

Закрытое Акционерное Общество

«ИВЭНЕРГОСЕРВИС»

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

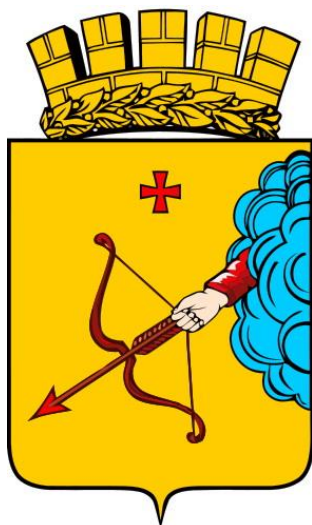
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951

ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100

e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД КИРОВ»

Актуализация на 2015 г.



**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения:**

**Глава 8. Перспективные топливные
балансы**

**Книга 9. Перспективные топливные
балансы**

«УТВЕРЖДАЮ»

Начальник Управления ЖКХ

Администрации г. Киров

_____ А.И. Кошурников

« ____ » _____ 2015 г.

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД КИРОВ»

Актуализация на 2015 г.

**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения:**

Глава 8. «Перспективные топливные балансы»

Книга 9. Перспективные топливные балансы

Генеральный директор

ЗАО «Ивэнергосервис»

_____ Е.В. Барочкин

« ____ » _____ 2015 г.

Содержание

Введение.....	5
Часть 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО "Т Плюс" на период 2015 – 2034 годы	6
1.1. Исходные данные по базовому периоду	7
1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду	9
1.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО "Т Плюс" на период 2014 – 2033 годы.....	10
1.3.1. Общие сведения об алгоритмах расчета	10
1.3.2. Сводные таблицы результатов расчета.....	13
1.3.3. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-1.....	21
1.3.4. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-4.....	26
1.3.5. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5.....	32
1.3.6. Анализ интегральных результатов расчета по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5	38
1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2015 – 2034 годы	43
1.4.1. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-1	43
1.4.2. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-4	46
1.4.3. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-5	49
1.4.4. Сводные результаты расчета по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5	52
Часть 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива.....	55
2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях.....	55
2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-1.....	58
2.2.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-1 по состоянию на базовый 2014 год	58
2.2.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-1	59
2.2.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-1.....	60
2.2.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-1	60
2.3. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-4.....	61
2.3.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-4 по состоянию на базовый 2014 год	61
2.3.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-4	62
2.3.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-4.....	63
2.3.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-4	64
2.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-5.....	66

2.4.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-5 по состоянию на базовый 2014 год	66
2.4.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-5	66
2.4.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-5	67
2.4.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-5	68
Часть 3. Перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы	69
Часть 4. Итоговые топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы	78
Часть 5. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 и котельных г. Кирова на период 2015 – 2034 годы	80
Часть 6. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления	90
6.1. Результаты расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления	90
6.2. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии по Кировской ТЭЦ-1	95
6.3. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-4	97
6.4. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-5	100
6.5. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления Кировскими ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5	102
6.6. Перспективные режимы загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке	105
6.7. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-1	113
6.8. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-4	115
6.8. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5	121
Выводы	125
Список использованных источников	129

Введение

Книга 9 «Перспективные топливные балансы» (Том 1 «ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировская ТЭЦ-4 и Кировская ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс») разработана в соответствии с разделом IX «Рекомендации по составлению перспективных топливных балансов источников тепловой энергии» Методических указаний по разработке схем теплоснабжения и включает в себя:

- расчет перспективных технико-экономических показателей работы ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2015 – 2034 гг.;
- расчет перспективных объемов суммарного потребления условного топлива ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс», а также отопительными котельными и индивидуальными источниками теплоснабжения на период 2015 – 2034 гг.;
- расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2015 – 2034 гг.;
- расчет перспективных топливных балансов котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 гг.;
- расчет итоговых топливных балансов по источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы
- расчет перспективных максимальных часовых расходов основного топлива на Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 и малых котельных г. Кирова на период 2015 – 2034 гг.

Часть 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО "Т Плюс" на период 2015 – 2034 годы

На период 2015-2034 годы в связи перспективами развития потребителей тепловой энергии г. Киров прогнозируется увеличение тепловых и электрических нагрузок генерирующих источников. Вариантом развития генерирующих мощностей, рассматриваемым в Книге 9, учитывается:

по Кировской ТЭЦ-1:

- изменений в составе основного оборудования не предусмотрено;

по Кировской ТЭЦ-4:

- 2017 год – вывод из эксплуатации турбоагрегата Т-50-130 ст. № 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

по Кировской ТЭЦ-5:

- изменений в составе основного оборудования не предусмотрено.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2015-2034 гг. выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию рассматриваемых энергообъектов [1, 2, 12] (в части показателей работы существующего в настоящее время оборудования).

В расчетах по каждому источнику учитывалось следующее:

- годовые показатели работы оборудования определены путем суммирования и взвешивания показателей работы по каждому из 12-и месяцев рассматриваемого года;
- исходные данные для каждого из месяцев включали следующее:
 - состав и фактические (отчетные) показатели режима работы каждого агрегата приняты по представленным энергообъектами отчетным формам за 2014 год;
 - изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого увеличения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2014-2033 годы;
- распределение тепловых и электрических нагрузок, изменившихся относительно базового периода, между агрегатами выполнялось оптимально по критерию получения минимальных топливных затрат при обеспечении заданных нагрузок по отпуску тепловой и электрической энергии.

Особенности по отдельным этапам расчетов рассмотрены ниже в соответствующих разделах настоящего отчета.

Алгоритмы расчета разработаны в соответствии со следующими основными стандартами и нормативными документами:

- Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (РД 34.08.552-93);

- Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования РД 34.08.552-95, с Изм. № 1);
- Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (РД 34.09.155-93, с Изм. № 1);
- Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива (РД 153-34.0-09.115-98);
- Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали (СО 34.09.457-2004);
- Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии").

1.1. Исходные данные по базовому периоду

За базовый период принят 2014 год. Исходные данные приняты по представленным энергообъектами отчетным формам корпоративной и государственной статистической отчетности, содержащей фактически достигнутые показатели тепловой экономичности по месяцам базового периода.

В качестве исходных приняты следующие показатели (помесечно):

- состав работающего оборудования;
- показатели режима работы отдельных котлов, турбоагрегатов, установок и механизмов собственных нужд;
- технико-экономические показатели работы котельных единиц оборудования и электростанции в целом.

Основные показатели, принятые в качестве исходных данных, сведены в табл. 1.1 (Кировская ТЭЦ-1), табл. 1.2 (Кировская ТЭЦ-4), табл. 1.3 (Кировская ТЭЦ-5).

Таблица 1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	36 191
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	26 393
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	399 799
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	0
Удельный расход условного топлива (физический метод):	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	188,8
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	169,6

Таблица 1.2

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–
- ТГ ст. № 1 (ПТ-65/75-130/13)	5 389
- ТГ ст. № 2 (Тп-65-130/13)	4 535
- ТГ ст. № 3 (Т-50-130)	7 292
- ТГ ст. № 4 (Т-50-130)	7 209
- ТГ ст. № 5 (Т-50-130)	7 079
- ТГ ст. № 6 (Т-120-130)	341
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (БКЗ-210-140Ф)	3 717
- КА ст. № 2 (БКЗ-210-140Ф)	4 995
- КА ст. № 3 (БКЗ-210-140Ф)	6 900
- КА ст. № 4 (БКЗ-210-140Ф)	5 511
- КА ст. № 5 (БКЗ-210-140Ф)	3 344
- КА ст. № 6 (БКЗ-210-140Ф)	3 153
- КА ст. № 7 (БКЗ-210-140Ф)	3 496
- КА ст. № 8 (БКЗ-210-140Ф)	4 471
- КА ст. № 9 (БКЗ-210-140Ф)	5 658
- КА ст. № 10 (БКЗ-210-140Ф)	4 195
Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 2 (ПТВМ-180)	557
- КА ст. № 1 (ПТВМ-180)	1773
- КА ст. № 3 (ПТВМ-180)	0
- КА ст. № 4 (ПТВМ-180)	165
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 324 036
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 109 535
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	2 260 728
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	336 809
Удельный расход условного топлива (физический метод):	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	339,2
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	183,2

Таблица 1.3

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–
- ТГ ст. № 1 (ПТ-80/100-130/13)	4 397
- ТГ ст. № 2 (Т-185/220-130)	6 498
- ТГ ст. № 3 (Т-185/220-130)	6 277
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ТПЕ-430)	4 397
- КА ст. № 2 (ТПЕ-249)	–
- корпус 2А	6 142
- корпус 2Б	6 188
- КА ст. № 3 (ТПЕ-249)	–
- корпус 3А	5 748
- корпус 3Б	5 948
Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ПТВМ-180)	332
- КА ст. № 2 (ПТВМ-180)	264
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	2 129 544
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 851 522
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	2 228 041
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	43 573
Удельный расход условного топлива (физический метод):	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	265,8
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,7

1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы ТЭЦ в перспективном периоде являются изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов и электрической энергии с шин в сравнении с фактическими отпусками тепловой и электрической энергии в базовом периоде.

Перспективные значения изменения отпуска тепловой энергии по годам первой пятилетки и трем следующим пятилеткам расчетного периода от Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 приведены в табл. 1.4.

Значения изменения тепловой нагрузки с горячей водой определены по прогнозируемому увеличению присоединенных тепловых нагрузок источников с учетом среднемесячных значений температуры наружного воздуха (средних за предшествующие пять лет – 2010-2014 годы).

Таблица 1.4

Изменения отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Период								
	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2029	2034	2015-2034
Кировская ТЭЦ-1									
Изменения отпуска с горячей водой, тыс. Гкал/год	-13,9	-13,9	-13,9	-15,0	-15,0	-14,7	-14,6	-14,4	-14,4
Изменения отпуска с паром, тыс. Гкал/год	14,5	14,4	14,4	14,4	12,9	10,6	7,4	2,6	2,6
Изменения отпуска всего, тыс. Гкал/год	0,6	0,5	0,5	-0,6	-2,1	-4,1	-7,1	-11,8	-11,8
Кировская ТЭЦ-4									
Изменения отпуска с горячей водой, тыс. Гкал/год	-30,7	-35,7	-35,6	-50,7	-50,7	-10,7	-0,7	9,3	9,3
Изменения отпуска с паром, тыс. Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Изменения отпуска с всего, тыс. Гкал/год	-30,7	-35,7	-35,6	-50,7	-50,7	-10,7	-0,7	9,3	9,3
Кировская ТЭЦ-5									
Изменения отпуска с горячей водой, тыс. Гкал/год	-40,0	-47,5	-47,5	-51,0	-60,0	-40,0	-25,0	-10,0	-10,0
Изменения отпуска с паром, тыс. Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Изменения отпуска с всего, тыс. Гкал/год	-40,0	-47,5	-47,5	-51,0	-60,0	-40,0	-25,0	-10,0	-10,0

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определен с учетом следующих особенностей:

- электрическая нагрузка турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 при увеличении их тепловых нагрузок определена по условиям обеспечения возможности работы турбоагрегатов с электрической мощностью не меньше, чем они способны развить при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в часть низкого давления), с некоторым запасом (дополнительной конденсационной нагрузкой);
- по Кировской ТЭЦ-1 с противодавленческими турбоагрегатами отпуск электроэнергии с шин является полностью зависимым от тепловой нагрузки ТЭЦ и распределения тепловых нагрузок между турбоагрегатами.

1.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2015 – 2034 годы

1.3.1. Общие сведения об алгоритмах расчета

Алгоритмы расчета перспективных технико-экономических показателей работы ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2015-2034 гг. составлены на основе следующих основных материалов:

- утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию рассматриваемых энергообъектов, включающей энергетические характеристики котлов,

турбоагрегатов, затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды, технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям, а также макет расчета номинальных и нормативных удельных расходов и экономии топлива;

– нормативных и распорядительных документов энергетической отрасли.

Расчеты выполнены ежемесячно по каждому турбоагрегату и котлу. По группе оборудования и энергообъекту в целом показатели определены путем суммирования или взвешивания результатов расчетов показателей турбоагрегатов и котлов, входящих в ее состав.

Перспективные тепловые нагрузки оборудования определялись на основе тепловых балансов, в которых учитывались изменения (относительно нагрузок базового периода) нагрузки внешних потребителей с паром и горячей водой (комментарии по этой части даны выше) и нагрузок потребителей собственных нужд. Последнее имеет место из-за изменения состава работающего оборудования и / или показателей режима его работы. Изменение нагрузки потребителей собственных нужд определялось по утвержденным энергетическим характеристикам оборудования в части затрат тепловой энергии на собственные нужды и технологических потерь тепла, связанных с отпуском тепла внешним потребителям.

При расчете перспективных тепловых нагрузок регулируемых производственных (включая противодействие) и теплофикационных отборов турбоагрегатов соблюдался принцип приоритетного их использования по сравнению с другими источниками тепловой энергии (включение в работу пиковых водогрейных котлов и редуционно-охладительных установок, редуцирующих свежий пар энергетических котлов, производится преимущественно тогда, когда полностью исчерпаны возможности отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов). При этом в первую очередь загружались отборы турбоагрегатов с наибольшей удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу.

Количество работающих в прогнозируемом периоде энергетических котлов выбиралось исходя из суммарной потребности группы турбоагрегатов в свежем паре. Регулировочный диапазон нагрузок котлов принимался в соответствии с нормативно-техническими документами (утвержденными энергетическими характеристиками).

Алгоритмы расчета обеспечивают сходимость тепловых, топливных и электрических балансов энергообъектов.

Сведение теплового баланса выработки тепла брутто энергетическими котлами выполняется по каждой группе оборудования и энергообъекту в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла:

- выработки тепла брутто группой энергетических котлов;
- выработки тепла брутто соответствующей группой ПВК;
- расхода тепла на выработку электроэнергии;
- расхода тепла на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- потерь теплового потока группы оборудования;
- суммарного отпуска тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от энергетических котлов;

- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от ПВК;
- отпуском тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах.

Сведение теплового баланса отпуска тепла в регулируемые и нерегулируемые (сверх нужд регенерации) отборы турбоагрегатов выполняется по каждой группе оборудования и электростанции в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов тепла:

- общего отпуска тепла в регулируемые и нерегулируемые (сверх нужд регенерации) отборы, а также от конденсаторов турбоагрегатов;
- суммарного отпуска тепла от группы оборудования внешним потребителям;
- расхода тепла на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода тепла на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- отпуска тепла от РОУ, подключенных к паропроводам свежего пара;
- расходов тепла с выпарами имеющихся в тепловой схеме расширителей;
- выработки тепла брутто соответствующей группой ПВК;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от ПВК;
- отпуском тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах;
- технологических потерь тепла, связанных с его отпуском от энергетических котлов;
- расхода тепла на выработку электроэнергии;
- потерь теплового потока группы оборудования.

Сведение электрического баланса выполняется по каждой группе оборудования и электростанции в целом и обеспечивает сбалансированность следующих прогнозируемых расходов электроэнергии:

- выработки электроэнергии турбогенераторами;
- отпуска электроэнергии с шин;
- расхода электроэнергии на собственные нужды группы энергетических котлов;
- расхода электроэнергии на собственные нужды группы турбоагрегатов;
- расхода электроэнергии на нужды теплофикационной установки;
- расхода электроэнергии на собственные нужды, связанного с отпуском тепловой энергии внешним потребителям в виде пара.

Все определяемые показатели рассчитаны при двух методах отнесения суммарных затрат топлива по отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве: физическом и пропорциональном, – в соответствии и принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входят рассматриваемые энергообъекты.

Алгоритмы расчета удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по пропорциональному и физическому методам при использовании прогнозируемых показателей работы оборудования, включая расчеты по прямому и обратному балансам, соответствуют требованиям РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой

экономичности оборудования» (расчет удельных расходов топлива по пропорциональному методу) и РД 34.08.552-93 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» (расчет удельных расходов топлива по физическому методу).

В качестве исходных данных к расчету удельных расходов топлива используются следующие основные показатели:

- расход тепла на выработку электроэнергии по прямому балансу (с использованием фактического удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии турбоагрегатами в базовом периоде, а также поправок, учитывающих отклонение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде от их значений в плановом периоде);

- расходы тепла на собственные нужды группы энергетических котлов, группы турбоагрегатов, технологические потери тепла, связанные с его отпуском от энергетических котлов, а также технологические потери тепла, связанные с его отпуском от ПВК;

- увеличение расхода тепла на выработку электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла из регулируемых и нерегулируемых (сверх нужд регенерации) отборов и от конденсаторов турбоагрегатов;

- суммарный отпуск тепла от группы оборудования внешним потребителям;

- отпуск тепла с горячей водой за счет нагрева её в сетевых и перекачивающих насосах;

- выработка тепла брутто соответствующей группой ПВК;

- выработка и отпуск электроэнергии группой оборудования, расходы электроэнергии на собственные нужды группы энергетических котлов, группы турбоагрегатов, на нужды теплофикационной установки и дополнительный расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с отпуском тепловой энергии внешним потребителям в паре;

- КПД брутто группы паровых энергетических котлов, определенное по прямому балансу (с использованием фактически сожженного количества топлива в базовом периоде; выработки тепла брутто энергетическими котлами в базовом периоде; количества тепла, дополнительно внесенного в топки котлов в базовом периоде; а также поправок к этим показателям, учитывающих отклонение значений внешних факторов в прогнозируемом периоде от их значений в плановом периоде);

- потери теплового потока группы оборудования;

- КПД брутто группы ПВК, определенное по прямому балансу (метод расчета аналогичен расчету по энергетическим котлам).

1.3.2. Сводные таблицы результатов расчета

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2015 – 2034 гг. приведены в табл. 1.5 (Кировская ТЭЦ-1), табл. 1.6 (Кировская ТЭЦ-4), табл. 1.7 (Кировская ТЭЦ-5), табл. 1.8 (интегральные показатели по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5).

Таблица 1.5

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-1: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		26,393	26,560	26,560	26,569	26,833	26,893	26,893	26,893	26,893
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		36,191	36,358	36,358	36,367	36,631	36,691	36,691	36,691	36,691
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	относительная, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	39,994	40,22	41,829	41,814	41,941	42,084	42,121	42,111	42,111
	относительная, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100
5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	относительная, %	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	29,885	29,881	31,395	31,381	31,501	31,636	31,67	31,661	31,661
	относительная, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100
7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	138,1	137	136,9	136,9	136,9	136,9	136,9	136,9	136,9
	пропорциональный метод	328	325,7	327,2	327,2	327,3	327,4	327,4	327,4	327,4
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	184,8	184,4	182,4	182,4	182,3	182,1	182	182,1	182,1
	пропорциональный метод	438,9	438,4	435,9	436	435,8	435,6	435,5	435,5	435,5
9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	пропорциональный метод	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	184,8	184,4	182,4	182,4	182,3	182,1	182	182,1	182,1
	пропорциональный метод	438,9	438,4	435,9	436	435,8	435,6	435,5	435,5	435,5
11. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из производственных отборов и противодавления турбоагрегатов, тыс. Гкал		307,9	309,64	322,02	321,91	322,89	323,99	324,27	324,19	324,19
12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из теплофикационных отборов турбоагрегатов, тыс. Гкал		0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-1: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
13. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды от конденсаторов турбоагрегатов, тыс. Гкал		0	0	0	0	0	0	0	0	0
14. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0	0	0	0	0	0	0	0	0
15. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		417,1	417,7	417,6	417,6	416,5	415,0	413,0	410,0	405,3
– с горячей водой		197,9	184,0	184,0	184,0	182,9	182,9	183,2	183,4	183,5
– с паром		219,2	233,7	233,6	233,6	233,6	232,1	229,8	226,7	221,8
16. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	170,5	170,4	170,4	170,4	170,4	170,4	170,3	170,3	170,3
	пропорциональный метод	152,2	152,2	151,3	151,4	151,3	151,2	151,2	151,2	151,2
17. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		76,142	76,6	76,817	76,79	77,008	77,252	77,314	77,297	77,297
18. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	5,523	5,51	5,727	5,725	5,742	5,761	5,765	5,764	5,764
	пропорциональный метод	13,117	13,1	13,687	13,681	13,727	13,779	13,792	13,789	13,789
19. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	70,619	71,09	71,09	71,066	71,266	71,492	71,548	71,533	71,533
	пропорциональный метод	63,025	63,5	63,13	63,109	63,28	63,473	63,522	63,509	63,509
20. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год, тыс. т у.т.		0	0,458	0,575	0,548	0,766	1,01	1,072	1,055	1,055
21. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	-0,013	0,204	0,202	0,219	0,238	0,242	0,241	0,241
	пропорциональный метод	0	-0,017	0,57	0,564	0,61	0,662	0,675	0,672	0,672
22. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	0,471	0,371	0,347	0,547	0,773	0,829	0,814	0,814
	пропорциональный метод	0	0,475	0,005	-0,016	0,155	0,348	0,397	0,384	0,384

Таблица 1.6

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-4: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		1109,53	1109,53	1109,53	1124,55	1124,55	1129,24	1129,23	1129,22	1129,21
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		1324,03	1324,35	1324,67	1324,99	1325,32	1330,84	1341,04	1341,37	1346,89
1.3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	500,197	474,288	476,077	419,684	418,348	416,983	416,211	412,744	407,347
	относительная, %	37,8	35,8	35,9	31,7	31,6	31,3	31,0	30,8	30,2
1.4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	823,839	850,069	848,601	905,315	906,972	913,865	924,838	928,626	939,551
	относительная, %	62,2	64,2	64,1	68,3	68,4	68,7	69,0	69,2	69,8
1.5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	419,162	397,354	398,757	356,193	354,973	353,815	350,472	347,467	341,512
	относительная, %	37,8	35,8	35,9	31,7	31,6	31,3	31,0	30,8	30,2
1.6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	690,372	712,180	710,778	768,357	769,576	775,426	778,764	781,761	787,702
	относительная, %	62,2	64,2	64,1	68,3	68,4	68,7	69,0	69,2	69,8
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	284,2	275,4	275,6	267,2	266,8	266,6	264,4	263,9	262,0
	пропорциональный метод	342,7	334,7	335,1	328,0	327,9	327,7	325,9	325,9	324,2
1.8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	339,2	328,7	329,0	314,8	314,5	314,2	314,0	313,5	312,5
	пропорциональный метод	409,0	399,5	400,0	386,5	386,5	386,2	387,0	387,2	386,7
1.9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	526,5	510,3	499,8	499,4	503,2	503,3	503	504,1	505,4
	пропорциональный метод	421,9	385,4	379,3	379,3	372,4	372,3	372,1	371,8	371,3
1.10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	155,4	155,9	155,6	155,6	155,2	155,2	154,9	155,1	155,1
	пропорциональный метод	351	331,5	321,8	321,9	309,1	309	308,4	308,8	308,6
1.11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		336,8	336,8	336,8	336,8	337,5	338,9	347,3	372,4	401,8

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-4: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		2 260,7	2 230,0	2 225,0	2 225,1	2 210,0	2 210,0	2 250,0	2 260,0	2 270,0
– с горячей водой		2 166,8	2 136,1	2 131,1	2 131,2	2 116,1	2 116,1	2 156,1	2 166,1	2 176,1
– с паром		93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9	93,9
1.13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	183,2	182,8	182,8	182,4	182,4	182,4	182,1	182,1	181,8
	пропорциональный метод	149,0	148,3	148,3	147,3	147,3	147,3	147,1	147,4	147,5
1.14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		790,567	780,345	782,235	772,519	773,898	776,780	782,936	790,205	796,380
1.15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	376,339	364,689	365,022	353,993	353,656	354,785	354,565	353,997	352,864
	пропорциональный метод	453,750	443,219	443,846	434,615	434,608	436,075	436,984	437,206	436,630
1.16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	414,228	415,656	417,213	418,527	420,242	421,995	428,371	436,207	443,516
	пропорциональный метод	336,817	337,126	338,389	337,904	339,290	340,705	345,952	352,999	359,750
1.17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год, тыс. т у.т.		0	-10,222	-8,332	-18,048	-16,669	-13,787	-7,631	-0,362	5,813
1.18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	-11,650	-11,317	-22,346	-22,683	-21,554	-21,774	-22,342	-23,475
	пропорциональный метод	0	-10,531	-9,904	-19,135	-19,142	-17,675	-16,766	-16,544	-17,120
1.19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	1,428	2,985	4,299	6,014	7,767	14,143	21,979	29,288
	пропорциональный метод	0	0,309	1,572	1,087	2,473	3,888	9,135	16,182	22,933

Таблица 1.7

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-5: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		1851,52	1855,05	1857,90	1860,90	1862,80	1863,84	1869,19	1880,54	1891,45
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		2129,54	2133,81	2137,26	2140,88	2143,18	2144,38	2151,42	2164,76	2177,74
1.3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	1123,34	1115,35	1108,88	1102,09	1097,79	1096,29	1081,65	1061,69	1040,03
	относительная, %	52,8	52,3	51,9	51,5	51,2	51,1	50,3	49,0	47,8
1.4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	1006,19	1018,46	1028,38	1038,79	1045,39	1048,09	1069,77	1103,06	1137,71
	относительная, %	47,2	47,7	48,1	48,5	48,8	48,9	49,7	51,0	52,2
1.5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	976,691	969,644	963,944	957,967	954,176	952,874	939,759	922,301	903,307
	относительная, %	52,8	52,3	51,9	51,5	51,2	51,1	50,3	49,0	47,8
1.6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	874,832	885,409	893,965	902,938	908,630	910,975	929,433	958,242	988,151
	относительная, %	47,2	47,7	48,1	48,5	48,8	48,9	49,7	51,0	52,2
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	231,1	229,7	228,6	227,5	226,8	226,5	224,2	220,9	217,0
	пропорциональный метод	285,7	285,3	285,0	284,4	284,4	284,3	283,8	282,3	280,3
1.8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	265,8	264,2	263,0	261,7	260,9	260,6	258,0	254,3	249,8
	пропорциональный метод	328,6	328,1	327,9	327,2	327,2	327,1	326,7	325,0	322,7
1.9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	399,9	399,3	398,7	398,2	397,7	397,3	396	394,8	392,1
	пропорциональный метод	358,2	358,3	358,1	358	357,8	357,7	357,5	357,2	356,1
1.10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	148,7	148,6	148,5	148,5	148,4	148,4	148,3	148,1	148
	пропорциональный метод	277,4	276,9	276,1	275,5	274,9	274,5	273,4	271,7	269,9

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-5: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
1.11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		43,573	43,573	43,573	43,573	43,573	43,573	43,573	43,573	43,573
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		2 090,0	2 050,0	2 042,5	2 042,5	2 039,0	2 030,0	2 050,0	2 065,0	2 080,0
– с горячей водой		2 090,0	2 050,0	2 042,5	2 042,5	2 039,0	2 030,0	2 050,0	2 065,0	2 080,0
– с паром		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	181,7	181,5	181,4	181,3	181,2	181,2	180,9	179,4	179,0
	пропорциональный метод	129,5	129,1	128,8	128,5	128,3	128,3	127,6	125,7	124,8
1.14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		897,002	901,080	904,606	905,968	909,085	910,267	918,135	922,362	928,146
1.15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	492,165	490,135	488,660	487,029	486,036	485,799	482,282	478,252	472,517
	пропорциональный метод	608,397	608,704	609,197	608,962	609,467	609,742	610,623	611,109	610,396
1.16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	404,837	410,945	415,946	418,938	423,048	424,477	435,853	444,11	455,629
	пропорциональный метод	288,605	292,377	295,410	297,006	299,618	300,525	307,512	311,254	317,750
1.17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год, тыс. т у.т.		0	4,079	7,605	8,966	12,083	13,265	21,134	25,361	31,144
1.18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	-2,030	-3,504	-5,136	-6,128	-6,375	-9,883	-13,912	-19,648
	пропорциональный метод	0	0,307	0,800	0,565	1,070	1,345	2,226	2,711	1,999
1.19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	6,108	11,109	14,102	18,211	19,640	31,016	39,273	50,792
	пропорциональный метод	0	3,772	6,805	8,401	11,013	11,920	18,908	22,649	29,145

Таблица 1.8

Наименование показателя, единица измерения		Кировские ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		2987,450	2991,147	2994,004	3012,024	3014,189	3019,983	3025,321	3036,663	3047,565
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		3489,771	3494,527	3498,302	3502,255	3505,138	3511,926	3529,167	3542,826	3561,338
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход у.т. на выработку э/эн., г у.т./кВт·ч	физический метод	292,4	287,5	286,8	280,9	280,3	280,0	278,3	275,7	272,5
	пропорциональный метод	359,9	356,1	356,1	350,8	350,8	350,7	350,7	349,6	347,9
1.11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		380,4	380,4	380,4	380,4	381,1	382,5	390,9	416,0	445,4
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		4 767,8	4 697,7	4 685,1	4 685,2	4 665,5	4 655,0	4 713,0	4 735,0	4 755,3
– с горячей водой		4 454,7	4 370,1	4 357,6	4 357,7	4 338,0	4 329,0	4 389,3	4 414,5	4 439,6
– с паром		313,1	327,6	327,5	327,5	327,5	326,0	323,7	320,6	315,7
1.13. Средневзвешенный за год уд. расход усл. топ. на отпуск тепл. энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	175,3	174,4	174,5	174,3	174,2	174,1	174,0	173,5	173,3
	пропорциональный метод	134,8	133,7	133,6	133,0	132,8	132,8	132,4	131,8	131,4
1.14. Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.		1761,263	1755,475	1760,891	1752,557	1757,617	1761,809	1775,834	1787,329	1799,288
1.15. Расход условного топлива на отпуск э/э, тыс. т у.т.	физический метод	873,486	859,829	858,687	846,028	844,734	845,624	841,896	837,300	830,431
	пропорциональный метод	1075,252	1065,104	1066,224	1056,763	1057,381	1059,151	1060,941	1061,648	1060,361
1.16. Расход усл. топ. на отпуск тепл. энергии, тыс. т у.т.	физический метод	887,777	895,646	902,204	906,529	912,883	916,185	933,937	950,030	968,858
	пропорциональный метод	686,011	690,371	694,667	695,795	700,235	702,658	714,893	725,681	738,928
1.17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2014 год, тыс. т у.т.		0,000	-5,788	-0,372	-8,706	-3,646	0,546	14,571	26,067	38,026
1.18. Изменение расхода усл. топ. на отпуск э/э, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-13,657	-14,799	-27,458	-28,752	-27,862	-31,590	-36,186	-43,055
	пропорциональный метод	0,000	-10,148	-9,028	-18,490	-17,871	-16,101	-14,311	-13,604	-14,892
1.19. Изм. расхода усл. топ. на отпуск теп. эн., тыс. т у.т.	физический метод	0,000	7,870	14,428	18,752	25,106	28,408	46,161	62,253	81,081
	пропорциональный метод	0,000	4,361	8,657	9,784	14,225	16,647	28,882	39,671	52,917

1.3.3. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2034 годы приведены в табл. 1.5 и на рис. 1.1–1.10.

На рис. 1.1 и 1.2 представлена динамика изменения выработки и отпуска электроэнергии. Изменение электрической нагрузки для Кировской ТЭЦ-1 (с противодавленческими турбинами) полностью определяется изменением тепловой нагрузки (см. рис. 1.3–1.5).

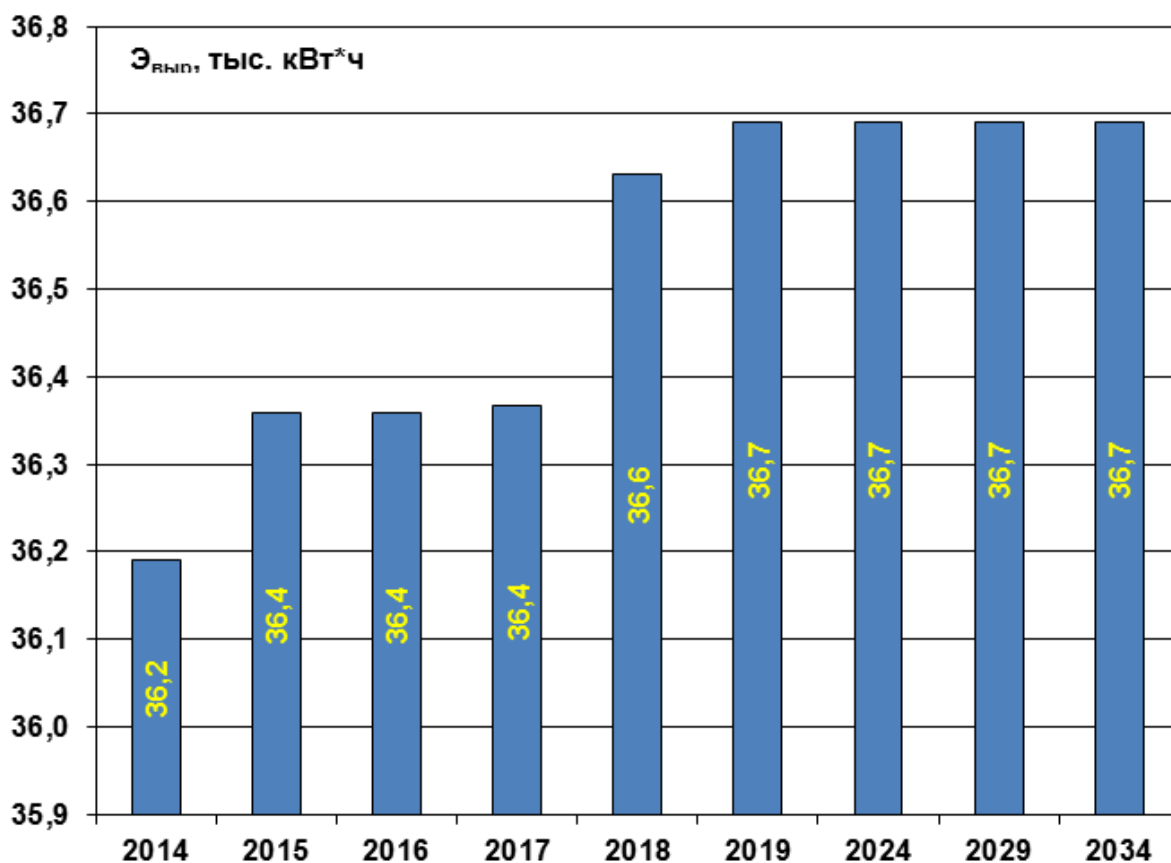


Рис.1.1. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 на 2015 - 2034 годы

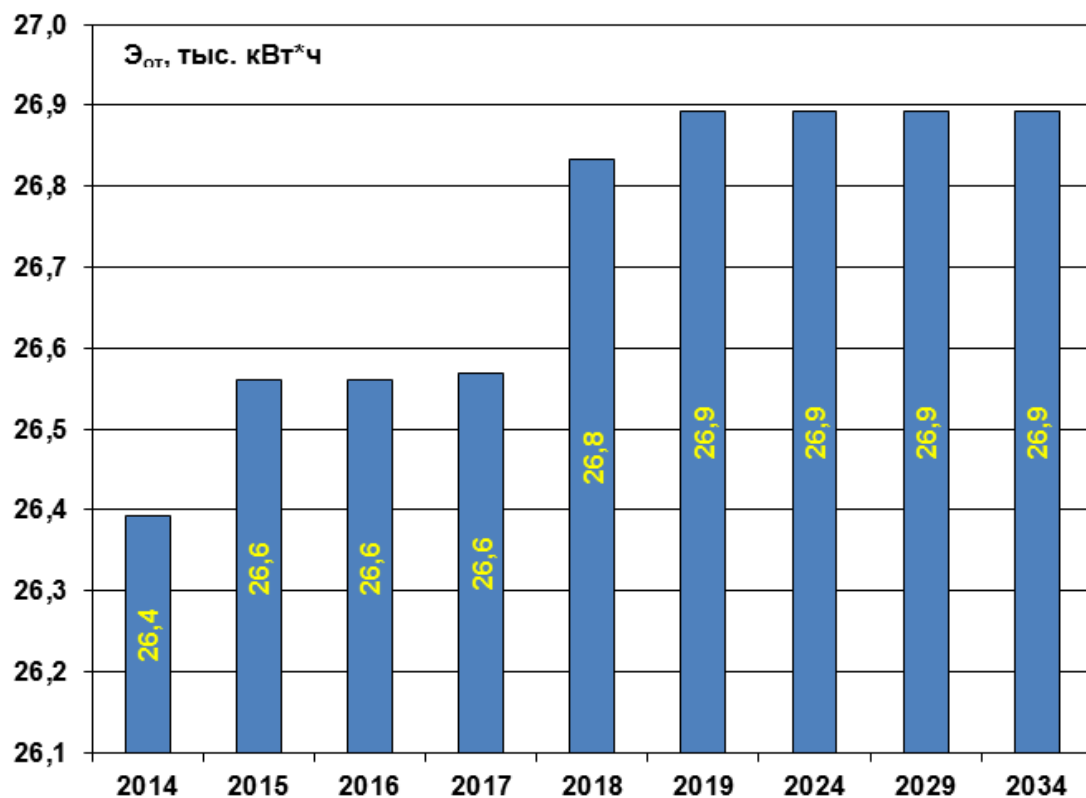


Рис.1.2. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 на 2015 - 2034 годы

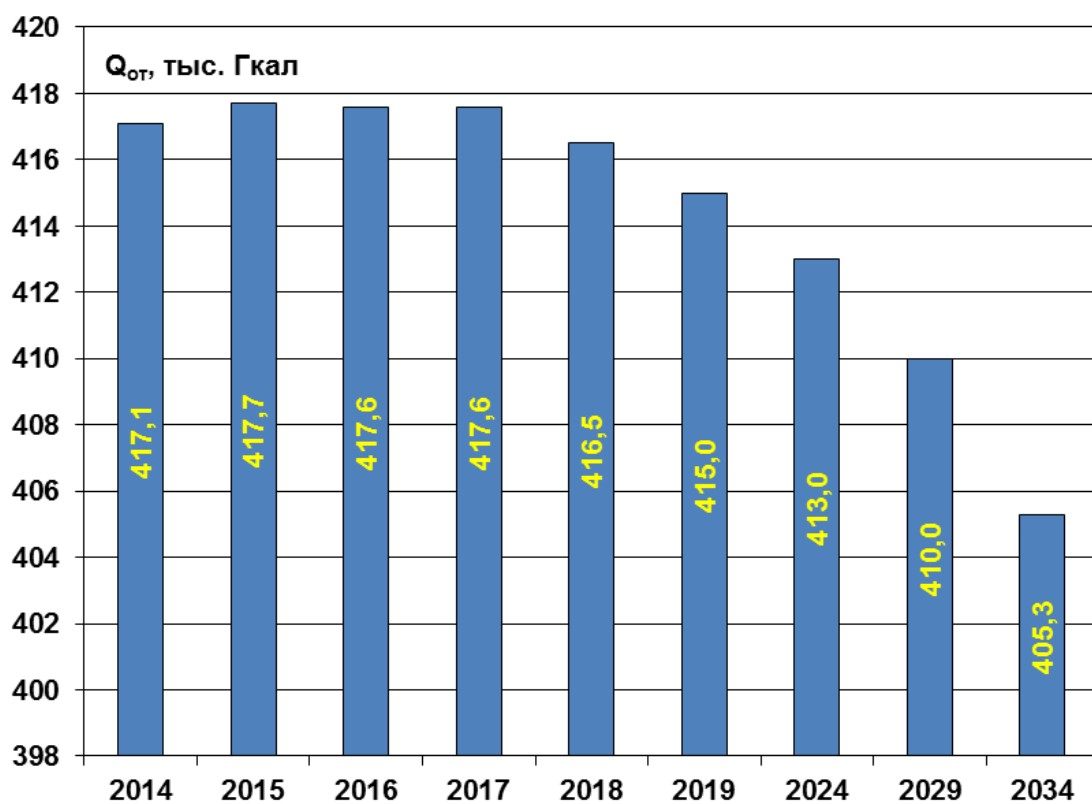


Рис.1.3. Прогноз на 2015 - 2034 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-1, всего, включая отпуск с паром

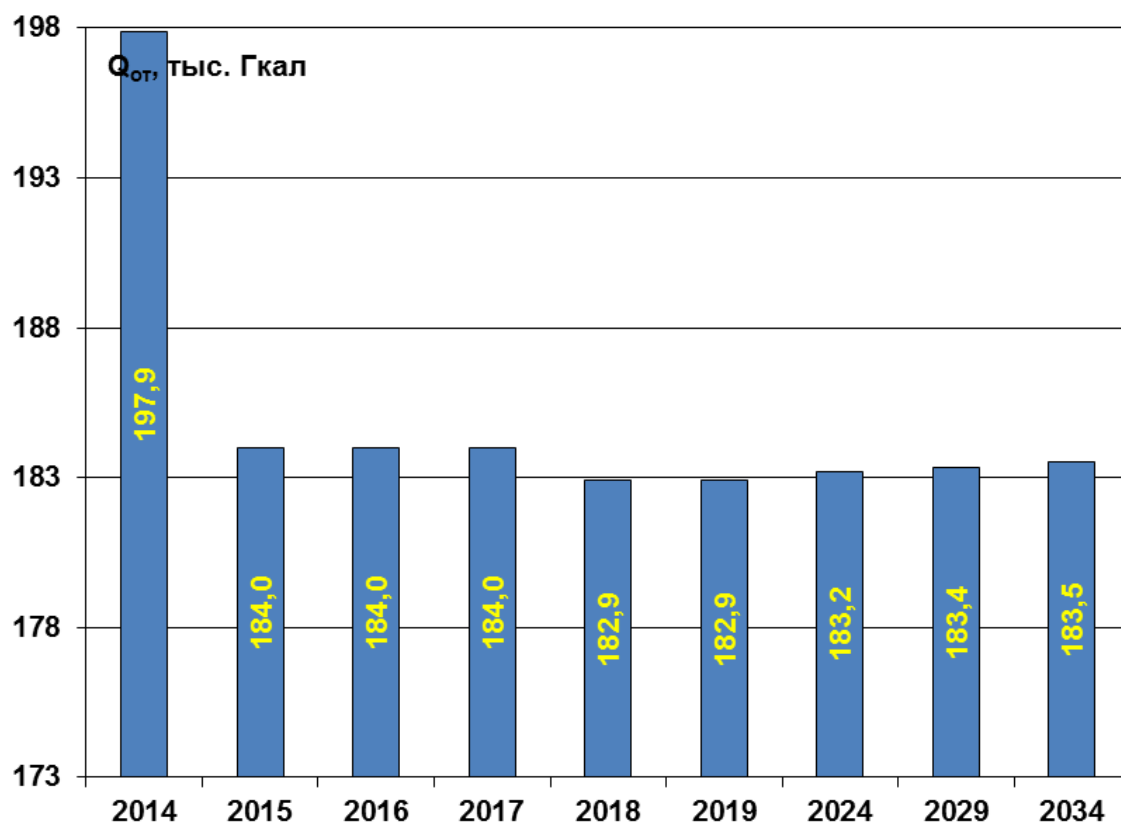


Рис.1.4. Прогноз на 2015 - 2034 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-1 с горячей водой

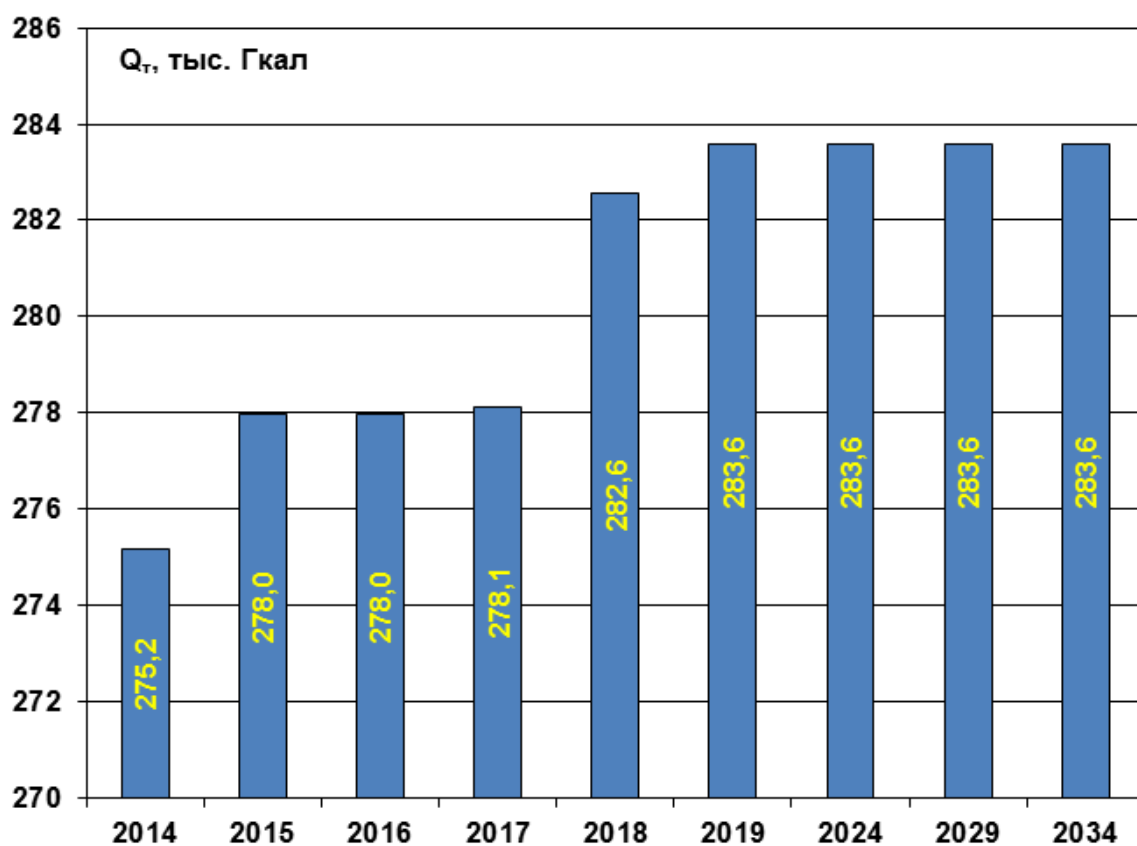


Рис.1.5. Прогноз на 2015 - 2034 годы отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-1

Динамика изменения удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии отражена на рис. 1.6-1.9.

Представленные данные позволяют заключить следующее:

– удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается в связи с увеличением средней электрической нагрузки турбоагрегатов с соответствующим уменьшением удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии; общее снижение удельного расхода на отпуск электроэнергии к 2034 году составят 1 и 0,73 г у.т./кВт ч по физическому и пропорциональному методам соответственно.

– удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии также уменьшается, что связано с увеличением доли отпуска тепла с отработавшим паром турбоагрегатов в общем отпуске тепла внешним потребителям, а также с уменьшением относительных потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ТЭЦ.

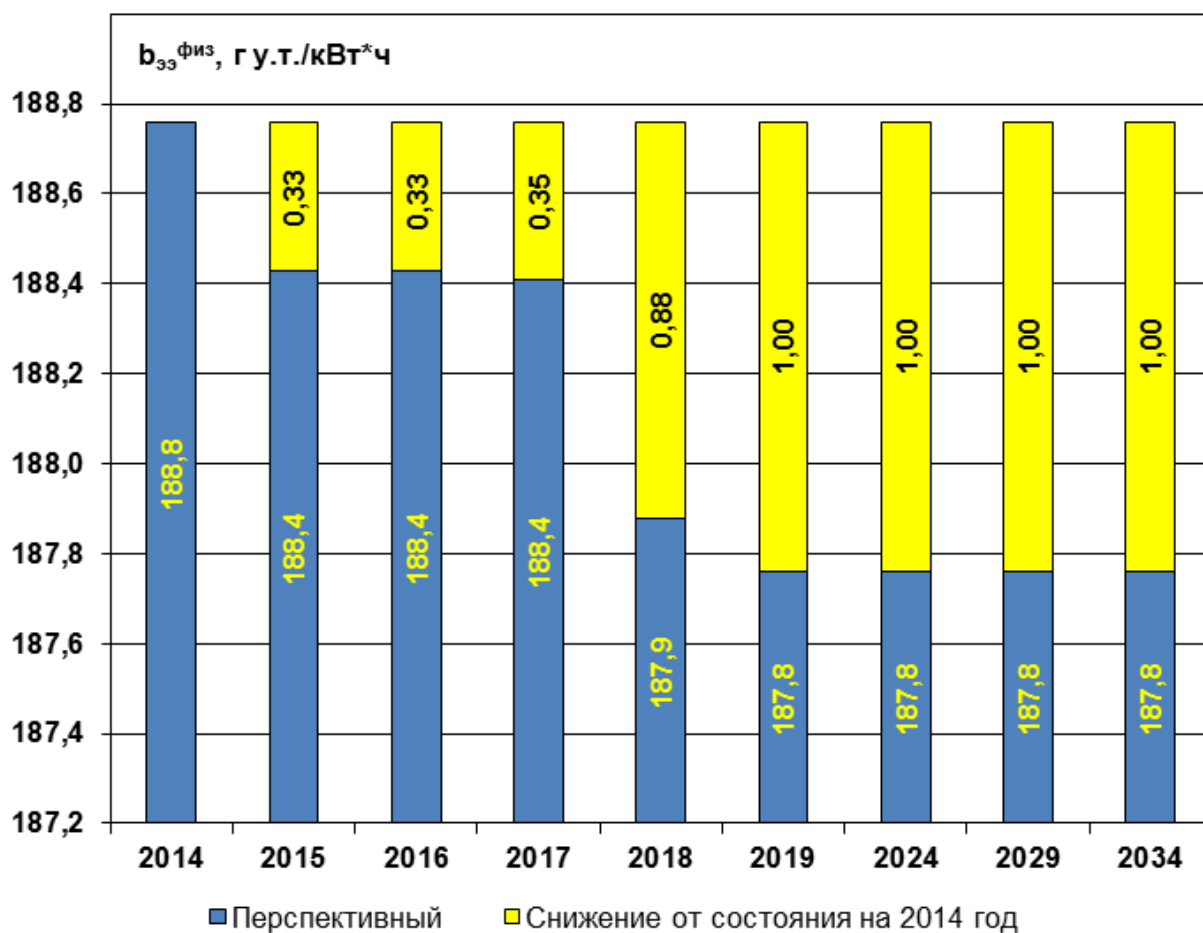


Рис.1.6. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 (физический метод)

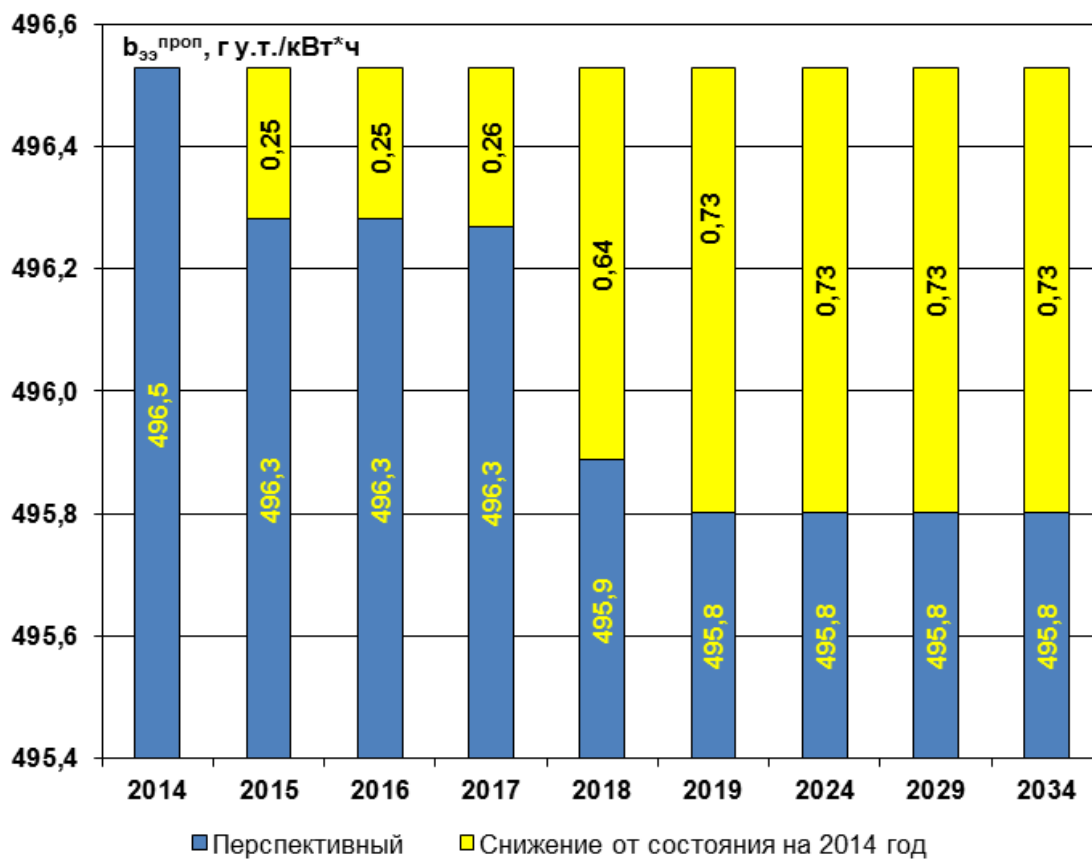


Рис.1.7. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

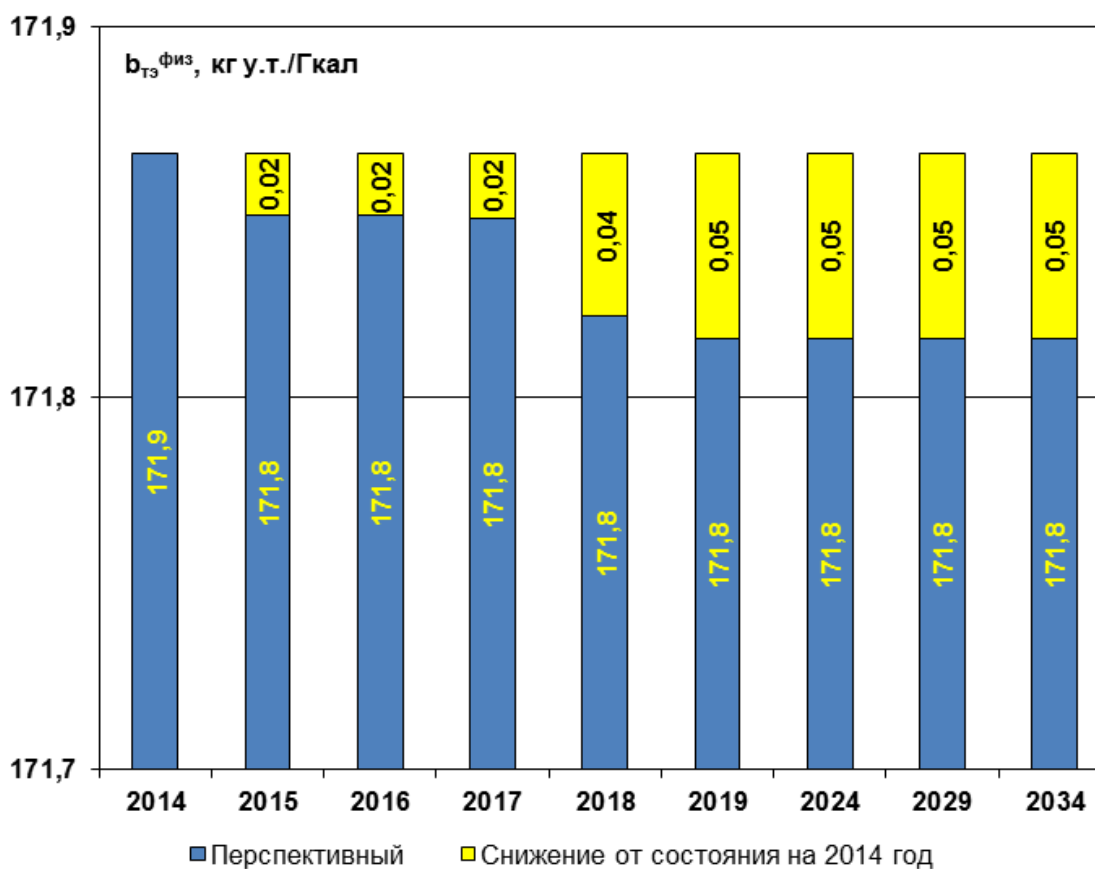


Рис.1.8. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-1 (физический метод)

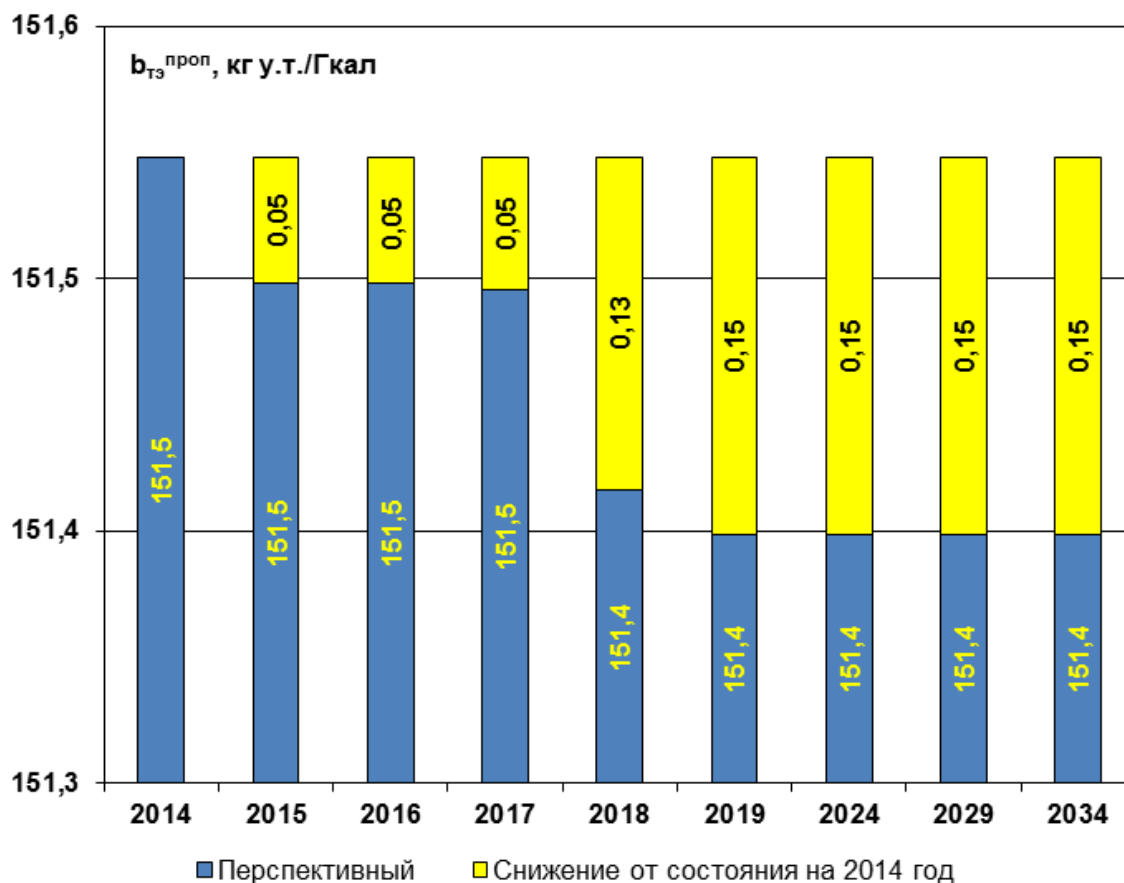


Рис.1.9. Прогноз на 2014 - 2033 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

1.3.4. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-4

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-4 на период 2015 – 2034 годы приведены в табл. 1.6 и на рис. 1.10–1.18.

На рис. 1.10–1.12 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Кировской ТЭЦ-4. Необходимо отметить следующее:

- вывод из эксплуатации в длительную консервацию турбоагрегата Т-50-130 ст. №5 и перевод его электрической и тепловой нагрузки на другие турбоагрегаты в 2017 году приведет к увеличению отпуска электроэнергии в связи с исчерпанием возможности дальнейшей загрузки оставшихся турбоагрегатов, работающих по теплофикационному циклу в отопительный период времени;
- доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличится с 62,2 % в 2014 году до 69,8 % к 2034 году.

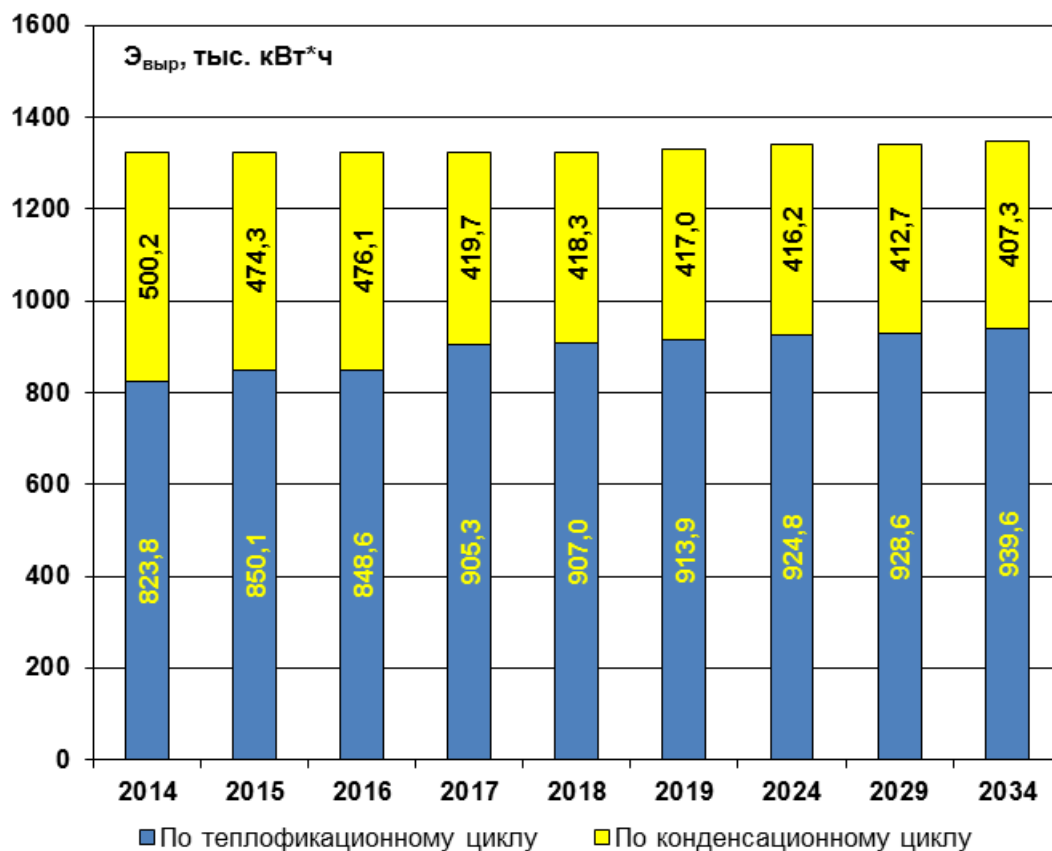


Рис.1.10. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2015 - 2034 годы по существующему оборудованию Кировской ТЭЦ-4

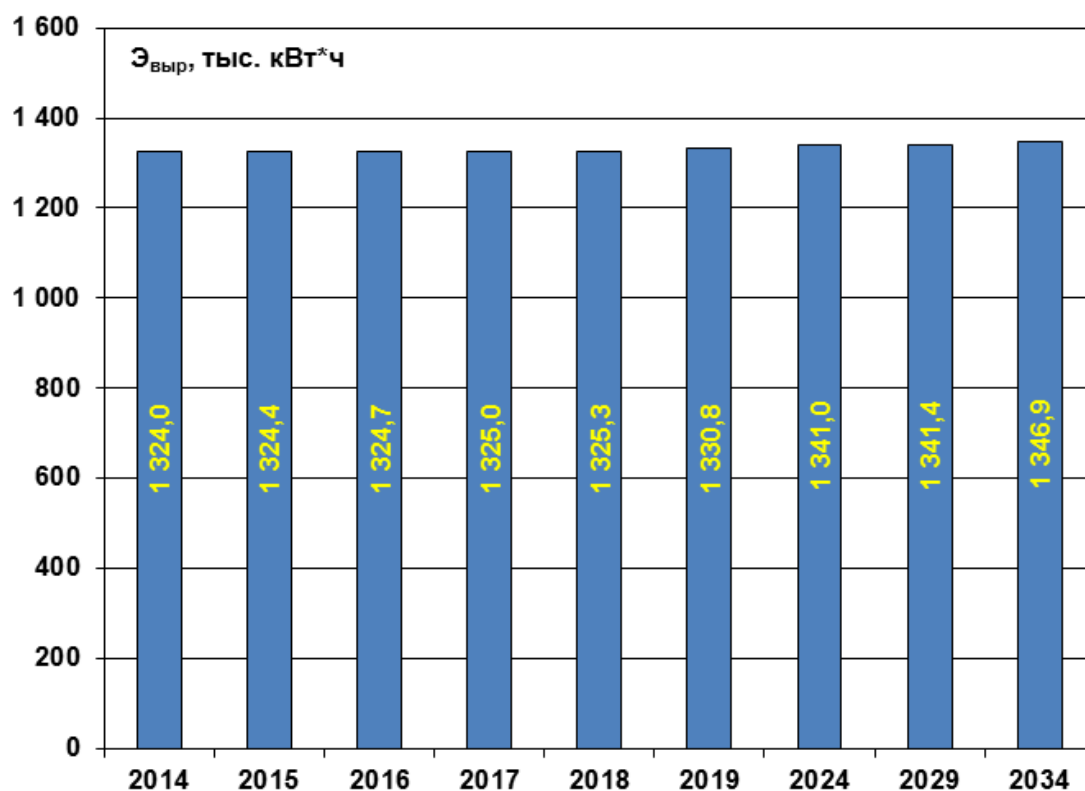


Рис.1.11. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 на 2015 – 2034 годы

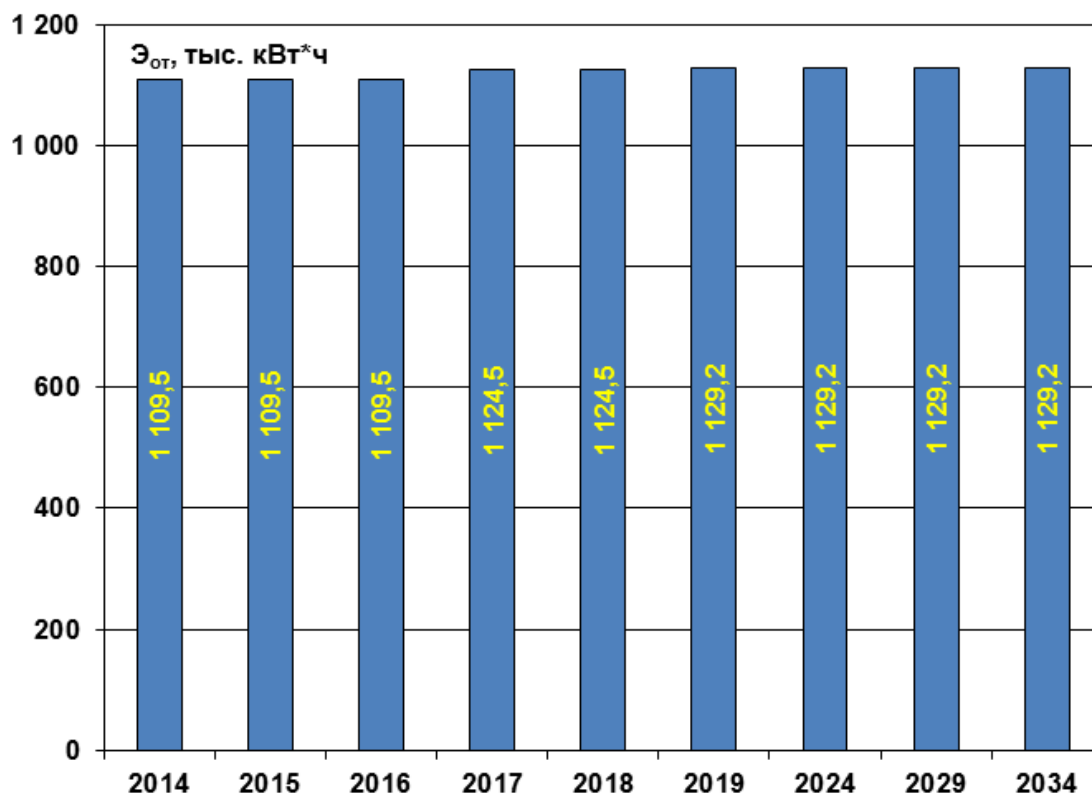


Рис.1.12. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 на 2014 – 2033 годы

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 1.13–1.14. Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

- снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии в 2017 году обусловлено выводом из эксплуатации турбоагрегата Т-50-130 ст. № 4 с последующей загрузкой по теплофикационному циклу оставшихся турбоагрегатов;

- дальнейшие изменения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии в период с 2018 по 2034 годы обусловлены изменениями подключенной тепловой нагрузки ТЭЦ;

- общее уменьшение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии к 2034 году от состояния 2014 года составит 26,7 и 22,3 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

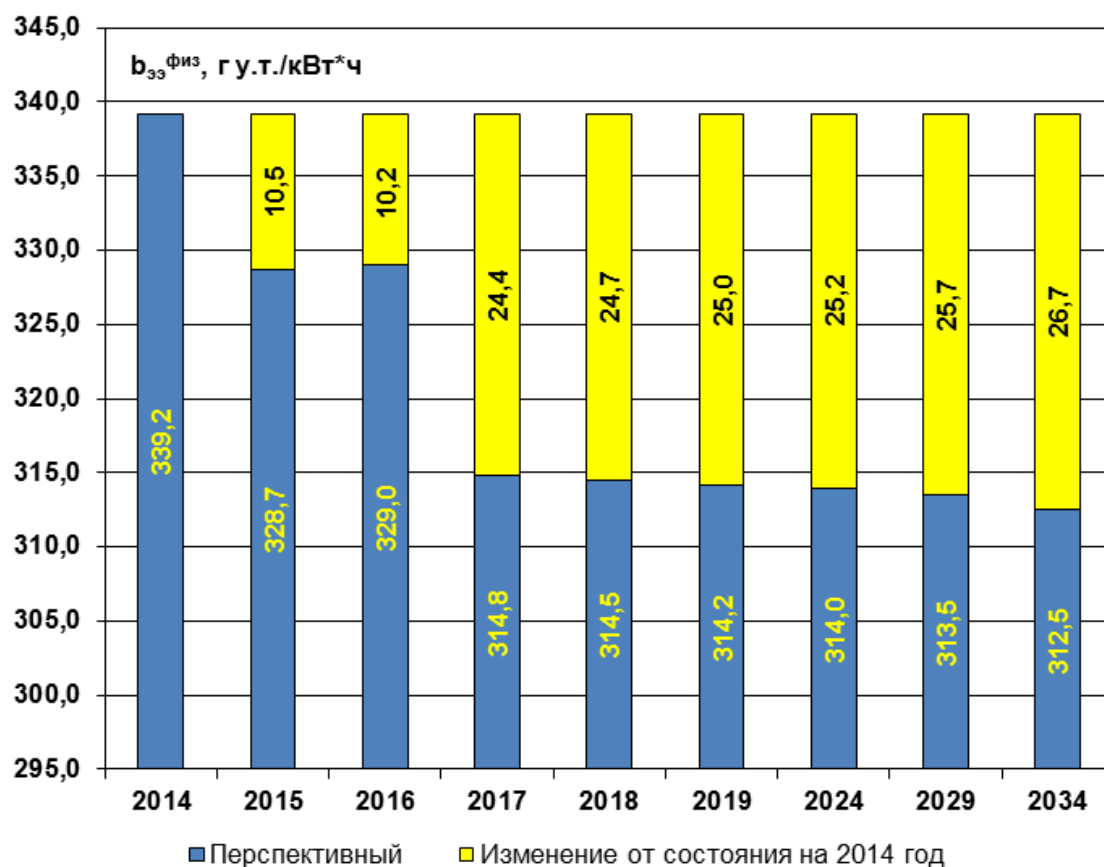


Рис.1.13. Прогноз на 2015 – 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 (физический метод)

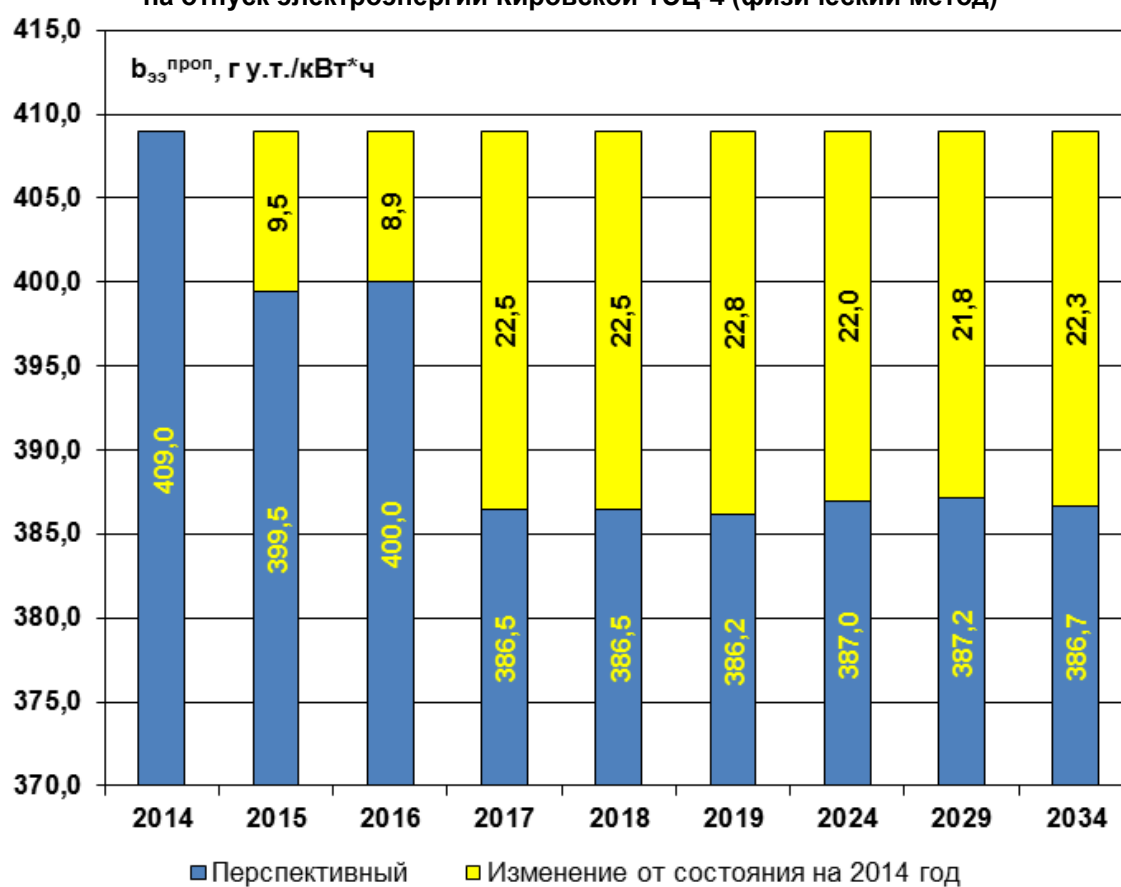


Рис.1.14. Прогноз на 2015 – 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 (пропорциональный метод)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и показана на рис. 1.15 и 1.16.

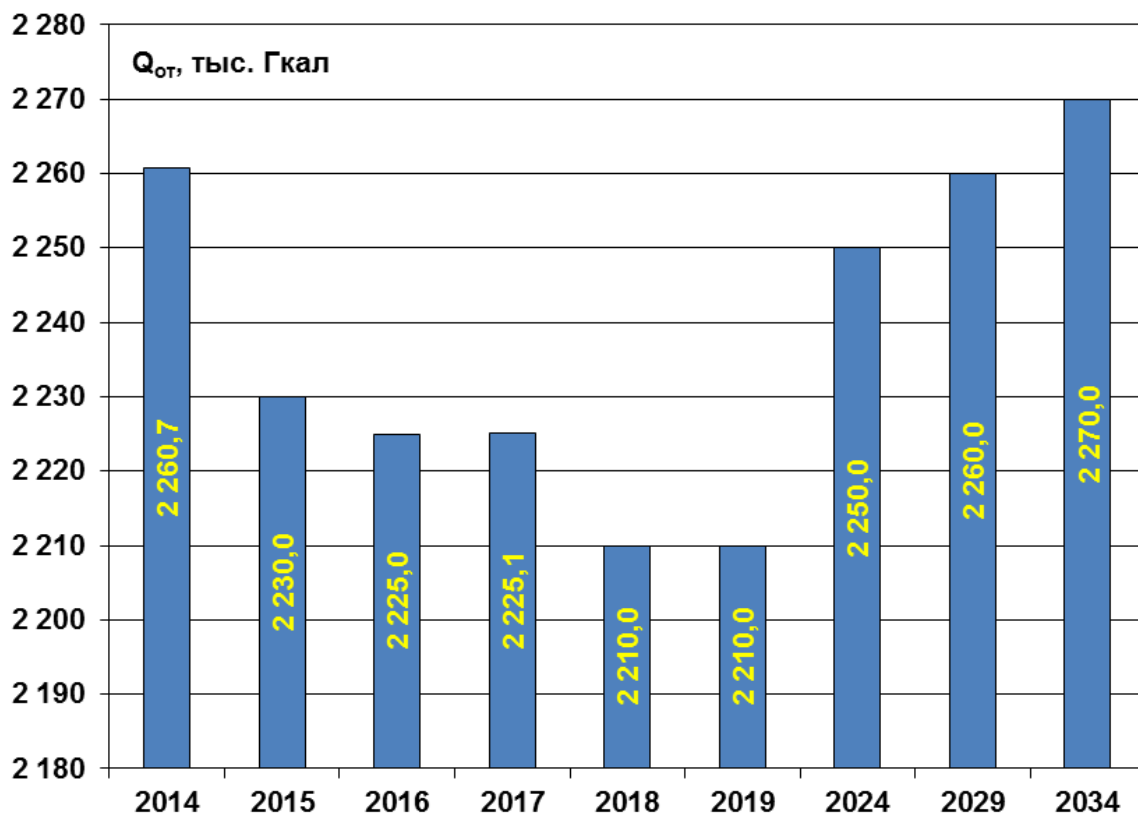


Рис.1.15. Прогноз на 2015 – 2034 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-4 в целом (включая отпуск с паром)

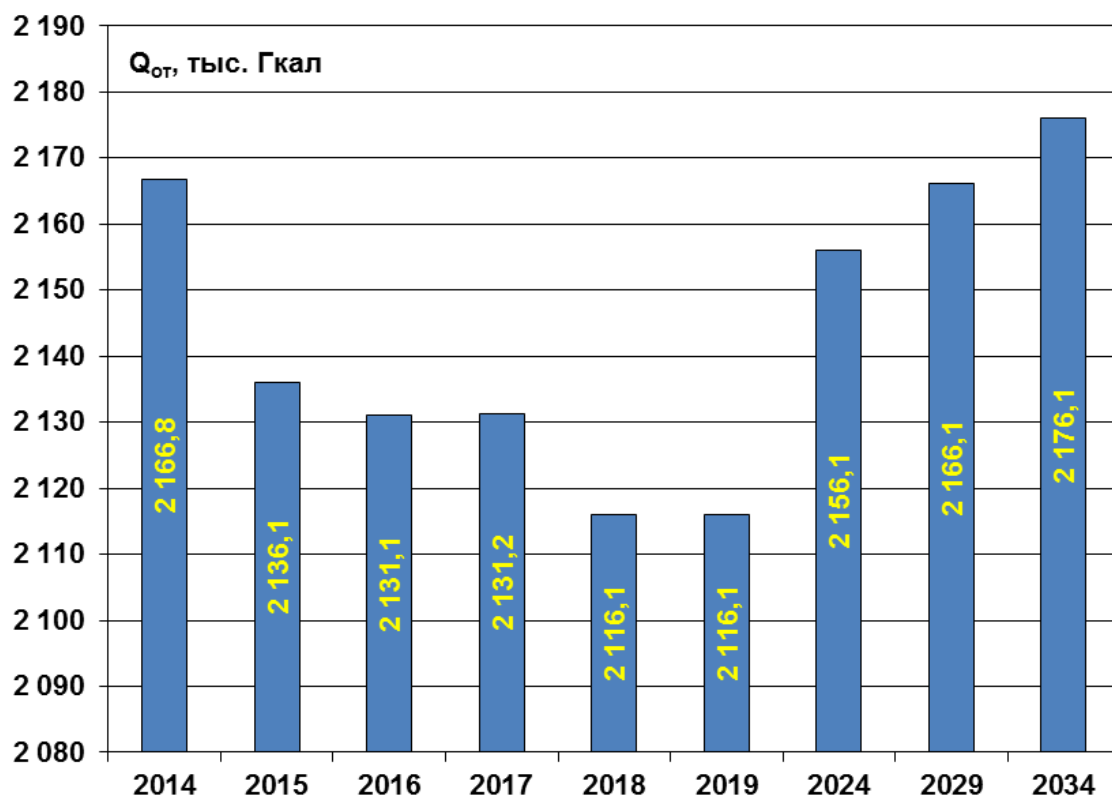


Рис.1.16. Прогноз на 2015 – 2034 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Кировской ТЭЦ-4

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 1.17 и 1.18. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, рассчитанного по физическому и пропорциональному методам до 2017 года включительно вызвано изменениями в составе основного оборудования ТЭЦ, описанными выше;

- увеличение удельного расхода топлива на отпуск тепла в период с 2024 по 2034 годы при расчете по пропорциональному методу относительно состояния на 2014 год связано с увеличением доли тепла, отпускаемого ПВК в связи с полной загрузкой турбоагрегатов по теплофикационному циклу в отопительный период времени;

- общее снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ к 2034 году от состояния на 2014 год составляет 1,4 и 1,5 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

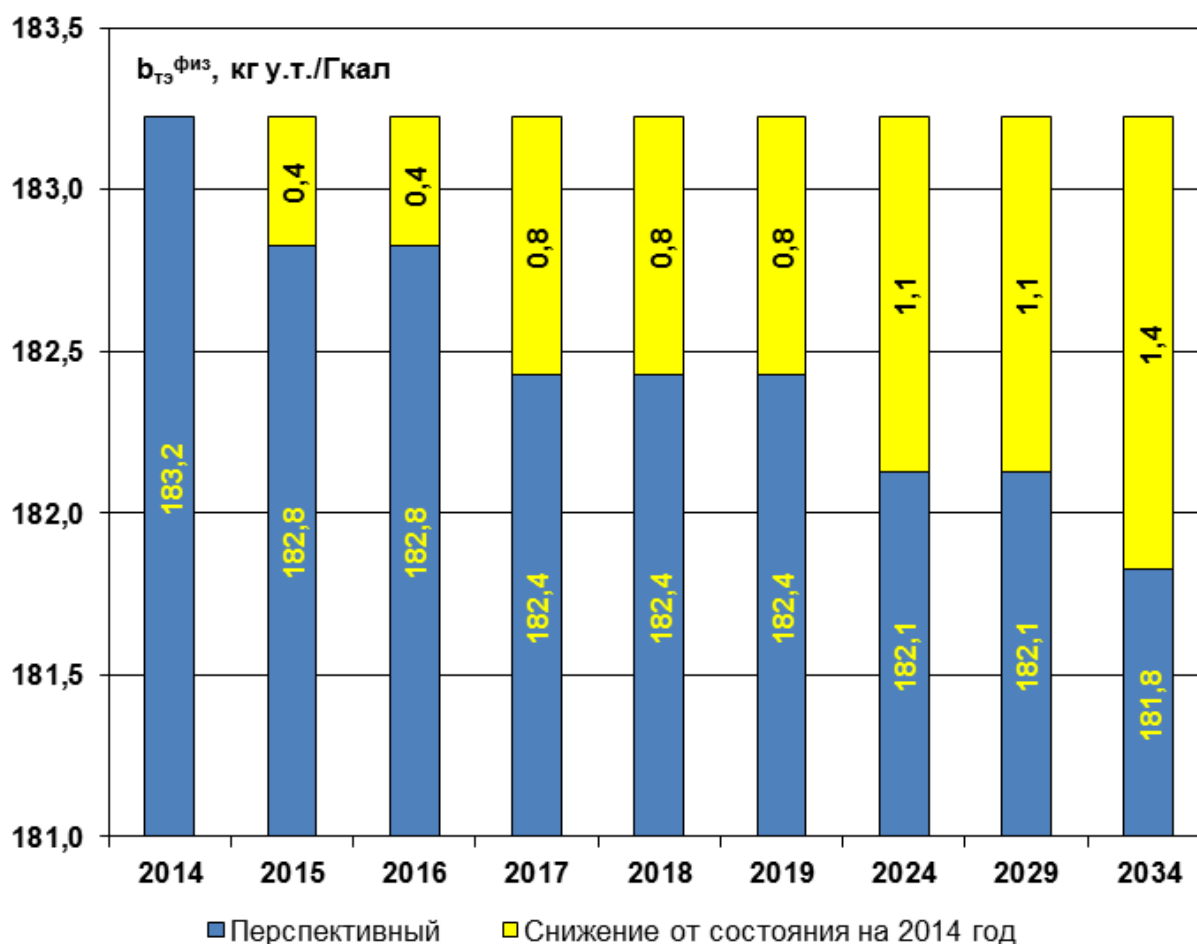


Рис.1.17. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-4 (физический метод)

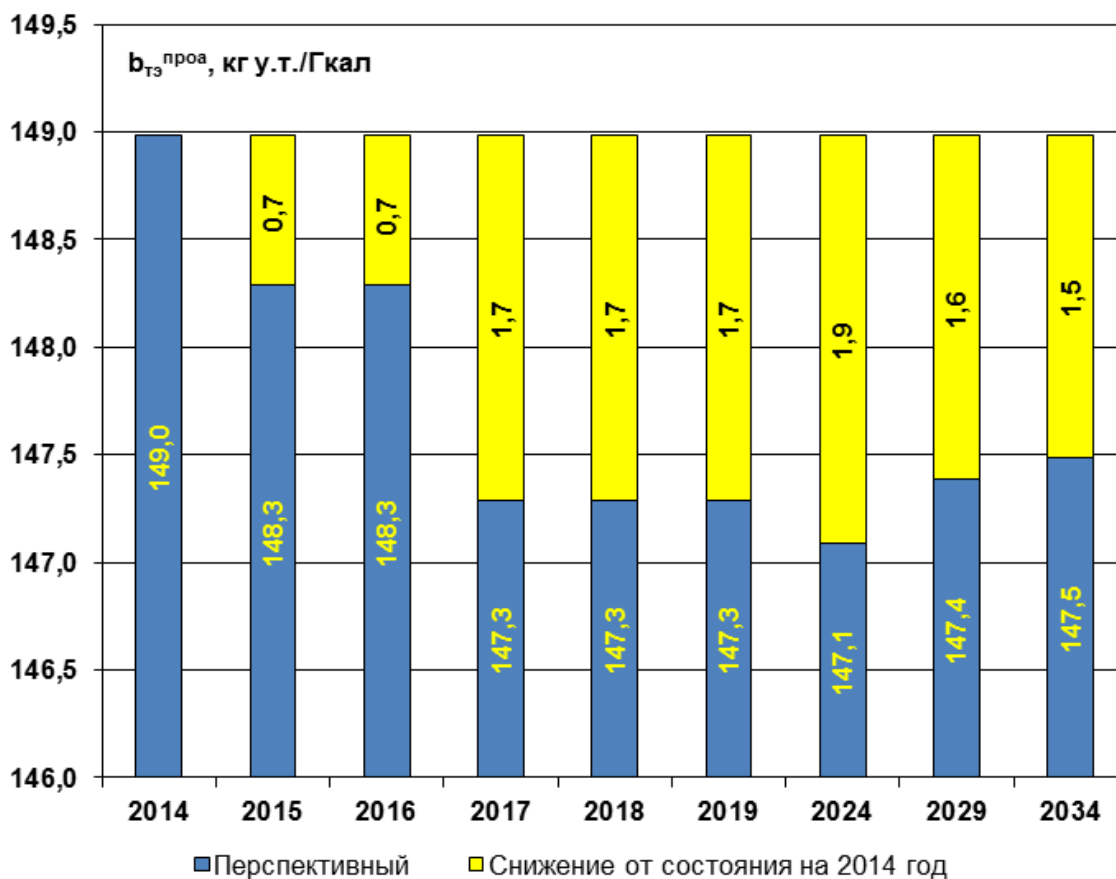


Рис.1.18. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-4 (пропорциональный метод)

1.3.5. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-5 на период 2015 – 2034 годы приведены в табл. 1.7 и на рис. 1.19 – 1.26.

На рис. 1.19–1.21 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Кировской ТЭЦ-5.

Необходимо отметить следующее:

- отпуск электроэнергии ТЭЦ не может быть сохранен на уровне фактического отпуска электроэнергии в 2014 году уже с 2015 года. Некоторое увеличение отпуска электроэнергии в период 2015-2034 годы связано с исчерпанием возможности дальнейшей загрузки турбоагрегатов, работающих по тепловому графику нагрузки в отопительный период времени;

- доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличится с 47,8 % в 2014 году до 52,2 % в 2034 году;

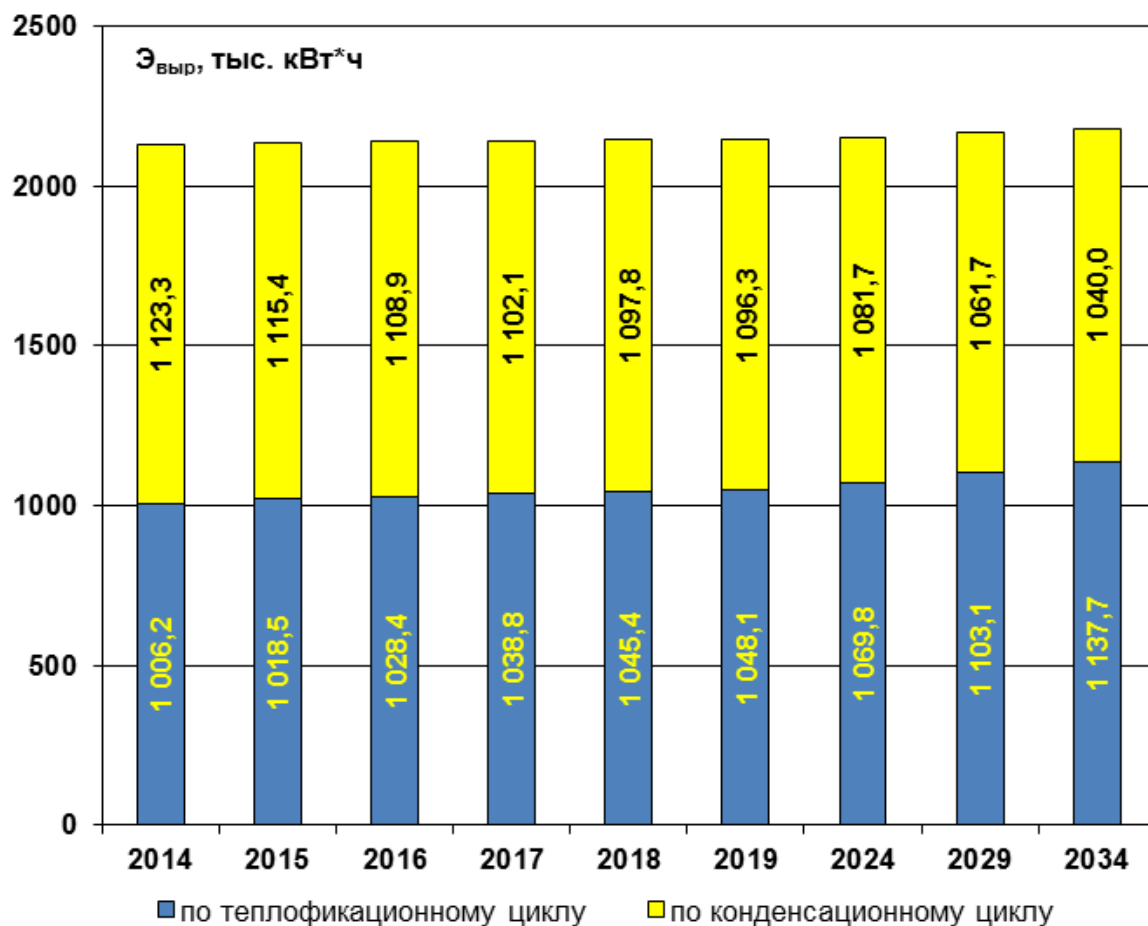


Рис.1.19. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2015 – 2034 годы по Кировской ТЭЦ-5

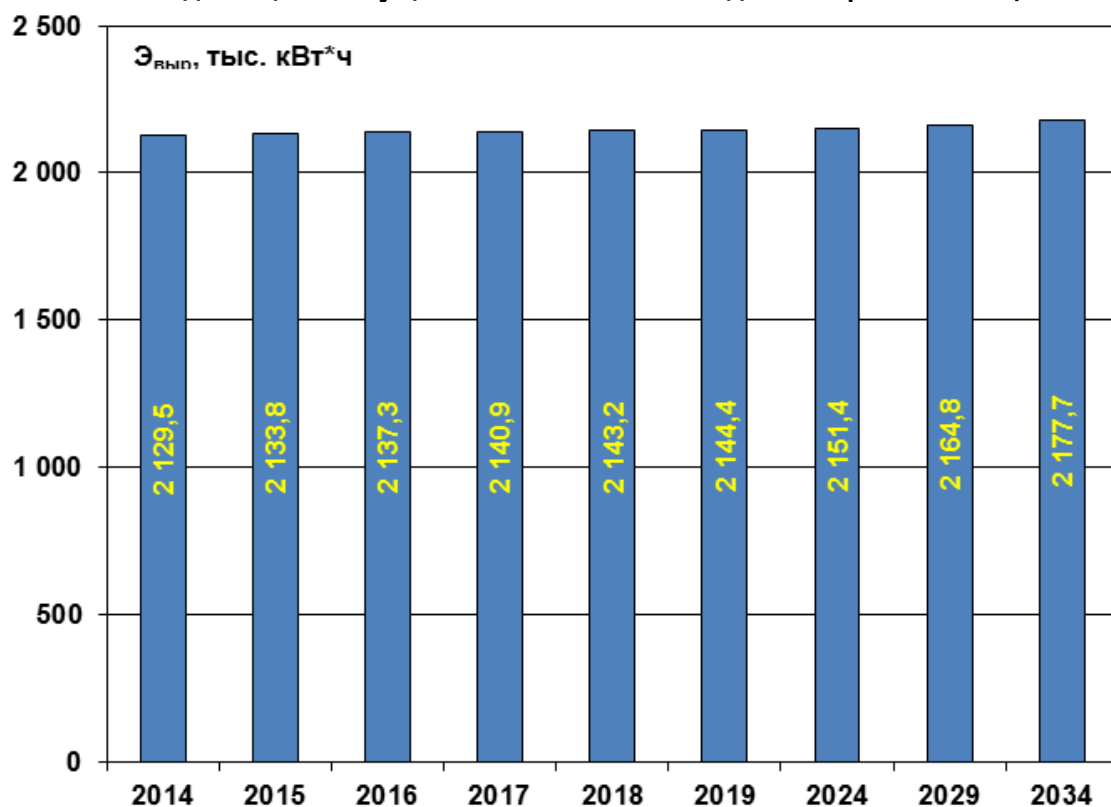


Рис.1.20. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 годы

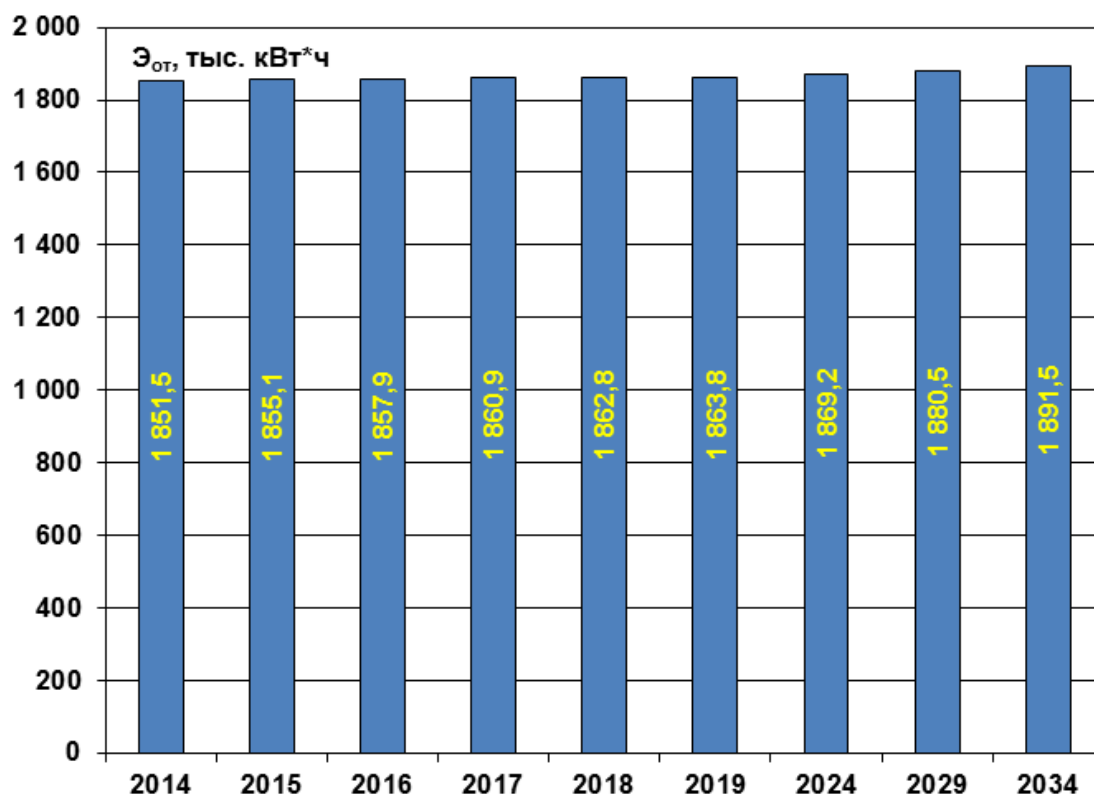


Рис.1.21. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 годы

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 1.22 и 1.23. Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

- уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии с 2015 года обусловлено увеличением тепловой нагрузки установок комбинированного цикла и соответствующим увеличением доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении: удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2034 году от состояния 2014 года на 16,0 и 5,9 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

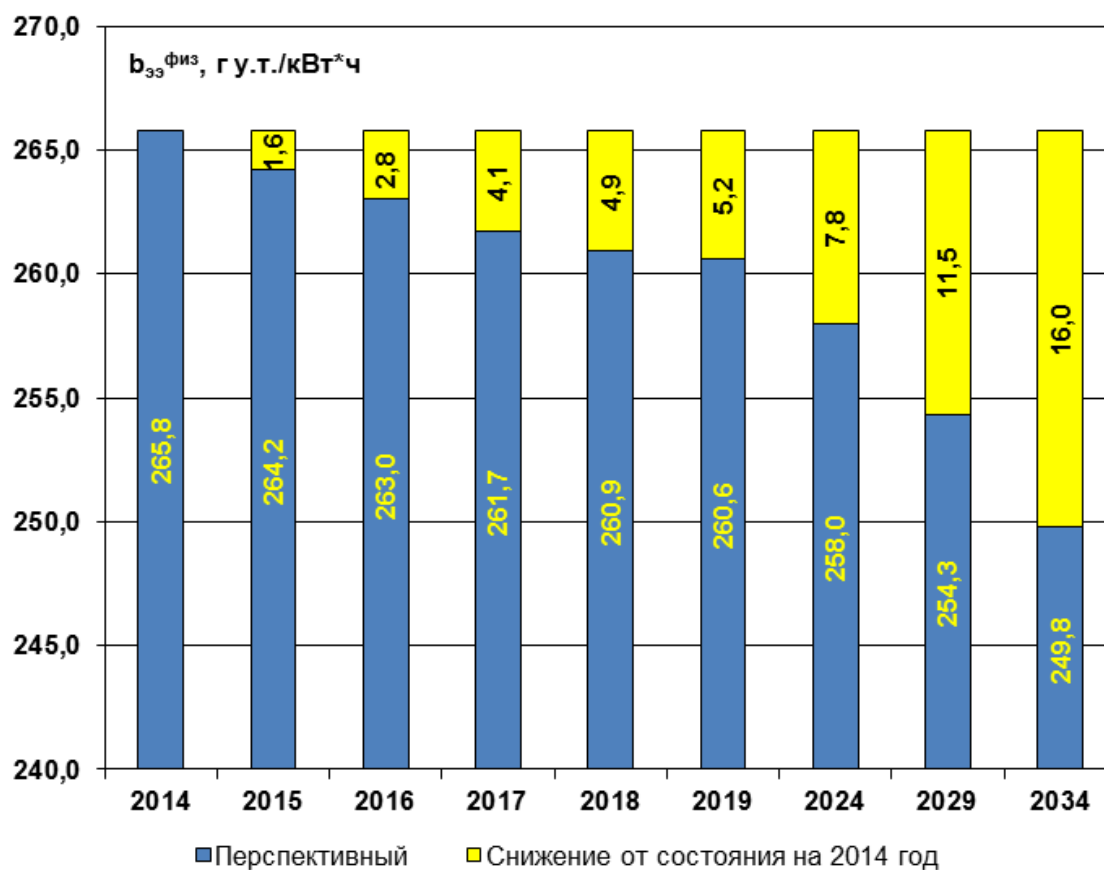


Рис.1.22 Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

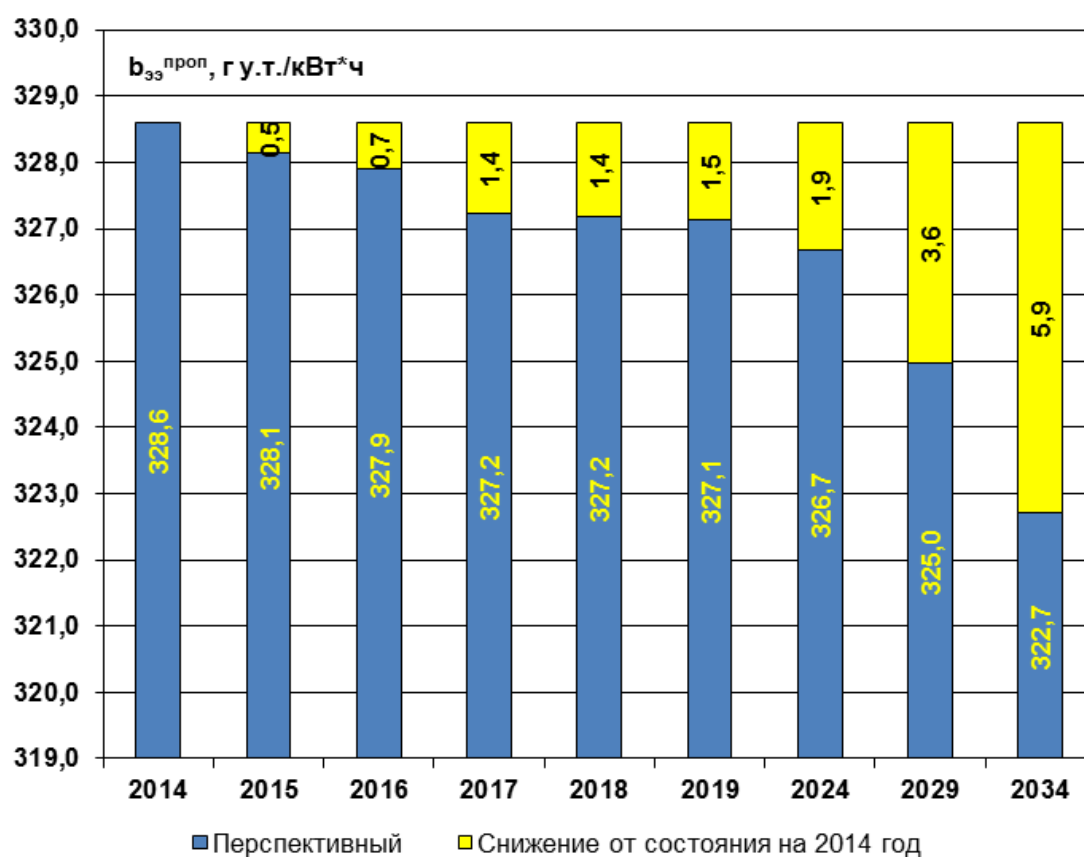


Рис.1.23. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям от ТЭЦ-5 показана на рис. 1.24.

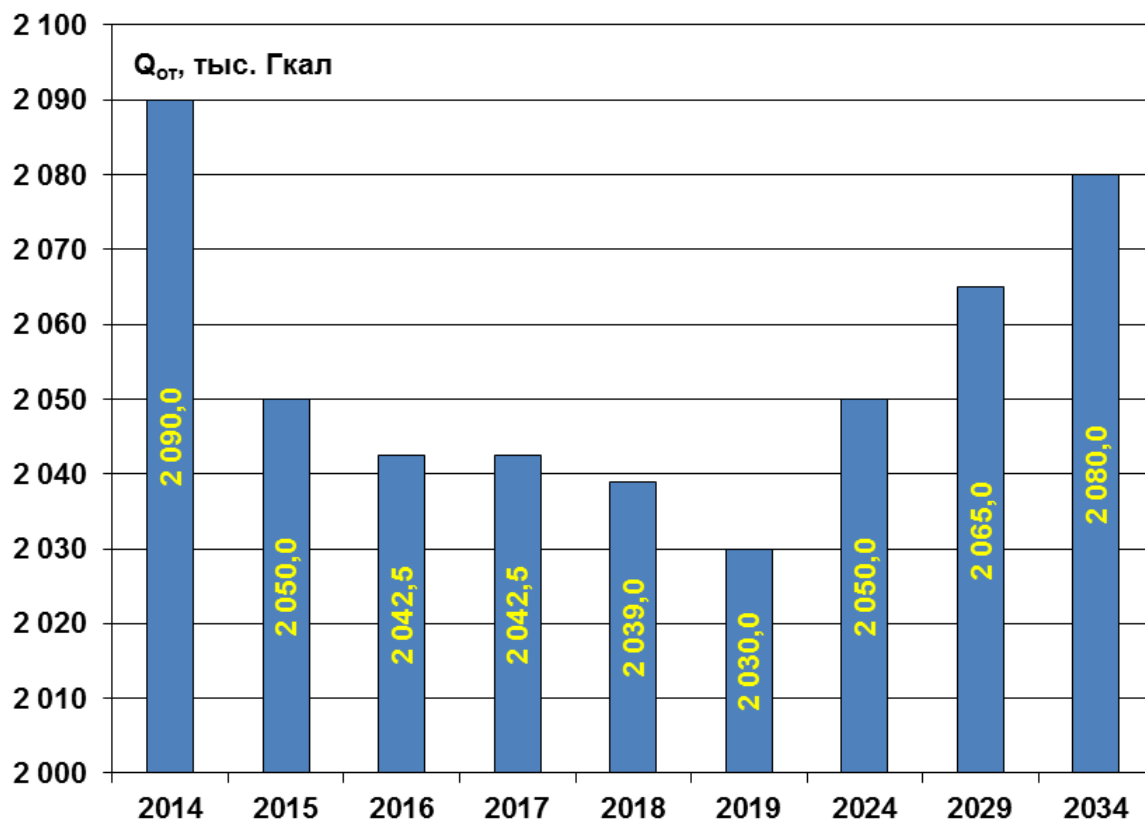


Рис.1.24. Прогноз на 2015 - 2034 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-5

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 1.25 и 1.26. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– общее уменьшение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ к 2034 году от состояния на 2014 год составляет 2,7 и 4,7 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

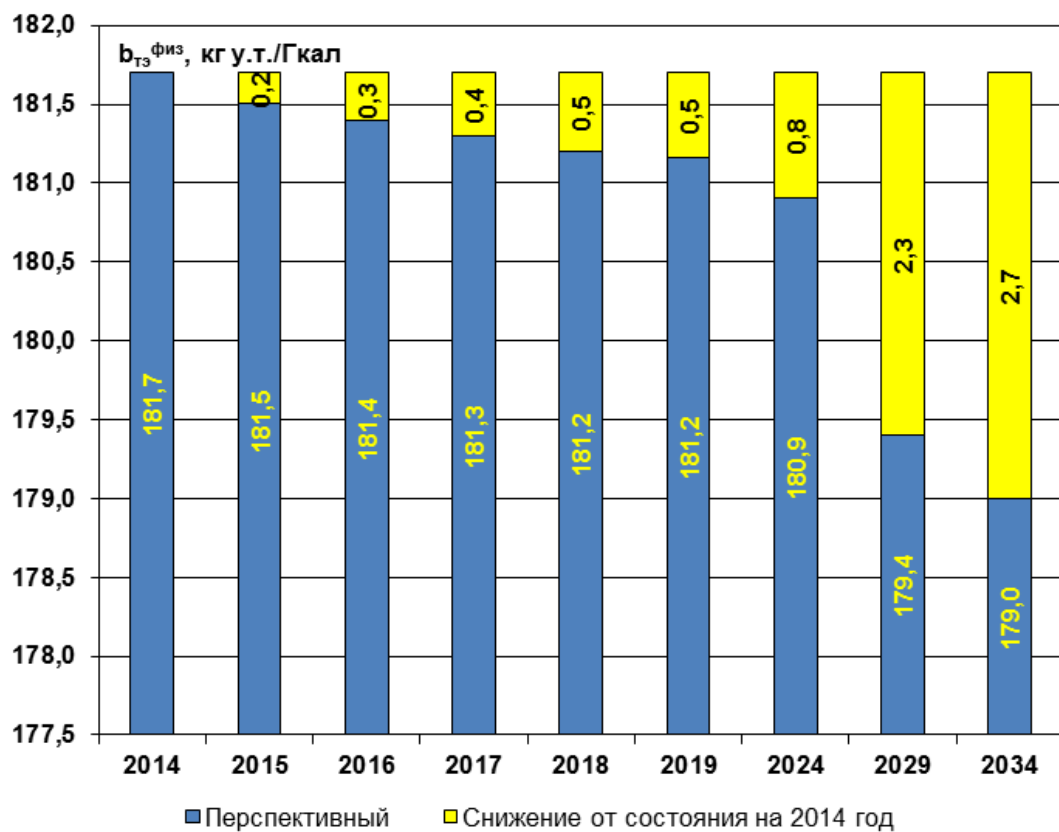


Рис.1.25. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

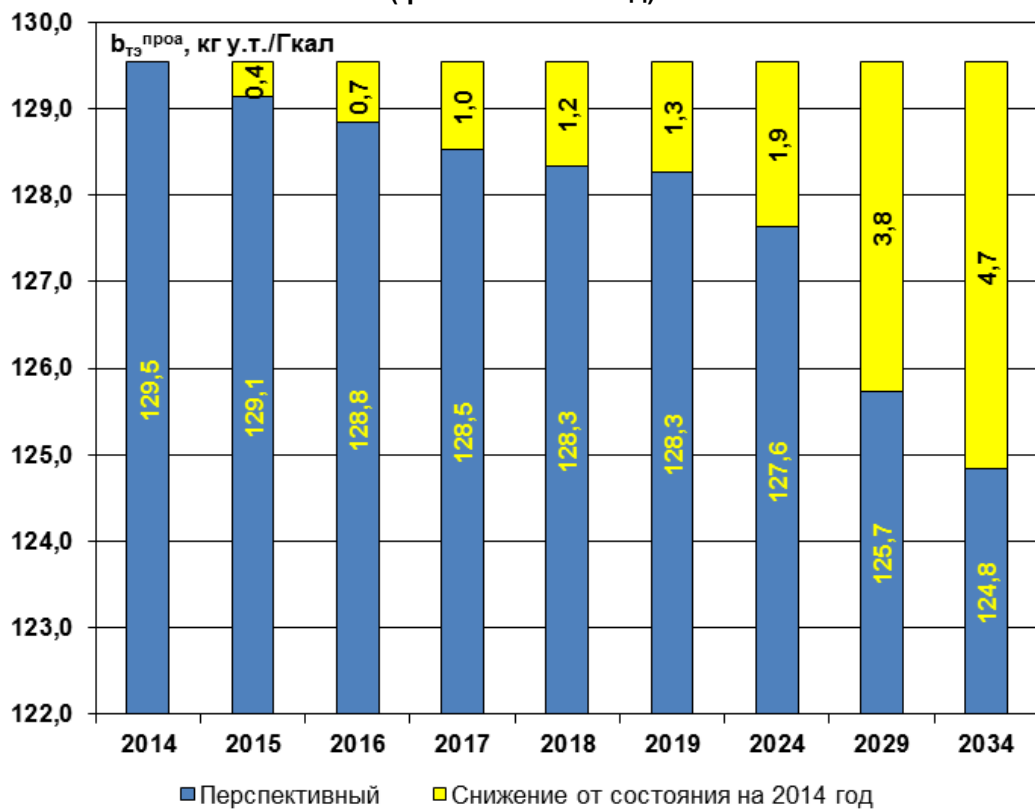


Рис.1.26. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

1.3.6. Анализ интегральных результатов расчета по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

Перспективная динамика изменения выработки и отпуска электроэнергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 представлена на рис. 1.27 и 1.28. Увеличение суммарного отпуска электроэнергии Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 к 2034 году составит 71,5 млн. кВт ч (2,04 %) от состояния фактического отпуска электроэнергии в базовом 2014 году.

Основными причинами изменения отпуска электроэнергии в прогнозируемом периоде являются описанные выше изменения в составах основного оборудования Кировской ТЭЦ-1 и Кировской ТЭЦ-4, а также исчерпание возможности дальнейшей загрузки турбоагрегатов, работающих по теплофикационному циклу в отопительный период времени в условиях увеличивающихся тепловых нагрузок потребителей.

Динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 показана на рис. 1.29 и 1.30.



Рис.1.27. Перспективная выработка электроэнергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 годы

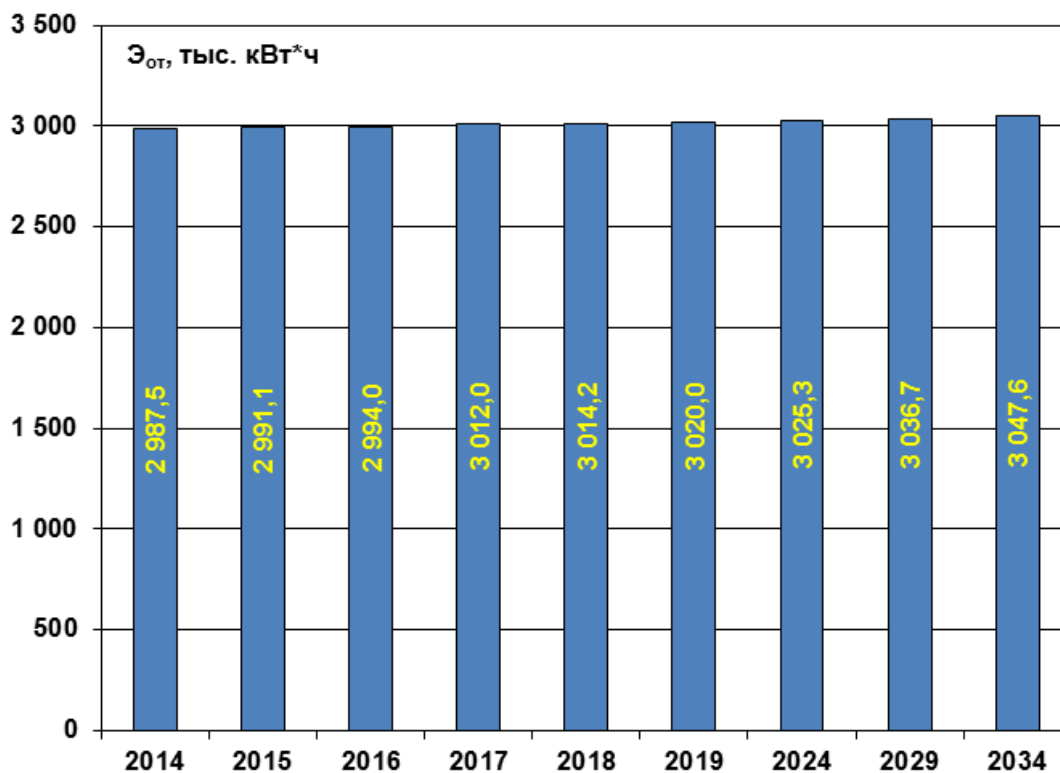


Рис.1.28. Перспективный отпуск электроэнергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1 Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 годы

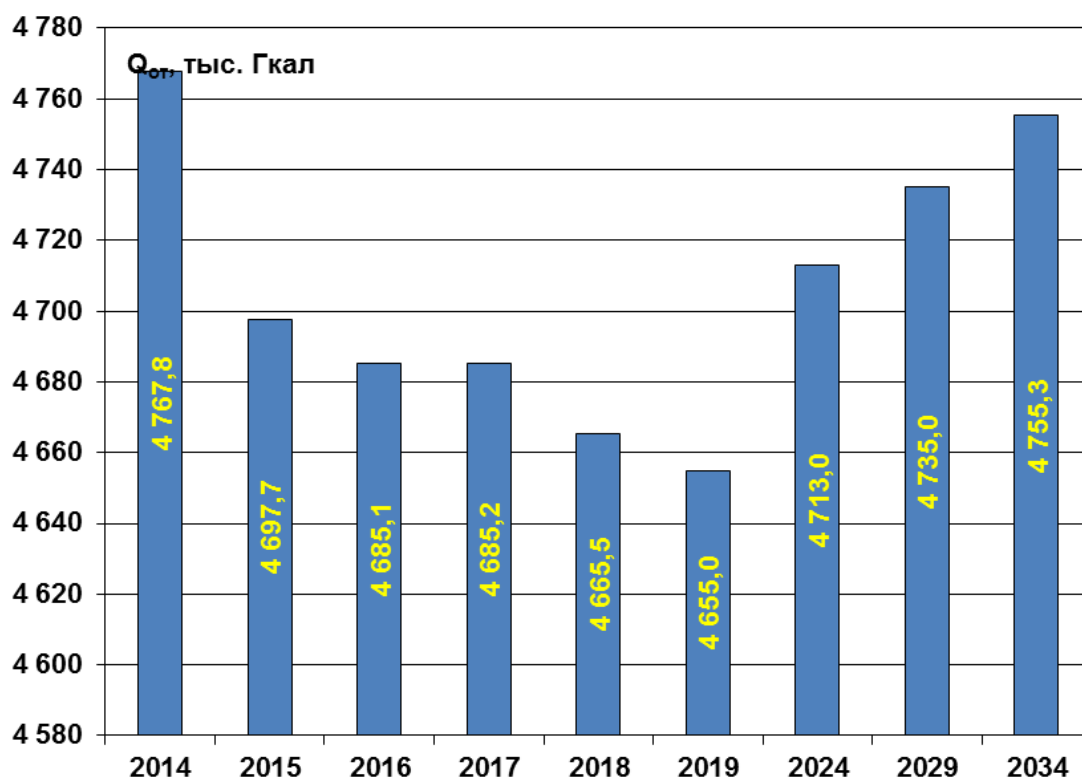


Рис.1.29. Прогноз на 2015 - 2034 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (включая отпуск с паром)

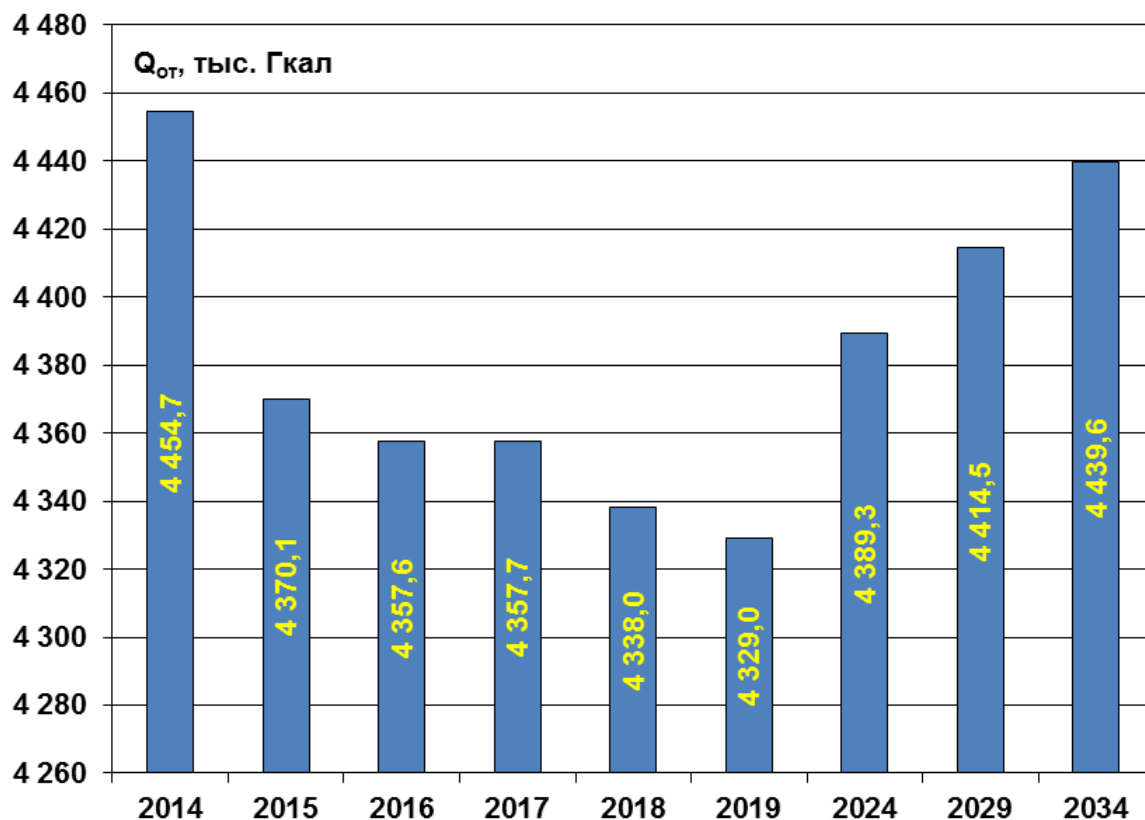


Рис. 1.30. Прогноз на 2015 - 2034 годы отпуска тепловой энергии с горячей водой внешним потребителям суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

Перспективная динамика изменения средневзвешенных удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 удельных расходов условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии представлена на рис. 1.31-1.34.

Изменение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии в период 2015-2034 годы обусловлено, главным образом, изменениями их тепловой нагрузки. Снижение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии к 2034 году относительно состояния на 2014 год составит 19,9 и 12,0 кг у.т./Гкал при расчете по физическому и пропорциональному методам соответственно.

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепла снизятся к 2034 г. относительно состояния на 2014 год на 2,0 и 3,3 кг у.т./Гкал при расчете по физическому и пропорциональному методам соответственно.

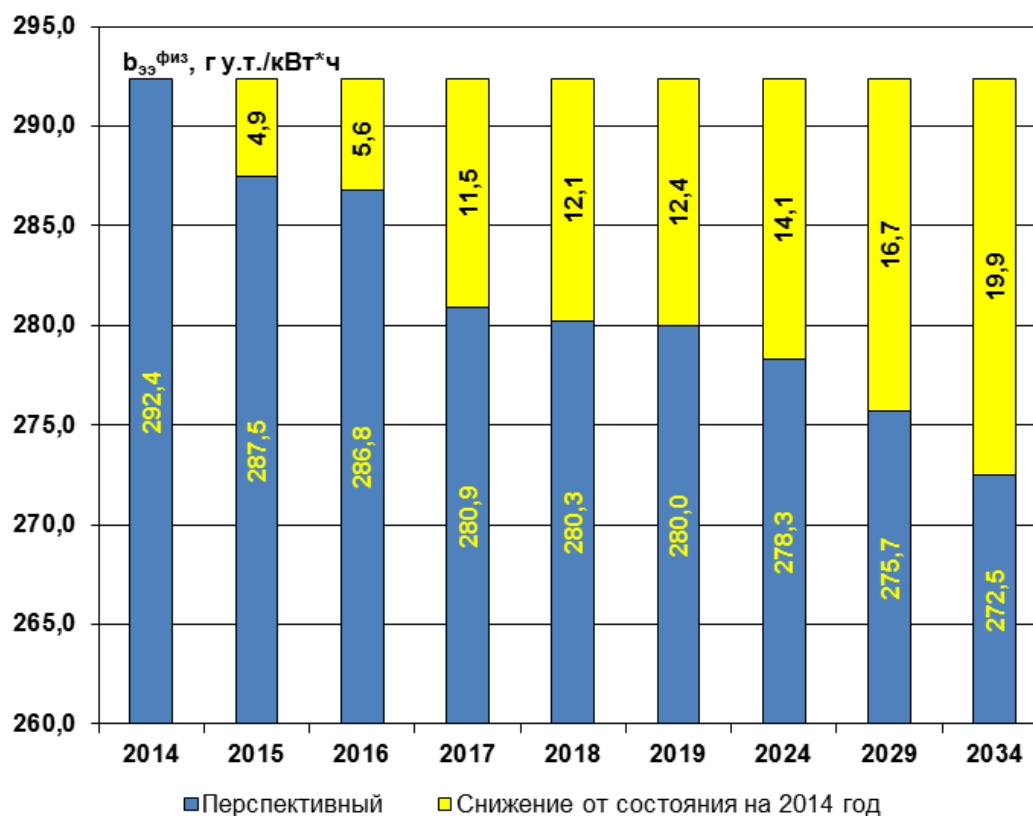


Рис.1.31. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

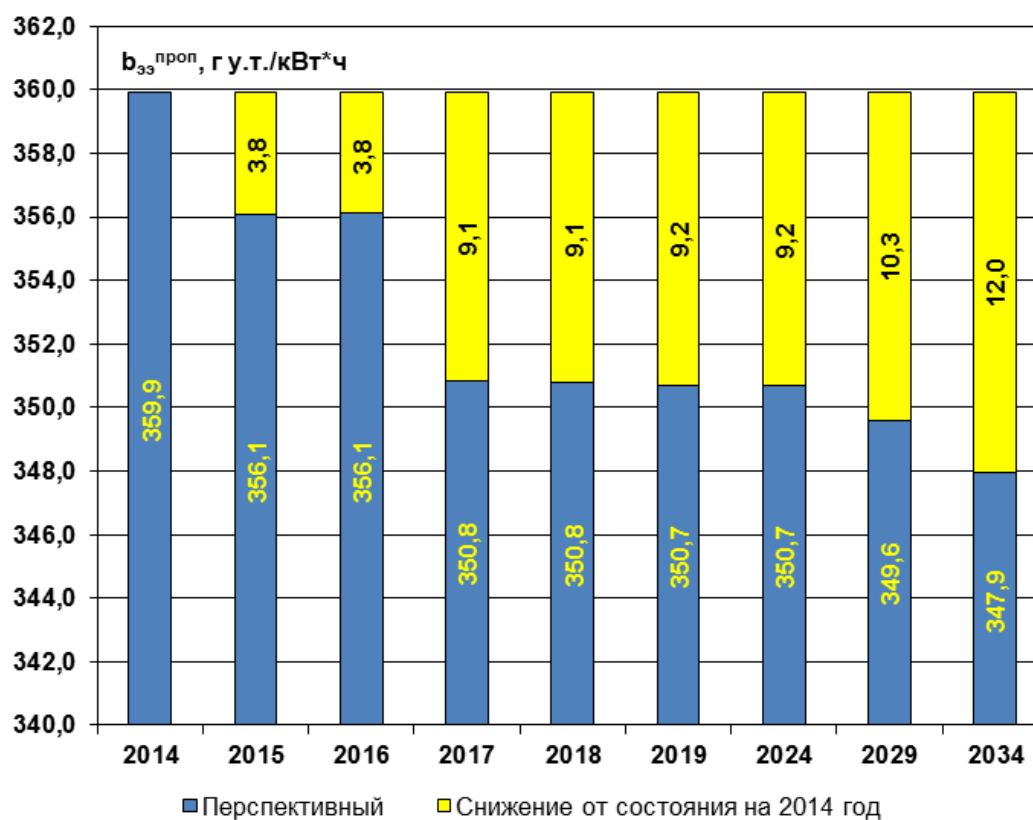


Рис.1.32. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

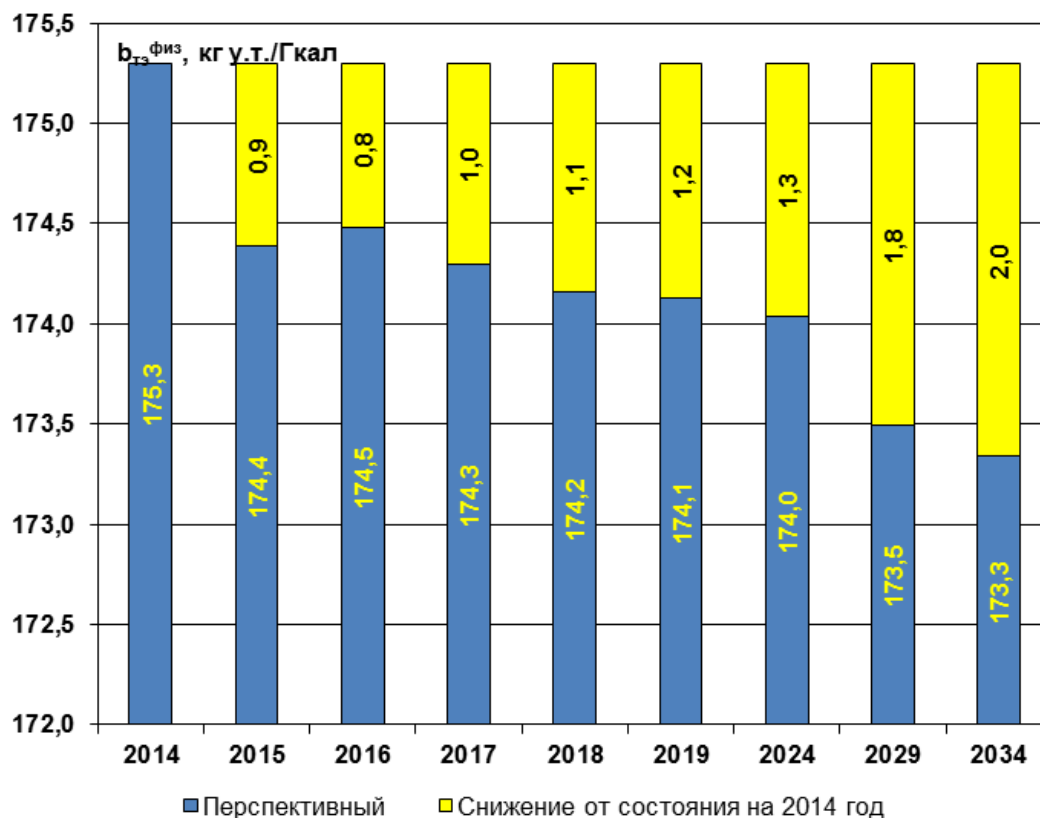


Рис.1.33. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

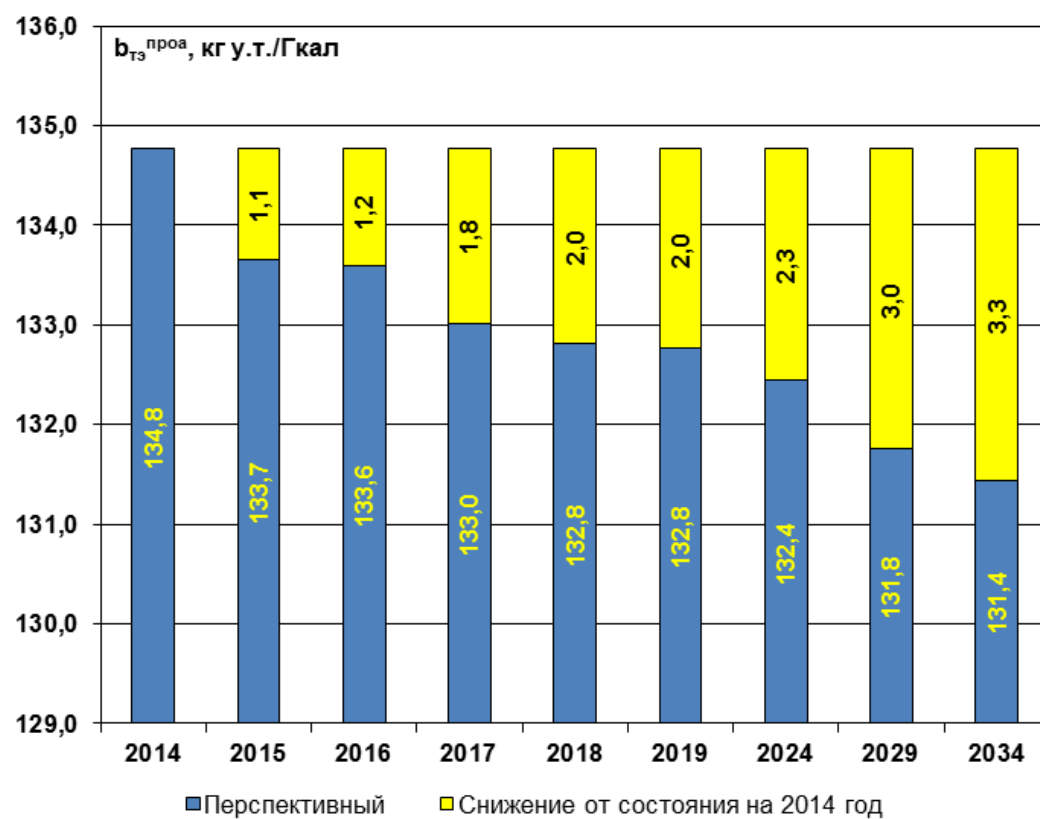


Рис.1.34. Прогноз на 2015 - 2034 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2015 – 2034 годы

1.4.1. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-1

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-1 в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 1.35-1.37.

Суммарный годовой расхода условного топлива к 2034 году увеличится незначительно – на 1,07 тыс. т у.т. Увеличение доли отпуска тепла отработавшим паром турбоагрегатов при этом обуславливает уменьшение удельных расходов топлива в рассматриваемый период.

Коэффициент использования топлива несколько увеличивается (с 81,9 % в 2014 году до 81,95 % в 2034 году) (рис. 1.38).

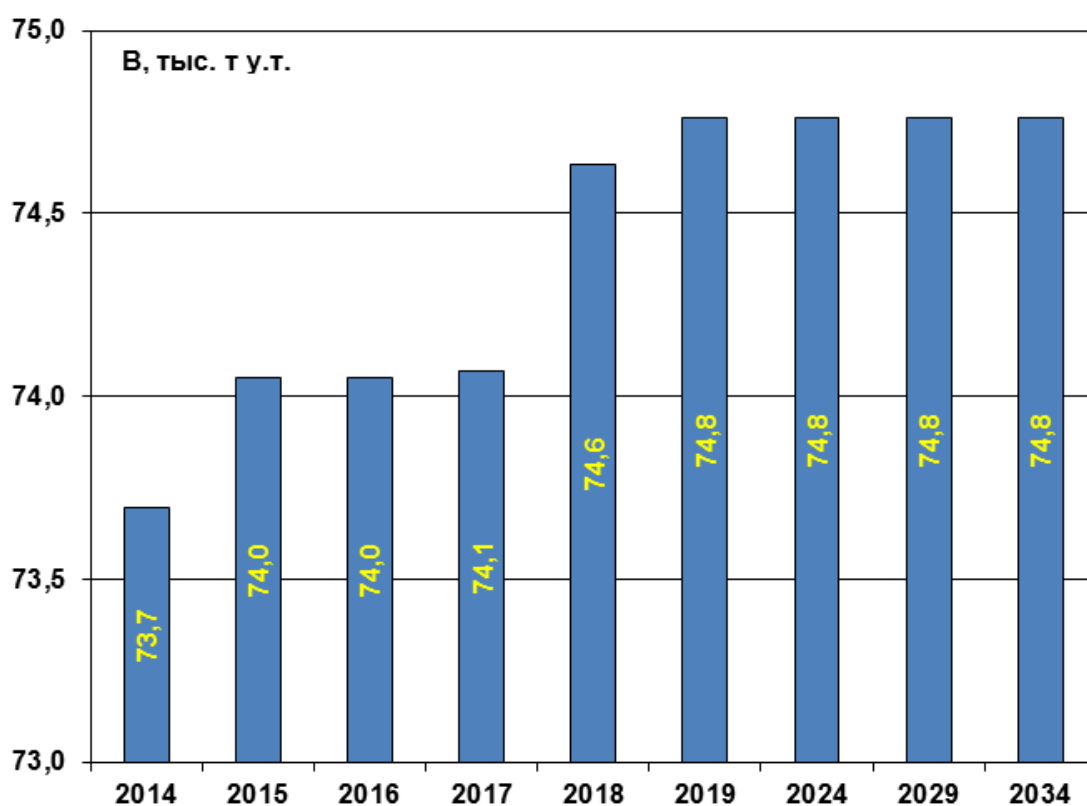


Рис.1.35. Прогноз на 2015 – 2034 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-1 от состояния на 2014 год

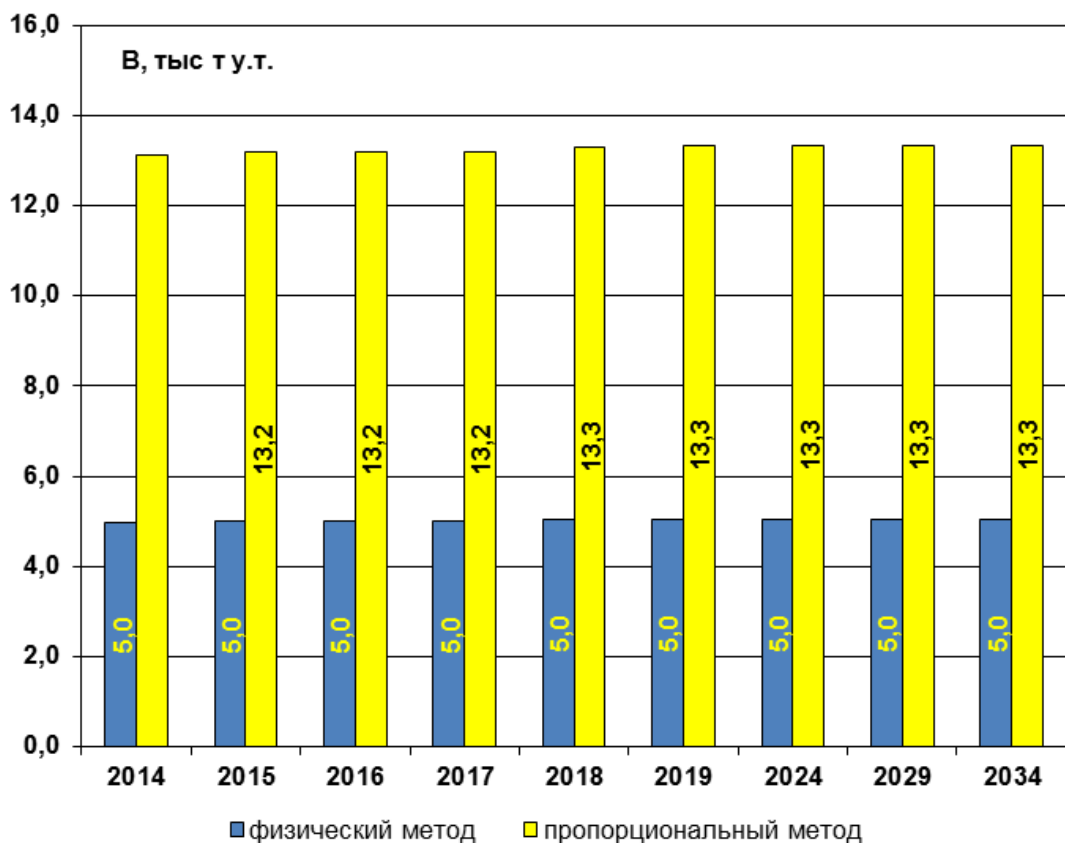


Рис.1.36. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-1

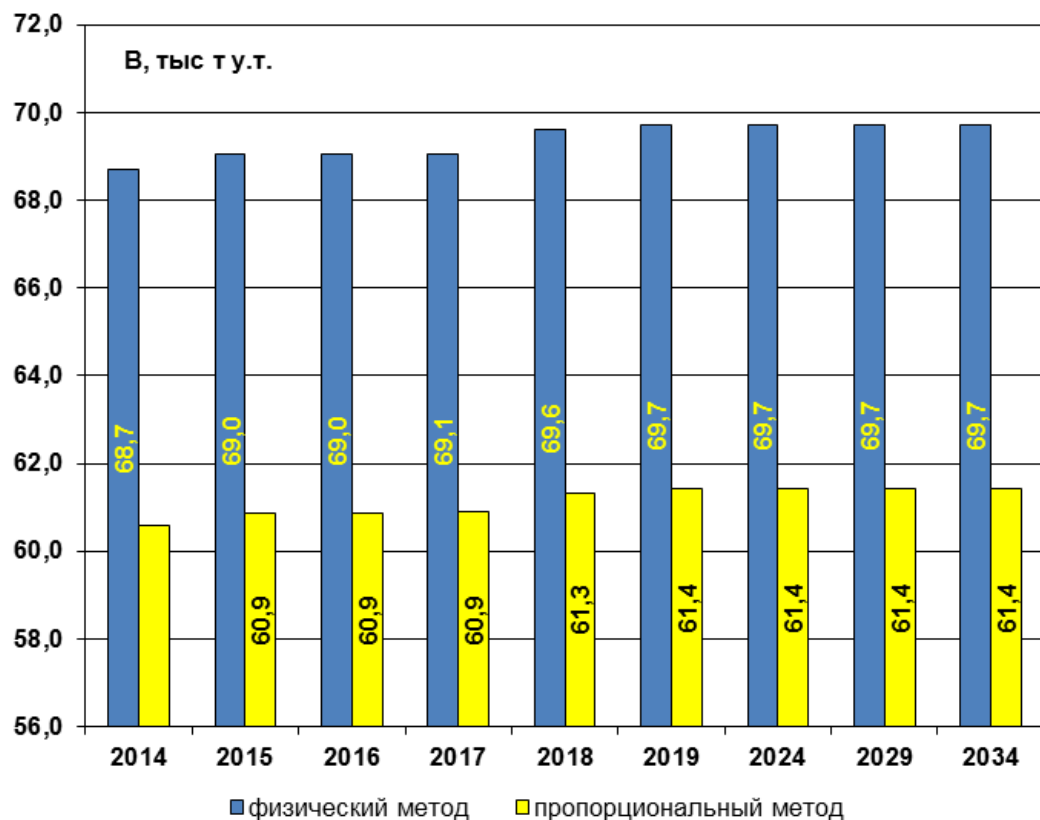


Рис.1.37. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-1

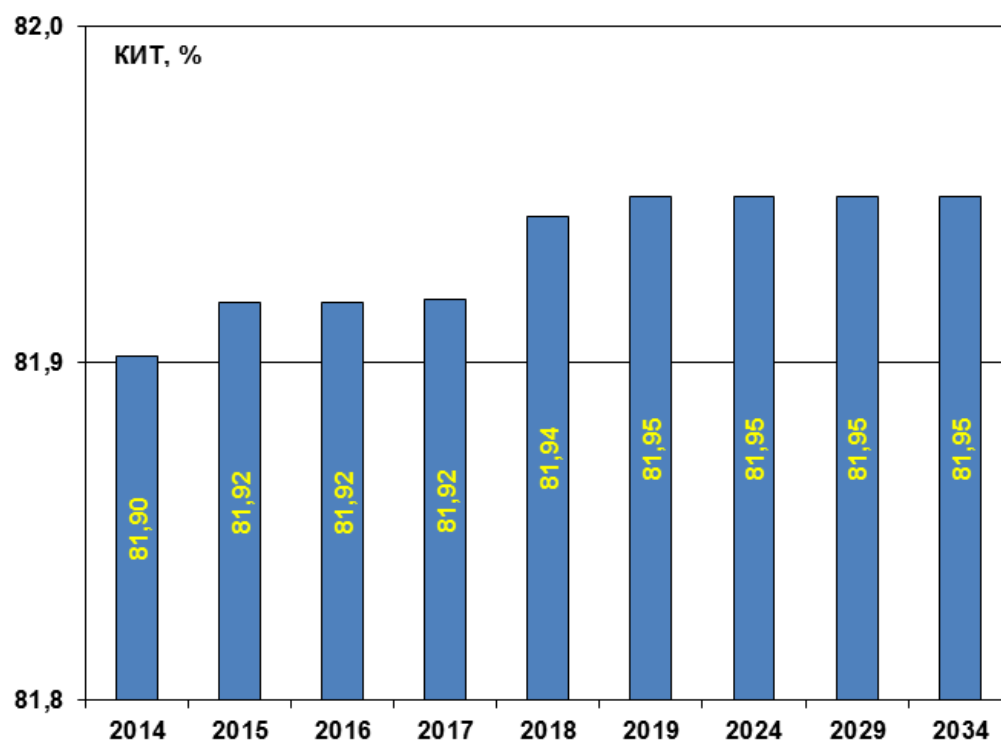


Рис.1.38. Прогноз на 2015 - 2034 годы изменения
коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-1

1.4.2. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-4

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-4 в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 1.39-1.41. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- снижение расхода условного топлива до 2017 года включительно относительно состояния на 2014 год вызвано с общим увеличением экономичности работы основного оборудования ТЭЦ в связи изменениями его состава, описанными выше;
- общее снижение годового расхода топлива на Кировской ТЭЦ-4 к 2034 году составит 17,2 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 г.

Коэффициент использования топлива увеличивается с 58,1 % в 2014 году до 61,2 % в 2034 г. (рис. 1.42).

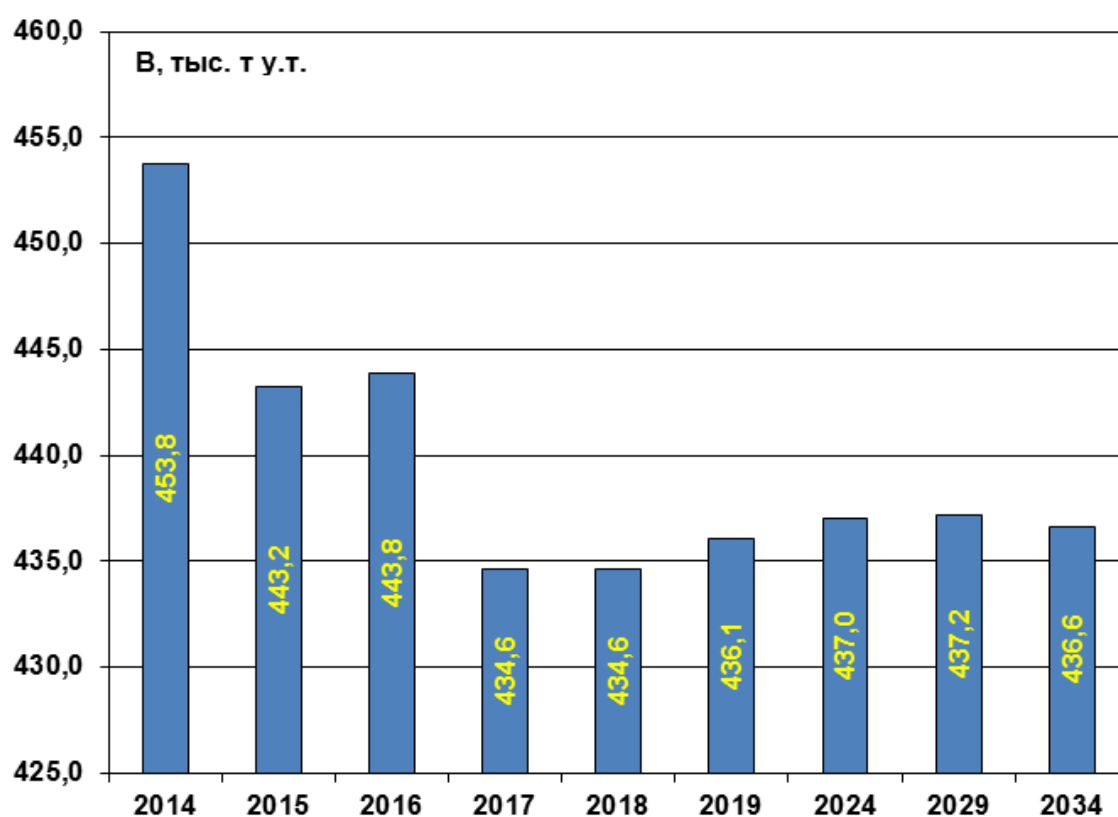


Рис.1.39. Прогноз на 2014 – 2033 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-4 от состояния на 2014 год

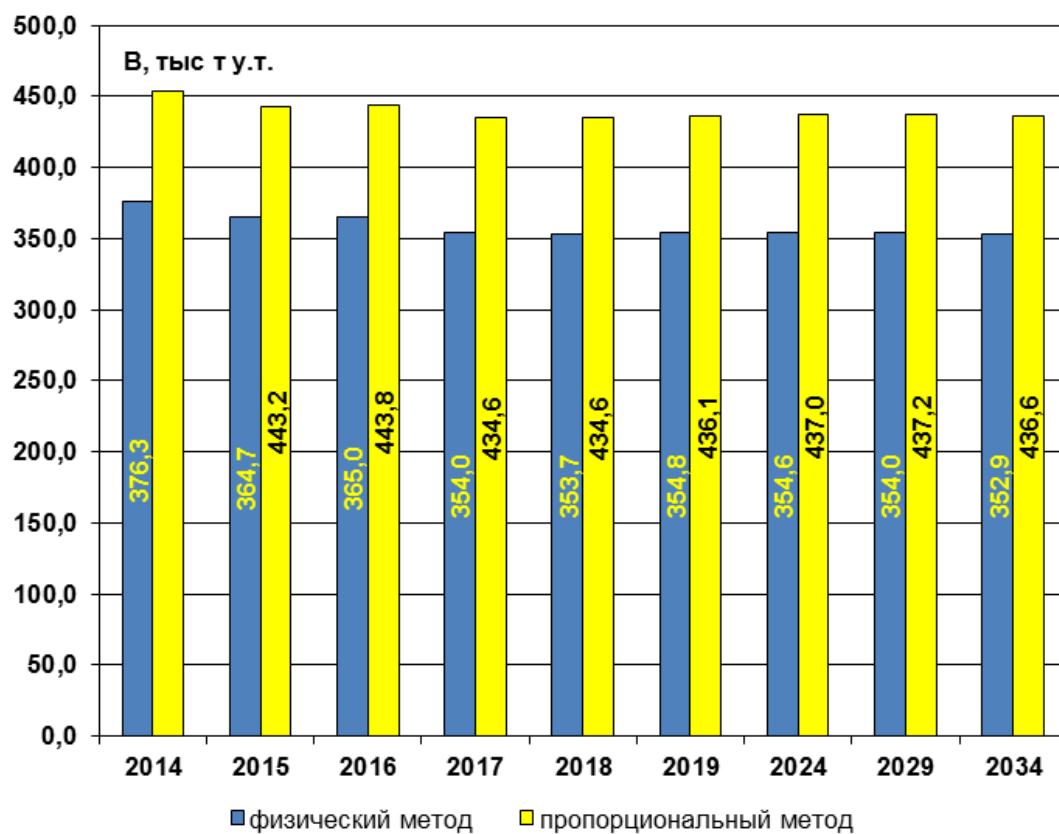


Рис.1.40. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-4

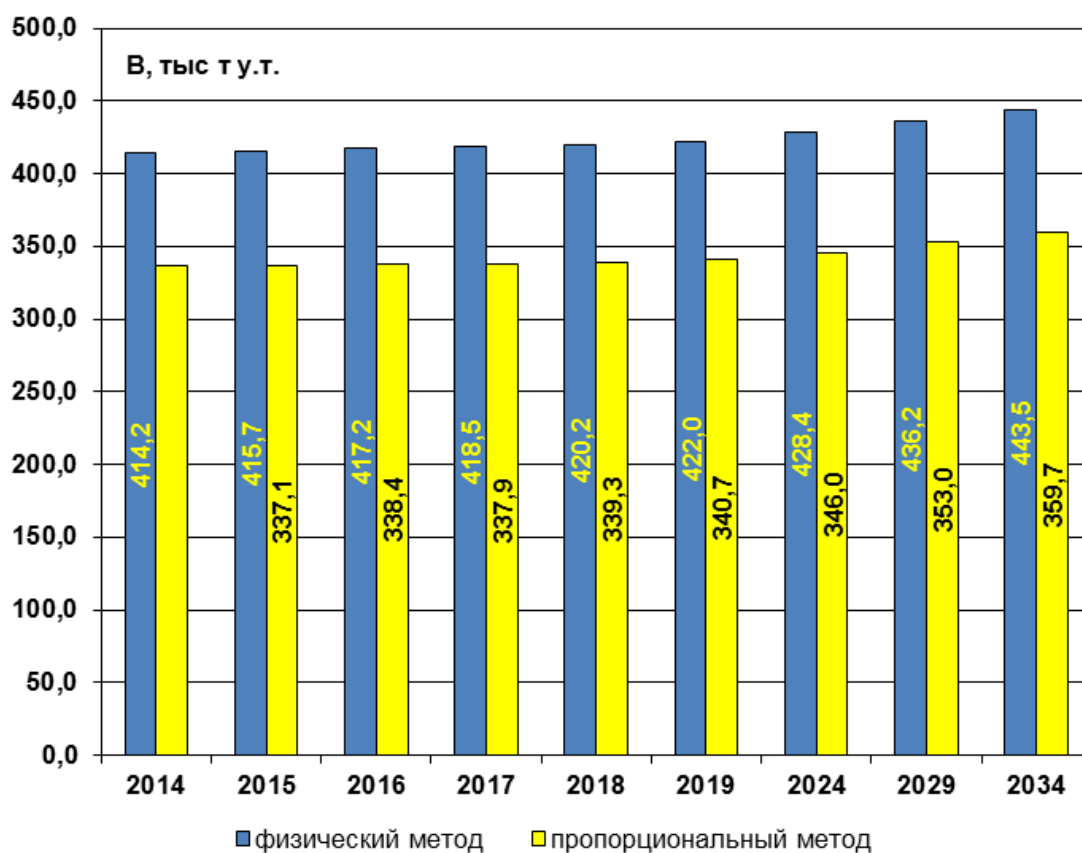


Рис.1.41. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-4

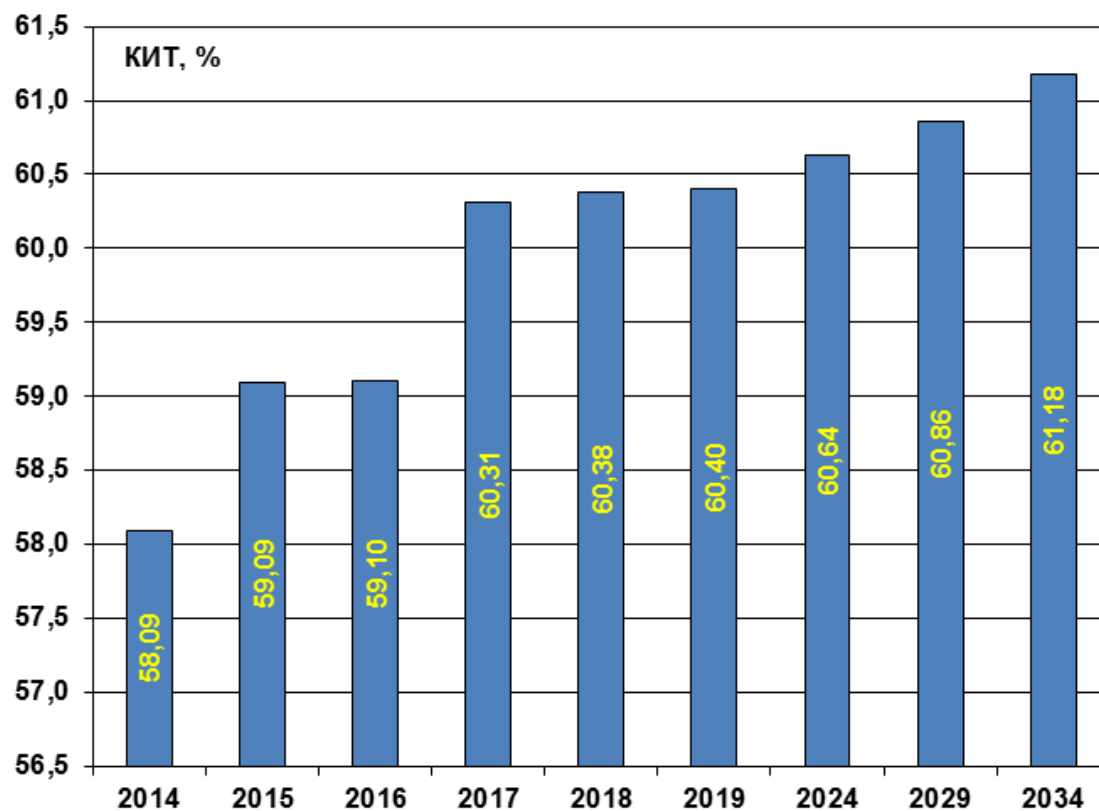


Рис.1.42. Прогноз на 2015 – 2034 годы изменения
коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-4

1.4.3. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-5

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-5 в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 1.43-1.45. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– общее увеличение годового расхода топлива на Кировской ТЭЦ-5 к 2034 году незначительно и составит 31,1 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году.

Коэффициент использования топлива увеличивается с 60,84 % в 2014 году до 64,21 % в 2034 году (рис. 1.46).

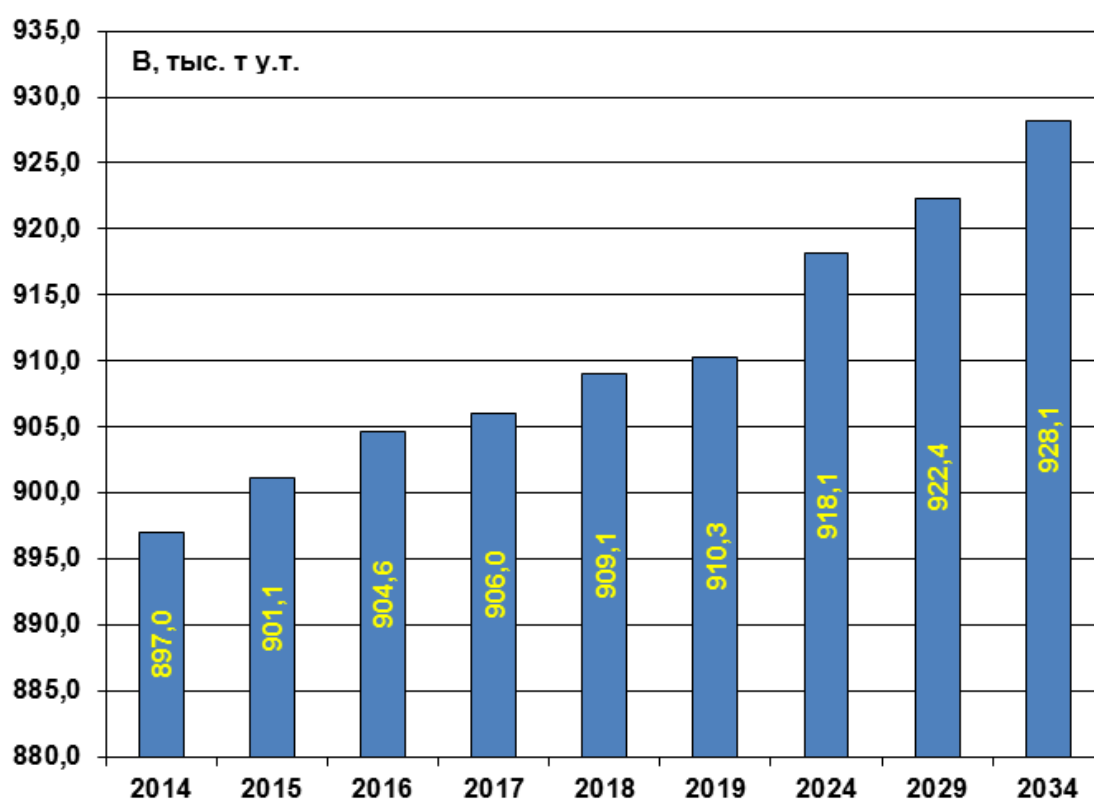


Рис.1.43. Прогноз на 2015 – 2034 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-5 от состояния на 2014 год

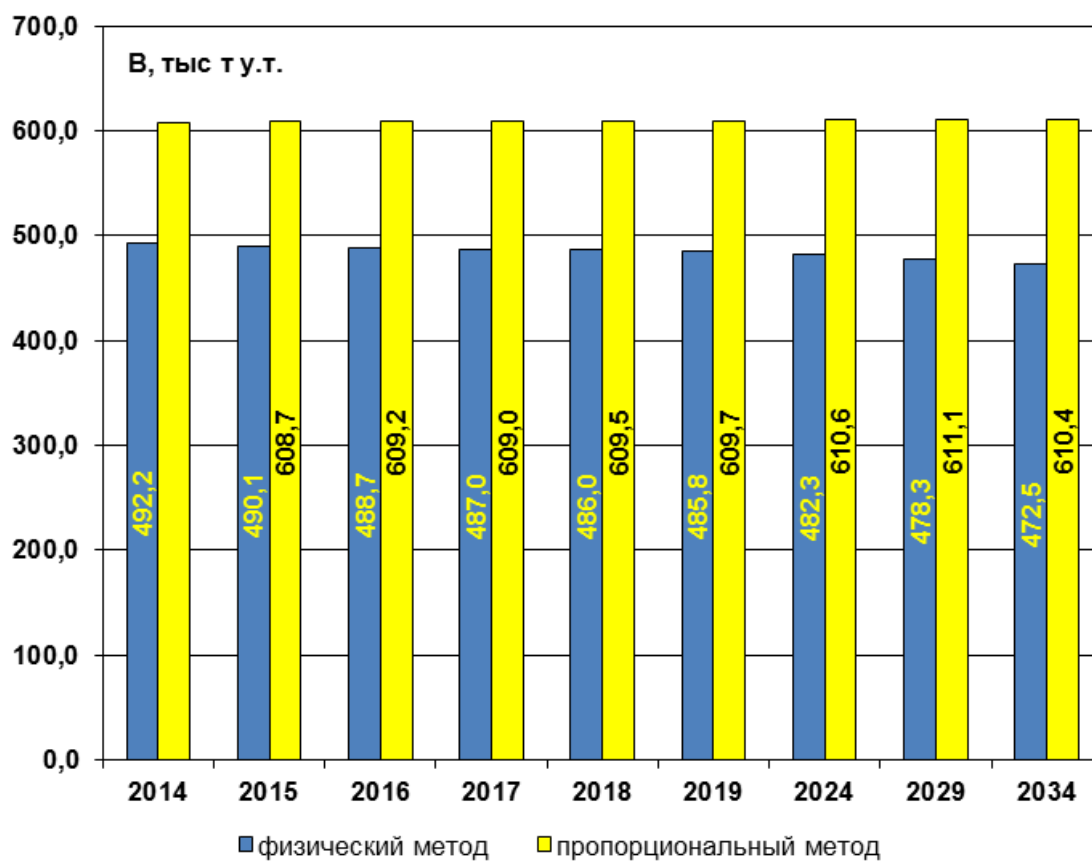


Рис.1.44. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-5

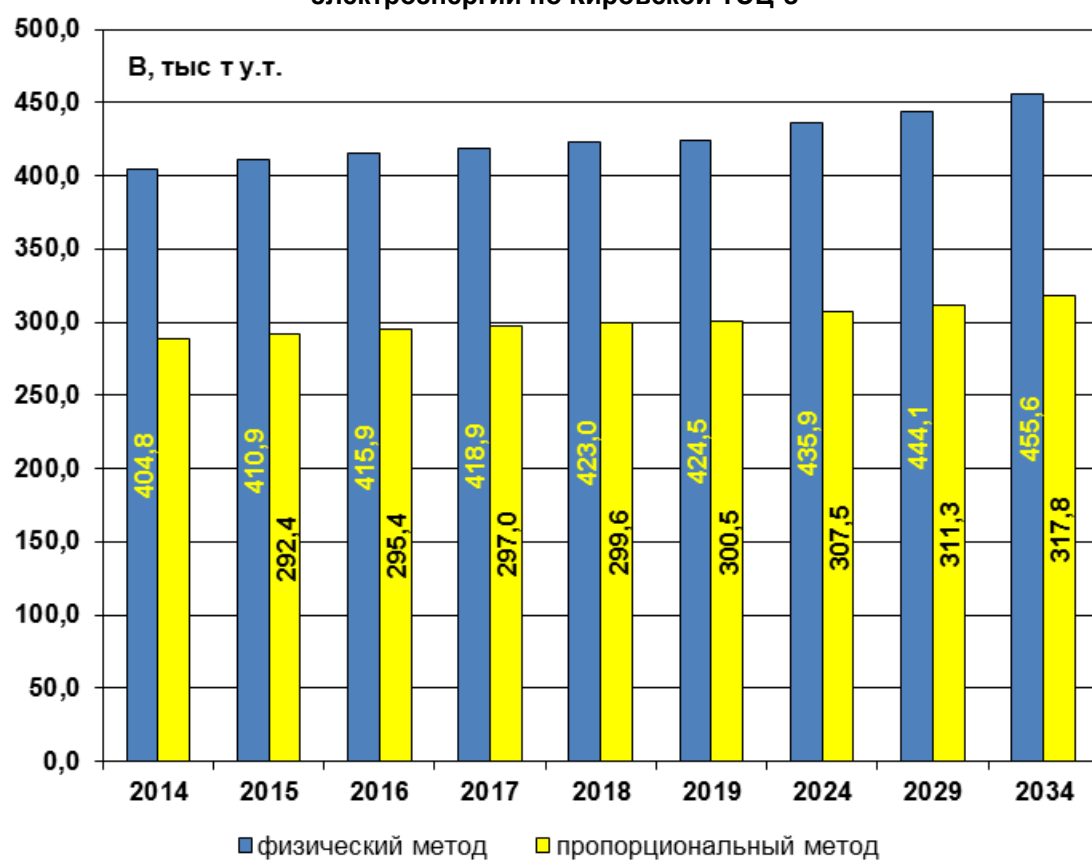


Рис.1.45. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-5

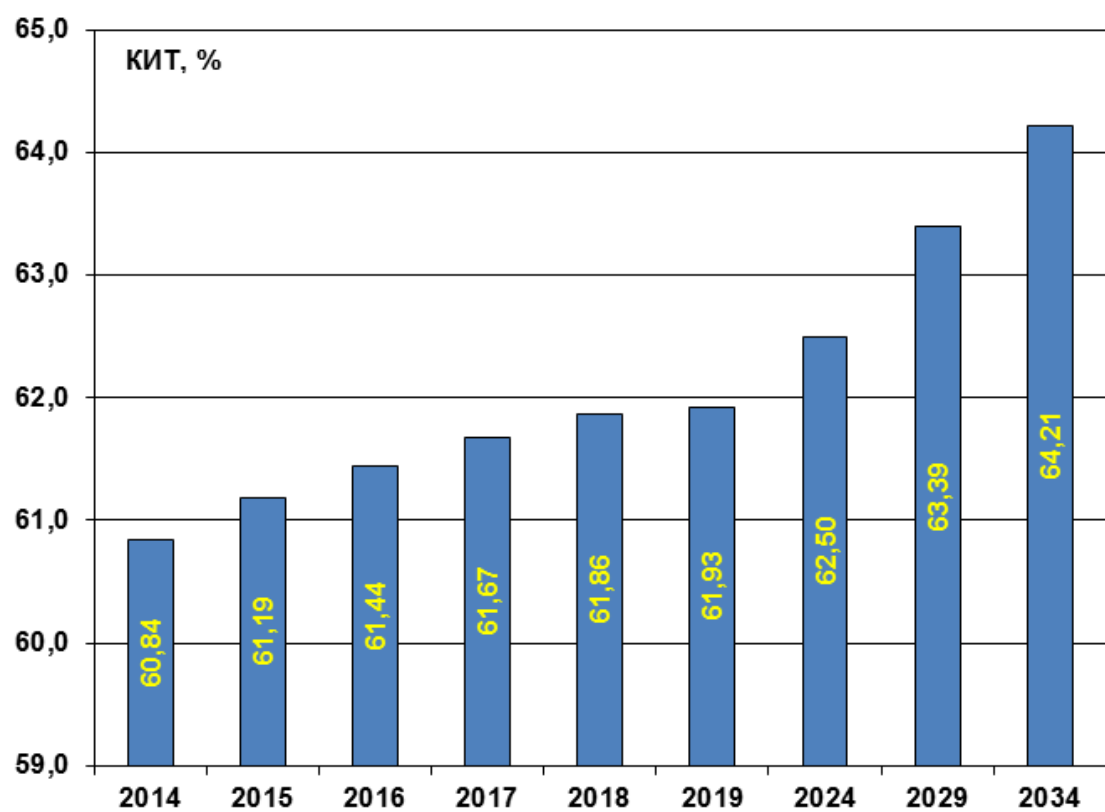


Рис.1.46. Прогноз на 2015 – 2034 годы изменения
коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-5

1.4.4. Сводные результаты расчета по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

Динамика изменения расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 в прогнозируемом периоде от состояния на 2014 год приведена на рис. 1.47-1.50.

Уменьшение годового расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 до 2017 года включительно на 8,3 тыс. т у.т. связано с общим увеличением экономичности работы Кировской ТЭЦ-4 за счет поэтапной модернизации ее основного оборудования.

Общее снижение годового расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 к 2033 году составит 25,1 тыс. т у.т. относительно состояния на 2014 год.

Коэффициент использования топлива увеличивается с 60,5 % в 2014 году до 63,6 % в 2034 году (рис. 1.51).

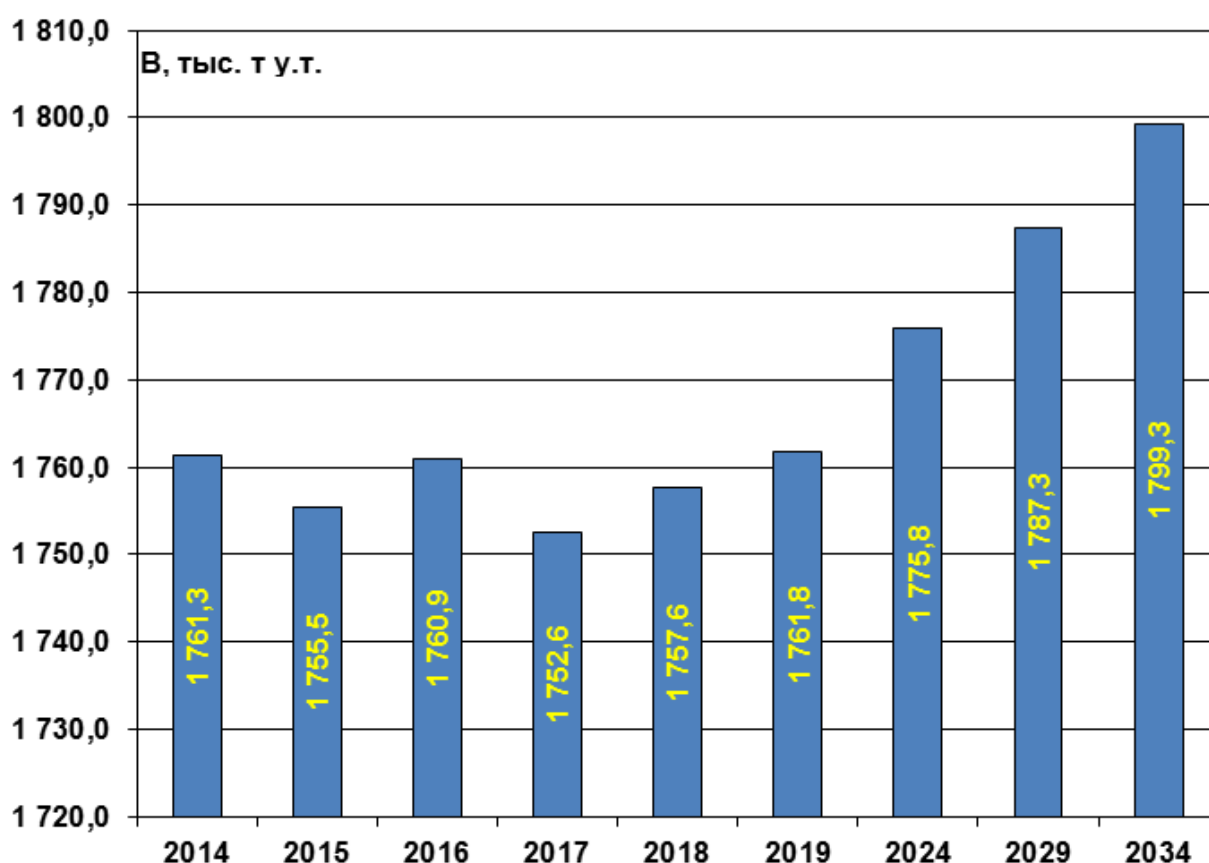


Рис.1.48. Прогноз на 2014 - 2034 годы изменения расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 от состояния на 2014 год

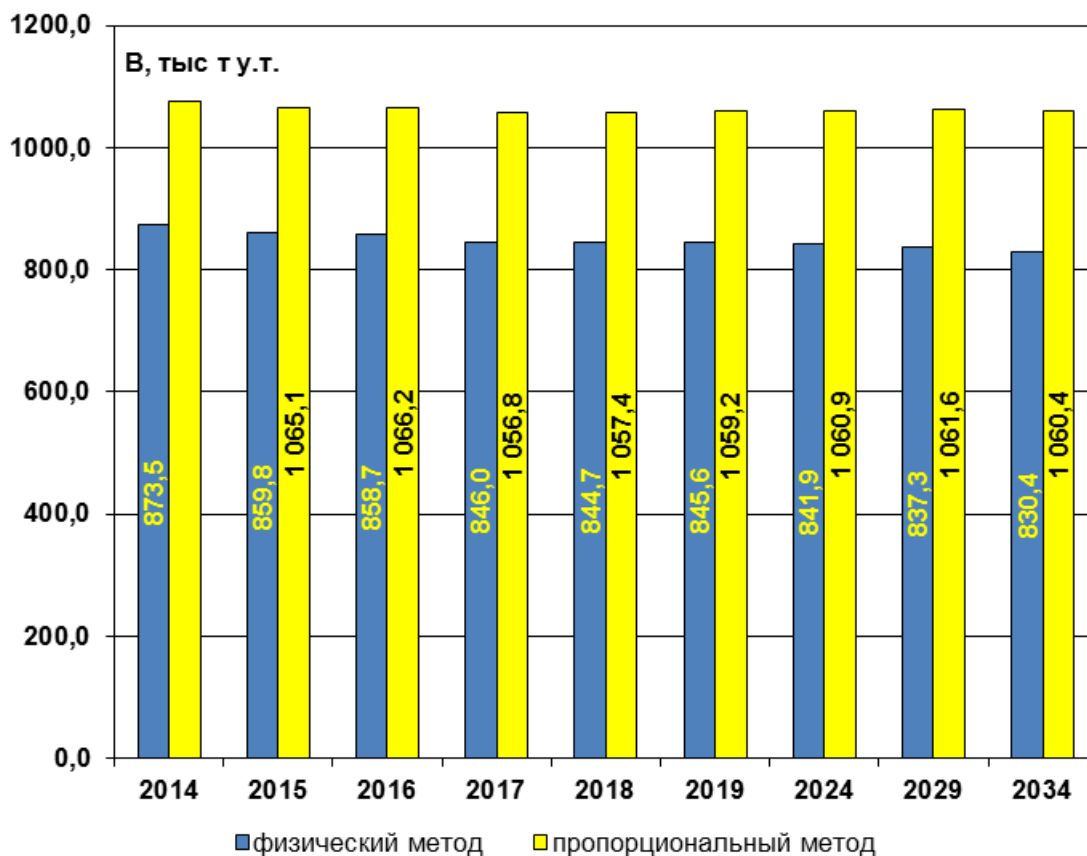


Рис.1.49. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии суммарно Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

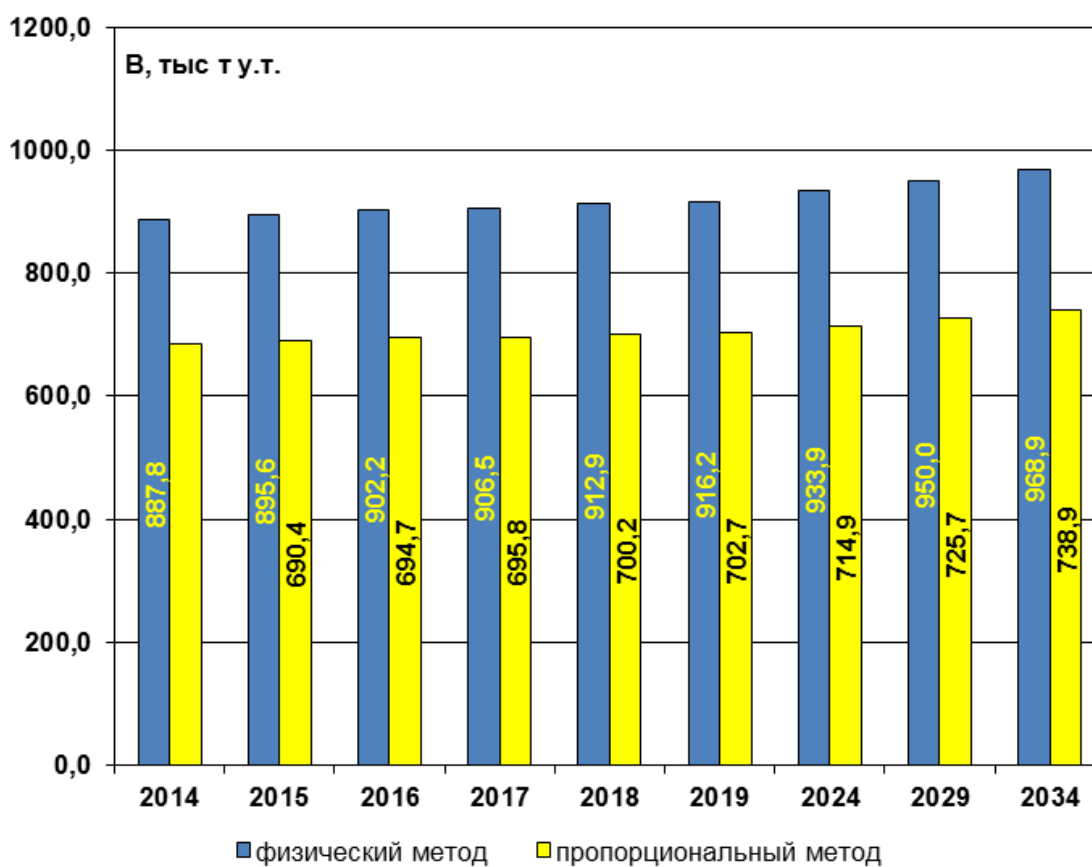


Рис.1.50. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

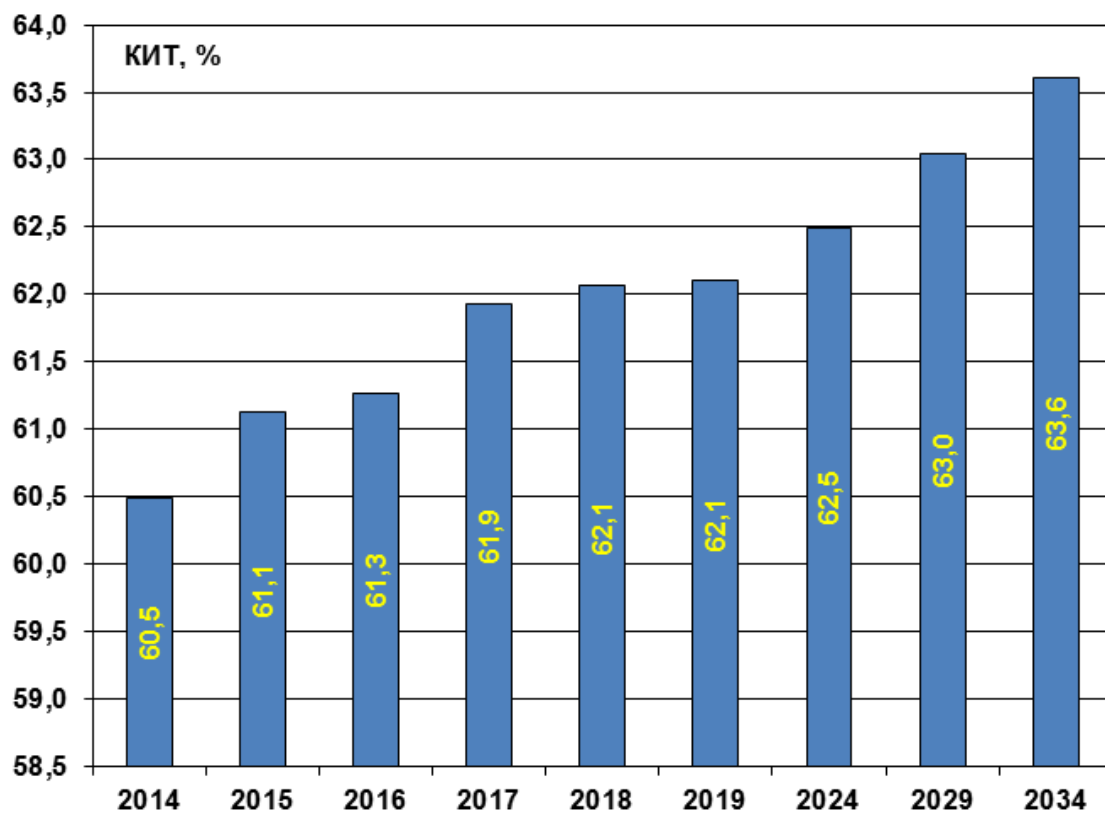


Рис.1.51. Прогноз на 2014 - 2034 годы изменения коэффициента использования топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

Часть 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива

2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях

Норматив создания запасов топлива на тепловых электростанциях рассчитывается в соответствии с «Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных» (2008 г) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) создается на электростанциях для поддержания плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной электрической и тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу.

ННЗТ из расчета работы станции в режиме "выживания" в течение суток рассчитывается для всех видов топлива по формуле:

$$\text{ННЗТ} = V_{\text{усл}} \cdot n_{\text{сут}} \cdot 7000 / Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \text{ т н.т.},$$

где: $V_{\text{усл}}$ – расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки;

$n_{\text{сут}}$ – количество суток, в течение которых обеспечивается работа ТЭС в режиме "выживания". В расчете принято для ТЭС, сжигающих уголь, мазут, торф и дизельное топливо, $n_{\text{сут}} = 7$, сжигающих газ – $n_{\text{сут}} = 3$;

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг.

Расход условного топлива на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки определяется по формуле:

$$V_{\text{усл}} = V_{\text{усл}}(\text{ээ}) + V_{\text{усл}}(\text{тэ}), \text{ т у.т.},$$

где: $V_{\text{усл}}(\text{ээ})$ – расход условного топлива на отпуск электроэнергии в режиме выживания;

$$V_{\text{усл}}(\text{ээ}) = b_{\text{ээ}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}}, \text{ т у.т.},$$

где: $b_{\text{ээ}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г/кВтч.

$\mathcal{E}_{\text{от}}$ – отпуск электроэнергии с шин за сутки, необходимый для обеспечения работы электростанции в режиме "выживания", млн. кВтч:

$$\mathcal{E}_{\text{от}} = \mathcal{E}_{\text{выр}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}, \text{ млн. кВтч},$$

где, $\mathcal{E}_{\text{выр}}$ – выработка электроэнергии за сутки, млн. кВтч;

$\mathcal{E}_{\text{сн}}$ – расход электроэнергии на СН (собственные нужды) за сутки, млн.кВтч.

$V_{\text{усл}}(\text{тэ})$ – расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в режиме выживания:

$$V_{\text{усл}}(\text{тэ}) = b_{\text{тэ}} \cdot Q_{\text{от}}, \text{ т у.т.},$$

где, $b_{\text{тэ}}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал

$Q_{от}$ – отпуск тепловой энергии за сутки, необходимый для обеспечения работы электростанции, в режиме "выживания", тыс. Гкал.

$$Q_{от} = Q_T^{вп.т.} + Q_T^{с.н.},$$

где, $Q_T^{вп.т.}$ – отпуск тепловой электроэнергии неотключаемым потребителям за сутки, тыс. Гкал;

$Q_T^{с.н.}$ – тепловые собственные нужды электростанции, тыс. Гкал.

За основу расчета НЭЗТ для стандартной группы электростанций принимаются среднесуточные расходы угля, мазута, торфа, дизельного топлива в январе и апреле планируемого года на электростанциях или котельных, необходимые для выполнения производственной программы выработки электрической и тепловой энергии планируемого года.

Расчет нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) выполняется по формуле:

$$НЭЗТ_{январь} = V_{пр.январь} * K_{р.январь} * T_{пер} * K_{ср}, \text{ тыс. т н.т.},$$

$$НЭЗТ_{апрель} = V_{пр.апрель} * K_{р.апрель} * T_{пер} * K_{ср}, \text{ тыс. т н.т.},$$

где: $V_{пр}$ – среднесуточный расход топлива для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого года, тыс. т н.т.;

K_r – коэффициент изменения среднесуточного расхода топлива в январе и апреле определяется по формуле:

$$K_{р.январь} = (V_{р.январь} / V_{1январь} + V_{1январь} / V_{2январь} + V_{2январь} / V_{3январь}) / 3,$$

$$K_{р.апрель} = (V_{р.апрель} / V_{1апрель} + V_{1апрель} / V_{2апрель} + V_{2апрель} / V_{3апрель}) / 3,$$

где, V_1, V_2, V_3 – фактические среднесуточные расходы топлива в январе и апреле за первый, второй и третий годы, предшествующие планируемому году (при отсутствии фактических данных за год, предшествующий планируемому, могут быть приняты плановые значения).

$K_{ср}$ – коэффициент возможного срыва поставки (учитывает условия поставки, создающиеся в зависимости от положения на рынке топлива, взаимоотношения с поставщиками, условия перевозки и другие факторы, увеличивающие время перевозки) принимается в диапазоне 1,5 - 3,5;

$T_{пер}$ – средневзвешенное время перевозки топлива от разных поставщиков (с учетом времени его разгрузки на электростанции, котельной) определяется по формуле:

$$T_{пер} = (T_1 * V_1 + T_2 * V_2 + \dots + T_n * V_n) / (V_1 + V_2 + \dots + V_n), \text{ сутки},$$

где: $T_1, T_2, \dots, T_n$ – время перевозки и разгрузки топлива от разных поставщиков (по видам топлива), сутки;

$V_1, V_2, \dots, V_n$ – расчетные объемы поставок топлива от разных поставщиков (по видам топлива).

Для действующих тепловых электростанций и котельных расчет НЭЗТ проводится без учета неизвлекаемого ("мертвого") остатка мазута. Для вновь вводимых в эксплуатацию тепловых электростанций и котельных, а также для дополнительно организованных емкостей на действующих тепловых электростанциях и котельных, в НЭЗТ дополнительно

на основе расчетов (экспертных оценок) включается объем топлива, который перейдет в неизвлекаемый остаток.

Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) на 1 октября (начало осенне-зимнего периода) определяется по формуле:

$$\text{НЭЗТ}_{\text{окт}} = \text{НЭЗТ}_{\text{янв}} + (\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} - \text{НЭЗТ}_{\text{апр}}), \text{ тыс. т н.т.}$$

При сжигании на электростанции природного газа полученная по результатам расчета величина НЭЗТ резервного топлива (угля или мазута) на 1 октября увеличивается на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха, если этот объем не превышает рабочий объем хранилищ мазута. В расчете учитывается 40%-ное снижение подачи газа в течение 28 суток - по 14 суток в декабре и январе. Объем резервного топлива (угля или мазута) на замещение ограничения подачи газа определяется по эквивалентным коэффициентам ($K_{\text{экв}}$), учитывающим теплотворную способность топлива в соотношении к условно приведенному топливу с теплотой сгорания 7000 ккал/кг. ($\text{НЭЗТ}_{\text{зам.}}$).

$$\text{НЭЗТ}_{\text{окт}} = \text{НЭЗТ}_{\text{янв}} + (\text{НЭЗТ}_{\text{янв}} - \text{НЭЗТ}_{\text{апр}}) + \text{НЭЗТ}_{\text{зам.}}, \text{ тыс. т н.т.}$$

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-1

2.2.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-1 по состоянию на базовый 2014 год

В качестве основного топлива на Кировской ТЭЦ-1 используется природный газ, резервным топливом является топочный мазут марки М-100. Доля газа в топливном балансе станции в базовом периоде составляет 99,6%.

Производительность ГРП - 36000 $\text{м}^3/\text{ч}$. Производительность одной нитки ГРП – 15000 $\text{м}^3/\text{ч}$. Линии малого расхода нет.

Газ на ТЭЦ-1 поступает по газопроводу среднего давления от ГРС-1 города Кирова. Проектная пропускная способность газопровода на ТЭЦ-1 составляет 36 тыс. $\text{м}^3/\text{час}$.

Поставщиками природного газа является ОАО «Новатэк», ООО «Кировская региональная компания по реализации газа» (Кировский отвод с газопровода Ямбург-Тула), услуги по транспортировке газа ОАО «Кировоблгаз».

Поставка мазута осуществляется железнодорожным транспортом.

Перечень неотключаемых внешних потребителей тепловой энергии и данные по минимально-допустимым нагрузкам, принятых при расчете ННЗТ за базовый период, приведен в табл. 2.1.

Таблица 2.1

№ п/п	Наименование потребителей	Аварийная бронь, т/час
1.	Паропровод 9 ата №1 «ШК Амтел-Поволжье»	0,5
2.	Паропровод 9 ата №2 «ШК Амтел-Поволжье»	7,0
3.	Паропровод 9 ата ОАО «Мясокомбинат»	2,0
4.	Паропровод 16 ата №2 «ШК Амтел-Поволжье»	4,1
5.	Паропровод 16 ата ОАО «Искож»	1,5
6.	Паропровод 3 ата Берегового района	1,05
	Итого	16,15

Температура наружного воздуха принятая при расчете ННЗТ за базовый период составляет «минус» 14,4°C.

Состав работающего оборудования в режиме «выживания» Кировской ТЭЦ-1 приведен в табл. 2.2.

Таблица 2.2

№ п/п	Наименование оборудования	Ст. № оборудования
1.	Турбоагрегат Р-5-32/11	1
2	Турбоагрегат Р-5,3-32/3	2
3	Энергетические котлы	6, 9
4	РОУ 33/16	1, 2, 3
5	РОУ 33/9	1, 2, 3
6	РОУ 33/3	2, 3

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2014 год представлена в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	800
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	1 959
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	2 759

2.2.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-1

Изменение нагрузки неотключаемых потребителей Кировской ТЭЦ-1 в период времени с 2015 по 2034 годы приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ).

Температура наружного воздуха принятая при расчете ННЗТ принята неизменной равной «минус» 14,4°C.

Неснижаемый нормативный запас топлива складывается из немобильного остатка мазута в баках, принятого равным 271,2 т и необходимого расхода мазута для работы ТЭЦ в режиме «выживания» в течение трех суток.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Кировской ТЭЦ-1 на период 2015 - 2034 годы приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 год	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
Расход мазута, необходимого для работы ТЭЦ в режиме "выживания" в течение трех суток, т н.т.	529,6	532,5	532,5	532,4	533,9	535,9	536,2	536,1	536,1
Немобильный остаток мазута в баках, т н.т.	271,2	271,2	271,2	271,2	271,2	271,2	271,2	271,2	271,2
ННЗТ, т н.т	800,8	803,7	803,7	803,6	805,1	807,1	807,4	807,3	807,3

2.2.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-1

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2034 годы принято следующее:

– ввиду нулевых значений расходов мазута для выполнения производственной программы ТЭЦ по отпуску тепловой и электрической энергии в базовом периоде величина НЭЗТ на период 2025-2034 годы учитывает только величину возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха;

– при расчете величины замещающего расхода топлива принято 40%-ое снижение подачи газа в течение 28 суток (14 суток в декабре и 14 суток в январе).

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2015 – 2034 годы представлены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
НЭЗТ _{январь} , т н.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НЭЗТ _{апр} , т н.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НЭЗТ _{зам} , т н.т.	2531,0	2544,3	2551,6	2550,3	2557,6	2567,5	2568,9	2568,2	2568,2
НЭЗТ на 1 октября, т н.т.	2531,0	2544,3	2551,6	2550,3	2557,6	2567,5	2568,9	2568,2	2568,2

2.2.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
ННЗТ, т н.т.	800,8	803,7	803,7	803,6	805,1	807,1	807,2	807,4	807,3
НЭЗТ _{окт} , т н.т.	2531,0	2544,3	2551,6	2550,3	2557,6	2567,5	2567,6	2568,9	2568,2
ОНЗТ, т н.т.	3331,8	3348,0	3355,3	3353,9	3362,7	3374,6	3375,2	3376,3	3375,5

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-1 показывает, что к 2034 году увеличение ОНЗТ будет незначительным и составит 43,7 т.

2.3. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-4

2.3.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-4 по состоянию на базовый 2014 год

Проектным топливом энергетических котлов является торф и природный газ, а для котла БКЗ-210-140Ф ст. № 9 еще и кузнецкий уголь. В качестве резервного топлива для энергетических котлов используется кузнецкий каменный уголь марки ГР и ДР и топочный мазут марки М-100.

Кузнецкий уголь используется для покрытия пиковых нагрузок в зимний период, мазут - для растопки энергетических котлов и подсветки при сжигании торфа. Проектным топливом пиковых котлов служит природный газ, в качестве резервного топлива используется топочный мазут марки М-100. Фрезерный торф поставляется железнодорожным транспортом. Выгрузка осуществляется непосредственно в разгрузсараи и сразу подается на котлы, т.е. запасы фрезерного топлива не формируются. Каменный уголь и мазут поставляются железнодорожным транспортом. Для хранения угля и мазута на Кировской ТЭЦ-4 предусмотрены:

- расходный склад каменного угля вместимостью 100 тыс. м³;
- три резервуара для хранения мазута емкостью по 8 тыс. м³ каждый.

Характеристики сжигаемого на ТЭЦ топлива приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Вид топлива	Характеристики и свойства топлива на рабочую массу		
	Зольность, %	Влажность, %	Низшая теплота сгорания, ккал/кг
Газ			8 053
Мазут			9 528
Уголь	14,4	14,0	4831
Торф	5,9	47,5	2000

Перечень не отключаемых внешних потребителей тепловой энергии и данные по минимально-допустимым нагрузкам, принятых при расчете ННЗТ за базовый период приведены ниже в табл.2.8.

Таблица 2.8

№ п/п	Наименование потребителей	т/час	Гкал/час
1.	Тепловые сети ОАО «КТК» (сетевая вода)	9394	329
2.	Всего по паропроводам (аварийная бронь по теплу):	22,07	15,73
2.1	Северный паропровод, в т.ч. по предприятиям:		
	ОАО ВМП «Авитек»	6	4,32
	ОАО «Лепсе»	5,5	3,85
	ОАО «Кировский завод ОЦМ»	7,21	5,13
	Итого по северному паропроводу:	18,71	13,3
2.2	Южный паропровод, в т.ч. по предприятиям:		
	ОАО «КЧУС плюс К ЗЖБИ»	0,74	0,54
	ФГУП Завод «Сельмаш»	2,5	1,8
	ООО Фирма «Маяковская»	0,12	0,09
	Итого по южному паропроводу:	3,36	2,43

Температура наружного воздуха принятая при расчете ННЗТ за базовый период составляет «минус» 14,4°С.

Состав работающего оборудования в режиме «выживания» Кировской ТЭЦ-4 приведен в табл. 2.9.

Таблица 2.9

№ п/п	Наименование оборудования	Количество
1.	Турбоагрегат ПТ-60-130/13	1
2	Турбоагрегат Т-50-130	2
3	Энергетический котел БКЗ-210-140Ф	5
4	Пиковый водогрейный котел ПТВМ-180	1

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2014 год представлена в табл. 2.10.

Таблица 2.10

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	19 868
- топочный мазут	2 353
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	60 355
- топочный мазут	1 000
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	80 220
- топочный мазут	3 353

2.3.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-4

Изменение нагрузки неотключаемых потребителей Кировской ТЭЦ-4 в период времени с 2015 по 2034 годы приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ). При расчете перспективной тепловой нагрузки ТЭЦ в режиме «выживания» учтены изменения тепловой нагрузки неотключаемых потребителей и связанные с этим изменения расхода тепла на собственные нужды ТЭЦ. Электрическая нагрузка ТЭЦ принята по условию работы турбоагрегатов по тепловому графику с некоторым запасом конденсационной мощности.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Кировской ТЭЦ-4 на период 2015 - 2034 годы приведены в табл. 2.11.

Таблица 2.11

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Тепловая нагрузка ТЭЦ в режиме "выживания", Гкал/ч:									
- всего, в том числе:	382,5	384,5	386,5	385,9	388,1	388,9	391,2	397,2	404,5
- обеспечиваемая ПВК	109,5	110,1	110,7	110,6	111,2	111,4	112,1	113,9	116,1
- обеспечиваемая паром регулируемых отборов турбоагрегатов	273,0	274,4	275,8	275,4	276,9	277,4	279,1	283,3	288,4
Электрическая нагрузка ТЭЦ в режиме "выживания", МВт	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6	128,6
Количество суток работы ТЭЦ в режиме "выживания", сут	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Объем неснижаемого нормативного запаса:									
- каменного угля	19868,3	19914,4	19961,4	19949,2	19999,1	20018,4	20074,0	20216,4	20388,7
- мазута	2353,4	2365,4	2377,7	2374,5	2387,5	2392,5	2407,1	2444,2	2489,1

2.3.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-4

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-4 на период 2015 – 2034 годы принято следующее:

- изменение величины нормативного эксплуатационного запаса топлива вызвано изменением среднесуточных расходов каменного угля и мазута для выполнения производственной программы в январе и апреле планируемого периода и изменением замещающего объема мазута от резкого снижения температуры наружного воздуха;

- структура сжигаемого топлива неизменна на всем протяжении прогнозируемого периода и соответствует структуре топлива базового 2014 года – 61,2 % природного газа, 12,0 % каменного угля и 26,8 % фрезерного торфа в январе и 71,7 % природного газа и 28,3 % фрезерного торфа в апреле;

- среднесуточные расходы каменного угля приняты как сумма среднесуточных расходов угля и торфа, пересчитанного на уголь;

- время доставки каменного угля принято равным 6 суток;

- в связи с отсутствием срывов в доставке коэффициент возможного срыва поставки каменного угля принят неизменным на всем протяжении прогнозируемого периода и равным 2;

- величина НЭЗТ по кузнечному углю увеличена на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воз-

духа (в расчете принимается 40% снижение подачи газа в течении 28 суток - по 14 суток в январе и декабре);

– ввиду нулевых значений расхода мазута для выполнения производственной программы ТЭЦ в базовом периоде величина НЭЗТ по мазуту принята на уровне ранее утвержденной величины – 1000 т.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2015 – 2034 годы представлены в табл. 2.12.

Таблица 2.12

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Среднесуточный расход сожженного угля и торфа в пересчете на уголь в натуральном исчислении, т н.т.:									
- в январе	1878,0	1875,4	1863,1	1862,4	1877,3	1878,4	1887,6	1904,8	1924,3
- в апреле	941,4	831,4	813,0	817,8	798,2	790,7	791,5	793,2	795,3
Среднесуточный расход сожженного мазута в натуральном исчислении, т н.т.:									
- в январе	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- в апреле	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Время перевозки угля, сут	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Коэффициент возможного срыва поставок, ед	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Нормативный эксплуатационный запас по каменному уголю, т н.т.:									
- НЭЗТ _{январь}	22536,2	22504,4	22357,7	22348,2	22527,8	22541,2	22651,5	22857,1	23091,6
- НЭЗТ _{апр}	11296,7	9976,6	9755,9	9813,2	9578,8	9488,0	9498,5	9519,0	9543,5
- НЭЗТ _{зам}	27914,5	27432,7	26388,3	26382,7	26500,5	26525,8	26663,3	26917,5	26917,5
- НЭЗТ _{окт}	61690,1	62464,9	61347,7	61266,0	61977,4	62120,3	62467,9	63112,7	63557,1
НЭЗ по мазуту, т н.т.	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0

2.3.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-4

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Нормативные запасы по каменному уголю, т н.т.:									
- ННЗТ	19868,3	19914,4	19961,4	19949,2	19999,1	20018,4	20074,0	20216,4	20388,7
- НЭЗТ _{отк}	61690,1	62464,9	61347,7	61266,0	61977,4	62120,3	62467,9	63112,7	63557,1
- ОНЗТ	81558,4	82379,2	81309,1	81215,2	81976,5	82138,7	82541,9	83329,2	83945,8

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Нормативные запасы по мазуту, т н.т.:									
- ННЗТ	2353,4	2365,4	2377,7	2374,5	2387,5	2392,5	2407,1	2444,2	2489,1
- НЭЗТ _{отк}	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
- ОНЗТ	3353,4	3365,4	3377,7	3374,5	3387,5	3392,5	3407,1	3444,2	3489,1

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-4 показывает, что к 2034 году увеличение ОНЗТ каменного угля составит 2387,4 т, увеличение ОНЗТ мазута будет незначительным и составит 135,8 т.

2.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-5

2.4.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-5 по состоянию на базовый 2014 год

В качестве основного топлива для энергетических котлов на Кировской ТЭЦ-5 используется природный газ и кузнецкий уголь, резервное топливо – топочный мазут марки М-100.

Доля газа в топливном балансе станции в базовом периоде составляет 88,34 %, каменного угля – 11,65 %, мазута – 0,01 %.

Состав работающего оборудования в режиме «выживания» Кировской ТЭЦ-5 приведен в табл. 2.13.

Таблица 2.13

№ п/п	Наименование оборудования	Ст. № оборудования
1.	Турбоагрегат ПТ-80/100-130/13	1
2	Энергетический котел ТПЕ-430	1
3	Пиковый водогрейный котел ПТВМ-180	1

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2012 год представлена в табл. 2.14.

Таблица 2.14

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т:	
- каменного угля	18 300
- мазута	6 100
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т:	
- каменного угля	31 730
- мазута	470
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т:	
- каменного угля	50 030
- мазута	6 570

2.4.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-5

Изменение нагрузки неотключаемых потребителей Кировской ТЭЦ-5 в период времени с 2015 по 2034 годы приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ).

Температура наружного воздуха принятая при расчете ННЗТ принята неизменной равной «минус» 14,4°C.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Кировской ТЭЦ-5 на период 2015 - 2034 годы приведены в табл. 2.15.

Таблица 2.15

Наименование показателя, размерность	Период							
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2034 гг.
Перспективные объемы неснижаемого запаса топлива, т н.т.:								
- каменного угля	18300,0	18532,8	18769,1	18960,2	19160,6	19287,8	19751,8	20372,0
- мазута	6100	6177,6	6256,4	6320,1	6386,9	6429,3	6583,9	6790,7

2.4.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-5

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-5 на период 2015 – 2034 годы принято следующее:

– ввиду нулевых значений расходов мазута для выполнения производственной программы ТЭЦ по отпуску тепловой и электрической энергии в базовом периоде величина НЭЗТ на период 2015-2034 годы принята на уровне ранее утвержденного значения – 470 т н.т.;

– изменение величины эксплуатационных запасов каменного угля вызвано изменением его расхода для выполнения производственной программы ТЭЦ в период 2015 – 2034 годы.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2015 – 2034 годы представлены в табл. 2.16.

Таблица 2.16

Наименование показателя, размерность	Период							
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2034 гг.
Перспективные объемы эксплуатационных запасов топлива по состоянию на 1 октября расчетного периода, т н.т.								
- каменного угля	31730,0	31781,8	31855,1	31914,5	31976,8	32016,3	32163,4	32299,8
- мазута	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0

2.4.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 2.17 и на рис. 2.3.

Таблица 2.17

Наименование показателя, размерность	Период								
	Утв. на 2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020-2024 гг.	2025-2029 гг.	2030-2034 гг.
Нормативные запасы по каменному углю, т н.т.:									
- ННЗТ	18300,0	18532,8	18769,1	18960,2	19160,6	19287,8	19751,8	20372,0	18300,0
- НЭЗТ _{отк}	31730,0	31781,8	31855,1	31914,5	31976,8	32016,3	32163,4	32299,8	31730,0
- ОНЗТ	50030,0	50314,6	50624,2	50874,7	51137,4	51304,0	51915,2	52671,8	53592,2
Нормативные запасы по мазуту, т н.т.:									
- ННЗТ	6100	6177,6	6256,4	6320,1	6386,9	6429,3	6583,9	6790,7	6100
- НЭЗТ _{отк}	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0	470,0
- ОНЗТ	6570,0	6647,6	6726,4	6790,1	6856,9	6899,3	7053,9	7260,7	7495,3

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-5 показывает, что к 2034 году увеличение ОНЗТ каменного угля составит 3 562,5 т, увеличение ОНЗТ мазута будет составлять 925,3 т.

Раздел 3. Перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы

3.1. Перспективные топливные балансы котельных г. Кирова на период 2015 – 2034 годы

Исходными данными для расчетов по определению перспективного потребления топлива котельными и индивидуальными источниками теплоснабжения г. Кирова являются тепловые нагрузки их потребителей в базовом и прогнозируемом периодах (см. Книги 1, 4 Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения). Результаты расчета годового потребления условного топлива котельных приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
1	Котельная БМК 1.1										
	1	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
	2	Годовое потребле- ние условного топ- лива, тыс. т у.т.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Котельная БМК 1.2										
	3	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	11,4	11,4	11,4	11,4
	4	Годовое потребле- ние условного топ- лива, тыс. т у.т.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,9	1,9	1,9	1,9
3	Котельная БМК 1.3										
	5	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	34,5	37,5	37,5	37,5
	6	Годовое потребле- ние условного топ- лива, тыс. т у.т.	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,7	6,2	6,2	6,2
4	Котельная БМК 1.4										
	7	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	47,5	47,5	47,5	47,5	47,5	52,1	57,8	60,5	63,3
	8	Годовое потребле- ние условного топ- лива, тыс. т у.т.	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	8,6	9,5	10,0	10,4
5	Котельная БМК 1.5										
	9	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	10	Годовое потребле- ние условного топ- лива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
6	Котельная БМК 1.6										
	11	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	12	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
7	Котельная БМК 1.7										
	13	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	14	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
8	Котельная БМК 1.8										
	15	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	4,8	4,8	4,8	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	16	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,8	0,8	0,8						
9	Котельная БМК 1.9										
	17	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	4,3	4,3	4,3	4,3
	18	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7
10	Котельная БМК 1.10										
	19	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	20,8	20,8	20,8	20,8	20,8	22,1	22,1	22,1	22,1
	20	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,6	3,6	3,6	3,6
11	Котельная БМК 1.11										
	21	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	27,3	30,3	30,5	30,6
	22	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,5	5,0	5,0	5,1
12	Котельная БМК 26										
	27	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
	28	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
13	Котельная БМК 50										
	29	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	26,2	26,2	26,2	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	30	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	4,3	4,3	4,3						
14	Котельная 6.1										
	31	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	2,8	2,8	2,8	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	32	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,5	0,5	0,5						
15	Котельная 6.5										
	33	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,5	0,5	0,5	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	34	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,07	0,07	0,07						
16	Котельная 6.7										
	35	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	36	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05						
17	Котельная 6.8										
	37	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	1,8	1,8	1,8	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	38	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,3	0,3	0,3						
18	Котельная 6.9										
	39	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	1,7	1,7	1,7	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	40	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,3	0,3	0,3						
19	Котельная 6.11										
	41	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,5	0,5	0,5	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
	42	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,07	0,07	0,07						
20	Котельная 6.13										
	43	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	44	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
21	Котельная 6.14										
	45	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
	46	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
22	Котельная 6.15										
	47	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	48	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05						
23	Котельная 8.1										
	49	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	19,5	19,5	20,5	21,2
	50	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	3,2	3,2	3,4	3,5
24	Котельная 8.2										
	51	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	35,7	35,7	35,7	35,7	35,7	50,6	52,4	52,4	52,4
	52	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	8,4	8,6	8,6	8,6
25	Котельная 8.3										
	53	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	54	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,2	0,2	0,2	0,2
26	Котельная 10.1										
	55	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	4,0	4,0	4,0	Котельная будет закрыта в 2017 г.					
	56	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,6	0,6	0,6						
27	Котельная 10.2										
	57	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	4,6	4,6	4,6	Котельная будет закрыта в 2017 г.					
	58	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,7	0,7	0,7						
28	Котельная 10.3										
	59	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	84,4	84,4	84,4	84,4	84,4	102,4	103,7	105,1	106,0
	60	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	16,9	17,1	17,3	17,5
29	Котельная 11.3										
	61	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
	62	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
30	Котельная 11.4										
	63	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	64	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
31	Котельная 11.5										
	65	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	8,9	11,0	11,4	11,8
	66	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,5	1,8	1,9	1,9
32	Котельная 11.6										
	67	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	68	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
33	Котельная 11.7										
	69	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	11,2	11,2	12,1	13,1
	70	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,9	1,9	2,0	2,2
34	Котельная 11.8										
	71	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	72	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
35	Котельная ЭК НЛПК										
	73	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	93,2	93,2	93,2	93,4	94,3	94,3	94,8	94,8	94,8
	74	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	15,4	15,4	15,4	15,4	15,6	15,6	15,6	15,6	15,6
36	Котельная ООО «Горзеленстрой»										
	75	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,1	0,1	0,1	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	76	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	0,02	0,02	0,02						
37	Котельная ООО «ДокВуд»										
	77	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	11,3	11,3	11,3	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	78	Годовое потреб- ление условного топлива, тыс. т у.т.	1,9	1,9	1,9						
38	Котельная ООО «Ликс-ТЭ»										
	79	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	9,4	Котельная будет закрыта в 2015 году							

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	80	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	1,2								
39	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8а)										
	81	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	7,93	8,9	8,9	9,9	9,9	12,1	12,5	13,4	14,2
	82	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	1,28	1,44	1,44	1,61	1,61	1,97	2,03	2,17	2,31
40	Котельная "УниДом"										
	83	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	2,62	2,62	2,62	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	84	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,43	0,43	0,43						
41	Котельная ДС										
	87	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66	3,66
	88	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
42	Котельная ВГСХА										
	89	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	3,64	3,64	3,64	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	90	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,59	0,59	0,59						
43	Котельная БРУ										
	91	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	3,31	3,31	3,31	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	92	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,54	0,54	0,54						
44	Котельная ОРДЦ										
	93	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,95	0,95	0,95	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	94	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,16	0,16	0,16						
45	Котельная КМЗ										
	95	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	5,62	5,62	5,62	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	96	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,92	0,92	0,92						
46	Котельная НЛК										
	97	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	13,63	15,03	15,03	15,03	15,03	15,03	15,03	15,03	15,03

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	98	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	2,24	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
47	Котельная БМП ООО «Матрица» (ранее ООО «Кировавтогаз»)										
	99	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89	5,89
	100	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
48	Котельная НМЗ										
	101	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	2,69	2,69	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82
	102	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,44	0,44	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
49	Котельная ООО «Теплотехник»										
	105	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
	106	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
50	Котельная ООО «Энергетик»										
	107	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	1,06	1,06	1,06	Котельная будет закрыта в 2017 году					
	108	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,17	0,17	0,17						
51	Котельная Детского Талицкого туберкулезного санатория										
	109	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	5,91	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2015 г., тепловая нагрузка будет переведена на котельную «Индикон»							
	110	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,94								
52	Котельная ООО «Производственный комплекс»										
	111	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
	112	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
53	Котельная Кировского государственного автодорожного техникума										
	115	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
	116	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
54	Прочие малые котельные										
	117	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51

№ ко- тель- ной	№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	118	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25

3.2. Перспективные топливные балансы индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы

Результаты расчета годового потребления условного топлива индивидуальными источниками теплоснабжения г. Кирова приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
		Индивидуальные источники теплоснабжения								
1	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,9	3,1	2,4	5,6
2	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,4	0,9

3.3. Суммарные перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы

Результаты расчета годового потребления условного топлива котельными и индивидуальными источниками теплоснабжения г. Кирова приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

№ п/п	Наименование показателя	Рассматриваемый период, год								
		Итого по котельным и индивидуальным источникам теплоснабжения								
1	Годовой отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал	589,74	589,88	589,51	598,01	605,91	615,81	649,21	669,41	693,41
2	Годовое потребление условного топлива, тыс. т у.т.	97,98	98,05	98,04	99,41	100,71	102,37	107,63	110,97	115,01

Динамика изменения годового расхода условного топлива суммарно по котельным и индивидуальным источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы приведена на рис. 3.1.

В, тыс. т у.т.

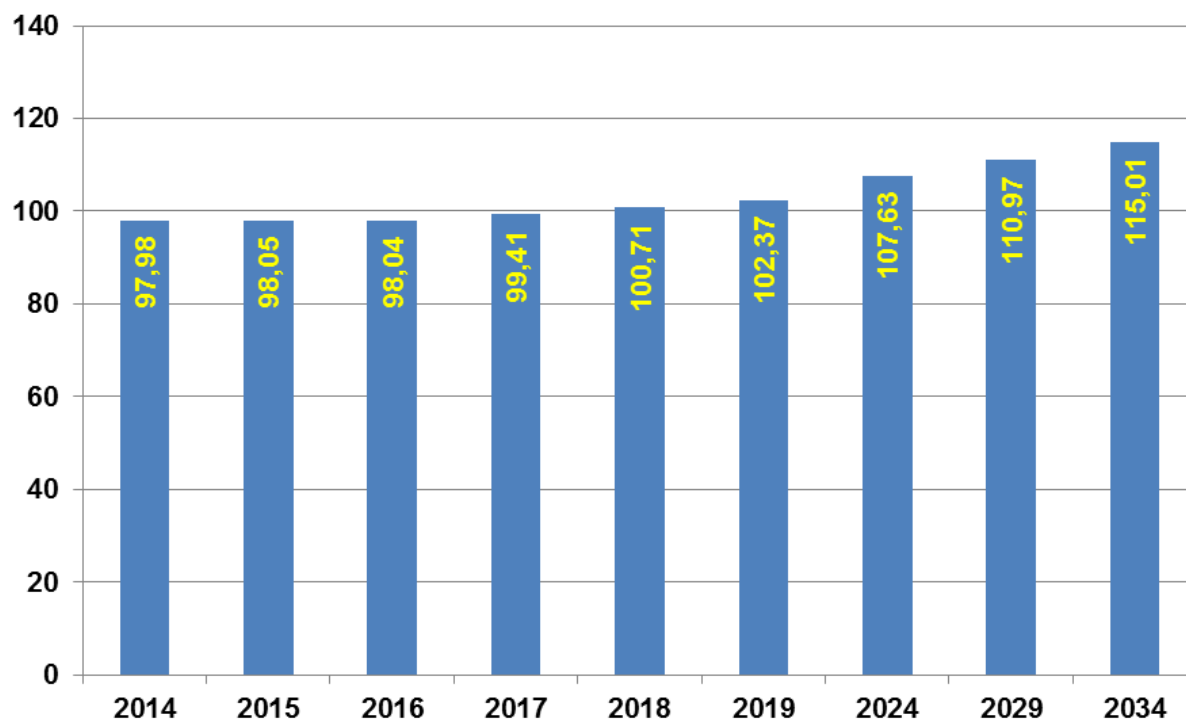


Рис. 3.1. Прогноз изменения расхода топлива суммарно по котельным и индивидуальным источником теплоснабжения г. Кирова на период 2014 – 2034 годы

Данные рис. 3.1 показывают, что динамика изменения суммарного годового расхода условного топлива по котельным и индивидуальным источникам теплоснабжения г. Кирова имеет тенденцию к увеличению ввиду подключения части перспективных площадок строительства к тепловым сетям источников теплоснабжения, указанных в табл. 3.1.

Общее увеличение годового расхода условного топлива по котельным и индивидуальным источникам теплоснабжения к 2034 г. относительно состояния на 2014 г. составит 17 тыс. т у.т.

3.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива по котельным г. Кирова

На котельных г. Кирова имеется только основное топливо, как правило, природный газ. На ряде малых котельных используется мазут и твердое топливо без резервного топлива. При этом в Схеме теплоснабжения г. Кирова запланировано закрытие или техническое перевооружение всех малых котельных, которые используют мазут и твердое топливо в переводе на сжигание природного газа.

На котельных г. Кирова, использующих в качестве основного топлива природный газ, нет резервного топлива.

В связи с отсутствием резервного топлива расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива по котельным г. Кирова не проводился.

Часть 4. Итоговые топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2015 – 2034 годы

Прогноз изменения суммарного расхода условного топлива по источникам теплоснабжения г. Киров приведены в табл. 4.1 и рис. 4.1.

Таблица 4.1

Наименование источника теплоснабжения	Расход условного топлива, тыс. т у.т. в прогнозируемом периоде								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
Кировский филиал ПАО «Т Плюс»	1761,3	1755,5	1760,9	1752,6	1757,6	1761,8	1775,8	1787,3	1799,3
в том числе:									
- ТЭЦ-1	73,7	74,0	74,0	74,1	74,6	74,8	74,8	74,8	74,8
- ТЭЦ-4	790,6	780,3	782,2	772,5	773,9	776,8	782,9	790,2	796,4
- ТЭЦ-5	897,0	901,1	904,6	906,0	909,1	910,3	918,1	922,4	928,1
Малые котельные и индивидуальные источники теплоснабжения	98,0	98,1	98,0	99,4	100,7	102,4	107,6	111,0	115,0
Итого по источникам теплоснабжения	1859,2	1853,5	1858,9	1852,0	1858,3	1864,2	1883,5	1898,3	1914,3

В, тыс. т у.т.

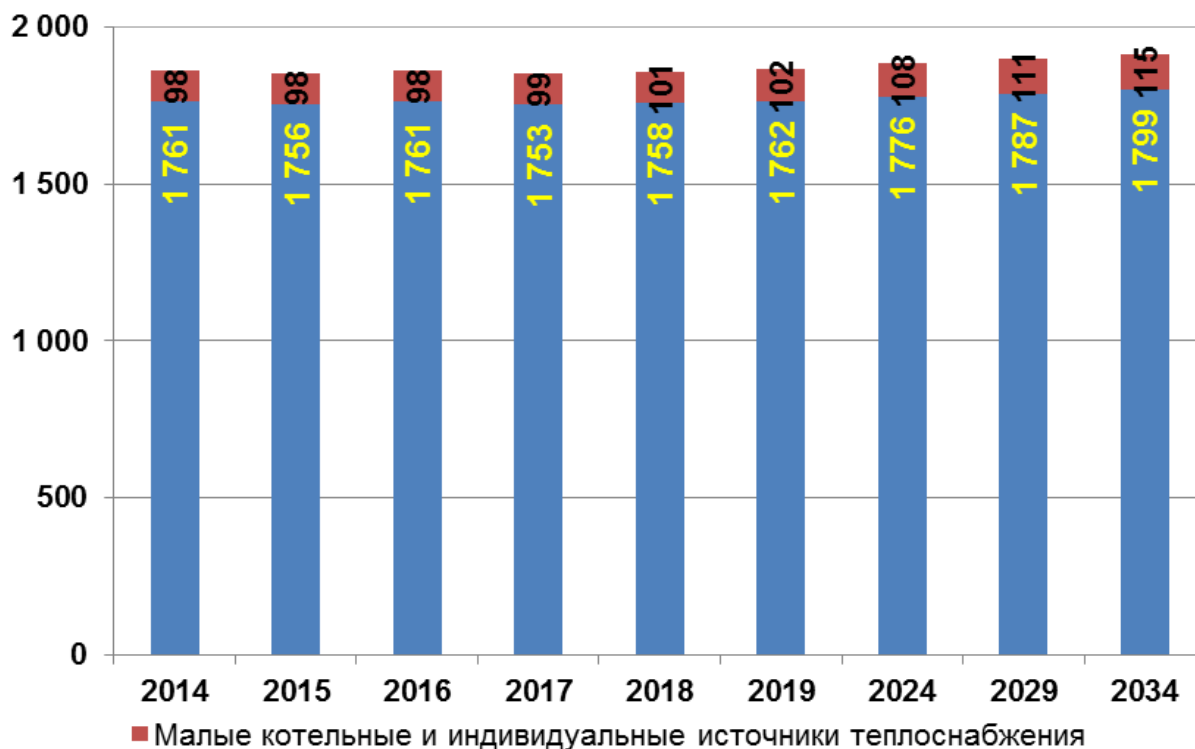


Рис. 4.1. Прогноз изменения расхода топлива суммарно по источникам теплоснабжения г. Киров на период 2014 – 2034 годы

Данные рис. 4.1 показывают, что в период до 2017 года включительно наблюдается снижение годового расхода условного топлива суммарно по источникам теплоснабжения г. Киров на 7,0 тыс. т у.т. относительно состояния на 2014 год.

Это обусловлено в первую очередь повышением экономичности работы Кировской ТЭЦ-4 за счет поэтапной модернизации ее основного оборудования. Дальнейшее увеличение потребления топлива источниками теплоснабжения вызвано увеличением тепловых нагрузок их потребителей.

К 2034 году прогнозируемое значение суммарного годового расхода условного топлива на нужды теплоснабжения г. Кирова составит 1 914,3 тыс. т у.т., что на 55,1 тыс. т у.т. меньше фактического значения этого показателя в 2014 году.

Часть 5. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 и котельных г. Кирова на период 2015 – 2034 годы

Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования источников теплоснабжения г. Кирова рассчитаны для следующих режимов:

- максимальный зимний;
- переходный;
- летний.

Температура наружного воздуха в рассматриваемых режимах принята равной «минус» 33 °С для максимального зимнего, 0 °С и 15 °С – для переходного и летнего режимов соответственно.

Структура сжигаемого топлива по источникам теплоснабжения, сжигающих несколько основных видов топлива принята следующей:

по Кировской ТЭЦ-1:

- максимальный зимний режим: 100 % природного газа,
- переходный режим: 100 % природного газа,
- летний режим: 100 % природного газа.

по Кировской ТЭЦ-4:

- максимальный зимний режим: 61,2 % природного газа, 12 % каменного угля, 26,8 % фрезерного торфа;

- переходный режим: 77,0 % природного газа, 0 % каменного угля, 23,0 % фрезерного торфа;

- летний режим: 100 % природного газа, 0 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;

по Кировской ТЭЦ-5:

- максимальный зимний режим: 70,5 % природного газа, 29,5 % каменного угля;
- переходный режим: 100 % природного газа, 0 % каменного угля;
- летний режим: 100 % природного газа, 0 % каменного угля.

по Кировским котельным:

- максимальный зимний режим: 100 % природного газа.
- переходный режим: 100 % природного газа.
- летний режим: 100 % природного газа.

Результаты расчетов перспективных максимальных часовых расходов основного топлива по источникам теплоснабжения г. Кирова для максимального зимнего, переходного, летнего режимов приведены в табл. 5.1, табл. 5.2 и табл. 5.3 соответственно.

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в зимний период (t _{нв} = -33 °С), тыс. м³/ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	Кировский филиал ПАО «Т Плюс»:									
1	ТЭЦ-1	условное	17,08	17,08	17,07	17,18	17,30	17,36	17,35	17,35
2		прир. газ	14,80	14,80	14,80	14,89	15,00	15,05	15,04	15,04
3	ТЭЦ-4	условное	181,56	182,40	182,32	183,20	183,66	185,10	187,78	190,90
4		прир. газ	96,28	96,72	96,68	97,15	97,39	98,15	99,57	101,23
5		кам. уголь	32,34	32,49	32,47	32,63	32,71	32,97	33,45	34,00
6		фрез. торф	168,9	169,7	169,6	170,4	170,9	172,2	174,7	177,6
7	ТЭЦ-5	условное	178,14	180,20	182,28	183,97	185,74	186,86	190,96	196,35
8		пр. газ	108,87	110,13	111,40	112,43	113,51	114,20	116,70	120,00
9		кам. уголь	77,94	78,84	79,75	80,49	81,26	81,75	83,54	85,90
	Итого по Кировскому филиалу	условное	376,78	379,68	381,67	384,35	386,7	389,32	396,1	404,6
	Котельные:									
10	БМК 1.1	прир. газ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
11	БМК 1.2	прир. газ	0,42	0,42	0,42	0,42	0,47	0,47	0,47	0,47
12	БМК 1.3	прир. газ	1,45	1,45	1,45	1,45	1,57	1,73	1,73	1,73
13	БМК 1.4	прир. газ	2,01	2,01	2,01	2,01	2,20	2,48	2,60	2,73
14	БМК 1.5	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
15	БМК 1.6	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
16	БМК 1.7	прир. газ	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
17	БМК 1.8	прир. газ	0,24	0,24	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
18	БМК 1.9	прир. газ	0,15	0,15	0,15	0,15	0,18	0,18	0,18	0,18
19	БМК 1.10	прир. газ	0,94	0,94	0,94	0,94	0,99	0,99	0,99	0,99
20	БМК 1.11	прир. газ	1,03	1,03	1,03	1,03	1,16	1,31	1,32	1,32
21	БМК Радужный	прир. газ	4,71	4,71	4,71	4,71	4,85	4,85	4,85	4,85
22	БМК Сошени	прир. газ	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
23	БМК 26 (график 115/70)	прир. газ	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в зимний период ($t_{нв} = -33\text{ }^{\circ}\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
24	БМК 26 (график 95/70)	прир. газ	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
25	БМК 50	прир. газ	1,49	1,49	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
26	Котельная 6.1	прир. газ	0,27	0,27	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
27	Котельная 6.5	прир. газ	0,03	0,03	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
28	Котельная 6.7	прир. газ	0,05	0,05	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
29	Котельная 6.8	прир. газ	0,11	0,11	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
30	Котельная 6.9	прир. газ	0,26	0,26	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
31	Котельная 6.11	прир. газ	0,03	0,03	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
32	Котельная 6.13	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
33	Котельная 6.14	прир. газ	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06
34	Котельная 6.15	прир. газ	0,03	0,03	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
35	Котельная 8.1	прир. газ	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,99	1,03
36	Котельная 8.2	прир. газ	2,44	2,44	2,44	2,44	2,47	2,55	2,55	2,55
37	Котельная 8.3	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
38	Котельная 10.1	прир. газ	0,27	0,27	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
39	Котельная 10.2	прир. газ	0,30	0,30	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
40	Котельная 10.3	прир. газ	4,87	4,87	4,87	4,87	4,96	5,03	5,09	5,13
41	Котельная 11.3	прир. газ	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
42	Котельная 11.4	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
43	Котельная 11.5	прир. газ	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,52	0,53	0,55
44	Котельная 11.6	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
45	Котельная 11.7	прир. газ	0,42	0,42	0,42	0,42	0,53	0,53	0,57	0,61
46	Котельная 11.8	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
47	ООО «ЭК НЛПК»	прир. газ	4,45	4,45	4,46	4,50	4,50	4,53	4,53	4,53
48	ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	0,004	0,004	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
49	Котельная ООО «ДокВуд»	прир. газ	0,66	0,66	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в зимний период (t _{нв} = -33 °С), тыс. м³/ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
50	Котельная ООО «Теплоснабжа- ющая компания» (ул. Заводская)	прир. газ	0,384	0,384	0,430	0,430	0,54	0,557	0,599	0,64
51	Котельная "УниДом"	прир. газ	0,121	0,121	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
52	Котельная ДС	прир. газ	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
53	Котельная ВГСХА	прир. газ	0,159	0,159	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
54	Котельная БРУ	прир. газ	0,138	0,138	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
55	Котельная ОРДЦ	прир. газ	0,043	0,043	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
56	Котельная КМЗ	прир. газ	0,239	0,239	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
57	Котельная НЛК	прир. газ	0,663	0,663	0,663	0,663	0,663	0,663	0,663	0,663
58	Котельная БМП ООО «Матрица»	прир. газ	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254	0,254
59	Котельная НМЗ	прир. газ	0,114	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174	0,174
60	Котельная ТСО «Зиновы»	прир. газ	Котельная находится в стадии проектирования							
61	Котельная ООО «Теплотехник»	прир. газ	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171	0,171
62	Котельная ООО «Энергетик»	прир. газ	0,046	0,046	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
63	Котельная Детского Талицкого туберкулезного санатория	прир. газ	0,083	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2015 г., тепловая нагрузка будет переведена на котельную «Индикон»						
64	Котельная ООО «Производ- ственный комплекс»	прир. газ	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106
65	Котельная Кировского госуда- рственного автодорожного техни- кума	прир. газ	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
66	Прочие малые котельные	прир. газ	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
	Итого по котельным		33,3	33,19	33,62	33,97	34,44	36,05	37,07	38,1
	Итого по всем источникам		410,08	412,87	415,29	418,32	421,14	425,37	433,17	442,7

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в переходный период (t _{нв} = 0 °С), тыс. м³/ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	Кировский филиал ПАО «Т Плюс»:									
1	ТЭЦ-1	условное	5,54	5,54	5,53	5,55	5,56	5,56	5,56	5,56
2		прир. газ	4,78	4,78	4,77	4,78	4,80	4,79	4,79	4,79
3	ТЭЦ-4	условное	94,16	94,49	94,45	94,80	94,96	95,49	96,52	97,74
4		прир. газ	81,6	81,9	81,9	82,2	82,3	82,8	83,7	84,7
5		кам. уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6		фрез. торф	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	ТЭЦ-5	условное	108,71	109,49	110,27	110,91	111,62	112,06	113,64	115,74
8		прир. газ	94,2	94,9	95,6	96,1	96,8	97,1	98,5	100,3
9		кам. уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого по Кировскому филиалу	условное	208.41	209.52	210.25	211.26	212.14	213.11	215.72	219.04
	Котельные:									
10	БМК 1.1	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
11	БМК 1.2	прир. газ	0,16	0,16	0,16	0,16	0,19	0,19	0,19	0,19
12	БМК 1.3	прир. газ	0,62	0,62	0,62	0,62	0,67	0,73	0,73	0,73
13	БМК 1.4	прир. газ	0,81	0,81	0,81	0,81	0,89	1,00	1,05	1,10
14	БМК 1.5	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
15	БМК 1.6	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
16	БМК 1.7	прир. газ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
17	БМК 1.8	прир. газ	0,09	0,09	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
18	БМК 1.9	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07
19	БМК 1.10	прир. газ	0,37	0,37	0,37	0,37	0,39	0,39	0,39	0,39
20	БМК 1.11	прир. газ	0,36	0,36	0,36	0,36	0,40	0,46	0,46	0,46
21	БМК Радужный	прир. газ	1,91	1,91	1,91	1,91	1,96	1,96	1,96	1,96
22	БМК Сошени	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в переходный период ($t_{нв} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
23	БМК 26 (график 115/70)	прир. газ	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
24	БМК 26 (график 95/70)	прир. газ	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
25	БМК 50	прир. газ	0,76	0,76	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
26	Котельная 6.1	прир. газ	0,13	0,13	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
27	Котельная 6.5	прир. газ	0,01	0,01	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
28	Котельная 6.7	прир. газ	0,02	0,02	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
29	Котельная 6.8	прир. газ	0,06	0,06	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
30	Котельная 6.9	прир. газ	0,14	0,14	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
31	Котельная 6.11	прир. газ	0,01	0,01	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
32	Котельная 6.13	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
33	Котельная 6.14	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
34	Котельная 6.15	прир. газ	0,01	0,01	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
35	Котельная 8.1	прир. газ	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,46	0,48
36	Котельная 8.2	прир. газ	1,30	1,30	1,30	1,30	1,32	1,36	1,36	1,36
37	Котельная 8.3	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
38	Котельная 10.1	прир. газ	0,16	0,16	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
39	Котельная 10.2	прир. газ	0,17	0,17	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
40	Котельная 10.3	прир. газ	2,28	2,28	2,28	2,28	2,32	2,35	2,38	2,40
41	Котельная 11.3	прир. газ	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
42	Котельная 11.4	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
43	Котельная 11.5	прир. газ	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,25	0,26	0,27
44	Котельная 11.6	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
45	Котельная 11.7	прир. газ	0,15	0,15	0,15	0,15	0,19	0,19	0,21	0,22
46	Котельная 11.8	прир. газ	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
47	ООО «ЭК НЛПК»	прир. газ	2,03	2,03	2,03	2,06	2,06	2,07	2,07	2,07
48	ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	0,0016	0,0016	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в переходный период (t _{нв} = 0 °C), тыс. м³/ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
49	Котельная ООО «ДокВуд»	прир. газ	0,0004	0,0004	Будет закрыта в 2017 г.					
50	Котельная ООО «Теплоснабжа- ющая компания» (ул. Заводская)	прир. газ	0,145	0,145	0,163	0,163	0,204	0,211	0,226	0,242
51	Котельная "УниДом"	прир. газ	0,046	0,046	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
52	Котельная ДС	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
53	Котельная ВГСХА	прир. газ	0,06	0,06	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
54	Котельная БРУ	прир. газ	0,052	0,052	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
55	Котельная ОРДЦ	прир. газ	0,016	0,016	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
56	Котельная КМЗ	прир. газ	0,09	0,09	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
57	Котельная НЛК	прир. газ	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251	0,251
58	Котельная БМП ООО «Матрица»	прир. газ	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
59	Котельная НМЗ	прир. газ	0,043	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066
60	Котельная ТСО «Зиновы»	прир. газ	Котельная находится в стадии проектирования							
61	Котельная ООО «Теплотехник»	прир. газ	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
62	Котельная ООО «Энергетик»	прир. газ	0,017	0,017	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
63	Котельная Детского Талицкого туберкулезного санатория	прир. газ	0,031	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2015 г., тепловая нагрузка будет переведена на котельную «Индикон»						
64	Котельная ООО «Производ- ственный комплекс»	прир. газ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
65	Котельная Кировского госуда- рственного автодорожного техни- кума	прир. газ	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
66	Прочие малые котельные	прир. газ	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
	Итого		14.68	14.69	14.88	15.06	15.25	16.00	16.53	17.04
	Итого по всем источникам		223.09	224.21	225.13	226.32	227.39	229.11	232.25	236.08

Таблица 5.3

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в летний период (t _{нв} = 15 °С), тыс. м³/ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
	Кировский филиал ПАО «Т Плюс»:									
1	ТЭЦ-1	условное	9,57	9,57	9,56	9,62	9,69	9,71	9,71	9,71
2		прир. газ	8,26	8,26	8,25	8,31	8,37	8,38	8,38	8,38
3	ТЭЦ-4	условное	41,20	41,22	41,19	41,22	41,21	41,17	41,21	41,28
4		прир. газ	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,5	27,6
5		кам. уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6		фрез. торф	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9	32,9
7	ТЭЦ-5	условное	66,63	66,63	66,63	66,63	66,70	66,72	66,79	66,88
8		прир. газ	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,8	57,9	58,0
9		кам. уголь	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Итого по Кировскому филиалу	условное	117.4	117.42	117.38	117.47	117.6	117.6	117.71	117.87
	Котельные:									
10	БМК 1.1	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	БМК 1.2	прир. газ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
12	БМК 1.3	прир. газ	0,19	0,19	0,19	0,19	0,20	0,22	0,22	0,22
13	БМК 1.4	прир. газ	0,20	0,20	0,20	0,20	0,22	0,24	0,26	0,27
14	БМК 1.5	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	БМК 1.6	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	БМК 1.7	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	БМК 1.8	прир. газ	0,01	0,01	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
18	БМК 1.9	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
19	БМК 1.10	прир. газ	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
20	БМК 1.11	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
21	БМК Радужный	прир. газ	0,46	0,46	0,46	0,46	0,48	0,48	0,48	0,48
22	БМК Сошени	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в летний период ($t_{нв} = 15\text{ }^{\circ}\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
23	БМК 26 (график 115/70)	прир. газ	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
24	БМК 26 (график 95/70)	прир. газ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
25	БМК 50	прир. газ	0,39	0,39	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
26	Котельная 6.1	прир. газ	0,05	0,05	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
27	Котельная 6.5	прир. газ	0,00	0,00	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
28	Котельная 6.7	прир. газ	0,00	0,00	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
29	Котельная 6.8	прир. газ	0,04	0,04	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
30	Котельная 6.9	прир. газ	0,08	0,08	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
31	Котельная 6.11	прир. газ	0,00	0,00	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
32	Котельная 6.13	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	Котельная 6.14	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
34	Котельная 6.15	прир. газ	0,00	0,00	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
35	Котельная 8.1	прир. газ	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19
36	Котельная 8.2	прир. газ	0,72	0,72	0,72	0,72	0,73	0,75	0,75	0,75
37	Котельная 8.3	прир. газ	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
38	Котельная 10.1	прир. газ	0,11	0,11	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
39	Котельная 10.2	прир. газ	0,10	0,10	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
40	Котельная 10.3	прир. газ	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,98	0,99	1,00
41	Котельная 11.3	прир. газ	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
42	Котельная 11.4	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
43	Котельная 11.5	прир. газ	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,12	0,12	0,12
44	Котельная 11.6	прир. газ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
45	Котельная 11.7	прир. газ	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
46	Котельная 11.8	прир. газ	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
47	ООО «ЭК НЛПК»	прир. газ	0,79	0,79	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
48	ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	0,00	0,00	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в летний период (t _{нв} = 15 °С), тыс. м³/ч (т)							
			2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2024	2025 - 2029	2030 - 2034
49	Котельная ООО «Теплоснабжа- ющая компания» (ул. Заводская)	прир. газ	0,046	0,046	0,052	0,052	0,065	0,067	0,072	0,077
50	Котельная "УниДом"	прир. газ	0,015	0,015	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
51	Котельная ДС	прир. газ	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
52	Котельная ВГСХА	прир. газ	0,019	0,019	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
53	Котельная БРУ	прир. газ	0,017	0,017	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
54	Котельная ОРДЦ	прир. газ	0,005	0,005	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
55	Котельная КМЗ	прир. газ	0,029	0,029	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
56	Котельная НЛК	прир. газ	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
57	Котельная БМП ООО «Матрица»	прир. газ	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
58	Котельная НМЗ	прир. газ	0,014	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
59	Котельная ТСО «Зиновы»	прир. газ	Котельная находится в стадии проектирования							
60	Котельная ООО «Теплотехник»	прир. газ	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
61	Котельная ООО «Энергетик»	прир. газ	0,006	0,006	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2017 г.					
62	Котельная Детского Талицкого туберкулезного санатория	прир. газ	0,01	Котельная будет выведена из эксплуатации в 2015 г., тепловая нагрузка будет переведена на котельную «Индикон»						
63	Котельная ООО «Производ- ственный комплекс»	прир. газ	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
64	Котельная Кировского госуда- рственного автодорожного техни- кума	прир. газ	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
65	Прочие малые котельные	прир. газ	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
	Итого		5.31	5.38	5.44	5.50	5.57	5.89	6.15	6.40
	Итого по всем источникам		122.71	122.80	122.82	122.97	123.17	123.49	123.86	124.27

Часть 6. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления

6.1. Результаты расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления

Расчет максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления выполнен с учетом следующих особенностей:

- приросты отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировских ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 преимущественно обеспечиваются отпуском тепловой энергии из регулируемых теплофикационных отборов турбоагрегатов за вычетом прироста количества тепловой энергии, получаемой водой при её нагреве в сетевых и перекачивающих насосах;
- приросты отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-1, а также приросты отпуска тепловой энергии с паром от Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 преимущественно обеспечиваются отпуском тепловой энергии из регулируемых производственных отборов и противодавления турбоагрегатов (для случая отпуска с горячей водой – за вычетом прироста количества тепловой энергии, получаемой водой при её нагреве в сетевых и перекачивающих насосах);
- в отличие от расчетов перспективных режимов работы, результаты которых отражены в предшествующем разделе, в данном случае не принимаются во внимание ограничения по допустимым тепловым нагрузкам турбоагрегатов, поскольку задача состоит в определении максимального (располагаемого) прироста выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

Результаты расчета максимальной выработки электроэнергии на базе прироста теплового потребления для Кировских ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 приведены в табл. 6.1, 6.2 и 6.3 соответственно; обобщение данных по трем ТЭЦ выполнено в табл. 6.4.

Таблица 6.1

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 1: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам							
	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2029	2034
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	25,924	25,849	25,839	26,457	26,937	26,927	26,886	26,792
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	27,092	27,092	27,092	27,092	27,092	27,092	27,092	27,092
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	53,016	52,941	52,931	53,549	54,029	54,019	53,978	53,883
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	0,298	0,297	0,273	0,480	0,714	0,772	0,756	0,754
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	38,742	40,235	40,232	40,670	40,997	40,982	40,952	40,881
6 То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	73,1	76,0	76,0	75,9	75,9	75,9	75,9	75,9
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	38,729	38,674	38,670	39,226	39,601	39,594	39,564	39,494
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	0,217	0,217	0,200	0,352	0,523	0,566	0,554	0,553
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	26,560	26,560	26,569	26,833	26,893	26,893	26,893	26,893
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	68,6	68,7	68,7	68,4	67,9	67,9	68,0	68,1

Таблица 6.2

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 4: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам							
	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2029	2034
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых теплофикационных отборов на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	1162,298	1206,104	1208,943	1222,315	1238,394	1250,179	1290,595	1338,663
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых производственных отборов на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	39,609	43,503	43,998	44,383	44,995	45,352	45,352	45,352
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1201,907	1249,608	1252,941	1266,698	1283,389	1295,531	1335,947	1384,015
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	130,176	140,805	139,653	147,307	151,623	159,911	182,781	211,044
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	823,839	850,069	848,601	905,315	906,972	913,865	924,838	928,626
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	0,709	0,705	0,702	0,741	0,732	0,731	0,717	0,694
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	973,999	1010,464	1012,597	1037,401	1050,793	1060,792	1086,751	1126,949
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	109,087	117,965	116,972	125,022	128,654	135,687	153,912	177,667
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	712,180	710,778	768,357	769,576	775,426	778,764	781,761	787,702
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	73,1	70,3	75,9	74,2	73,8	73,4	71,9	69,9

Таблица 6.3

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 5: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам							
	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2029	2034
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых теплофикационных отборов на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	1095,388	1106,245	1117,587	1124,844	1127,842	1152,754	1187,409	1227,195
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых производственных отборов на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1095,388	1106,245	1117,587	1124,844	1127,842	1152,754	1187,409	1227,195
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	8,314	20,954	31,225	41,844	48,480	73,221	105,932	143,807
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1018,460	1028,383	1038,790	1045,393	1048,091	1069,771	1103,069	1137,717
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	93,0	93,0	92,9	92,9	92,9	92,8	92,9	92,7
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	964,026	974,328	984,927	991,970	995,024	1018,227	1051,008	1088,816
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	7,193	11,885	21,533	31,558	37,839	60,891	91,947	128,060
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	885,409	893,965	902,938	908,630	910,975	929,433	958,242	988,151
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	91,8	91,8	91,7	91,6	91,6	91,3	91,2	90,8

Таблица 6.4

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 суммарно: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам							
	2015	2016	2017	2018	2019	2024	2029	2034
1. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	2283,610	2338,199	2352,369	2373,617	2393,173	2429,860	2504,890	2592,649
2. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	138,787	162,057	171,151	189,631	200,817	233,904	289,469	355,606
3. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1881,041	1918,687	1927,623	1991,377	1996,059	2024,618	2068,859	2107,224
4. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	82,4	82,1	81,9	83,9	83,4	83,3	82,6	81,3
5. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1976,753	2023,466	2036,194	2068,597	2085,418	2118,613	2177,323	2255,259
6. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2014 года, млн. кВт·ч	116,498	130,067	138,705	156,931	167,017	197,143	246,413	306,280
7. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1624,149	1631,303	1697,864	1705,040	1713,294	1735,090	1766,896	1802,746
8. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	82,2	80,6	83,4	82,4	82,2	81,9	81,1	79,9

6.2. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии по Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по Кировской ТЭЦ-1 представлены на рис. 6.1–6.4 и в табл. 6.1.

Необходимо отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой; причем отсутствие изменений в прогнозируемом отпуске тепла с паром обуславливает отсутствие изменений соответствующей доли теплофикационной выработки;

- к 2034 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ-1 обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 0,75 млн. кВт.ч;

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 24,4 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, а также наличием отпуска тепла с паром непосредственно от энергетических котлов через РОУ.

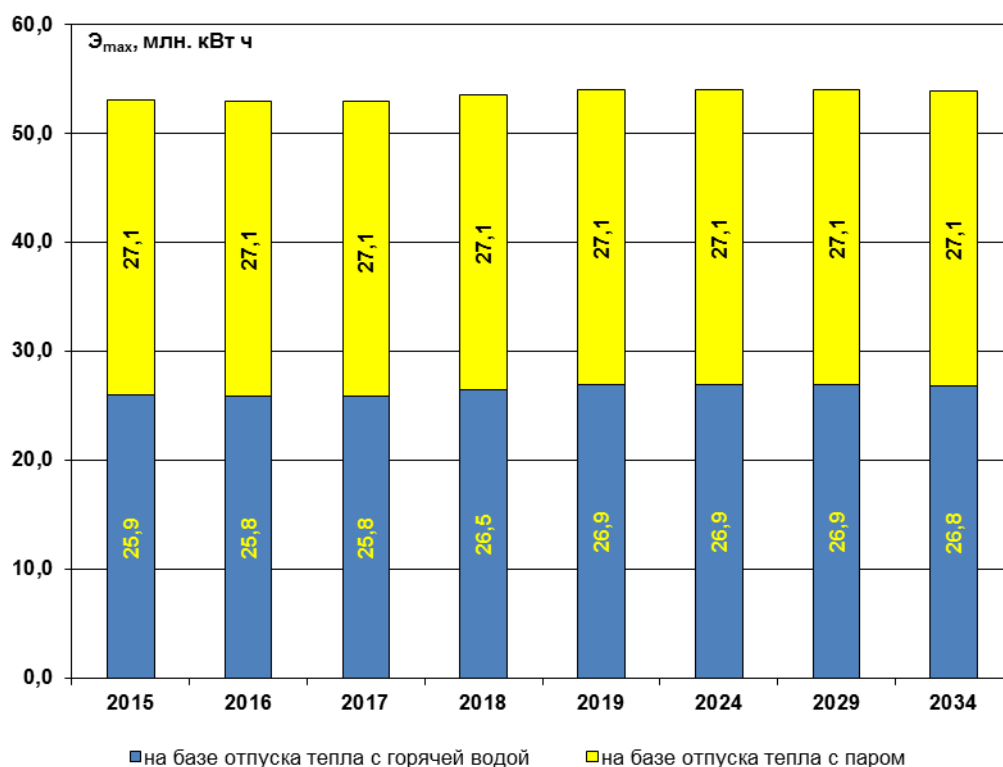


Рис. 6.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2015 - 2034 гг. по Кировской ТЭЦ-1

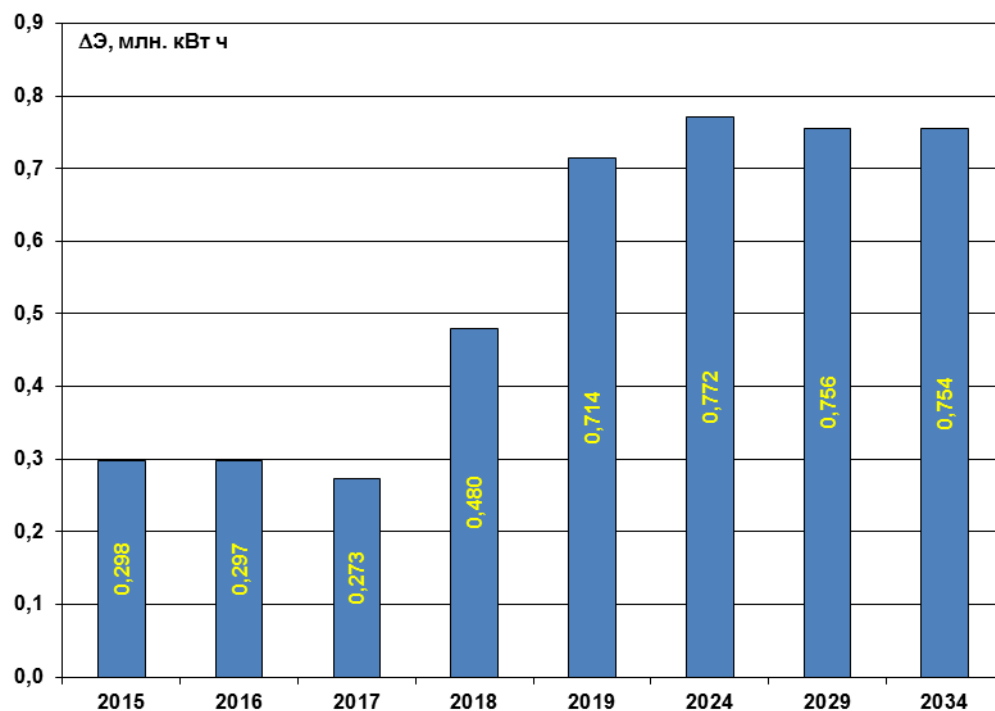


Рис. 6.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-1 на 2015 - 2034 гг. (относительно базового 2014 года)

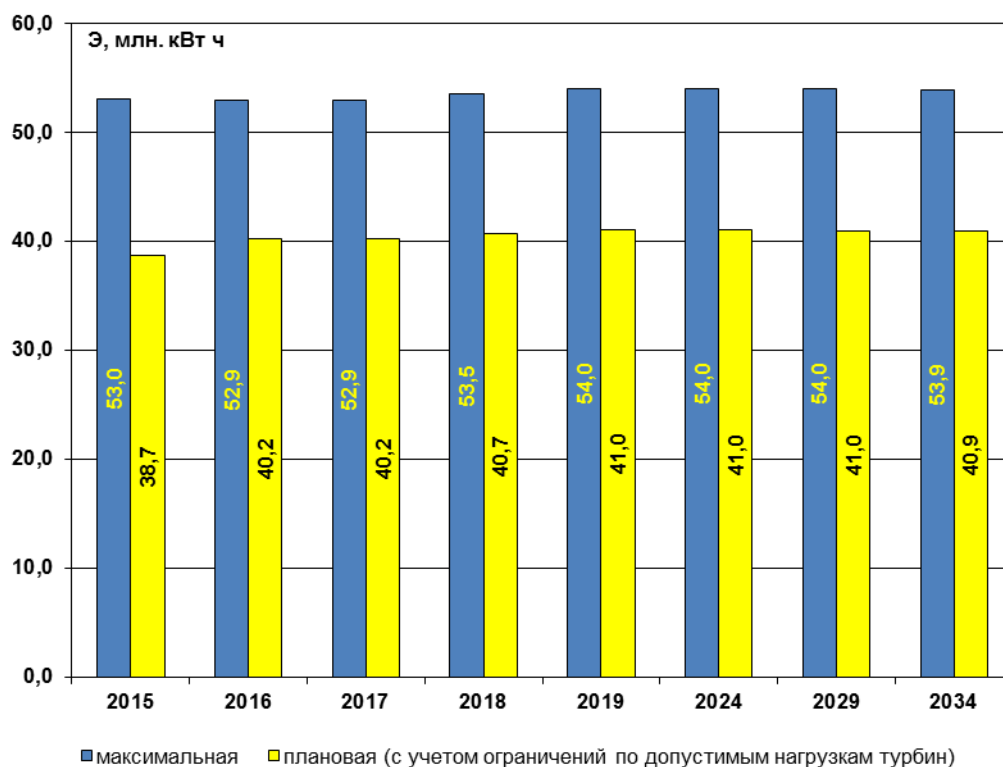


Рис. 6.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-1 на 2015 - 2034 гг.

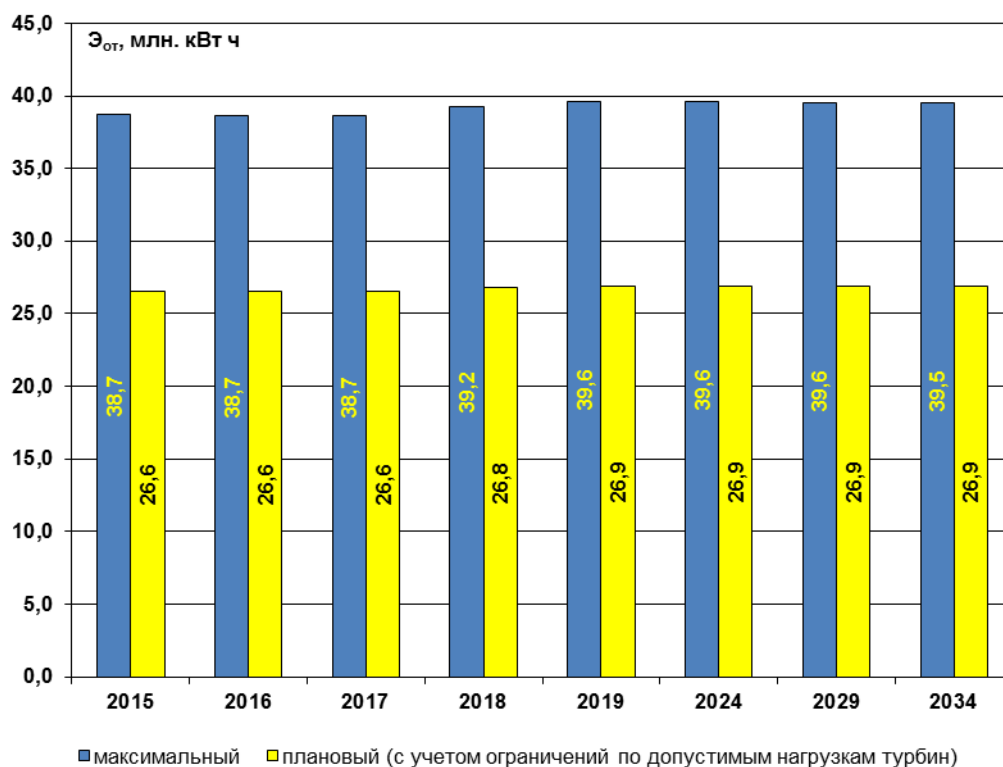


Рис. 6.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-1 на 2015 - 2034 гг.

6.3. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-4

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по Кировской ТЭЦ-4 представлены на рис. 6.5–6.8 и в табл. 6.2.

Необходимо отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой; отсутствие изменений доли теплофикационной выработки, связанной с отпуском тепла с паром, обусловлено неизменностью планового отпуска тепла с паром от ТЭЦ;

- к 2034 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ-4 обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 211,0 млн. кВт.ч;

- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 23 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, в том числе, работой ПВК.

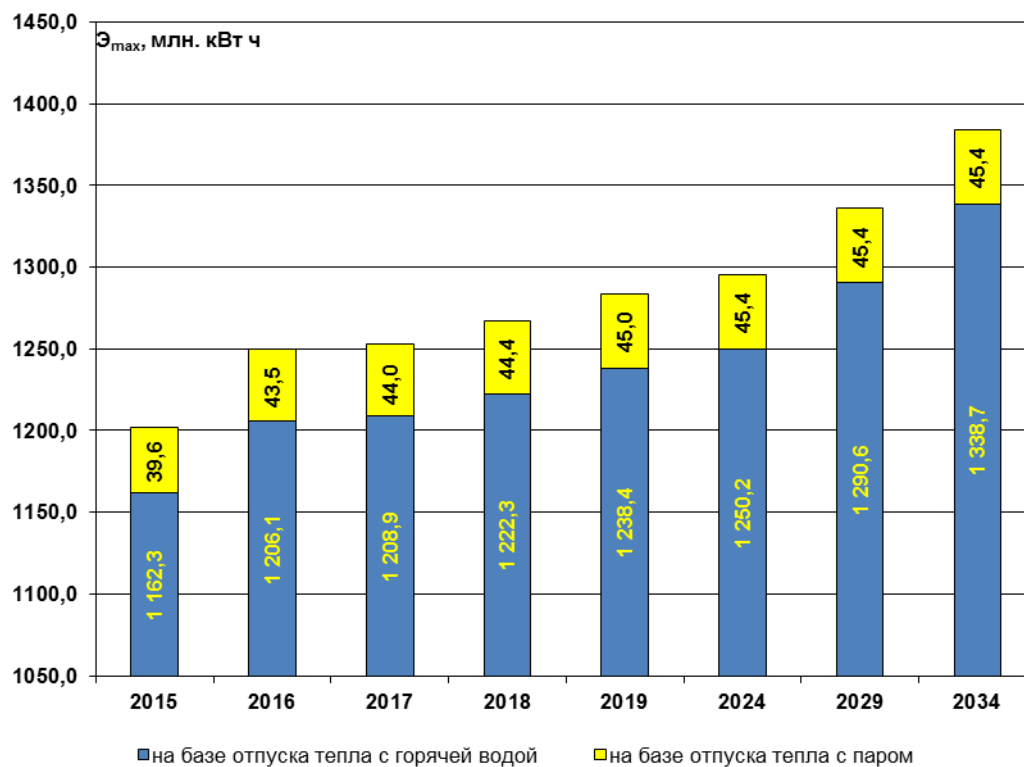


Рис. 6.5. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2015 - 2034 гг. по Кировской ТЭЦ-4

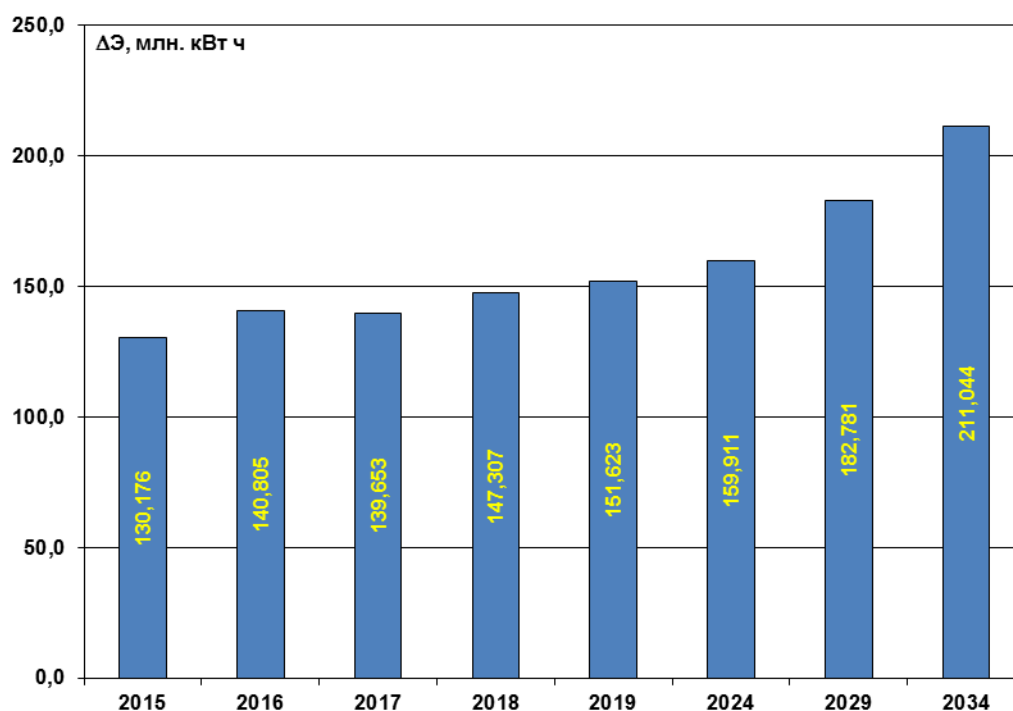


Рис. 6.6. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-4 на 2015 - 2034 гг. (относительно базового 2014 года)

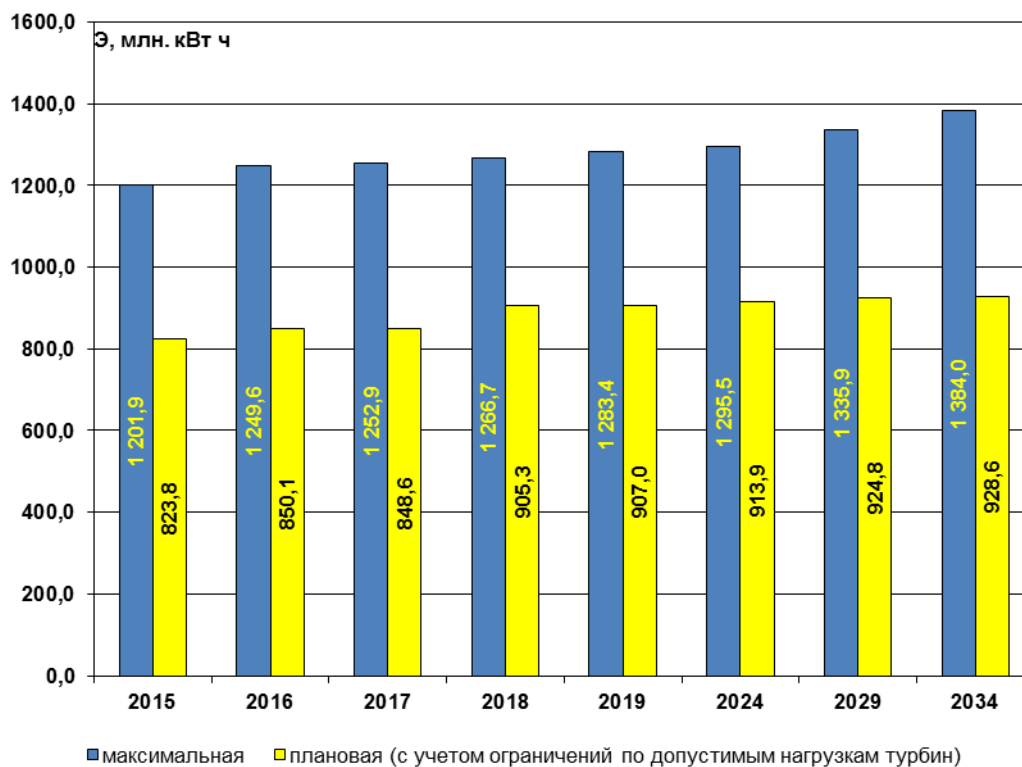


Рис. 6.7. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-4 на 2015 - 2034 гг.

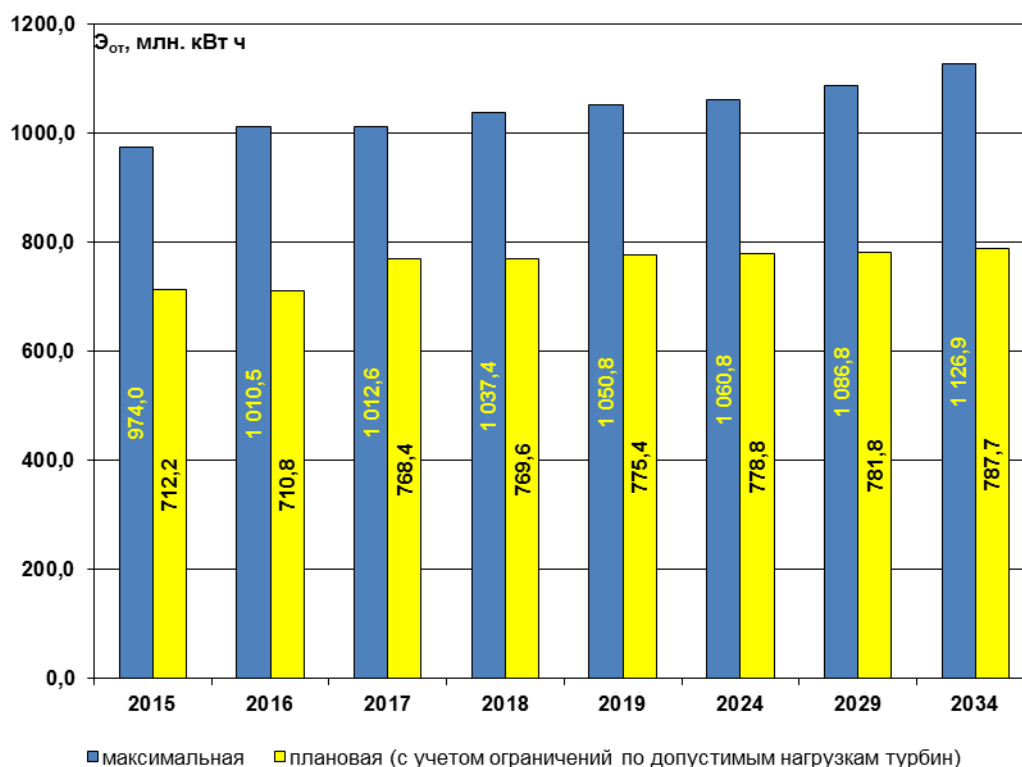


Рис. 6.8. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-4 на 2015 - 2034 гг.

6.4. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по Кировской ТЭЦ-5 представлены на рис. 6.9–6.12 и в табл. 6.3.

Необходимо отметить следующее:

- динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с горячей водой (отпуска тепла с паром отсутствует);
- к 2034 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ-5 обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 143,8 млн. кВт.ч;
- плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 7,3 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено отсутствием отпуска тепла от ТЭЦ с паром и некоторыми ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов – главным образом, работой ПВК в зимний период.

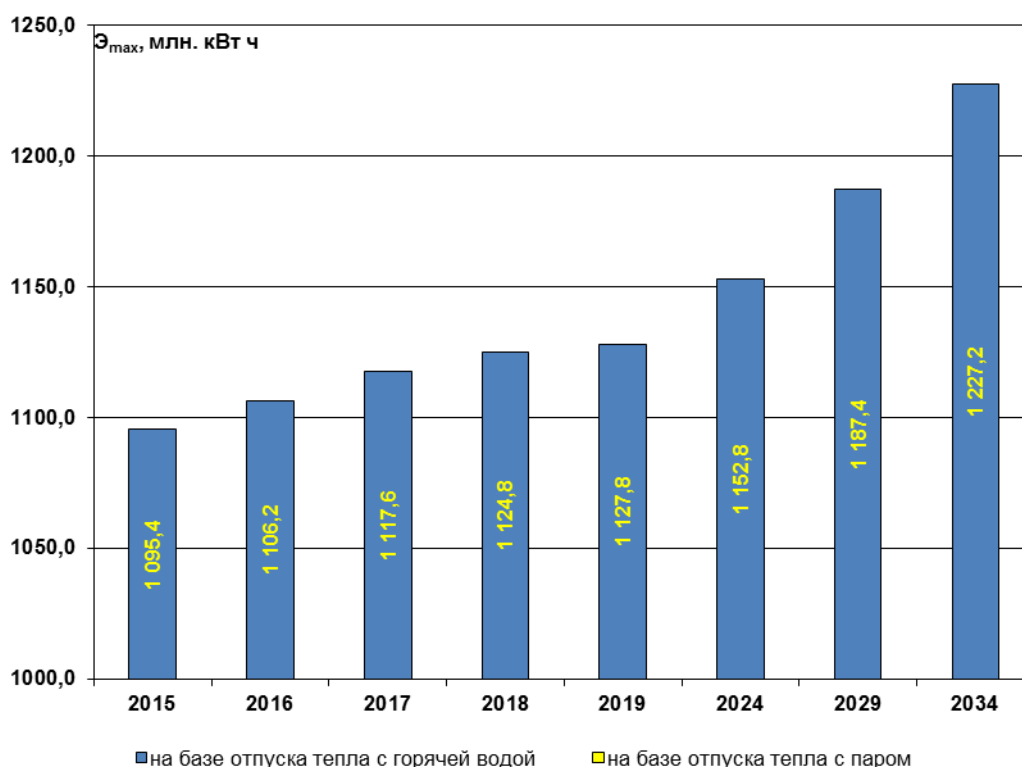


Рис. 6.9. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2015 - 2034 гг. по Кировской ТЭЦ-5

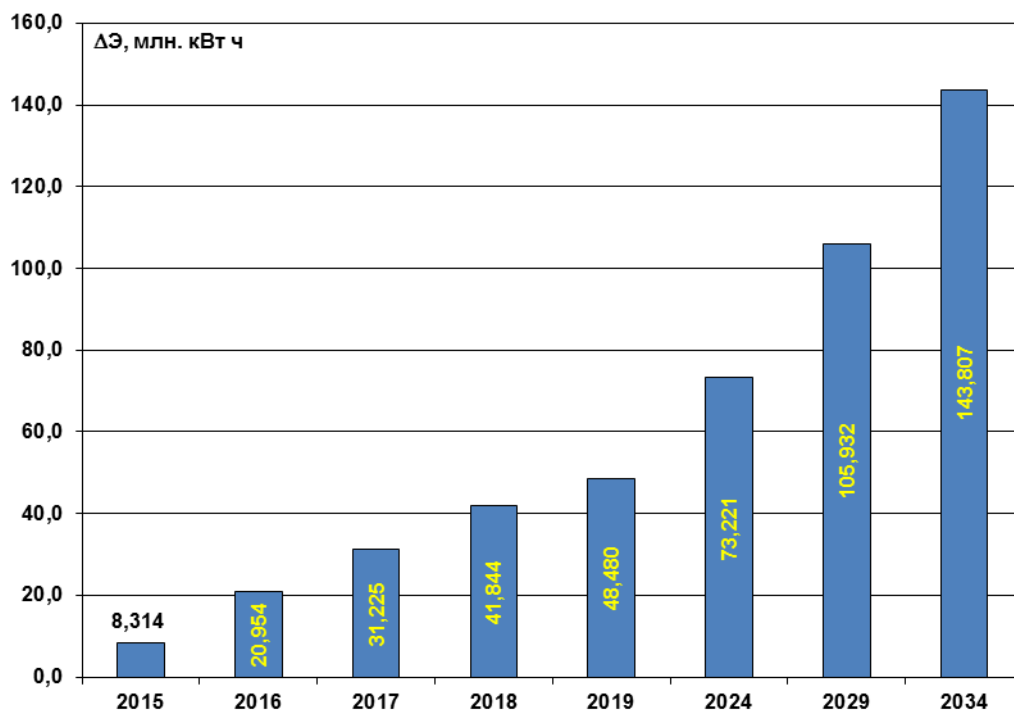


Рис. 6.10. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 гг. (относительно базового 2014 года)

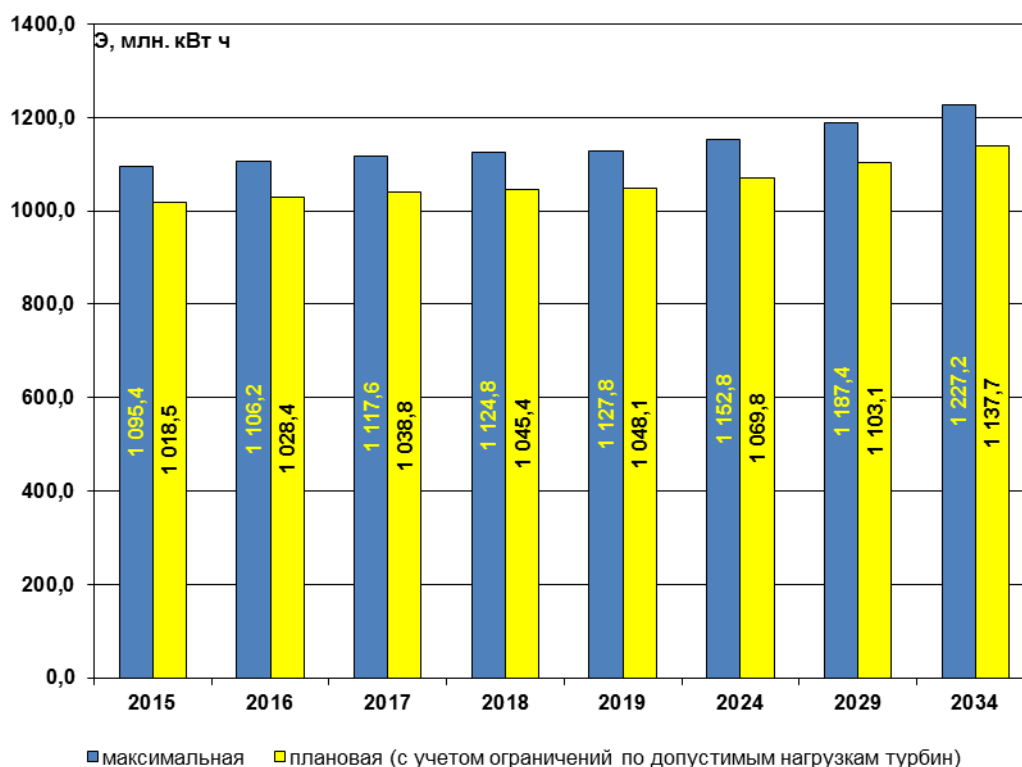


Рис. 6.11. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 гг.

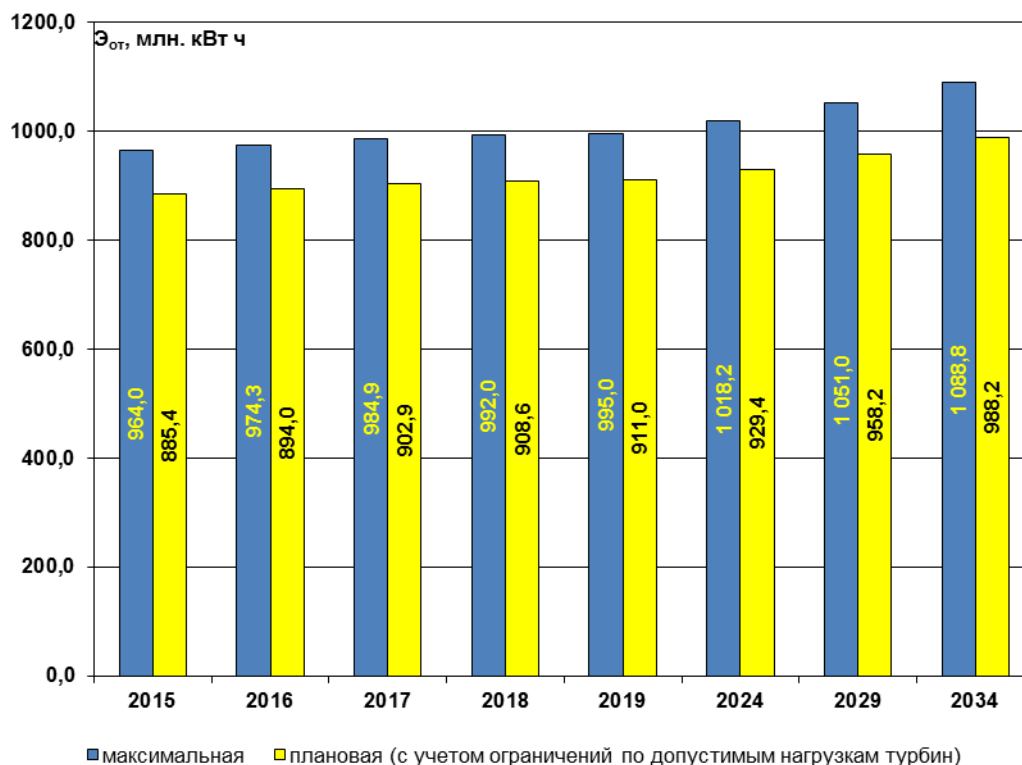


Рис. 6.12. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 гг.

6.5. Анализ результатов расчета максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления Кировскими ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5

Результаты расчета максимальной выработки и отпуска электроэнергии с учетом увеличения тепловой нагрузки по трем ТЭЦ представлены на рис. 6.13–6.15 и в табл. 6.4.

Динамика изменения максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой. К 2034 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 355,6 млн. кВт.ч;

Суммарные значения плановой выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 15,4 % меньше, чем суммарные максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, наличием на ТЭЦ-1 отпуска тепла с паром непосредственно от энергетических котлов через РОУ, а также работой ПВК, преимущественно в зимние месяцы.

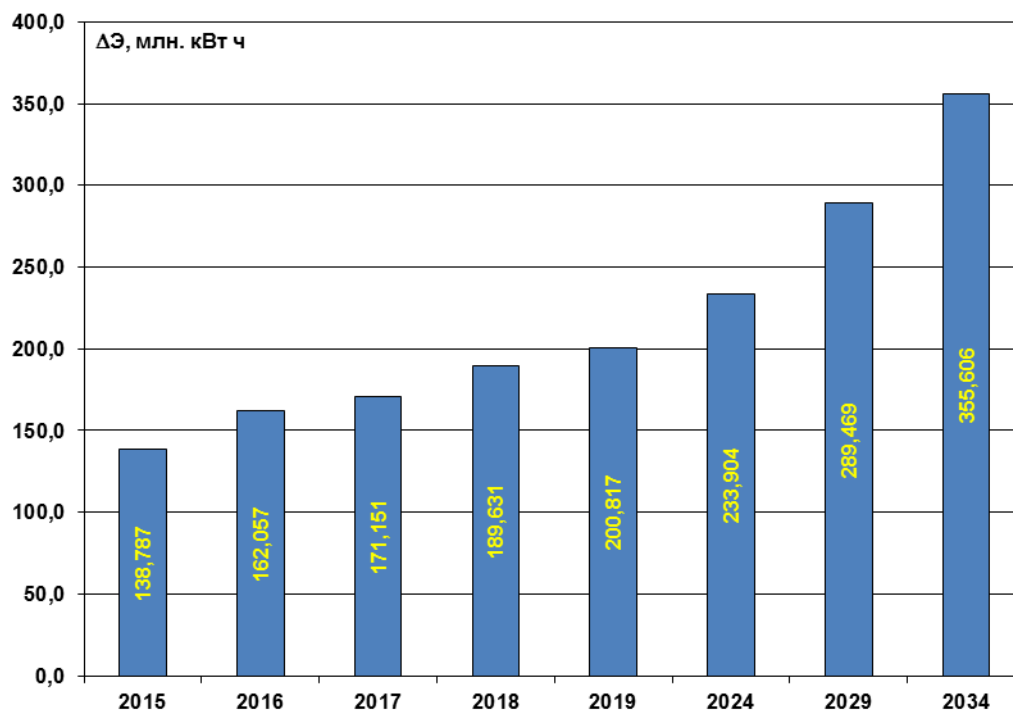


Рис. 6.13. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 гг. (относительно базового 2014 года)

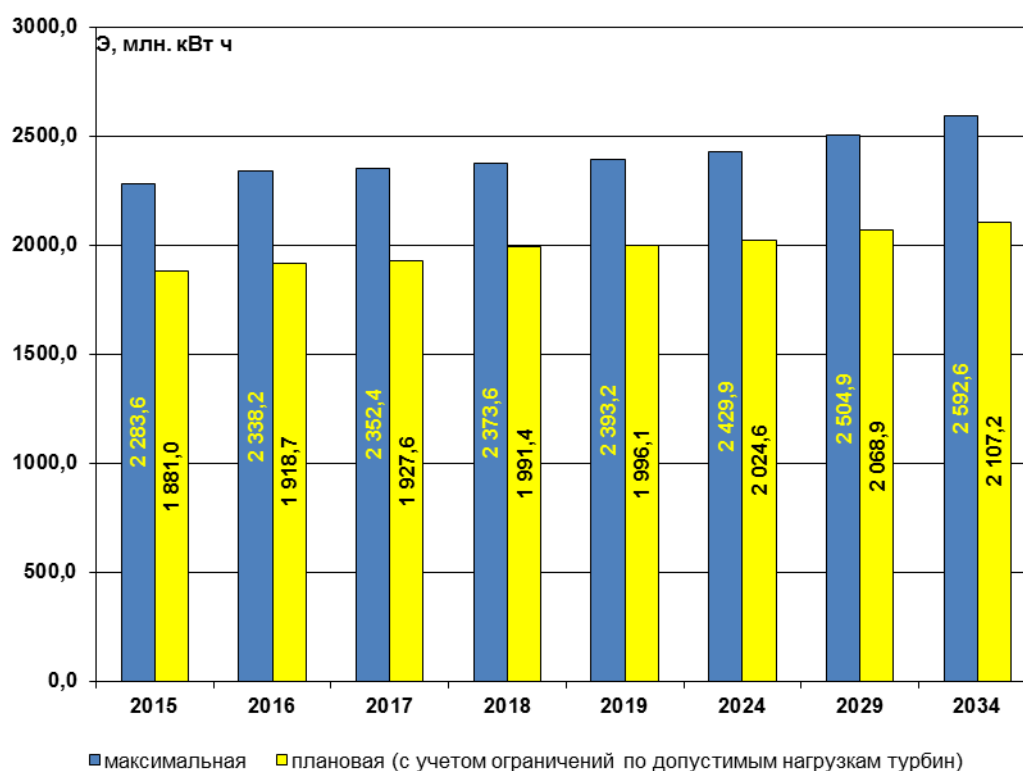


Рис. 6.14. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 гг.

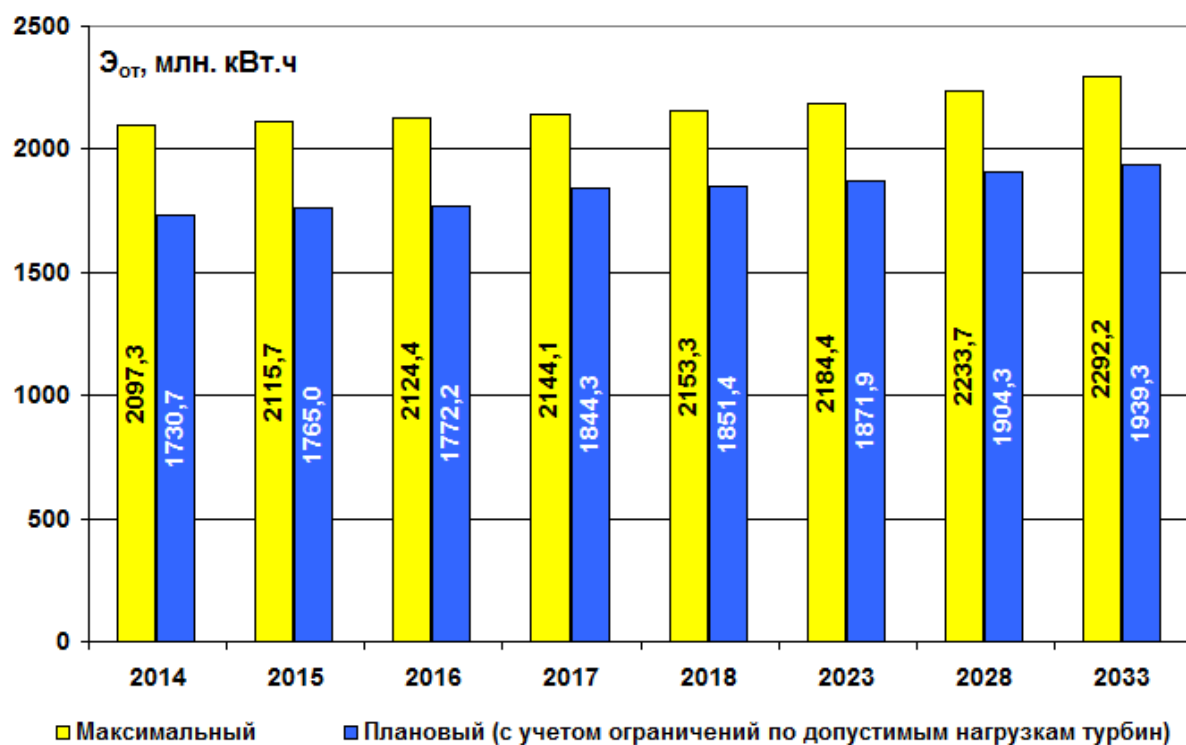


Рис. 6.15. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2015 - 2034 гг.

6.6. Перспективные режимы загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2015 – 2034 годы приведены в табл. 6.5 (Кировская ТЭЦ-1), табл. 6.6 (Кировская ТЭЦ-4), табл. 6.7 (Кировская ТЭЦ-5). В этих же таблицах приведены данные, характеризующие загрузку отдельных агрегатов, участвующих в отпуске тепловой энергии внешним потребителям.

Таблица 6.5

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-1										
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	Р-5,3-32/3	4608	4608	4608	4608	4608	4608	4608	4608	4608
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	7295	7295	7295	7295	7295	7295	7295	7295	7295
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	3,85	3,87	3,87	3,87	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	3,85	3,87	3,87	3,87	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	3,85	3,87	3,87	3,87	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	22,3	22,6	22,6	22,6	23,0	23,1	23,1	23,1	23,1
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПР-5-3,4/1,7/1,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	Местного изготовления ст. № 5	4 775	4 775	4 775	4 775	4 775	4 775	4 775	4 775	4 775
	Местного изготовления ст. № 6	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886	1 886
	НЗЛ 60/36 ст. № 7	2 501	2 501	2 501	2 501	2 501	2 501	2 501	2 501	2 501
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 8	2 458	2 458	2 458	2 458	2 458	2 458	2 458	2 458	2 458
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 9	2 634	2 634	2 634	2 634	2 634	2 634	2 634	2 634	2 634

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	Местного изготовления ст. № 5	24,8	24,8	24,8	24,8	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
	Местного изготовления ст. № 6	24,3	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4	24,4
	НЗЛ 60/36 ст. № 7	36,8	36,8	36,8	36,8	36,9	37,0	37,0	37,0	37,0
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 8	49,1	49,2	49,2	49,2	49,3	49,3	49,3	49,3	49,3
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 9	40,1	40,1	40,1	40,1	40,2	40,3	40,3	40,3	40,3

Таблица 6.6

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-4										
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ПТ-60-130 ст. № 1	5 389	5 389	5 389	5 389	5 389	5 389	5 389	5 389	5 389
	Тп-65-130 ст. №2	4 535	4 535	4 535	4 535	4 535	4 535	4 535	4 535	4 535
	Т-50-130 ст. № 3	7 292	7 292	7 292	7 292	7 292	7 292	7 292	7 292	7 292
	Т-50-130 ст. № 4	7 209	7 209	7 209	7 209	7 209	7 209	7 209	7 209	7 209
	Т-50-130 ст. № 5	7 079	7 079	7 079	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Т-120-130 ст. № 6	341	341	341	5 088	5 088	5 088	5 088	5 088	5 088
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1	46,3	46,7	46,7	46,9
	Тп-65-130 ст. №2	45,5	45,6	45,6	45,6	45,6	45,8	46,1	46,1	46,3
	Т-50-130 ст. № 3	38,8	38,8	38,8	38,8	38,8	39,0	39,3	39,3	39,4
	Т-50-130 ст. № 4	41,3	41,3	41,4	41,4	41,4	41,5	41,9	41,9	42,0
	Т-50-130 ст. № 5	37,1	37,1	37,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Т-120-130 ст. № 6	76,2	76,2	76,2	89,1	89,4	89,5	89,6	89,7	89,7
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	30,4	30,7	30,9	31,1	31,3	31,9	32,6	33,3	33,3
	Тп-65-130 ст. №2	47,4	47,9	48,2	48,5	48,7	49,7	50,8	51,9	51,9
	Т-50-130 ст. № 3	32,4	32,8	33,0	33,1	33,3	34,0	34,7	35,5	35,5
	Т-50-130 ст. № 4	35,8	36,2	36,4	36,6	36,8	37,6	38,4	39,2	39,2
	Т-50-130 ст. № 5	33,4	33,8	34,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Т-120-130 ст. № 6	48,2	48,7	49,1	67,7	67,6	68,0	68,2	68,4	68,4
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	69,6	68,8	68,4	68,0	67,7	66,4	64,9	63,5	63,5
	Тп-65-130 ст. №2	69,6	68,8	68,4	68,0	67,7	66,4	64,9	63,5	63,5
	Т-50-130 ст. № 3	49,1	48,5	48,2	48,0	47,8	46,8	45,8	44,8	44,8
	Т-50-130 ст. № 4	47,9	47,4	47,1	46,8	46,6	45,7	44,7	43,7	43,7
	Т-50-130 ст. № 5	46,9	46,4	46,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Т-120-130 ст. № 6	120	118,6	117,9	105,2	104,5	104,2	104,0	103,8	103,5

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2	16,2
	Тп-65-130 ст. №2	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	Т-50-130 ст. № 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Т-50-130 ст. № 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Т-50-130 ст. № 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Т-120-130 ст. № 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	52,1	52,7	53,1	53,3	53,6	54,7	55,9	57,1	57,1
	Тп-65-130 ст. №2	68,2	69,0	69,4	69,8	70,1	71,5	73,1	74,7	74,7
	Т-50-130 ст. № 3	57,7	58,4	58,8	59,1	59,3	60,5	61,9	63,2	63,2
	Т-50-130 ст. № 4	60,8	61,5	61,9	62,2	62,6	63,8	65,2	66,7	66,7
	Т-50-130 ст. № 5	53,9	54,6	54,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Т-120-130 ст. № 6	106,2	107,4	108,1	149,1	149,0	149,8	150,2	150,8	150,8
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Тп-65-130 ст. №2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-50-130 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-50-130 ст. № 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-50-130 ст. № 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-120-130 ст. № 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	БКЗ-210-140Ф ст.№ 1	3 717	3 717	3 717	3 717	3 717	3 717	3 717	3 717	3 717
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 2	4 995	4 995	4 995	4 995	4 995	4 995	4 995	4 995	4 995
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 3	6 900	6 900	6 900	6 900	6 900	6 900	6 900	6 900	6 900
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 4	5 511	5 511	5 511	5 511	5 511	5 511	5 511	5 511	5 511
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 5	3 344	3 344	3 344	3 344	3 344	3 344	3 344	3 344	3 344
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 6	3 153	3 153	3 153	3 153	3 153	3 153	3 153	3 153	3 153
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 7	3 496	3 496	3 496	3 496	3 496	3 496	3 496	3 496	3 496
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 8	4 471	4 471	4 471	4 471	4 471	4 471	4 471	4 471	4 471
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 9	5 658	5 658	5 658	5 658	5 658	5 658	5 658	5 658	5 658
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 10	4 195	4 195	4 195	4 195	4 195	4 195	4 195	4 195	4 195

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	БКЗ-210-140Ф ст.№ 1	100,8	101,1	101,3	101,5	101,7	102,0	102,8	103,8	104,8
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 2	94,4	94,7	94,9	95,1	95,3	95,5	96,3	97,2	98,2
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 3	97,8	98,1	98,2	98,5	98,7	98,9	99,8	100,7	101,6
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 4	103,5	103,8	104,0	104,3	104,5	104,7	105,6	106,6	107,6
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 5	104,8	105,1	105,3	105,6	105,8	106,0	106,9	107,9	108,9
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 6	103,8	104,1	104,3	104,6	104,8	105,0	105,9	106,9	107,9
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 7	96,4	96,7	96,8	97,1	97,3	97,5	98,3	99,3	100,2
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 8	94,3	94,5	94,7	95,0	95,2	95,4	96,2	97,1	98,0
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 9	103,2	103,5	103,7	104,0	104,2	104,4	105,3	106,3	107,3
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 10	95,7	95,9	96,1	96,4	96,6	96,8	97,6	98,5	99,4
10. Число часов работы ПВК, ч	ПТВМ-180 ст. № 1	1773	1773	1773	1773	1773	1773	1773	1773	1773
	ПТВМ-180 ст. № 2	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0	557,0
	ПТВМ-180 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПТВМ-180 ст. № 4	476,0	476,0	476,0	476,0	476,0	476,0	476,0	476,0	476,0
11. Среднечасовая тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	ПТВМ-180 ст. № 1	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
	ПТВМ-180 ст. № 2	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8	156,8
	ПТВМ-180 ст. № 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ПТВМ-180 ст. № 4	136,6	136,6	136,6	136,6	136,6	136,6	136,6	136,6	136,6

Таблица 6.7

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-5										
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ПТ-80-130 ст. № 1	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397
	T-185-130 ст. № 2	6 498	6 498	6 498	6 498	6 498	6 498	6 498	6 498	6 498
	T-185-130 ст. № 3	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	68,0	68,2	68,3	68,4	68,5	68,5	68,7	69,2	69,6
	T-185-130 ст. № 2	145,4	145,7	145,9	146,1	146,3	146,4	146,9	147,8	148,7
	T-185-130 ст. № 3	141,1	141,4	141,6	141,9	142,0	142,1	142,6	143,5	144,3
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	45,7	46,0	46,5	46,9	47,3	47,5	48,8	50,1	51,5
	T-185-130 ст. № 2	86,4	86,9	88,0	88,6	89,5	89,8	92,3	94,8	97,4
	T-185-130 ст. № 3	93,3	93,8	95,0	95,7	96,7	97,0	99,7	102,3	105,1
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	82,8	81,5	80,5	79,9	79,1	78,8	76,7	74,7	72,7
	T-185-130 ст. № 2	186,2	183,3	181,1	179,7	177,9	177,3	172,6	168,1	163,6
	T-185-130 ст. № 3	183,6	180,8	178,5	177,2	175,4	174,8	170,2	165,7	161,3
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
	T-185-130 ст. № 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T-185-130 ст. № 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	67,6	68,6	69,5	70,0	70,7	70,9	72,9	74,8	76,9
	T-185-130 ст. № 2	150,4	152,8	154,7	155,8	157,4	157,9	162,3	166,6	171,2
	T-185-130 ст. № 3	162,4	165,0	167,0	168,3	169,9	170,5	175,2	179,9	184,9
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	T-185-130 ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	T-185-130 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2024	2025-2029	2030-2034
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	ТПЕ-430 ст. № 1	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397	4 397
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 1)	6 142	6 142	6 142	6 142	6 142	6 142	6 142	6 142	6 142
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 2)	6 188	6 188	6 188	6 188	6 188	6 188	6 188	6 188	6 188
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 1)	5 748	5 748	5 748	5 748	5 748	5 748	5 748	5 748	5 748
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 2)	5 948	5 948	5 948	5 948	5 948	5 948	5 948	5 948	5 948
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	ТПЕ-430 ст. № 1	217,1	218,5	219,6	220,3	221,2	221,5	224,1	226,6	229,3
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 1)	196,3	197,5	198,5	199,1	200,0	200,3	202,6	204,9	207,3
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 2)	191,9	193,2	194,1	194,7	195,6	195,9	198,1	200,4	202,8
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 1)	196,4	197,7	198,7	199,3	200,2	200,5	202,8	205,1	207,5
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 2)	192,9	194,1	195,1	195,7	196,6	196,9	199,1	201,4	203,8
10. Число часов работы ПВК, ч	ПТВМ-180 ст. № 1	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
	ПТВМ-180 ст. № 2	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
11. Среднечасовая тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	ПТВМ-180 ст. № 1	139,4	139,4	139,4	139,4	139,4	139,4	139,4	139,4	139,4
	ПТВМ-180 ст. № 2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2	134,2

6.7. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-1 на период 2015 – 2034 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.16–6.18. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегата Р-5,3-32/3 ст. № 3 соответствуют базовому режиму с некоторым увеличением тепловой и электрической нагрузки, обусловленным соответствующим увеличением отпуска тепла внешним потребителям с горячей водой;
- перспективные режимы работы турбоагрегата ПР-5-3,4/1,7/1,0 также характеризуются несущественным увеличением тепловой и электрической нагрузки, что обусловлено некоторым увеличением затрат тепла на собственные нужды ТЭЦ при увеличении её суммарной нагрузки;
- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным увеличением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике увеличения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-1. При этом к 2034 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов.

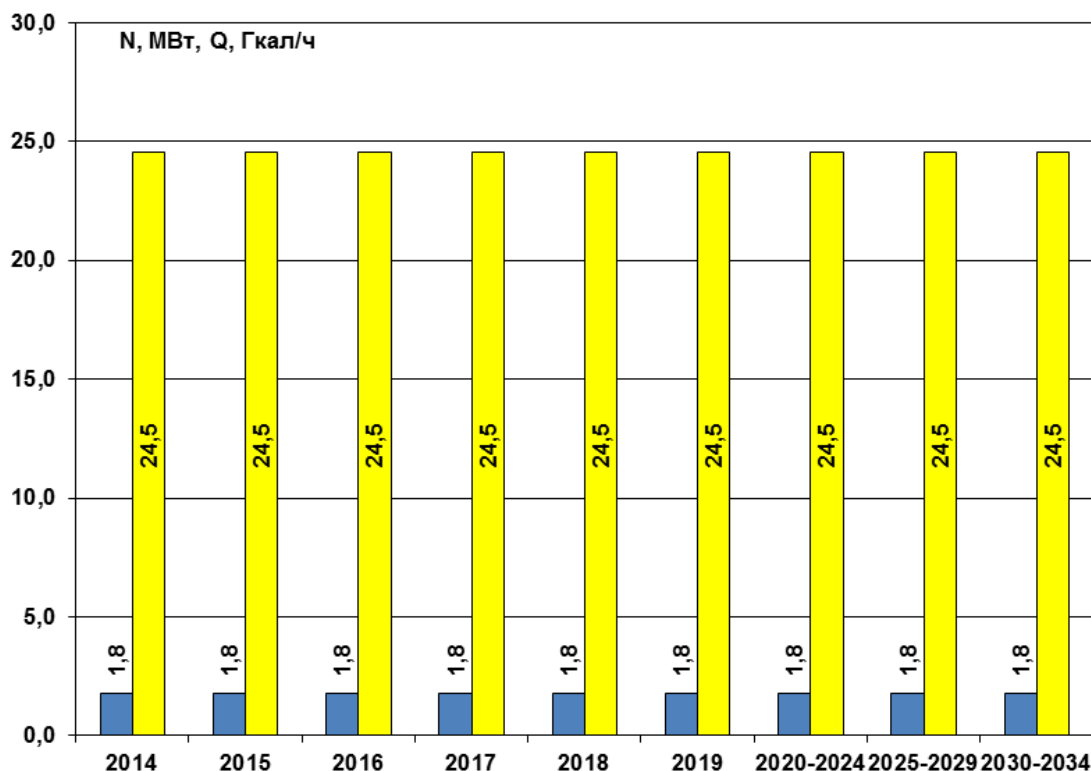


Рис. 6.16. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Р-5,3-32/3 ст. № 3 на 2015 - 2034 годы

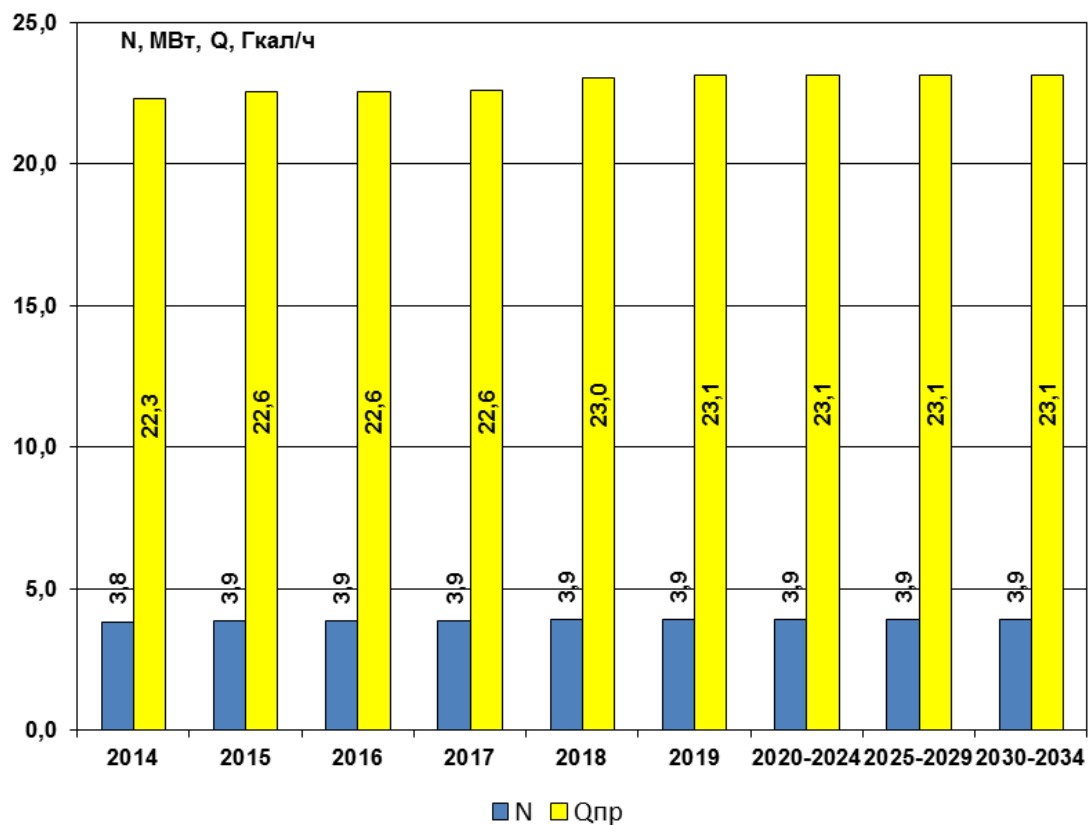


Рис. 6.17. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПР-5-3,4/1,7/1,0 на 2015 - 2034 годы

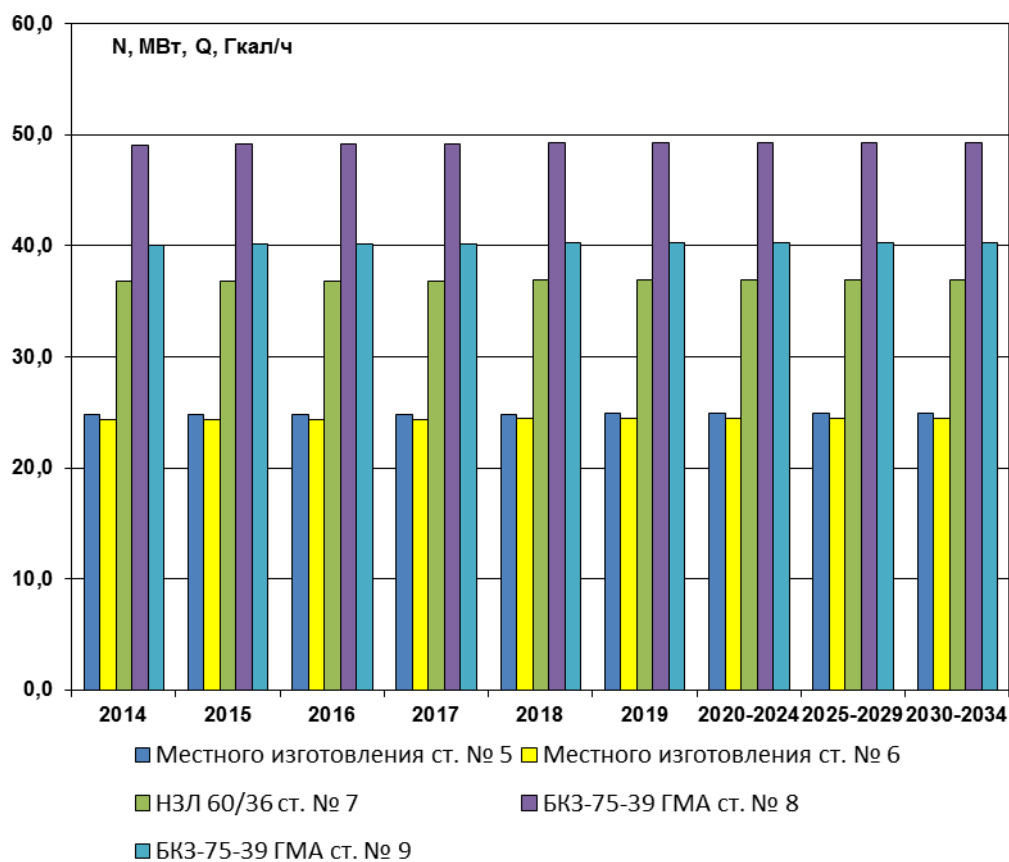


Рис. 6.18. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2015 - 2034 годы

6.8. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-4

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-4 на период 2015 – 2034 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.19–6.27.

Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегатов ПТ-60-130 ст. № 1 и Тп-65-130 ст. № 2 характеризуются небольшим увеличением нагрузок производственных и теплофикационных отборов. Увеличение тепловой нагрузки приводит к некоторому сужению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет увеличения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Резерв тепловой мощности регулируемых отборов, как производственного, так и теплофикационного имеется.

- перспективные режимы работы турбоагрегата Т-50-130 ст. № 4 характеризуются его эксплуатацией при нагрузках, близких к максимальным, к 2034 году. Резервы как тепловой мощности регулируемого отбора, так и электрической мощности практически отсутствуют;

- турбоагрегат Т-50-130 ст. № 5 выводится из эксплуатации в соответствии с рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей;

- перспективные режимы работы турбоагрегата Т-120-130 характеризуются постепенным увеличением тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора, что обусловлено общей динамикой увеличения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-4 и переводом нагрузки с выводимого из эксплуатации турбоагрегата Т-50-130 ст. № 5 начиная с 2017 года. Резерв тепловой мощности регулируемых отборов, как производственного, так и теплофикационного имеется;

- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным увеличением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике увеличения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-4. При этом к 2034 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов;

- перспективные режимы работы пиковых водогрейных котлов характеризуются следующим:

- с 2015 года учтен вывод из эксплуатации водогрейного котла ст. № 3 в соответствии с рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей г. Кирова;

- перспективный отпуск тепла от ПВК принят практически неизменным и в целом соответствует отпуску тепла ПВК в базовом периоде. Это обусловлено нецелесообразностью передачи все тепловой нагрузки на турбоагрегаты при низких температурах наружного воздуха с соответствующим увеличением давления пара в камерах регулируемых теплофикационных отборов и ухудшением показателей тепловой экономичности по выработке электроэнергии.

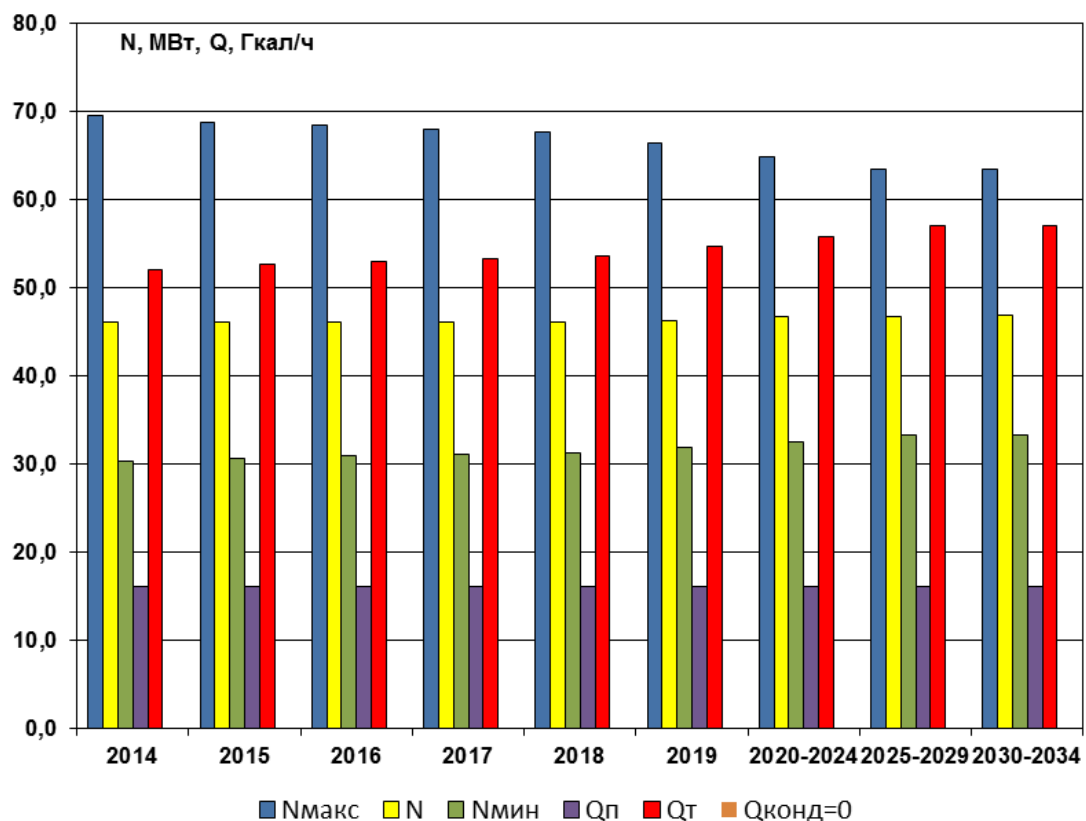


Рис. 6.19. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-60-130 ст. № 1 на 2015 - 2034 годы

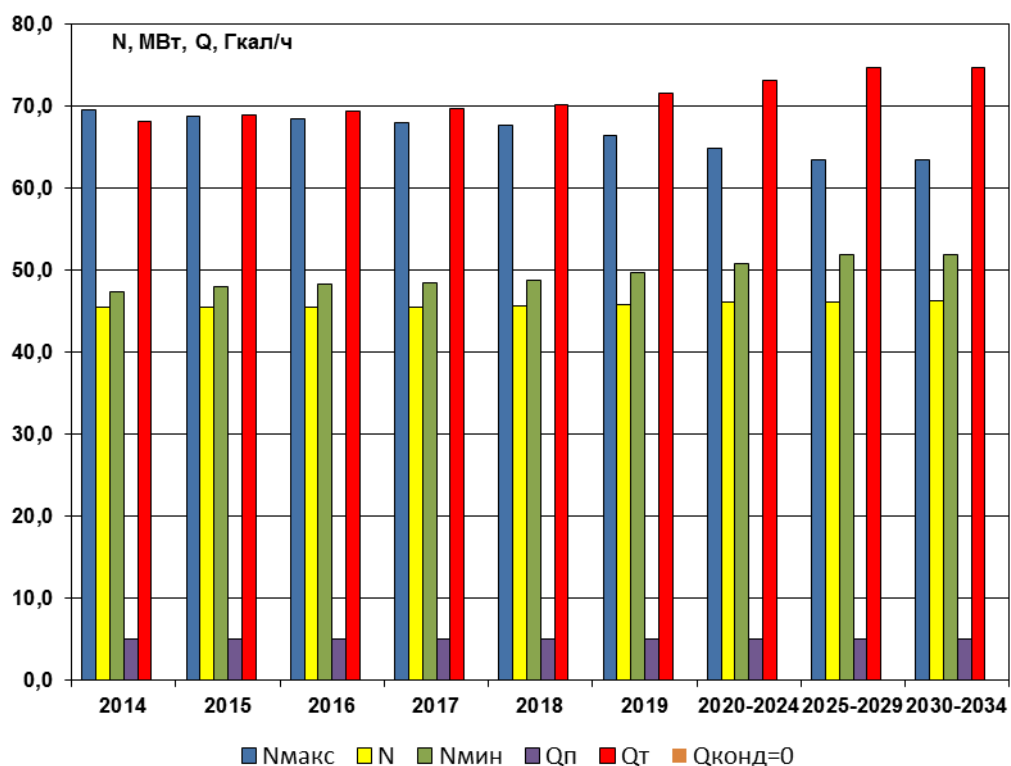


Рис. 6.20. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Тп-65-130 ст. № 2 на 2015 - 2034 годы

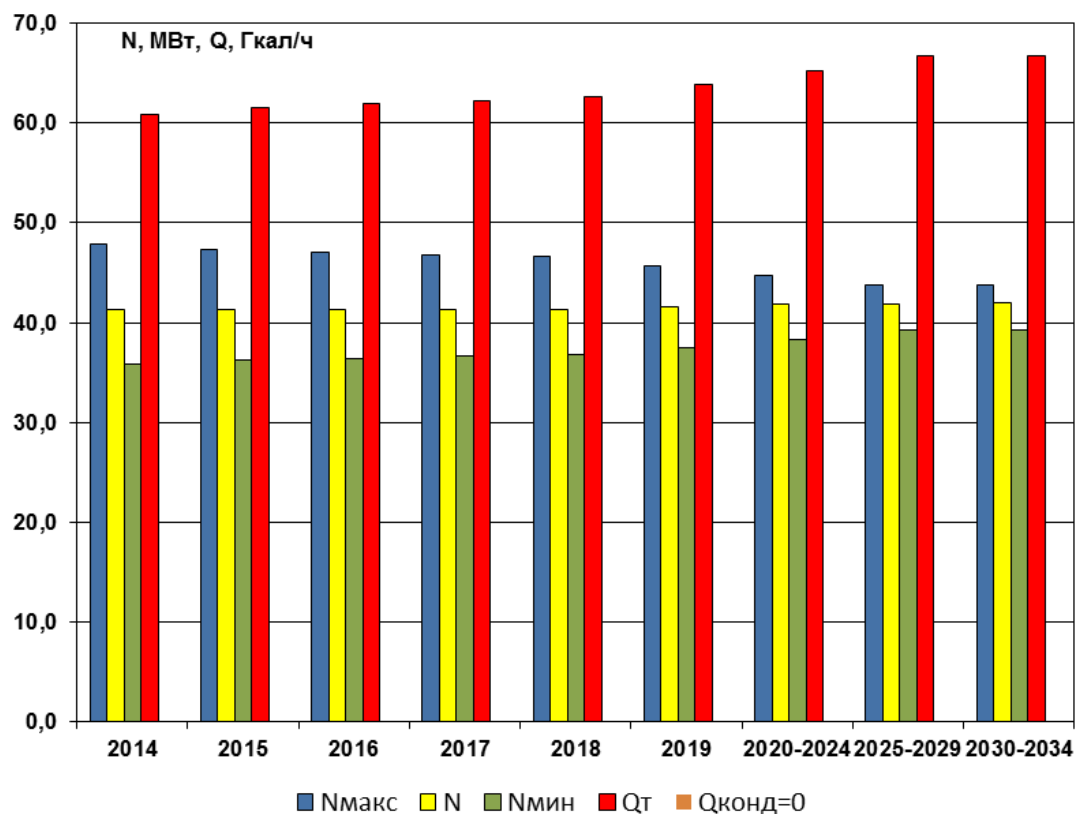


Рис. 6.21. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 на 2015 - 2034 годы

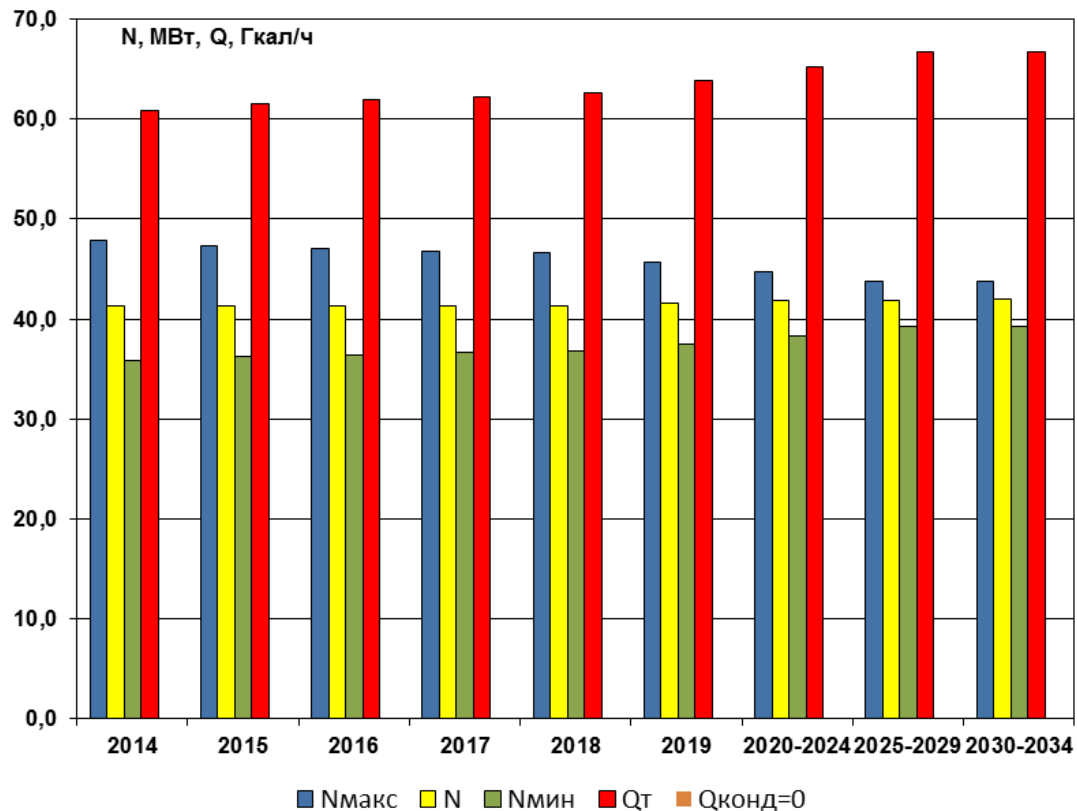


Рис. 6.22. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 4 на 2015 - 2034 годы

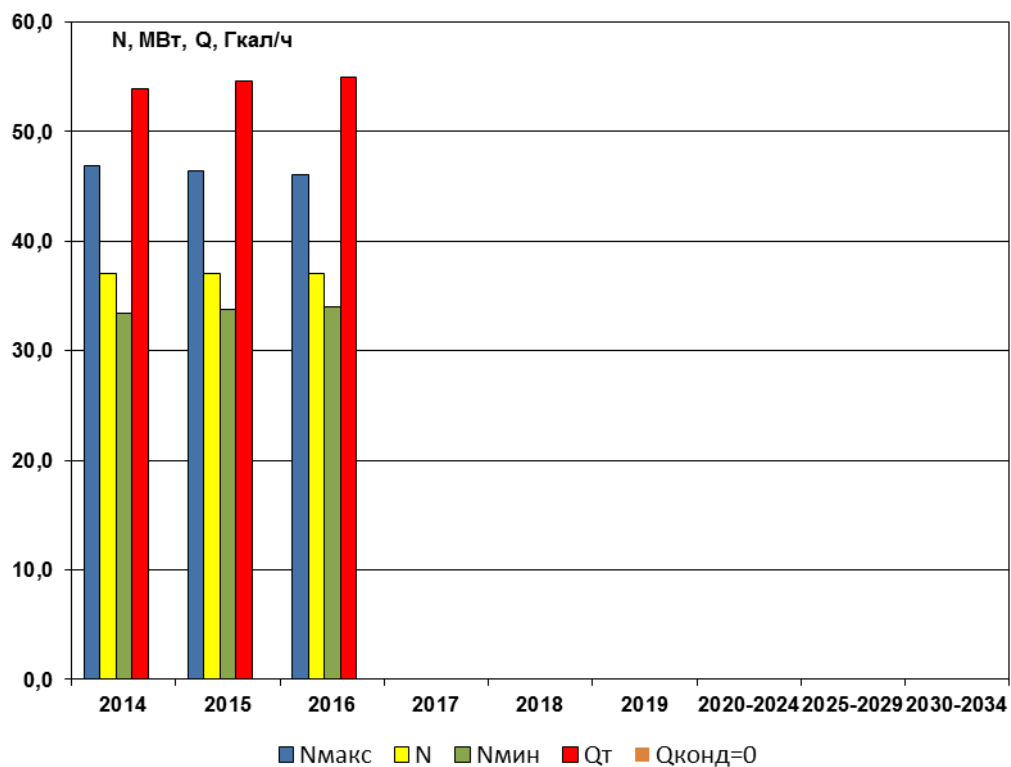


Рис. 6.23. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 5 на 2015 - 2034 годы

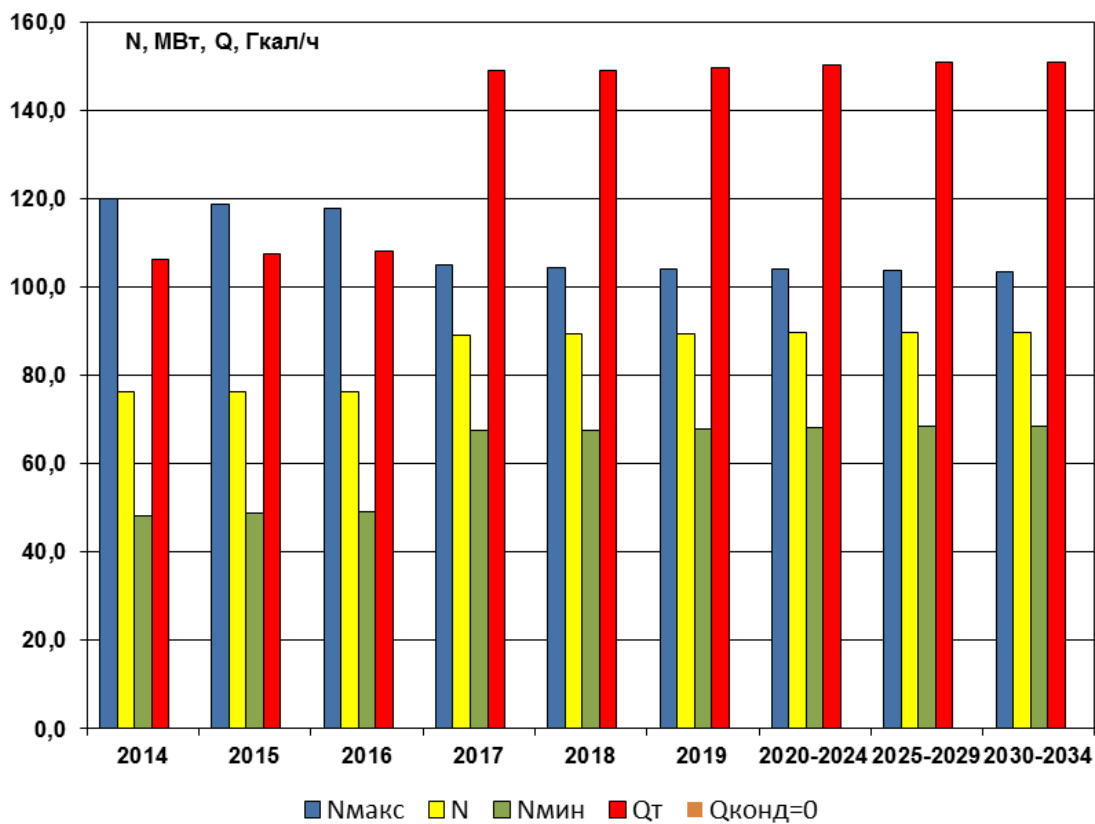


Рис. 6.24. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-120-130 ст. № 6 на 2015 - 2034 годы

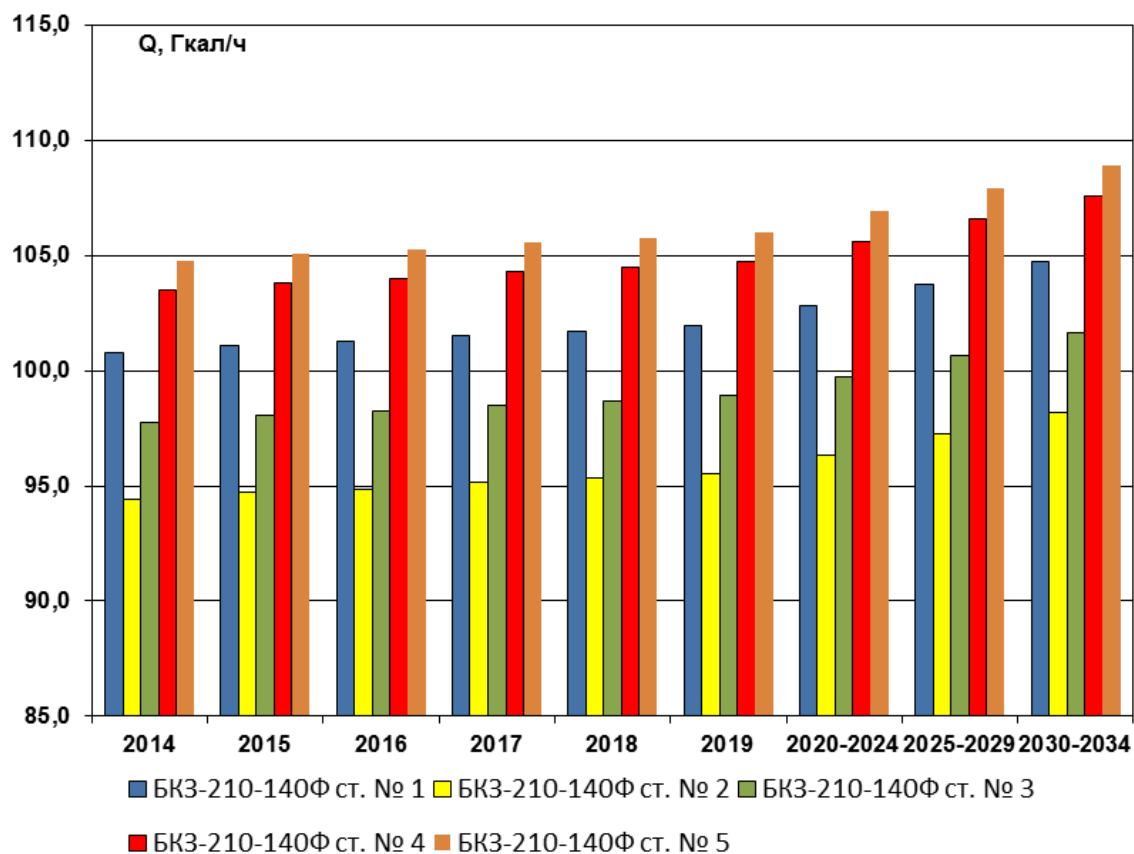


Рис. 6.25. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов ст. № 1-5 на 2015 - 2034 годы

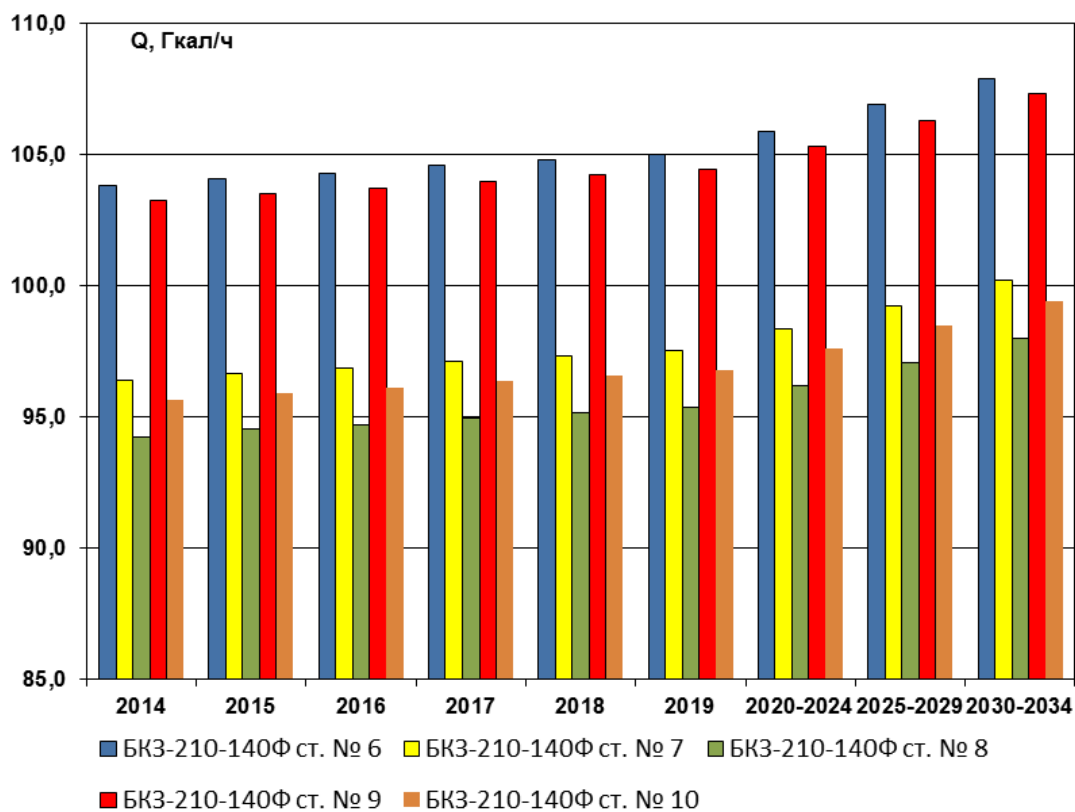


Рис. 6.26. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов ст. № 6-10 на 2015 - 2034 годы

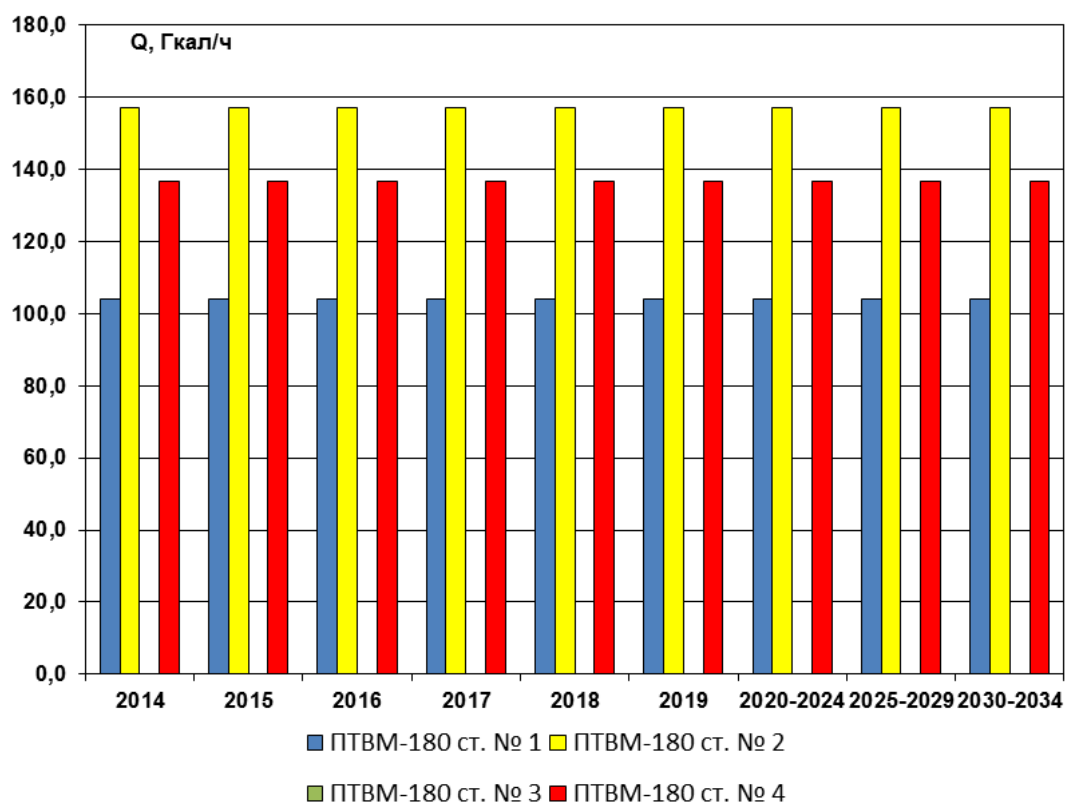


Рис. 6.27. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2015 - 2034 годы

6.9. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-5 на период 2015 – 2034 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.28–6.32. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегата ПТ-80-130 ст. № 1 характеризуются увеличением нагрузок производственных и теплофикационных отборов. Увеличение тепловой нагрузки приводит к некоторому сужению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет увеличения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Резерв тепловой мощности регулируемых отборов, как производственного, так и теплофикационного имеется;

- перспективные режимы работы турбоагрегатов Т-185-130 ст. № 2 и 3 характеризуются некоторым увеличением тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора, что обусловлено общей динамикой увеличения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-5. Резерв тепловой мощности регулируемого теплофикационного отбора имеется. Увеличение тепловой нагрузки приводит к некоторому сужению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет увеличения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении;

- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются увеличением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике увеличения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-5. При этом к 2034 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов;

- перспективные режимы работы пиковых водогрейных котлов характеризуются следующим:

- перспективный отпуск тепла от ПВК принят неизменным и равным отпуску тепла ПВК в базовом периоде. Это обусловлено нецелесообразностью передачи все тепловой нагрузки на турбоагрегаты при низких температурах наружного воздуха с соответствующим увеличением давления пара в камерах регулируемых теплофикационных отборов и ухудшением показателей тепловой экономичности по выработке электроэнергии.

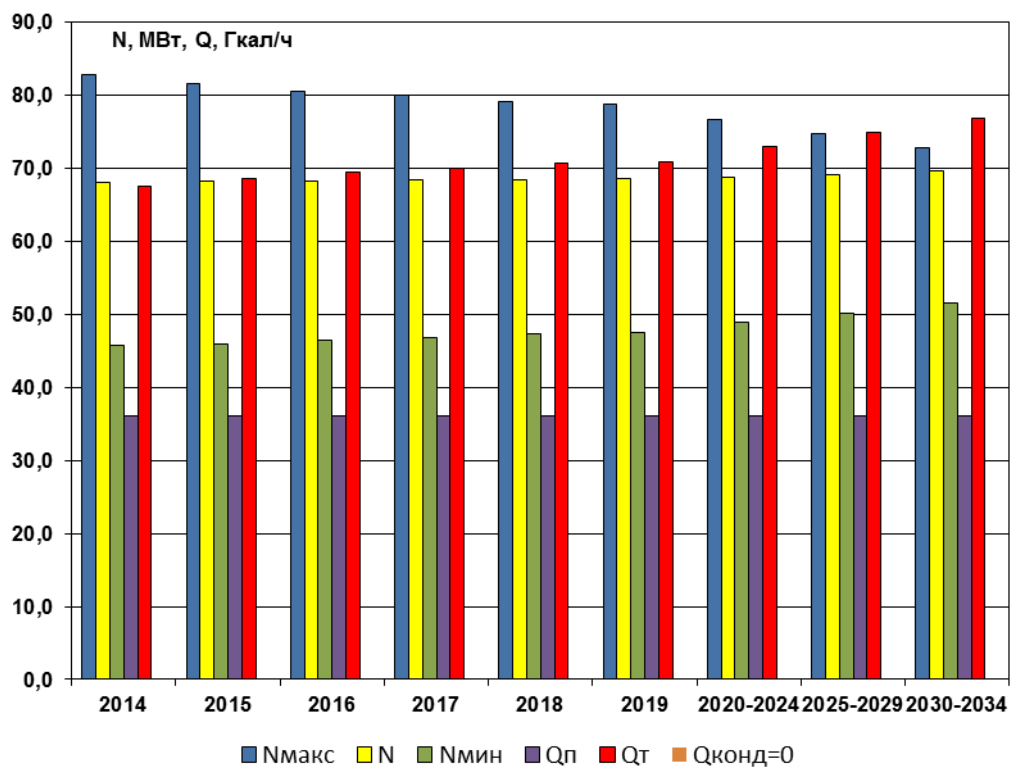


Рис. 6.28. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата
ПТ-80-130 ст. № 1 на 2015 - 2034 годы

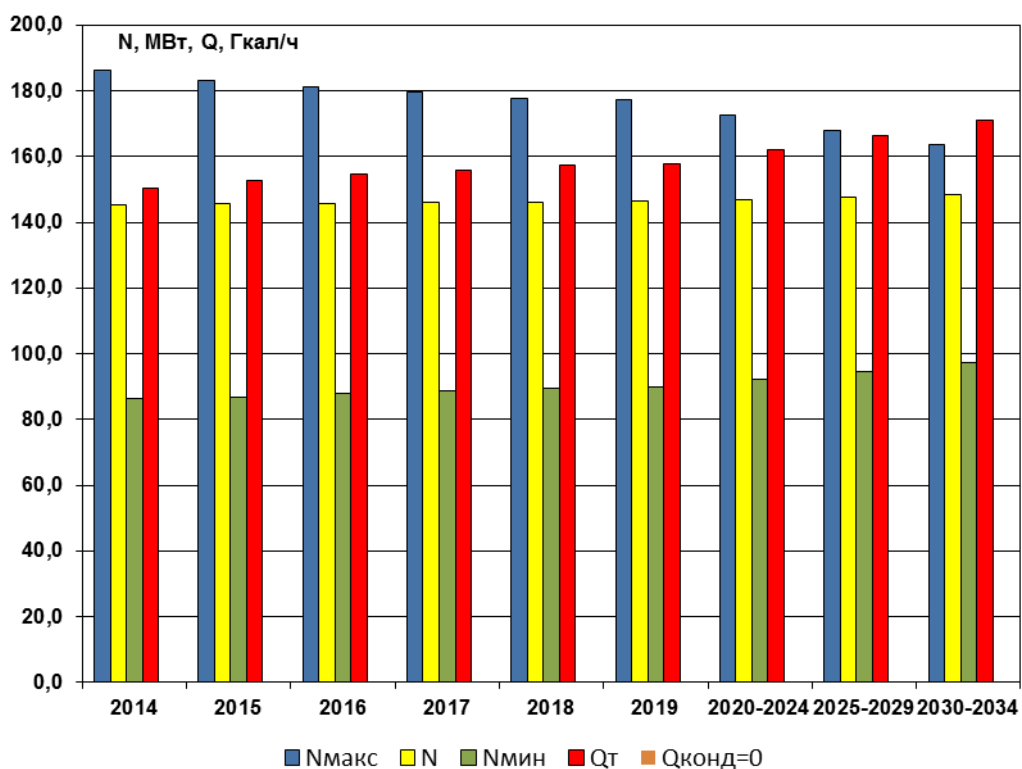


Рис. 6.29. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата
Т-185-130 ст. № 2 на 2015 - 2034 годы

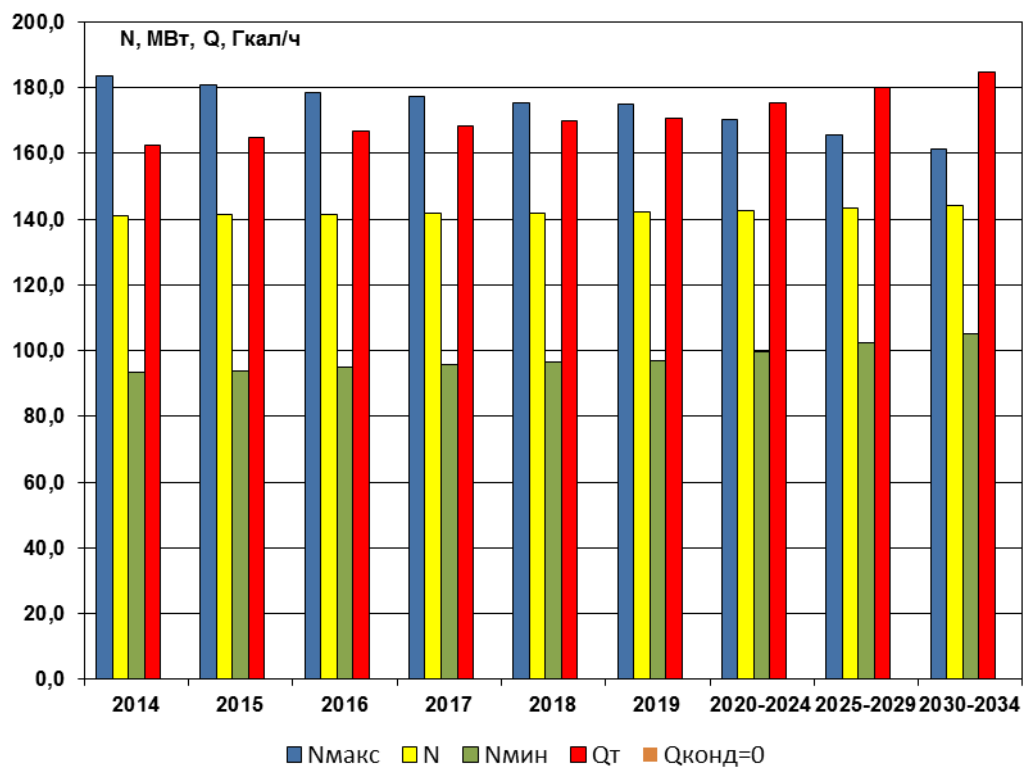


Рис. 6.30. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-185-130 ст. № 3 на 2015 - 2034 годы

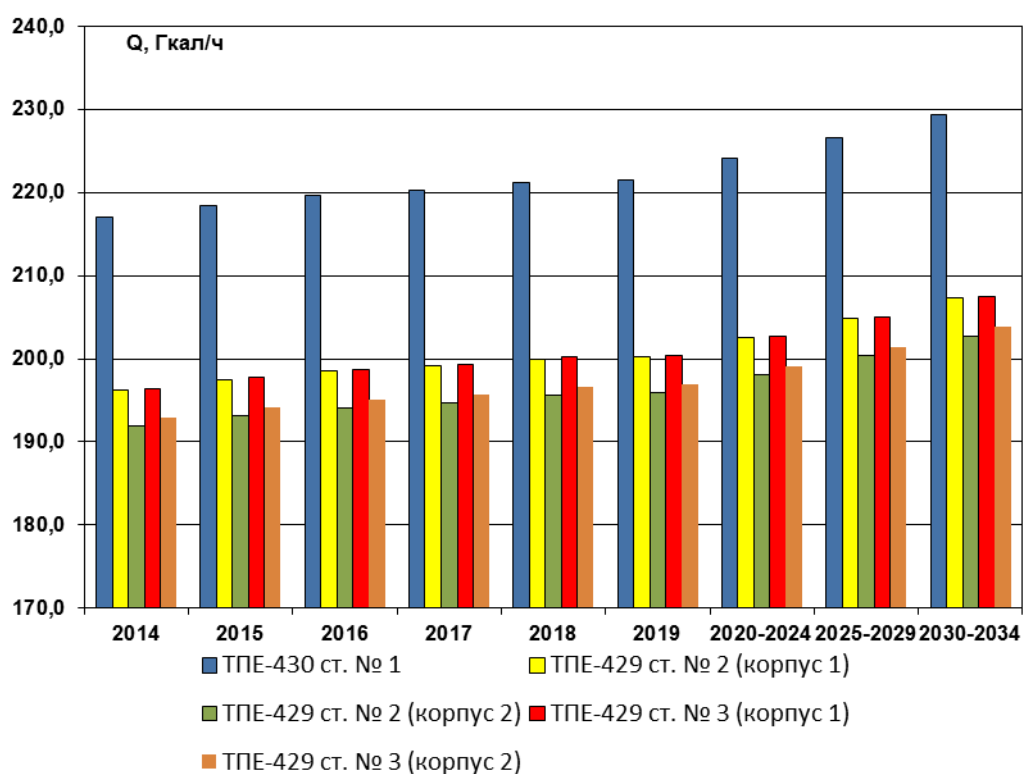


Рис. 6.31. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2015 - 2034 годы

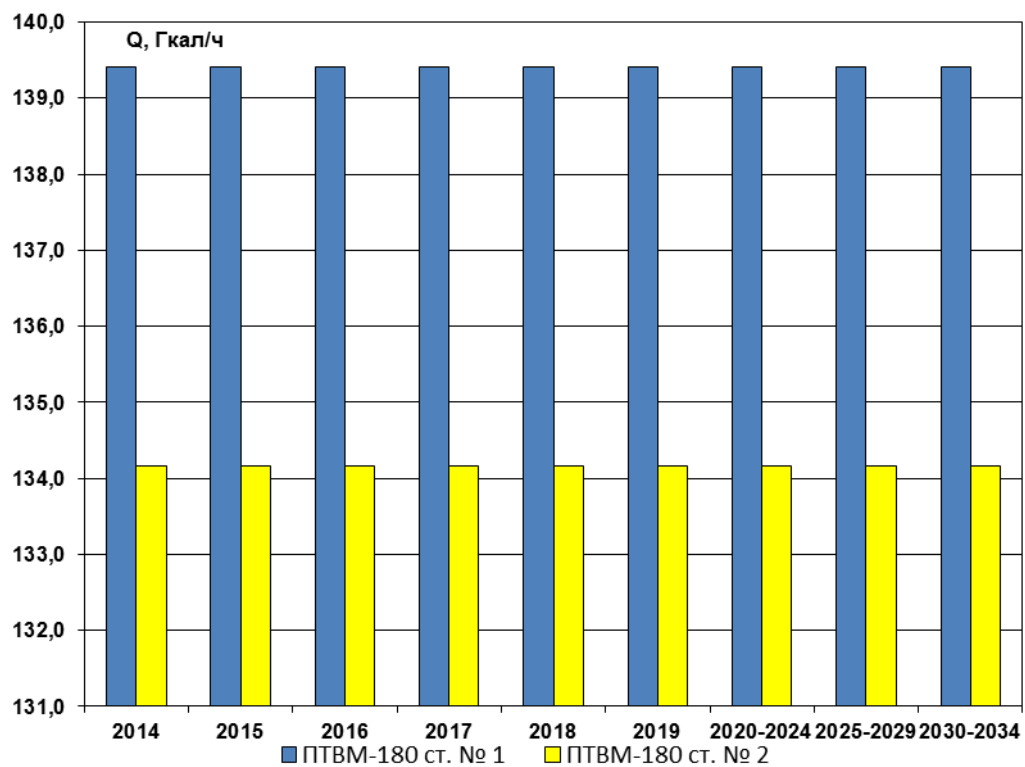


Рис. 6.32. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2015 - 2034 годы

Выводы

1. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива ЗАО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4, Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» на период 2015 – 2034 годы для варианта развития генерирующих мощностей, предусматривающего:

по Кировской ТЭЦ-1:

Изменений в составе основного оборудования не предусмотрено;

по Кировской ТЭЦ-4:

- 2017 год – вывод из эксплуатации турбоагрегата Т-50-130 ст. № 5 в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

по Кировской ТЭЦ-5:

Изменений в составе основного оборудования не предусмотрено.

2. При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

- характерные составы работающего оборудования, режимные и технико-экономические показатели работы отдельных агрегатов и энергообъектов в целом за 2014 год (базовый период);

- планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов на период 2015 – 2034 годы (раздельно с паром и горячей водой).

- изменения составов установленного оборудования – в соответствии с рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей.

3. В соответствии основными нормативными документами, регламентирующими порядок определения показателей тепловой экономичности ТЭС, а также утвержденной нормативно-технической документацией по топливоиспользованию Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4, Кировской ТЭЦ-5 разработаны алгоритмы расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива.

4. В соответствии с планируемой динамикой изменения присоединенной тепловой нагрузки Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4, Кировской ТЭЦ-5, а также учитывая предполагаемые изменения в составе установленного оборудования ожидаются следующие изменения технико-экономических показателей:

- по Кировской ТЭЦ-1:

- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается к 2034 году на 1,0 и 0,73 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам в связи с увеличением средней электрической нагрузки турбоагрегатов с соответствующим уменьшением удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии;

- удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии уменьшается на 0,05 и 0,15 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам, что связано с увеличением доли отпуска тепла с отработавшим паром турбоагрегатов в общем отпуске тепла внешним потребителям, а также с уменьшением относительных потерь тепла, связанных с отпуском тепла от ТЭЦ;

- суммарный годовой расход условного топлива к 2034 году увеличится на 1,07 тыс. т у.т. (при общем улучшении показателей тепловой экономичности – уменьшении удельных расходов топлива);

- коэффициент использования топлива несколько увеличится с 81,9 % в 2012 году до 81,95 % в 2034 году;

- по Кировской ТЭЦ-4:

- удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2034 году от состояния 2014 года на 26,7 и 22,3 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- общее снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭЦ к 2034 году от состояния на 2014 год составляет 1,4 и 1,5 кг у.т./Гкал при расчете, соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- снижение годового расхода топлива к 2034 году составит 17,2 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году.

- коэффициент использования топлива увеличивается с 58,1 % в 2014 году до 61,2 % в 2034 году;

- по Кировской ТЭЦ-5:

- отпуск электроэнергии ТЭЦ не может быть сохранен уже с 2015 года на уровне фактического отпуска электроэнергии в 2014 году. Увеличение отпуска электроэнергии, хотя и незначительное, связано с исчерпанием возможности дальнейшей загрузки оставшихся турбоагрегатов, работающих по теплофикационному циклу в отопительный период времени;

- общее уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии к 2034 году, обусловленное увеличением тепловой нагрузки установок комбинированного цикла и соответствующим увеличением доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении, составит 16,0 и 5,9 г у.т./кВт.ч относительно состояния на 2014 год при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- общее уменьшение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ к 2034 году от состояния на 2014 год составляет 2,7 и 4,7 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

- общее увеличение годового расхода топлива, вызванное перспективным увеличением тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, несмотря на связанное с этим улучшение технико-экономических показателей работы оборудования ТЭЦ, к 2034 году составит 31,1 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2014 году;

– коэффициент использования топлива увеличивается с 60,84 % в 2014 году до 64,21 % в 2034 году.

● в целом по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5:

– удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается к 2034 году на 19,9 и 12,0 г у.т./кВт.ч соответственно при расчете по физическому и пропорциональному методам;

– общее снижение удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии составит к 2034 году 2,0 и 3,3 кг у.т./Гкал при расчете по физическому и пропорциональному методам соответственно;

– уменьшение годового расхода условного топлива к 2034 году составит 8,3 тыс. т у.т. относительно состояния на 2014 год;

– коэффициент использования топлива увеличивается с 60,5 % в 2014 году до 63,6 % в 2034 году.

● суммарно по отопительным котельным и индивидуальным источникам теплоснабжения:

– увеличение годового расхода условного топлива к 2034 году относительно состояния на 2014 год составит 17,6 тыс. т у.т.

● суммарно по источникам теплоснабжения г. Кирова:

– поэтапная модернизация основного оборудования Кировской ТЭЦ-4 в период до 2017 года включительно приведет к снижению годового суммарного расхода условного топлива на 7,0 тыс. т у.т. относительно состояния на 2014 год;

– прогнозируемое на 2034 год значение суммарного годового расхода условного топлива на нужды теплоснабжения г. Кирова составит 1914,3 тыс. т у.т., что на 55,1 тыс. т у.т. меньше фактического значения этого показателя в 2014 году.

5. Расчеты по определению изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4, Кировской ТЭЦ-5 позволяет заключить следующее:

● по Кировской ТЭЦ-4:

– к 2034 году увеличение ОНЗТ каменного угля составит 2387,4 т, увеличение ОНЗТ мазута будет незначительным и составит 135,8 т.

● по Кировской ТЭЦ-5:

– к 2034 году увеличение ОНЗТ каменного угля составит 3562,5 т, увеличение ОНЗТ мазута будет составит 925,3 т.

● по Кировской ТЭЦ-1:

– к 2034 году увеличение ОНЗТ будет незначительным и составит 43,7 т.

6. Расчеты перспективных максимальных часовых расходов основного топлива суммарно по всем источникам теплоснабжения г. Киров, а также для Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4, Кировской ТЭЦ-5 и котельных г. Киров позволяет сделать следующие выводы:

Максимальный часовой расход топлива суммарно по всем источникам теплоснабжения г. Киров для максимального зимнего режима при $t_{\text{нв}} = \text{«минус» } 33^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 410 т у.т./ч в 2014 г. до 442,7 т у.т./ч в 2034 г. Максимальный часовой расход топлива для переходного режима при $t_{\text{нв}} = 0^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 223,09 т у.т./ч в 2015 г. до 236,08 т у.т./ч в 2034 г. Максимальный часовой расход топлива для летнего режима при $t_{\text{нв}} = +15^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 122,71 т у.т./ч в 2015 г. до 124,27 т у.т./ч в 2034 г.

Максимальный часовой расход топлива суммарно по всем источникам теплоснабжения Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» для максимального зимнего режима при $t_{\text{нв}} = \text{«минус» } 33^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 376,78 т у.т./ч в 2015 г. до 404,6 т у.т./ч в 2034 г. Максимальный часовой расход топлива для переходного режима при $t_{\text{нв}} = 0^{\circ}\text{C}$ будет изменяться со 208,41 т у.т./ч в 2015 г. до 219,04 т у.т./ч в 2034 г. Максимальный часовой расход топлива для летнего режима при $t_{\text{нв}} = +15^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 117,4 т у.т./ч в 2015 г. до 117,87 т у.т./ч в 2034 г.

Максимальный часовой расход топлива по Кировской ТЭЦ-1 для максимального зимнего режима при $t_{\text{нв}} = \text{«минус» } 33^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 17,08 т у.т./ч в 2015 г. до 17,35 т у.т./ч в 2034 г., по Кировской ТЭЦ-4 будет изменяться с 96,28 т у.т./ч в 2015 г. до 101,23 т у.т./ч в 2034 г., по Кировской ТЭЦ-5 с 178,14 т у.т./ч до 196,35 т у.т./ч соответственно.

Нормативные запасы основного и резервного топлива (ОНЗТ) по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 достаточны для нормальной работы источников при максимальном зимнем режиме.

Максимальный часовой расход топлива суммарно по котельным г. Киров для максимального зимнего режима при $t_{\text{нв}} = \text{«минус» } 33^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 33,3 т у.т./ч в 2015 г. до 38,1 т у.т./ч в 2034 г. Максимальный часовой расход топлива для переходного режима при $t_{\text{нв}} = 0^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 14,68 т у.т./ч в 2015 г. до 17,04 т у.т./ч в 2034 г. Максимальный часовой расход топлива для летнего режима при $t_{\text{нв}} = +15^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 5,31 т у.т./ч в 2015 г. до 6,4 т у.т./ч в 2034 г.

Список использованных источников

1. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» (Кировская ТЭЦ-4). Срок действия с 2008–2013 гг. – НПП «УралОР-ГРЭС». – Киров, 2008 г.
2. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» (Кировская ТЭЦ-5). Срок действия с 2008–2013 гг. – НПП «УралОР-ГРЭС». – Киров, 2008 г.
3. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993.
4. Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1995 (с Изм. № 1 к РД 34.08.552-95. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998).
5. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций: РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1993 (с Изм. № 1 к РД 34.09.155-93. – М.: СПО ОРГРЭС, 1999).
6. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. РД 153-34.0-09.115-98: Разраб. производственной службой топливоиспользования открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», отделом топливоиспользования Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России», утв. Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г., ввод. в действие с 01.08.99.
7. Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали. СО 34.09.457-2004: Разраб. Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС», утв. Департаментом электрических станций Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 10.03.2004.
8. Приказ Минэнерго России от 30.12.2008 N 323 (ред. от 10.08.2012) "Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии" (вместе с "Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии") (Зарегистрировано в Минюсте России 16.03.2009 N 13512).
9. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
10. 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».
11. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
12. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию ОСП ТЭЦ-1 Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС». Срок действия с 2006–2010 гг. – ОАО «Инженерный центр энергетики Урала» «УралОРГРЭС». – Киров, 2006 г.