

Закрытое Акционерное Общество

**«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»**

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, тел/факс: (4932) 37-22-02

ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951

ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100

e-mail: [office@ivenser.com](mailto:office@ivenser.com)

# **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГО «Город Кирово-Чепецк»**



## **Обосновывающие материалы**

### **к схеме теплоснабжения:**

#### **Глава 5. Перспективные балансы производительности**

**водоподготовительных установок и  
максимального потребления теплоносителя  
телопотребляющими установками  
потребителей, в том числе в аварийных  
режимах**

**Книга 8. Перспективные балансы произво-  
дительности водоподготовительных уста-  
новок и максимального потребления тепло-  
носителя теплопотребляющими установками  
потребителей, в том числе в аварийных ре-  
жимах**

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор –  
Главный инженер ОАО «Кировская  
теплоснабжающая компания»

\_\_\_\_\_ В. Г. Тузовский  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

# **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»**

## **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 производительности  
водоподготовительных установок и максимального  
потребления теплоносителя теплопотребляющими установками  
потребителей, в том числе в аварийных режимах**

ЗАО «Ивэнергосервис»  
Генеральный директор

\_\_\_\_\_ Е.В. Барочкин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2014 г.

## 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
1.1. Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителя .....	5
1.2. Методика определение расчетной производительности ВПУ .....	7
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 от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.....	8
2.2. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка за отчетный период .....	14
2.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей и источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии .....	17
2.4. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф .....	22
Раздел 3. Выводы.....	30
Список использованных источников.....	31

## **Введение**

Разработка схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. выполняется в соответствии с требованиями Технического задания, Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 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. Кирово-Чепецка разработана с учетом рекомендаций, приведенных в «Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения» и включает в себя:

- перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей на период 2014 – 2033 гг.;

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

- перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей, планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей на период 2014 – 2033 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.

## 1.1. Определение нормативов технологических потерь и затрат теплоносителя

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.

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, м<sup>3</sup>/год, определялись по формуле:

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

где:  $g$  – технически обоснованный расход сетевой воды на слив для каждого типа используемых САРЗ (для применяемых в рассматриваемых тепловых сетях приборов типа РД-ЗМ принимались согласно паспортам равным 0,03 м<sup>3</sup>/ч);

$N$  – 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, м<sup>3</sup>, 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, м<sup>3</sup>/чм<sup>3</sup>, 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;

$V_{\text{год}}$  – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>;

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

$m_{\text{ут.год.н}}$  – среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м<sup>3</sup>/ч.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м<sup>3</sup>, определялась из выражения:

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

где:  $V_{\text{от}}$  и  $V_{\text{л}}$  – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотапительном периодах, м<sup>3</sup>;

$n_{\text{от}}$  и  $n_{\text{л}}$  – продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотапительном 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 неотапительный 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.

## 1.2. Методика определение расчетной производительности ВПУ

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения рассчитывался в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

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

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

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

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

## **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 от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.**

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. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. с разбивкой по годам.

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка, 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 °С) для нужд ГВС приводит к «перетопам» 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 температурном графике отопления 95/70 °С [2].

Перспективное изменение объема тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг. приведены в табл. 2.1.1 и рис. 2.1.1.

Таблица 2.1.1

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей), м <sup>3</sup>	Объем систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий потребителей, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов в отопительный период, м <sup>3</sup>	Объем трубопроводов в летний период, м <sup>3</sup>	Суммарный среднегодовой объем трубопроводов тепловых сетей, м <sup>3</sup>
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>						
2014 г.	14144,87	2605,9	1165,09	17915,86	14144,87	17182,16
2015 г.	14144,87	2623,9	1170,16	17938,93	14144,87	17197,3
2016 г.	14144,87	2673,9	1185,79	18004,56	14144,87	17240,37
2017 г.	14144,87	2675,9	1214,63	15035,4	14144,87	17260,61
2018 г.	14144,87	2675,9	1235,4	18056,17	14144,87	17274,24
2019 – 2023 гг.	14144,87	2708,8	1323,8	18177,47	14144,87	17353,84
2024 – 2028 гг.	14144,87	2708,8	1391,46	18245,13	14144,87	17398,25
2029 – 2033 гг.	14144,87	2722,3	1474,26	18341,43	14144,87	17461,44

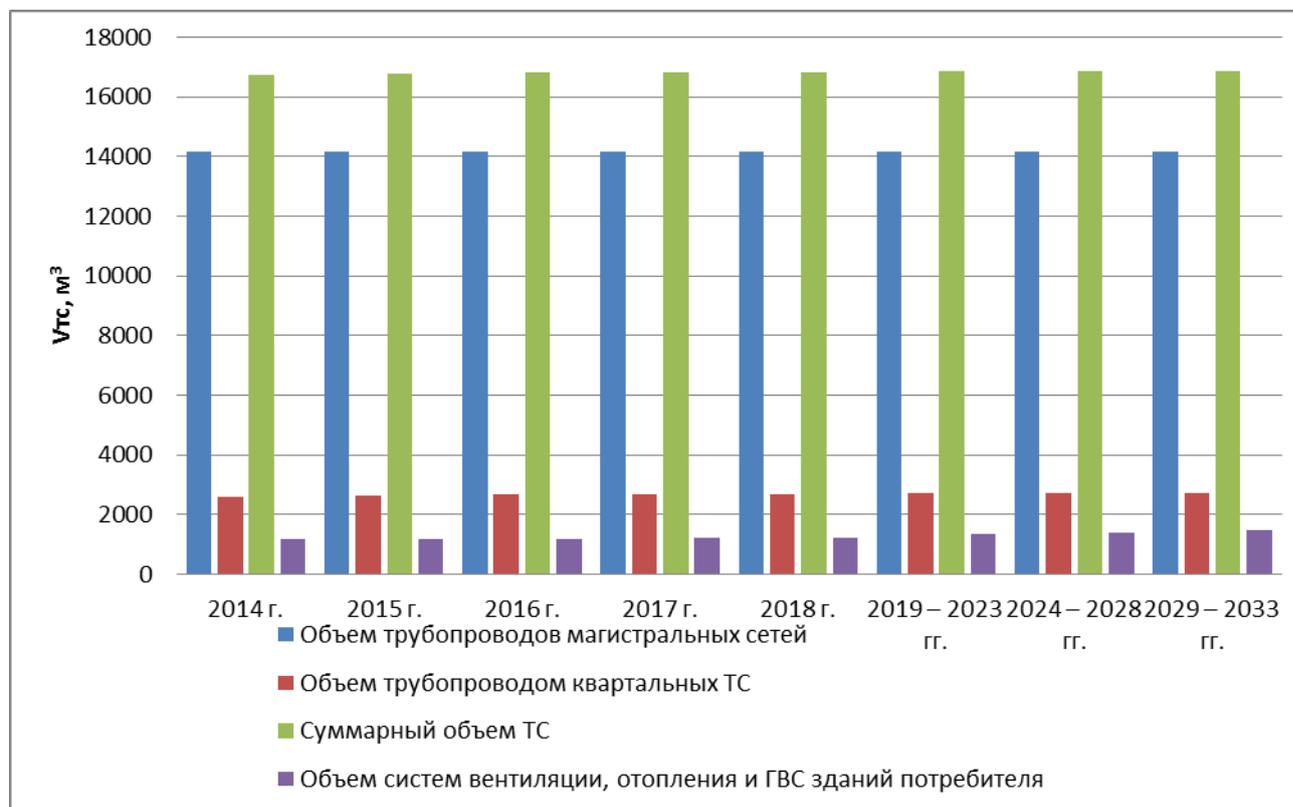


Рис. 2.1.1 Перспективные объемы тепловых сетей г. Киров на период 2014 – 2033 гг.

Анализ данных, приведенных в табл. 2.1.1 и рис. 2.1.1 показывает, что к 2033 г. объем тепловых сетей увеличится на 0,24 % (с 17,899 тыс. м<sup>3</sup> в 2013 г. до 18,341 тыс. м<sup>3</sup> в 2033 г.).

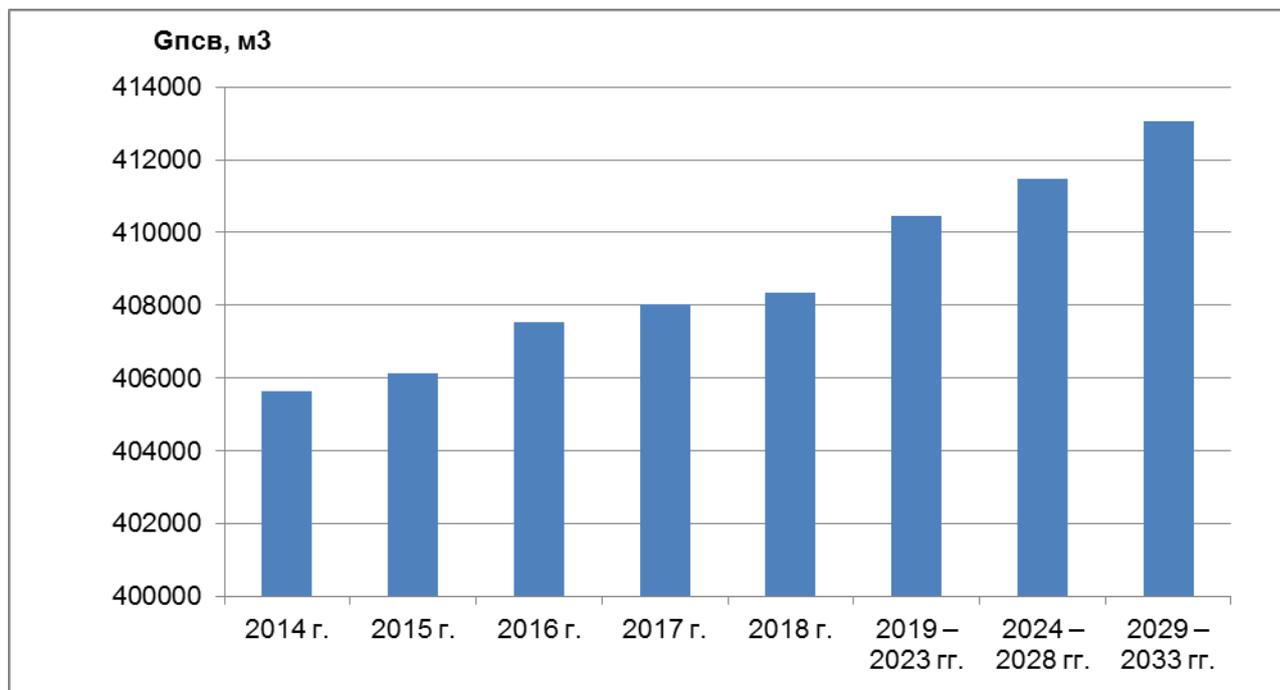
Увеличение объемов связано со строительством новых тепловых сетей в г. Киров.

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

Таблица 2.1.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м <sup>3</sup>						ПСВ, м <sup>3</sup>					
	с нормативной утечкой	технологические				Итого	с нормативной утечкой	технологические				Итого
пусковое заполнение		регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие	пусковое заполнение			регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие		
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>												
2014	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	55036,61	3908,85	1302,95	0	0	60248,41
2015	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	55416,77	3935,85	1311,95	0	0	60664,57
2016	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	56472,77	4010,85	1336,95	0	0	61820,57
2017	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	56515,01	4013,85	1337,95	0	0	61866,81
2018	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	56515,01	4013,85	1337,95	0	0	61866,81
2019 – 2023	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	57209,86	4063,2	1354,4	0	0	62627,46
2024 – 2028	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	0	327528,35	57209,86	4063,2	1354,4	0	0	62627,46
2029 – 2033	298739,65	21217,31	7072,44	498,96	1	327529,35	57494,98	4083,45	1361,15	0	0	62939,58

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе тепло-снабжения
	ПСВ, м <sup>3</sup>						ПСВ, м <sup>3</sup>						
	с нормативной утечкой	технологические				Итого	с нормативной утечкой	технологические				Итого	
		пусковое заполнение	регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие			пусковое заполнение	регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие		
<b>Кировская ТЭЦ-3</b>													
2014	15530,39	1747,63	582,54	0	0	17860,56	369306,65	26873,78	8957,93	498,96	0	405637,32	405637,32
2015	15597,97	1755,23	585,08	0	0	17938,28	369754,4	26908,39	8969,46	498,96	0	406131,21	406131,21
2016	15806,32	1778,68	592,89	0	0	18177,89	371018,74	27006,83	9002,28	498,96	0	407526,81	407526,81
2017	16190,75	1821,94	607,31	0	0	18620	371445,41	27053,09	9017,7	498,96	0	408015,16	408015,16
2018	16467,68	1853,1	617,7	0	0	18938,48	371722,34	27084,26	9028,09	498,96	0	408333,64	408333,64
2019 – 2023	17645,97	1985,69	661,9	0	0	20293,56	373595,48	27266,2	9088,73	498,96	0	410449,37	410449,37
2024 – 2028	18547,93	2087,19	695,73	0	0	21330,85	374497,44	27367,7	9122,57	498,96	0	411486,66	411486,66
2029 – 2033	19651,64	2211,39	737,13	0	0	22600,16	375886,27	27512,15	9170,72	498,96	0	413068,09	413069,09



**Рис. 2.1.2. Прогноз изменения нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка на период 2014 – 2033 гг.**

Анализ данных рис. 2.1.2 показывает, что нормативные потери сетевой воды к 2033 г. увеличатся на 1,8 % (с 405,637 тыс. м<sup>3</sup>/год в 2013 г. до 413,069 тыс. м<sup>3</sup>/год в 2033 г.).

Увеличение значения норматива вызвано ростом объема трубопроводов тепловых сетей в системе теплоснабжения г. Кирово-Чепецке за счет строительства новых участков тепловой сети.

## 2.2. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях от Кировской ТЭЦ-3 г. Кирово-Чепецка за отчетный период

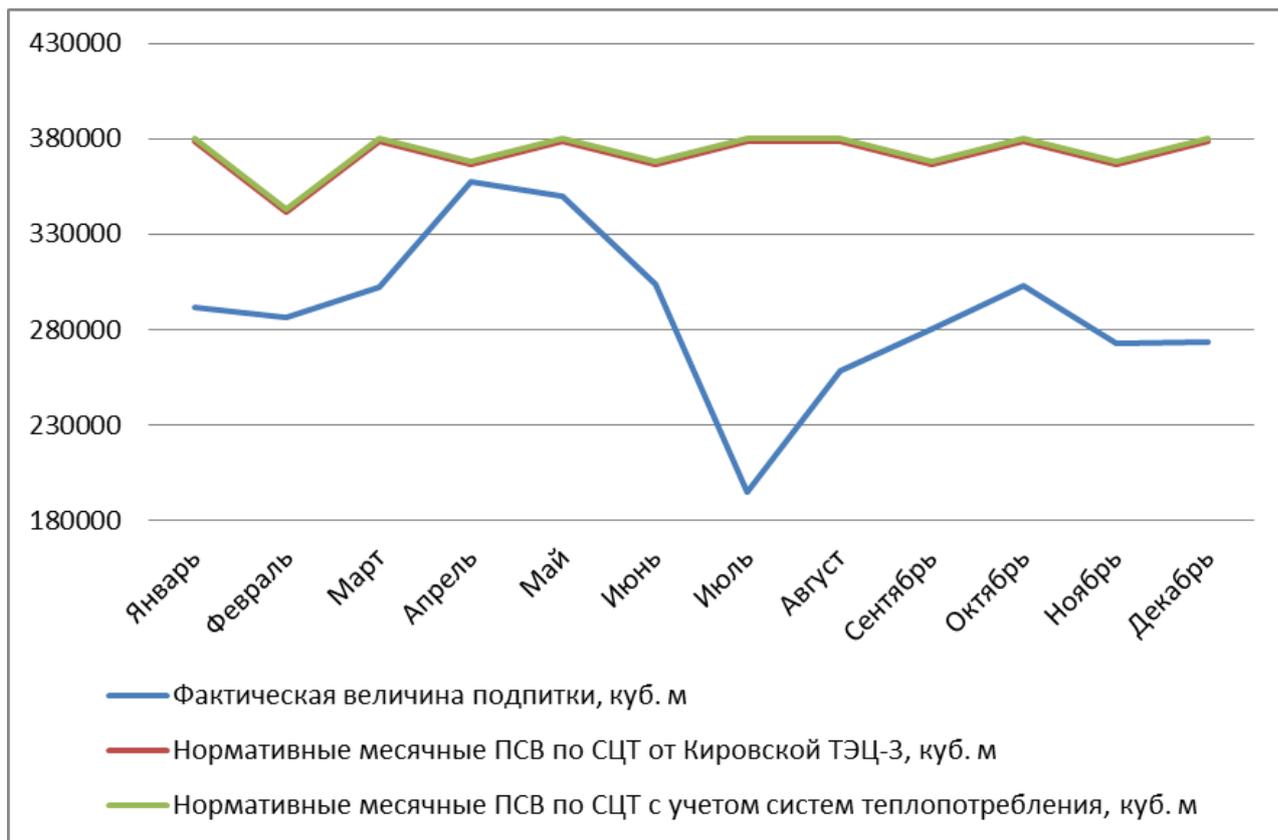
Проведен сравнительный анализ нормативных и фактических потерь с учетом открытой системы горячего водоснабжения теплоносителя в тепловых сетях г. Кирово-Чепецка путем сопоставления фактической подпитки тепловой сети с нормативной.

Сравнительный анализ фактических и нормативных ПСВ приведен в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Месяцы	Фактическая величина подпитки, м <sup>3</sup>	Нормативные месячные ПСВ по СЦТ, м <sup>3</sup>	Нормативные месячные ПСВ по СЦТ с учетом систем теплоснабжения, м <sup>3</sup>
Январь	291974,4	378448.1	379965
Февраль	286248	341824.1	343194.2
Март	302304	378448.1	379965
Апрель	357240	366240.1	367708.1
Май	349968	378448.1	379965
Июнь	303432	366240.1	367708.1
Июль	194451,84	378448.1	379965
Август	258391,2	378448.1	379965
Сентябрь	280560	366240.1	367708.1
Октябрь	303024	378448.1	379965
Ноябрь	272496	366240.1	367708.1
Декабрь	273216	378448.1	379965
Год	3473305,44	4455921	4473781

Фактическая и нормативная подпитки теплосети за отопительный период приведены на рис. 2.2.1.



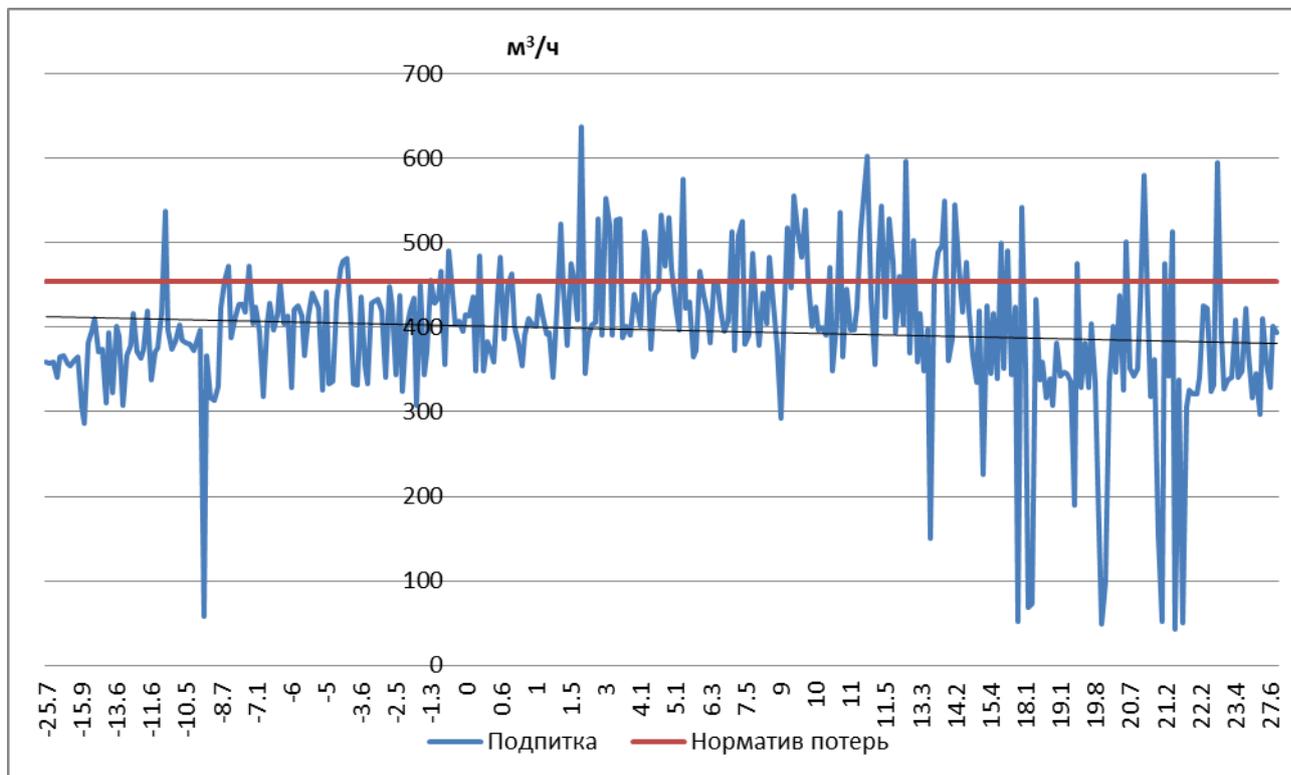
**Рис. 2.2.1 Сопоставление нормативной и фактической подпитки тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3**

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.2.1 показывает, что в отопительный период и неотопительный период значения фактической подпитки тепловой сети ниже норматива.

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

Превышение норматива над фактической подпиткой обусловлено открытой системой горячего водоснабжения, так как большая часть теплоносителя из ПСВ расходуется на горячее водоснабжение.

Фактическая и нормативная подпитки тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 приведены на рис. 2.2.2.



**Рис. 2.2.2 Сопоставление нормативной и фактической подпитки тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3**

Анализ данных, приведенных на графиках рис. 2.2.2 показывает, что фактические значения подпитки тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 находятся в основном ниже нормативного уровня.

Основными мероприятиями по снижению потерь теплоносителя по всему отопительному и летнему периодам 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 с 2014 по 2033 гг., представлены в Книге 7.

## 2.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей и источников с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии

### 2.3.1. Краткое описание ВПУ Кировской ТЭЦ-3

Исходная вода поступает на станцию по собственному водозабору из реки Вятки по открытому подводящему каналу, из которого вода поступает в ковш водозабора, который представляет собой искусственное расширение канала от 6 до 20 метров и углубление на 1,4 м для создания гарантированного запаса воды. Из ковша водозабора вода попадает на всасывающую линию установленных на БНС циркуляционных насосов, которые через камеру переключений подают ее по двум подземным трубопроводам в главный корпус КТЦ.

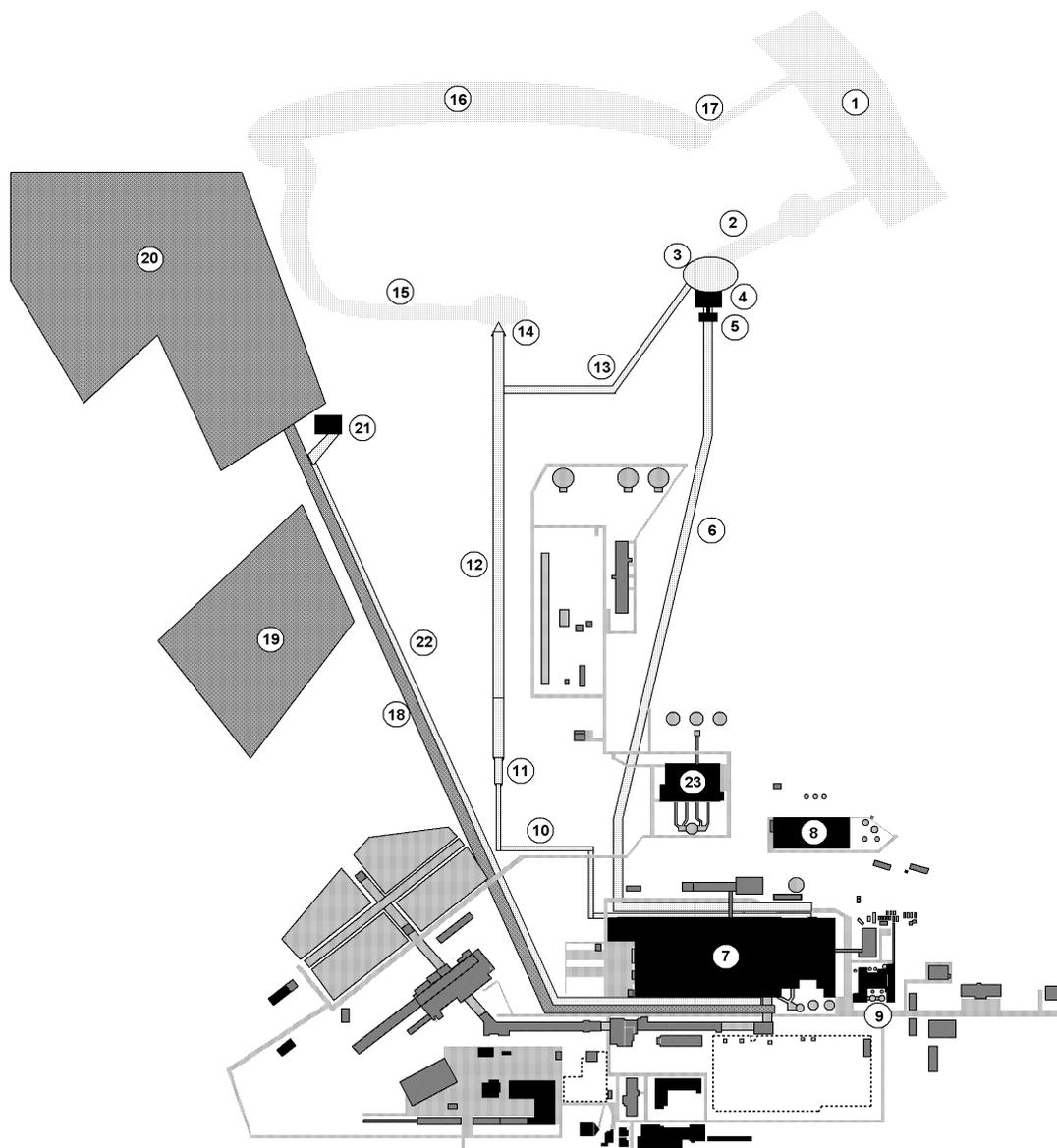


Рис. 2.3.1. Схема водоснабжения ТЭЦ-3:

1 – р. Вятка; 2, 17 – подводящий и отводящий каналы; 3 – ковш водозабора; 4 – БНС; 5 – камера переключений; 6 – напорные водоводы; 7 – главный корпус котельно-турбинного цеха (КТЦ); 8,9 – ХВО сетевой и питательной воды; 10,12 – отводящие закрытый и открытый каналы; 11 – двухступенчатый перепад; 13 – перепускной трубопровод теплой воды; 14 - консольный водосброс; 15 – Ивановская протока; 16 – оз. Ивановское; 18 – золошлакопроводы; 19,20 – золошлакоотвалы №№ 1,2; 21 – насосная станция возврата осветленной воды; 22 – трубопроводы осветленной воды; 23 – пиковая водогрейная котельная (ПВК).

На станции используется прямоточная система водоснабжения, вода, взятая из реки и используемая для охлаждения, будучи условно чистой, сбрасывается в реку ниже по течению.

Далее часть исходной воды из циркуляционных водоводов насосами исходной воды подается через конденсатор турбины или через основной бойлер с нагревом не более 20 °С. Далее через смеситель, в который вместе с хлорной водой подается коагулянт – сернокислый алюминий, а в паводковый период для интенсификации коагуляции и полиакриламид, вода поступает в осветлитель. После него вода проходит очистку от механических примесей в осветлительных фильтрах и сливается в баки чистой воды, откуда подающими насосами направляется на нагрев до температуры 30°С в половину конденсатора турбины №4 (если турбина в работе) или в подогреватель.

Исходная вода, пройдя процессы хлорирования, коагуляции и осветления, приобретает качество питьевой воды, поэтому используется на собственные нужды станции в качестве холодной воды. Для покрытия пиков нагрузки в качестве добавки используется вода из сети городского водоканала, которая по качеству аналогична воде, подготовленной в химическом цехе станции.

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

1. Вода для основной технологии – 18,9%, в т.ч.:
  - Питательная вода для котлов – 2,1 %,
  - Сетевая вода – 16,8 %.
2. Вода для охлаждения конденсаторов турбин и др. оборудования по прямоточной схеме – 79,2 %.
3. Вода для вспомогательных целей (в систему ГЗУ) – 1,9 %.

После нагрева вода насосами подогретой воды подается или в баки химически очищенной воды (если обработка сетевой воды проводится с применением ингибитора образования минеральных солей ИОМС-1), или на обработку в Н-катионитные и буферные фильтры для разрушения карбонатной жесткости. Затем, пройдя декарбонизатор вакуумно-эжекционного типа, вода сливается в баки химически очищенной воды. На всасывающую линию насосов химочищенной воды дозируется раствор едкого натра для выдерживания норм рН сетевой и подпиточной воды. Из баков насосами химически очищенной воды вода подается через подогреватели сетевой воды (нагрев до температуры 50°С) на ПВК для термической обработки методом вакуумной деаэрации в деаэраторах.

Приготовление питательной воды, необходимой для восполнения потерь пара и конденсата на станции, а также потерь от невозврата конденсата потребителями, производится в следующей последовательности (см. рис. 2.9). Часть воды из циркуляционных водоводов 1 насосами исходной воды 2 подается через подогреватель 38 с нагревом до 30°С, что необходимо для ведения стабильного процесса химической очистки. Нагретая вода поступает в осветлитель 39, куда также подаются реагенты: сернокислое железо (железный купорос),

оксид магния (магнезит) и гидроксид кальция (известковое молоко). В осветлителе вода проходит процессы известкования, магниального обескремнивания и коагуляции.

Известкование воды снижает ее щелочность и солесодержание, т.е. таким образом производится частичное умягчение воды. Совмещение трех указанных процессов позволяет провести более полное удаление из воды взвешенных и органических веществ, соединений кремния и железа. После осветлителя вода самотеком сливается в бак осветленной воды, откуда насосами подается на механические фильтры. Далее вода проходит двухступенчатое Н-катионирование в Н-катионитных фильтрах 1-й и 2-й ступеней, где удаляются катионы жесткости, декарбонизацию в декарбонизаторах, после чего сливается в баки Н-катионированной воды. Затем насосами эта вода подается в ОН-анионитные фильтры, где проходит одноступенчатое анионирование, т.е. замещение в Н-катионированной воде отрицательных ионов солей и кислот на анион  $\text{OH}^-$  находящийся в анионите. Поскольку Н-катионированная вода имеет, как правило, кислую реакцию, то при переходе в нее анионов  $\text{OH}^-$  из анионита происходит их взаимодействие с катионами  $\text{H}^+$  и частичная нейтрализация обрабатываемой воды.

Регенерация анионитных фильтров производится раствором едкого натра, регенерация Н – катионитовых фильтров – раствором серной кислоты. Механизм ионного обмена, происходящий в анионитных фильтрах, аналогичен описанному выше для катионитных фильтров.

Таким образом, из воды в процессе ее обработки удаляются как катионы, так и анионы солей, т.е. вода освобождается от содержащихся в ней солей и принимает свойства химически обессоленной (питательной) воды. Из бака обессоленной воды насосами (на всасывающую линию этих насосов производится дозирование раствора едкого натра и аммиачной воды для выдерживания норм рН питательной воды энергетических котлов), обессоленная вода подается на предварительный нагрев в охладитель выпара деаэраторов, а затем в атмосферный деаэратор (бак сбора конденсата).

После нагрева в нем до  $104^\circ\text{C}$  питательная вода подается насосами через промежуточный подогреватель (где нагревается до  $140^\circ\text{C}$ ) на вторую ступень деаэрации – в деаэратор повышенного давления.

Здесь происходит окончательное удаление растворенных газов из питательной воды, после чего она аккумулируется в баках питательной воды и расходуется на восполнение потерь пара и конденсата в основном технологическом цикле станции.

Основные параметры технологического оборудования, используемого в системе ХВО сетевой и питательной воды станции, представлены в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

№ п/п	Кол-во	Наименование, тип, марка оборудования	Основные параметры
1	2 3	12-НДС-60 КСМ-150	$Q^* = 720 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,021 \text{ МПа}$ $Q = 150 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,060 \text{ МПа}$
2	1	ПСВ-315-3-23	$Q = 1130 \text{ м}^3/\text{ч}$
3	2	Вихревой смеситель	$Q = 500 \text{ м}^3/\text{ч}$
4	4	Осветлитель коридорного типа	$Q = 225 \text{ м}^3/\text{ч}$
5	4	Фильтр осветлительный скорый	$Q = 250 \text{ м}^3/\text{ч}$
6	2	Бак чистой воды	$V = 250 \text{ м}^3$
7	1 1 3	Насос Д-800-57 Насос 200Д-60 Насосы 6-НДВ	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$ $Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,6 \text{ МПа}$ $Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,6 \text{ МПа}$
8	3	Насосы Д-800-57	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$
9	8	Фильтры ФИПаI-3,4-0,5	$Q = 220 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $\varnothing 3400 \text{ мм}$
10	4	Фильтры ФИПаI-3,0-0,5	$Q = 180 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $\varnothing 3400 \text{ мм}$
11	4	ВЭУ	$Q = 400 \text{ м}^3/\text{ч}$
12	2	Бак ХОВ	$V = 400 \text{ м}^3$
13	3	Насосы Д-800-57	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$
14	3	ПСВ-315-3-23 БО-200	$Q = 1130 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q = 550 \text{ м}^3/\text{ч}$
15	1	ПСВ-200-14-23	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$
16	1 1	ДВ-400 ДВ-800	$Q = 400 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$
17	4	Насос Д-800-57 Насос 1Д-1250-125	$Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$ $Q = 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 1,25 \text{ МПа}$
18	3	Бак-аккумулятор	$3000 \text{ м}^3$
19	1 1 2	Насос 200Д-90 Насос 1Д-1250-125 Насосы Д-800-57	$Q = 720 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,90 \text{ МПа}$ $Q = 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 1,25 \text{ МПа}$ $Q = 800 \text{ м}^3/\text{ч}$ ; $P = 0,57 \text{ МПа}$
20	1	ПСВ-500-3-23	$Q = 1130 \text{ м}^3/\text{ч}$
21	2	БО-200 БП-200	$Q = 550 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q = 1100 \text{ м}^3/\text{ч}$
22	2	Осветлитель ЦНИИ МПС	$Q = 200 \text{ м}^3/\text{ч}$
23	2	Бак осветленной воды	$V = 75 \text{ м}^3$
24	2	Насосы Х-200-150-500	$Q = 315 \text{ м}^3/\text{ч}$
25	4 4	Фильтры ФОВ-2,6-0,6 Фильтры ФОВ-3,0-0,7	$Q = 25 \dots 30 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$
26	2 4	Фильтры ФИПаI-2,0-0,6 Фильтры ФИПаI-3,4-0,6	$Q = 10 \dots 60 \text{ м}^3/\text{ч}$ $Q = 10 \dots 60 \text{ м}^3/\text{ч}$

№ п/п	Кол-во	Наименование, тип, марка оборудования	Основные параметры
27	3	Фильтры ФИПаI-3,4-0,6	Q = 90 ... 120 м <sup>3</sup> /ч
28	2	Декарбонизатор с кольцами Рашига	Q = 300 м <sup>3</sup> /ч
29	2	Бак H-катионированной воды	V = 100 м <sup>3</sup>
30	1 2	Насос 6НДВ-60 Насос 8Х-12Т	Q = 360 м <sup>3</sup> /ч Q = 280 м <sup>3</sup> /ч
31	6	Фильтры ФИПаI-3,4-0,6	Q = 220 м <sup>3</sup> /ч
32	2	Бак обессоленной воды	Q = 250 м <sup>3</sup> /ч
33	1 1	Насос 6НДВ-60 Насос X200-150-500	Q = 300 м <sup>3</sup> /ч Q = 315 м <sup>3</sup> /ч
34	2	Деаэратор атмосферный	Q = 70 м <sup>3</sup> /ч; P = 0,025 МПа
35	2	КСВ-125-140	Q = 125 м <sup>3</sup> /ч; P = 1,4МПа
36	1	ПН-130-2	Q = 169 м <sup>3</sup> /ч
37	32	ДСБ-3 , ДСБ-1	Q = 225 м <sup>3</sup> /ч

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки теплосети, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов приведены в табл.2.3.2.

**Таблица 2.3.2**

Наименование показателя	Единица измерения	Отчётный год		
		2010 г.	2011 г.	2012 г.
Производительность ВПУ	тонн/ч	830	830	830
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	830	830	830
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	9	9	9
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	427,6	425,7	458
нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	41,9	41,9	41,9
сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	385,7	383,8	416,1
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	637	656	638
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	358	358	358
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	тонн/ч	402,4	404,3	372,0
Доля резерва	%	48,5	48,7	44,8

## 2.4. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф

### 2.4.1. Краткое описание ВПУ котельной микрорайона Каринторф

Подпитка тепловой сети на котельной осуществляется с помощью фильтров STRUCTURAL C-1665-A3, где осуществляется Na катионирование и обезжелезывание воды.

Общая информация по водоподготовительной установке на котельной микрорайона Каринторф приведена в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
1	Объём тепловой сети	м <sup>3</sup>	146,5	146,5	146,5	146,5	146,5
2	Производительность ВПУ	т/ч	5	5	5	5	5
3	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	5	5	5	5	5
4	Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-
5	Собственные нужды	т/ч	-	-	-	-	-
6	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2	2	2
7	Емкость баков аккумуляторов	м <sup>3</sup>	100	100	100	100	100
8	Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
9	Всего подпитка тепловой сети	т/ч	3,6	3,6	3,6	3,8	3,4
10	Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	15	15	15	15	15
11	Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	30	30	30	30	30
12	Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,4	1,4	1,4	1,2	1,6

Водоподготовительная установка котельной включает в себя:

Фильтр 1-й степени STRUCTURAL C-1665-A3 обезжелезывание – 2 шт.

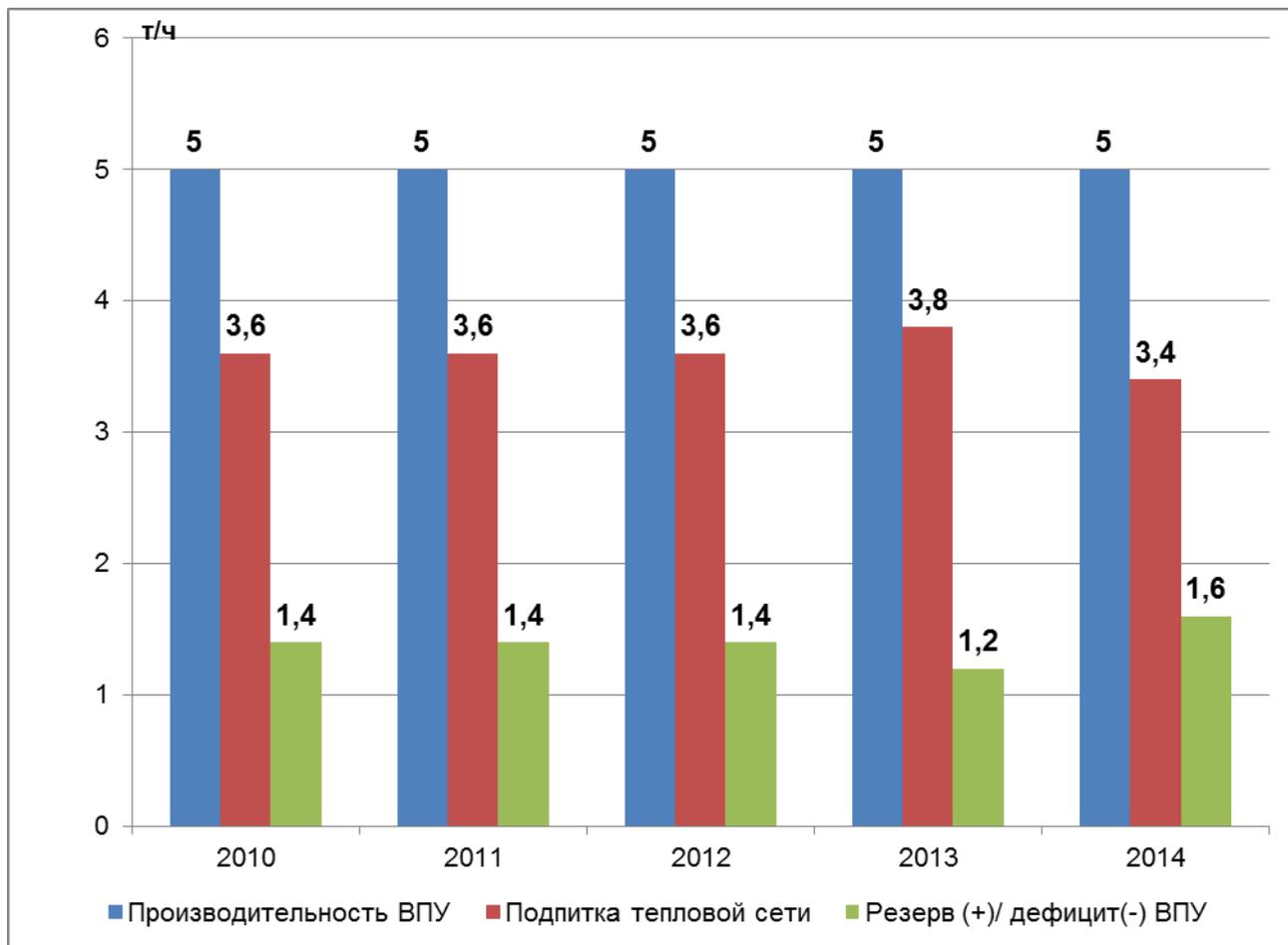
Фильтр 2-й степени STRUCTURAL C-1665-A3 Na катионирование – 2 шт.

Аккумуляторный бак подпиточный, полезной вместимостью 1,44 м<sup>3</sup> – 1 шт.

Насосы исходной воды WILO MHI 404-1/E производительностью 8 м<sup>3</sup>/ч – 2 шт.

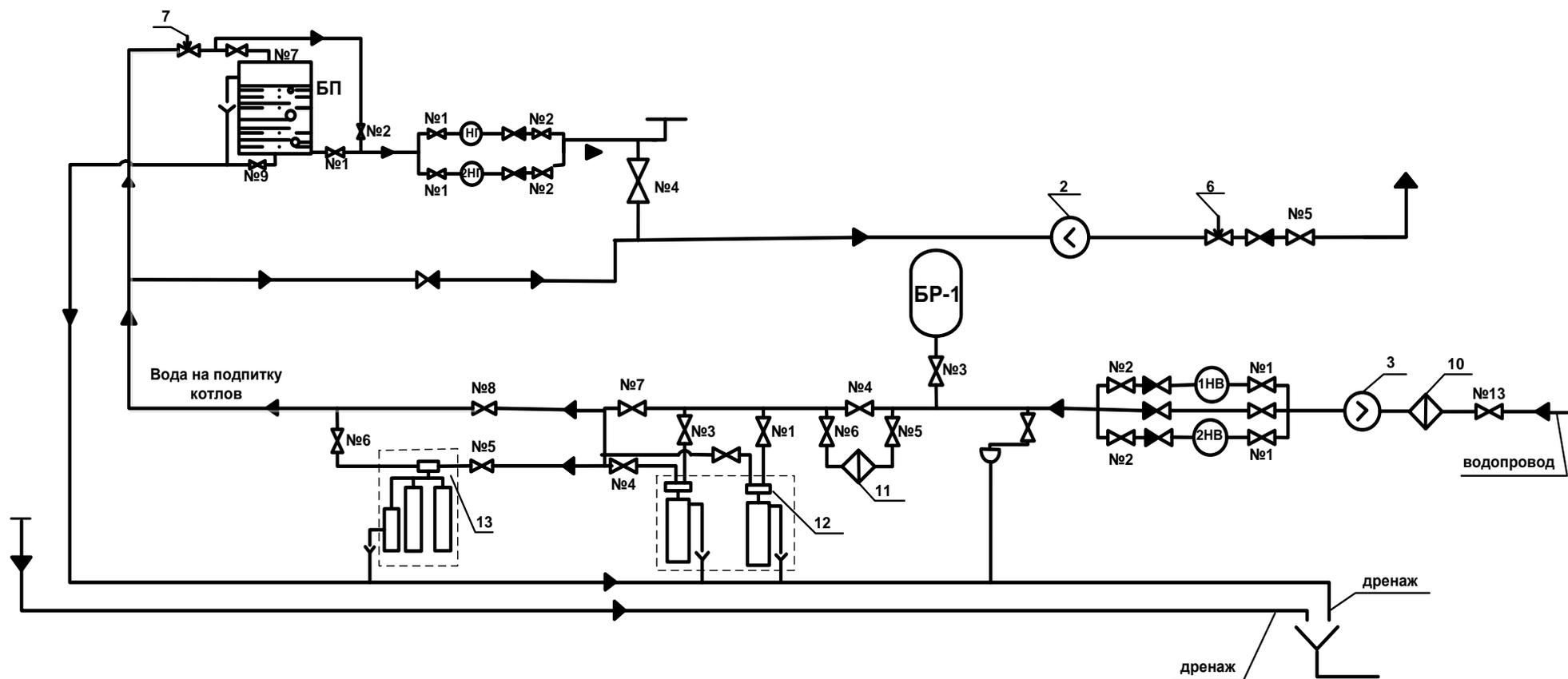
Подпиточные насосы WILO MHI 204-1/E производительностью 5 м<sup>3</sup>/ч – 2 шт.

На рис 2.4.1. .Произведен анализ производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита на котельной микрорайона Каринторф за период 2010-2014 гг.



**Рис. 2.4.1. Балансы производительности водоподготовительной установки, общей подпитки тепловой сети, резерва/дефицита котельной БМК-8,0 на период 2010-2014 гг.**

Схема водоподготовительной установки котельной микрорайона Каринторф приведена на рис. 2.4.2.



**Условные обозначения:**

БП – бак подпиточный	5 - электромагнитный клапан (Ду 23)	10 – фильтр самоочищающийся
1 - электромагнитный преобразователь расхода Ду 130	6 - электромагнитный клапан (Ду 32)	11 – фильтр
2 - электромагнитный преобразователь расхода Ду 23	7 - электромагнитный клапан (Ду 40)	12 – установка обезжелезивания воды
3 – счетчик холодной воды ВСХ-32	8 – вентиль 3-х ходовой	13 – система умягчения воды
4 – счетчик холодной воды ВСХ-20	9 – фильтр ФМФ-250	

**Рис. 2.4.2.Схема водоподготовительной установки котельной микрорайона Каринторф**

## 2.4.2. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф

Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф представлен в табл. 2.4.2.

В таблице приведены среднемесячные часовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, а также разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах.

Таблица 2.4.2

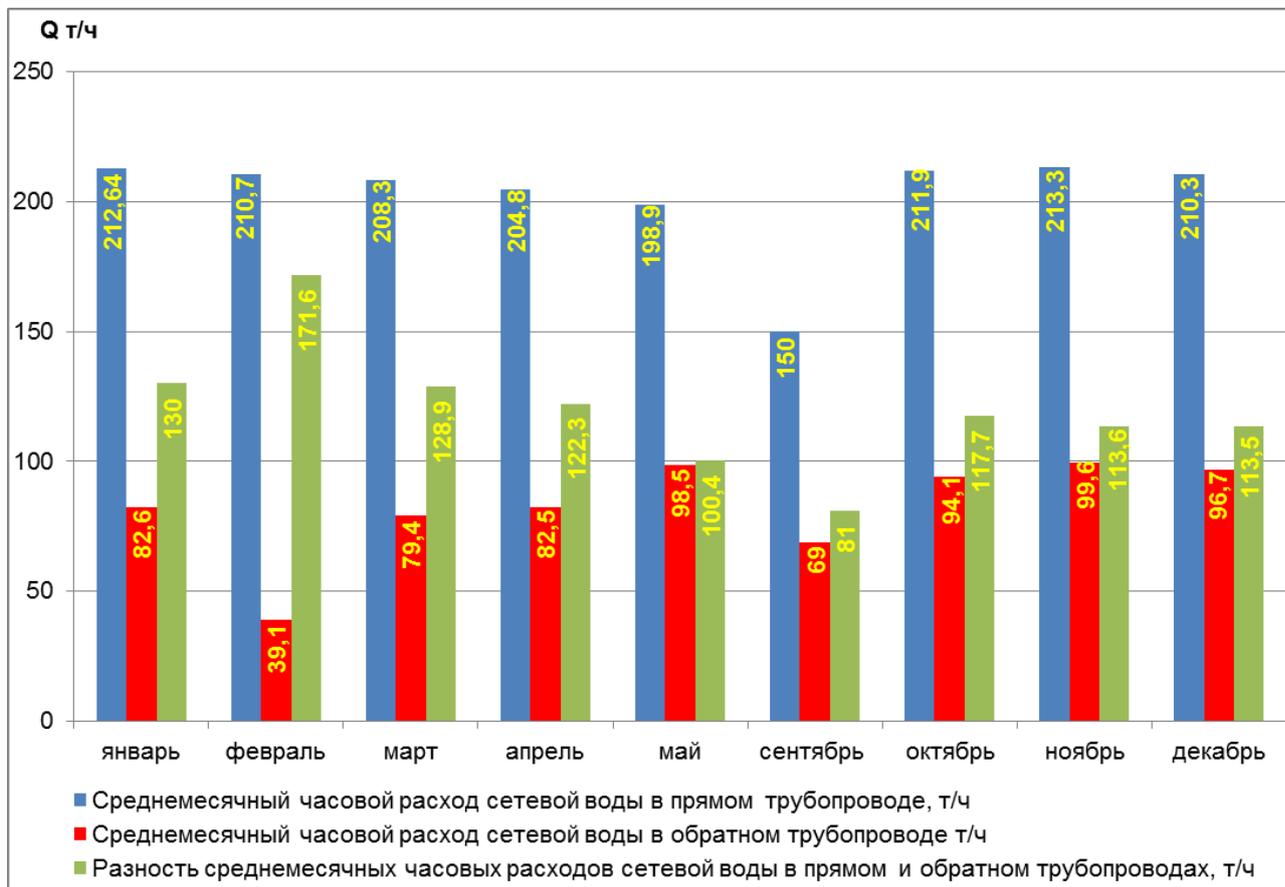
Период	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в прямом трубопроводе, т/ч	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в обратном трубопроводе, т/ч	Разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах, т/ч
январь	212,64	130	82,6
февраль	210,7	171,6	39,1
март	208,3	128,9	79,4
апрель	204,8	122,3	82,5
май	198,9	100,4	98,5
сентябрь	150,0	81,0	69,0
октябрь	211,9	117,7	94,1
ноябрь	213,3	113,6	99,6
декабрь	210,3	113,5	96,7

На графике рис. 2.4.3 приведены среднемесячные часовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, а также разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах по девяти месяцам отопительного периода 2014 г.

Следует отметить очень значительную разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах, которая изменяется от 39,1 т/ч в феврале 2014 г. до 99,6 т/ч в ноябре того же года.

Наиболее значительные разности среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах имели место в октябре, ноябре и декабре 2014 г.

Значения разностей среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах приведены в мае за 12 дней и сентябре за 7 дней.



**Рис. 1.4.3. Среднемесячные часовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, и разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах**

Среднечасовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, и разность среднечасовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах по каждому суткам периода января - февраля 2014 г. приведены табл. 2.4.3.

**Таблица 2.4.3**

Число	Месяц	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в прямом трубопроводе т/ч	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в обратном трубопроводе т/ч	Разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах т/ч	Месяц	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в прямом трубопроводе т/ч	Среднемесячный часовой расход сетевой воды в обратном трубопроводе т/ч	Разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах т/ч
1	январь	214	110	104	февраль	212	170	42
2	январь	214	80	134	февраль	212	160	52
3	январь	214	120	94	февраль	212	175	37
4	январь	214	100	114	февраль	212	125	87
5	январь	214	100	114	февраль	212	160	52
6	январь	213	110	103	февраль	211	150	61
7	январь	213	120	93	февраль	211	170	41
8	январь	213	90	123	февраль	211	150	61
9	январь	213	110	103	февраль	211	185	26

10	январь	213	90	123	февраль	211	180	31
11	январь	213	110	103	февраль	211	175	36
12	январь	213	110	103	февраль	211	170	41
13	январь	213	70	143	февраль	211	170	41
14	январь	213	90	123	февраль	211	180	31
15	январь	213	100	113	февраль	211	155	56
16	январь	212	130	82	февраль	210	165	45
17	январь	212	140	72	февраль	210	170	40
18	январь	212	110	102	февраль	210	130	80
19	январь	212	165	47	февраль	210	155	55
20	январь	212	140	72	февраль	210	145	65
21	январь	212	145	67	февраль	210	185	25
22	январь	212	165	47	февраль	210	220	-10
23	январь	212	180	32	февраль	210	220	-10
24	январь	212	155	57	февраль	210	220	-10
25	январь	212	160	52	февраль	210	190	20
26	январь	212	170	42	февраль	210	190	20
27	январь	212	160	52	февраль	210	180	30
28	январь	212	180	32	февраль	210	160	50
29	январь	212	190	22				
30	январь	212	160	52				
31	январь	212	170	42				
<b>Среднее суточный расход</b>		<b>212,64</b>	<b>130</b>	<b>82,6</b>	<b>Среднее суточный расход</b>	<b>171,6</b>	<b>39,1</b>	<b>210,7</b>

Среднечасовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, и разность среднечасовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах по каждому суткам периода января - февраля 2014 г. приведены табл. 2.4.4.

Таблица 2.4.4

Число	Месяц	Средне-месячный часовой расход сетевой воды в прямом трубопроводе т/ч	Средне-месячный часовой расход сетевой воды в обратном трубопроводе т/ч	Разность средне-месячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах т/ч	Месяц	Средне-месячный часовой расход сетевой воды в прямом трубопроводе т/ч	Средне-месячный часовой расход сетевой воды в обратном трубопроводе т/ч	Разность средне-месячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах т/ч
1	март	210	180	30	апрель	207	140	67
2	март	210	200	10	апрель	207	170	37
3	март	210	125	85	апрель	207	120	87
4	март	210	115	95	апрель	207	135	72

5	март	210	130	80	апрель	207	140	67
6	март	209	130	79	апрель	207	160	47
7	март	209	140	69	апрель	207	120	87
8	март	209	110	99	апрель	207	120	87
9	март	209	120	89	апрель	207	105	102
10	март	209	140	69	апрель	207	155	52
11	март	209	105	104	апрель	205	50	155
12	март	209	110	99	апрель	205	95	110
13	март	209	105	104	апрель	205	110	95
14	март	209	120	89	апрель	205	120	85
15	март	209	120	89	апрель	205	100	105
16	март	208	125	83	апрель	204	110	94
17	март	208	115	93	апрель	204	115	89
18	март	208	130	78	апрель	204	130	74
19	март	208	120	88	апрель	204	210	-6
20	март	208	115	93	апрель	204	60	144
21	март	207	120	87	апрель	203	120	83
22	март	207	140	67	апрель	203	100	103
23	март	207	120	87	апрель	203	120	83
24	март	207	120	87	апрель	203	120	83
25	март	207	130	77	апрель	203	115	88
26	март	207	145	62	апрель	203	150	53
27	март	207	85	122	апрель	203	80	123
28	март	207	130	77	апрель	203	130	73
29	март	207	170	37	апрель	203	120	83
30	март	207	140	67	апрель	203	150	53
31	март	207	140	67				
<b>Среднее суточный расход</b>		<b>208,3</b>	<b>128,9</b>	<b>79,4</b>	<b>Среднее суточный расход</b>	<b>204,8</b>	<b>122,3</b>	<b>82,5</b>

Среднечасовые расходы сетевой воды в прямом и в обратном трубопроводах, и разность среднечасовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах по каждому суткам периода ноября - декабря 2014 г. приведены табл. 2.4.5.

Таблица 2.4.5

Число	Месяц	Средне- месяч- ный ча- совой расход сетевой воды в прямом трубо- проводе т/ч	Средне- месяч- ный ча- совой расход сетевой воды в обрат- ном тру- бопро- воде т/ч	Разность среднеме- сячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопро- водах т/ч	Месяц	Средне- месяч- ный ча- совой расход сетевой воды в прямом трубо- проводе т/ч	Средне- месячный часовой расход сетевой воды в обратном трубо- проводе т/ч	Разность среднеме- сячных ча- совых рас- ходов сете- вой воды в прямом и обратном трубопрово- дах т/ч
1	ноябрь	215	110	105	декабрь	212	115	97
2	ноябрь	215	140	75	декабрь	212	110	102
3	ноябрь	215	110	105	декабрь	212	130	82
4	ноябрь	215	110	105	декабрь	212	120	92
5	ноябрь	215	110	105	декабрь	212	120	92
6	ноябрь	214	110	104	декабрь	211	145	66
7	ноябрь	214	110	104	декабрь	211	135	76
8	ноябрь	214	150	64	декабрь	211	130	81
9	ноябрь	214	130	84	декабрь	211	120	91
10	ноябрь	214	120	94	декабрь	211	110	101
11	ноябрь	214	150	64	декабрь	211	110	101
12	ноябрь	214	50	164	декабрь	211	115	96
13	ноябрь	214	110	104	декабрь	211	115	96
14	ноябрь	214	100	114	декабрь	211	70	141
15	ноябрь	214	110	104	декабрь	211	90	121
16	ноябрь	213	110	103	декабрь	210	100	110
17	ноябрь	213	130	83	декабрь	210	110	100
18	ноябрь	213	100	113	декабрь	210	80	130
19	ноябрь	213	110	103	декабрь	210	100	110
20	ноябрь	213	110	103	декабрь	210	110	100
21	ноябрь	212	130	82	декабрь	209	120	89
22	ноябрь	212	90	122	декабрь	209	70	139
23	ноябрь	212	120	92	декабрь	209	120	89
24	ноябрь	212	105	107	декабрь	209	100	109
25	ноябрь	212	145	67	декабрь	209	120	89
26	ноябрь	212	100	112	декабрь	209	90	119
27	ноябрь	212	110	102	декабрь	209	120	89
28	ноябрь	212	100	112	декабрь	209	120	89
29	ноябрь	212	120	92	декабрь	209	130	79
30	ноябрь	212	110	102	декабрь	209	120	89
31					декабрь	209	175	34
<b>Среднее су- точный рас- ход</b>		<b>213,3</b>	<b>113,6</b>	<b>99,6</b>	<b>Среднее суточный расход</b>	<b>210,3</b>	<b>113,5</b>	<b>96,7</b>

### Раздел 3. Выводы

Проведенный анализ работы ВПУ Кировской ТЭЦ-3 позволяет сделать следующие выводы:

1. Объем тепловых сетей от Кировской ТЭЦ-3 к 2033 г. увеличится на 0,24 % с 17,899 тыс. м<sup>3</sup> в 2013 г. до 18,341 тыс. м<sup>3</sup> в 2033 г.

2. Нормативные потери сетевой воды к 2033 г. увеличатся на 1,8 % с 405,637 тыс. м<sup>3</sup>/год в 2013 г. до 413,069 тыс. м<sup>3</sup>/год в 2033 г.

3. Перспективная подпитка тепловой сети от Кировской ТЭЦ-3 к 2033 г. повысится на 0,1 % с 454,4 т/ч в 2013 г. до 454,8 т/ч к 2033 г.

В настоящее время доля резерва производительности ВПУ на Кировской ТЭЦ-3 составляет 44,8%

Таким образом, существующая производительность ВПУ имеет достаточный резерв для увеличения производства воды для подпитки теплосети на период 2014 – 2033 гг.

Основной проблемой баланса производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной микрорайона Каринторф следует считать очень значительную разность среднемесячных часовых расходов сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах по всем месяцам отопительного периода. Для поддержания расходов сетевой воды в тепловой сети микрорайона Каринторф требуется подпитка тепловой сети в диапазоне от 40 до 100 т/ч воды.

## Список использованных источников

1. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
5. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
6. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчёту и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных (утверждена приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 г. № 323).
7. Инструкция по организации и объёму химического контроля вводно-химического режима на ТЭС. СО 153-34.37.303-2003.
8. Инструкция по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТЭС и котельных. СО 34.02.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 1998.
9. Методика расчёта расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок: СО 34.37.530-98. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1998.
10. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС. СО 34.09.321-2002 - М., СПО ОРГРЭС, 2003.
11. Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта. СО 34.26.303-98 М., СПО ОРГРЭС, 2000.
12. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей. СО 153- 34.40.505 - М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
13. Методические указания по наладке систем технического водоснабжения ТЭС. СО 34.22.401-95 – М, СПО ОРГРЭС, 1998.