8	0	0	0,500	0,500	2,000	1,3	72,2
БМК №1.10									
2017	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2018	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2019	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2020	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2021	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2022	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2023 – 2027	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
2028 – 2032	5,6	5,6	0	0	3,500	3,500	5,000	2,1	37,5
БМК №1.11									
2017	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
2018	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
2019	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
2020	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
2021	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
2022	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2023 – 2027	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
2028 – 2032	16	16	0	0	6,000	6,000	8,000	10,0	62,5
БМК 26									
2017	14,6	14,6	0	0	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2018	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2019	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2020	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2021	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2022	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2023 – 2027	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
2028 – 2032	14,6	14,6	1	25	1,800	1,800	5,400	12,8	87,7
БМК 50									
2017	24	24	0	0	3,944	3,944	29,828	20,1	83,6
2018	24	24	0	0	4,104	4,104	31,528	19,9	82,9
2019	24	24	0	0	4,223	4,223	32,627	19,8	82,4
2020	24	24	0	0	4,379	4,379	34,221	19,6	81,8
2021	24	24	0	0	4,408	4,408	34,518	19,6	81,6
2022	24	24	0	0	4,497	4,497	35,445	19,5	81,3
2023 – 2027	24	24	0	0	4,592	4,592	36,452	19,4	80,9
2028 – 2032	24	24	0	0	4,622	4,622	36,780	19,4	80,7
Котельная 6.1									
2017	5,139	5,139	1	5	0,109	0,109	0,866	5,0	97,9
2018	5,139	5,139	1	5	0,109	0,109	0,866	5,0	97,9
2019	5,139	5,139	1	5	0,148	0,148	1,149	5,0	97,1

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2020	5,139	5,139	1	5	0,223	0,223	1,941	4,9	95,7
2021	5,139	5,139	1	5	0,223	0,223	1,941	4,9	95,7
2022	5,139	5,139	1	5	0,223	0,223	1,941	4,9	95,7
2023 – 2027	5,139	5,139	1	5	0,223	0,223	1,941	4,9	95,7
2028 – 2032	5,139	5,139	1	5	0,223	0,223	1,941	4,9	95,7
Котельная 6.5									
2017	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2018	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2019	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2020	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2021	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2022	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2023 – 2027	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
2028 – 2032	0,005	0,005	0	0	0,003	0,003	0,090	0,0	40,0
Котельная 6.7									
2017	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2018	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2019	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2020	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2021	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2022	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2023 – 2027	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2028 – 2032	0,002	0,002	1	5	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
Котельная 6.8									

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
2016	0,113	0,113	1	10	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2017	0,113	0,113	1	10	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2018	0,113	0,113	1	10	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2019	0,113	0,113	1	10	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2020	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5								
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная 6.9									
2017	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2018	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2019	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2020	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2021	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2022	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2023 – 2027	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2028 – 2032	0,026	0,026	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
Котельная 6.11									
2017	0,004	0,004	0	0	0,002	0,002	0,006	0,0	50,0
2018	0,004	0,004	0	0	0,002	0,002	0,006	0,0	50,0
2019	0,004	0,004	0	0	0,002	0,002	0,006	0,0	50,0
2020	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5								
2021									
2022									

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная 6.13									
2016	0,023	0,023	0	0	0,012	0,012	0,086	0,0	47,8
2017	0,023	0,023	0	0	0,012	0,012	0,086	0,0	47,8
2018	0,023	0,023	0	0	0,012	0,012	0,086	0,0	47,8
2019	0,023	0,023	0	0	0,012	0,012	0,086	0,0	47,8
2020	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на БМК 1.1								
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная 6.14									
2017	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2018	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2019	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2020	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2021	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2022	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2023 – 2027	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3
2028 – 2032	0,148	0,148	0	0	0,078	0,078	0,234	0,1	47,3

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
Котельная 6.15									
2017	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,009	0,0	40,0
2018	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,009	0,0	40,0
2019	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,009	0,0	40,0
2020	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-4								
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная 8.1									
2017	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2018	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2019	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2020	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2021	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2022	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2023 – 2027	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2028 – 2032	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
Котельная 8.2									
2017	1,159	1,159	2	40	0,869	0,869	7,789	0,3	25,0
2018	1,159	1,159	2	40	1,260	1,260	11,052	-0,1	-8,7
2019	1,159	1,159	2	40	1,290	1,290	11,375	-0,1	-11,3
2020	1,159	1,159	2	40	1,290	1,290	11,375	-0,1	-11,3
2021	1,159	1,159	2	40	1,290	1,290	11,375	-0,1	-11,3
2022	1,159	1,159	2	40	1,290	1,290	11,375	-0,1	-11,3

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2023 – 2027	1,159	1,159	2	40	1,290	1,290	11,375	-0,1	-11,3
2028 – 2032	1,159	1,159	2	40	1,290	1,290	11,375	-0,1	-11,3
Котельная 8.3									
2017	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2018	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2019	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2020	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2021	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2022	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2023 – 2027	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
2028 – 2032	0,026	0,026	1	5	0,014	0,014	0,042	0,0	46,2
Котельная 10.1									
2017	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2018	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2019	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2020	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2021	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2022	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2023 – 2027	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
2028 – 2032	0,09	0,09	1	10	0,047	0,047	0,141	0,0	47,8
Котельная 10.2									
2017	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
2018	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
2019	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2020	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
2021	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
2022	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
2023 – 2027	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
2028 – 2032	0,105	0,105	1	10	0,055	0,055	0,165	0,1	47,6
Котельная 10.3									
2017	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2018	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2019	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2020	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2021	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2022	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2023 – 2027	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
2028 – 2032	2,41	2,41	2	44	1,268	1,268	3,804	1,1	47,4
Котельная 11.3									
2017	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2018	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2019	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2020	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2021	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2022	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2023 – 2027	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5
2028 – 2032	0,242	0,242	1	15	0,127	0,127	0,381	0,1	47,5

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
Котельная 11.4									
2017	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2018	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2019	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2020	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2021	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2022	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2023 – 2027	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
2028 – 2032	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,072	0,0	50,0
Котельная 11.5									
2017	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2018	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2019	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2020	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2021	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2022	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2023 – 2027	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
2028 – 2032	0,156	0,156	1	10	0,082	0,082	0,246	0,1	47,4
Котельная 11.6									
2017	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2018	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2019	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2020	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2021	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2022	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2023 – 2027	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
2028 – 2032	0,002	0,002	1	3	0,001	0,001	0,003	0,0	50,0
Котельная 11.7									
2017	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2018	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2019	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2020	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2021	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2022	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2023 – 2027	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
2028 – 2032	0,211	0,211	1	5	0,111	0,111	0,333	0,1	47,4
Котельная 11.8									
2017	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2018	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2019	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2020	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2021	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2022	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2023 – 2027	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
2028 – 2032	0,01	0,01	1	5	0,005	0,005	0,015	0,0	50,0
Котельная Вятского фанерного комбината									
2017	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
2018	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
2019	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
2020	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
2021	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
2022	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
2023 – 2027	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
2028 – 2032	100	100	0	0	20,000	9,000	55,000	80,0	80,0
Котельная ООО «Горзеленстрой»									
2017	0,034	0,034	1	5	0,018	0,018	0,094	0,0	47,1
2018	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК								
2019									
2020									
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная ООО «ДокВуд»									
2017	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2018	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2019	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2020	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2021	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2022	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2023 – 2027	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3
2028 – 2032	0,203	0,203	2	32	0,107	0,107	0,421	0,1	47,3

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
Котельная ООО «Ликс-ТЭ»									
2017	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2018	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2019	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2020	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2021	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2022	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2023 – 2027	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
2028 – 2032	0,056	0,056	1	10	0,029	0,029	0,120	0,0	48,2
Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)									
2017	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2018	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2019	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2020	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2021	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2022	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2023 – 2027	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
2028 – 2032	0,3	0,3	1	5	0,059	0,059	0,177	0,2	80,3
Котельная «УниДом»									
2017	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
2018	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
2019	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
2020	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
2021	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
2022	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
2023 – 2027	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
2028 – 2032	3,391	3,391	1	3	1,785	1,785	5,355	1,6	47,4
Котельная ДС									
2017	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2018	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2019	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2020	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2021	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2022	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2023 – 2027	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
2028 – 2032	0,005	0,005	1	5	0,003	0,003	0,020	0,0	40,0
Котельная ВГСХА									
2017	0,027	0,027	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	48,1
2018	0,027	0,027	1	10	0,014	0,014	0,042	0,0	48,1
2019	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 6.1								
2020									
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (сл. Сошени)									
2017	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
2018	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
2019	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2020	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
2021	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
2022	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
2023 – 2027	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
2028 – 2032	0,003	0,003	1	10	0,002	0,002	0,009	0,0	33,3
Котельная ОРДЦ									
2017	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2018	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2019	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2020	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2021	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2022	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2023 – 2027	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
2028 – 2032	0,009	0,009	1	5	0,005	0,005	0,020	0,0	44,4
Котельная КМЗ									
2017	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2018	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2019	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2020	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2021	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2022	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2023 – 2027	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5
2028 – 2032	0,08	0,08	1	8	0,042	0,042	0,126	0,0	47,5

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
Котельная «Ново-Вятка»									
2017	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2018	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2019	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2020	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2021	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2022	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2023 – 2027	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
2028 – 2032	1,907	1,907	1	5	1,004	1,004	3,012	0,9	47,4
Котельная БМП Матрица									
2017	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2018	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2019	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2020	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2021	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2022	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2023 – 2027	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
2028 – 2032	0,056	0,056	1	5	0,029	0,029	0,087	0,0	48,2
Котельная ООО «Теплотехник»									
2017	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
2018	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
2019	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
2020	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
2021	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
2022	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2023 – 2027	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
2028 – 2032	0,03	0,03	1	10	0,016	0,016	0,050	0,0	46,7
Котельная ООО «Энергетик»									
2017	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2018	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2019	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2020	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2021	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2022	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2023 – 2027	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
2028 – 2032	0,008	0,008	1	5	0,004	0,004	0,012	0,0	50,0
Котельная Дет. Талицкого туб. Санатория									
2017	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2018	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2019	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2020	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2021	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2022	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2023 – 2027	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2028 – 2032	0,014	0,014	1	5	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
Котельная ООО «Производственный комплекс»									
2017	0,019	0,019	1	3	0,010	0,010	0,030	0,0	47,4
2018	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК								
2019									
2020									
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная Кировского гос. автодорожного техникума									
2017	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2018	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2019	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2020	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2021	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2022	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2023 – 2027	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
2028 – 2032	0,014	0,014	1	3	0,007	0,007	0,021	0,0	50,0
Котельная ОАО «РЖД»									
2017	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
2018	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
2019	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
2020	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
2021	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2022	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
2023 – 2027	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
2028 – 2032	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,0	45,5
БМК 4.1 «Радужный»									
2017	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2018	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2019	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2020	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2021	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2022	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2023 – 2027	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
2028 – 2032	23,6	23,6	0	0	0,664	0,664	1,992	22,9	97,2
Котельная ООО «Теплоснаб. компания» (ул. Заводская, 8к)									
2017	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-1								
2018									
2019									
2020									
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
Котельная НЛК									
2017	0,568	0,568	1	14	0,299	0,299	0,897	0,3	47,4
2018	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2								
2019									
2020									
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
Котельная ТСО «Зиновы»									
2017	0,94	0,94	0	0	0,769	0,769	7,036	0,2	17,8
2018	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
2019	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
2020	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
2021	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
2022	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
2023 – 2027	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
2028 – 2032	0,94	0,94	0,00	0,00	1,005	1,005	9,271	-0,1	-7,3
Котельная ККС									
2017	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2018	0,27	0,27	1	15	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2019	0,27	0,27	1,00	15,00	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2020	0,27	0,27	1,00	15,00	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2021	0,27	0,27	1,00	15,00	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2022	0,27	0,27	1,00	15,00	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4

Отчётный год	Производитель- ность ВПУ, т/ч	Располагаемая про- изводительность ВПУ, т/ч	Количество баков- аккумуляторов, ед.	Емкость баков аккумуляторов, тыс. м3	Всего под- питка теп- ловой се- ти, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка теп- ловой сети в период по- вреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля ре- зерва, %
2023 – 2027	0,27	0,27	1,00	15,00	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
2028 – 2032	0,27	0,27	1,00	15,00	0,142	0,142	0,426	0,1	47,4
Котельная ККС									
2017	0,113	0,113	1	10	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2018	0,113	0,113	1	10	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2019	0,11	0,11	1,00	10,00	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2020	0,11	0,11	1,00	10,00	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2021	0,11	0,11	1,00	10,00	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2022	0,11	0,11	1,00	10,00	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2023 – 2027	0,11	0,11	1,00	10,00	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
2028 – 2032	0,11	0,11	1,00	10,00	0,059	0,059	0,177	0,1	47,8
Котельная Анкор									
2017	0,011	0,011	1	5	0,006	0,006	0,018	0,1	45,5
2018	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5								
2019									
2020									
2021									
2022									
2023 – 2027									
2028 – 2032									
БМК Сошени									
2017	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
2018	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
2019	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2020	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
2021	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
2022	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
2023 – 2027	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
2028 – 2032	0,025	0,025	0	0	0,008	0,008	0,025	0,0	66,7
БМК 2.2.560									
2017	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2018	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2019	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2020	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2021	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2022	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2023 – 2027	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
2028 – 2032	0,074	0,074	0	0	0,025	0,025	0,074	0,0	66,7
Котельная по ул. Песочная, 27к									
2017	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2018	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2019	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2020	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2021	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2022	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2023 – 2027	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7
2028 – 2032	0,052	0,052	0	0	0,017	0,017	0,052	0,0	66,7

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
Котельная по ул. Приозерная, 1									
2017	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2018	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2019	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2020	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2021	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2022	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2023 – 2027	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
2028 – 2032	0,029	0,029	0	0	0,010	0,010	0,029	0,0	66,7
Котельная по ул. Сплавная, 2									
2017	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2018	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2019	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2020	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2021	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2022	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2023 – 2027	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
2028 – 2032	0,035	0,035	0	0	0,012	0,012	0,035	0,0	66,7
Котельная в сл. Луговые									

Отчётный год	Производительность ВПУ, т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, ед.	Емкость баков-аккумуляторов, тыс. м3	Всего подпитка тепловой сети, т/ч	Нормативные утечки теплоносителя, т/ч	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ, т/ч	Доля резерва, %
2017	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2018	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2019	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2020	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2021	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2022	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2023 – 2027	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
2028 – 2032	0,024	0,024	0	0	0,008	0,008	0,024	0,0	66,7
Котельная «УниДом», ул. Дзержинского, 100									
2017	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2018	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2019	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2020	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2021	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2022	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2023 – 2027	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7
2028 – 2032	0,119	0,119	0	0	0,040	0,040	0,119	0,1	66,7

2.6. Список использованных источников

1. Методические указания по разработке схем теплоснабжения (утверждены приказом Минэнерго и Минрегион России от 29.12.2012 № 565/667).
2. Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды». СО 153-34.20.523-2003 Часть 4: утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278.
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 пгт. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (утверждена приказом Минэнерго от 30.12.2008 № 325).
5. Свод правил СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».
6. СО 153-34.20.523-2003. Часть 1. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям «Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах» и «Удельный расход электроэнергии». Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 278 от 30 июня 2003 г.
7. СО 153-34.20.523-2003. Часть 2. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Удельный расход сетевой воды». Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 278 от 30 июня 2003 г.
8. СО 153-34.20.523-2003. Часть 3. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Тепловые потери». Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 278 от 30 июня 2003 г.
9. СО 153-34.20.523-2003. Часть 4. Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю «Потери сетевой воды потери». Утверждены Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 278 от 30 июня 2003 г.