

Закрытое Акционерное Общество

«ИВЭНЭРГОСЕРВИС»

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

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МО «ГОРОД ПЕНЗА»
Актуализация на 2015 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 производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер

Филиала «Пензенский»

ПАО «Т Плюс»

А.Б. Постнов

«_____» 2015 г.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД ПЕНЗА»

Актуализация на 2015 г.

**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения г. Пенза**

**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 потребле-
ния теплоносителя теплопотребляющими установками потре-
бителей, в том числе в аварийных режимах**

Генеральный директор

ЗАО «Ивэнергосервис»

_____ Е.В. Барочкин

«_____» 2015 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. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза на период 2015 – 2029 гг.....	8
Раздел 3. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза за последний отчетный период.....	25
Раздел 4. Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей источников теплоснабжения г. Пенза	30
4.1. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-1	30
4.2. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-2	35
4.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «Арбеково»	40
4.4. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «Западная»	43
4.5. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «Южная»	45
4.6. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной ОАО «ЭСП».....	48
4.7. Выводы по разделу	51
Список использованных источников.....	58

Введение

Разработка схемы теплоснабжения г. Пенза на период 2013 – 2027 гг. и ее актуализация до 2029 г. выполнялась с 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. Пенза разработана с учетом рекомендаций, приведенных в «Методических указаниях по разработке схем теплоснабжения» и включает в себя:

- перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей и планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей на период 2015 – 2029 гг.;
- сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза за последний отчетный период;
- перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и потери теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза с учетом перспективных планов строительства и реконструкции тепловых сетей, планируемого присоединения к ним систем теплоснабжения потребителей на период 2015 – 2029 гг. и прогнозируемых сроков перевода системы горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором на закрытую схему.

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, $\text{м}^3/\text{год}$, определялись по формуле:

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

где: g – технически обоснованный расход сетевой воды на слив для каждого типа используемых САРЗ (для применяемых в рассматриваемых тепловых сетях приборов типа РД-3М принимались согласно паспортам равным $0,03 \text{ м}^3/\text{ч}$);

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^3 , определялись по формуле:

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

где:

a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, $\text{м}^3/\text{чм}^3$, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации

тации тепловых энергоустановок, в размере 0,25% от среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей;

$V_{год}$ – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, м^3 ;

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

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

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м^3 , определялась из выражения:

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

где: $V_{от}$ и $V_{н}$ – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м^3 ;

$n_{от}$ и $n_{н}$ – 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. Пенза определено на основании соответствующих фактических данных, полученных за последние 5 лет. Число часов работы за отопительный и неотопительный периоды составляет 4968 ч. и 3288 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 с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003):

– 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. Перспективные нормативные потери теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза на период 2015 – 2029 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. Пенза на период 2015 – 2029 гг. с разбивкой по годам.

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя тепловой энергии в системе теплоснабжения г. Пенза, 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. Пенза на период 2015 – 2029 гг. приведены в табл. 2.1 и рис. 2.1.

Таблица 2.1

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая емкость систем теплопотребления абонентов), 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
Пензенская ТЭЦ-1						
2015	25678,80	1333,91	14355,40	41368,11	27012,71	35650,99
2016	25678,80	1335,46	14422,44	41436,69	27014,26	35692,88
2017	25690,04	1336,30	14505,03	41531,37	27026,35	35754,66
2018	25690,04	1336,30	14569,87	41596,21	27026,35	35793,68
2019	25690,04	1336,39	14617,81	41644,24	27026,43	35822,61
2020 – 2024	25728,99	1389,63	14929,32	42047,93	27118,62	36102,25
2025 – 2029	25729,52	1438,72	15254,78	42423,03	27168,24	36347,72
Пензенская ТЭЦ-2						
2015	8019,00	510,70	3946,55	12476,24	8529,70	10904,51
2016	8019,00	512,09	4002,25	12533,33	8531,09	10939,41
2017	8019,00	512,09	4015,58	12546,67	8531,09	10947,44
2018	8019,00	512,09	4023,94	12555,03	8531,09	10952,47
2019	8019,00	512,09	4032,30	12563,38	8531,09	10957,50
2020 – 2024	8046,02	540,14	4409,23	12995,39	8586,16	11239,39
2025 – 2029	8071,83	551,46	5005,09	13628,38	8623,29	11635,07
Котельная «Арбеково»						
2015	17175,00	1097,40	7392,77	25665,17	18272,40	22720,96
2016	17175,00	1101,03	7453,14	25729,17	18276,03	22760,91
2017	17175,00	1101,14	7508,95	25785,09	18276,14	22794,61
2018	17175,00	1101,14	7548,01	25824,15	18276,14	22818,11
2019	17175,00	1101,23	7590,54	25866,77	18276,23	22843,79
2020 – 2024	17185,55	1108,96	7970,97	26265,49	18294,52	23091,00
2025 – 2029	17185,55	1109,78	8037,73	26333,07	18295,33	23131,99

Период	Объем трубопроводов магистральных тепловых сетей, м ³	Объем трубопроводов квартальных тепловых сетей (включая емкость систем теплопотребления абонентов), 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 «Западная»						
2015	985,20	592,90	801,01	2379,11	1578,10	2060,10
2016	985,20	595,56	1061,96	2642,72	1580,76	2219,79
2017	985,20	597,61	1250,53	2833,34	1582,81	2335,31
2018	985,20	597,72	1448,53	3031,45	1582,92	2454,56
2019	985,20	597,83	1622,60	3205,63	1583,03	2559,42
2020 – 2024	985,20	597,87	1922,90	3505,97	1583,07	2740,16
2025 – 2029	985,20	597,87	2154,67	3737,74	1583,07	2879,63
Котельная ОАО «ЭСП»						
2015	2556,74	342,25	648,23	3547,22	2898,99	3289,06
2016	2556,74	342,87	717,79	3617,40	2899,61	3331,53
2017	4736,77	346,96	800,55	5884,28	5083,73	5565,46
2018	4736,77	347,75	881,78	5966,30	5084,52	5615,12
2019	4765,73	349,25	965,06	6080,04	5114,98	5695,70
2020 – 2024	4768,36	349,72	1068,16	6186,24	5118,08	5760,84
2025 – 2029	4770,99	349,93	1128,65	6249,57	5120,92	5800,08
Котельная «Южная»						
2015	3685,63	410,13	530,69	4626,45	4095,76	4415,10
2016	3685,63	410,37	539,73	4635,73	4096,00	4420,78
2017	3685,63	410,45	546,21	4642,29	4096,08	4424,76
2018	3685,63	410,45	553,23	4649,31	4096,08	4428,98
2019	3685,63	410,45	561,00	4657,08	4096,08	4433,66
2020 – 2024	3685,63	411,71	573,84	4671,18	4097,34	4442,65
2025 – 2029	3717,23	415,24	764,12	4896,59	4132,47	4592,27

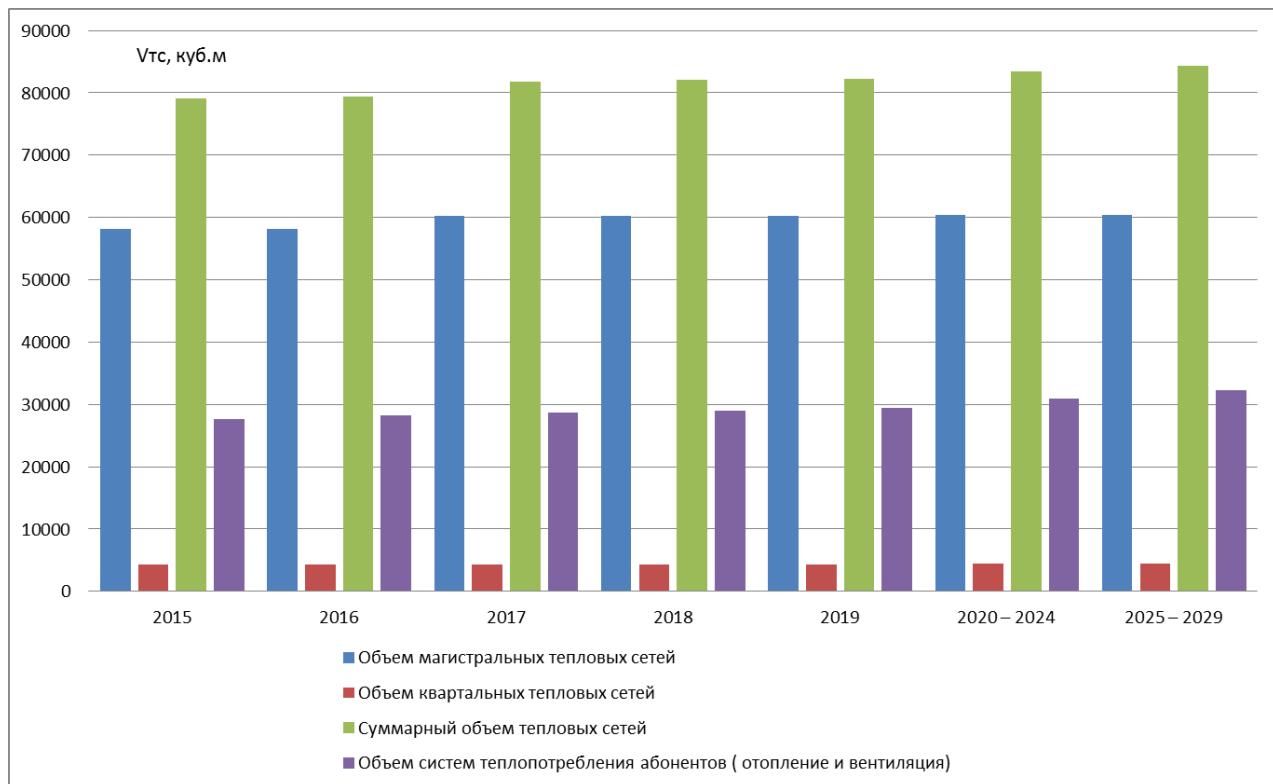


Рис. 2.1. Перспективные объемы тепловых сетей г. Пенза на период 2015 – 2029 гг.

Из данных табл. 2.1 и рис. 2.1 видно, что к 2029 году объем тепловых сетей увеличится на 7,4 % (с 90 тыс. м³ в 2015 году до 97,3 тыс. м³ в 2029 году). Увеличение объемов связано со строительством новых тепловых сетей в г. Пенза.

Результаты расчета перспективных нормативных потерь сетевой воды (ПСВ) в тепловых сетях основных источников теплоснабжения г. Пенза приведены в табл. 2.2 и рис. 2.2.

Таблица 2.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³					
	с нормативной утечкой	технологические				Итого	с нормативной утечкой	технологические				Итого
		пуское заполнение	регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие			пуское заполнение	регламентные испытания	Сливы из САРЗ	Другие	
Пензенская ТЭЦ-1												
2015	530010,43	38518,20	12839,40	2682,72	0,00	584050,75	27531,92	2000,87	666,96	0,00	0,00	30199,75
2016	530010,43	38518,20	12839,40	2682,72	0,00	584050,75	27563,85	2003,19	667,73	0,00	0,00	30234,77
2017	530242,49	38535,06	12845,02	2682,72	0,00	584305,29	27581,27	2004,45	668,15	0,00	0,00	30253,88
2018	530242,49	38535,06	12845,02	2682,72	0,00	584305,29	27581,27	2004,45	668,15	0,00	0,00	30253,88
2019	530242,49	38535,06	12845,02	2682,72	0,00	584305,29	27583,07	2004,58	668,19	0,00	0,00	30255,85
2020 – 2024	531046,31	38593,48	12864,49	2682,72	0,00	585187,01	28681,98	2084,45	694,82	0,00	0,00	31461,25
2025 – 2029	531057,35	38594,28	12864,76	2682,72	0,00	585199,12	29695,20	2158,08	719,36	0,00	0,00	32572,64

Продолжение таблицы 2.2

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе тепло-снабжения	
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³							
	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			
Пензенская ТЭЦ-1														
2015	178294,01	21533,09	7177,70	0,00	0,00	207004,80	735836,36	62052,16	20684,05	2682,72	0,00	821255,29	821255,29	
2016	179126,66	21633,65	7211,22	0,00	0,00	207971,53	736700,94	62155,04	20718,35	2682,72	0,00	822257,05	822257,05	
2017	180152,46	21757,54	7252,51	0,00	0,00	209162,52	737976,22	62297,06	20765,69	2682,72	0,00	823721,69	823721,69	
2018	180957,75	21854,80	7284,93	0,00	0,00	210097,48	738781,51	62394,32	20798,11	2682,72	0,00	824656,65	824656,65	
2019	181553,20	21926,71	7308,90	0,00	0,00	210788,82	739378,75	62466,36	20822,12	2682,72	0,00	825349,96	825349,96	
2020 – 2024	185422,09	22393,97	7464,66	0,00	0,00	215280,72	745150,39	63071,90	21023,97	2682,72	0,00	831928,98	831928,98	
2025 – 2029	189464,41	22882,18	7627,39	0,00	0,00	219973,98	750216,97	63634,54	21211,51	2682,72	0,00	837745,74	837745,74	

Продолжение таблицы 2.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³					
	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	
Пензенская ТЭЦ-2												
2015	165512,16	12028,50	4009,50	2682,72	0,00	184232,88	10540,81	766,05	255,35	0,00	0,00	11562,20
2016	165512,16	12028,50	4009,50	2682,72	0,00	184232,88	10569,43	768,13	256,04	0,00	0,00	11593,60
2017	165512,16	12028,50	4009,50	2682,72	0,00	184232,88	10569,43	768,13	256,04	0,00	0,00	11593,60
2018	165512,16	12028,50	4009,50	2682,72	0,00	184232,88	10569,43	768,13	256,04	0,00	0,00	11593,60
2019	165512,16	12028,50	4009,50	2682,72	0,00	184232,88	10569,43	768,13	256,04	0,00	0,00	11593,60
2020 – 2024	166069,85	12069,03	4023,01	2682,72	0,00	184844,61	11148,49	810,21	270,07	0,00	0,00	12228,77
2025 – 2029	166602,57	12107,75	4035,92	2682,72	0,00	185428,95	11382,11	827,19	275,73	0,00	0,00	12485,03

Продолжение таблицы 2.2

Год	Теплопотребители					Итого					Всего по системе тепло-снабжения		
	ПСВ, м ³					ПСВ, м ³							
	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			
Пензенская ТЭЦ-2													
2015	49016,11	5919,82	1973,27	0,00	0,00	56909,20	225069,07	18714,37	6238,12	2682,72	0,00	252704,28	252704,28
2016	49707,90	6003,37	2001,12	0,00	0,00	57712,39	225789,50	18800,00	6266,67	2682,72	0,00	253538,88	253538,88
2017	49873,56	6023,38	2007,79	0,00	0,00	57904,73	225955,15	18820,00	6273,33	2682,72	0,00	253731,21	253731,21
2018	49977,34	6035,91	2011,97	0,00	0,00	58025,23	226058,94	18832,54	6277,51	2682,72	0,00	253851,71	253851,71
2019	50081,13	6048,45	2016,15	0,00	0,00	58145,72	226162,72	18845,07	6281,69	2682,72	0,00	253972,21	253972,21
2020 – 2024	54762,60	6613,84	2204,61	0,00	0,00	63581,05	231980,94	19493,08	6497,69	2682,72	0,00	260654,43	260654,43
2025 – 2029	62163,18	7507,63	2502,54	0,00	0,00	72173,36	240147,87	20442,56	6814,19	2682,72	0,00	270087,34	270087,34

Продолжение таблицы 2.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³					
	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	
Котельная «Арбеково»												
2015	354492,00	25762,50	8587,50	2682,72	0,00	391524,72	22650,40	1646,10	548,70	0,00	0,00	24845,20
2016	354492,00	25762,50	8587,50	2682,72	0,00	391524,72	22725,18	1651,54	550,51	0,00	0,00	24927,23
2017	354492,00	25762,50	8587,50	2682,72	0,00	391524,72	22727,53	1651,71	550,57	0,00	0,00	24929,81
2018	354492,00	25762,50	8587,50	2682,72	0,00	391524,72	22727,53	1651,71	550,57	0,00	0,00	24929,81
2019	354492,00	25762,50	8587,50	2682,72	0,00	391524,72	22729,33	1651,84	550,61	0,00	0,00	24931,78
2020 – 2024	354709,81	25778,33	8592,78	2682,72	0,00	391763,64	22889,03	1663,45	554,48	0,00	0,00	25106,96
2025 – 2029	354709,81	25778,33	8592,78	2682,72	0,00	391763,64	22905,87	1664,67	554,89	0,00	0,00	25125,44

Продолжение таблицы 2.2

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе тепло-снабжения	
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³							
	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			
Котельная «Арбеково»														
2015	91818,18	11089,15	3696,38	0,00	0,00	106603,71	468960,58	38497,76	12832,59	2682,72	0,00	522973,64	522973,64	
2016	92568,00	11179,71	3726,57	0,00	0,00	107474,28	469785,18	38593,75	12864,58	2682,72	0,00	523926,23	523926,23	
2017	93261,16	11263,43	3754,48	0,00	0,00	108279,06	470480,69	38677,64	12892,55	2682,72	0,00	524733,59	524733,59	
2018	93746,30	11322,02	3774,01	0,00	0,00	108842,33	470965,83	38736,23	12912,08	2682,72	0,00	525296,86	525296,86	
2019	94274,52	11385,81	3795,27	0,00	0,00	109455,60	471495,85	38800,15	12933,38	2682,72	0,00	525912,10	525912,10	
2020 – 2024	98999,48	11956,46	3985,49	0,00	0,00	114941,43	476598,33	39398,24	13132,75	2682,72	0,00	531812,03	531812,03	
2025 – 2029	99828,65	12056,60	4018,87	0,00	0,00	115904,11	477444,33	39499,60	13166,53	2682,72	0,00	532793,19	532793,19	

Продолжение таблицы 2.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³					
	с норматив- ной утечкой	технологические				Итого	с норматив- ной утечкой	технологические				Итого
		пусковое заполнение	регламент- ные испы- тания	Сливы из САРЗ	Другие			пусковое заполнение	регламент- ные испы- тания	Сливы из САРЗ	Другие	
Котельная «Западная»												
2015	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12237,46	889,35	296,45	0,00	0,00	13423,26
2016	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12292,36	893,34	297,78	0,00	0,00	13483,48
2017	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12334,67	896,42	298,81	0,00	0,00	13529,89
2018	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12336,94	896,58	298,86	0,00	0,00	13532,38
2019	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12339,21	896,75	298,92	0,00	0,00	13534,87
2020 – 2024	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12340,04	896,81	298,94	0,00	0,00	13535,78
2025 – 2029	20334,53	1477,80	492,60	2682,72	0,00	24987,65	12340,04	896,81	298,94	0,00	0,00	13535,78

Продолжение таблицы 2.2

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе тепло-снабжения	
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³							
	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			
Котельная «Западная»														
2015	9948,52	1201,51	400,50	0,00	0,00	11550,54	42520,51	3568,66	1189,55	2682,72	0,00	49961,44	49961,44	
2016	13189,53	1592,94	530,98	0,00	0,00	15313,45	45816,42	3964,08	1321,36	2682,72	0,00	53784,57	53784,57	
2017	15531,54	1875,79	625,26	0,00	0,00	18032,60	48200,74	4250,01	1416,67	2682,72	0,00	56550,13	56550,13	
2018	17990,73	2172,79	724,26	0,00	0,00	20887,79	50662,20	4547,17	1515,72	2682,72	0,00	59407,81	59407,81	
2019	20152,67	2433,90	811,30	0,00	0,00	23397,87	52826,41	4808,44	1602,81	2682,72	0,00	61920,39	61920,39	
2020 – 2024	23882,40	2884,35	961,45	0,00	0,00	27728,20	56556,96	5258,95	1752,98	2682,72	0,00	66251,62	66251,62	
2025 – 2029	26760,98	3232,00	1077,33	0,00	0,00	31070,32	59435,55	5606,61	1868,87	2682,72	0,00	69593,75	69593,75	

Продолжение таблицы 2.2

Год	Магистральные тепловые сети					Квартальные тепловые сети						
	ПСВ, м ³					ПСВ, м ³						
	с норматив- ной утечкой	технологические				Итого	с норматив- ной утечкой	технологические				Итого
		пуское заполнение	регла- ментные испытания	Сливы из САРЗ	Другие			пуское заполнение	регламент- ные испы- тания	Сливы из САРЗ	Другие	
Котельная ОАО «ЭСП»												
2015	52771,11	3835,11	1278,37	2682,72	0,00	60567,31	7064,04	513,38	171,13	0,00	0,00	7748,54
2016	52771,11	3835,11	1278,37	2682,72	0,00	60567,31	7076,84	514,31	171,44	0,00	0,00	7762,58
2017	97766,93	7105,16	2368,39	2682,72	0,00	109923,19	7161,25	520,44	173,48	0,00	0,00	7855,17
2018	97766,93	7105,16	2368,39	2682,72	0,00	109923,19	7177,56	521,63	173,88	0,00	0,00	7873,06
2019	98364,67	7148,60	2382,87	2682,72	0,00	110578,85	7208,52	523,88	174,63	0,00	0,00	7907,02
2020 – 2024	98418,95	7152,54	2384,18	2682,72	0,00	110638,39	7218,22	524,58	174,86	0,00	0,00	7917,66
2025 – 2029	98473,23	7156,49	2385,50	2682,72	0,00	110697,93	7222,56	524,90	174,97	0,00	0,00	7922,42

Продолжение таблицы 2.2

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе тепло-снабже-ния	
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³							
	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			
Котельная ОАО «ЭСП»														
2015	8051,03	972,35	324,12	0,00	0,00	9347,49	67886,18	5320,83	1773,61	2682,72	0,00	77663,34	77663,34	
2016	8914,91	1076,68	358,89	0,00	0,00	10350,48	68762,86	5426,09	1808,70	2682,72	0,00	78680,37	78680,37	
2017	9942,85	1200,83	400,28	0,00	0,00	11543,95	114871,03	8826,42	2942,14	2682,72	0,00	129322,32	129322,32	
2018	10951,66	1322,66	440,89	0,00	0,00	12715,22	115896,16	8949,44	2983,15	2682,72	0,00	130511,47	130511,47	
2019	11986,04	1447,59	482,53	0,00	0,00	13916,16	117559,23	9120,06	3040,02	2682,72	0,00	132402,02	132402,02	
2020 – 2024	13266,59	1602,24	534,08	0,00	0,00	15402,91	118903,76	9279,36	3093,12	2682,72	0,00	133958,97	133958,97	
2025 – 2029	14017,78	1692,97	564,32	0,00	0,00	16275,07	119713,57	9374,35	3124,78	2682,72	0,00	134895,42	134895,42	

Продолжение таблицы 2.2

Год	Магистральные тепловые сети						Квартальные тепловые сети					
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³					
	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	
Котельная «Южная»												
2015	76071,32	5528,44	1842,81	2682,72	0,00	86125,29	8465,17	615,20	205,07	0,00	0,00	9285,43
2016	76071,32	5528,44	1842,81	2682,72	0,00	86125,29	8470,12	615,56	205,19	0,00	0,00	9290,87
2017	76071,32	5528,44	1842,81	2682,72	0,00	86125,29	8471,77	615,68	205,23	0,00	0,00	9292,68
2018	76071,32	5528,44	1842,81	2682,72	0,00	86125,29	8471,77	615,68	205,23	0,00	0,00	9292,68
2019	76071,32	5528,44	1842,81	2682,72	0,00	86125,29	8471,77	615,68	205,23	0,00	0,00	9292,68
2020 – 2024	76071,32	5528,44	1842,81	2682,72	0,00	86125,29	8497,78	617,57	205,86	0,00	0,00	9321,20
2025 – 2029	76723,54	5575,84	1858,61	2682,72	0,00	86840,72	8570,64	622,87	207,62	0,00	0,00	9401,12

Продолжение таблицы 2.2

Год	Теплопотребители						Итого						Всего по системе тепло-снабжения	
	ПСВ, м ³						ПСВ, м ³							
	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			
Котельная «Южная»														
2015	6591,22	796,04	265,35	0,00	0,00	7652,61	91127,71	6939,68	2313,23	2682,72	0,00	103063,34	103063,34	
2016	6703,44	809,59	269,86	0,00	0,00	7782,90	91244,88	6953,59	2317,86	2682,72	0,00	103199,06	103199,06	
2017	6783,90	819,31	273,10	0,00	0,00	7876,32	91327,00	6963,43	2321,14	2682,72	0,00	103294,29	103294,29	
2018	6871,08	829,84	276,61	0,00	0,00	7977,53	91414,17	6973,96	2324,65	2682,72	0,00	103395,50	103395,50	
2019	6967,56	841,49	280,50	0,00	0,00	8089,55	91510,65	6985,61	2328,54	2682,72	0,00	103507,52	103507,52	
2020 – 2024	7127,10	860,76	286,92	0,00	0,00	8274,79	91696,20	7006,77	2335,59	2682,72	0,00	103721,28	103721,28	
2025 – 2029	9490,33	1146,18	382,06	0,00	0,00	11018,56	94784,51	7344,88	2448,29	2682,72	0,00	107260,40	107260,40	

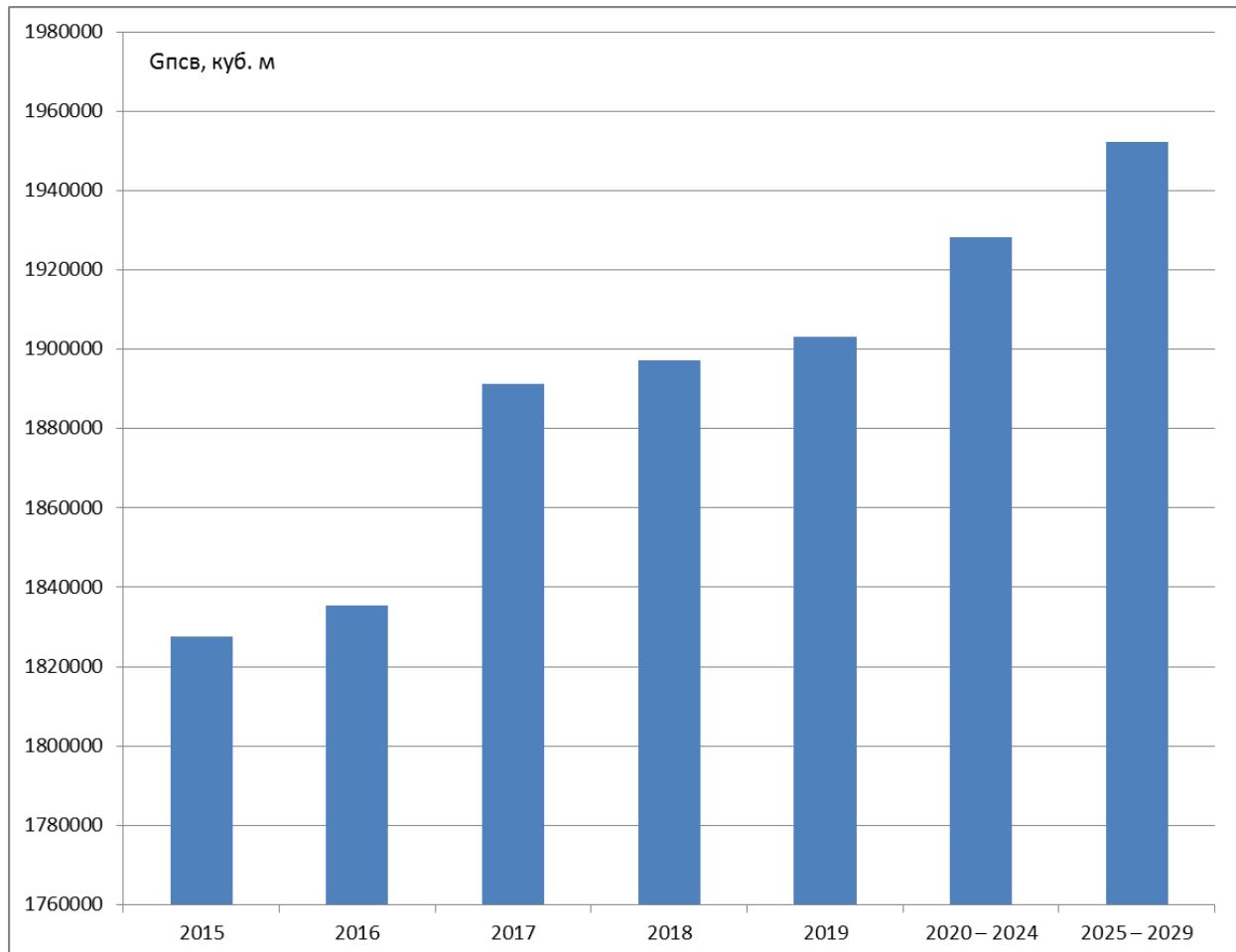


Рис. 2.2 Прогноз изменения нормативных потерь сетевой воды в тепловых сетях г. Пенза на период 2015 – 2029 гг.

Данные, приведенные на графике рис. 2.2 показывают, что нормативные потери сетевой воды к 2029 году увеличиваются на 6,4 % (с 1 828 тыс. м³/год в 2015 году до 1 952 тыс. м³/год в 2029 году).

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

Раздел 3. Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза за последний отчетный период

Сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя в тепловых сетях г. Пенза производился путем сопоставления фактической подпитки теплосети с нормативной. В связи с отсутствием необходимых данных (показания коммерческих приборов учета) сравнительный анализ выполнялся только для источников теплоснабжения, находящихся на балансе Пензенского филиала ОАО «Волжская ТГК».

Сравнительный анализ фактических и нормативных ПСВ приведен в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Месяцы	Фактическая величина подпитки, м ³				Нормативные месячные ПСВ по СЦТ, в эксплуатационной ответственности Пензенского филиала «Волжской ТГК», м ³			
	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Котельная "Арбеково"	Пензенский филиал	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Котельная "Арбеково"	Пензенский филиал
Январь	211805	52274	33149	297228	48817	15706	32312	96835
Февраль	164024	48325	36716	249064	44093	14186	29185	87464
Март	196812	58190	39450	294453	48817	15706	32312	96835
Апрель	182676	55522	31550	269748	47740	15354	31647	94740
Май	150828	61110	5957	217895	48786	15616	32925	97327
Июнь	172871	58333	4812	236016	51291	16418	34615	102323
Июль	105431	31577	42994	180003	53276	17053	35955	106284
Август	170973	49474	1398	221845	53276	17053	35955	106284
Сентябрь	222417	53773	14691	290881	46962	15032	31694	93688
Октябрь	227822	58575	81183	367581	49564	15937	32878	98379
Ноябрь	172368	47546	58352	278266	47242	15199	31270	93711
Декабрь	186812	48399	53369	288580	48817	15706	32312	96835
Год	2164839	623097	403623	3191559	588680	188966	393059	1170705

Продолжение таблицы 3.1

Месяцы	Нормативные месячные ПСВ по СЦТ с учетом систем теплопотребления, м ³			
	ТЭЦ-1	ТЭЦ-2	Котельная "Арбеково"	Пензенский филиал
Январь	76151	23817	48043	148010
Февраль	68781	21512	43393	133686
Март	76151	23817	48043	148010
Апрель	72774	22787	46040	141601
Май	53401	17062	35402	105865
Июнь	58135	18522	38382	115039
Июль	60385	19239	39868	119492
Август	60385	19239	39868	119492
Сентябрь	51404	16424	34079	101907
Октябрь	74770	23425	47364	145559
Ноябрь	73694	23048	46493	143235
Декабрь	76151	23817	48043	148010
Год	802181	252710	515017	1569908

Фактическая и нормативная подпитки теплосети за отопительный период приведены на рис. 3.1.

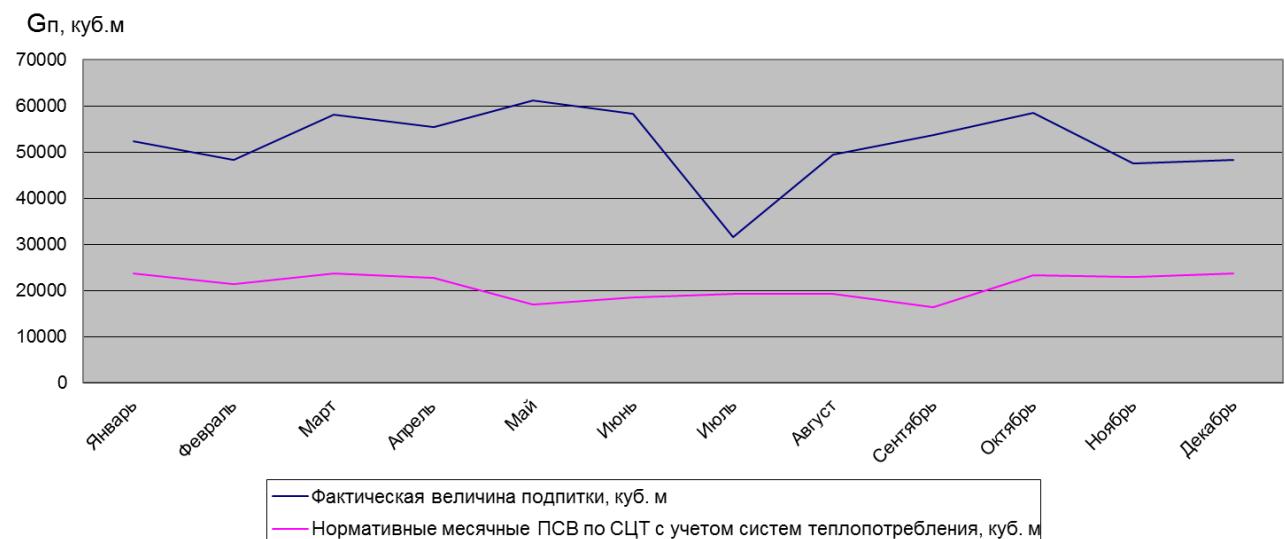


Рис. 3.1. Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети за отопительный период

Данные рис. 3.1 показывают, 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 невы-

полнение своевременного перевода водоразбора на нужды горячего водоснабжения с обратного трубопровода на подающий и обратно.

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

Фактическая и нормативная подпитки теплосети от Пензенских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково» за отопительный период приведены на рис. 3.2 – 3.4.

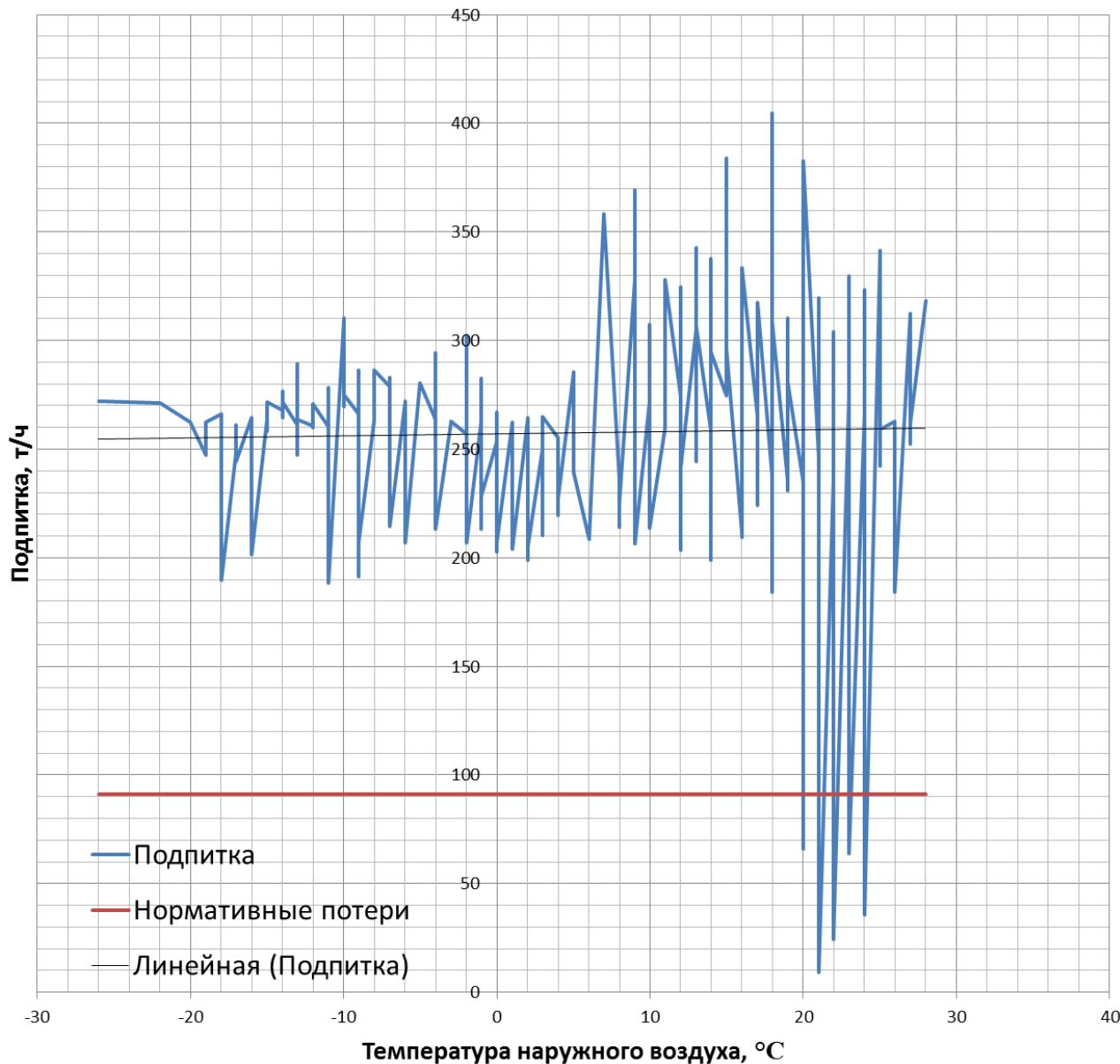


Рис. 3.2. Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от Пензенской ТЭЦ-1 за отопительный период

Данные рис. 3.2 показывают, что в отопительный период при температурах ниже $+20^{\circ}\text{C}$ все фактические значения подпитки превышают норматив. Причиной отклонений фактических значений расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети от нормативных значений может служить невыполнение своевременного перевода водоразбора на нужды горячего водоснабжения с обратного трубопровода на подающий и обратно.

Также, есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-1 имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения.

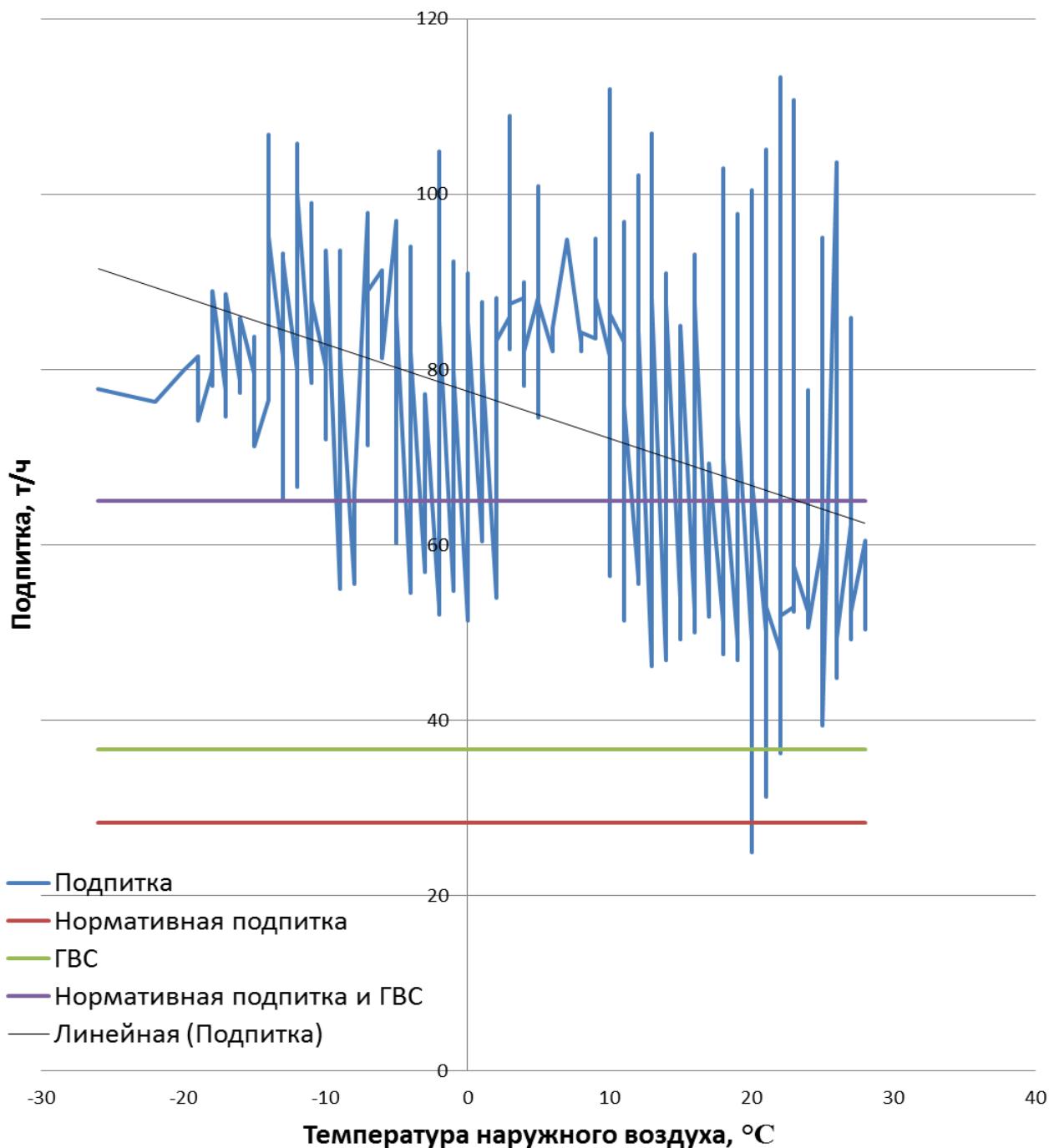


Рис. 3.3. Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от Пензенской ТЭЦ-2 за отопительный период

Данные рис. 3.3 показывают, что в отопительный период при температурах ниже $+10^{\circ}\text{C}$ большинство фактических значений подпитки превышает норматив. Причиной отклонений фактических значений расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети от нормативных значений может служить невыполнение своевременного перевода водоразбора на нужды горячего водоснабжения с обратного трубопровода на подающий и обратно.

Также, есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения от Пензенской ТЭЦ-2 имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения.

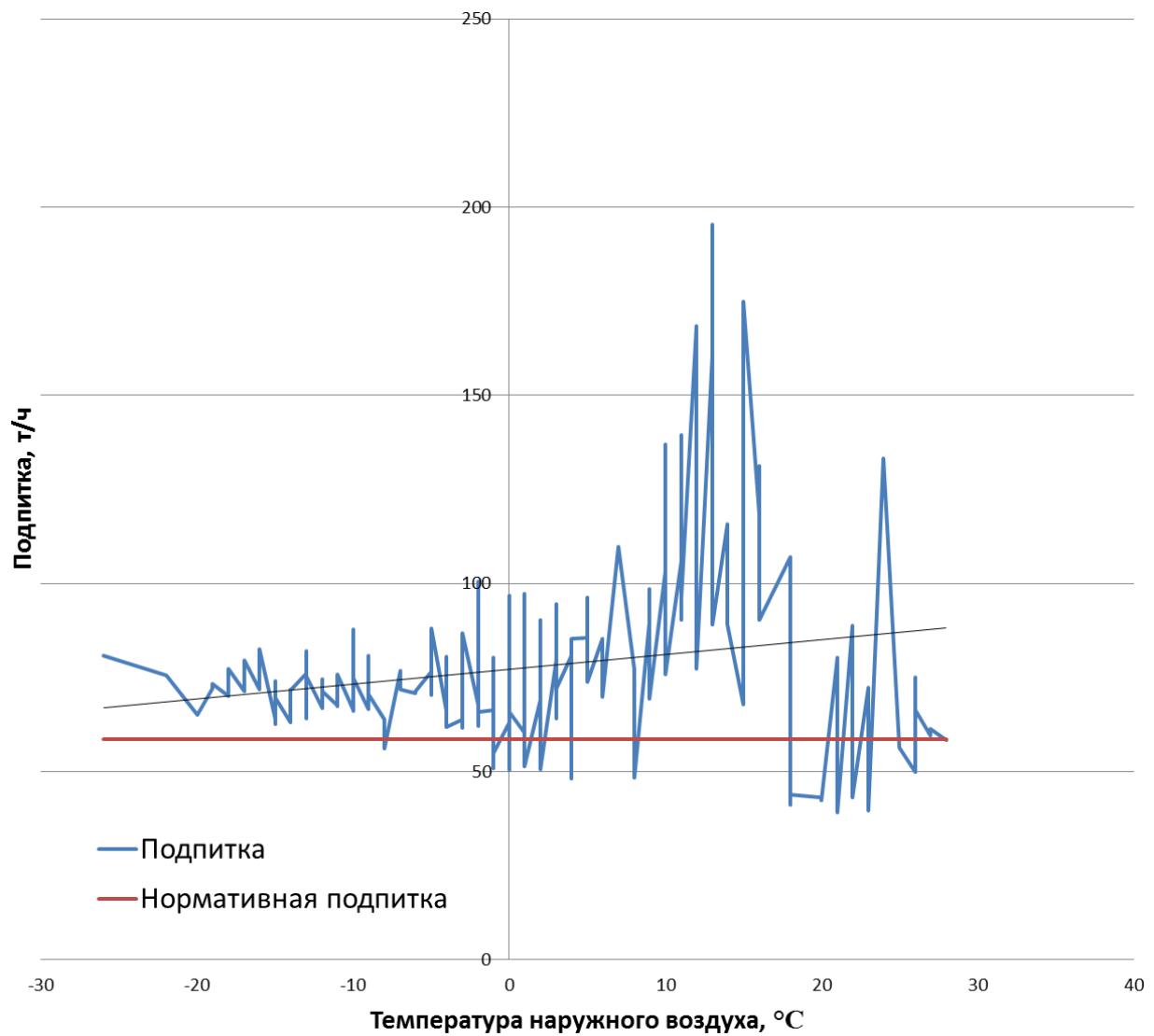


Рис. 3.4. Сопоставление нормативной и фактической подпитки теплосети от котельной «Арбеково» за отопительный период

Данные рис. 3.4 показывают, что в отопительный период большинство фактических значений подпитки превышает норматив. Причиной отклонений фактических значений расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети от нормативных значений может служить невыполнение своевременного перевода водоразбора на нужды горячего водоснабжения с обратного трубопровода на подающий и обратно.

Также, есть достаточные основания полагать, что в тепловых сетях в системе теплоснабжения от котельной «Арбеково» имеются утечки теплоносителя, превышающие нормативные значения.

Раздел 4. Балансы производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей источников теплоснабжения г. Пенза

4.1. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-1

4.1.1. Краткое описание ВПУ Пензенской ТЭЦ-1

Узел подпитки теплосети включает в себя эжектор типа ЭП-3-25/75; вакуумный деаэратор типа ДСВ-400 номинальной производительностью 400 т/час; насосы подпитки теплосети типа Д-320-70 производительностью 300 м³/час и напором 55 м; насос аварийной подпитки теплосети типа 10 Д-6, производительностью 400 м³/час и напором 55 м; подогреватель сырой воды ПСВ-500-14-23.

Химочищенная вода с ХВО поступает в деаэратор на распределительные тарелки через охлаждающую систему пароструйного эжектора, где она частично нагревается на 5-10°C.

В вакуумном деаэраторе производится дополнительный ее нагрев и деаэрация. Греющей средой в вакуумном деаэраторе является перегретая деаэрированная сетевая вода с температурой 65-180°C, которая подается в специальный отсек. При входе сетевой воды в деаэратор она впрыскивается и разделяется на пар и воду. Пар поступает под барботажный лист, а оставшаяся вода отводится из деаэратора вместе с деаэрированной химочищенной водой. Пар, прошедший сквозь барботажный лист, пересекает струйные потоки химочищенной воды и нагревает ее до температуры насыщения. Выделяющиеся при нагреве ХВО неконденсирующиеся газы, кислород, углекислый газ, отсасываются эжектором.

Химочищенная вода, прошедшая деаэрацию, сливается по сливной трубе в промежуточный коллектор Ø1220 мм и далее подается на всас насосов подпитки теплосети.

Характеристика основного оборудования узла подпитки теплосети блочной части приведена в табл. 4.1.

Таблица 4.1

№ п/п	Наименование оборудования	Тип	Характеристика	Кол-во	Примечание
1.	Вакуумный деаэратор	ДСВ-400	Q=400 т/час; V=14 м ³	2	Завод изгото-витель ЕЗТМ
2.	Пароструйный эжектор	ЭП-3-25/75	3-х ступенчатый расход всасываемого воздуха Q = 25-75 кг/ч. Объемная производительность на паровоздушной смеси V=2850 м ³ /час	1	Завод изгото-витель ХТЗ
3.	Насос подпитки теплосети	Д-320-70	Q=300 т/час; Н = 55 м; N _{двиг} = 66 кВт; ΔH _{доп} = 5,4 м	2	Проектом предусмотрено 3 насоса
4.	Подогреватель сырой воды	ПСВ-500-14-23	Поверхность нагрева F = 500 м ² . Давление в трубной системе Р = 23 кг/см ² . Давление в корпусе 14 кг/см ² . Расход воды 1800 т/ч.	1	
5.	Насос аварийной подпитки теплосети	10Д-6	Q = 600-400 м ³ /час; Н = 70-55 м; П = 1450 об/мин		

Характеристика вакуумного деаэратора типа ДСВ-400 на узле подпитки теплосети блочной части приведена в табл. 4.2.

Таблица 4.2

№ п/п	Наименование характеристик	Ед. изм.	Величины	Примечание
1	Номинальная производительность	т/час	400	Поток сетевой воды (теплоносителя) в номинальную производительность не входит
2	Минимальнодопустимая производительность	т/час	120	
3	Рабочее абсолютное давление	кг/см ²	0,075-0,5	
4	Температура деаэрированной воды	°С	40-80	
5	Температура теплоносителя сетевой воды	°С	65-180	Кол-во отверстий 400Ø8 Кол-во отверстий в тарелках 1-1073Ø6 2- 5531Ø6 3-1756Ø10
6	Объем	м ³	14	
7	Диаметр корпуса	мм	3032×16	
8	Длина	мм	1992	
9	Сухой вес	кг	7110	
10	Вес колонки заполненной водой	т	21	
11	Пробное гидравлическое давление	кгс/см ²	2,0	
12	Количество барботажных листов	шт	1	
13	Количество сливных тарелок	шт	3	
14	Допустимое повышение давления при работе защитного устройства (гидрозатвора)	кгс/см ²	0,7	
15	Тип пароструйного эжектора		ЭП-3-25/75	
16	Содержание кислорода в деаэрированной воде	мкг/дм ³	30-50	
17	Подогрев воды в деаэраторе	°С	15-20 но не более 25	
18	Свободная углекислота	мг/кг	отсутствие	

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки теплосети, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Наименование показателя	Ед. изм.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды	тонн/ч	23,86	22,56	22,32
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	3	3	3
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	800	800	800
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	265,1	261,3	260,5
- нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	95,5	95,8	95,9
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	169,6	165,5	164,6
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	404,7	400,5	398,6
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	600	600	600
Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	34,9	38,7	39,5
Доля резерва	%	11,6	12,9	13,2

4.1.2. Определение расчетной производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 и аварийной подпитки теплосети

На графике рис. 4.1 приведены значения перспективной подпитки тепловой сети и расчетная производительность ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

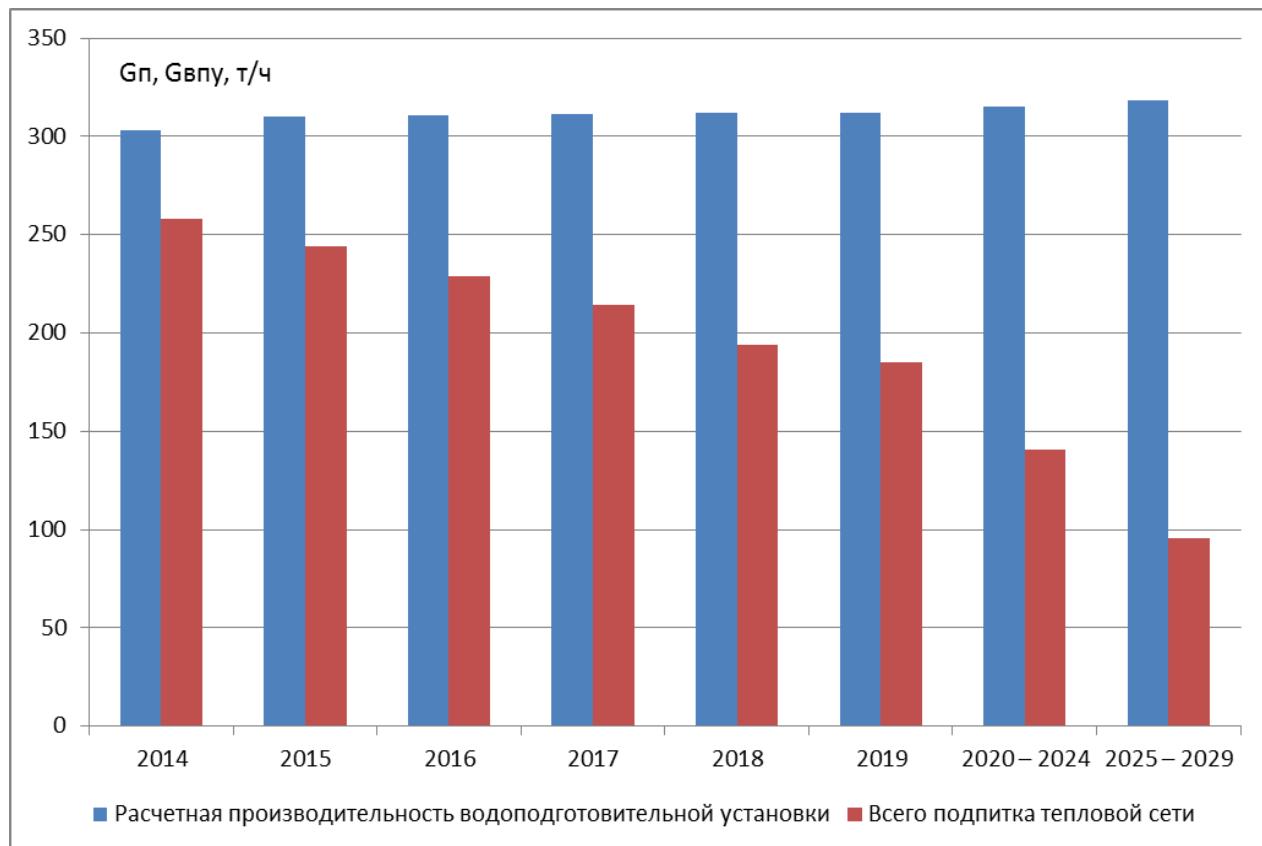


Рис. 4.1. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

Анализ данных рис. 4.1 показывает, что перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом снизится на 155 % (с 244 т/ч в 2015 году до 95,6 т/ч к 2029 г.). Снижение обусловлено переводом потребителей с открытой схемой горячего водоснабжения на закрытую, а также снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки тепловой сети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Пенза составит 21,1 т/ч (с 827,4 т/ч в 2015 году до 848,5 т/ч к 2029 г.).

На графике рис. 4.2 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети Пензенской ТЭЦ-1 в период 2015 – 2029 гг.

Наиболее значительный рост часового расхода аварийной подпитки тепловой сети прогнозируется в период 2020 – 2029 гг., что обусловлено значительным ростом объемов тепловой сети в этот период за счет нового строительства.

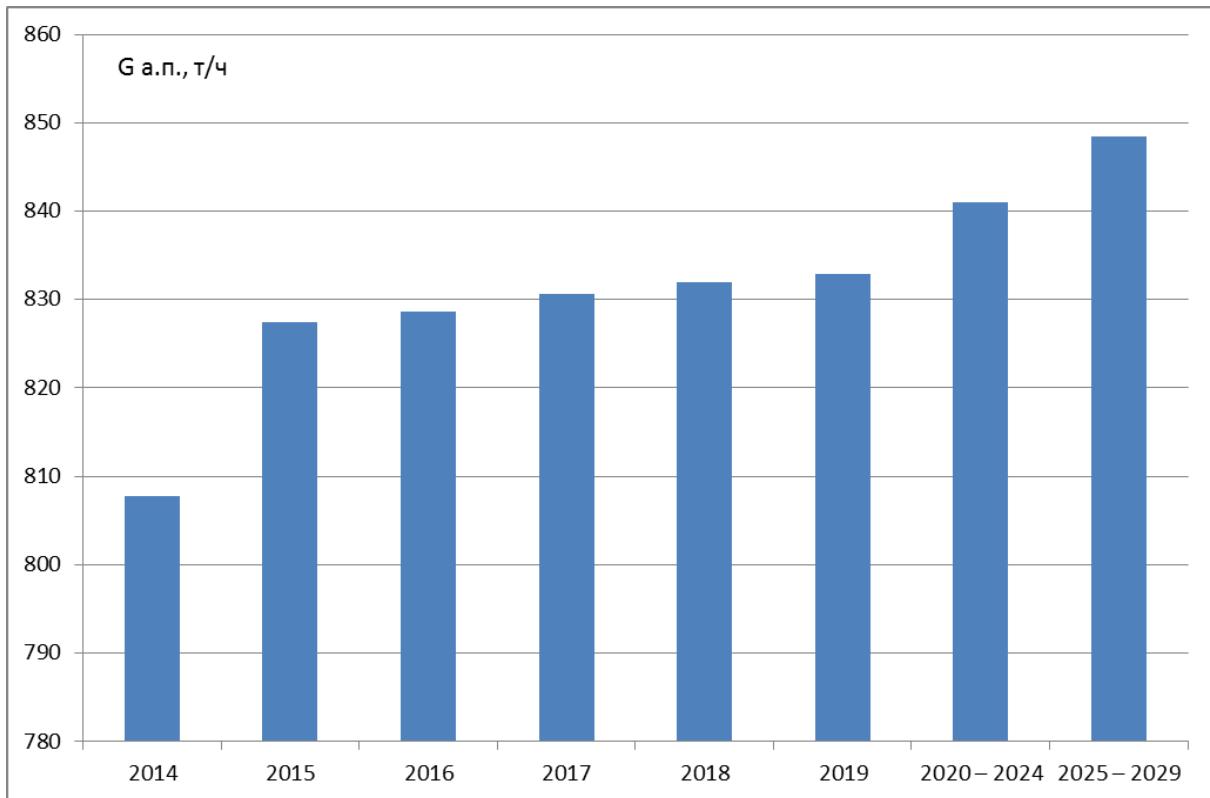


Рис. 4.2. Перспективная аварийная подпитка теплосети Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

На графике рис. 4.3 приведены значения резерва производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 в период 2015 – 2029 гг. К 2029 г. доля резерва производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 увеличивается на 49 % (с 19 % в 2015 году до 68 % в 2029 году).

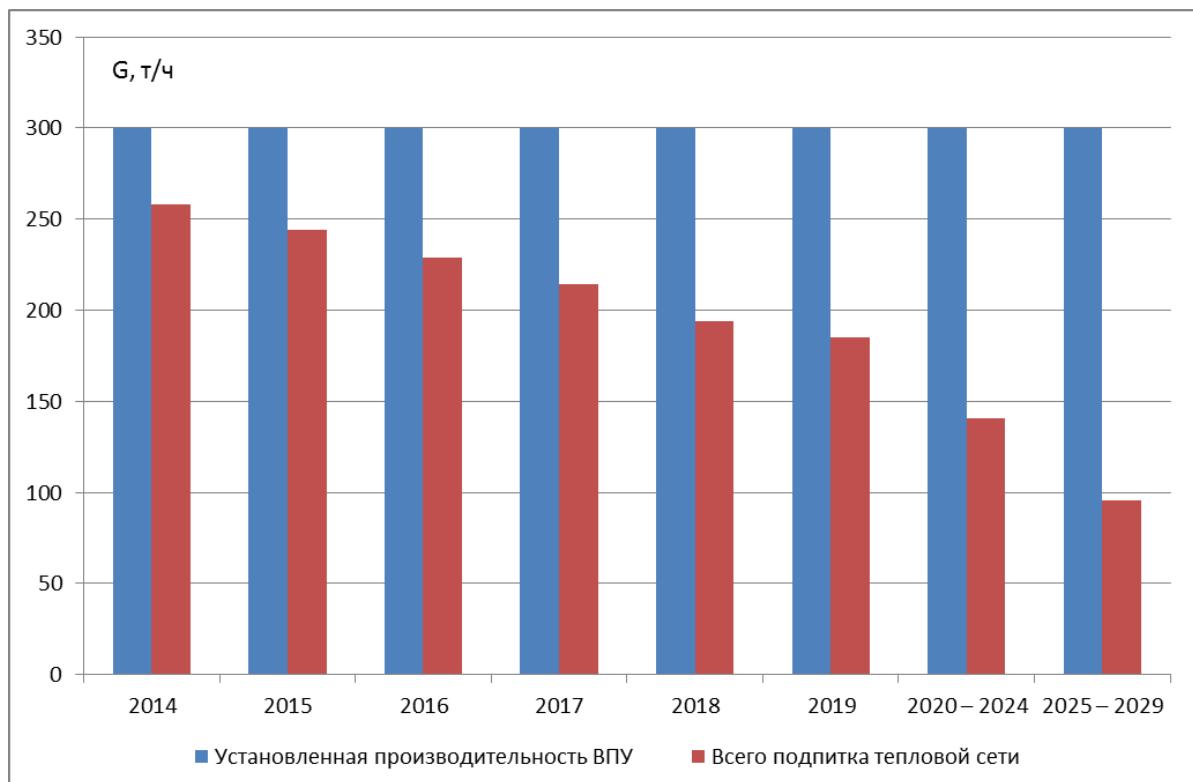


Рис. 4.3. Резерв производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение доли резерва производительности ВПУ обусловлено снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

4.2. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей Пензенской ТЭЦ-2

4.2.1. Краткое описание ВПУ Пензенской ТЭЦ-2

Данные о номинальной и располагаемой производительности водоподготовительной установки подпитки тепловой сети Пензенской ТЭЦ-2, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Наименование показателя	Ед. изм.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Производительность ВПУ	тонн/ч	200	200	200
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	200	200	200
Потери располагаемой производительности	%	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды	тонн/ч	6,3	6,3	6,3
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	тыс. м ³	600	600	600
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	73,6	72,5	70,1
- нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	30,08	30,1	30,5
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	43,5	42,4	39,6
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	113,4	112,3	110,9
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	250	250	250
Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	126,4	127,5	129,9
Доля резерва	%	63,2	63,8	65,0

Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения) – 36,7 т/ч.

4.2.2. Определение расчетной производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-2 и аварийной подпитки теплосети

В зоне действия Пензенской ТЭЦ-2 существуют потребители горячего водоснабжения, подключенные по открытой схеме, список которых представлен в табл. 4.5. Расход сетевой воды на горячее водоснабжение с открытым водоразбором составляет 35,4 т/ч.

В соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» к 2022 г. все потребители в зоне действия открытой системы теплоснабжения должны быть переведены на закрытую схему горячего водоснабжения.

Для перевода потребителей с открытой схемой ГВС на закрытую предлагается строительство индивидуальных тепловых пунктов, список которых приведен в п. 1.4 Книги 7 Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

Таблица 4.5

№ п/п	Камера подключения	Адрес потребителя	Расход ГВС средненед., т/ч
1	т/к 2105	МДОУ д/с №79, 1 пр-д Лобачевского, 10	0,43
2		1 пр-д Лобачевского, 2	0,19
3		Калинина, 109	0,38
4		Калинина, 111	0,37
5		Калинина, 113	0,79
6		Лобачевского, 4	0,22
7		Лобачевского, 6	0,28
8		Лобачевского, 8	0,59
9		Лобачевского, 10	0,41
10		Лобачевского, 12	0,28
11		Лобачевского, 14	0,31
12		Лобачевского, 16	0,39
13		1 пр-д, Лобачевского, 4	0,22
14		1 пр-д, Лобачевского, 6	0,22
15		1 пр-д, Лобачевского, 8	0,22
16		1 пр-д, Лобачевского, 12	0,22
17		1 пр-д, Лобачевского, 14	0,22
18		1 пр-д, Лобачевского, 16	0,22
19		1 пр-д, Лобачевского, 18	0,33
20		2 пр-д, Лобачевского, 1/20	0,33
21		Краснова, 50	0,21
22		Краснова, 54	0,2
23		Краснова, 58	0,33
	Итого по т/к 2105		7,36
24	т/к 2106пр	Калинина, 110а	0,78
25		Калинина, 108а	0,99
26		Калинина, 108	0,73
27		Калинина, 110	0,48
	Итого по т/к 2106пр		2,98

№ п/п	Камера подключения	Адрес потребителя	Расход ГВС средненед., т/ч
28	т/к 2106л	Калинина, 107 (Мажуго В.И.)	0,04
29		Калинина, 105	0,59
30		Калинина, 107/1	0,67
	Итого по т/к 2106л		1,30
31	т/к 2107	Калинина, 103	1,24
	Итого по т/к 2107		1,24
32	т/к 2107пр	Калинина, 106а	0,97
33		Калинина, 102а	1,22
34		Калинина, 104	1,32
35		Калинина, 106	0,73
	Итого по т/к 2107пр		4,24
36	т/к 2108	Калинина, 101	0,64
37		Калинина, 99а	0,56
	Итого по т/к 2108		1,20
38	т/к 2109	МОУ СОШ №25, Калинина, 99б	0,77
	Итого по т/к 2109		0,77
39	т/к 2110л	Калинина, 97, ООО «Южанка»	0,05
40		Калинина, 97	0,87
41		Калинина, 97б	1,04
42		Калинина, 99	0
43		Краснова, 32	0,72
44		Краснова, 36	1,01
	Итого по т/к 2110л		3,69
45	т/к 2110пр	Калинина, 100	1,36
46		Металлистов, 2	3,84
	Итого по т/к 2110пр		5,20
47	т/к 2113	в/ч 49695, Красная горка, 26	0,22
48		МДОУ ясли/сад №94, Гоголя, 83	0,43
49		Гоголя, 81	2,4
50		Гоголя, 85	2,08
51		Калинина, 80	2,28
	Итого по т/к 2113		7,41
	ИТОГО:		35,39

Соотношение перспективной подпитки теплосети и расчетной производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг. показано на графике рис. 4.4.

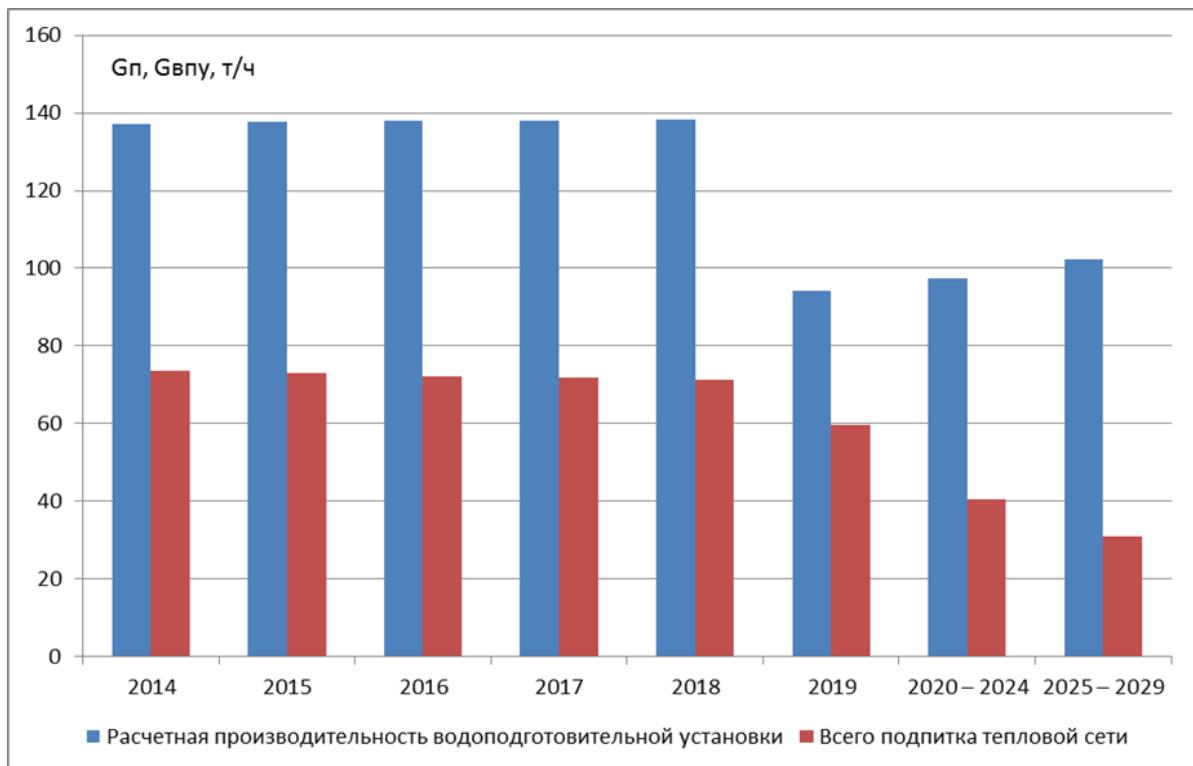


Рис. 4.4. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг.

Анализ данных, приведенных на графике рис. 4.4 показывает, что перспективная подпитка теплосети к 2029 в целом снизится на 137 % (с 73 т/ч в 2015 г. до 30,8 т/ч к 2029 г.).

Снижение обусловлено переводом потребителей с открытой схемой горячего водоснабжения на закрытую, а также снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

На графике рис. 4.5 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети Пензенской ТЭЦ-2 в период 2015 – 2029 гг.

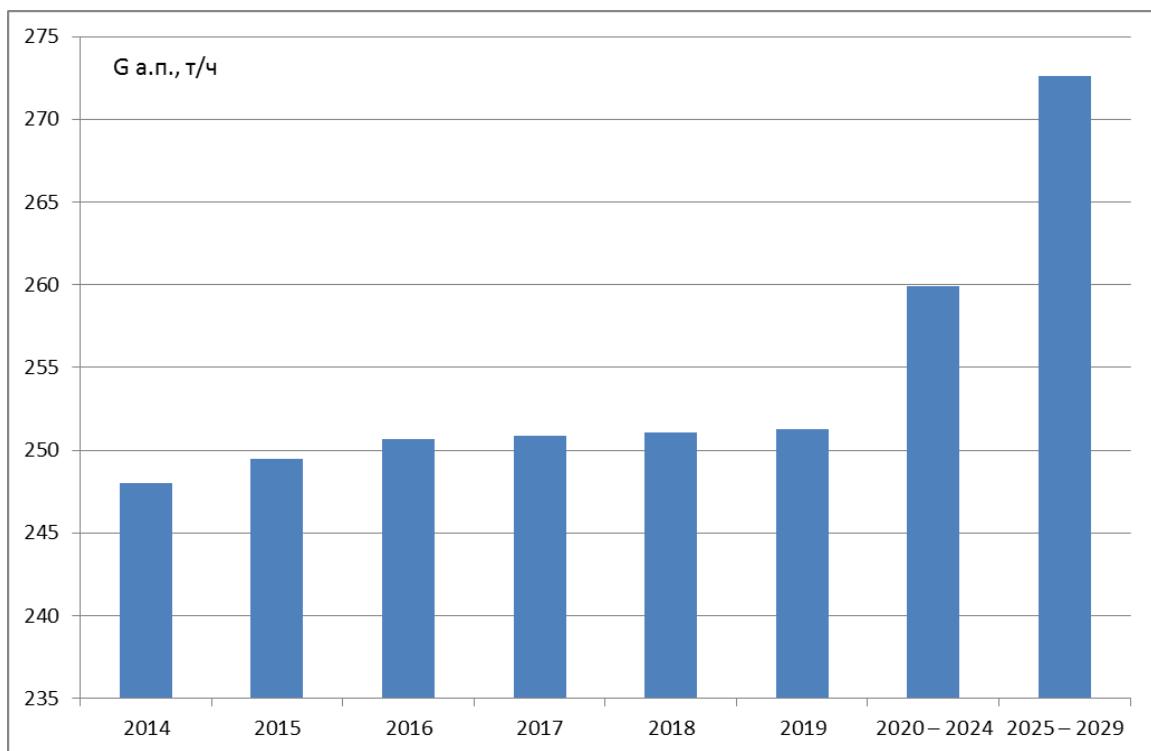


Рис. 4.5. Перспективная аварийная подпитка теплосети Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Пенза составит 23,1 т/ч (с 249,5 т/ч в 2015 году до 272,6 т/ч к 2029 году) (рис. 4.5).

На графике рис. 4.6 приведены резервы производительности ВПУ тепловой сети Пензенской ТЭЦ-2 в период 2015 – 2029 гг. К 2029 году доля резерва производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-2 увеличится на 21 % (с 63 % в 2015 году до 84 % в 2029 году).

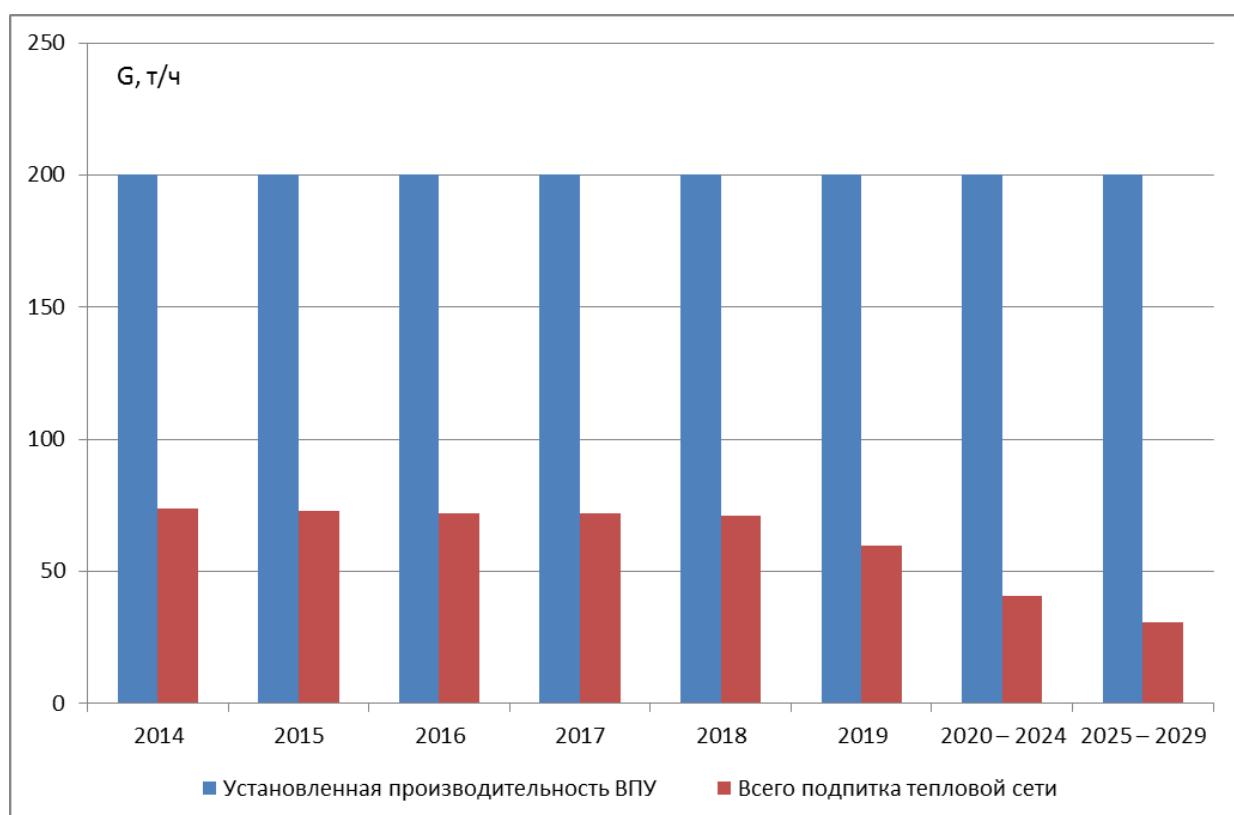


Рис. 4.6. Резервы производительности ВПУ Пензенской ТЭЦ-2 на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение доли резерва производительности ВПУ обусловлено снижением доли горячего водоснабжения в составе подпитки тепловой сети из-за перехода на закрытую схему горячего водоснабжения, а также снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

4.3. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «Арбеково»

4.3.1. Краткое описание ВПУ котельной «Арбеково»

Данные о расчетной нормативной производительности водоподготовительных установок, номинальной производительности ВПУ и располагаемой производительности ВПУ котельной «Арбеково» представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Располагаемая производительность ВПУ	тонн/ч	300	300	300
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0
Собственные нужды	тонн/ч	1,94	1,9	1,9
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	2	2	2
Емкость баков аккумуляторов	м ³	630	630	630
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тонн/ч	76,9	75,5	72,5
- нормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	61,2	61,5	61,8
- сверхнормативные утечки теплоносителя	тонн/ч	15,7	14,0	10,7
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тонн/ч	195,4	195,0	193,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	тонн/ч	915	915	915
Резерв (+) /дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	223,1	224,5	227,5
Доля резерва	%	74,4	74,8	75,8

4.3.2. Определение расчетной производительности ВПУ котельной «Арбеково» и аварийной подпитки теплосети

На графике рис. 4.7 приведены значения перспективной подпитки тепловой сети и расчетная производительность ВПУ котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг.

Анализ данных, приведенных на графике рис. 4.7 показывает, что перспективная подпитка теплосети к 2029 в целом снизится на 20,7 % (с 76,7 т/ч в 2015 году до 60,8 т/ч к 2029 г.).

Снижение обусловлено переводом потребителей с открытой схемой схемы горячего водоснабжения на закрытую, переводом части тепловой нагрузки в размере 50 Гкал/ч на Пензенскую ТЭЦ-1, а также снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

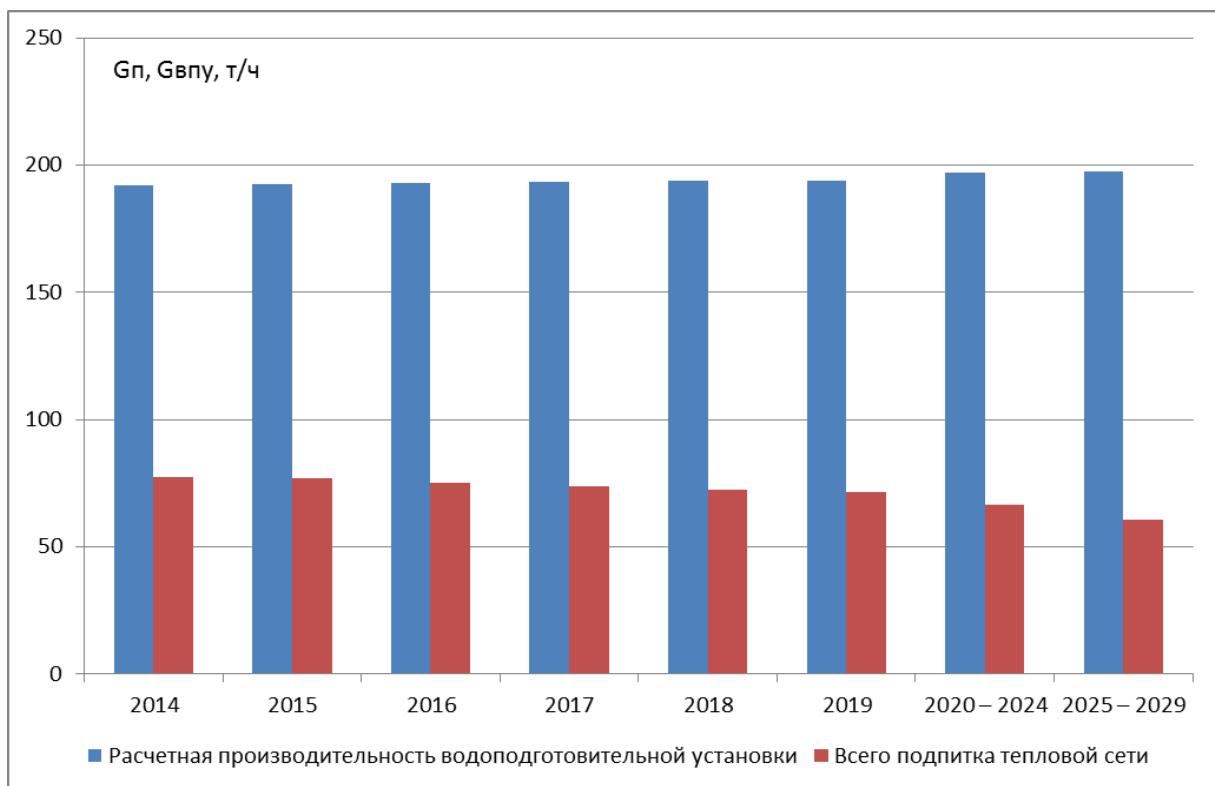


Рис. 4.7. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей г. Пенза составит 13,4 т/ч (с 513,3 т/ч в 2015 году до 526,7 т/ч к 2029 году).

На графике рис. 4.8 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети котельной «Арбеково» в период 2015 – 2029 гг.

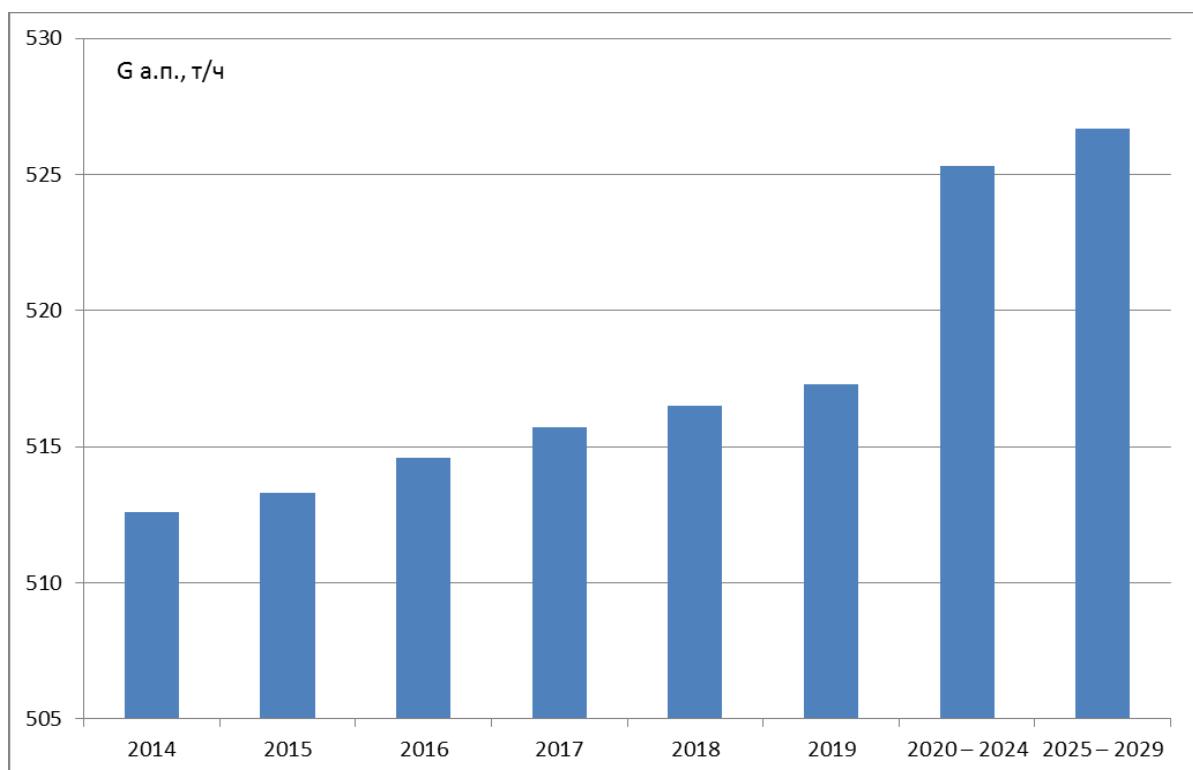


Рис. 4.8. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг.

На графике рис. 4.9 приведены резервы производительности ВПУ тепловой сети котельной «Арбеково» в период 2015 – 2029 гг.

К 2029 г. доля резерва производительности ВПУ котельной «Арбеково» увеличится на 5 % (с 75 % в 2015 году до 80 % в 2029 году).

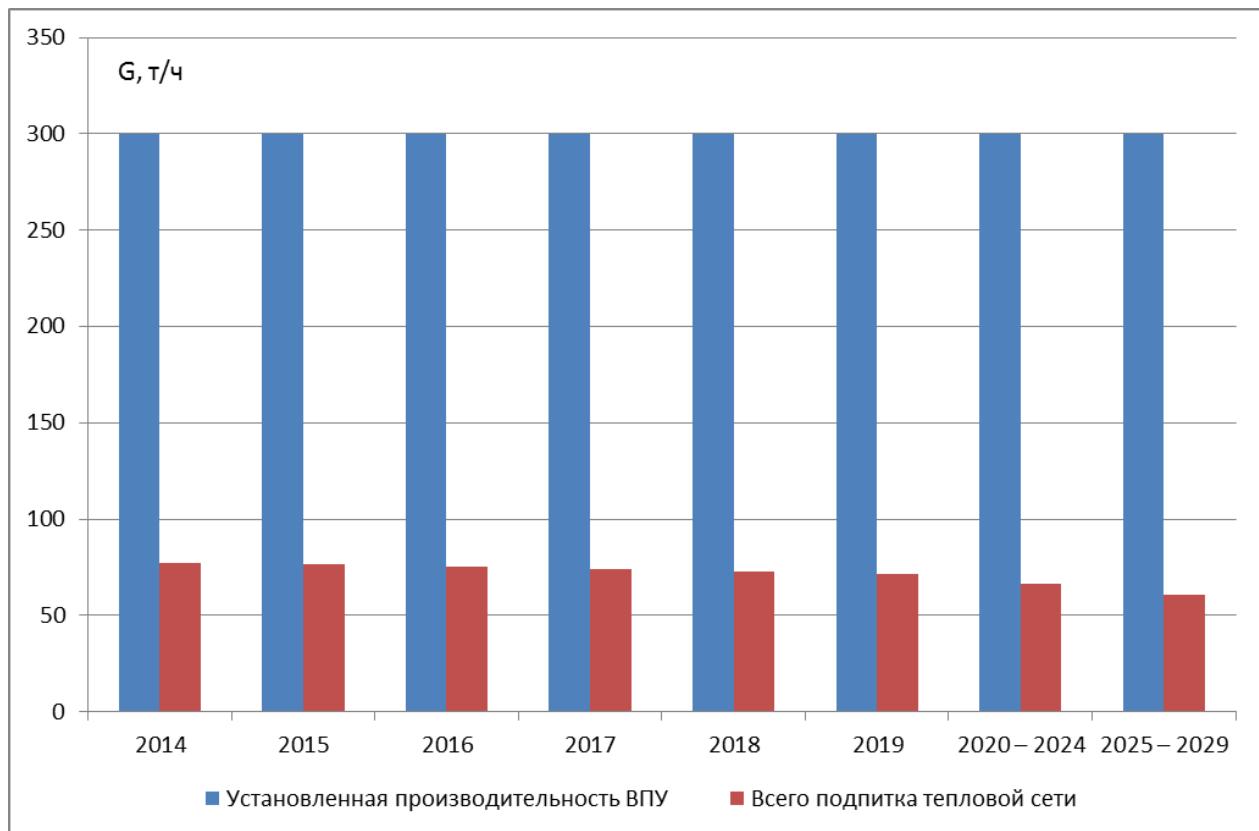


Рис. 4.9. Резерв производительности ВПУ котельной «Арбеково» на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение доли резерва производительности ВПУ обусловлено снижением сверхнормативных утечек теплоносителя.

4.4. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «Западная»

4.4.1. Краткое описание ВПУ котельной «Западная»

Данные о номинальной и располагаемой производительности ВПУ подпитки теплосети, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов котельной «Западная» приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Производительность ВПУ	т/ч	15,5	15,5	15,5
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	15,5	15,5	15,5
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	0,8	0,8	0,8
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	1	1	1
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	600	600	600
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	5,15	5,15	5,15
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	5,15	5,15	5,15
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	40	40	40
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	10,35	10,35	10,35
Доля резерва	%	66,7	66,7	66,7

4.4.2. Определение расчетной производительности ВПУ котельной «Западная» и аварийной подпитки теплосети

На графике рис. 4.10 приведены значения расчетной производительности ВПУ котельной «Западная» на период 2015 – 2029 гг.

Анализ данных рис. 4.10 показывает, что перспективная расчетная производительности ВПУ котельной «Западная» к 2029 увеличится на 36 % (с 17,8 т/ч в 2015 году до 28 т/ч к 2029 году).

Увеличение подпитки обусловлено увеличением объемов тепловых сетей.

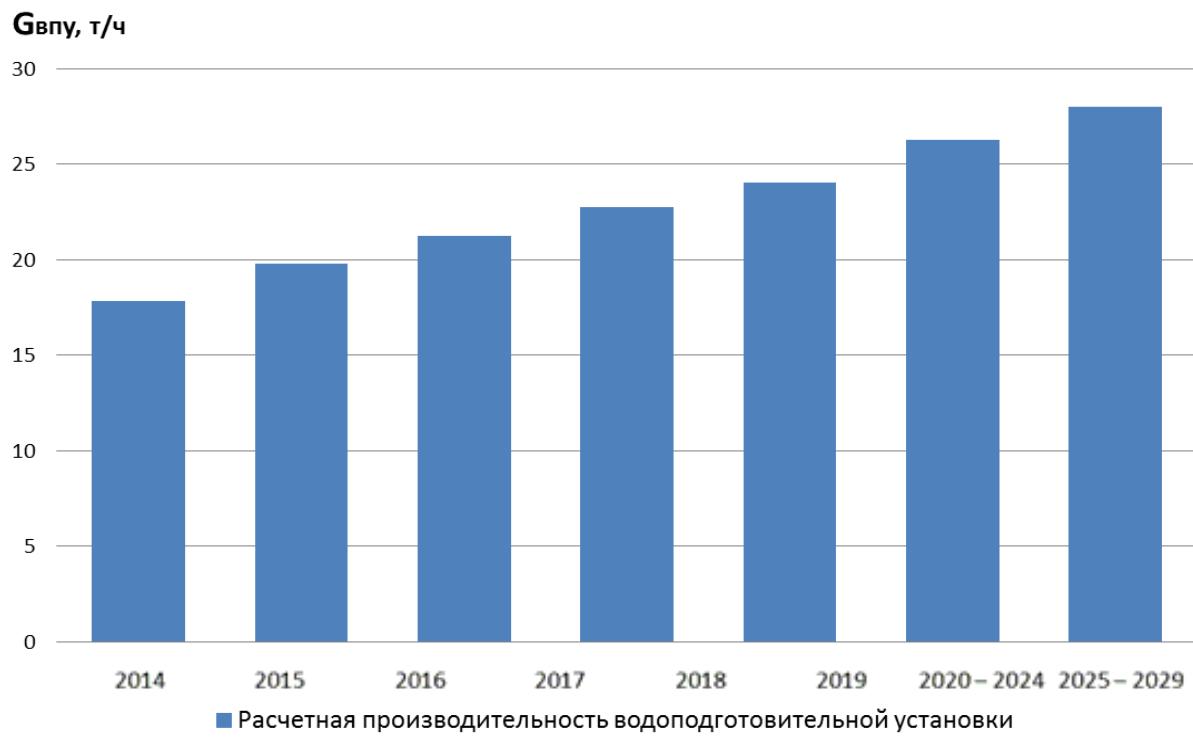


Рис. 4.10. Расчетная производительность ВПУ котельной «Западная» на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей и составит 27,2 т/ч (с 47,6 т/ч в 2015 г. до 74,8 т/ч к 2029 г.). На графике рис. 4.11 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети котельной «Западная» в период 2015 – 2029 гг.

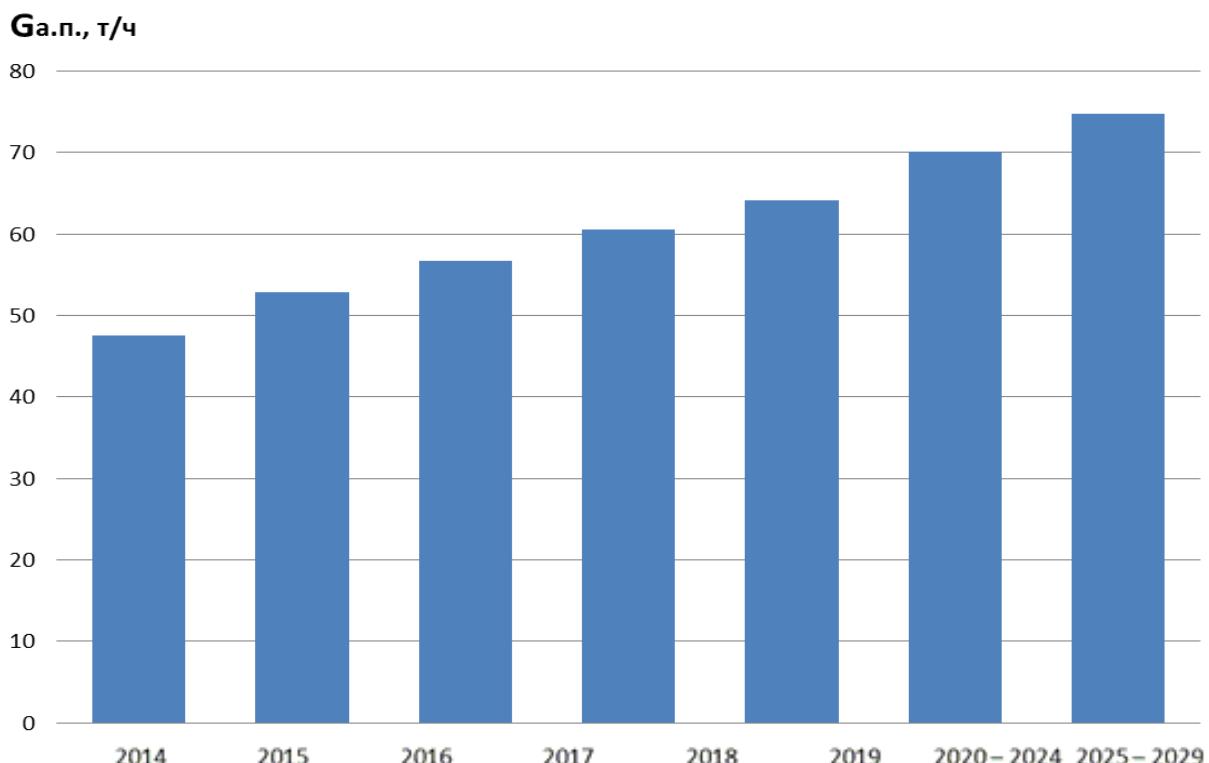


Рис. 4.11. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной «Западная» на период 2015 – 2029 гг.

4.5. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «Южная»

4.5.1. Краткое описание ВПУ котельной «Южная»

Данные о номинальной и располагаемой производительности ВПУ подпитки теплосети, а также емкости и количество баков-аккумуляторов котельной «Южная» приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Производительность ВПУ	т/ч	43	43	43
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	43	43	43
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	2,52	2,52	2,52
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Ед.	-	-	-
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	11,6	11,6	11,6
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	11,6	11,6	11,6
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	70	70	70
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	31,4	31,4	31,4
Доля резерва	%	73,0	73,0	73,0

4.6.2. Определение расчетной производительности ВПУ котельной «Южная» и аварийной подпитки теплосети

На графике рис. 4.12 приведены значения перспективной подпитки тепловой сети и расчетная производительность ВПУ котельной «Южная» на период 2015 – 2029 гг.

Анализ данных рис. 4.12 показывает, что перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом увеличится на 3,3 % (с 11,8 т/ч в 2015 году до 12,2 т/ч к 2029 году). Увеличение подпитки обусловлено увеличением объемов тепловых сетей.



Рис. 4.12. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ котельной «Южная» на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей и составит 5,4 т/ч (с 92,5 т/ч в 2015 году до 97,9 т/ч к 2029 году). На графике рис. 4.13 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети котельной «Южная» в период 2015 – 2029 гг.

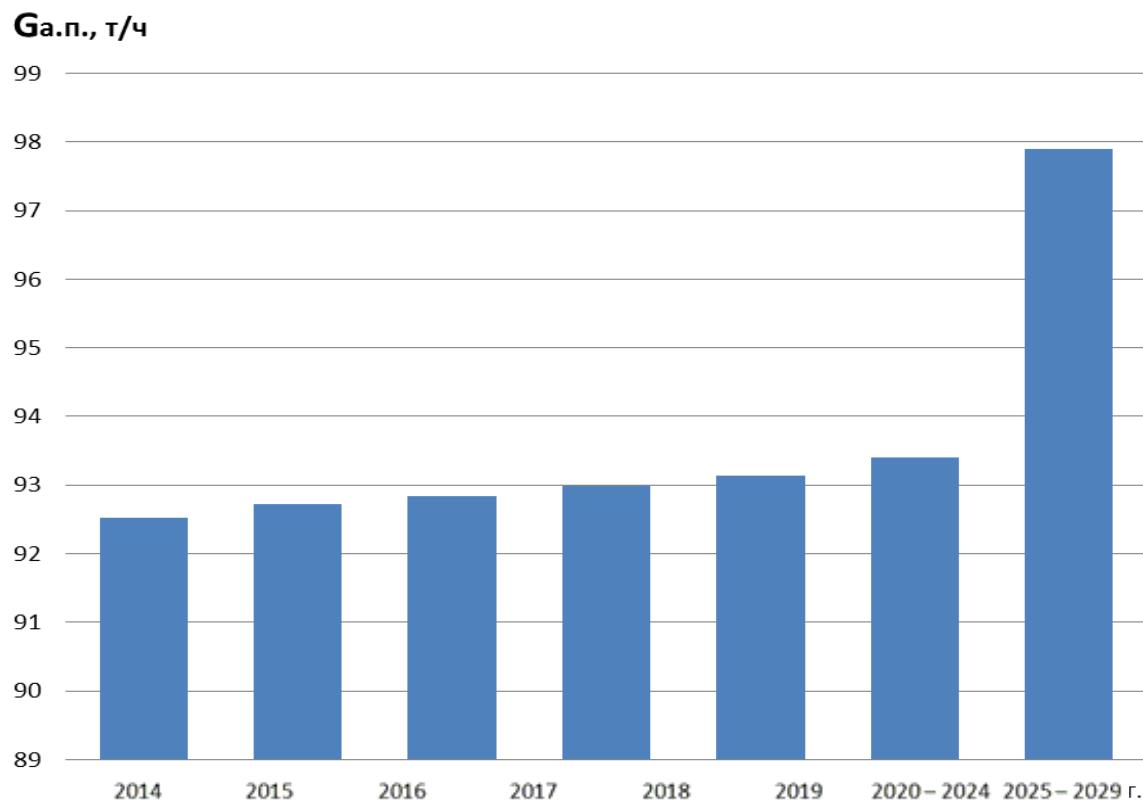


Рис. 4.13. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной «Южная» на период 2015 – 2029 гг.

К 2029 г. доля резерва производительности ВПУ котельной «Южная» снизится на 1 % (с 73 % в 2015 году до 72 % в 2029 году).

На графике рис. 4.13 приведены резервы производительности ВПУ котельной «Южная» в период 2015 – 2029 гг.

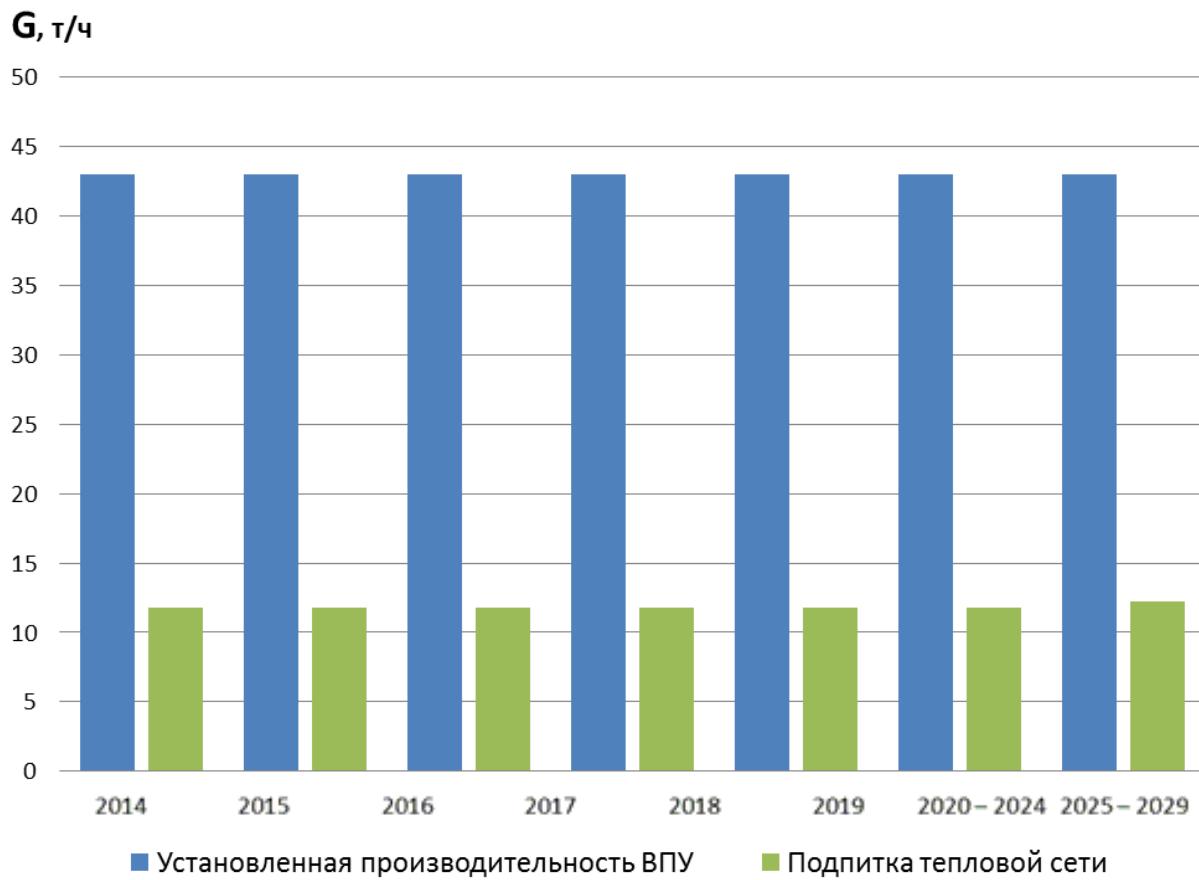


Рис. 4.13. Резерв производительности ВПУ котельной «Южная» на период 2015 – 2029 гг.

Незначительное уменьшение доли резерва производительности ВПУ обусловлено увеличением объемов тепловых сетей на 1 %.

4.6. Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловых сетей котельной «ЭСП»

4.6.1. Краткое описание ВПУ котельной «ЭСП»

Данные о номинальной и располагаемой производительности ВПУ подпитки теплосети, а также емкости и количестве баков-аккумуляторов котельной «ЭСП» приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9

Наименование показателя	Ед. изм.	20011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.
Производительность ВПУ	т/ч	176	176	176	176
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	176	176	176	176
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0
Собственные нужды	т/ч	0,5	0,5	0,5	0,5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя*	Ед.	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	тыс. м ³	1200	1200	1200	1200
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,7	2,2	2,7	2,7
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	8,9	9,0	9,1	9,4
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	201	201	212	212
Резерв(+)/дефицит (-) ВПУ	Гкал/ч	174,3	173,8	173,3	173,3
Доля резерва	%	99,0	98,8	98,5	98,5

* В настоящее время баки-аккумуляторы не задействованы

4.6.2. Определение расчетной производительности ВПУ котельной ОАО «ЭСП» и аварийной подпитки теплосети

На графике рис. 4.14 приведены значения перспективной подпитки тепловой сети и расчетная производительность ВПУ котельной ОАО «ЭСП» на период 2015 – 2029 гг.

Анализ данных рис. 4.14 показывает, что перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом увеличится на 43 % (с 8,7 т/ч в 2015 г. до 15,4 т/ч к 2029 г.).

Увеличение подпитки обусловлено увеличением объемов тепловых сетей.



Рис. 4.14. Перспективная подпитка теплосети и расчетная производительность ВПУ котельной ОАО «ЭСП» на период 2015 – 2029 гг.

Увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети, принятого в размере 2 % от общего перспективного объема тепловых сетей и составит 54 т/ч (с 71 т/ч в 2015 году до 125 т/ч к 2029 году). На графике рис. 4.15 приведены значения перспективной аварийной подпитки тепловой сети котельной ОАО «ЭСП» в период 2015 – 2029 гг.

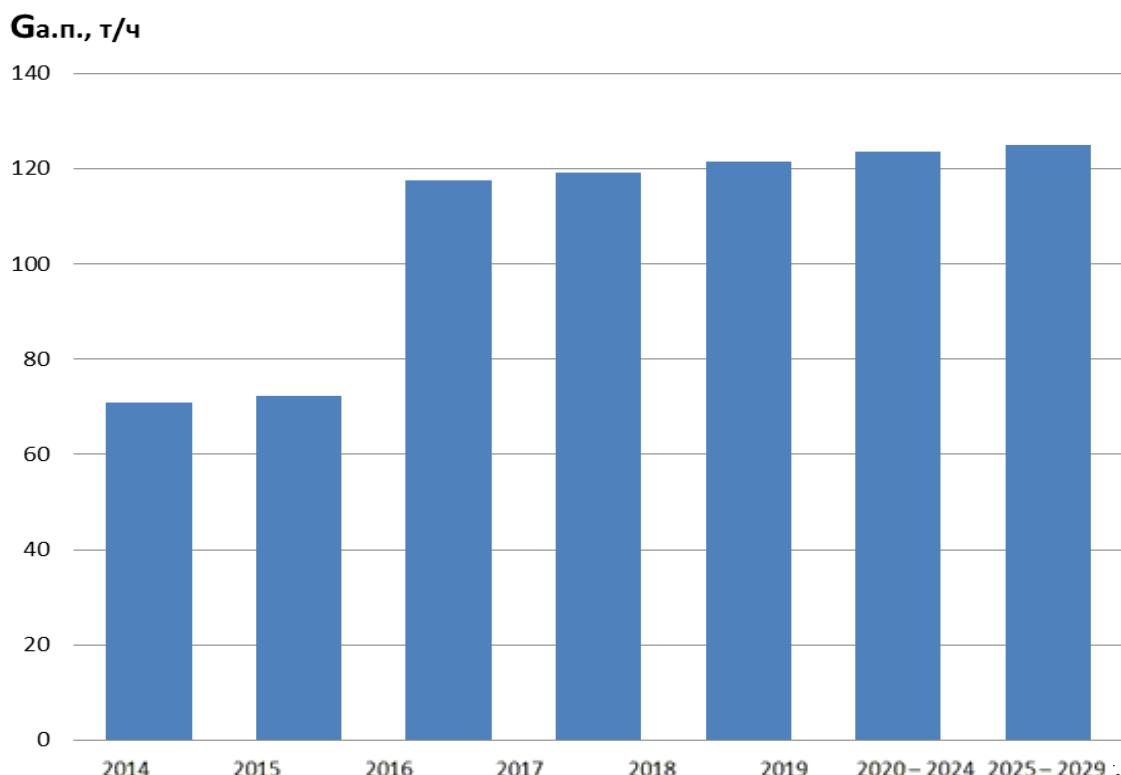


Рис. 4.15. Перспективная аварийная подпитка теплосети котельной ОАО «ЭСП» на период 2015 – 2029 гг.

На графике рис. 4.16 приведены резервы производительности ВПУ тепловой сети котельной ОАО «ЭСП» в период 2015 – 2029 гг.

К 2029 г. году доля резерва производительности ВПУ котельной ОАО «ЭСП» снизится на 31 % (с 60 % в 2015 году до 29 % в 2029 году).

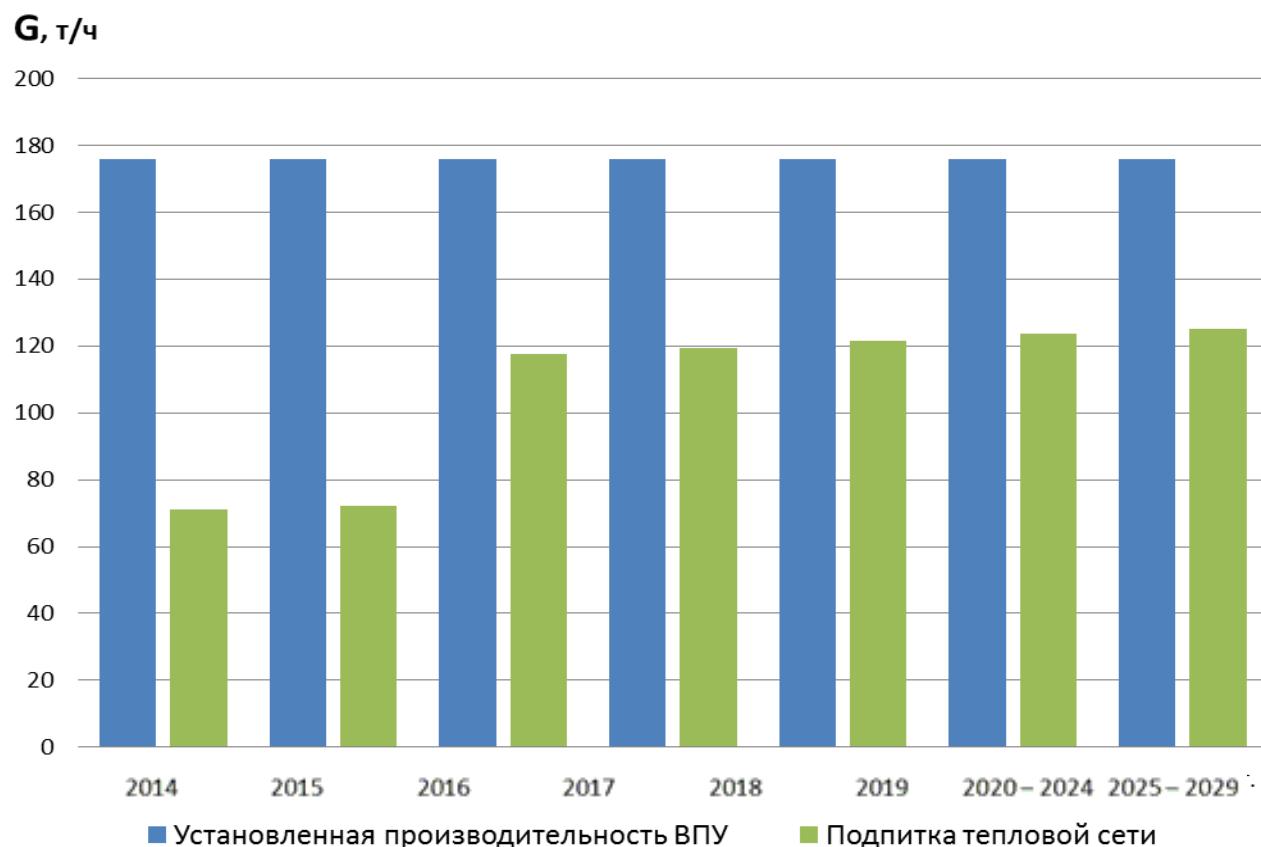


Рис. 4.16. Резерв производительности ВПУ котельной ОАО«ЭСП» на период 2015 – 2029 гг.

Уменьшение доли резерва производительности ВПУ обусловлено увеличением объемов тепловых сетей.

4.7. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок малых котельных

Баланс производительности водоподготовительных установок малых котельных на протяжении расчетного периода не меняется.

Суммарная производительность водоподготовительных установок малых котельных (номинальная составляет 44,28 т/ч.

Суммарная подпитка тепловой сети от малых котельных равна 3,7 т/ч.

Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участков тепловой сети от всех малых котельных не превышает 6 т/ч.

Таким образом, резерв производительность водоподготовительных установок малых котельных составляет примерно 34 т/ч.

Данные по балансу водоподготовительных установок 74 малых котельных г. Пензы представлены в табл. 4.10.

Таблица 4.10

№ п/п	Наименование котельной	Производительность ВПУ (номинальная), т/ч	Располагаемая производительность ВПУ, т/ч	Количество баков-аккумуляторов, шт.	Емкость баков-аккумуляторов, м ³	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
1	Школа № 60	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,015	+0,02
2	Воронежская (РДК)	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,014	+0,02
3	Галетная	5,20	5,20	1	60	0,012	0,012	0,015	+5,188
4	ГПИ - 11	5,52	5,52	-	-	1,84	1,84	2,76	+3,68
5	Квартал 610	0,21	0,21	1	1,4	0,07	0,07	0,105	+0,14
6	Урицкого, За	0,00	0,00	-	-	0,0004	0,0004	0,034	+0,0008
7	Школа № 8	0,37	0,37	-	-	0,124	0,124	0,186	+0,248
8	Больничный комплекс	0,09	0,09	-	-	0,03	0,03	0,045	+0,06
9	Роддом № 1	0,11	0,11	-	-	0,036	0,036	0,054	+0,072
10	Рабочий порядок	0,01	0,01	-	-	0,004	0,004	0,006	+0,008
11	Школа глухонемых	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,015	+0,02
12	Редакция «Пензенская правда»	0,01	0,01	-	-	0,004	0,004	0,006	+0,008
13	Аксакова (детский сад №2)	0,00	0,00	-	-	0,001	0,001	0,002	+0,002
14	Школа № 5	0,01	0,01	-	-	0,004	0,004	0,004	+0,008
15	Строительный колледж	0,01	0,01	-	-	0,003	0,003	0,0045	+0,006
16	Измайлова	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,015	+0,02
17	Павлушкина	0,03	0,03	-	-	0,009	0,009	0,0135	+0,018
18	Ломоносова	0,04	0,04	-	-	0,014	0,014	0,021	+0,028
19	Привокзальная	0,01	0,01	-	-	0,002	0,002	0,003	+0,004

№ п/п	Наименование котельной	Производи- тельность ВПУ (номи- нальная), т/ч	Располага- емая про- изводи- тельность ВПУ, т/ч	Количе- ство ба- ков- аккумуля- торов, шт.	Емкость баков- аккумулято- ров, м ³	Всего под- питка теп- ловой сети, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка тепло- вой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв(+) / дефицит ВПУ, т/ч
20	Кинотеатр "Заря"	0,00	0,00	-	-	0,001	0,001	0,0015	+0,002
21	Пермская	0,01	0,01	-	-	0,003	0,003	0,003	+0,006
22	Пархоменко	0,80	0,80	-	-	0,026	0,026	0,039	+0,774
23	Каляева	0,00	0,00	-	-	0,001	0,001	0,0015	+0,002
24	Тепличная	5,00	5,00	-	-	0,02	0,02	0,028	+4,98
25	Школа № 40	0,30	0,30	-	-	0,001	0,001	0,0015	+0,299
26	Злобина	0,06	0,06	1	9,4	0,02	0,02	0,03	+0,04
27	4-й пр. Терновского	0,06	0,06	-	-	0,02	0,02	0,03	+0,04
28	Ортопедическое предприятие	12,00	12,00	1	9,4	0,018	0,018	0,023	+11,982
29	АгроХимлаборатория	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,015	+0,02
30	Гостиница "Пенза"	0,07	0,07	-	-	0,023	0,023	0,0345	+0,046
31	База Курская	0,02	0,02	-	-	0,006	0,006	0,007	+0,012
32	Библиотека им. Лермонтова	0,09	0,09	-	-	0,029	0,029	0,0435	+0,058
33	Урицкого, 16	0,08	0,08	-	-	0,026	0,026	0,039	+0,052
34	пос. Монтажный	0,42	0,42	1	63,6	0,14	0,14	0,161	+0,28
35	пос. Заря	0,39	0,39	-	-	0,13	0,13	0,128	+0,26
36	Военный городок № 2	0,09	0,09	1	75,4	0,03	0,03	0,045	+0,06
37	Кирова, 5	0,02	0,02	-	-	0,005	0,005	0,0075	+0,01
38	Тамбовская, 1г	0,01	0,01	-	-	0,004	0,004	0,006	+0,008
39	Кордон Студеный	0,80	0,80	1	0,7	0,017	0,017	0,0255	+0,783

№ п/п	Наименование котельной	Производи- тельность ВПУ (номи- нальная), т/ч	Располага- емая про- изводи- тельность ВПУ, т/ч	Количе- ство ба- ков- аккумуля- торов, шт.	Емкость баков- аккумулято- ров, м ³	Всего под- питка теп- ловой сети, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка тепло- вой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв(+) / дефицит ВПУ, т/ч
40	6-ой мкр Арбеково	10,00	10,00	-	-	0,23	0,23	0,345	+9,77
41	Роддом №2	0,00	0,00	-	-	0,001	0,001	0,0015	+0,002
42	Совхоз-техникум	0,05	0,05	1	9,42	0,017	0,017	0,0255	+0,034
43	ГБОУ СПО ПАТК	0,05	0,05	-	-	0,015	0,015	0,0225	+0,03
44	Санаторий им. Володарского	0,21	0,21	-	-	0,07	0,07	0,105	+0,14
45	Санаторий им. Кирова	0,33	0,33	-	-	0,11	0,11	0,165	+0,22
46	МУП «Зеленое хозяйство г. Пензы»	0,24	0,24	-	-	0,079	0,079	0,1185	+0,158
47	МУП «Пензадормост»	0,09	0,09	-	-	0,03	0,03	0,045	+0,06
48	МУП «Пензадормост»	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,015	+0,02
49	МУП по очистке города	0,06	0,06	-	-	0,02	0,02	0,03	+0,04
50	ОАО «НИИФИ» (ул. Володарского, 8/10)	0,07	0,07	-	-	0,023	0,023	0,0345	+0,046
51	ОАО «НИИФИ» (ул. Энгельса, 57)	0,09	0,09	-	-	0,031	0,031	0,0465	+0,062
52	ОАО «Пензхиммаш»	0,03	0,03	-	-	0,009	0,009	0,0135	+0,018
53	ОАО «РЖД» (ул. Локомотивная, 25)	0,03	0,03	-	-	0,01	0,01	0,015	+0,02
54	ОАО «РЖД» (ул. Тухачевского, 69)	0,02	0,02	-	-	0,005	0,005	0,0075	+0,01
55	ОАО «РЖД» (ул. Ставского, 1)	0,02	0,02	-	-	0,006	0,006	0,009	+0,012
56	ОАО «РЖД» (ул. Тухачевского, 15)	0,01	0,01	-	-	0,003	0,003	0,0045	+0,006
57	ОАО «РЖД» (ул. Тухачевского, 94)	0,01	0,01	-	-	0,002	0,002	0,003	+0,004
58	ОАО «Юго-запад Транснефтепро- дукт»	0,27	0,27	-	-	0,09	0,09	0,135	+0,18

№ п/п	Наименование котельной	Производи- тельность ВПУ (номи- нальная), т/ч	Располага- емая про- изводи- тельность ВПУ, т/ч	Количе- ство ба- ков- аккумуля- торов, шт.	Емкость баков- аккумулято- ров, м ³	Всего под- питка теп- ловой сети, т/ч	Нормативные утечки тепло- носителя, т/ч	Максимальная подпитка тепло- вой сети в период повреждения участка, т/ч	Резерв(+) / дефицит ВПУ, т/ч
59	МПК «Пензенский»	0,15	0,15	-	-	0,05	0,05	0,075	+0,1
60	ООО «Газпром межрегионгаз Пенза»	0,09	0,09	-	-	0,03	0,03	0,045	+0,06
61	ООО «Гарант»	0,04	0,04	-	-	0,012	0,012	0,018	+0,024
62	ОАО «Гипромаш»	0,00	0,00	-	-	0,001	0,001	0,0015	+0,002
63	ООО «Серебряный бор»	0,04	0,04	-	-	0,013	0,013	0,0195	+0,026
64	ООО «Энергопартнер»	0,09	0,09	-	-	0,03	0,03	0,045	+0,06
65	Пивоваренный завод	0,02	0,02	-	-	0,006	0,006	0,009	+0,012
66	ООО ПКФ «Термодом» (п. Сосновка)	0,03	0,03	-	-	0,009	0,009	0,0135	+0,018
67	ООО ПКФ «Термодом» (ул. Грибоедова, 12)	0,02	0,02	-	-	0,005	0,005	0,0075	+0,01
68	Пензенский Центр ОВД филиала «Аэронавигация Центральной Волги»	0,01	0,01	-	-	0,003	0,003	0,0045	+0,006
69	ООО МИП «Энергоресурс»	0,02	0,02	-	-	0,008	0,008	0,012	+0,016
70	ООО «Теплостройинвест»	0,07	0,07	-	-	0,022	0,022	0,033	+0,044
71	ОАО «Пензмаш»	0,02	0,02	-	-	0,007	0,007	0,0105	+0,014
72	Филиал СамГУПС	0,02	0,02	-	-	0,005	0,005	0,0075	+0,01
73	ФКУ ИК-4	0,04	0,04	-	-	0,012	0,012	0,018	+0,024
74	Пензенское училище культуры и искусств	0,02	0,02	-	-	0,007	0,007	0,0105	+0,014

4.8. Выводы по разделу

1. Разработаны балансы производительности ВПУ и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, включающие в себя перспективные нормативные потери теплоносителя, перспективные балансы производительности ВПУ и потерю теплоносителя в тепловых сетях г. Пензы на период 2015 – 2029 гг.

2. При разработке перспективных балансов ВПУ учитывалось следующее:

- перспективные планы строительства и реконструкции тепловых сетей на период 2015 – 2029 гг.;

- перевод системы горячего водоснабжения с открытой на закрытую будет начат в 2015 г. и завершен в 2019 году;

присоединение потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения будет осуществляться по закрытой схеме горячего водоснабжения.

3. В соответствии с перспективными планами строительства и реконструкции тепловых сетей, а также учитывая прогнозируемый перевод системы горячего водоснабжения с открытой на закрытую ожидается изменение следующих показателей:

По Пензенской ТЭЦ-1:

- перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом снизится на 155 % (с 244 т/ч в 2015 году до 95,6 т/ч к 2029 году);

- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 21,1 т/ч (с 827,4 т/ч в 2015 году до 848,5 т/ч к 2029 году);

- доля резерва производительности ВПУ увеличится на 49 % (с 19 % в 2015 году до 68 % в 2029 году).

По Пензенской ТЭЦ-2:

- перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом снизится на 137 % (с 73 т/ч в 2015 году до 30,8 т/ч к 2029 году);

- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 23,1 т/ч (с 249,5 т/ч в 2015 году до 272,6 т/ч к 2029 году);

- доля резерва производительности ВПУ увеличится на 21 % (с 63 % в 2015 году до 84 % в 2029 году).

По котельной «Арбеково»:

- перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом снизится на 20,7 % (с 76,7 т/ч в 2015 году до 60,8 т/ч к 2029 году);

- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 13,4 т/ч (с 513,3 т/ч в 2015 году до 526,7 т/ч к 2029 году);

- доля резерва производительности ВПУ увеличится на 5 % (с 75 % в 2015 году до 80 % в 2029 году).

По котельной «Западная»:

- перспективная подпитка теплосети к 2029 в целом увеличится на 36 % (с 17,8 т/ч в 2015 году до 28 т/ч к 2029 году);
- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 27,2 т/ч (с 47,6 т/ч в 2015 году до 74,8 т/ч к 2029 году).

По котельной «Южная»:

- перспективная подпитка теплосети к 2029 г. в целом увеличится на 3,3 % (с 11,8 т/ч в 2015 году до 12,2 т/ч к 2029 году);
- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 5,4 т/ч (с 92,5 т/ч в 2015 году до 97,9 т/ч к 2029 году);
- доля резерва производительности ВПУ снизится на 1 % (с 73 % в 2015 году до 72 % в 2029 году).

По котельной «ЭСП»:

- перспективная подпитка теплосети к 2029 в целом увеличится на 43 % (с 8,7 т/ч в 2015 году до 15,4 т/ч к 2029 году);
- увеличение часового расхода аварийной подпитки теплосети составит 54 т/ч (с 71 т/ч в 2015 году до 125 т/ч к 2029 году);
- доля резерва производительности ВПУ снизится на 31 % (с 60 % в 2015 году до 29 % в 2029 году).

По малым котельным:

Суммарная производительность водоподготовительных установок малых котельных останется практически неизменной в период 2015 – 2029 гг. и составит 44,28 т/ч.

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 22.02.2012г. № 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. 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.
6. 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).
7. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети: принят и введен в действие постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110.
8. Свод правил СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети» (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. № 280).