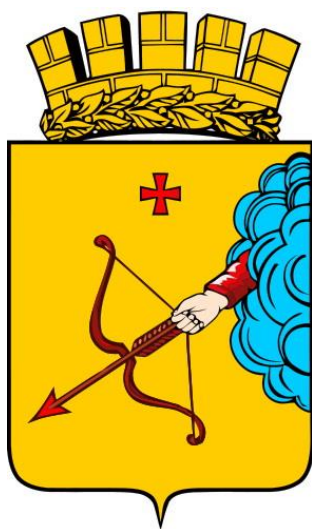


СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КИРОВА НА ПЕРИОД ДО 2033 г.



**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения:**

**Глава 8. Перспективные топливные
балансы**

**Книга 9. Перспективные топливные
балансы**

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА КИРОВА НА ПЕРИОД ДО 2033 г.

**Обосновывающие материалы
к Схеме теплоснабжения:**

Глава 8. «Перспективные топливные балансы»

Книга 9. Перспективные топливные балансы

Содержание

Введение.....	4
Раздел 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО "Т Плюс" на период 2016 – 2032 годы	5
1.1. Исходные данные по базовому периоду	6
1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду.....	9
1.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2016 – 2032 годы	10
1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2016 – 2032 годы.....	42
Раздел 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива	53
2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях.....	53
2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-1	56
2.3. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-4	58
2.4. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Кировской ТЭЦ-5	61
Раздел 3. Перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2016 – 2032 годы	63
Раздел 4. Итоговые топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2017 – 2032 годы.....	68
Раздел 5. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 и котельных г. Кирова на период 2016 – 2032 годы.....	69
Раздел 6. Расчет максимальной выработки электрической энергии на базе прироста теплового потребления.....	77
Выводы	112
Список использованных источников.....	117

Введение

Книга 9 «Перспективные топливные балансы» 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 АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2017 – 2032 гг.;

- расчет перспективных объемов суммарного потребления условного топлива АО «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 2017 – 2032 гг.;

- расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2017 – 2032 гг.;

- расчет перспективных топливных балансов котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2017 – 2032 гг.;

- расчет итоговых топливных балансов по источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2017 – 2032 годы

- расчет перспективных максимальных часовых расходов основного топлива на Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 и малых котельных г. Кирова на период 2017 – 2032 гг.

Раздел 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО "Т Плюс" на период 2016 – 2032 годы

На период 2016-2032 годы в связи перспективами развития потребителей тепловой энергии г. Киров прогнозируется изменение 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 турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст. № 1 и Т-50-130 ст. № 5;

- 2018 год – модернизация турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 с переводом на противодавление теплофикационных параметров, установкой сетевого подогревателя ПСГ-1300 для утилизации отработавшего в турбине пара и перемаркировкой турбины в Р-40-130/1,2 ст. № 3;

- 2018 год – модернизация турбоагрегата Т-120/130-130-8МО ст. № 6 с организацией нерегулируемого отбора пара давлением 10-16 ата из перепускных труб ЦСД для обеспечения резервирования турбоагрегата Тп-65/75-12,8 ст. № 2 по пару производственного отбора;

- 2019 год – вывод из эксплуатации энергетических котлов БКЗ-210-140Ф ст. № 2, 3 и 8 (с переводом котла ст. № 8 в длительную консервацию).

по Кировской ТЭЦ-5:

- вывод пикового водогрейного котла ПТМВ-180 ст. № 2 в консервацию с 01.01.2015 г.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2016-2032 гг. выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию рассматриваемых энергообъектов [1, 2, 12] (в части показателей работы существующего в настоящее время оборудования), а также экспертных оценок для оборудования, по которому к настоящему времени нормативные энергетические характеристики отсутствуют.

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 2016 год;

- изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого увеличения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2017-2032 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") с Изменениями от 2012 и 2015 гг.

1.1. Исходные данные по базовому периоду

За базовый период принят 2016 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. 1.1.1 (Кировская ТЭЦ-1), табл. 1.1.2 (Кировская ТЭЦ-4), табл. 1.1.3 (Кировская ТЭЦ-5).

Таблица 1.1.1

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	34 958
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	27 143
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	378 162
В т.ч., с паром	226 479
с горячей водой	151 683
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	0
Удельный расход условного топлива (физический метод):	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	182,6
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	164,8

Таблица 1.1.2

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–
- ТГ ст. № 1 (ПТ-65/75-130/13)	1401
- ТГ ст. № 2 (Тп-65/75-130)	7 302
- ТГ ст. № 3 (Т-50-130)	1 636
- ТГ ст. № 4 (Т-50-130)	Выведен из эксплуатации в 2015 году
- ТГ ст. № 5 (Т-50-130)	5 125
- ТГ ст. № 6 (Т-120/130-130-8МО)	7 802
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (БКЗ-210-140Ф)	Выведен из эксплуатации в 2015 году
- КА ст. № 2 (БКЗ-210-140Ф)	4 842
- КА ст. № 3 (БКЗ-210-140Ф)	3 886
- КА ст. № 4 (БКЗ-210-140Ф)	5 328
- КА ст. № 5 (БКЗ-210-140Ф)	4 093
- КА ст. № 6 (БКЗ-210-140Ф)	5 197
- КА ст. № 7 (БКЗ-210-140Ф)	4 727
- КА ст. № 8 (БКЗ-210-140Ф)	1 357
- КА ст. № 9 (БКЗ-210-140Ф)	5 591
- КА ст. № 10 (БКЗ-210-140Ф)	5 147

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ПТВМ-180)	2 106
- КА ст. № 2 (ПТВМ-180)	1 545
- КА ст. № 3 (ПТВМ-180)	Выведен в консервацию в 2015 году
- КА ст. № 4 (ПТВМ-180)	310
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 241 600
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 057 272
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	2 243 236
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	368 478
Удельный расход условного топлива (физический метод):	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	251,4
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	181,2

Таблица 1.1.3

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя
Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:	–
- ТГ ст. № 1 (ПТ-80/100-130/13)	4 828
- ТГ ст. № 2 (Т-185/220-130)	6 861
- ТГ ст. № 3 (Т-185/220-130)	3 246
Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ТПЕ-430)	4 828
- КА ст. № 2 (ТПЕ-249)	–
- корпус 2А	6 066
- корпус 2Б	6 026
- КА ст. № 3 (ТПЕ-249)	–
- корпус 3А	2 929
- корпус 3Б	2 913
Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:	–
- КА ст. № 1 (ПТВМ-180)	2 295
- КА ст. № 2 (ПТВМ-180)	50
Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 544 071
Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч	1 316 748
Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал	2 162 541
Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал	185 203
Удельный расход условного топлива (физический метод):	–
- на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч	248,5
- на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	178,5

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 двум следующим пятилеткам расчетного периода от Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 приведены в табл. 1.2.1 (относительного базового 2016 года).

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).

Таблица 1.2.1

Изменения отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал/год	Период						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
Кировская ТЭЦ-1							
Изменения отпуска с горячей водой, тыс. Гкал/год	-22,31	-23,15	-25,02	-26,56	-27,73	-32,25	-36,04
Изменения отпуска с паром, тыс. Гкал/год	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09	-10,09
Изменения отпуска всего, тыс. Гкал/год	-12,22	-13,06	-14,94	-16,48	-17,64	-22,16	-25,95
Кировская ТЭЦ-4							
Изменения отпуска с горячей водой, тыс. Гкал/год	-22,68	-36,12	-64,73	-88,28	-106,07	-175,19	-233,15
Изменения отпуска с паром, тыс. Гкал/год	-14,44	-14,44	-14,44	-14,44	-14,44	-14,44	-14,44
Изменения отпуска с всего, тыс. Гкал/год	-37,13	-50,57	-79,18	-102,72	-120,51	-189,64	-247,59
Кировская ТЭЦ-5							
Изменения отпуска с горячей водой, тыс. Гкал/год	7,46	159,18	399,63	375,00	356,38	284,07	223,44
Изменения отпуска с паром, тыс. Гкал/год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Изменения отпуска с всего, тыс. Гкал/год	7,46	159,18	399,63	375,00	356,38	284,07	223,44

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 прогнозным данным на 2017 год с учетом условий 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 противоаварийными 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 АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т Плюс» на период 2016 – 2032 годы

1.3.1. Общие сведения об алгоритмах расчета

Алгоритмы расчета перспективных технико-экономических показателей работы АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2016-2032 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 отпуску 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 2016 – 2032 гг. приведены в табл. 1.3.1 (Кировская ТЭЦ-1), табл. 1.3.2 (Кировская ТЭЦ-4), табл. 1.3.3 (Кировская ТЭЦ-5), табл. 1.3.4 (интегральные показатели по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5).

Таблица 1.3.1

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-1: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		27,143	23,046	23,169	22,886	22,667	22,176	21,373	20,731
2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		34,958	29,927	29,740	29,326	28,986	28,730	27,741	26,919
3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0	0
	относительная, %	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	34,958	29,927	29,740	29,326	28,986	28,730	27,741	26,919
	относительная, %	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
	относительная, %	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	27,143	23,046	23,169	22,886	22,667	22,176	21,373	20,731
	относительная, %	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	141,8	141,1	142,8	143,2	143,5	141,8	141,8	142,1
	пропорциональный метод	402,6	420,0	425,8	428,5	431,0	426,6	430,7	434,7
8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	182,6	183,3	183,3	183,4	183,6	183,6	184,1	184,5
	пропорциональный метод	518,5	545,4	546,6	549,1	551,1	552,7	559,0	564,4
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
	пропорциональный метод	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	182,6	183,3	183,3	183,4	183,6	183,6	184,1	184,5
	пропорциональный метод	518,5	545,4	546,6	549,1	551,1	552,7	559,0	564,4
11. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из производственных отборов и противодавления турбоагрегатов, тыс. Гкал		298,64	278,63	281,21	280,21	279,56	275,03	270,98	267,88
12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды из теплофикационных отборов турбоагрегатов, тыс. Гкал		0	0	0	0	0	0	0	0
13. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям и на собственные нужды от конденсаторов турбоагрегатов, тыс. Гкал		0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-1: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
14. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		0	0	0	0	0	0	0	0
15. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		378,2	402,2	387,6	387,6	387,6	387,6	387,6	387,6
– с горячей водой		151,7	185,8	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2	171,2
– с паром		226,5	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4	216,4
16. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	164,8	164,9	164,9	164,9	164,9	164,9	165,0	165,0
	пропорциональный метод	140,7	142,7	142,8	143,0	143,1	143,2	143,7	144,1
17. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		67,278	62,910	62,796	62,441	62,152	61,875	60,998	60,270
18. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	4,957	4,223	4,247	4,198	4,161	4,073	3,934	3,824
	пропорциональный метод	14,073	12,570	12,663	12,566	12,493	12,257	11,948	11,701
19. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	62,321	58,686	58,548	58,243	57,992	57,802	57,064	56,445
	пропорциональный метод	53,205	50,780	50,689	50,487	50,321	50,195	49,708	49,300
20. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2016 год, тыс. т у.т.		0	-4,368	-4,482	-4,837	-5,126	-5,403	-6,280	-7,008
21. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	-0,734	-0,710	-0,759	-0,796	-0,884	-1,023	-1,133
	пропорциональный метод	0	-1,503	-1,410	-1,507	-1,580	-1,816	-2,125	-2,372
22. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0	-3,635	-3,773	-4,078	-4,329	-4,519	-5,257	-5,876
	пропорциональный метод	0	-2,425	-2,516	-2,718	-2,884	-3,010	-3,497	-3,905

Таблица 1.3.2

Наименование показателя, единица измерения	Кировская ТЭЦ-4: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032	
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	1057,27	1000,42	1000,42	1000,42	1000,42	1000,42	1000,42	1000,42	
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч	1241,60	1181,15	1180,83	1178,49	1178,43	1178,38	1178,14	1177,84	
1.3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	409,60	282,30	271,77	274,15	271,79	272,96	293,61	305,41
	относительная, %	33,0	23,9	23,0	23,3	23,1	23,2	24,9	25,9
1.4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	832,01	898,85	909,06	904,34	906,64	905,42	884,53	872,43
	относительная, %	67,0	76,1	77,0	76,7	76,9	76,8	75,1	74,1
1.5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	348,79	239,11	230,25	232,73	230,73	231,73	249,32	259,40
	относительная, %	33,0	23,9	23,0	23,3	23,1	23,2	24,9	25,9
1.6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	708,48	761,31	770,17	767,69	769,68	768,68	751,10	741,02
	относительная, %	67,0	76,1	77,0	76,7	76,9	76,8	75,1	74,1
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	214,1	214,6	214,2	215,0	214,5	214,7	218,6	220,9
	пропорциональный метод	283,5	278,6	278,5	279,0	278,6	278,7	280,2	281,0
1.8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	251,4	253,3	252,8	253,3	252,6	252,9	257,4	260,0
	пропорциональный метод	332,9	328,9	328,7	328,6	328,2	328,3	330,0	330,9
1.9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	510,6	550,5	563,4	561,5	562,6	561,8	551,1	545,8
	пропорциональный метод	388,6	381,1	380,8	381,2	381,0	381,0	381,1	381,2
1.10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	159,5	160,0	160,0	159,8	159,7	159,7	159,9	160,0
	пропорциональный метод	313,2	312,5	313,1	312,7	312,4	312,4	313,0	313,3

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-4: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1.11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		368,478	427,147	402,111	383,084	356,070	341,060	316,106	284,071
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		2243,2	2225,1	2210	2210	2210	2210	2210	2210
– с горячей водой		2159,5	2155,8	2140,7	2140,7	2140,7	2140,7	2140,7	2140,7
– с паром		83,748	69,304	69,304	69,304	69,304	69,304	69,304	69,304
1.13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	181,2	178,6	178,6	178,7	178,9	179,1	179,6	180,2
	пропорциональный метод	142,8	144,2	143,8	143,7	143,4	143,3	144,0	144,2
1.14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		672,208	647,452	644,435	640,028	635,636	633,103	626,424	619,657
1.15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	265,790	253,456	252,916	253,389	252,748	252,988	257,546	260,136
	пропорциональный метод	351,967	329,060	328,824	328,747	328,351	328,445	330,106	331,022
1.16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	406,418	393,996	391,519	386,638	382,889	380,115	368,878	359,521
	пропорциональный метод	320,241	318,139	315,324	310,921	306,866	304,192	295,677	287,846
1.17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2016 год, тыс. т у.т.		0,000	-24,756	-27,773	-32,180	-36,572	-39,105	-45,784	-52,551
1.18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-12,334	-12,874	-12,401	-13,042	-12,802	-8,244	-5,654
	пропорциональный метод	0,000	-22,907	-23,143	-23,220	-23,616	-23,522	-21,861	-20,945
1.19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-12,422	-14,899	-19,780	-23,529	-26,303	-37,540	-46,897
	пропорциональный метод	0,000	-2,102	-4,917	-9,320	-13,375	-16,049	-24,564	-32,395

Таблица 1.3.3

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-5: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		1316,75	1419,57	1419,57	1419,57	1419,57	1419,57	1419,57	1419,57
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		1544,07	1652,12	1652,69	1652,34	1651,76	1651,78	1651,90	1651,94
1.3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	546,73	634,13	560,66	446,34	456,20	464,41	497,82	524,90
	относительная, %	35,4	38,4	33,9	27,0	27,6	28,1	30,1	31,8
1.4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	997,34	1017,99	1092,04	1206,00	1195,56	1187,37	1154,08	1127,04
	относительная, %	64,6	61,6	66,1	73,0	72,4	71,9	69,9	68,2
1.5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	466,24	544,87	481,57	383,46	392,07	399,12	427,80	451,07
	относительная, %	35,4	38,4	33,9	27,0	27,6	28,1	30,1	31,8
1.6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу	абсолютная, млн. кВт·ч	850,51	874,70	938,00	1036,11	1027,50	1020,45	991,77	968,50
	относительная, %	64,6	61,6	66,1	73,0	72,4	71,9	69,9	68,2
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	211,9	227,3	215,5	196,0	198,1	199,7	205,6	210,6
	пропорциональный метод	263,9	269,6	264,1	255,2	256,2	257,0	259,6	261,9
1.8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч	физический метод	248,5	264,6	250,9	228,1	230,5	232,3	239,2	245,0
	пропорциональный метод	309,4	313,8	307,5	297,1	298,1	299,0	302,1	304,8
1.9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	412,0	435,2	432,2	419,6	422,2	424,1	428,7	432,6
	пропорциональный метод	352,9	351,2	350,5	349,1	349,4	349,6	350,0	350,5
1.10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч	физический метод	158,9	158,3	157,9	157,3	157,3	157,3	157,5	157,7
	пропорциональный метод	285,7	290,4	285,4	277,9	278,6	279,2	281,4	283,5

Наименование показателя, единица измерения		Кировская ТЭЦ-5: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1.11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		185,203	185,201	185,201	185,201	185,203	185,201	185,201	185,203
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		2162,5	2042,5	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0
– с горячей водой		2162,5	2042,5	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0	2039,0
– с паром		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	178,5	176,3	175,8	174,8	174,9	175,0	175,2	175,5
	пропорциональный метод	141,4	144,1	141,2	136,6	137,0	137,4	138,7	139,9
1.14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.		713,181	758,241	764,368	771,757	770,959	770,505	768,326	766,513
1.15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	327,251	375,561	356,216	323,848	327,162	329,809	339,602	347,825
	пропорциональный метод	407,418	445,409	436,482	421,752	423,234	424,452	428,864	432,688
1.16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	385,930	382,679	408,152	447,910	443,797	440,696	428,724	418,688
	пропорциональный метод	305,763	312,734	327,801	349,938	347,656	345,983	339,386	333,744
1.17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2016 год, тыс. т у.т.		0,000	45,060	51,187	58,576	57,778	57,324	55,145	53,332
1.18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	48,310	28,965	-3,403	-0,089	2,558	12,351	20,574
	пропорциональный метод	0,000	37,991	29,064	14,334	15,816	17,034	21,446	25,270
1.19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-3,251	22,222	61,980	57,867	54,766	42,794	32,758
	пропорциональный метод	0,000	6,971	22,038	44,175	41,893	40,220	33,623	27,981

Таблица 1.3.4

Наименование показателя, единица измерения		Кировские ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5: Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2023
1.1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч		2401,163	2443,036	2443,159	2442,876	2442,657	2442,166	2441,363	2440,721
1.2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч		2820,628	2863,197	2863,26	2860,156	2859,176	2858,89	2857,781	2856,699
1.7. Средневзвешенный за год удельный расход у.т. на выработку э/эн., г у.т./кВт·ч	физический метод	249,0	259,2	251,0	238,0	239,1	240,3	246,2	250,6
	пропорциональный метод	322,1	322,2	318,4	312,4	312,8	313,3	315,8	317,7
1.11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал		553,681	612,348	587,312	568,285	541,273	526,261	501,307	469,274
1.12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал		4783,9	4669,8	4636,6	4636,6	4636,6	4636,6	4636,6	4636,6
– с горячей водой		4473,7	4384,1	4350,9	4350,9	4350,9	4350,9	4350,9	4350,9
– с паром		310,2	285,7	285,7	285,7	285,7	285,7	285,7	285,7
1.13. Средневзвешенный за год уд. расход усл. топ. на отпуск тепл. энергии, кг у.т./Гкал	физический метод	178,7	176,5	176,3	175,8	175,9	176,0	176,3	176,7
	пропорциональный метод	142,0	144,0	142,5	140,1	140,2	140,3	141,3	142,0
1.14. Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т.		1452,667	1468,603	1471,599	1474,226	1468,747	1465,483	1455,748	1446,440
1.15. Расход условного топлива на отпуск э/э, тыс. т у.т.	физический метод	597,998	633,240	613,379	581,435	584,071	586,870	601,082	611,785
	пропорциональный метод	773,458	787,039	777,969	763,065	764,078	765,154	770,918	775,411
1.16. Расход усл. топ. на отпуск тепл. энергии, тыс. т у.т.	физический метод	854,669	835,361	858,219	892,791	884,678	878,613	854,666	834,654
	пропорциональный метод	679,209	681,653	693,814	711,346	704,843	700,370	684,771	670,890
1.17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2016 год, тыс. т у.т.		0,000	15,936	18,932	21,559	16,080	12,816	3,081	-6,227
1.18. Изменение расхода усл. топ. на отпуск э/э, тыс. т у.т.	физический метод	0,000	35,242	15,381	-16,563	-13,927	-11,128	3,084	13,787
	пропорциональный метод	0,000	14,350	5,211	-9,645	-8,596	-7,372	-1,438	3,192
1.19. Изм. расхода усл. топ. на отпуск теп. эн., тыс. т у.т.	физический метод	0,000	-17,176	5,913	40,693	32,758	26,647	3,129	-16,511
	пропорциональный метод	0,000	1,234	13,348	30,777	24,189	19,652	3,802	-10,290

1.3.3. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-1 на период 2016 – 2032 годы приведены в табл. 1.3.1 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 противоаварийными турбинами) полностью определяется изменением тепловой нагрузки (см. рис. 1.3–1.5).

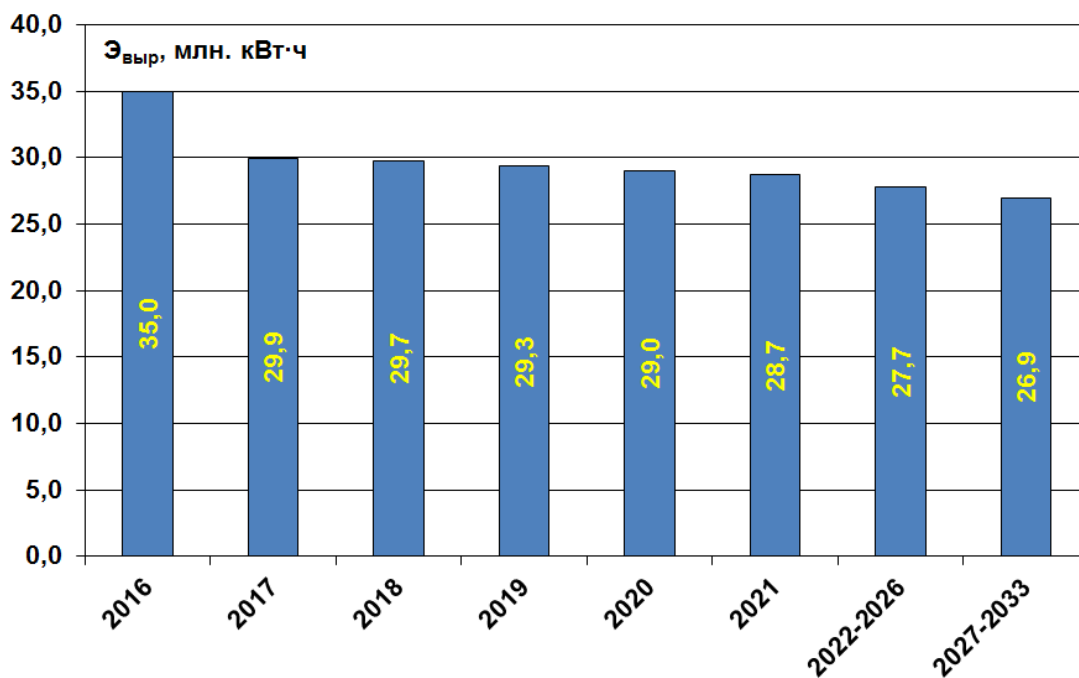


Рис.1.1. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2032 годы

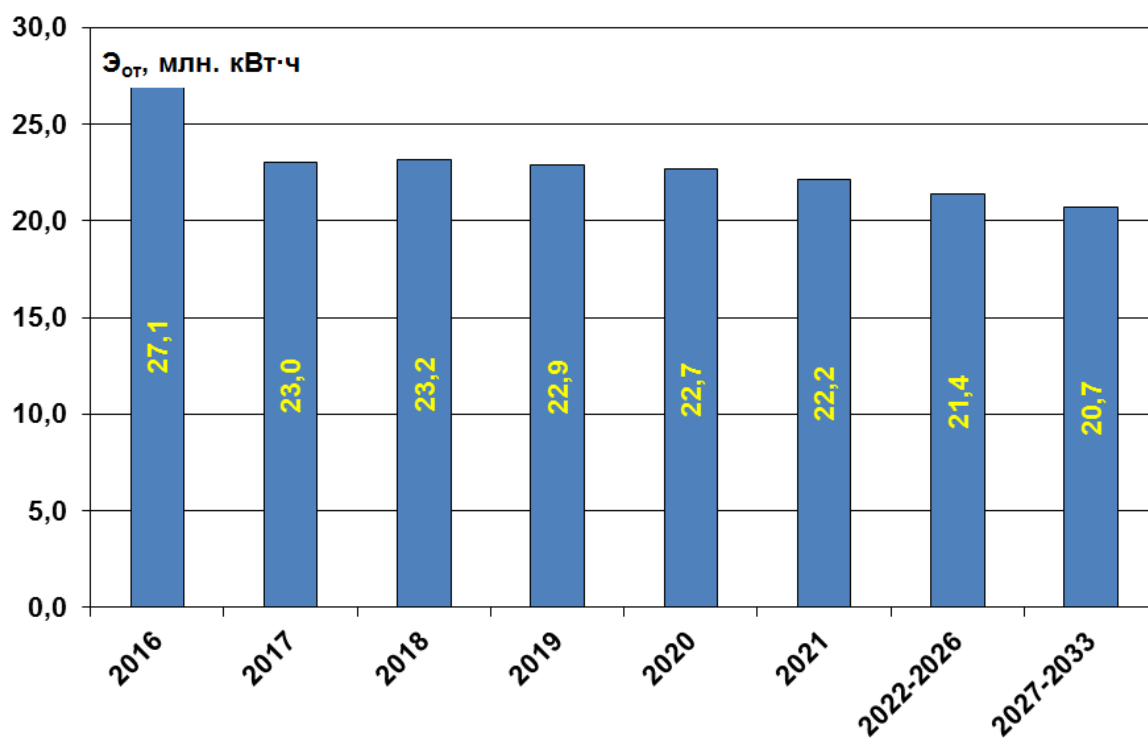


Рис.1.2. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2032 годы

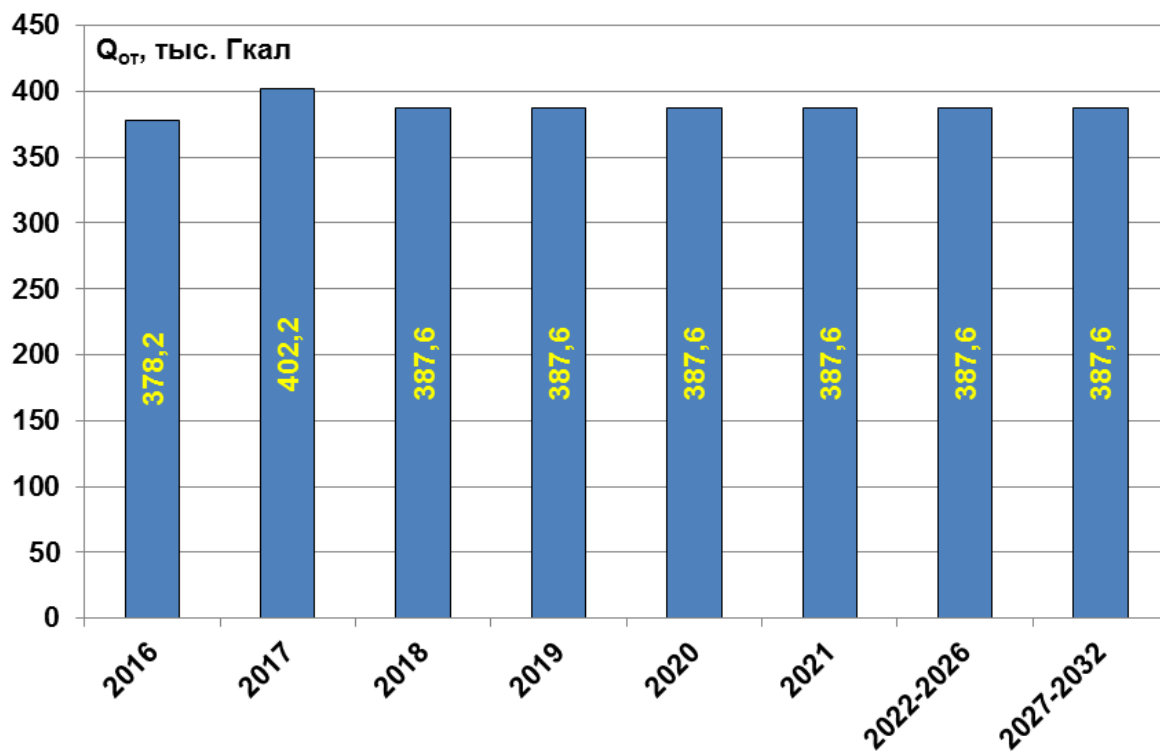


Рис.1.3. Прогноз на 2016 - 2032 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-1, всего, включая отпуск с паром

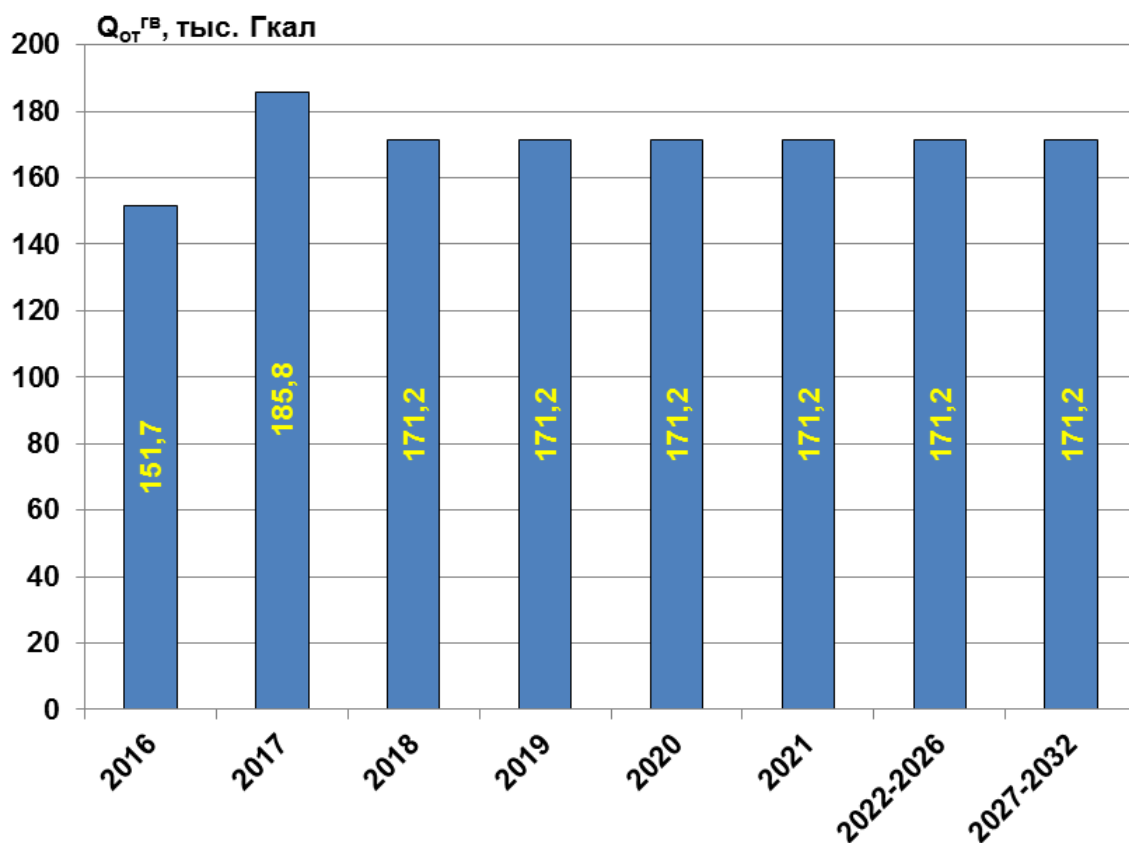


Рис.1.4. Прогноз на 2016 - 2032 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-1 с горячей водой

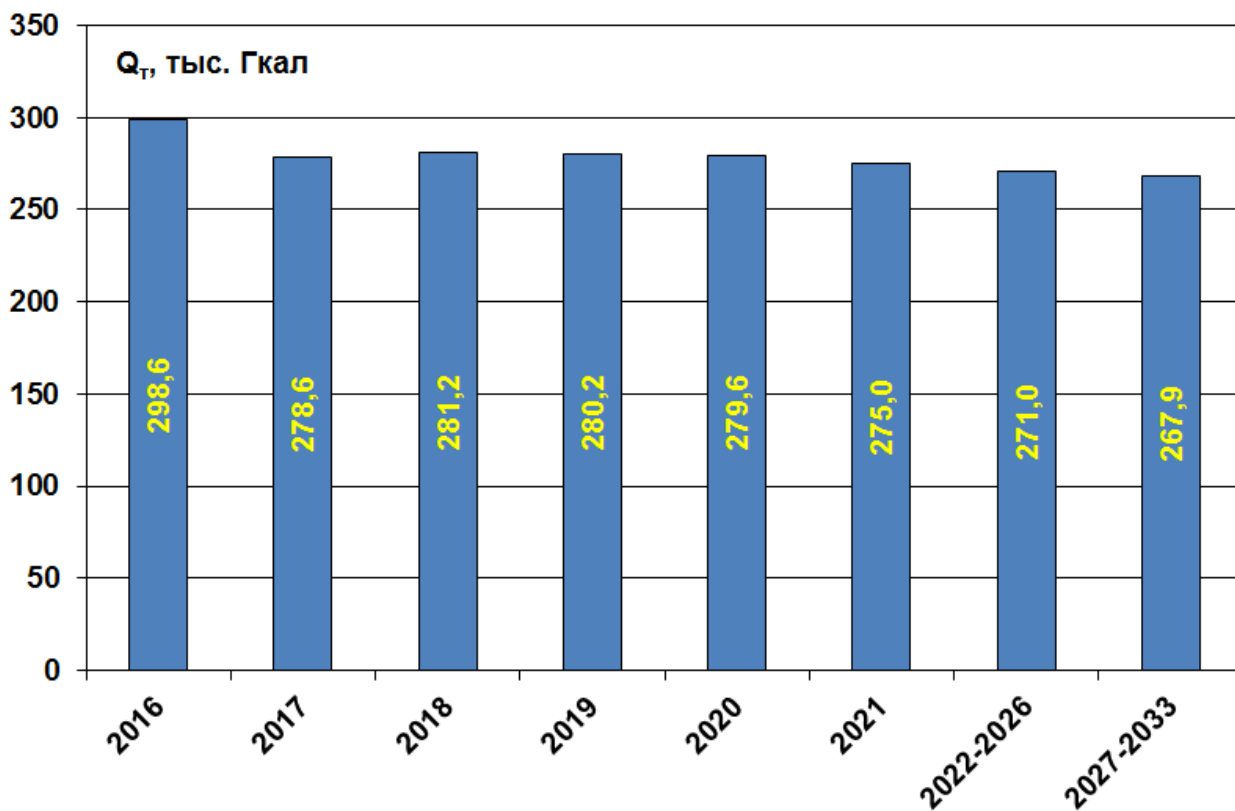


Рис.1.5. Прогноз на 2016 - 2032 годы отпуска тепловой энергии от турбоагрегатов Кировской ТЭЦ-1

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

Представленные данные позволяют заключить следующее:

- удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепловой энергии при расчете по физическому и пропорциональному методам несколько увеличиваются в прогнозируемом периоде, что обусловлено уменьшением средней электрической нагрузки турбоагрегатов с соответствующим увеличением удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии, а также изменением показателей работы котлов с увеличением доли затрат на собственные нужды при уменьшении отпуска тепла от ТЭЦ;

- общее увеличение удельного расхода на отпуск электроэнергии к 2032 коду составят 1,9 и 45,9 г у.т./кВт ч по физическому и пропорциональному методам соответственно;

- общее увеличение удельного расхода на отпуск тепловой энергии к 2032 коду составят 0,2 и 3,4 кг у.т./Гкал по физическому и пропорциональному методам соответственно.

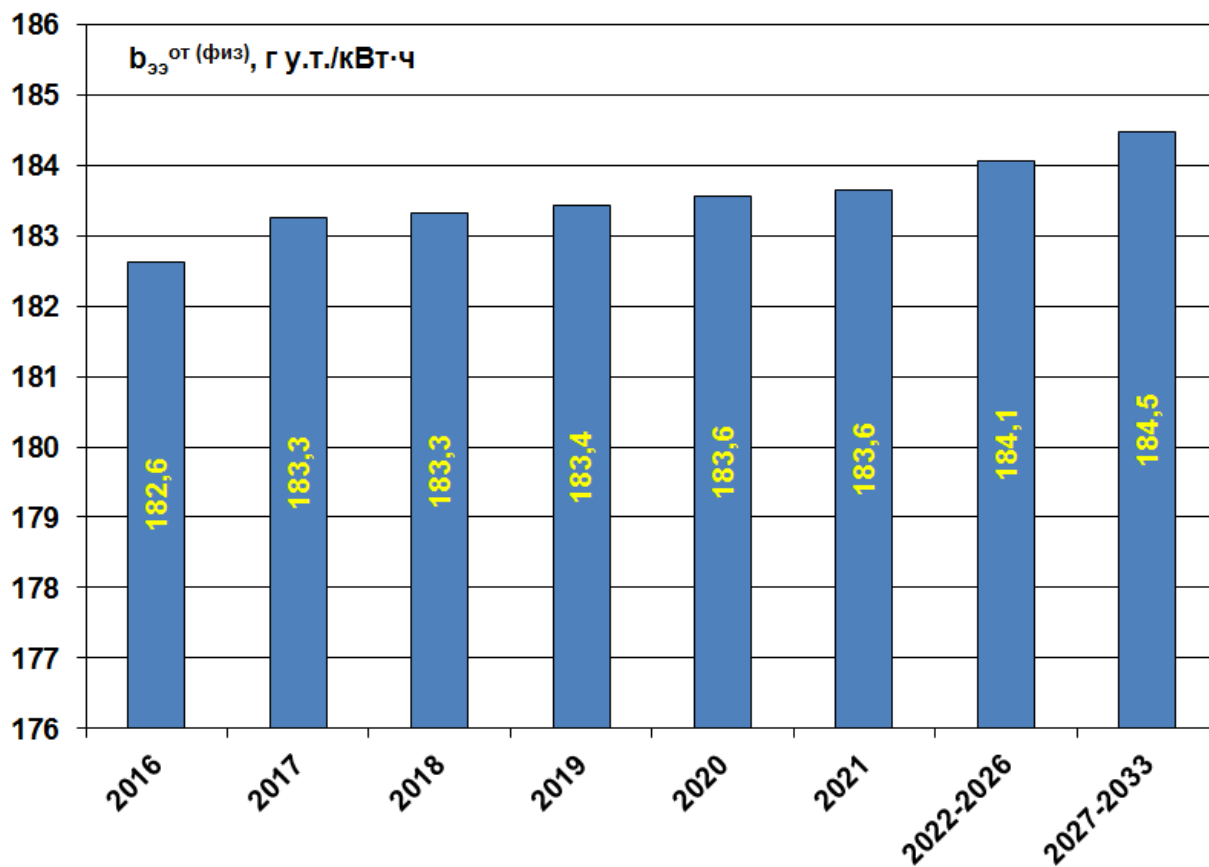


Рис.1.6. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 (физический метод)

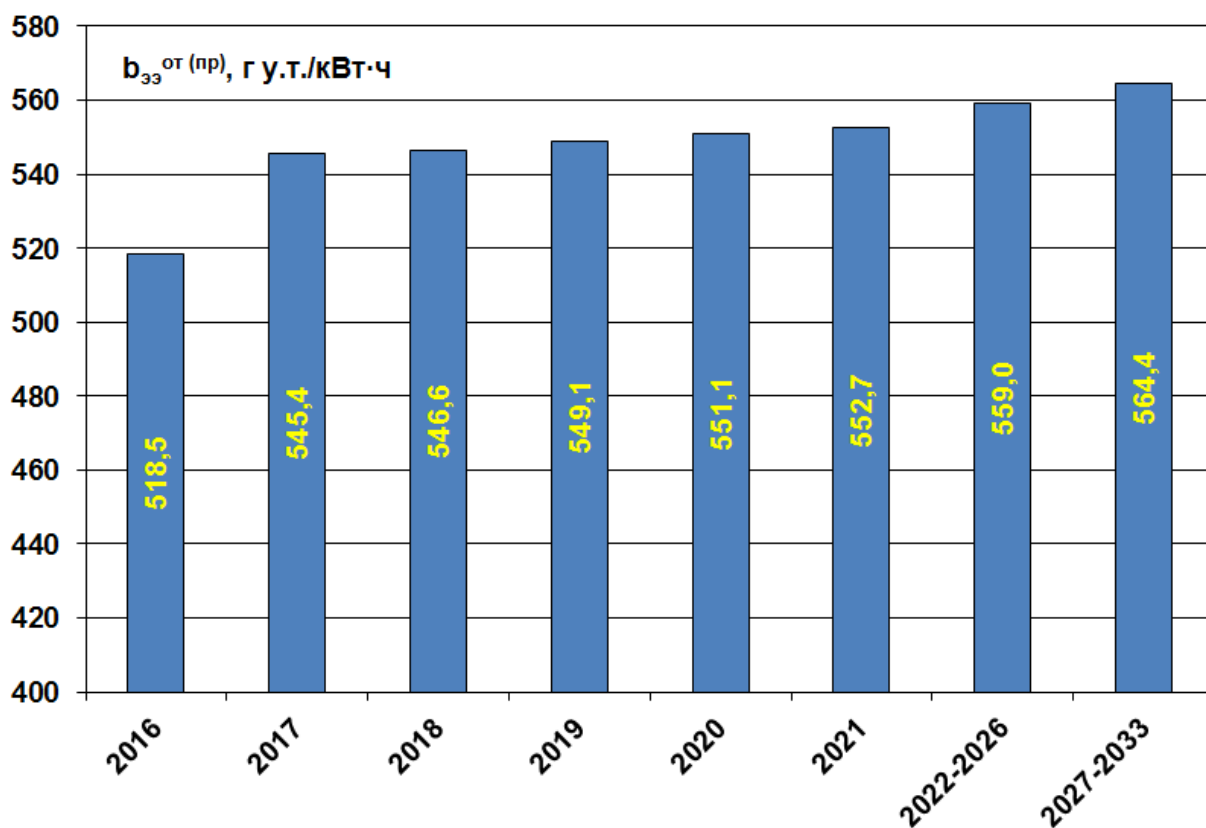


Рис.1.7. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

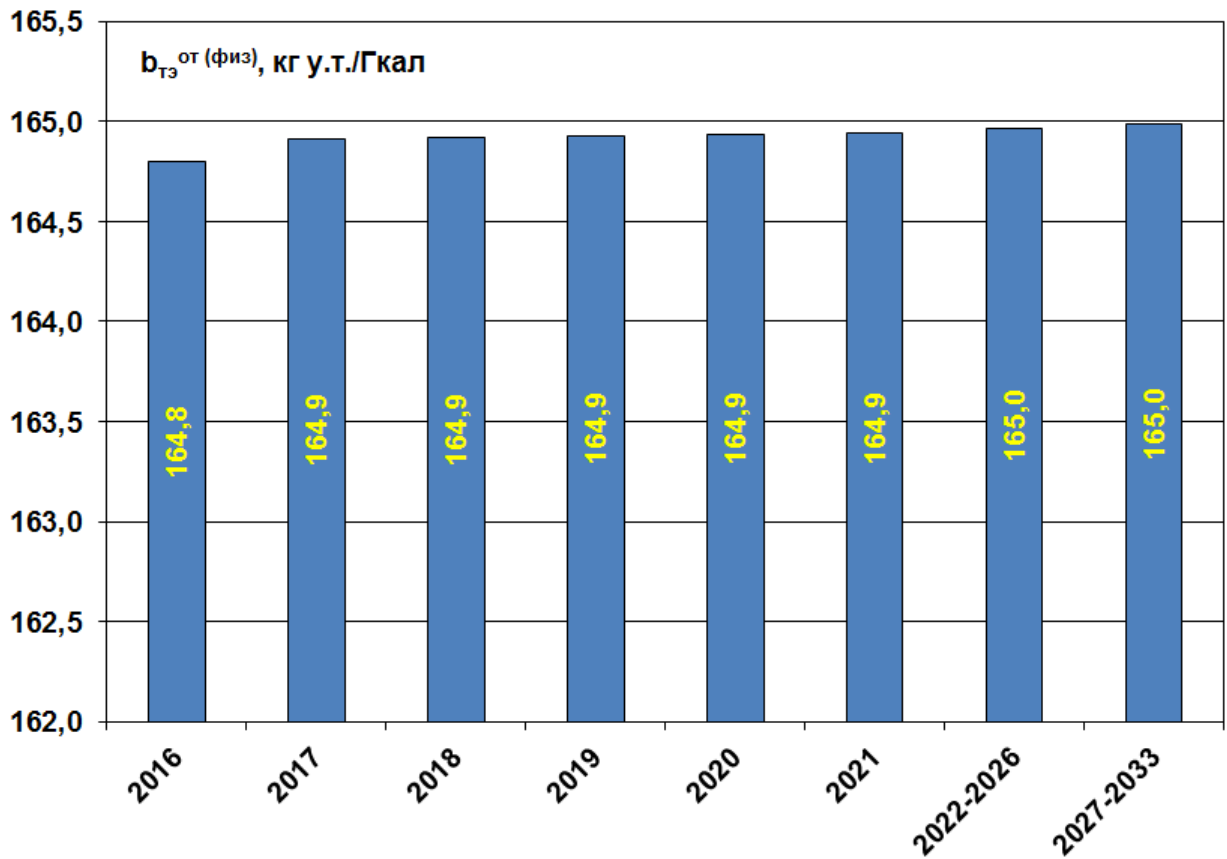


Рис.1.8. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-1 (физический метод)

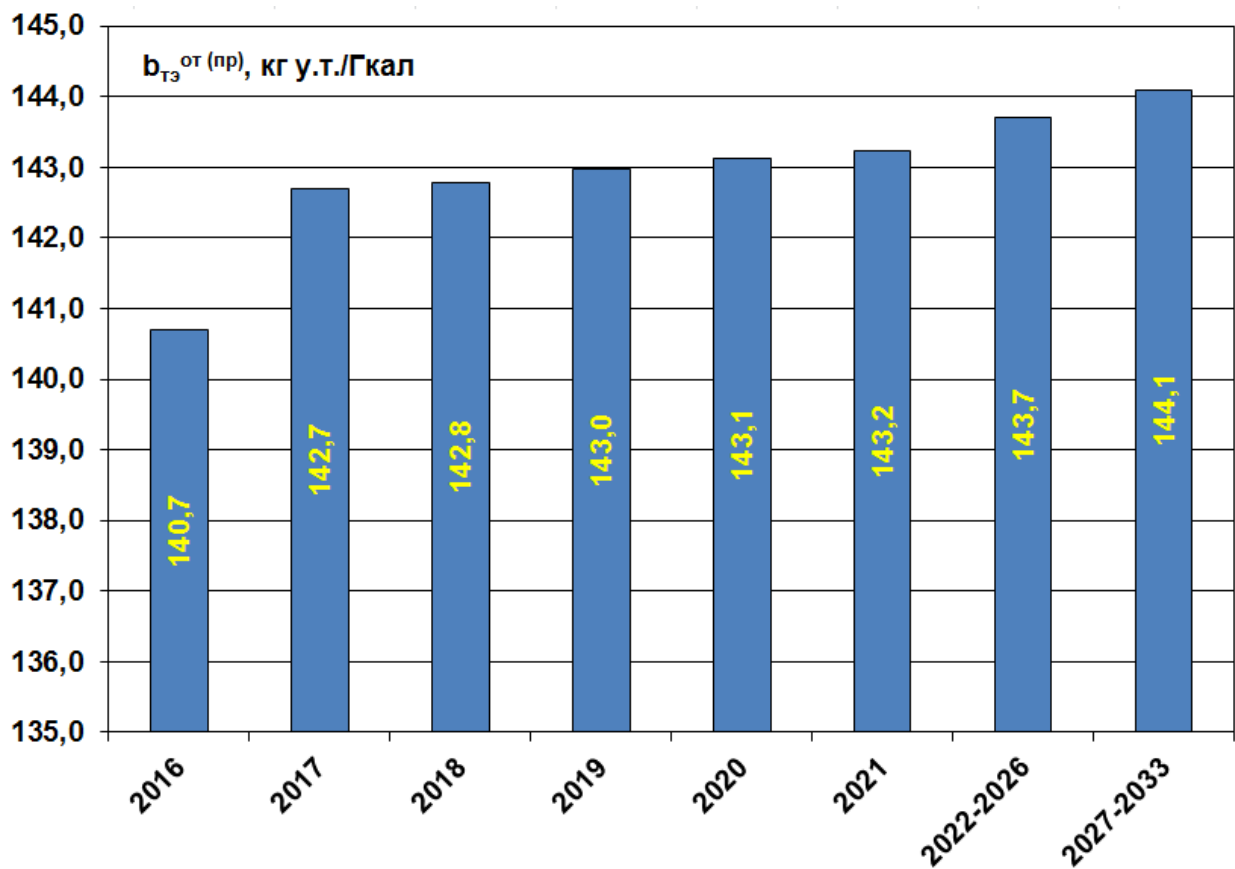


Рис.1.9. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

1.3.4. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-4

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-4 на период 2016 – 2032 годы приведены в табл. 1.3.2 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:

– отпуск электроэнергии возможно сохранить на плановом уровне 2017 года; ограничений по режиму работы турбоагрегатов при этом не возникает; некоторое изменение выработки электроэнергии при этом обусловлено изменением затрат электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ;

– доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличится с 67,0 % в 2016 году до 74,1 % к 2032 году.

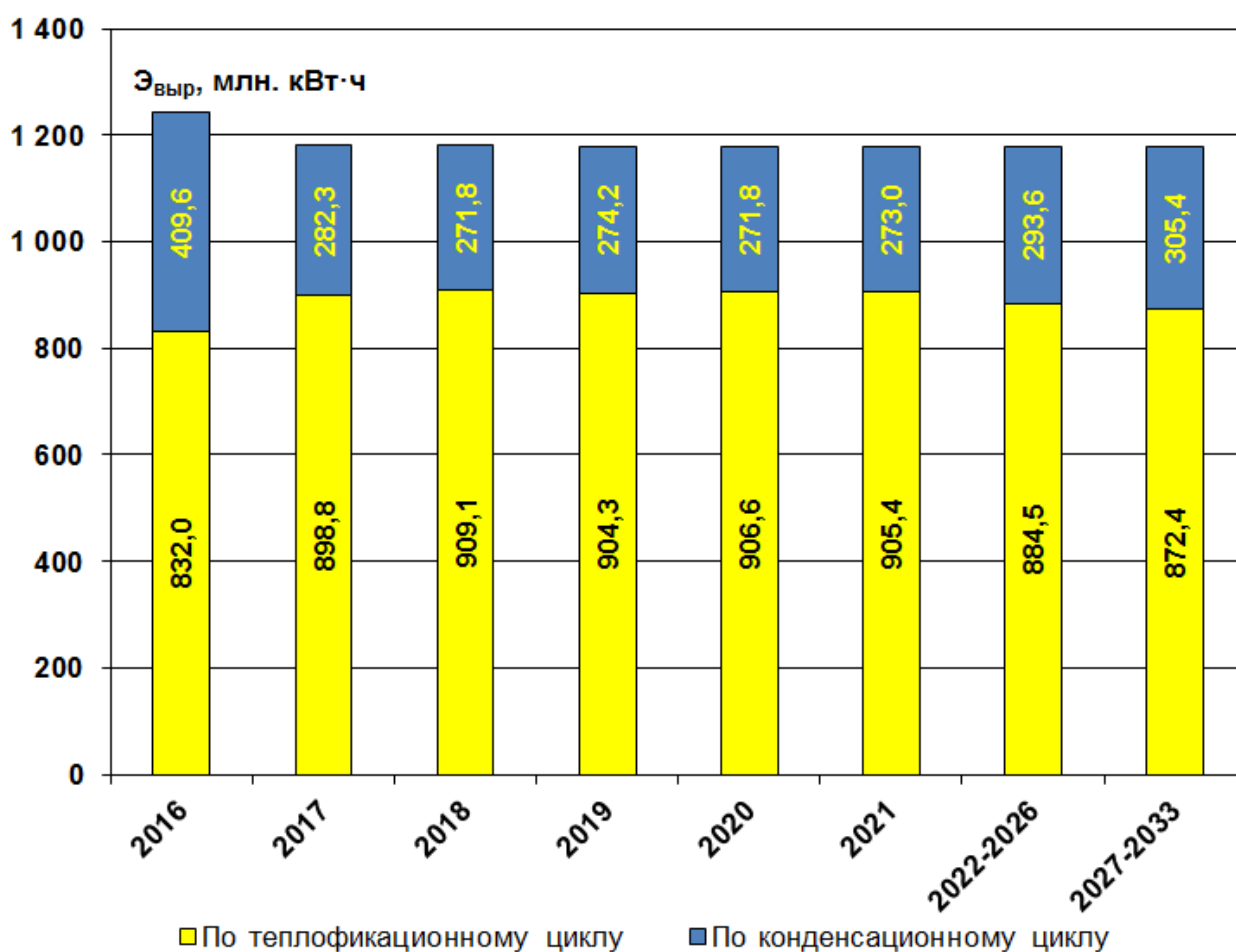


Рис.1.10. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2016 - 2032 годы по оборудованию Кировской ТЭЦ-4

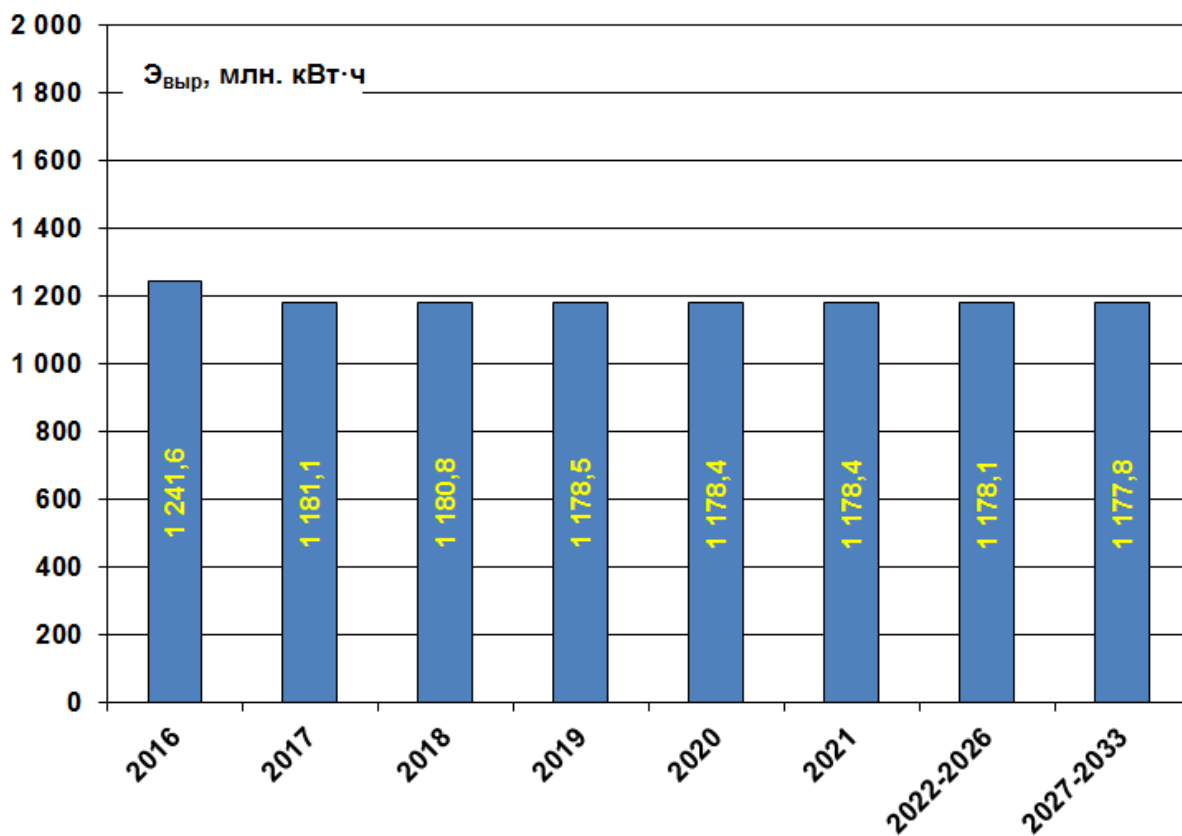


Рис.1.11. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 на 2016 – 2032 годы

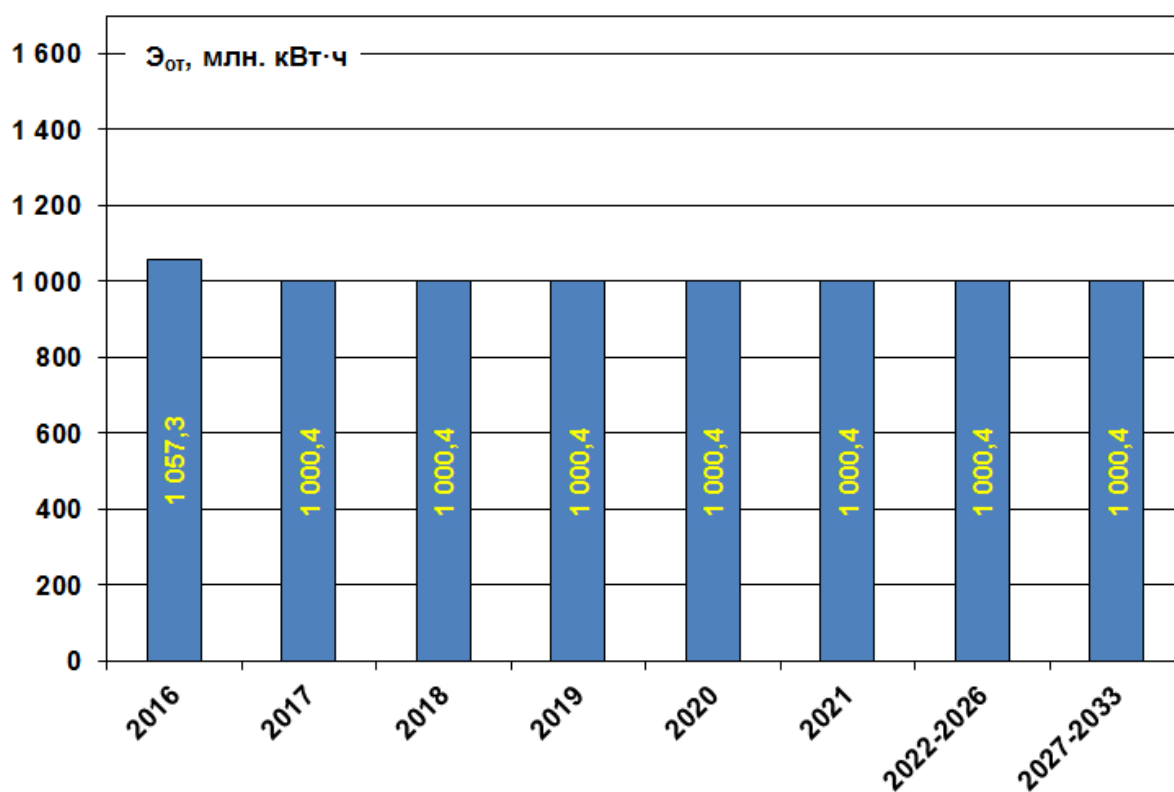


Рис.1.12. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 на 2016 – 2032 годы

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

- увеличение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от уровня 2016 года обусловлено уменьшением отпуска тепловой энергии турбоагрегатами в соответствии с планируемой динамикой уменьшения отпуска тепловой энергии от ТЭЦ с горячей водой и паром; дальнейшее уменьшение тепловой нагрузки ПВК при этом невозможно ввиду необходимости обеспечения заданного температурного графика регулирования отпуска тепла от ТЭЦ с горячей водой, а также ограничениями по режимам работы турбоагрегатов в наиболее холодные периоды года; некоторое уменьшение роста удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии с 2019 года обусловлено переводом турбоагрегата ст. № 3 на работу с противодавлением;

- общее увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии к 2032 году от состояния 2016 года составит 8,6 г у.т./кВт.ч при расчете по физическому методу; при расчете по пропорциональному методу наблюдается уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на 2,0 г у.т./кВт.ч, что обусловлено увеличением доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу.

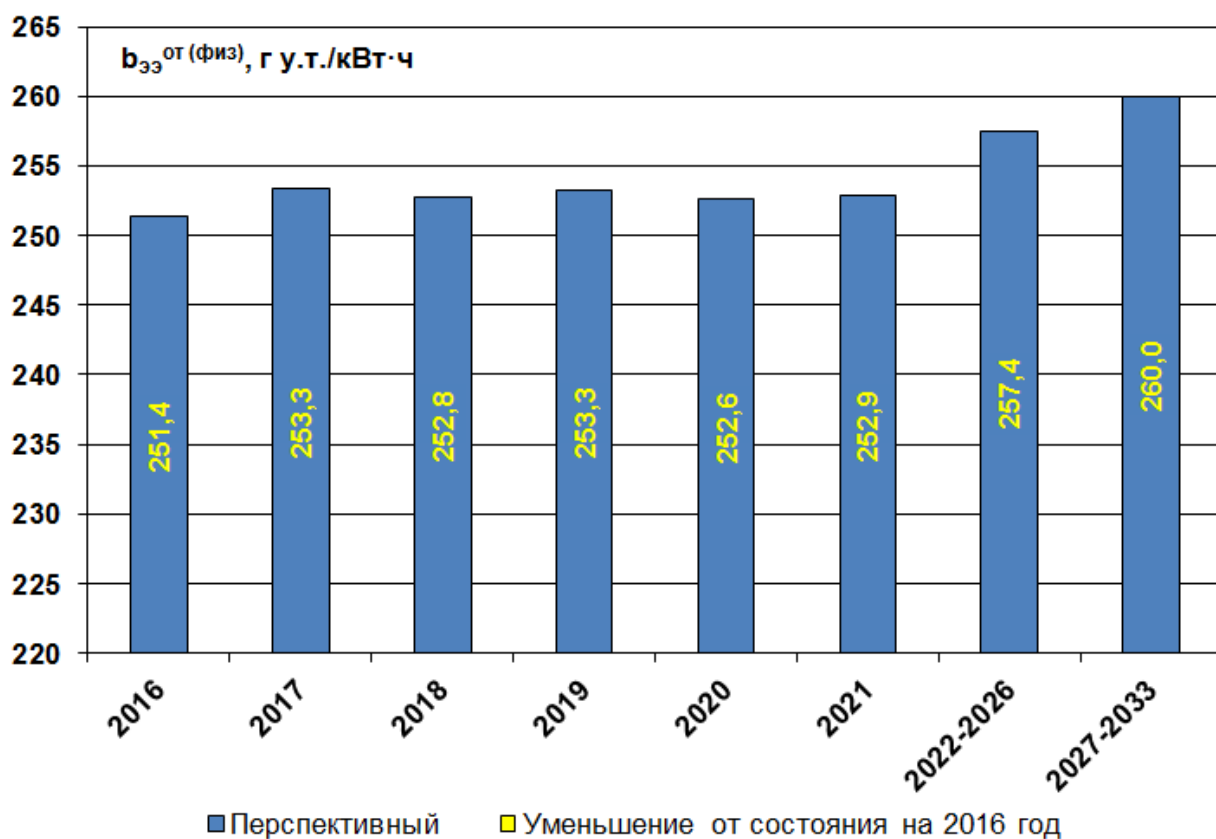


Рис.1.13. Прогноз на 2016 – 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 (физический метод)

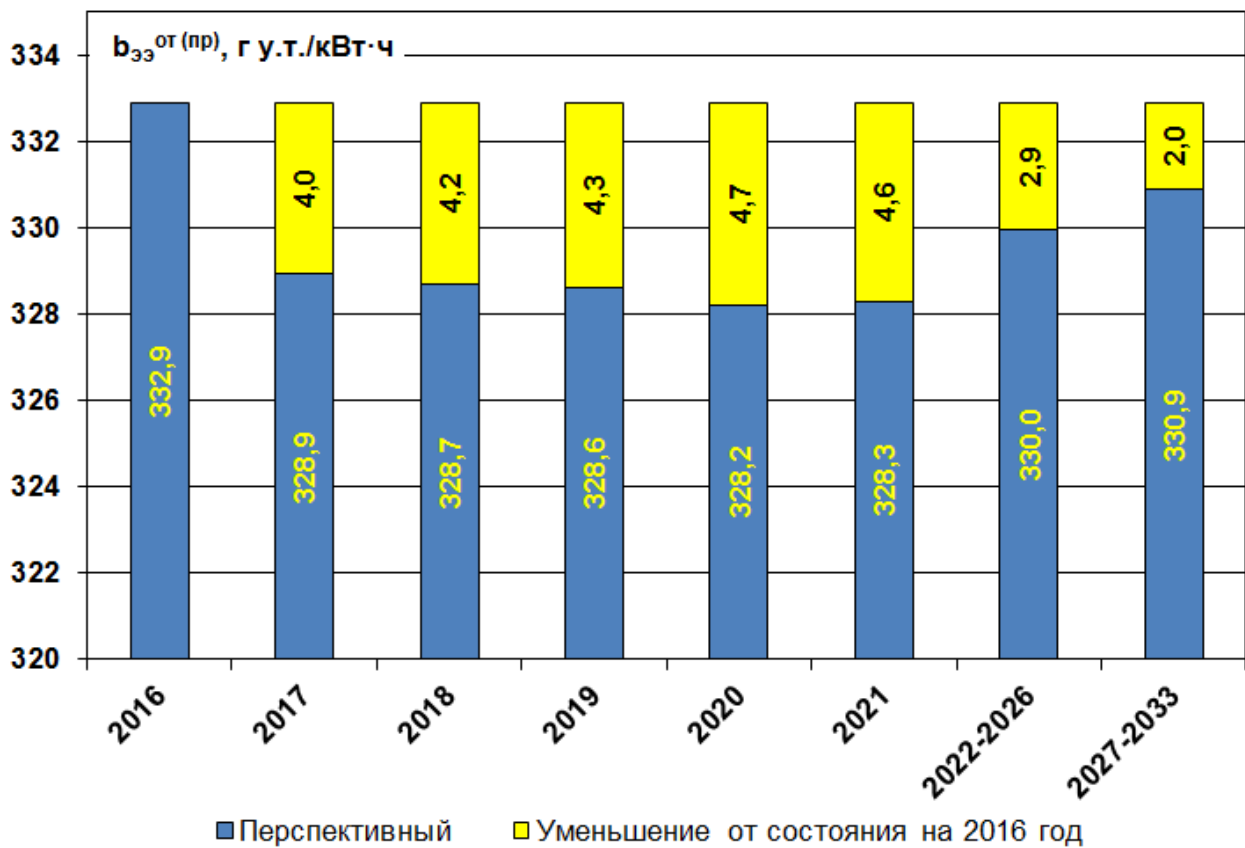


Рис.1.14. Прогноз на 2016 – 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-4 (пропорциональный метод)

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

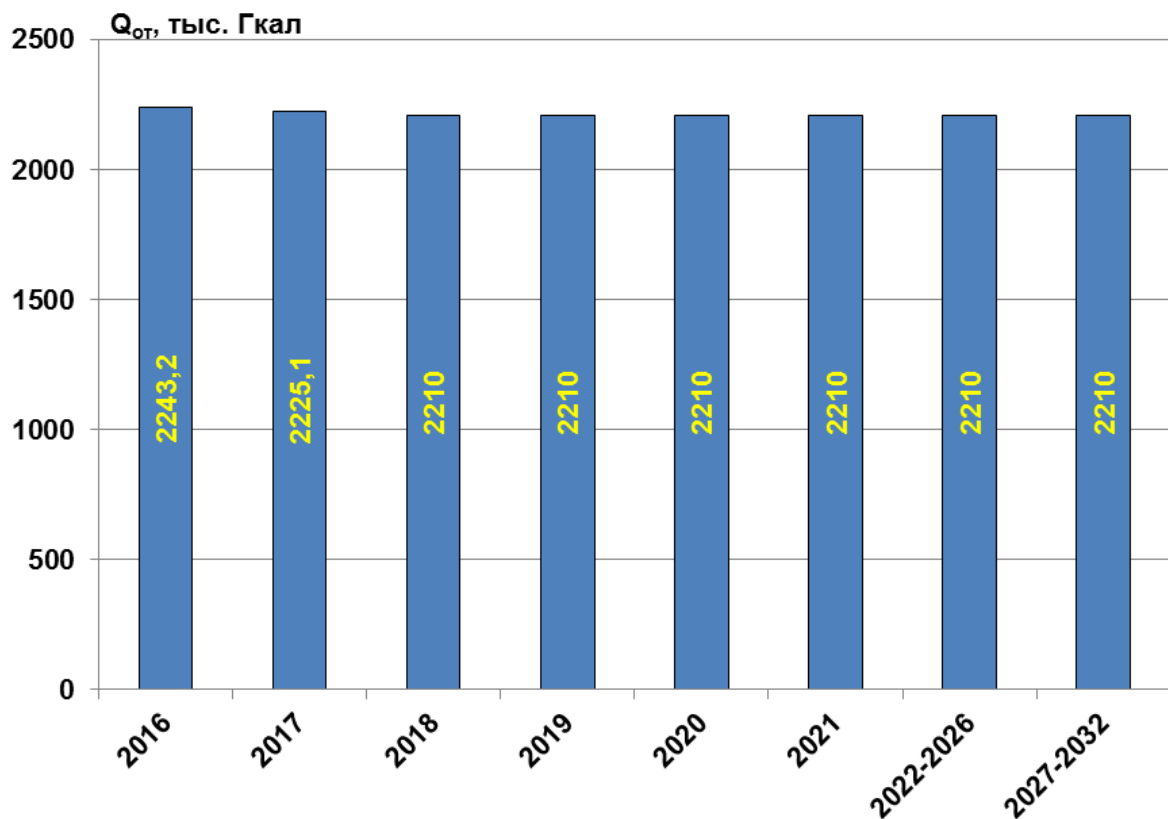


Рис.1.15. Прогноз на 2016 – 2032 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-4 в целом (включая отпуск с паром)

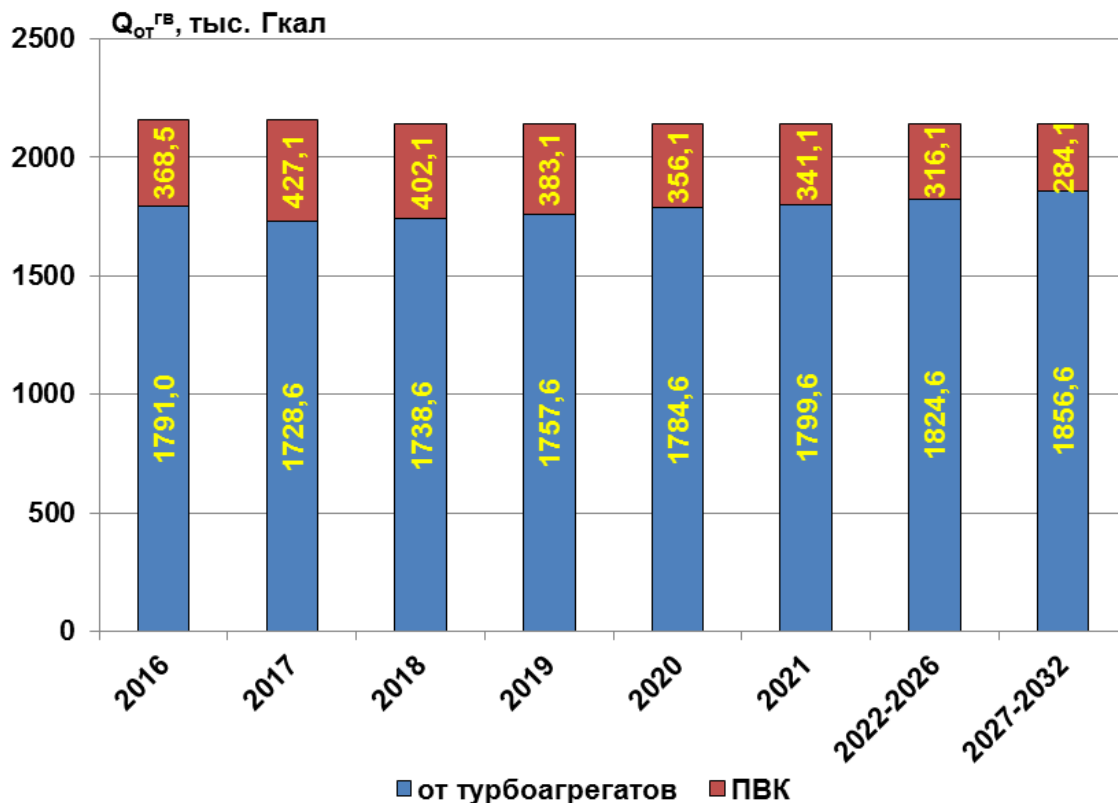


Рис.1.16. Прогноз на 2016 – 2032 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Кировской ТЭЦ-4

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 методу, вызвано оптимизацией состава работающих котлов (включая ПВК), а также изменением структуры тепловых и электрических собственных нужд ТЭЦ при соответствующем изменении режима работы оборудования;

- общее снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ к 2032 году от состояния на 2016 год составит 1,0 кг у.т./Гкал при расчете по физическому методу;

- увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, рассчитанного по пропорциональному методу, связано с изменением структуры конденсационной и теплофикационной выработки турбоагрегатами ТЭЦ в прогнозируемом периоде;

- общее увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ к 2032 году от состояния на 2016 год составит 1,4 кг у.т./Гкал при расчете по пропорциональному методу.

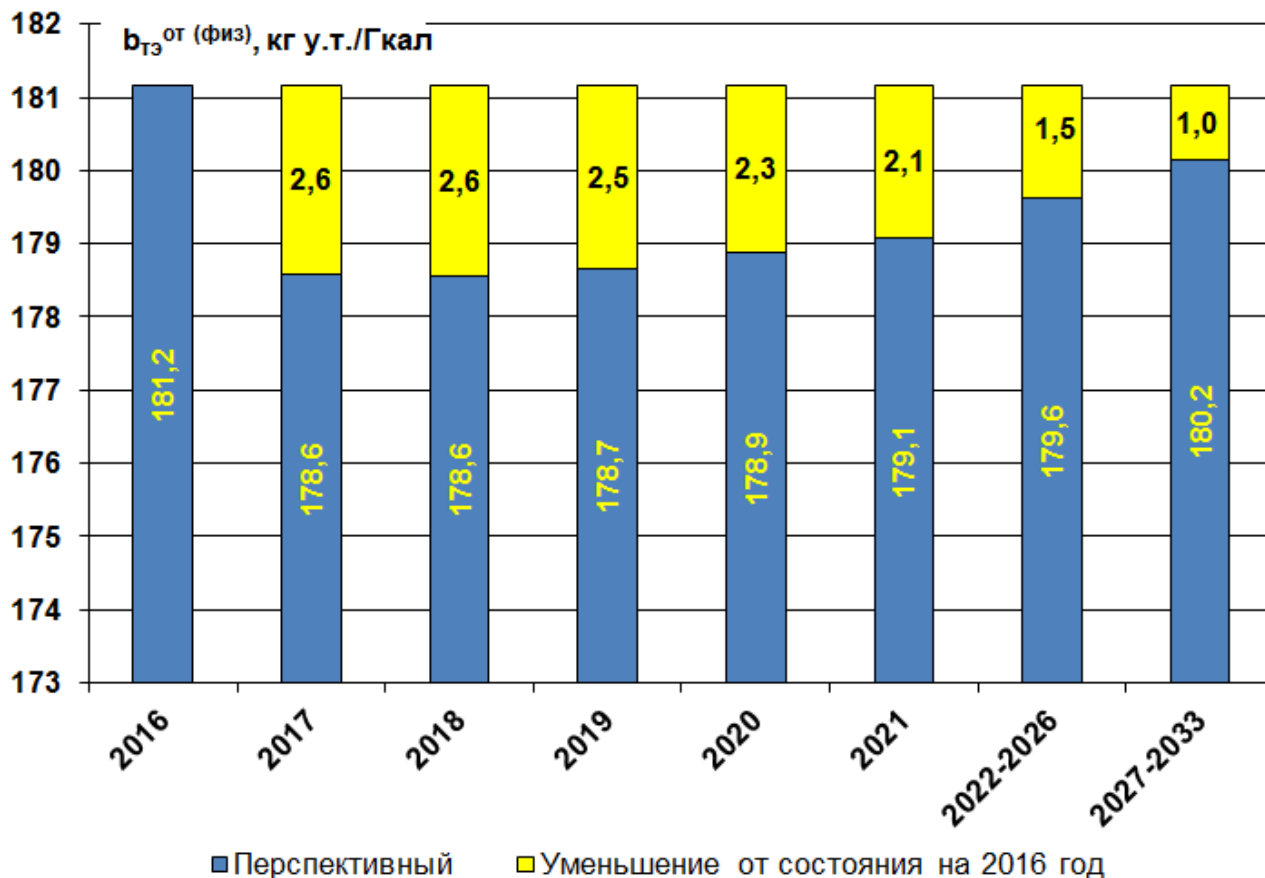


Рис.1.17. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-4 (физический метод)

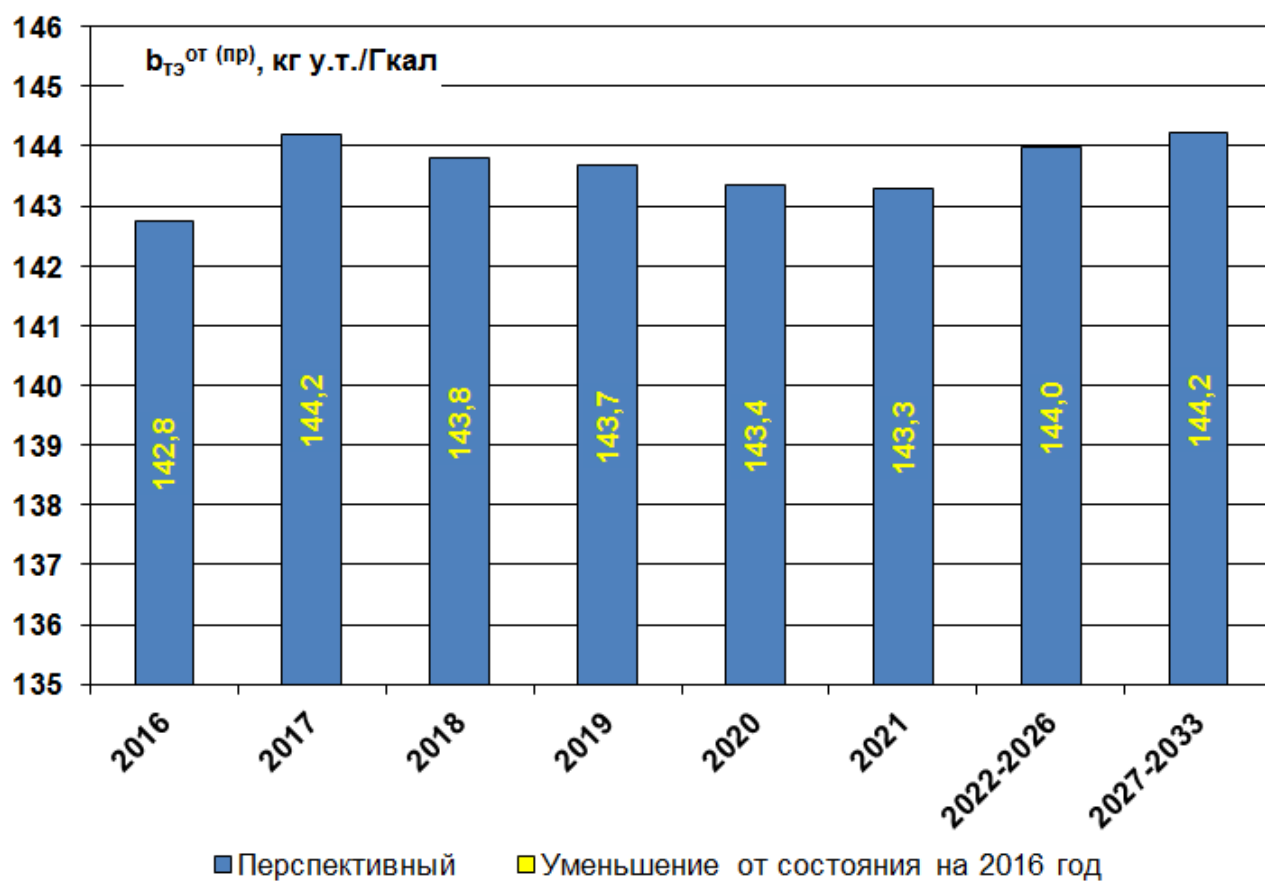


Рис.1.18. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-4 (пропорциональный метод)

1.3.5. Анализ результатов расчета по Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-5 на период 2017 – 2032 годы приведены в табл. 1.3.3 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 в период с 2017 по 2032 годы принят на уровне, запланированном на 2017 год. Ограничений, связанных с исчерпанием возможности дальнейшей загрузки турбоагрегатов, работающих по тепловому графику нагрузки в отопительный период времени, не наступает;

– доля выработки электроэнергии по теплофикационному циклу увеличится с 64,6 % в 2016 году до 68,2 % в 2032 году.

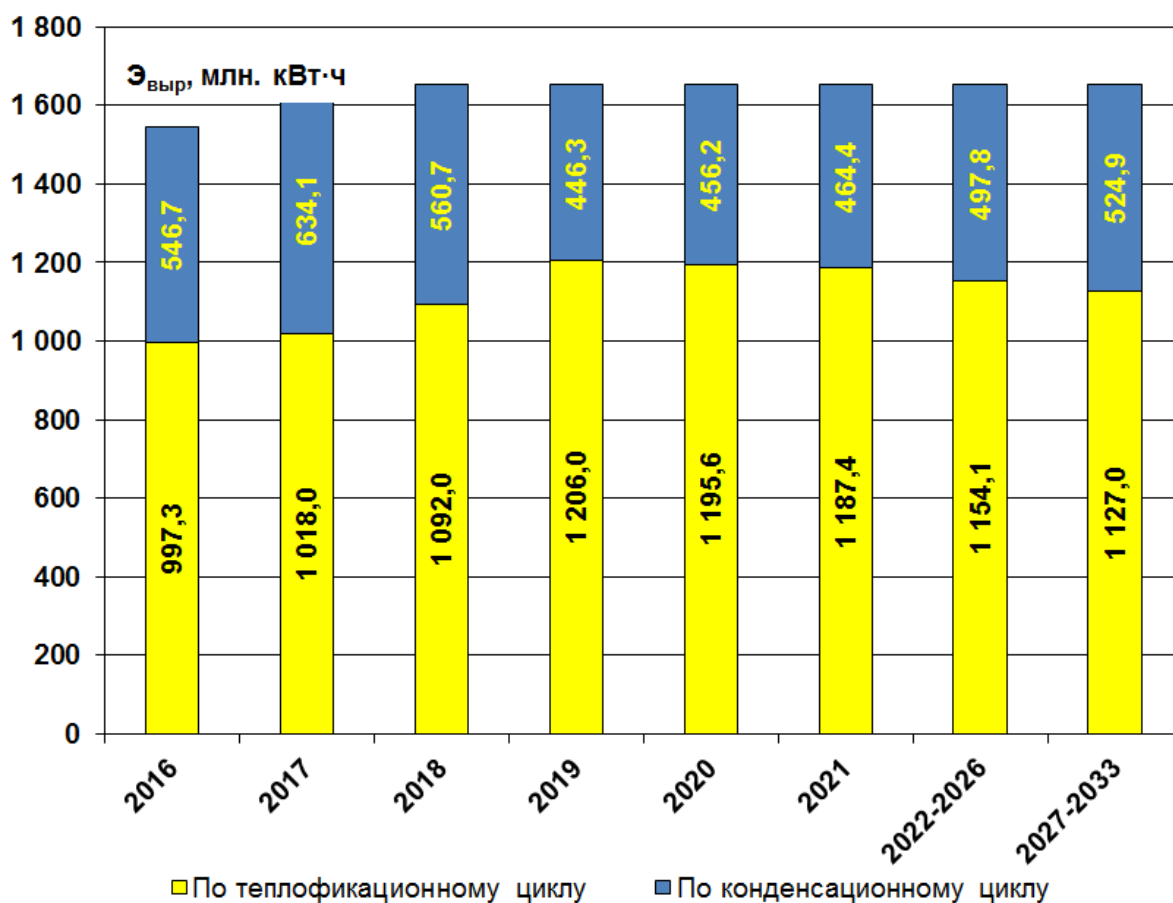


Рис.1.19. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2016 – 2032 годы по Кировской ТЭЦ-5

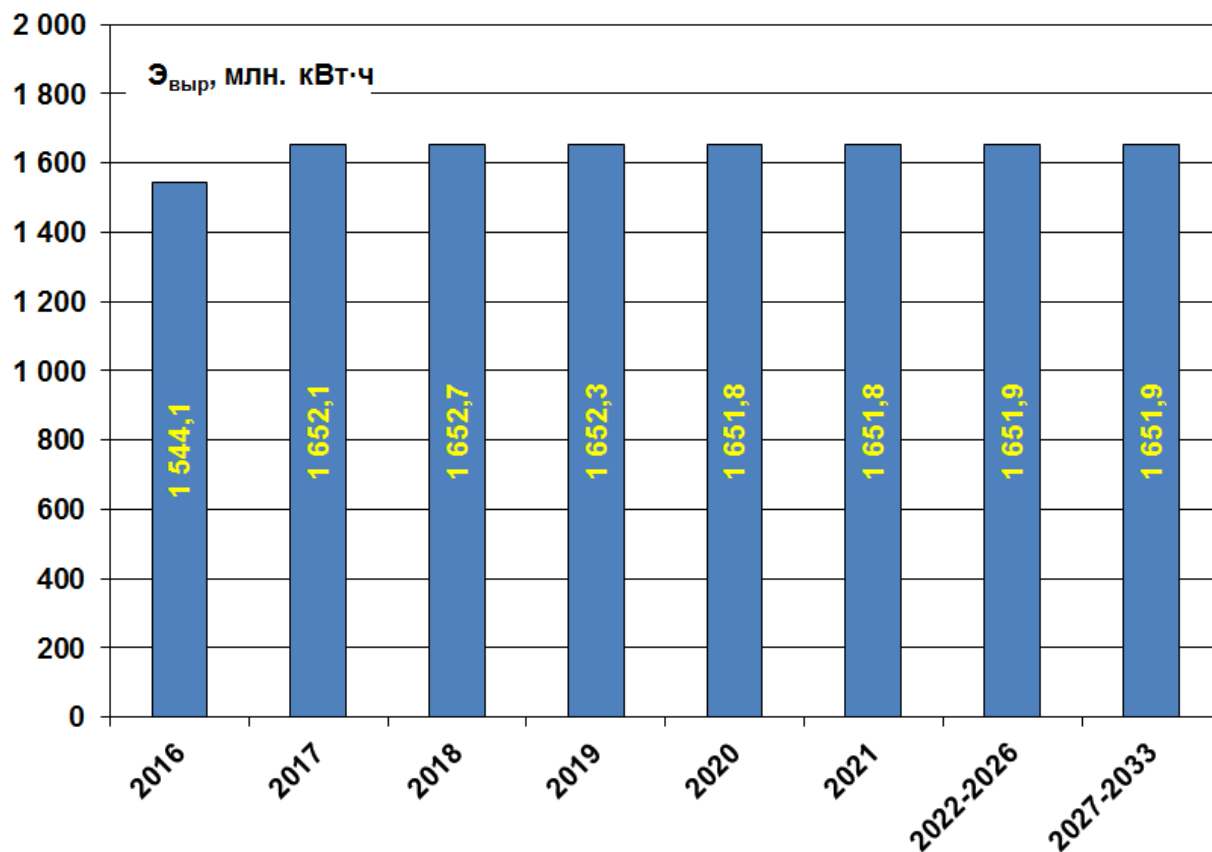


Рис.1.20. Перспективная выработка электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 годы

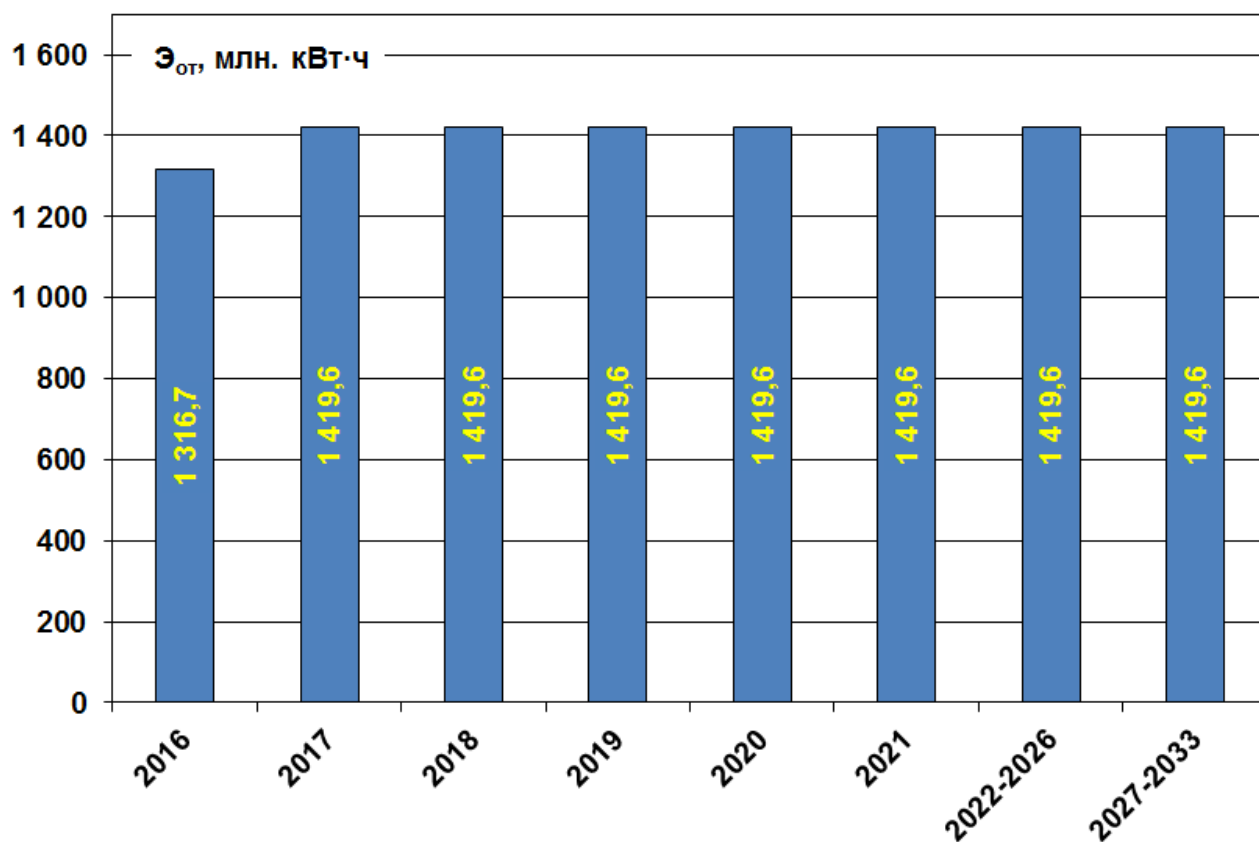


Рис.1.21. Перспективный отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 годы

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

- увеличение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии в 2017 и, отчасти, в 2018 году обусловлено существенным увеличением прогнозных объемов производства электроэнергии при менее существенном увеличении отпуска тепловой энергии, то есть увеличением доли выработки электроэнергии по конденсационному циклу в этот период;

- уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии с 2019 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 2032 году от состояния 2016 года на 3,5 и 4,6 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам.

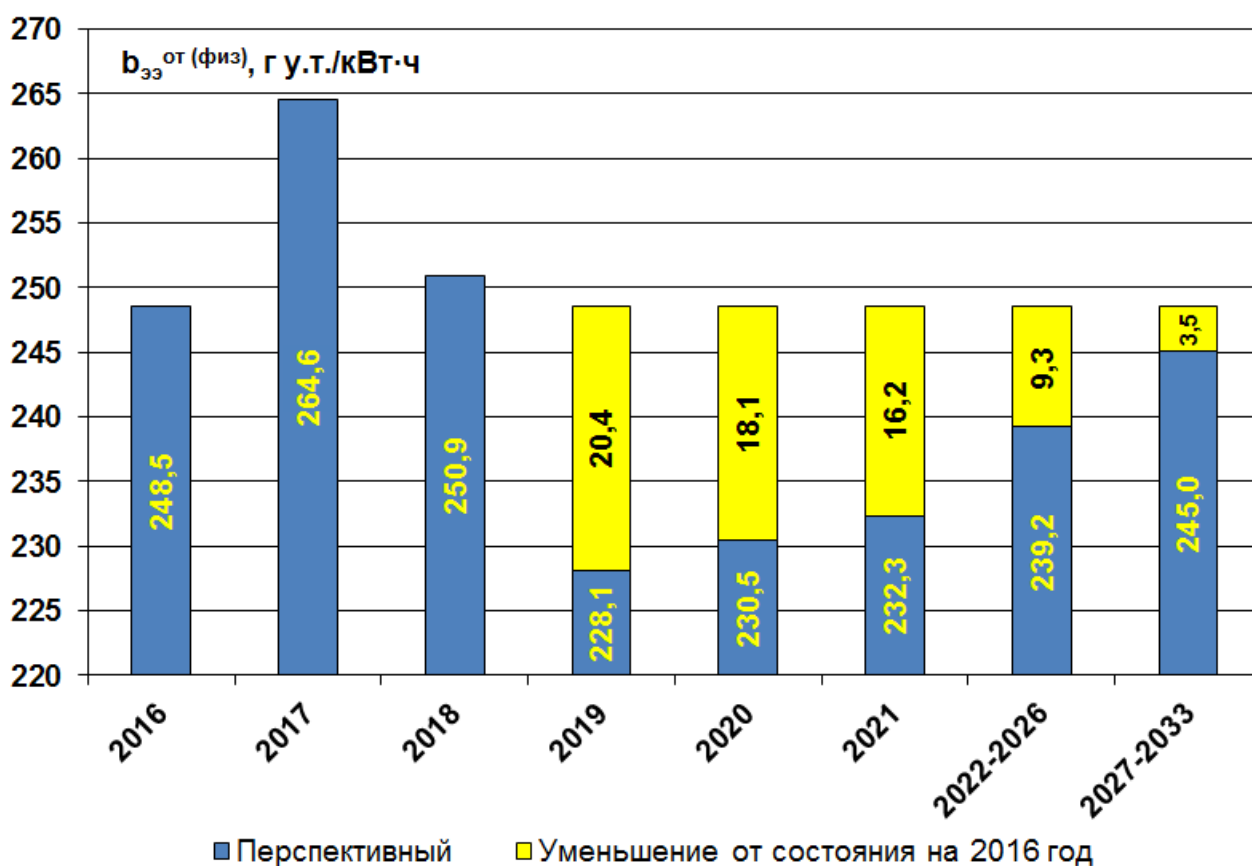


Рис.1.22 Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

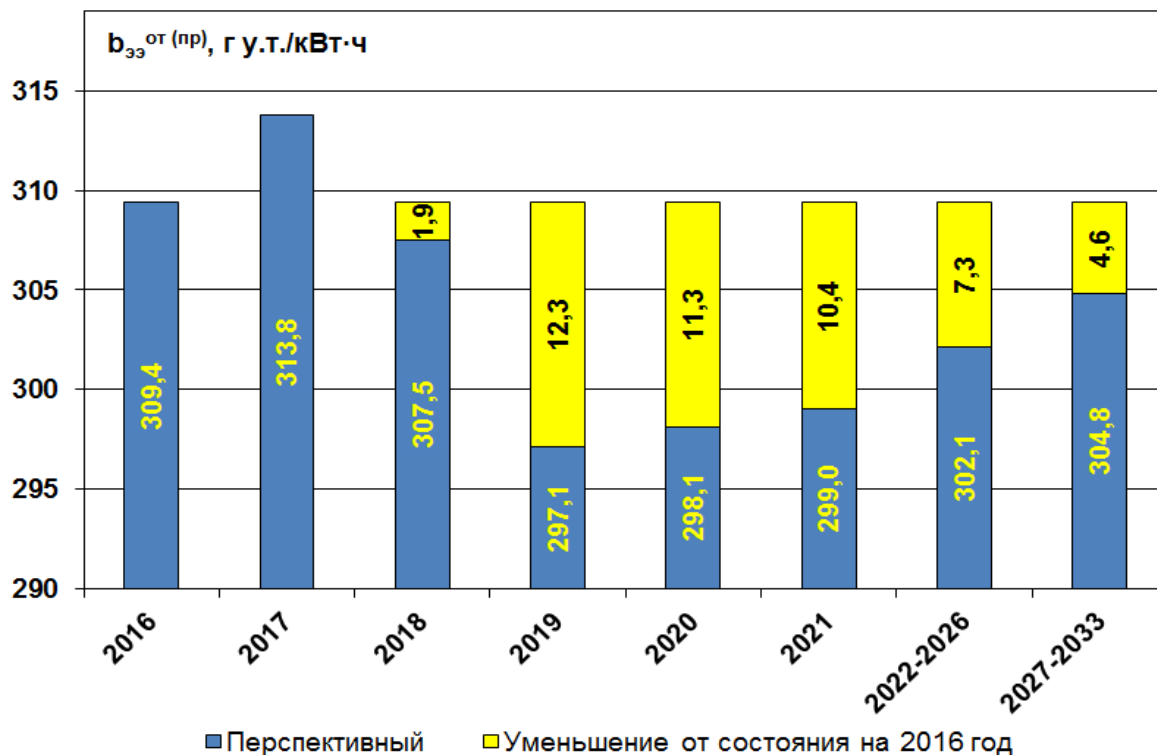


Рис.1.23. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

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

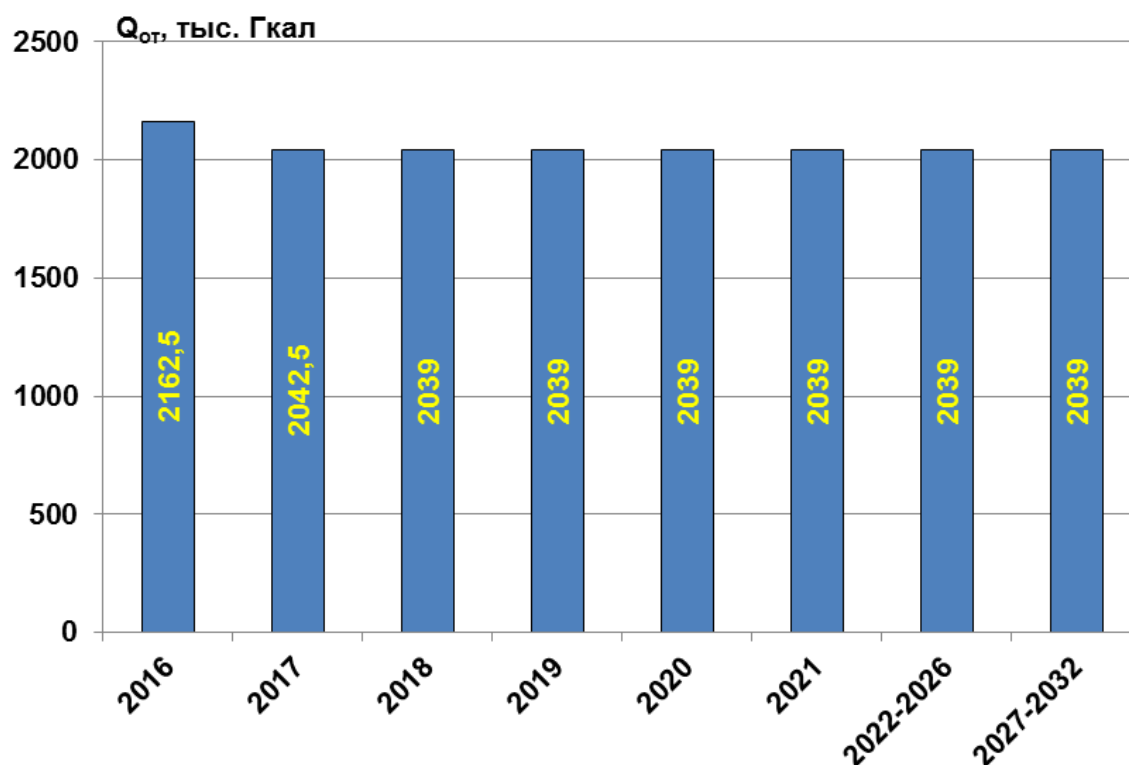


Рис.1.24. Прогноз на 2016 - 2032 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям Кировской ТЭЦ-5

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 2032 году от состояния на 2016 год составляет 3,0 и 1,5 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

– некоторое ухудшение показателей экономичности по отпуску тепловой энергии при расчете по пропорциональному методу наблюдается по причинам, описанным выше при анализе динамики изменения удельных расходов топлива по отпуску электроэнергии.

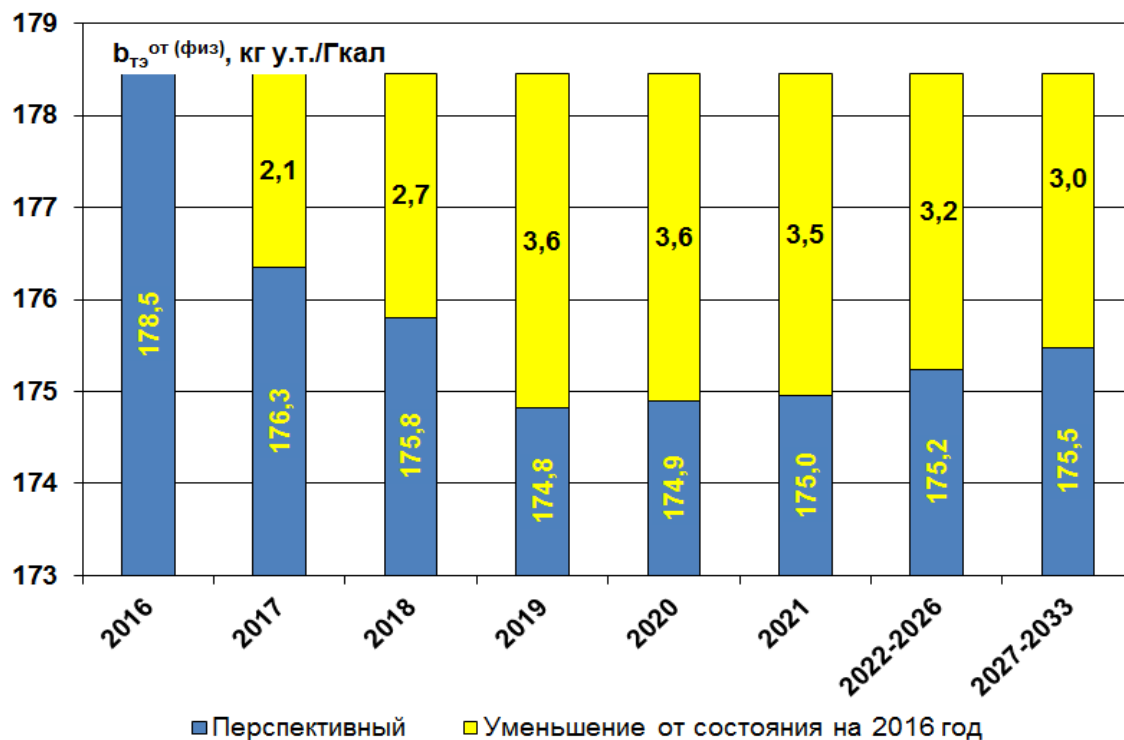


Рис.1.25. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

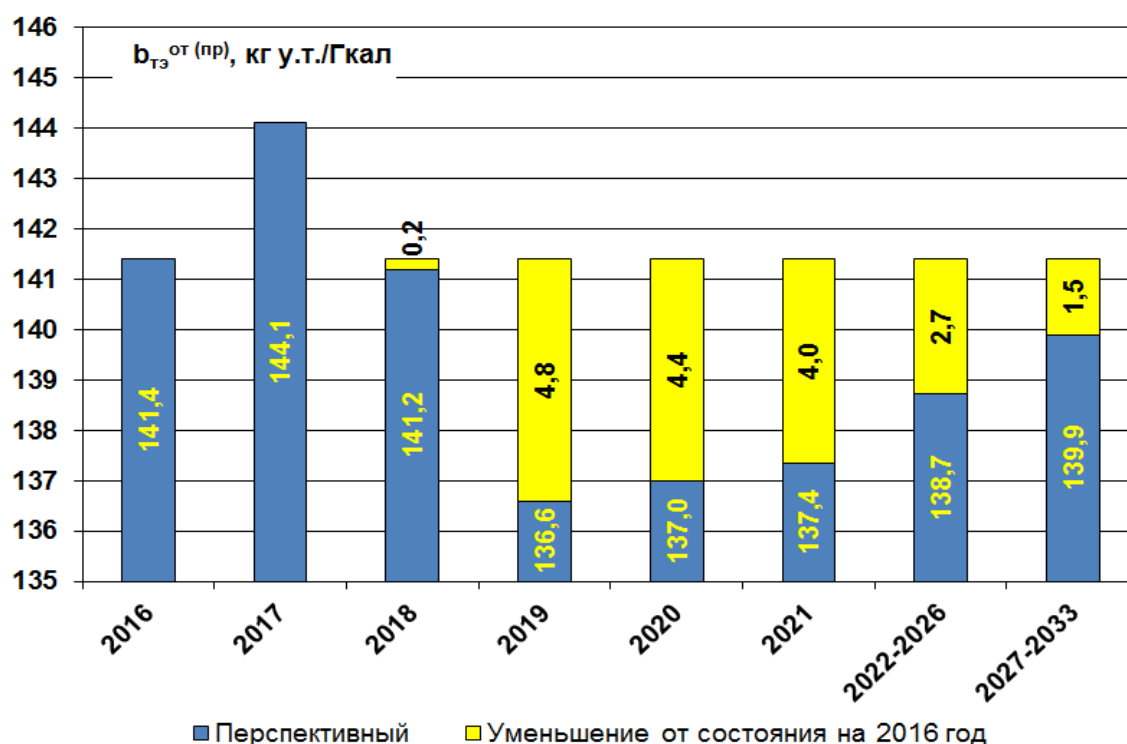


Рис.1.26. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

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 2032 году составит 39,6 млн. кВт ч (1,6 %) от состояния фактического отпуска электроэнергии в базовом 2016 году.

Основными причинами изменения отпуска электроэнергии в прогнозируемом периоде являются описанные выше изменения в составах основного оборудования ТЭЦ, исчерпание возможности дальнейшей загрузки турбоагрегатов, работающих по теплофикационному циклу в отопительный период времени в условиях увеличивающихся тепловых нагрузок потребителей, а также изменение производства электроэнергии турбоагрегатами с противодавлением при изменении их тепловой нагрузки.

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.

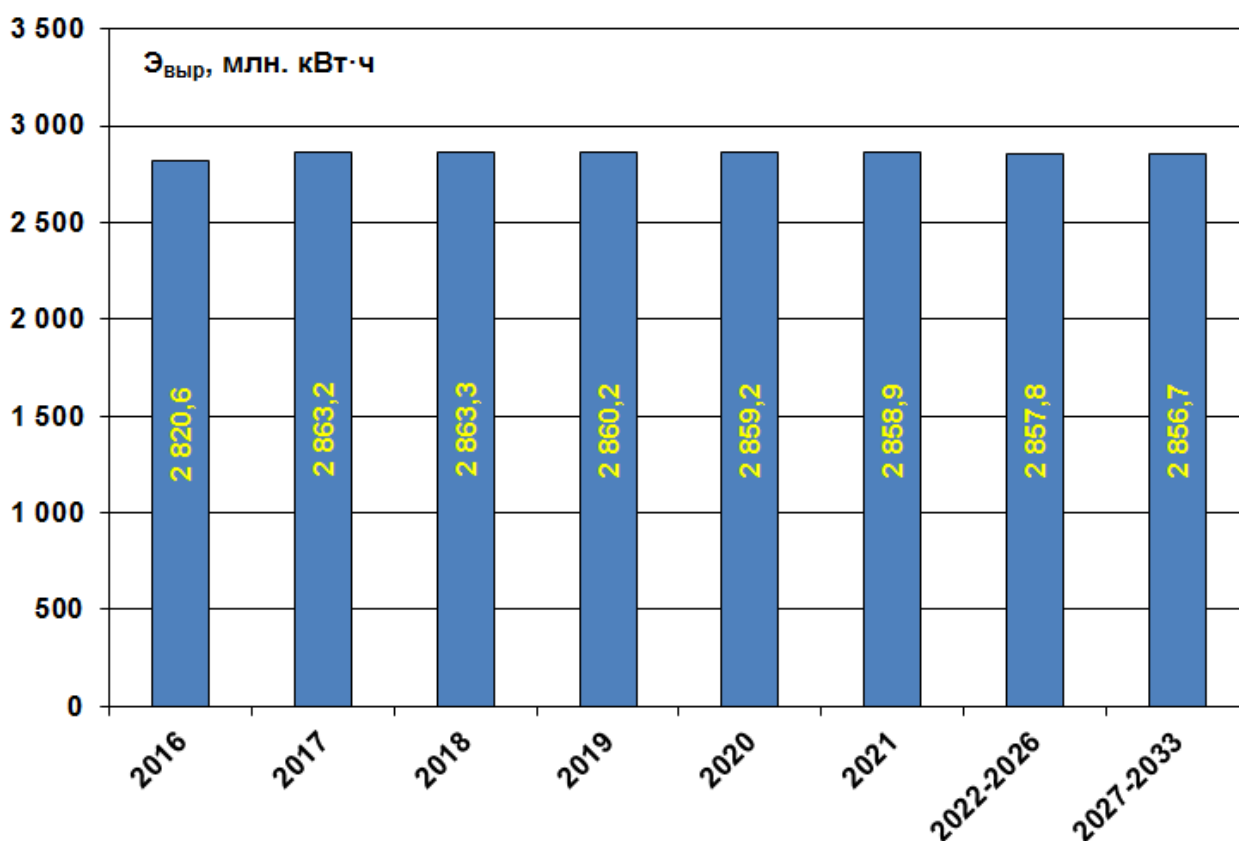


Рис.1.27. Перспективная выработка электроэнергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 годы

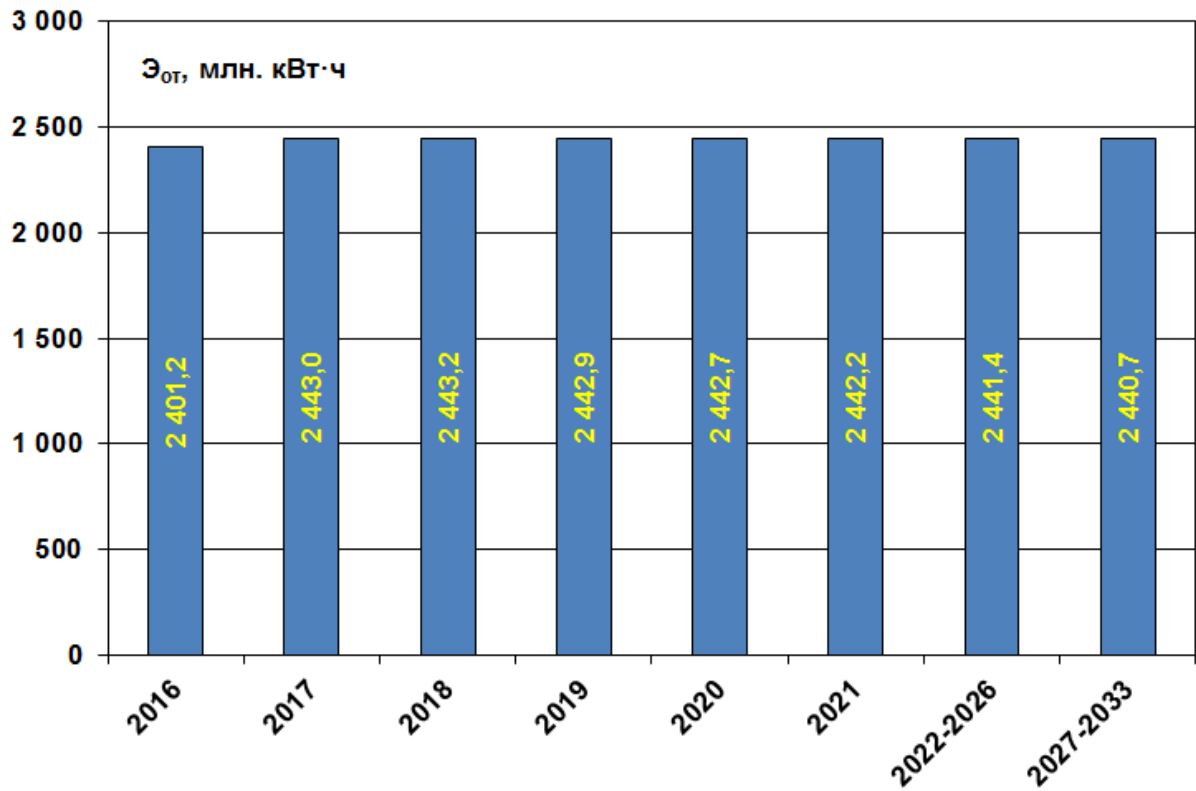


Рис.1.28. Перспективный отпуск электроэнергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1 Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 годы

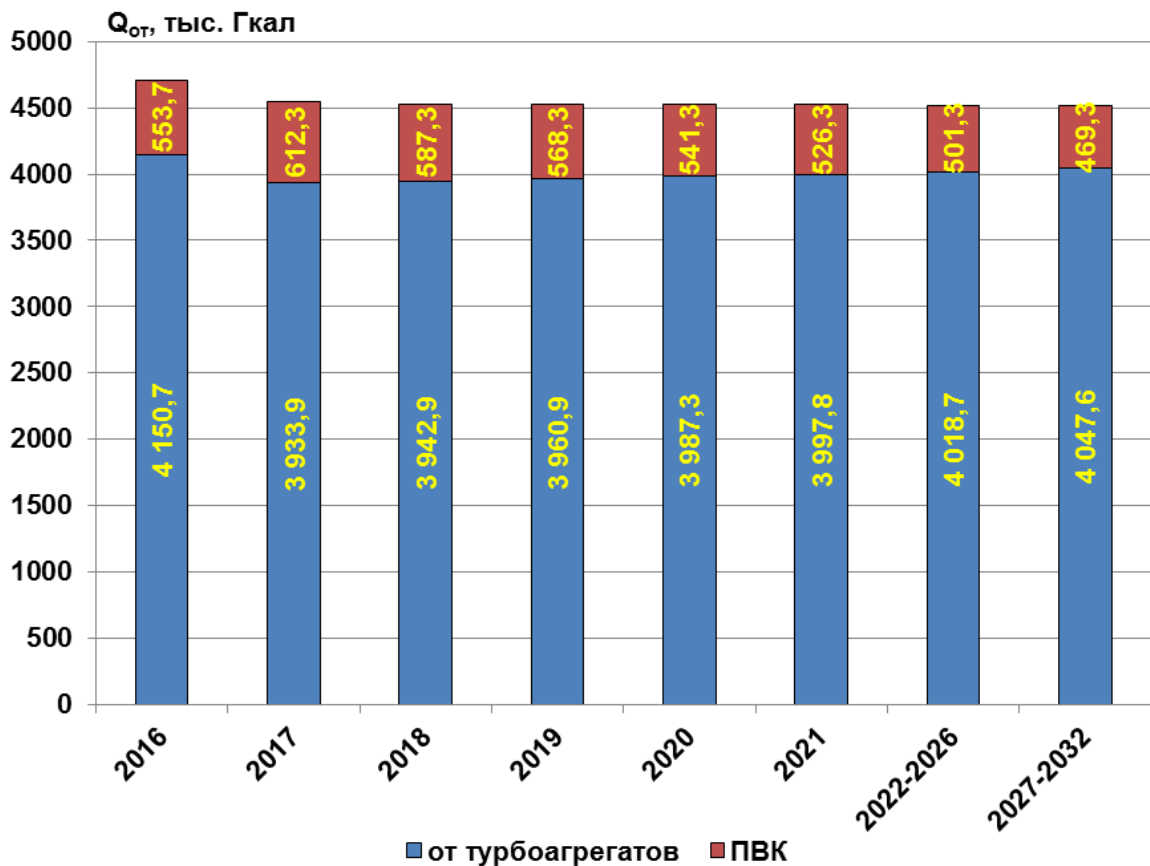


Рис.1.29. Прогноз на 2016 - 2032 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (включая отпуск с паром)

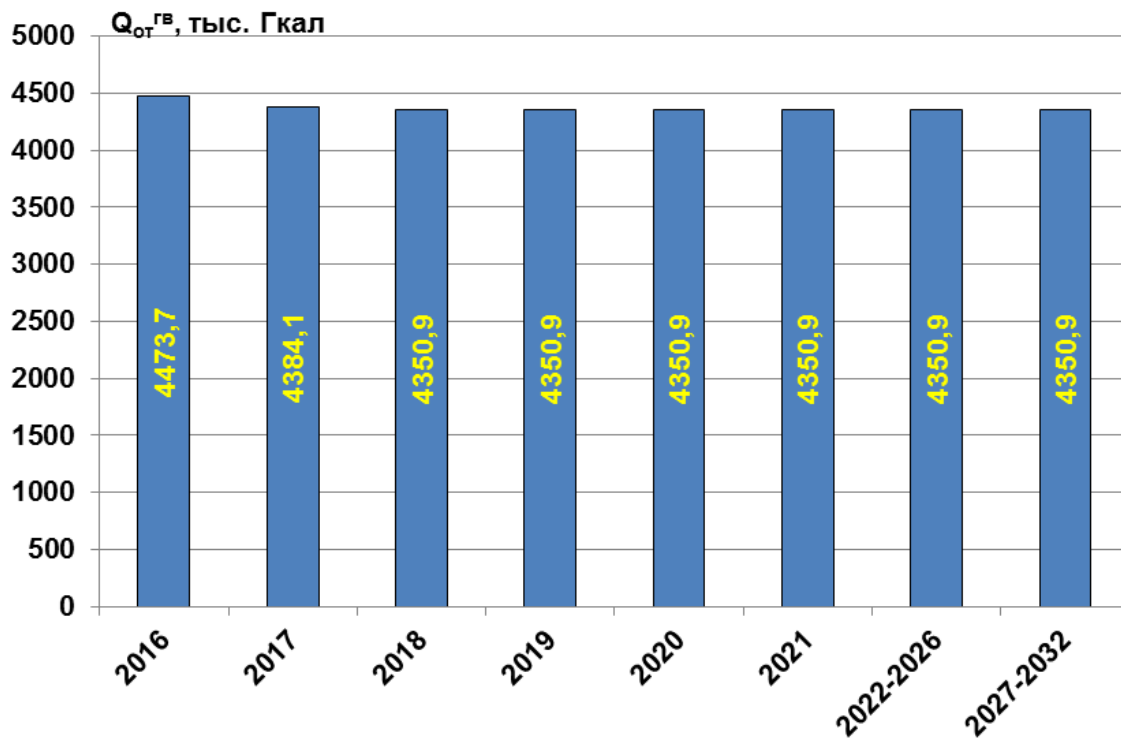


Рис. 1.30. Прогноз на 2016 - 2032 годы отпуска тепловой энергии с горячей водой внешним потребителям суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

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 2016-2032 годы обусловлено, главным образом, изменениями тепловой нагрузки ТЭЦ в паре и горячей воде. К 2032 году относительно состояния на 2016 год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии при расчете по физическому методу практически не изменится (увеличится на 1,6 г у.т./кВт.ч), при расчете по пропорциональному методу при этом наблюдается уменьшение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии на 4,4 г у.т./кВт.ч.

Удельный расход условного топлива на отпуск тепла при расчете по физическому методу снизится к 2032 г. относительно состояния на 2016 год на 2,0 кг у.т./Гкал. При расчете по пропорциональному методу удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии к 2032 году сохранится на уровне 2016 года.

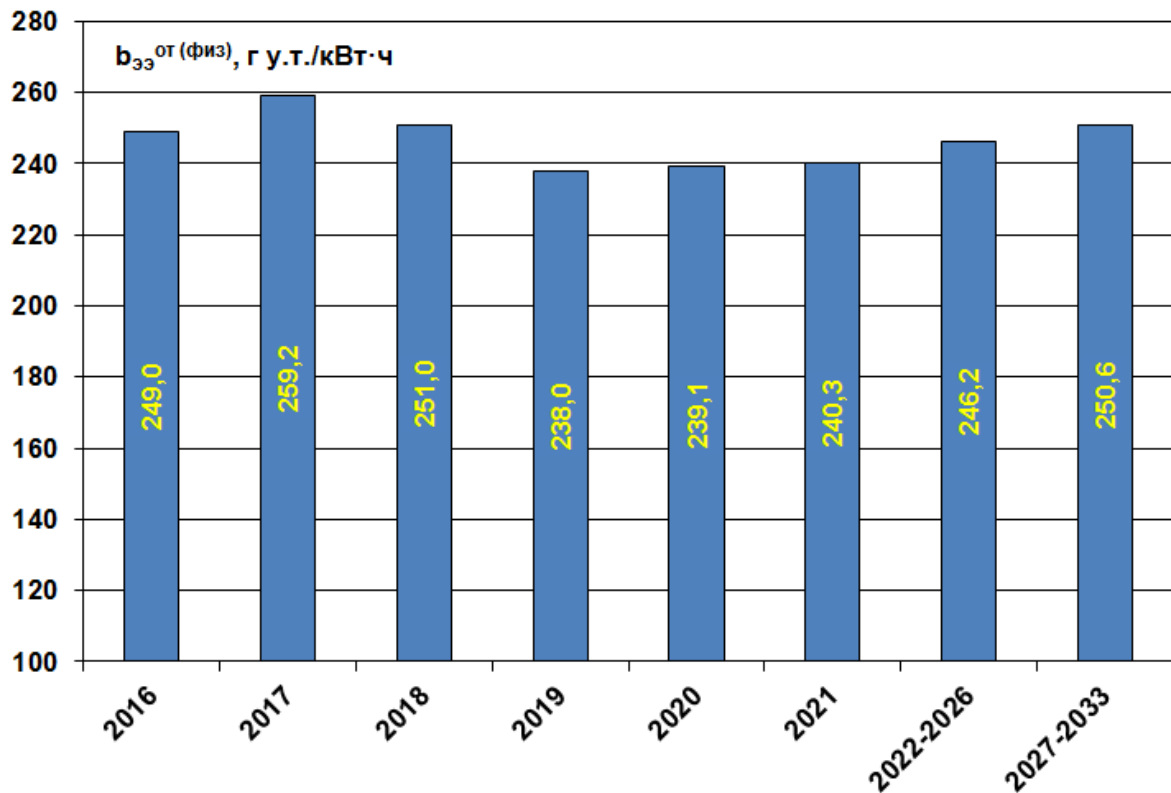


Рис.1.31. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

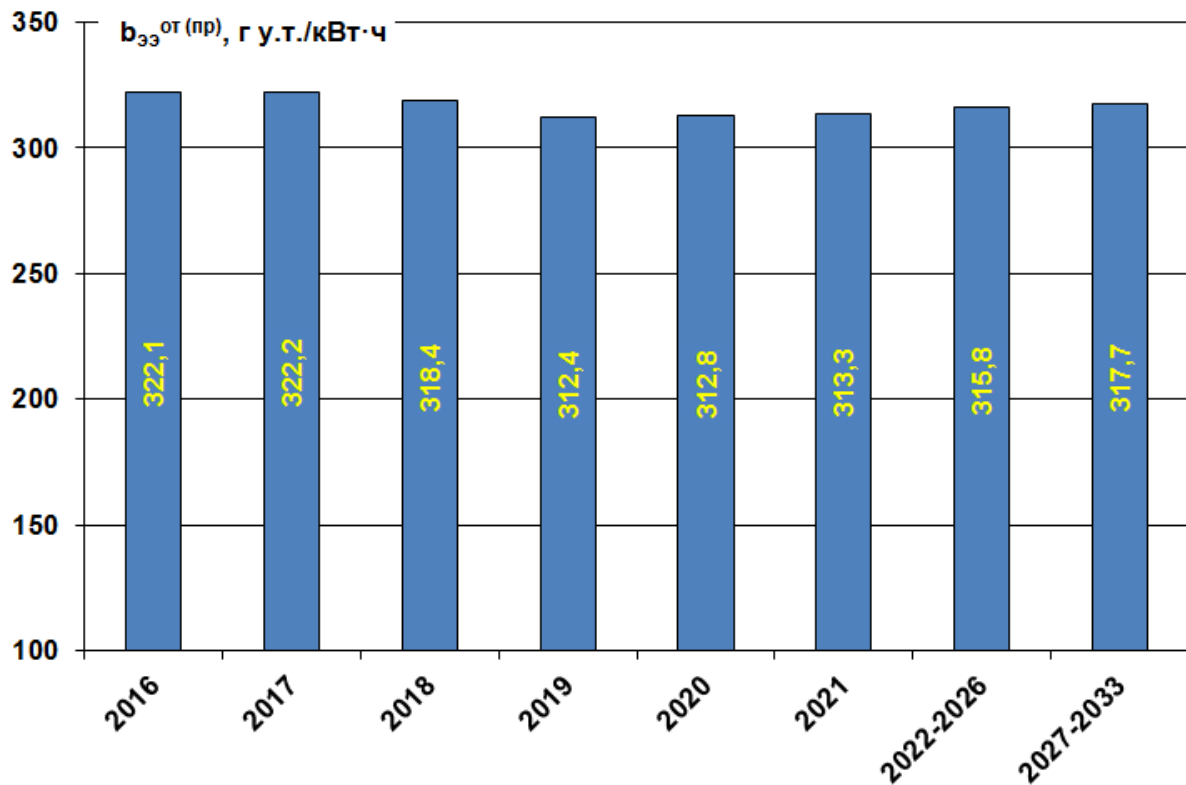


Рис.1.32. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

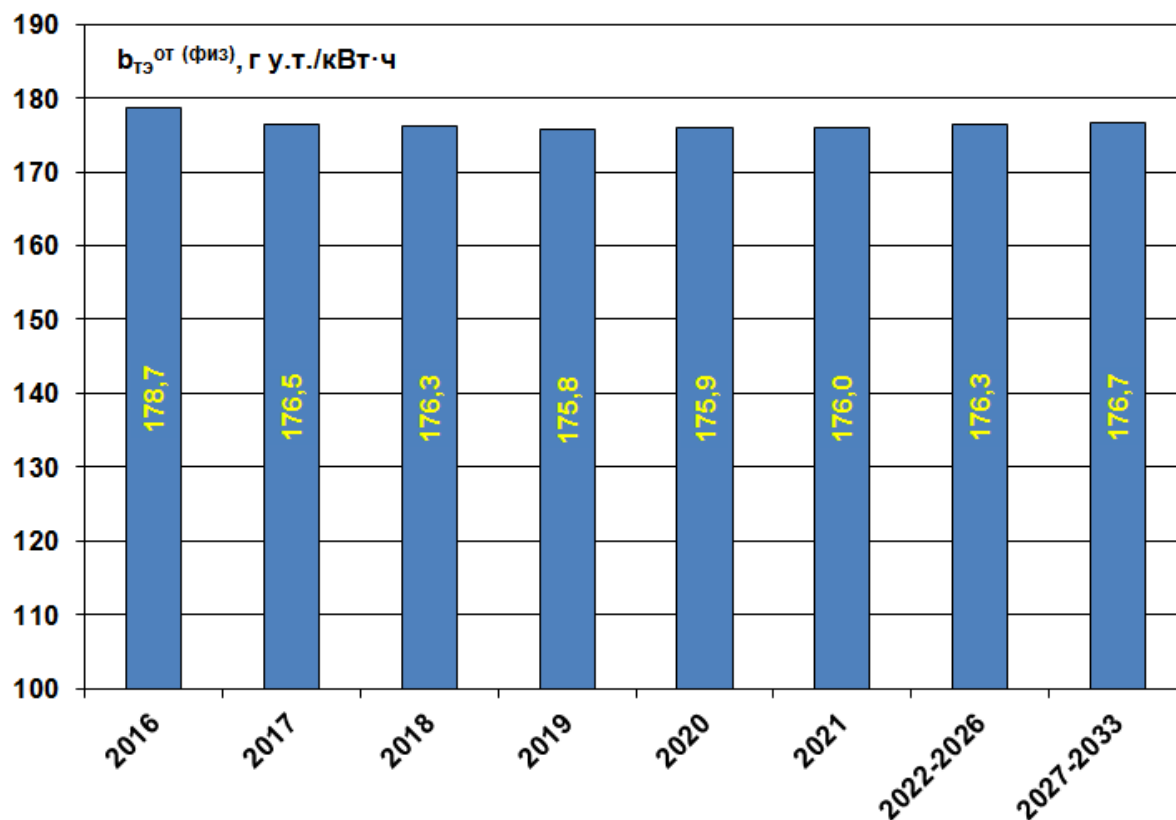


Рис.1.33. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (физический метод)

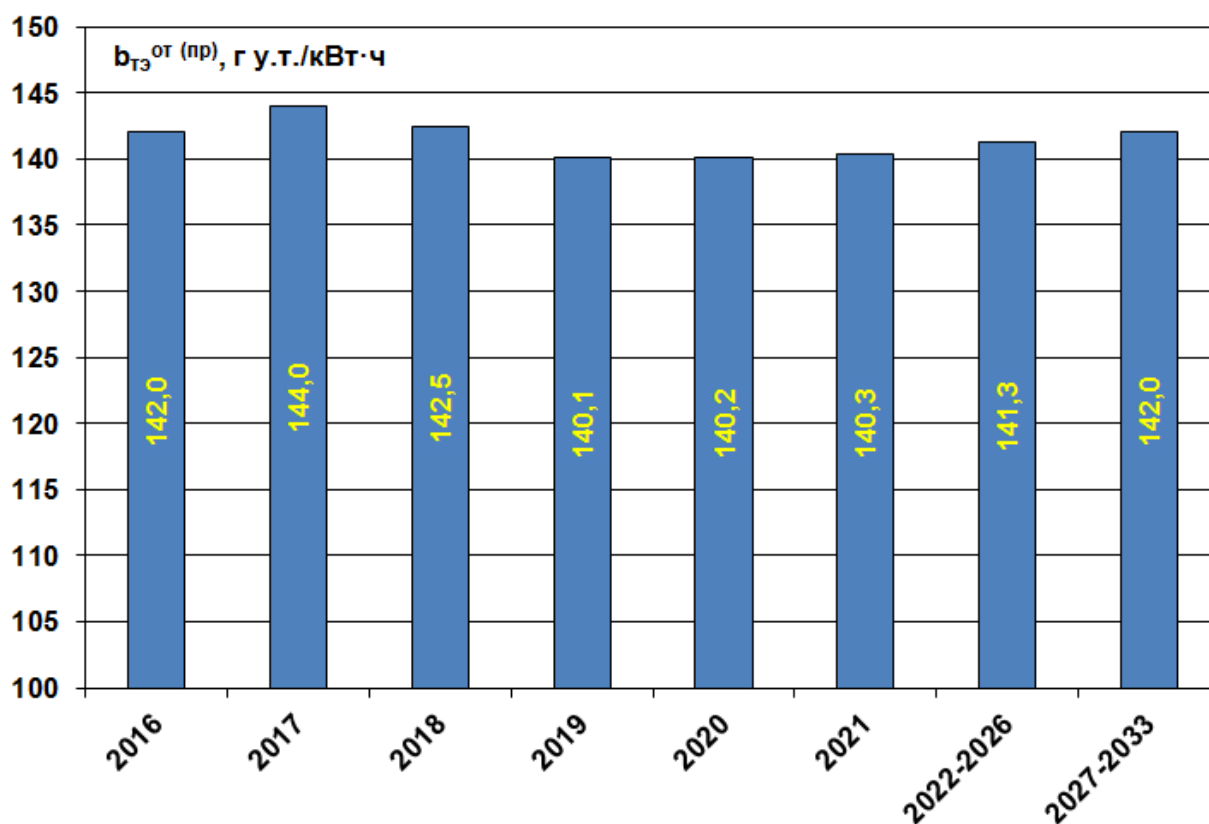


Рис.1.34. Прогноз на 2016 - 2032 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии в среднем по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 (пропорциональный метод)

1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 на период 2016 – 2032 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 2016 год приведена на рис. 1.4.1 – 1.4.3.

Суммарный годовой расхода условного топлива к 2032 году уменьшится на 7,008 тыс. т у.т. Уменьшение доли отпуска тепла отработавшим паром турбоагрегатов при этом обуславливает увеличение удельных расходов топлива в рассматриваемый период.

Коэффициент использования топлива практически не изменяется (рис. 1.4.3).

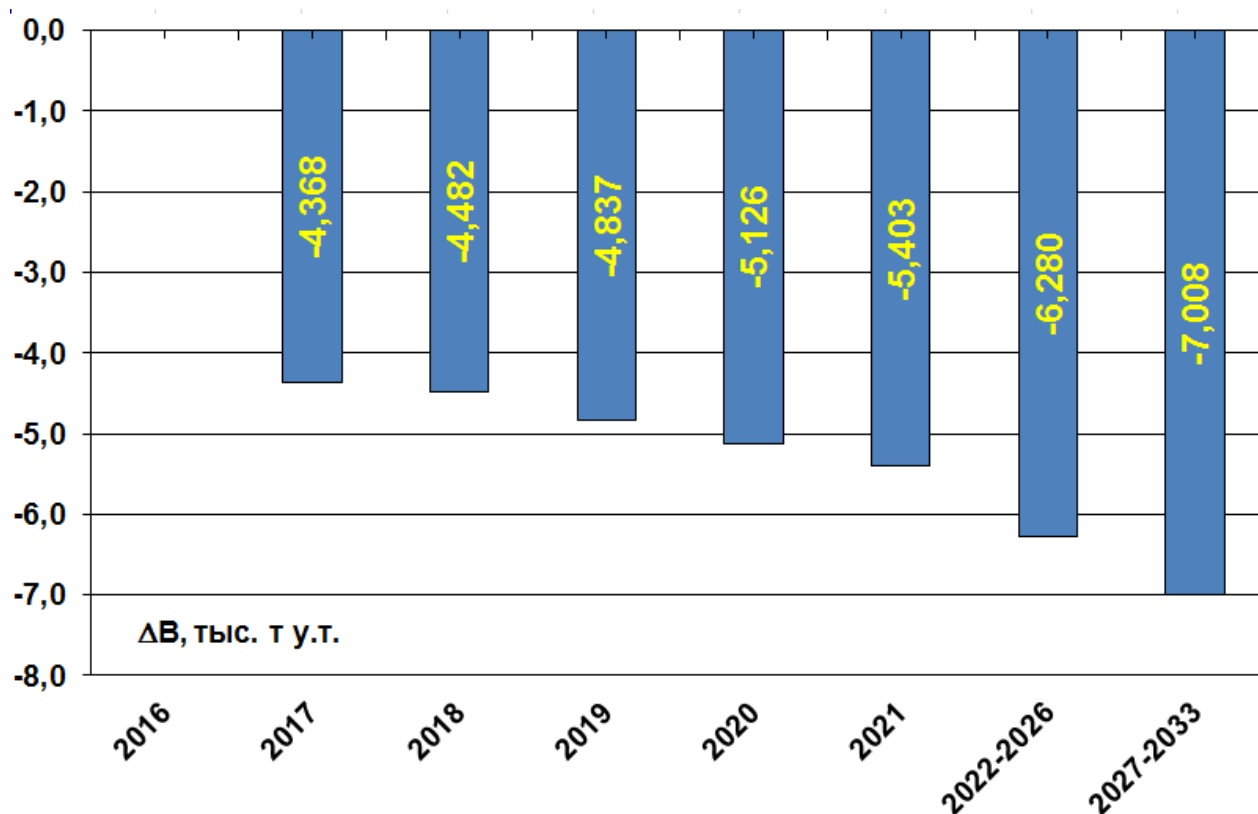


Рис.1.4.1. Прогноз на 2016 – 2032 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-1 от состояния на 2016 год

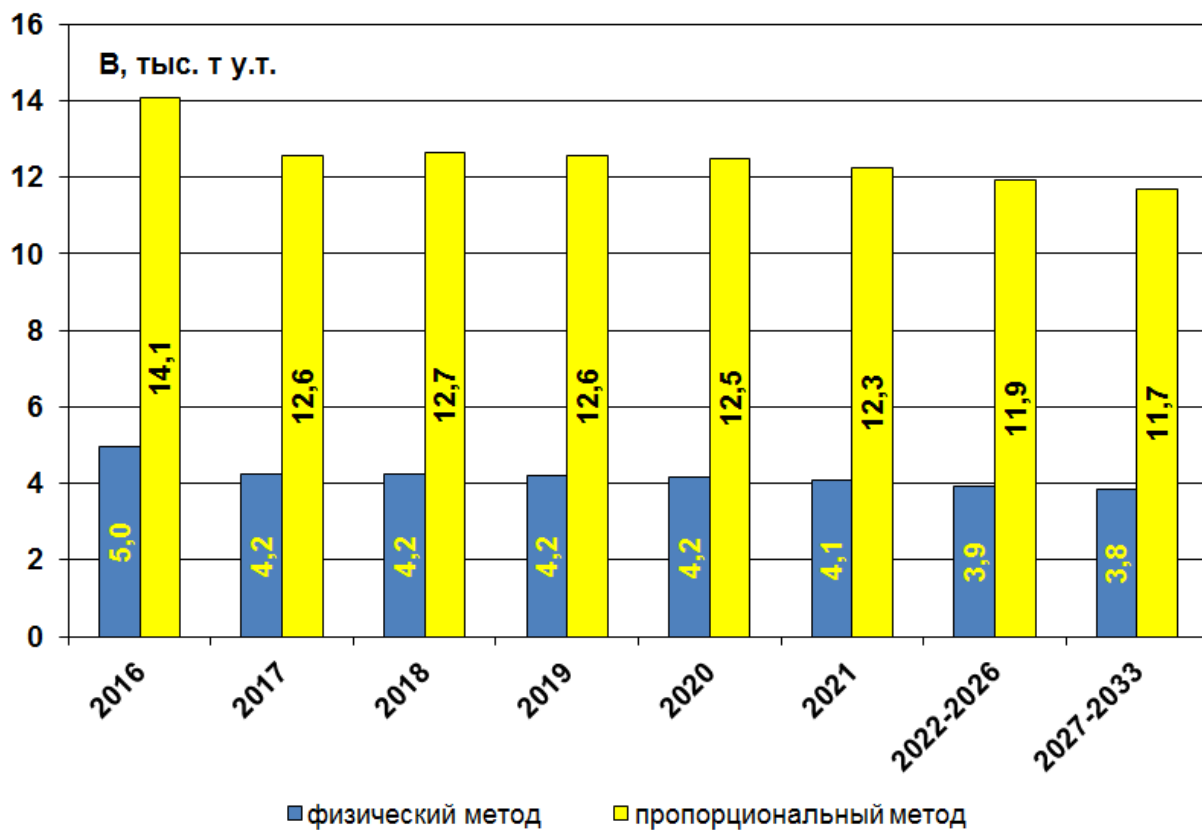


Рис.1.4.2. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-1

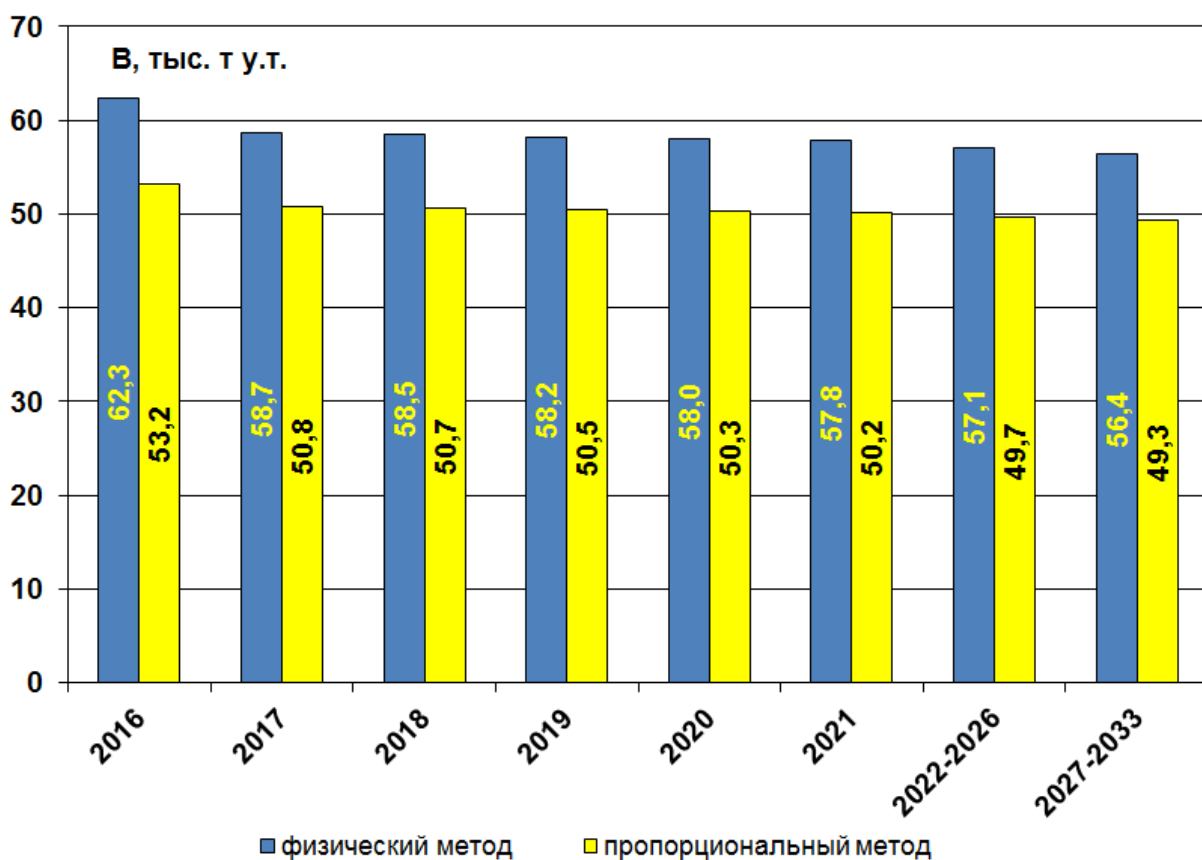


Рис.1.4.3. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-1

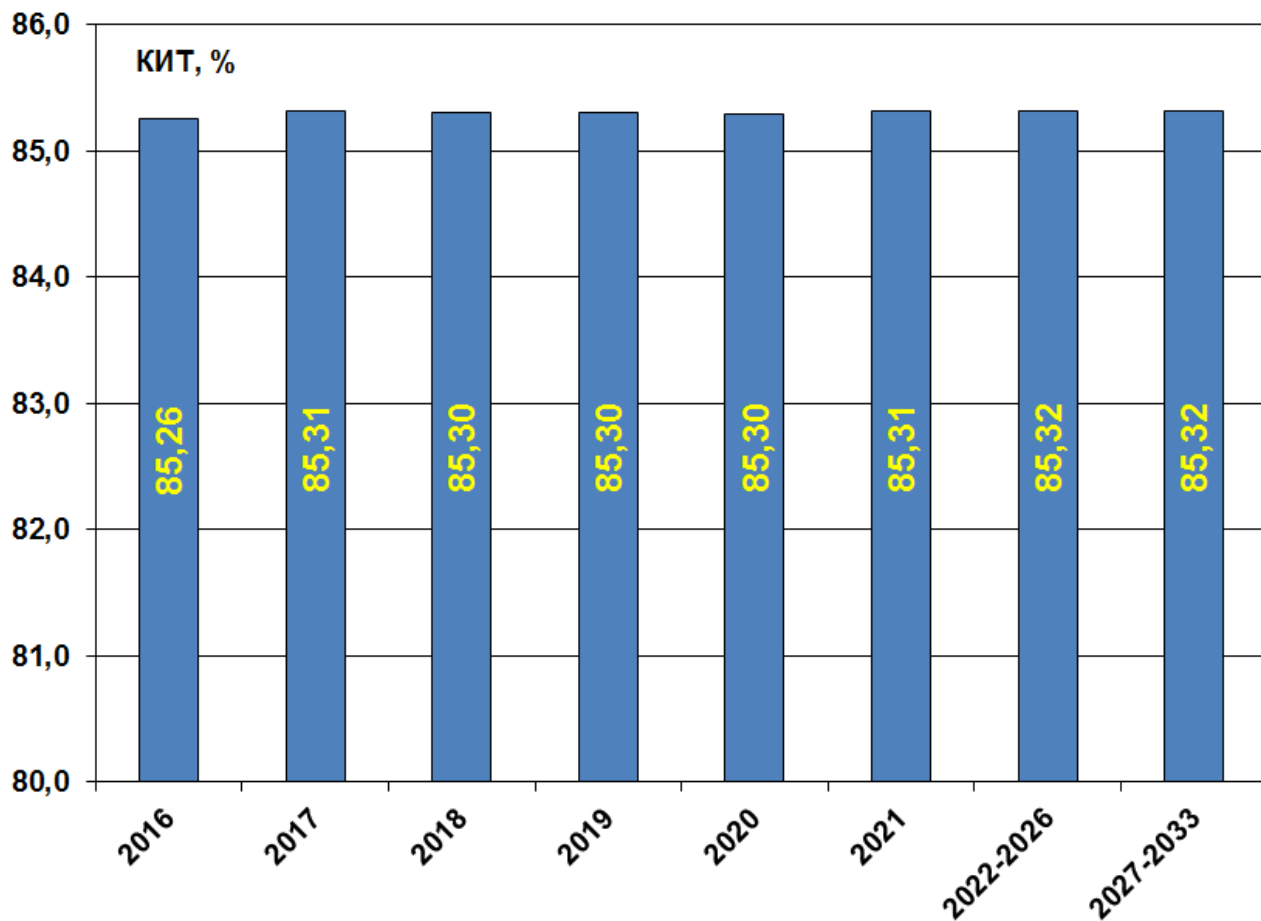


Рис.1.4.4. Прогноз на 2016 - 2032 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭС-1

1.4.2. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-4

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-4 в прогнозируемом периоде от состояния на 2016 год приведена на рис. 1.4.5 - 1.4.7. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– снижение расхода условного топлива относительно состояния на 2016 год вызвано общим уменьшением отпуска тепловой энергии от ТЭЦ и к 2032 году составит 52,6 тыс. т у.т. или 7,8 %.

Коэффициент использования топлива в период с 2017 по 2021 годы несколько увеличивается, что обусловлено оптимизацией состава работающего оборудования и модернизацией турбоагрегатов.

С 2022 года наблюдается уменьшение коэффициента использования топлива, что обусловлено существенным уменьшением отпуска тепловой энергии ТЭЦ (рис. 1.4.8).

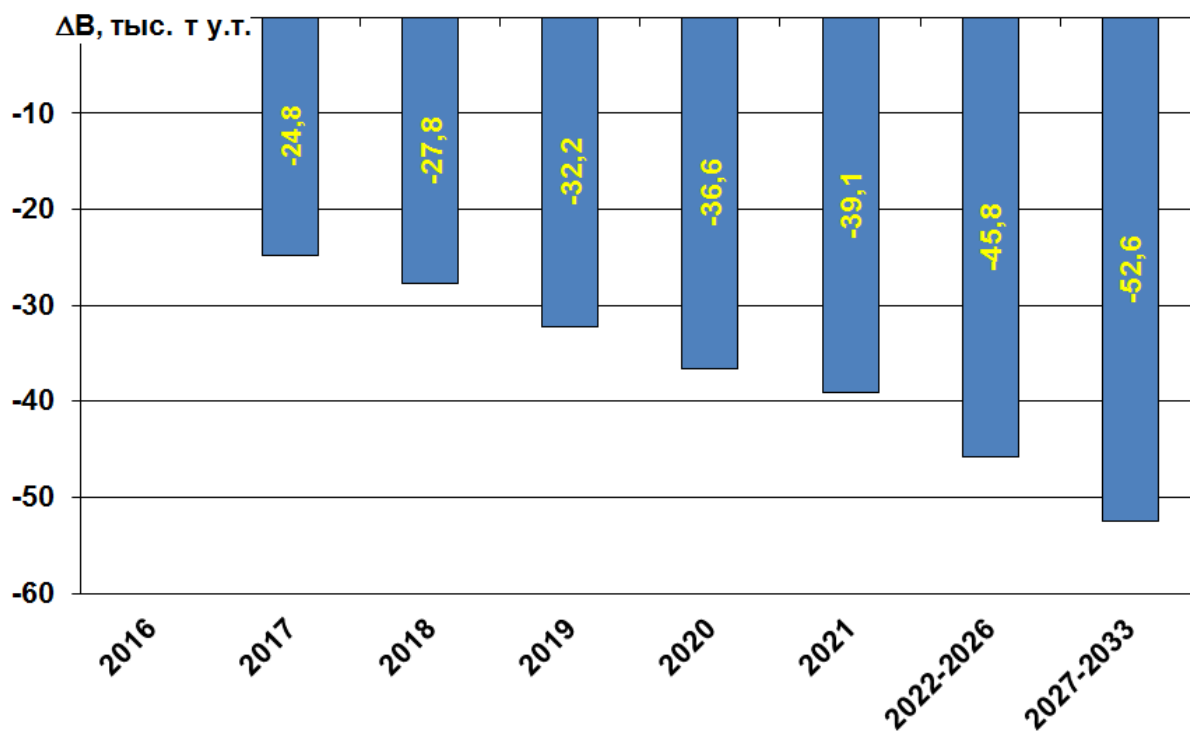


Рис.1.4.5. Прогноз на 2017 – 2032 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-4 от состояния на 2016 год

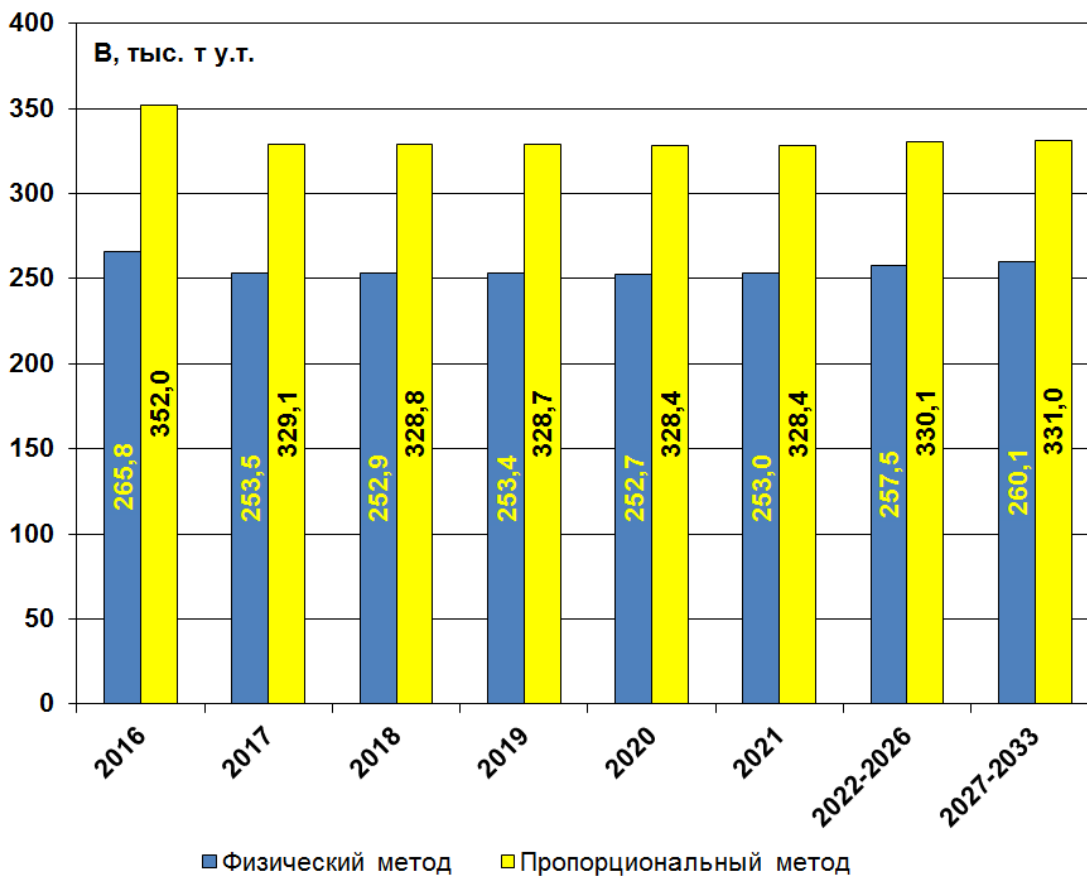


Рис.1.4.6. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-4

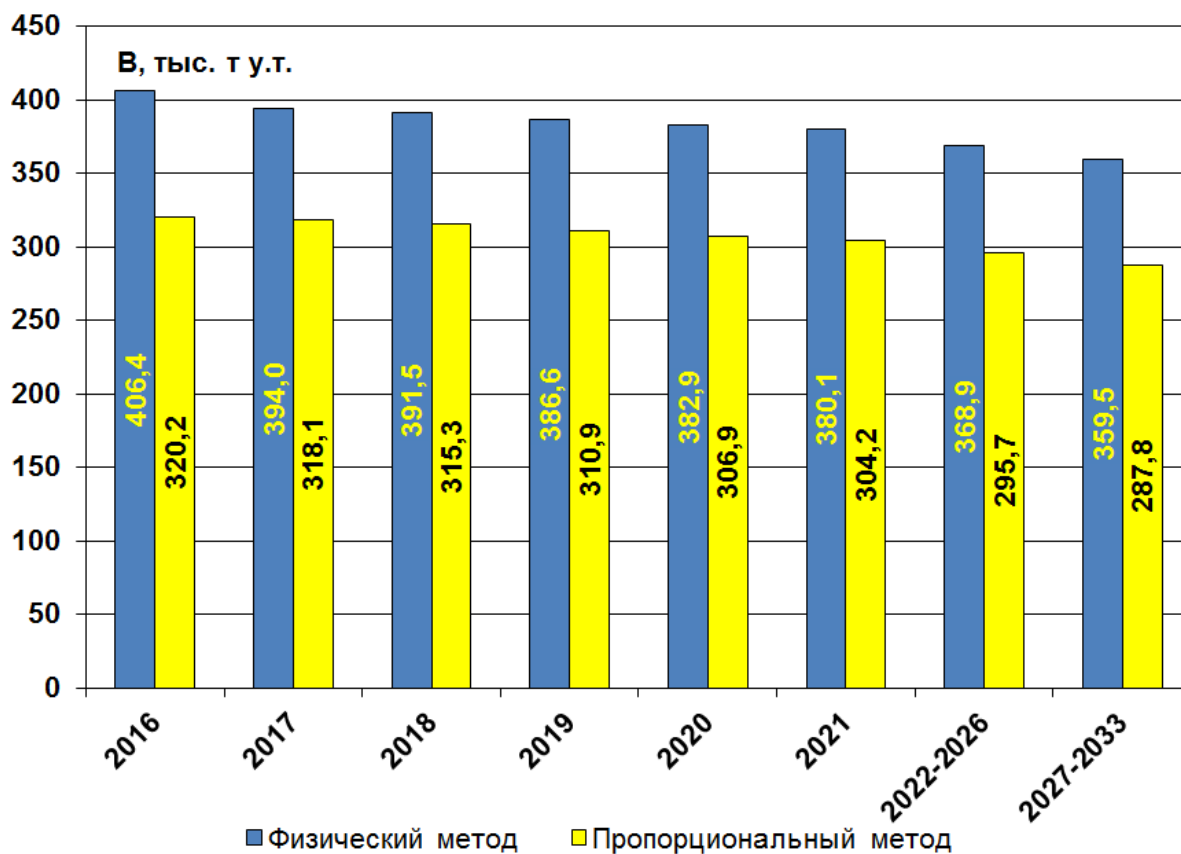


Рис.1.4.7. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-4

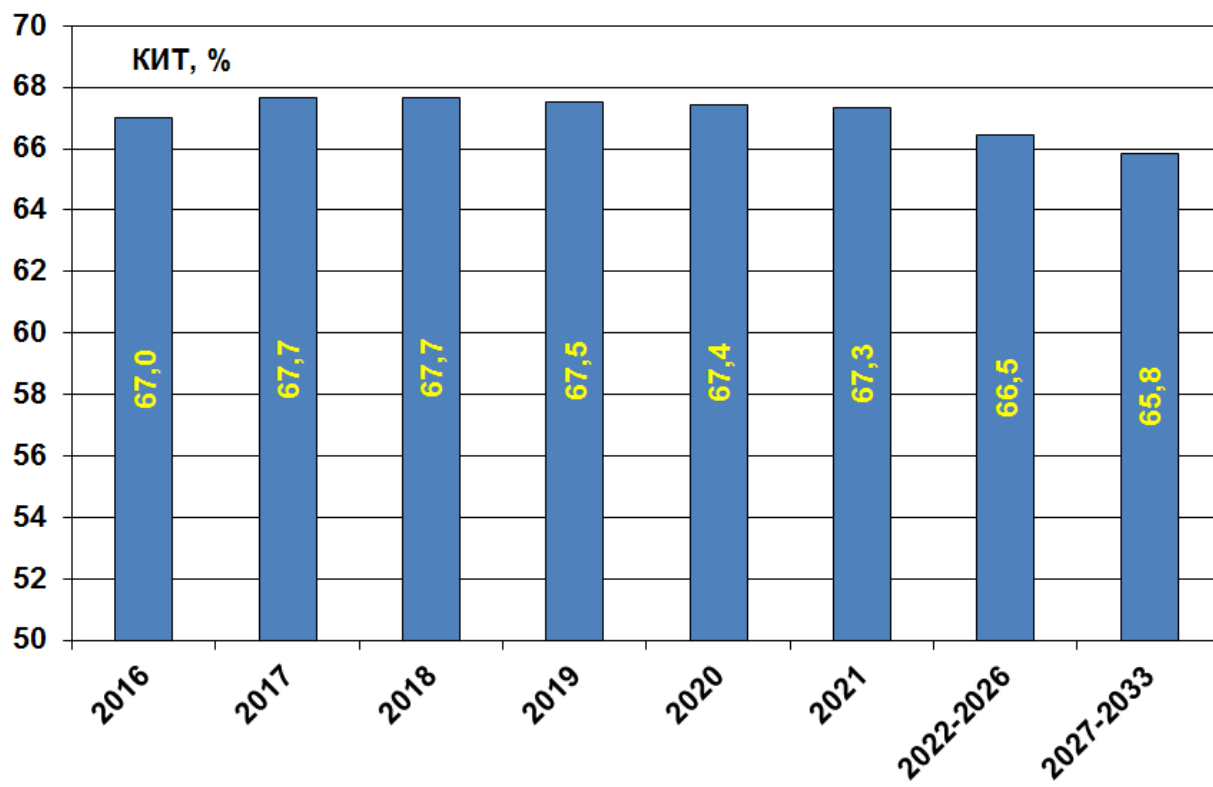


Рис.1.4.8. Прогноз на 2016 – 2032 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-4

1.4.3. Результаты расчета по Кировской ТЭЦ-5

Динамика изменения расхода условного топлива по Кировской ТЭЦ-5 в прогнозируемом периоде от состояния на 2016 год приведена на рис. 1.4.9 – 1.4.11. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– общее увеличение годового расхода топлива на Кировской ТЭЦ-5 к 2032 году составит 53,3 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2016 году.

Коэффициент использования топлива увеличивается с 66,0 % в 2016 году до 67,2 % в 2032 году (рис. 14.12).

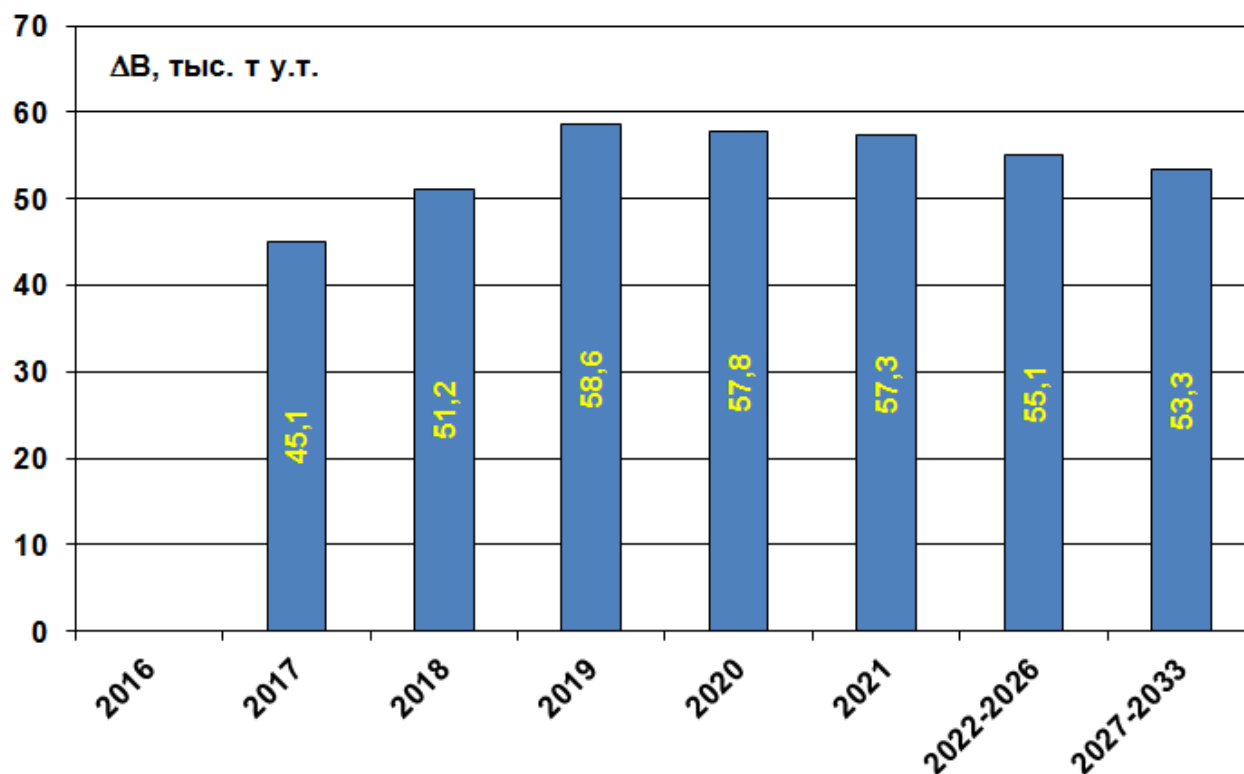


Рис.1.4.9. Прогноз на 2016 – 2032 годы изменения расхода условного топлива Кировской ТЭЦ-5 от состояния на 2016 год

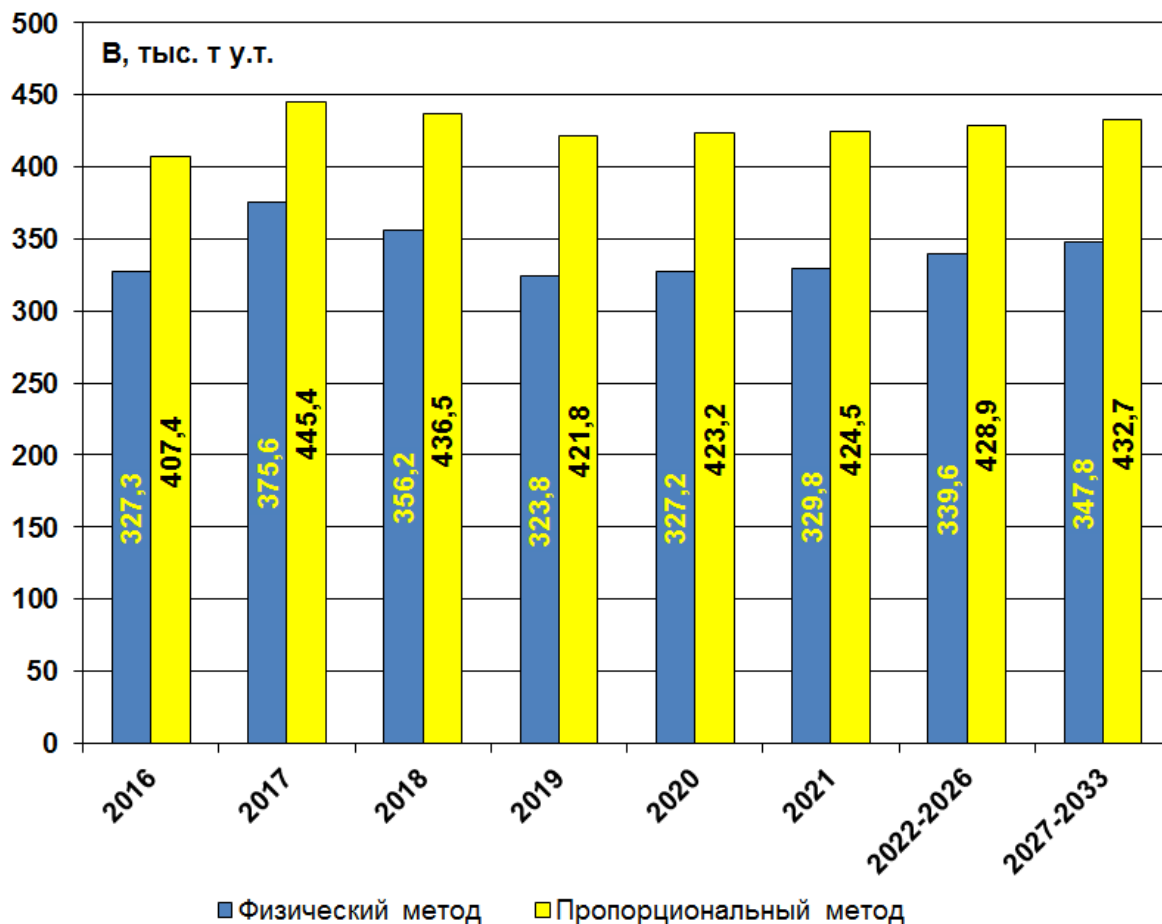


Рис.1.4.10. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Кировской ТЭЦ-5

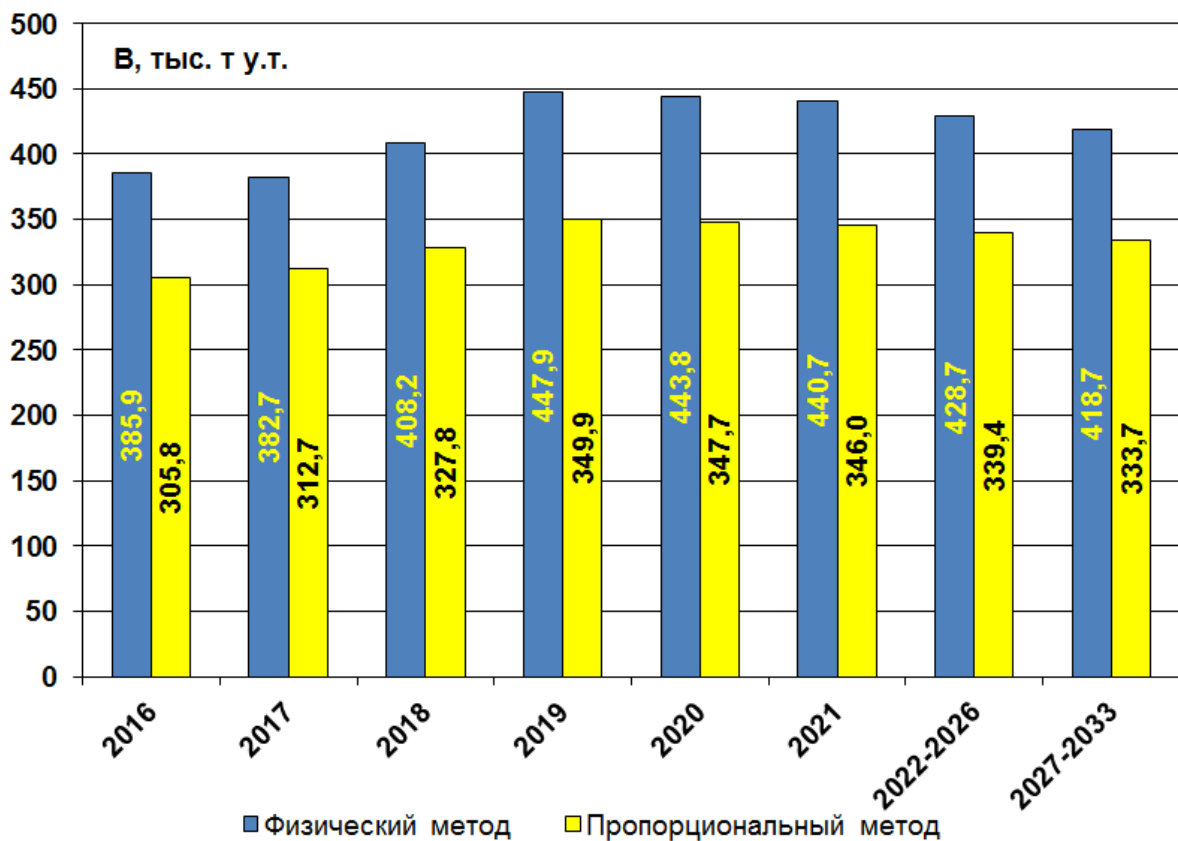


Рис.1.4.11. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Кировской ТЭЦ-5

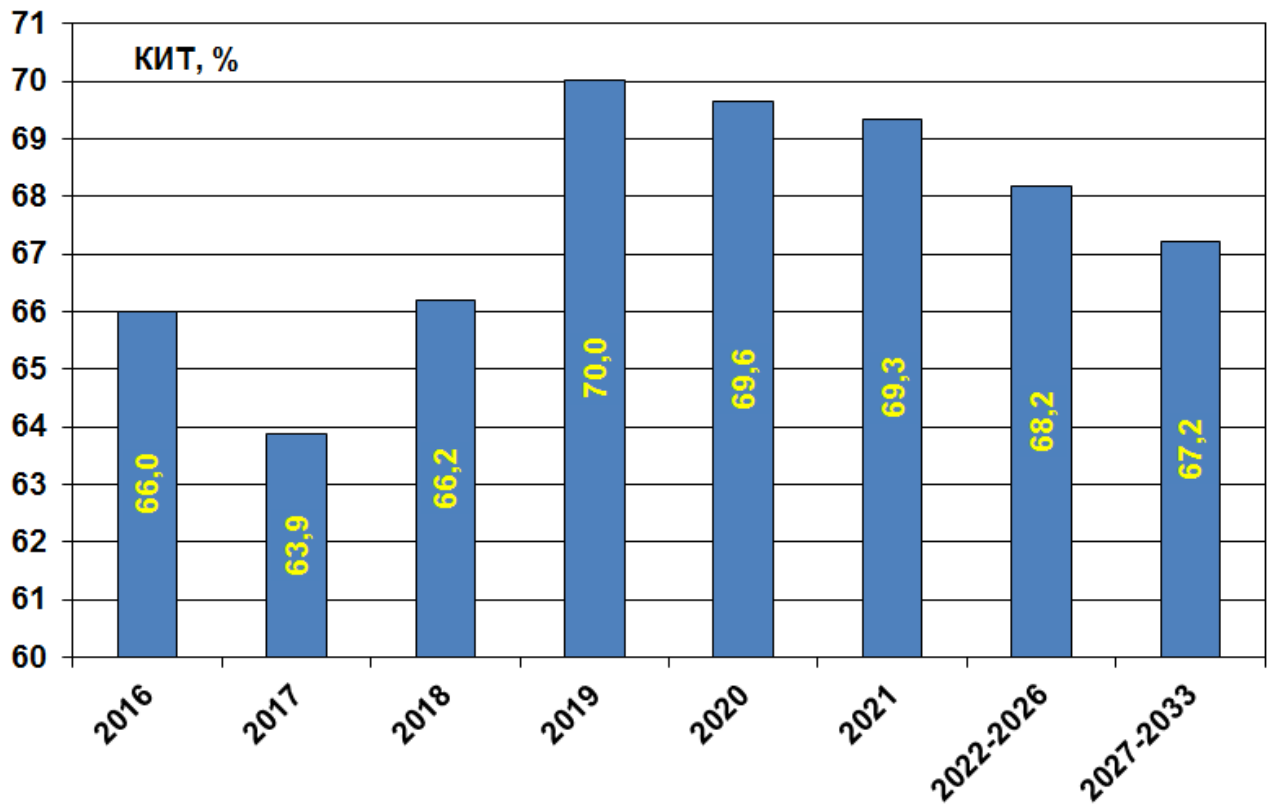


Рис.1.4.12. Прогноз на 2017 – 2032 годы изменения коэффициента использования топлива Кировской ТЭЦ-5

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 2016 год приведена на рис. 1.4.13 – 1.4.15. Общее снижение годового расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 к 2032 году составит 6,2 тыс. т у.т. относительно состояния на 2016 год. Коэффициент использования топлива в прогнозируемом периоде изменяется незначительно (рис. 1.4.16).

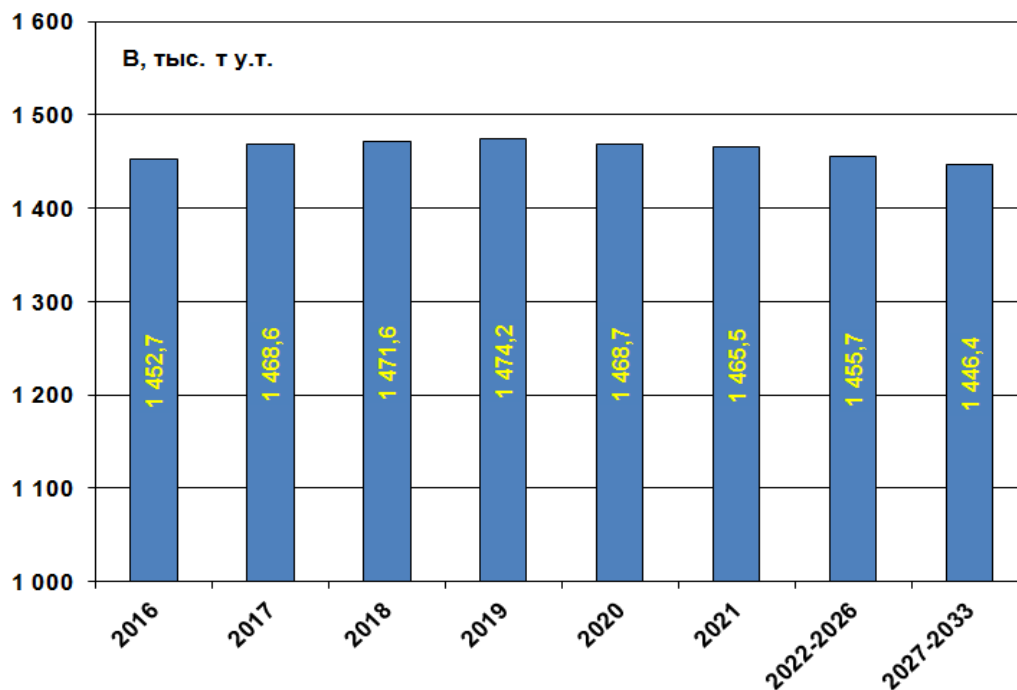


Рис.1.4.13. Прогноз на 2016 - 2032 годы изменения расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

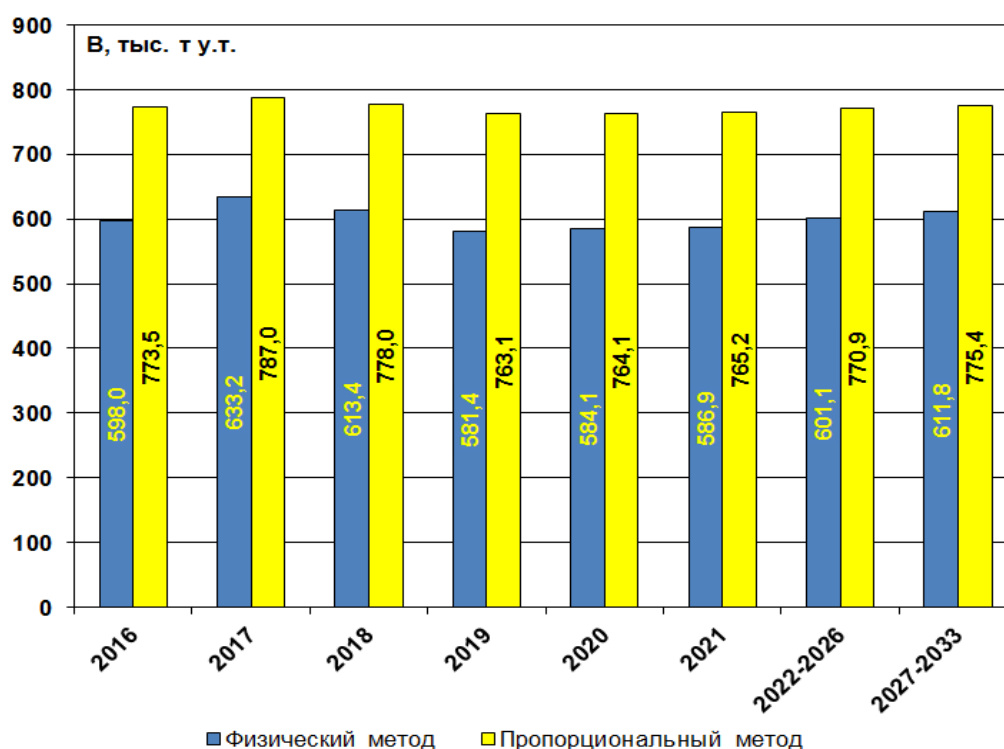


Рис.1.4.14. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии суммарно Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

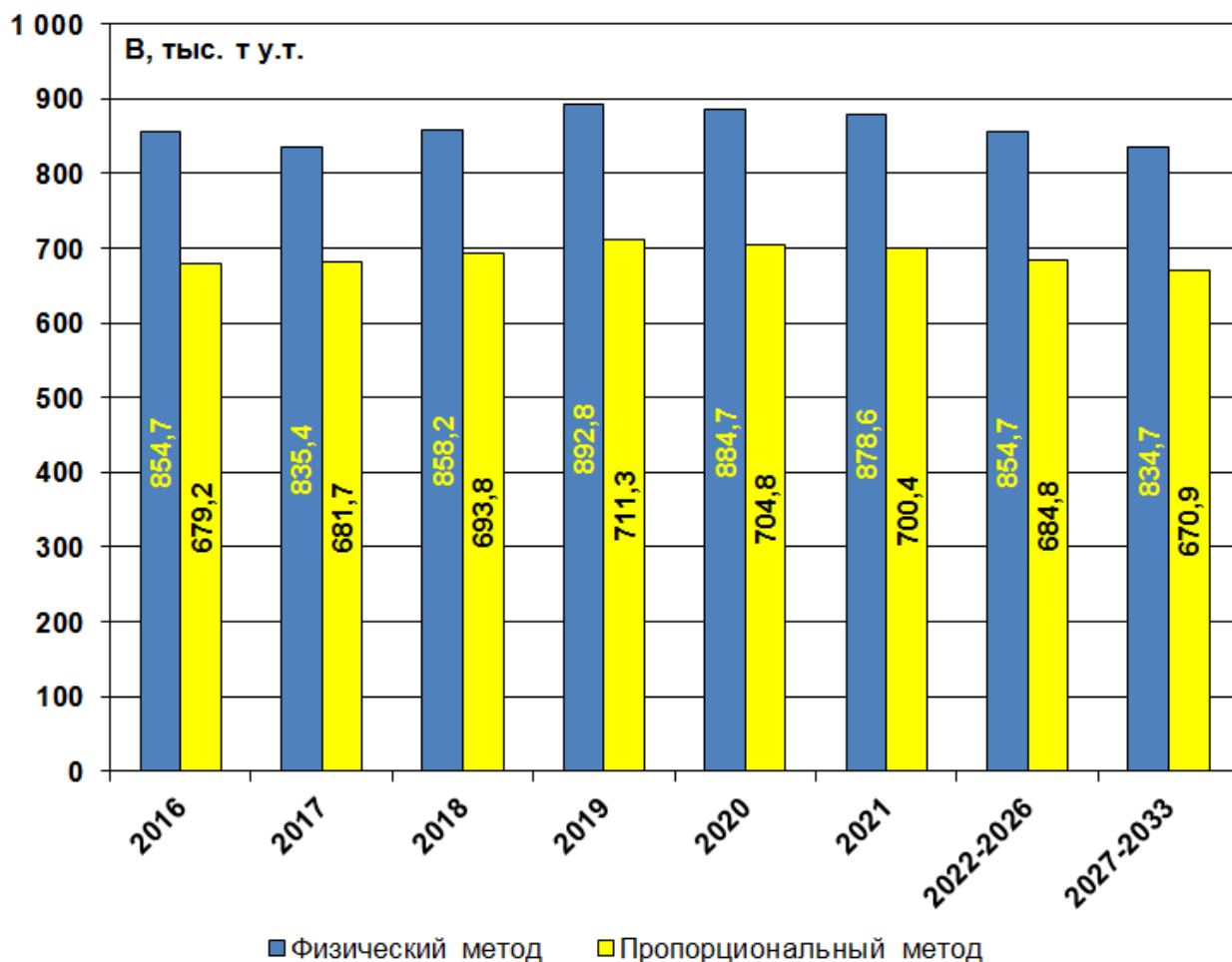


Рис.1.4.15. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

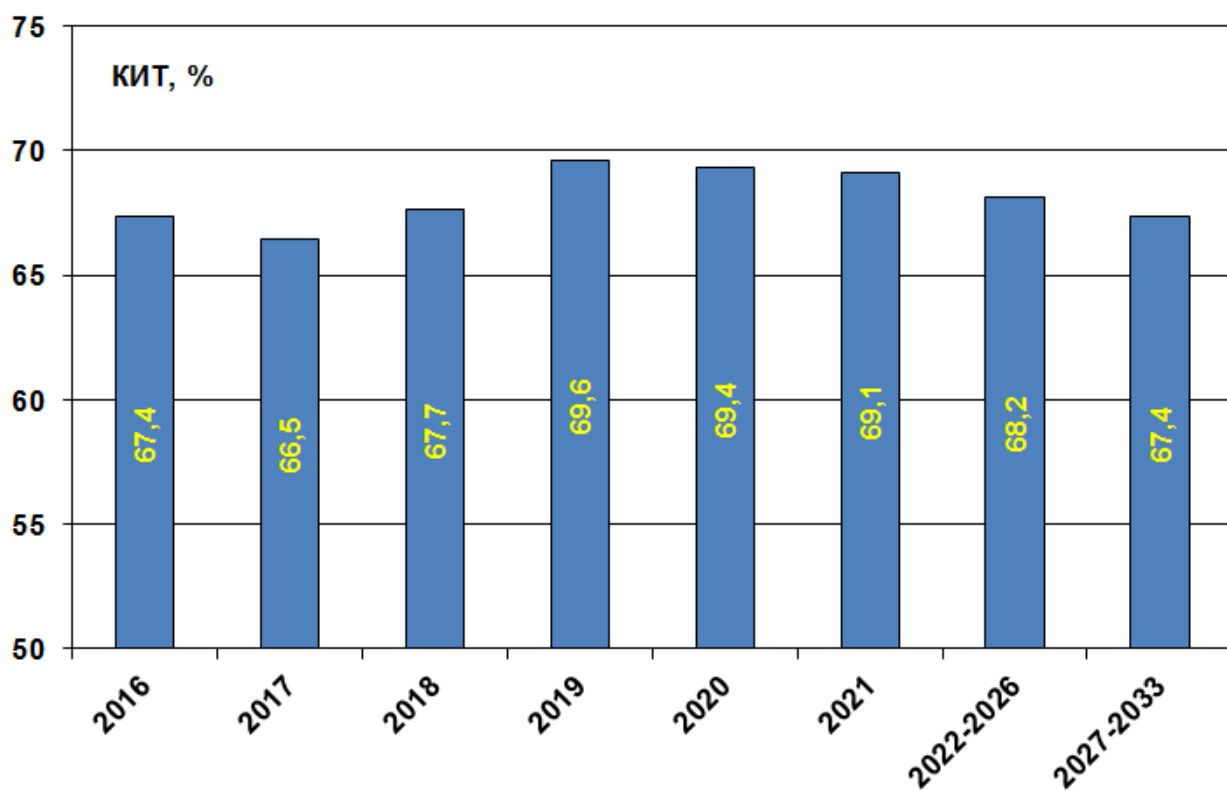


Рис.1.4.16. Прогноз на 2016 - 2032 годы изменения коэффициента использования топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5

Раздел 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 Приказом Министерства энергетики РФ № 469 от 22 августа 2013 г. «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон» 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, $b_{тэ}$ – 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.

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

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

$Q_{т}^{с.н.}$ – 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:

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

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

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

$K_{\text{р}}$ – коэффициент изменения среднесуточного расхода топлива в январе и апреле определяется по формуле:

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

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

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).

$K_{\text{ср}}$ – 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;

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

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

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 ($K_{\text{экр}}$), 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 2017 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 нм³/ч. Производительность одной нитки ГРП – 15000 нм³/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. нм³/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.

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2017 год представлена в табл. 2.2.1.

Таблица 2.2.1

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	193
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	2171
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	2364

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

Величина нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) для мазута в период 2017 – 2032 гг. принят неизменными и равным 193 т н.т. Указанное значение ННЗТ является утвержденным по состоянию на 2017 год.

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 2017 – 2032 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 2017-2032 годы учитывает только величину возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха;

– при расчете величины замещающего расхода топлива принято 40%-е 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 2017 – 2032 годы представлены в табл. 2.2.2.

Таблица 2.2.2

Наименование показателя, размерность	Период						
	Утв. на 2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
НЭЗТ _{январь} , т н.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НЭЗТ _{апрель} , т н.т.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
НЭЗТ _{зам.} , т н.т.	2171	2167	2155	2145	2135	2105	2080
НЭЗТ на 1 октября, т н.т.	2171	2167	2155	2145	2135	2105	2080

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. 2.2.3.

Таблица 2.2.3

Наименование показателя, размерность	Период						
	Утв. на 2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
ННЗТ, т н.т.	193	193	193	193	193	193	193
НЭЗТ _{октябрь} , т н.т.	2171	2167	2155	2145	2135	2105	2080
ОНЗТ, т н.т.	2364	2360	2348	2338	2328	2298	2273

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

2.3.1. Нормативные запасы топлива Кировской ТЭЦ-4 по состоянию 1 октября 2017 года

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.

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 1 октября 2017 г. представлена в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	21 468
- топочный мазут	1 762
- торф	0
Нормативный запас вспомогательного топлива (НВЗТ), т н.т	
- топочный мазут	1 044
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	4 739
- торф	89 394
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т	-
- каменный уголь	26 207
- топочный мазут	2 806
- торф	89 394

2.3.2 Перспективные объемы неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-4

Величины нормативных неснижаемых запасов топлива (ННЗТ) для каменного угля и мазута в период 2017 – 2032 гг. приняты неизменными и равными 21 448 т н.т. и 1762 т н.т. соответственно. Указанные значения рассчитаны на период 2017-2019 гг. и согласованы с филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Урала.

2.3.3. Перспективные объемы эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-4

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-4 на период 2017 – 2032 годы принято следующее:

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

- время доставки каменного угля принято равным 6 суток, способ доставки – ж/д и автотранспорт;

- время доставки фрезерного топлива принято равным 1 сутки, способ доставки - автотранспорт;

- коэффициент возможного срыва поставки торфа принят равным – 3,5. Это связано с отсутствием статистики о возможных срывах поставки в связи с малым периодом доставки топлива автотранспортом;

- величина НЭЗТ по торфу увеличена на объем, зависящий от величины возможного ограничения подачи газа из-за резкого снижения температуры наружного воздуха (в расчете принято 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 углю принята на уровне ранее утвержденной величины – 4 739 т н.т.

- величина НВЗТ по мазуту также принята постоянной и равной 1044 т н.т.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2017 – 2032 годы представлены в табл. 2.3.2.

Таблица 2.3.2

Наименование показателя, размерность	Период						
	2017 г..	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Среднесуточный расход сожженного торфа в натуральном исчислении, т н.т.							
- в январе	2258	2247	2232	2217	2208	2185	2161
- в апреле	1333	1327	1318	1309	1303	1290	1276
Нормативный эксплуатационный запас по фрезерному топливу, т н.т.:							
- НЭЗТ _{январь}	7809	7215	7449	7835	7791	7736	7674
- НЭЗТ _{апрель}	4683	3868	4192	4625	4600	4567	4530
- НЭЗТ _{зам}	78460	78094	77199	75790	74110	71703	68625
- НЭЗТ _{окт}	89394	88656	87904	86835	85093	82609	79443
Нормативный эксплуатационный запас по каменному углю, т н.т.:							
НЭЗТ, т н.т.	4739	4739	4739	4739	4739	4739	4739
Нормативный эксплуатационный запас по мазуту, т н.т.:							
НВЗТ, т н.т.	1044	1044	1044	1044	1044	1044	1044

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. 2.3.3.

Таблица 2.3.3

Наименование показателя, размерность	Период						
	2017 г..	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Нормативные запасы по фрезерному топливу, т н.т.:							
- ННЗТ	0	0	0	0	0	0	0
- НЭЗТ _{отк}	89394	88656	87904	86835	85093	82609	79443
- НВЗТ	0	0	0	0	0	0	0
- ОНЗТ	89394	88656	87904	86835	85093	82609	79443
Нормативные запасы по каменному углю, т н.т.:							
- ННЗТ	21468	21468	21468	21468	21468	21468	21468
- НЭЗТ _{отк}	4739	4739	4739	4739	4739	4739	4739
- НВЗТ	0	0	0	0	0	0	0
- ОНЗТ	26207	26207	26207	26207	26207	26207	26207
Нормативные запасы по мазуту, т н.т.:							
- ННЗТ	1762	1762	1762	1762	1762	1762	1762
- НЭЗТ _{отк}	0	0	0	0	0	0	0
- НВЗТ	1044	1044	1044	1044	1044	1044	1044
- ОНЗТ	2806	2806	2806	2806	2806	2806	2806

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 2017 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.

Состав работающего оборудования в режиме «выживания» Кировской ТЭЦ-5 приведен в табл. 2.4.1.

Таблица 2.4.1

№ п/п	Наименование оборудования	Ст. № оборудования
1.	Турбоагрегат ПТ-80/100-130/13	1
2	Турбоагрегат ПТ-185/220-130/13	1
3	Энергетический котел ТПЕ-430	2

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2017 год представлена в табл. 2.4.2.

Таблица 2.4.2

Наименование показателя, размерность	Значение
Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), т н.т:	
- каменного угля	16 750
- мазута	2 620
Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), т н.т:	
- каменного угля	28 485
- мазута	480
Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), т н.т:	
- каменного угля	45 235
- мазута	3 100

2.4.2 Перспективные объемы неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) Кировской ТЭЦ-5

Величины нормативных неснижаемых запасов топлива (ННЗТ) для каменного угля и мазута в период 2017 – 2032 гг. приняты неизменными и равными 16750 т н.т. и 2620 т н.т. соответственно. Указанные значения утверждены на период 2016 г.

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

При расчете величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Кировской ТЭЦ-5 на период 2017 – 2032 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 2017-2032 годы принята на уровне ранее утвержденного значения – 480 т н.т.;

– изменение величины эксплуатационных запасов каменного угля вызвано изменением его расхода для выполнения производственной программы ТЭЦ в период 2017 – 2032 годы.

Результаты расчета перспективных объемов нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) на период 2017 – 2032 годы представлены в табл. 2.4.3.

Таблица 2.4.3

Наименование показателя, размерность	Период						
	2017 г..	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Среднесуточный расход сожженного каменного угля в натуральном исчислении, т н.т.							
- в январе	2558	2579	2604	2601	2599	2592	2586
- в апреле	1795	1810	1827	1825	1824	1819	1815
Нормативный эксплуатационный запас для каменного угля, т н.т.:							
- НЭЗТ _{январь}	20989	20669	19997	19390	19467	19492	19459
- НЭЗТ _{апрель}	13493	12282	12110	13606	13661	13678	13655
- НЭЗТ _{зам}	0	0	0	0	0	0	0
Перспективные объемы эксплуатационных запасов топлива по состоянию на 1 октября расчетного периода, т н.т.							
- каменный уголь	28485	29057	27885	25173	25274	25306	25263
- мазут	480	480	480	480	480	480	480

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. 2.4.4.

Таблица 2.4.4

Наименование показателя, размерность	Период						
	2017 г..	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Нормативные запасы по каменному углю, т н.т.:							
- ННЗТ	16750	16750	16750	16750	16750	16750	16750
- НЭЗТ _{отк}	28485	29057	27885	25173	25274	25306	25263
- ОНЗТ	45235	45807	44635	41923	42024	42056	42013
Нормативные запасы по мазуту, т н.т.:							
- ННЗТ	2620	2620	2620	2620	2620	2620	2620
- НЭЗТ _{отк}	480	480	480	480	480	480	480
- ОНЗТ	3100	3100	3100	3100	3100	3100	3100

Раздел 3. Перспективные топливные балансы котельных и индивидуальных источников теплоснабжения г. Кирова на период 2016 – 2032 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 перспективных отпусков тепловой энергии от котельных годового потребления условного топлива котельных приведены в табл. 3.1.1. Результаты расчета годового потребления условного топлива котельных приведены в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.1

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Отпуск тепловой энергии с горячей водой в сеть за год, тыс. Гкал							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
1	БМК 1.1	0,757	0,765	0,765	0,765	1,284	1,284	1,284	1,284
2	БМК 1.2	12,933	12,767	12,767	12,767	12,767	12,767	12,767	12,767
3	БМК 1.3	33,512	32,326	32,326	32,326	35,016	35,016	35,016	35,016
4	БМК 1.4	42,151	40,424	40,424	40,424	40,424	40,424	42,426	45,249
5	БМК 1.5	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475
6	БМК 1.6	0,387	0,393	0,393	0,393	0,393	0,393	0,393	0,393
7	БМК 1.7	1,918	1,899	1,899	1,899	1,899	1,899	1,899	1,899
8	БМК 1.8	3,859	3,997	3,997	3,997	3,997	3,997	3,997	3,997
9	БМК 1.9	3,352	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527	3,527
10	БМК 1.10	17,090	16,390	16,390	20,928	23,114	25,299	27,485	27,485
11	БМК 1.11	30,034	29,270	29,270	29,270	29,270	29,270	29,826	29,826
12	БМК 26	17,910	20,100	23,584	23,584	23,584	23,584	23,584	23,584
13	БМК 50	33,350	51,474	59,258	75,074	77,929	87,661	98,568	102,102
14	Котельная 6.1	2,931	2,895	6,545	6,545	6,545	6,545	6,545	6,545
15	Котельная 6.5	0,380	0,372	0,372	0,372	0,372	0,372	0,372	0,372
16	Котельная 6.7	0,336	0,329	0,329	0,329	0,329	0,329	0,329	0,329
17	Котельная 6.8	2,682	2,656	2,656	2,656	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5			
18	Котельная 6.9	1,532	1,507	1,507	1,507	4,530	4,530	4,530	4,530
19	Котельная 6.11	0,343	0,335	0,335	0,335	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5			
20	Котельная 6.13	0,521	0,519	0,519	0,519	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на БМК-1.1			
21	Котельная 6.14	3,746	3,665	3,665	3,665	3,665	3,665	3,665	3,665
22	Котельная 6.15	0,273	0,269	0,269	0,269	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-4			
23	Котельная 8.1	17,180	16,967	16,967	16,967	16,967	16,967	16,967	16,967
24	Котельная 8.2	34,897	34,296	34,296	38,644	38,644	38,644	38,644	38,644
25	Котельная 8.3	0,214	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212
26	БМК Победилово	4,486	4,437	4,437	4,437	4,437	4,437	4,437	4,437
27	БМК Захарищевы	4,196	4,135	4,135	4,135	4,135	4,135	4,135	4,135
28	Котельная 10.3	102,965	101,750	101,750	101,750	101,750	101,750	101,750	101,750
29	Котельная 11.3	9,335	9,214	9,214	9,214	9,214	9,214	9,214	9,214
30	Котельная 11.4	0,327	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324	0,324
31	Котельная 11.5	7,198	7,103	7,103	7,103	7,103	7,103	7,103	7,103

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Отпуск тепловой энергии с горячей водой в сеть за год, тыс. Гкал							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
32	Котельная 11.6	0,121	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117	0,117
33	Котельная 11.7	9,625	9,489	9,489	9,489	9,489	9,489	9,489	9,489
34	Котельная 11.8	0,360	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
35	Котельная Вятского фанерного комбината (ЭК НЛПК)	144,007	144,007	144,007	145,910	145,910	145,910	145,910	145,910
36	ООО «Горзеленстрой»	4,490	4,490	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
37	ООО «ДокВуд»	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	26,920	33,813	41,459
38	ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)	7,820	7,820	7,820	7,820	7,820	7,820	7,820	7,820
39	Котельная «Уни-Дом»	2,750	2,750	2,750	2,750	2,750	2,750	2,750	2,750
40	Котельная ДС	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720	3,720
41	Котельная ВГСХА	3,650	3,650	3,650	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 6.1				
42	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8к)	4,552	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1						
43	Котельная ОРДЦ	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945
44	Котельная КМЗ	5,450	5,450	5,450	5,450	5,450	5,450	5,450	5,450
45	Котельная "Ново-Вятка"	2,520	2,520	3,068	3,068	3,068	3,068	3,068	3,068
46	БМК 4.2 ООО «Матрица»	5,950	5,950	5,950	5,950	5,950	5,950	5,950	5,950
47	Котельная ООО «Теплотехник»	3,810	3,810	3,810	3,810	3,810	3,810	3,810	3,810
48	Котельная ООО «Энергетик»	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
49	Котельная Дет. Тал-го туб. санатория	5,910	5,910	5,910	5,910	5,910	5,910	5,910	5,910
50	Котельная ООО «Производственный комплекс»	2,420	2,420	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на БМК Сошени					
51	Котельная Кировского гос. автодор. техникума	1,830	1,830	1,830	1,830	1,830	1,830	1,830	1,830
52	Котельная ОАО «РЖД»	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
53	БМК 4.1 «Радужный»	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820	1,820
54	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания»	3,220	3,220	5,640	5,640	5,640	5,640	5,640	5,640
55	Котельная НЛК	8,276	8,276	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2					
56	Котельная ТСО «Зиновы»	2,720	2,720	2,720	2,720	2,720	2,720	2,720	2,720
57	Котельная ККС	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670	3,670
58	Котельная ККС	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466	0,466
59	Котельная «Анкор»	3,250	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5						
60	БМК 2.2.560	3,428	3,428	7,294	10,235	10,235	10,235	10,235	10,235
61	Котельная по ул. Песочная, 27к	4,452	4,452	4,452	4,452	4,452	4,452	4,452	4,452
62	Котельная по ул. Приозерная, 1	5,937	5,937	5,937	5,937	5,937	5,937	5,937	5,937
63	Котельная по ул. Сплавная, 2	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376	3,376

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Отпуск тепловой энергии с горячей водой в сеть за год, тыс. Гкал							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
64	Котельная в сл. Луговые	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557
65	Котельная УниДом	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412	2,412
Новые источники теплоснабжения									
1	котельная «Знак»	-	-	3,051	3,051	10,491	12,714	22,051	22,051
2	котельная «Ёлки парк»	-	-	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705
3	котельная «Метроград»	-	-	5,010	6,700	11,591	11,591	11,591	11,591
4	Новая БМК вместо котельной ООО «Горзеленстрой»	-	-	4,490	4,490	4,490	4,490	4,490	4,490
Всего		673,6	679,2	701,0	728,6	748,4	762,6	794,4	808,4

Таблица 3.1.2

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Расход условного топлива, т.у.т.							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
1	БМК 1.1	103,1	103,1	103,1	103,1	274,8	274,8	274,8	274,8
2	БМК 1.2	1730,0	1730,0	1730,0	1730,0	1730,0	1730,0	1730,0	1730,0
3	БМК 1.3	3815,0	3815,0	3815,0	3815,0	4120,3	4120,3	4120,3	4120,3
4	БМК 1.4	3118,0	3118,0	3118,0	3118,0	3118,0	3118,0	3244,1	3422,1
5	БМК 1.5	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8	33,8
6	БМК 1.6	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3
7	БМК 1.7	148,5	148,5	148,5	148,5	148,5	148,5	148,5	148,5
8	БМК 1.8	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6	378,6
9	БМК 1.9	267,3	267,3	267,3	267,3	267,3	267,3	267,3	267,3
10	БМК 1.10	1155,0	1155,0	1155,0	1460,6	1607,8	1755,0	1902,2	1902,2
11	БМК 1.11	2366,0	2811,3	2811,3	2811,3	2811,3	2811,3	2855,0	2855,0
12	БМК 26	2505,0	2505,0	2938,1	2938,1	2938,1	2938,1	2938,1	2938,1
13	БМК 50	6007,8	9262,5	10660,4	13500,8	14013,4	15761,2	17719,9	18354,5
14	Котельная 6.1	566,1	534,7	1145,9	1145,9	1145,9	1145,9	1145,9	1145,9
15	Котельная 6.5	140,1	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
16	Котельная 6.7	134,3	128,5	128,5	128,5	128,5	128,5	128,5	128,5
17	Котельная 6.8	911,3	932,2	932,200	932,200	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5			
18	Котельная 6.9	286,2	259,3	259,300	259,300	755,6	755,6	755,6	755,6
19	Котельная 6.11	116,5	102,2	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5					
20	Котельная 6.13	241,7	171,7	171,700	171,700	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на БМК-1.1			
21	Котельная 6.14	1586,1	1407,2	1407,2	1407,2	1407,2	1407,2	1407,2	1407,2
22	Котельная 6.15	91,9	113,7	113,700	113,700	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-4			
23	Котельная 8.1	2732,0	3199,1	3199,1	3199,1	3199,1	3199,1	3199,1	3199,1
24	Котельная 8.2	6685,4	5719,1	5719,1	5719,1	5719,1	5719,1	5719,1	5719,1
25	Котельная 8.3	46,8	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2	79,2
26	БМК Победилово	734,3	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2
27	БМК Захарищевы	714,9	658,1	658,1	658,1	658,1	658,1	658,1	658,1
28	Котельная 10.3	15887,4	17642,5	17642,5	17642,5	17642,5	17642,5	17642,5	17642,5
29	Котельная 11.3	1679,5	1630,2	1630,2	1630,2	1630,2	1630,2	1630,2	1630,2
30	Котельная 11.4	123,9	105,4	105,4	105,4	105,4	105,4	105,4	105,4

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Расход условного топлива, т.у.т.							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
31	Котельная 11.5	1214,0	1255,0	1255,0	1255,0	1255,0	1255,0	1255,0	1255,0
32	Котельная 11.6	63,6	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1	47,1
33	Котельная 11.7	1837,0	1532,9	1532,9	1532,9	1532,9	1532,9	1532,9	1532,9
34	Котельная 11.8	84,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0
35	Котельная Вятского фанерного комбината (ЭК НЛПК)	33561,0	33561,0	33561,0	33866,5	33866,5	33866,5	33866,5	33866,5
36	ООО «Горзеленстрой»	796,6	796,6	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
37	ООО «ДокВуд»	4885,3	4885,3	4885,3	4885,3	4885,3	4885,3	6127,0	7504,3
38	ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)	1252,4	1252,4	1252,4	1252,4	1252,4	1252,4	1252,4	1252,4
39	Котельная «Уни-Дом»	434,5	434,5	434,5	434,5	434,5	434,5	434,5	434,5
40	Котельная ДС	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1	583,1
41	Котельная ВГСХА	611,2	611,2	611,2	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 6.1				
42	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8а)	736,9	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1						
43	Котельная ОРДЦ	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7
44	Котельная КМЗ	911,3	911,3	911,3	911,3	911,3	911,3	911,3	911,3
45	Котельная "Ново-Вятка"	438,6	438,6	533,7	533,7	533,7	533,7	533,7	533,7
46	БМК 4.2 ООО «Матрица»	974,5	974,5	974,5	974,5	974,5	974,5	974,5	974,5
47	Котельная ООО «Теплотехник»	612,9	612,9	612,9	612,9	612,9	612,9	612,9	612,9
48	Котельная ООО «Энергетик»	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4	178,4
49	Котельная Дет. Тал-го туб. санатория	950,2	950,2	950,2	950,2	950,2	950,2	950,2	950,2
50	Котельная ООО «Производственный комплекс»	404,3	404,3	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на БМК Сошени					
51	Котельная Кировского гос. автотдор. техникума	290,3	290,3	290,3	290,3	290,3	290,3	290,3	290,3
52	Котельная ОАО «РЖД»	243,8	243,8	243,8	243,8	243,8	243,8	243,8	243,8
53	БМК 4.1 «Радужный»	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0	1274,0
54	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания»	1532,1	1532,1	1936,4	1936,4	1936,4	1936,4	1936,4	1936,4
55	Котельная НЛК	2255,4	2255,4	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2					
56	Котельная ТСО «Зиновы»	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6	214,6
57	Котельная ККС	166,2	166,2	166,2	166,2	166,2	166,2	166,2	166,2
58	Котельная ККС	125,3	125,3	125,3	125,3	125,3	125,3	125,3	125,3
59	Котельная «Анкор»	294,6	294,6	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5					
60	БМК 2.2.560	476,7	476,7	1013,7	1422,2	1422,2	1422,2	1422,2	1422,2
61	Котельная по ул. Песочная, 27к	476,7	476,7	476,7	476,7	476,7	476,7	476,7	476,7
62	Котельная по ул. Приозерная, 1	619,0	619,0	619,0	619,0	619,0	619,0	619,0	619,0
63	Котельная по ул.	825,4	825,4	825,4	825,4	825,4	825,4	825,4	825,4

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Расход условного топлива, т.у.т.							
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
	Сплавная, 2								
64	Котельная в сл. Луговые	469,6	469,6	469,6	469,6	469,6	469,6	469,6	469,6
65	Котельная УниДом	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9	77,9
Новые источники теплоснабжения									
1	котельная «Знак»	-	-	252,6	252,6	888,4	1092,5	1949,6	1949,6
2	котельная «Ёлки парк»	-	-	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3	248,3
3	котельная «Метроград»	-	-	459,9	599,8	1048,8	1048,8	1048,8	1048,8
4	Новая БМК вместо котельной ООО «Горзеленстрой»	-	-	714,8	714,8	714,8	714,8	714,8	714,8
Всего		114380,7	117876,4	119177,5	122566,1	124066,4	126165,4	130539,9	132729,9

Данные табл. 3.1.2 показывают, что динамика изменения суммарного годового расхода условного топлива по котельным г. Кирова имеет тенденцию к увеличению ввиду подключения части перспективных площадок строительства к тепловым сетям источников теплоснабжения.

Общее увеличение годового расхода условного топлива по котельным к 2032 г. относительно состояния на 2016 г. составит 18,3 тыс. т у.т или 16,0 %.

Раздел 4. Итоговые топливные балансы по источникам теплоснабжения г. Кирова на период 2017 – 2032 годы

Прогноз изменения суммарного расхода условного топлива по источникам теплоснабжения г. Киров приведены в табл. 4.1.1.

Таблица 4.1.1

Наименование источника теплоснабжения	Расход условного топлива, тыс. т у.т. в прогнозируемом периоде						
	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022-2026 гг.	2027-2032 гг.
Кировский филиал ПАО «Т Плюс»	1468.603	1471.599	1474.226	1468.747	1465.483	1455.748	1446.44
в том числе:							
- ТЭЦ-1	62.91	62.796	62.441	62.152	61.875	60.998	60.27
- ТЭЦ-4	647.452	644.435	640.028	635.636	633.103	626.424	619.657
- ТЭЦ-5	758.241	764.368	771.757	770.959	770.505	768.326	766.513
Котельные	116,2	119,4	123,4	126,7	128,8	133,1	135,3
Итого по источникам теплоснабжения	1 584,80	1 591,00	1 597,63	1 595,45	1 594,28	1 588,85	1 581,74

Данные табл. 4.1.1 показывают, что в период до 2032 года включительно наблюдается незначительные колебания годового расхода условного топлива суммарно по источникам теплоснабжения г. Киров на уровне 1581 - 1597 тыс. т у.т. При этом суммарный расход условного топлива на ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 снизится примерно на 22 тыс. тут в 2032 г. по сравнению с 2017 г. Расход условного топлива на котельных вырастит на 19 тыс. тут в 2032 г. по сравнению с 2017 г.

Раздел 5. Перспективные максимальные часовые расходы основного топлива на Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 и котельных г. Кирова на период 2016 – 2032 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: 73,2 % природного газа, 1,7 % каменного угля, 25,1 % фрезерного торфа;

• переходный режим: 87,3 % природного газа, 0 % каменного угля, 12,7 % фрезерного торфа;

• летний режим: 88,1 % природного газа, 11,9 % каменного угля, 0 % фрезерного торфа;

по Кировской ТЭЦ-5:

- максимальный зимний режим: 47,7 % природного газа, 52,3 % каменного угля;
- переходный режим: 51,5 % природного газа, 48,5 % каменного угля;
- летний режим: 56,4 % природного газа, 43,6 % 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 ($t_{нв} = -33 \text{ }^\circ\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
ТЭЦ города Кирова:									
1	ТЭЦ-1	условное	14,57	14,54	14,45	14,50	14,59	14,50	14,42
2		прир. газ	12,57	12,55	12,47	12,52	12,59	12,51	12,44
3	ТЭЦ-4	условное	174,85	175,16	172,74	173,04	172,23	167,45	165,98
4		прир. газ	110,46	110,66	109,12	109,31	108,80	105,78	104,85
5		кам. уголь	3,33	3,33	3,29	3,29	3,28	3,19	3,16
6		фрез. торф	146,30	146,57	144,54	144,79	144,11	140,11	138,88
7	ТЭЦ-5	условное	165,70	175,36	189,29	189,90	191,20	187,37	187,05
8		прир. газ	68,21	72,19	77,92	78,17	78,71	77,13	77,00
9		кам. уголь	110,22	116,64	125,91	126,31	127,18	124,63	124,41
	Итого по ТЭЦ	условное	355,12	365,06	376,48	377,44	378,02	369,32	367,45
Котельные									
1	БМК 1.1	прир. газ	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
2	БМК 1.2	прир. газ	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410	0,410
3	БМК 1.3	прир. газ	0,882	0,882	0,882	0,960	0,960	0,960	0,960
4	БМК 1.4	прир. газ	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,680	1,786
5	БМК 1.5	прир. газ	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
6	БМК 1.6	прир. газ	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
7	БМК 1.7	прир. газ	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
8	БМК 1.8	прир. газ	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162
9	БМК 1.9	прир. газ	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166
10	БМК 1.10	прир. газ	0,638	0,638	0,816	0,896	0,976	1,057	1,057
11	БМК 1.11	прир. газ	1,113	1,113	1,113	1,113	1,113	1,134	1,134
12	БМК 26	прир. газ	0,738	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868
13	БМК 50	прир. газ	1,982	2,271	2,859	2,963	3,324	3,728	3,860
14	Котельная 6.1	прир. газ	0,092	0,616	0,616	0,616	0,616	0,616	0,616
15	Котельная 6.5	прир. газ	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
16	Котельная 6.7	прир. газ	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
17	Котельная 6.8	прир. газ	0,018	0,018	0,018	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-5			
18	Котельная 6.9	прир. газ	0,069	0,069	0,069	0,196	0,196	0,196	0,196
19	Котельная 6.11	прир. газ	0,015	0,015	0,015	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-5			
20	Котельная 6.13	прир. газ	0,021	0,021	0,021	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на БМК 1.1			
21	Котельная 6.14	прир. газ	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177
22	Котельная 6.15	прир. газ	0,015	0,015	0,015	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-4			
23	Котельная 8.1	прир. газ	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733
24	Котельная 8.2	прир. газ	1,668	2,717	2,846	2,846	2,846	2,846	2,846
25	Котельная 8.3	прир. газ	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
26	БМК Победилово	прир. газ	0,197	0,197	0,197	0,197	0,197	0,197	0,197
27	БМК Захарищевы	прир. газ	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
28	Котельная 10.3	прир. газ	4,148	4,148	4,148	4,148	4,148	4,148	4,148
29	Котельная 11.3	прир. газ	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370
30	Котельная 11.4	прир. газ	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в зимний период ($t_{нв} = -33^{\circ}\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
31	Котельная 11.5	прир. газ	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282	0,282
32	Котельная 11.6	прир. газ	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
33	Котельная 11.7	прир. газ	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406	0,406
34	Котельная 11.8	прир. газ	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
35	Кот. Вятского фанер. комбината (ЭК НЛПК)	прир. газ	7,806	7,806	7,852	7,852	7,852	7,852	7,852
36	ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	0,223	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
37	ООО «ДокВуд»	прир. газ	1,063	1,063	1,063	1,063	1,063	1,319	1,602
38	ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)	прир. газ	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391	0,391
39	Котельная «УниДом»	прир. газ	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139
40	Котельная ДС	прир. газ	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
41	Котельная ВГСХА	прир. газ	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524	0,524
42	Кот. ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8а)	прир. газ	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1						
43	Котельная ОРДЦ	прир. газ	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
44	Котельная КМЗ	прир. газ	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272	0,272
45	Кот. "Ново-Вятка"	прир. газ	11,019	11,038	11,038	11,038	11,038	11,038	11,038
46	БМК 4.2 ООО «Матрица»	прир. газ	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380	0,380
47	Котельная ООО «Теплотехник»	прир. газ	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196
48	Кот. ООО «Энергетик»	прир. газ	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
49	Котельная Дет. Тал-готуб. санатория	прир. газ	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325
50	Котельная ООО «Производ. комплекс»	прир. газ	0,122	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
51	Кот. Кировского гос. автотор. техникума	прир. газ	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228
52	Кот. ОАО «РЖД»	прир. газ	1,361	1,361	1,361	1,361	1,361	1,361	1,361
53	БМК 4.1 «Радужный»	прир. газ	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980	3,980
54	Кот. ООО «Теплоснабж. компания»	прир. газ	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157	0,157
55	Котельная НЛК	прир. газ	0,527	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2					
56	Котельная ТСО «Зиновы»	прир. газ	1,989	1,989	1,989	1,989	1,989	1,989	1,989
57	Котельная ККС	прир. газ	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
58	Котельная ККС	прир. газ	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
59	Котельная «Анкор»	прир. газ	0,198	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5					
60	БМК 2.2.560	прир. газ	0,116	0,258	0,366	0,366	0,366	0,366	0,366
61	Котельная по ул. Песочная, 27к	прир. газ	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
62	Котельная по ул. Приозерная, 1	прир. газ	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264	0,264
63	Котельная по ул. Сплавная, 2	прир. газ	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150
64	Котельная в сл. Луговые	прир. газ	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
65	Котельная УниДом	прир. газ	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107
Новые источники теплоснабжения									
1	Котельная «Знак»	прир. газ	-	0,067	0,067	0,229	0,276	0,475	0,475
2	Котельная «Ёлки парк»	прир. газ	-	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
3	Кот. «Метроград»	прир. газ	-	0,106	0,144	0,248	0,248	0,248	0,248
4	Новая БМК вместо котельной ООО «Горзе-	прир. газ	-	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223

№ 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)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
	ленстрой»								
5	Новая БМК вместо кот. ООО «Производственный комплекс»	прир. газ	-	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122
Всего по котельным			48,9	50,6	51,6	52,3	52,7	53,8	54,3
Итого по всем источникам г. Кирова			404,0	415,6	428,1	429,7	430,8	423,1	421,7

Таблица 5.2

№ 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)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
ТЭЦ города Кирова:									
1	ТЭЦ-1	условное	8,16	8,15	8,09	8,12	8,17	8,11	8,07
2		прир. газ	6,95	6,94	6,89	6,92	6,96	6,91	6,87
3	ТЭЦ-4	условное	90,68	90,74	89,49	89,54	89,05	86,38	85,31
4		прир. газ	67,73	67,78	66,84	66,89	66,52	64,53	63,73
5		кам. уголь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6		фрез. торф	43,93	43,96	43,35	43,38	43,14	41,85	41,33
7	ТЭЦ-5	условное	101,12	106,55	114,51	114,48	114,90	112,36	111,31
8		прир. газ	44,56	46,95	50,46	50,45	50,63	49,51	49,05
9		кам. уголь	62,05	65,38	70,26	70,25	70,50	68,95	68,30
	Итого по ТЭЦ	условное	199,96	205,44	212,09	212,14	212,12	206,85	204,69
Котельные									
1	БМК 1.1	прир. газ	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
2	БМК 1.2	прир. газ	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255	0,255
3	БМК 1.3	прир. газ	0,549	0,549	0,549	0,597	0,597	0,597	0,597
4	БМК 1.4	прир. газ	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,046	1,112
5	БМК 1.5	прир. газ	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
6	БМК 1.6	прир. газ	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
7	БМК 1.7	прир. газ	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
8	БМК 1.8	прир. газ	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101	0,101
9	БМК 1.9	прир. газ	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104
10	БМК 1.10	прир. газ	0,397	0,397	0,508	0,558	0,608	0,658	0,658
11	БМК 1.11	прир. газ	0,693	0,693	0,693	0,693	0,693	0,706	0,706
12	БМК 26	прир. газ	0,459	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540	0,540
13	БМК 50	прир. газ	1,234	1,414	1,780	1,845	2,070	2,321	2,403
14	Котельная 6.1	прир. газ	0,058	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384	0,384
15	Котельная 6.5	прир. газ	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
16	Котельная 6.7	прир. газ	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
17	Котельная 6.8	прир. газ	0,011	0,011	0,011	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-5			
18	Котельная 6.9	прир. газ	0,043	0,043	0,043	0,122	0,122	0,122	0,122
19	Котельная 6.11	прир. газ	0,009	0,009	0,009	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-5			
20	Котельная 6.13	прир. газ	0,013	0,013	0,013	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки БМК 1.1			
21	Котельная 6.14	прир. газ	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
22	Котельная 6.15	прир. газ	0,009	0,009	0,009	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-4			
23	Котельная 8.1	прир. газ	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456	0,456
24	Котельная 8.2	прир. газ	1,039	1,692	1,772	1,772	1,772	1,772	1,772

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в переходный период ($t_{нв} = 0^{\circ}\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
25	Котельная 8.3	прир. газ	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
26	БМК Победилово	прир. газ	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
27	БМК Захарищевы	прир. газ	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
28	Котельная 10.3	прир. газ	2,583	2,583	2,583	2,583	2,583	2,583	2,583
29	Котельная 11.3	прир. газ	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230
30	Котельная 11.4	прир. газ	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
31	Котельная 11.5	прир. газ	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175
32	Котельная 11.6	прир. газ	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
33	Котельная 11.7	прир. газ	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253	0,253
34	Котельная 11.8	прир. газ	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
35	Кот. Вятского фанер. комбината (ЭК НЛПК)	прир. газ	4,860	4,860	4,889	4,889	4,889	4,889	4,889
36	ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	0,139	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
37	ООО «ДокВуд»	прир. газ	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,821	0,997
38	ООО «Теплоснабжающая ком-я» (ул. Производственная, 9)	прир. газ	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243
39	Котельная «УниДом»	прир. газ	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
40	Котельная ДС	прир. газ	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
41	Котельная ВГСХА	прир. газ	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326	0,326
42	Кот. ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Заводская, 8а)	прир. газ	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1						
43	Котельная ОРДЦ	прир. газ	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
44	Котельная КМЗ	прир. газ	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170	0,170
45	Кот. "Ново-Вятка"	прир. газ	6,861	6,873	6,873	6,873	6,873	6,873	6,873
46	БМК 4.2 ООО «Матрица»	прир. газ	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236
47	Котельная ООО «Теплотехник»	прир. газ	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122
48	Кот. ООО «Энергетик»	прир. газ	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
49	Котельная Дет. Тал-го туб. санатория	прир. газ	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202	0,202
50	Котельная ООО «Производственный комплекс»	прир. газ	0,076	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
51	Кот. Кировского гос. автодор. техникума	прир. газ	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142	0,142
52	Кот. ОАО «РЖД»	прир. газ	0,848	0,848	0,848	0,848	0,848	0,848	0,848
53	БМК 4.1 «Радужный»		2,478	2,478	2,478	2,478	2,478	2,478	2,478
54	Котельная ООО «Теплоснаб. компания»	прир. газ	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098	0,098
55	Котельная НЛК	прир. газ	0,328	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2					
56	Кот. ТСО «Зиновы»	прир. газ	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238
57	Котельная ККС	прир. газ	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
58	Котельная ККС	прир. газ	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
59	Котельная «Анкор»	прир. газ	0,123	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на ТЭЦ-5					
60	БМК 2.2.560	прир. газ	0,072	0,160	0,228	0,228	0,228	0,228	0,228
61	Кот. ул. Песочная, 27к	прир. газ	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123	0,123
62	Кот. ул. Приозерная, 1	прир. газ	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
63	Кот. ул. Сплавная, 2	прир. газ	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093
64	Кот. в сл. Луговые	прир. газ	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015

№ 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)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
65	Котельная УниДом	прир. газ	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Новые источники теплоснабжения									
1	Котельная «Знак»	прир. газ	-	0,042	0,042	0,143	0,172	0,296	0,296
2	Кот. «Ёлки парк»	прир. газ	-	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036	0,036
3	Кот. «Метроград»	прир. газ	-	0,066	0,089	0,154	0,154	0,154	0,154
4	Нов. БМК вместо кот. ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	-	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139
5	Нов. БМК вместо кот. ООО «Произ. комплекс»	прир. газ	-	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Всего по котельным			30,4	31,5	32,2	32,5	32,8	33,5	33,8
Итого по всем источникам г. Кирова			230,4	236,9	244,2	244,7	245,0	240,3	238,5

Таблица 5.3

№ 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)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
ТЭЦ города Кирова									
1	ТЭЦ-1	условное	4,72	4,72	4,68	4,69	4,69	4,64	4,62
2		прир. газ	4,04	4,04	4,01	4,01	4,01	3,97	3,95
3	ТЭЦ-4	условное	39,68	39,58	39,02	38,93	38,64	37,24	36,43
4		прир. газ	29,77	29,70	29,28	29,21	29,00	27,95	27,33
5		кам. уголь	5,60	5,59	5,51	5,50	5,46	5,26	5,15
6		фрез. торф	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	ТЭЦ-5	условное	61,98	64,84	69,19	68,78	68,66	66,90	65,42
8		прир. газ	29,77	31,15	33,24	33,04	32,98	32,14	31,43
9		кам. уголь	34,39	35,98	38,40	38,17	38,10	37,12	36,30
Итого по ТЭЦ		условное	106,38	109,14	112,89	112,4	111,99	108,78	106,47
Котельные г. Кирова									
1	БМК 1.1	прир. газ	0,000	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,000
2	БМК 1.2	прир. газ	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
3	БМК 1.3	прир. газ	0,095	0,095	0,095	0,120	0,120	0,120	0,120
4	БМК 1.4	прир. газ	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,179	0,193
5	БМК 1.5	прир. газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	БМК 1.6	прир. газ	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
7	БМК 1.7	прир. газ	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
8	БМК 1.8	прир. газ	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
9	БМК 1.9	прир. газ	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
10	БМК 1.10	прир. газ	0,092	0,092	0,110	0,121	0,133	0,144	0,144
11	БМК 1.11	прир. газ	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,109	0,109
12	БМК 26	прир. газ	0,142	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159	0,159
13	БМК 50	прир. газ	0,348	0,387	0,467	0,482	0,532	0,587	0,605
14	Котельная 6.1	прир. газ	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
15	Котельная 6.5	прир. газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
16	Котельная 6.7	прир. газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
17	Котельная 6.8	прир. газ	0,008	0,008	0,008	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-5			
18	Котельная 6.9	прир. газ	0,005	0,005	0,005	0,012	0,012	0,012	0,012
19	Котельная 6.11	прир. газ	0,000	0,000	0,000	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-5			

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Вид топлива	Максимальный часовой расход топлива по источникам теплоснабжения в летний период ($t_{нв} = 15^{\circ}\text{C}$), тыс. м ³ /ч (т)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
20	Котельная 6.13	прир. газ	0,000	0,000	0,000	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на БМК 1.1			
21	Котельная 6.14	прир. газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	Котельная 6.15	прир. газ	0,000	0,000	0,000	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки на ТЭЦ-4			
23	Котельная 8.1	прир. газ	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053	0,053
24	Котельная 8.2	прир. газ	0,115	0,123	0,161	0,161	0,161	0,161	0,161
25	Котельная 8.3	прир. газ	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
26	БМК Победилово	прир. газ	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
27	БМК Захарищевы	прир. газ	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
28	Котельная 10.3	прир. газ	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327	0,327
29	Котельная 11.3	прир. газ	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
30	Котельная 11.4	прир. газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
31	Котельная 11.5	прир. газ	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
32	Котельная 11.6	прир. газ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
33	Котельная 11.7	прир. газ	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
34	Котельная 11.8	прир. газ	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
35	Кот. Вятского фанер. ком-та (ЭК НЛПК)	прир. газ	0,136	0,136	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
36	ООО «Горзеленстрой»	прир. газ	0,034	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
37	ООО «ДокВуд»	прир. газ	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,247	0,286
38	ООО «Теплоснабжающая компания» (ул. Производственная, 9)	прир. газ	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
39	Котельная «УниДом»	прир. газ	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
40	Котельная ДС	прир. газ	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
41	Котельная ВГСХА	прир. газ	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
42	Котельная ООО «Теплоснаб. ком-ния» (ул. Заводская, 8а)	прир. газ	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей ТЭЦ-1						
43	Котельная ОРДЦ	прир. газ	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
44	Котельная КМЗ	прир. газ	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041	0,041
45	Кот. "Ново-Вятка"	прир. газ	0,112	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116
46	БМК 4.2 ООО «Матрица»	прир. газ	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
47	Котельная ООО «Теплотехник»	прир. газ	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
48	Котельная ООО «Энергетик»	прир. газ	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
49	Котельная Дет. Тал-го туб. санатория	прир. газ	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
50	Котельная ООО «Произв. комплекс»	прир. газ	0,019	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на новую БМК					
51	Кот. Кировского гос. автодор. техникума	прир. газ	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035	0,035
52	Кот. ОАО «РЖД»	прир. газ	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206
53	БМК 4.1 «Радужный»	прир. газ	0,603	0,603	0,603	0,603	0,603	0,603	0,603
54	Котельная ООО «Теплоснабжающая компания»	прир. газ	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024
55	Котельная НЛК	прир. газ	0,004	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой нагрузки потребителей на котельную 8.2					
56	Кот. ТСО «Зиновы»	прир. газ	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403
57	Котельная ККС	прир. газ	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020
58	Котельная ККС	прир. газ	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
59	Котельная «Анкор»	прир. газ	0,030	Вывод из эксплуатации котельной, переключение тепловой					

№ 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)						
			2017	2018	2019	2020	2021	2022 - 2026	2027 - 2032
нагрузки потребителей на ТЭЦ-5									
60	БМК 2.2.560	прир. газ	0,023	0,043	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
61	Котельная по ул. Песочная, 27к	прир. газ	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030
62	Котельная по ул. Приозерная, 1	прир. газ	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
63	Котельная по ул. Сплавная, 2	прир. газ	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023	0,023
64	Кот. в сл. Луговые	прир. газ	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
65	Котельная УниДом	прир. газ	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Новые источники теплоснабжения									
1	Котельная «Знак»	прир. газ	-	0,004	0,004	0,017	0,024	0,053	0,053
2	Кот. «Ёлки парк»	прир. газ	-	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
3	Кот. «Метроград»	прир. газ	-	0,015	0,017	0,032	0,032	0,032	0,032
4	Новая БМК вместо котельной ООО «Гор-зеленстрой»	прир. газ	-	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
5	Новая БМК вместо кот. ООО «Производственный комплекс»	прир. газ	-	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
Итого по котельным			4,1	4,2	4,4	4,4	4,5	4,6	4,7
Итого по всем источникам г. Кирова			110,4	113,3	117,2	116,8	116,5	113,4	111,2

Раздел 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						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	19,668	19,464	19,386	19,353	19,298	19,027	18,422
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	20,841	20,820	20,820	20,820	20,820	20,820	20,820
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром противодавления на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	40,509	40,284	40,205	40,172	40,117	39,847	39,242
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-2,389	-2,466	-2,660	-2,822	-2,941	-3,398	-3,740
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	29,927	29,740	29,326	28,986	28,730	27,741	26,919
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	73,9	73,8	72,9	72,2	71,6	69,6	68,6
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	31,287	31,525	31,461	31,524	31,042	30,774	30,301
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-1,845	-1,930	-2,082	-2,214	-2,276	-2,625	-2,888
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	23,046	23,169	22,886	22,667	22,176	21,373	20,731
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	73,7	73,5	72,7	71,9	71,4	69,5	68,4

Таблица 6.2

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 4: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых теплофикационных отборов на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	1144,348	1171,206	1196,000	1197,294	1175,215	1187,317	1133,933
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых производственных отборов на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	32,368	35,063	36,127	36,084	35,441	35,749	33,073
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1176,715	1206,269	1232,127	1233,377	1210,655	1223,066	1167,006
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-19,475	-27,192	-43,489	-56,477	-65,039	-103,395	-128,806
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	898,847	909,055	904,338	906,644	905,420	884,525	872,430
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	76,4	75,4	73,4	73,5	74,8	72,3	74,8
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1011,502	1045,400	1060,185	1065,572	1040,608	1051,101	1004,605
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-16,741	-23,565	-37,420	-48,793	-55,904	-88,858	-110,882
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	761,312	770,168	767,691	769,684	768,683	751,097	741,016
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	75,3	73,7	72,4	72,2	73,9	71,5	73,8

Таблица 6.3

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 5: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых теплофикационных отборов на базе отпуска тепла с горячей водой, млн. кВт·ч	1153,964	1226,522	1426,042	1415,725	1475,966	1431,560	1403,980
2. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых производственных отборов на базе отпуска тепла с паром, млн. кВт·ч	0	0	0	0	0	0	0
3. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1153,964	1226,522	1426,042	1415,725	1475,966	1431,560	1403,980
4. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	3,981	90,283	263,525	245,495	243,238	188,050	145,066
5. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1017,992	1092,036	1205,999	1195,557	1187,371	1154,077	1127,037
6. То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	88,2	89,0	84,6	84,4	80,4	80,6	80,3
7. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	1006,295	1077,662	1241,827	1238,224	1284,248	1245,066	1222,782
8. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	3,471	79,326	229,483	214,715	211,643	163,552	126,344
9. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	874,700	937,996	1036,109	1027,496	1020,445	991,766	968,503
10. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	86,9	87,0	83,4	83,0	79,5	79,7	79,2

Таблица 6.4

Наименование показателя, единица измерения	ТЭЦ- 1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 суммарно: Значение показателей в прогнозируемом периоде по годам						
	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
1. Суммарная максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу паром регулируемых отборов на базе отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	2371,188	2473,075	2698,374	2689,274	2726,738	2694,473	2610,228
2. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-17,883	60,625	217,376	186,196	175,258	81,257	12,520
3. Плановая выработка электроэнергии по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1946,766	2030,831	2139,663	2131,187	2121,521	2066,343	2026,386
4 То же, % от максимальной выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, %	82,1	82,1	79,3	79,2	77,8	76,7	77,6
5. Суммарный максимальный отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром, млн. кВт·ч	2049,084	2154,587	2333,473	2335,320	2355,898	2326,941	2257,688
6. То же, на базе прироста отпуска тепла с горячей водой и паром относительно базового 2016 года, млн. кВт·ч	-15,115	53,831	189,981	163,708	153,463	72,069	12,574
7. Плановый отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу с учетом ограничений по допустимым нагрузкам регулируемых отборов турбоагрегатов, млн. кВт·ч	1659,058	1731,333	1826,686	1819,847	1811,304	1764,236	1730,250
8. То же, % от максимального отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу, %	81,0	80,4	78,3	77,9	76,9	75,8	76,6

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 2032 году уменьшение отпуска тепла по ТЭЦ-1 обуславливает максимальное уменьшение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 1,3 млн. кВт.ч;

– плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 28,3 % 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.

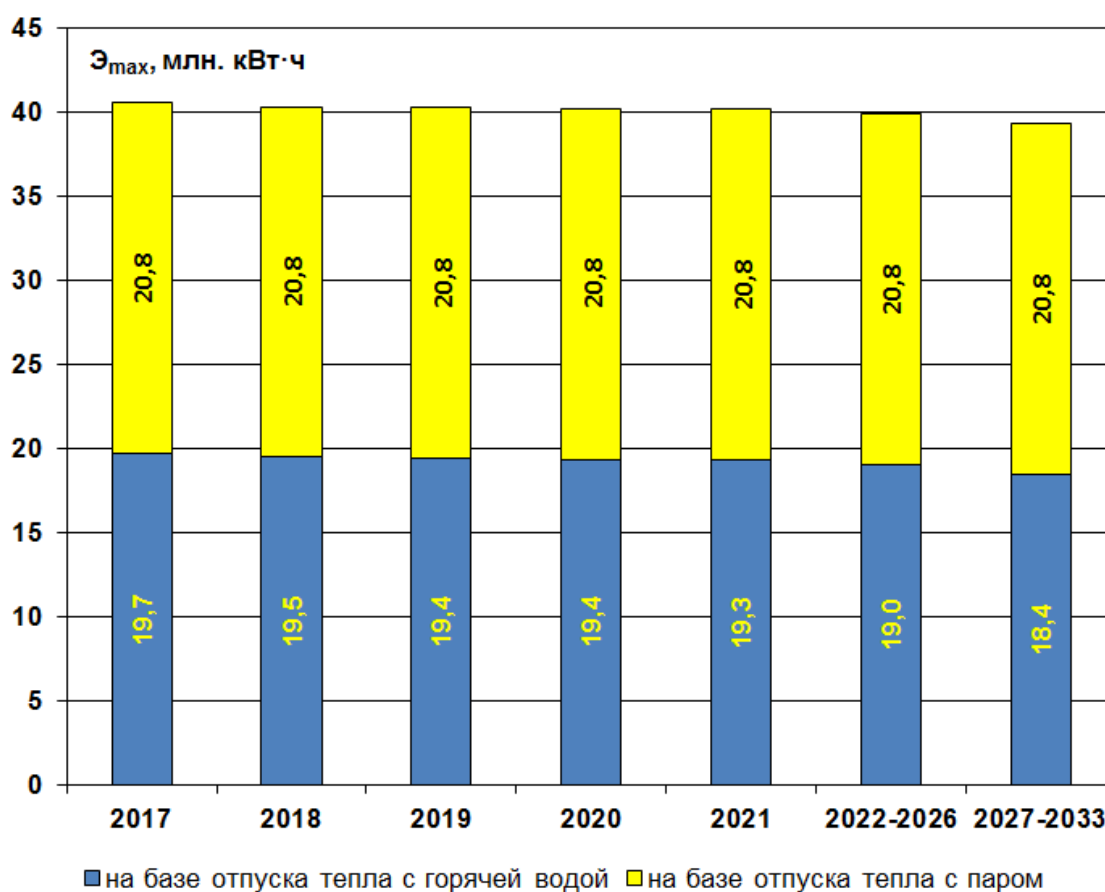


Рис. 6.1. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2016 - 2032 гг. по Кировской ТЭЦ-1

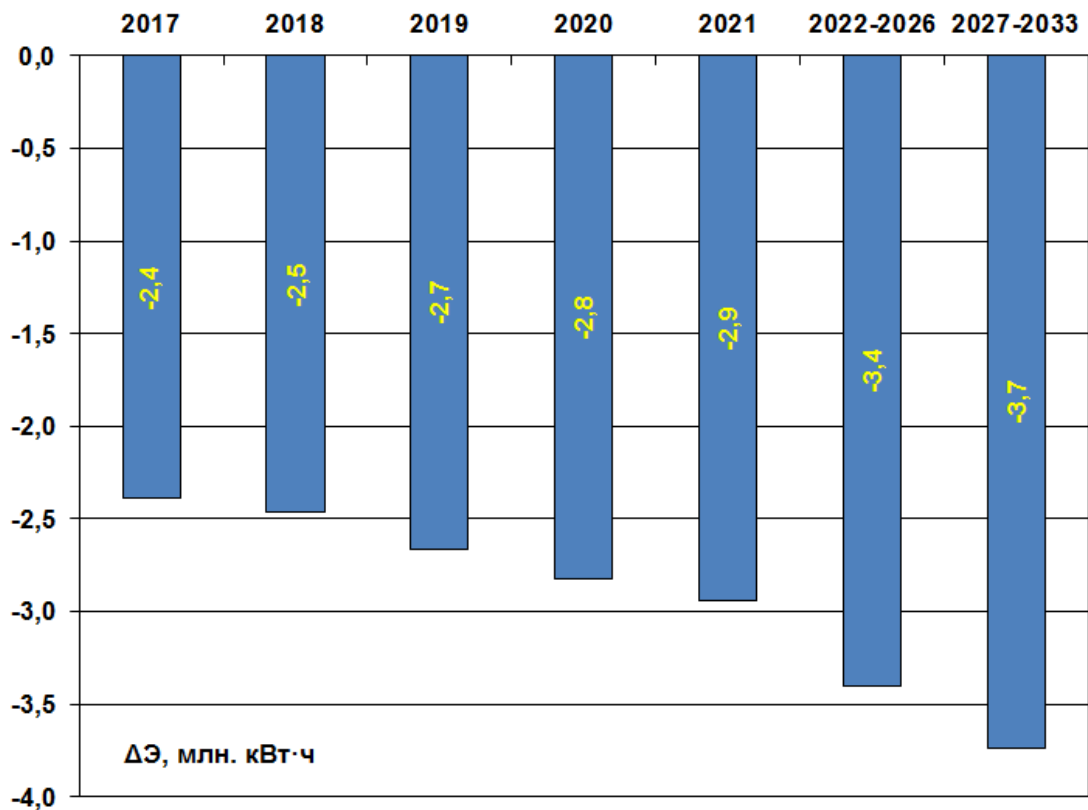


Рис. 6.2. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2032 гг. (относительно базового 2016 года)

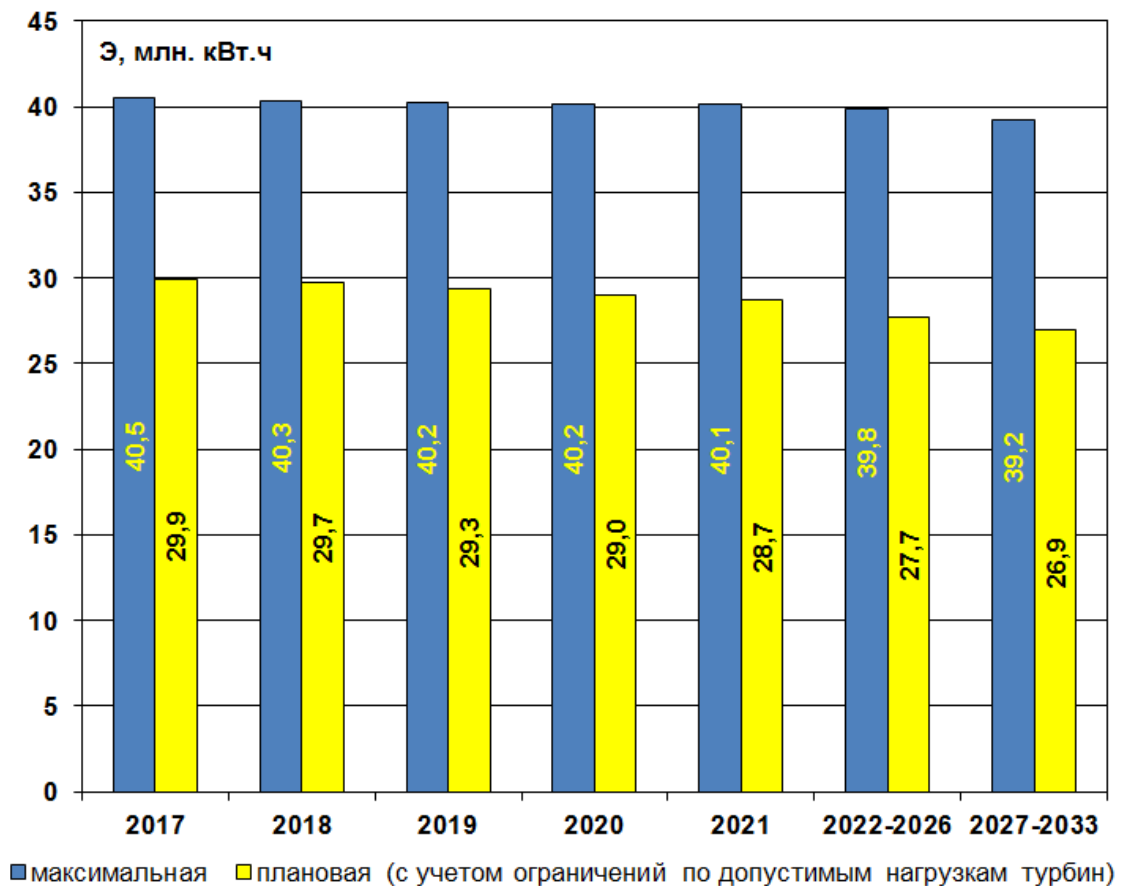


Рис. 6.3. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-1 на 2016 - 2032 гг.

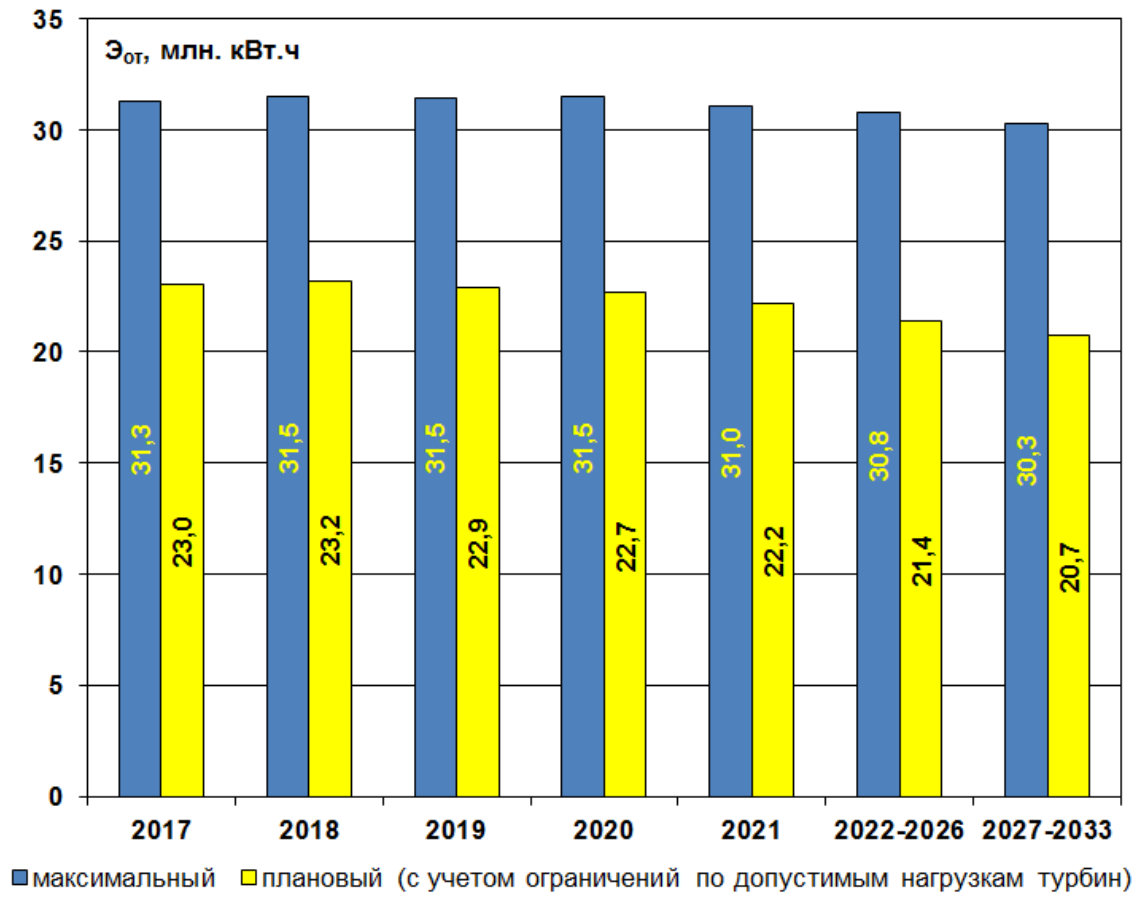


Рис. 6.4. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭС-1 на 2016 - 2032 гг.

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;

– к 2032 году уменьшение отпуска тепла по ТЭЦ-4 обуславливает максимальное уменьшение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 128,8 млн. кВт.ч;

– плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 26,2 % меньше, чем максимальные значения выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу, что обусловлено ограничениями на допустимые нагрузки отборов турбоагрегатов, в том числе, работой ПВК.

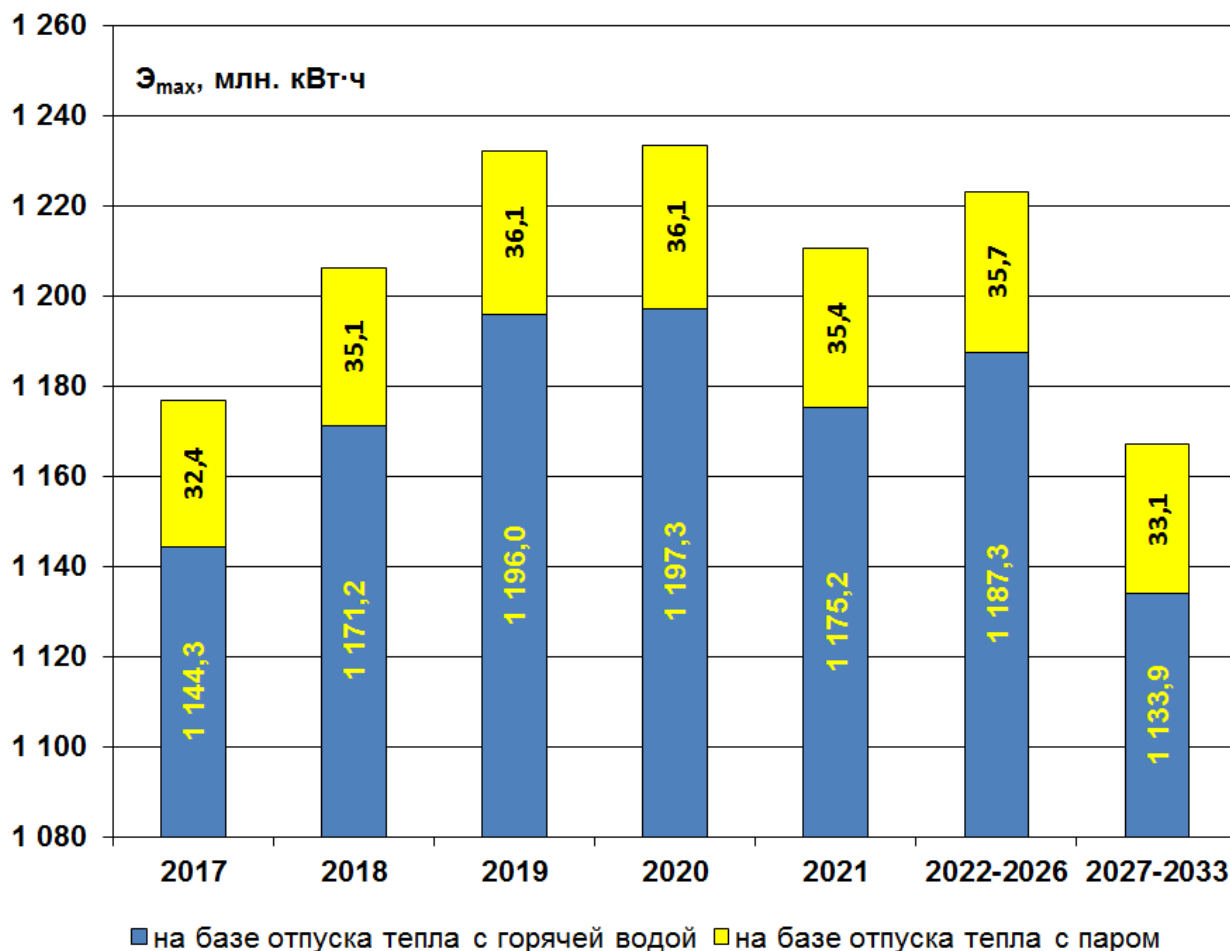


Рис. 6.5. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2017 - 2032 гг. по Кировской ТЭЦ-4

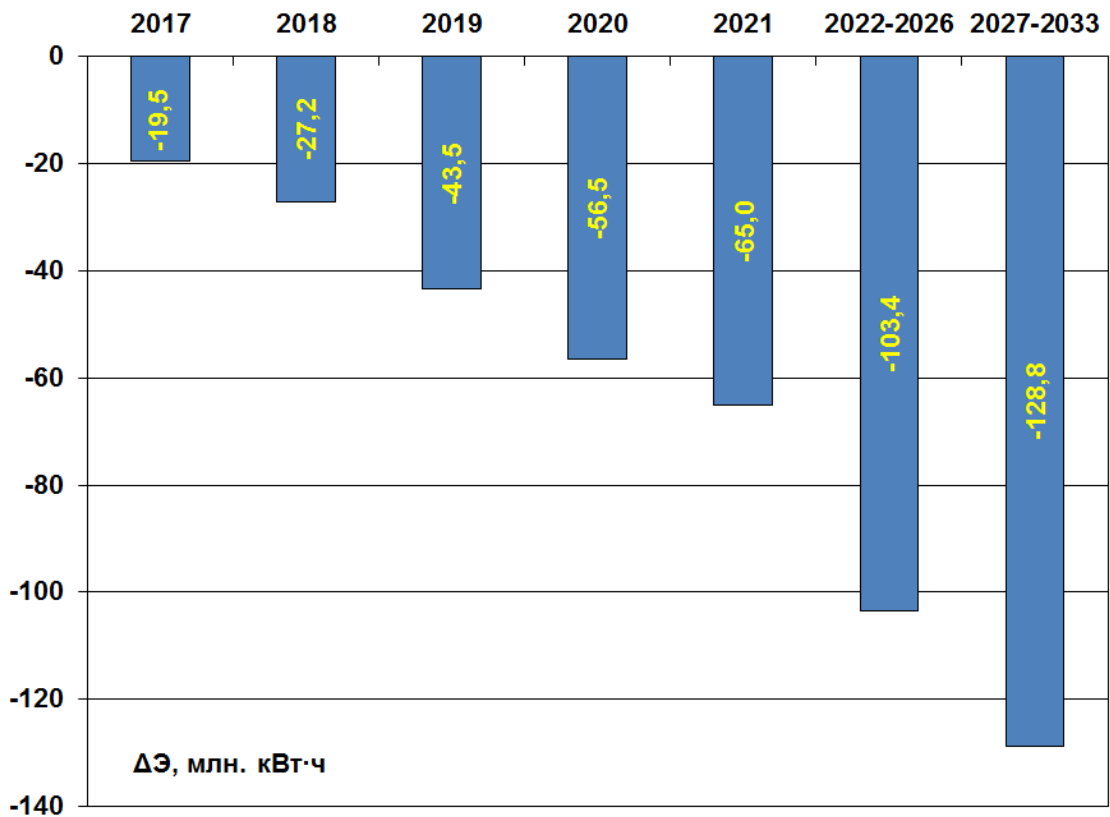


Рис. 6.6. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-4 на 2017 - 2032 гг. (относительно базового 2016 года)

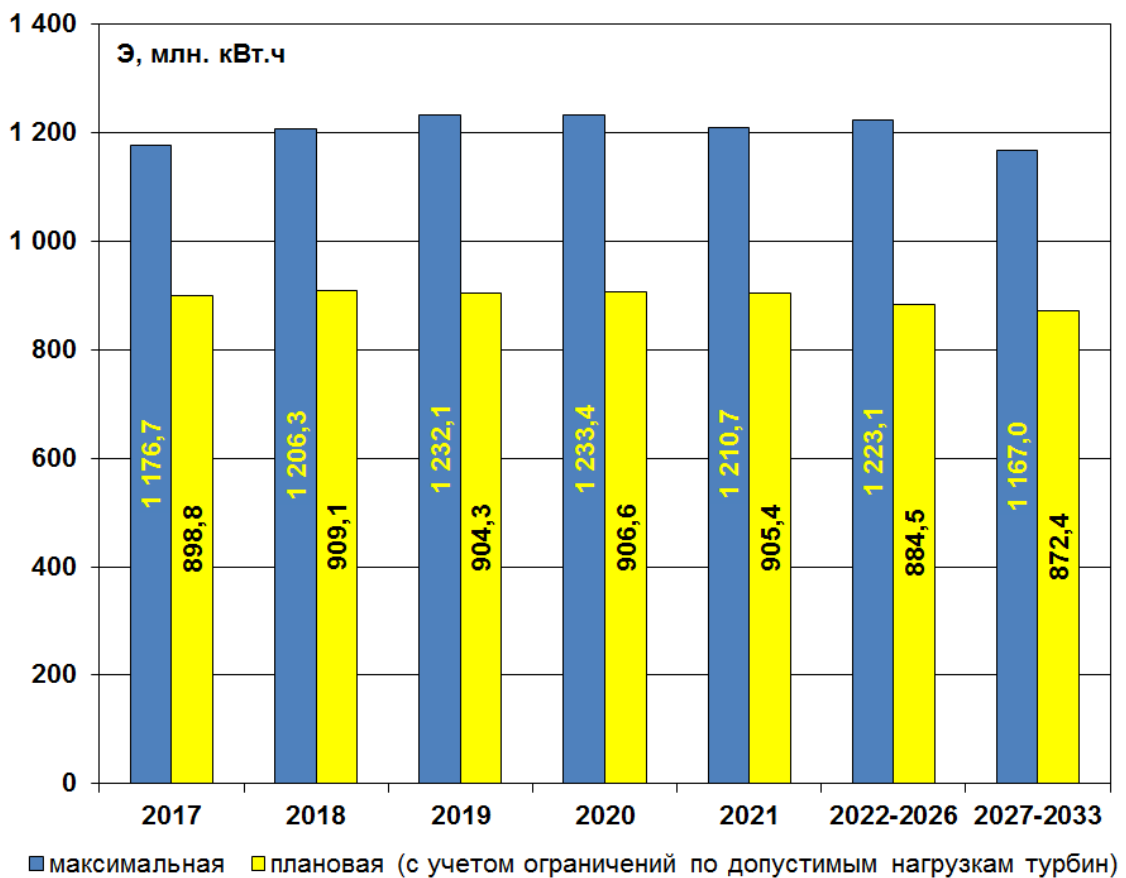


Рис. 6.7. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-4 на 2017 - 2032 гг.

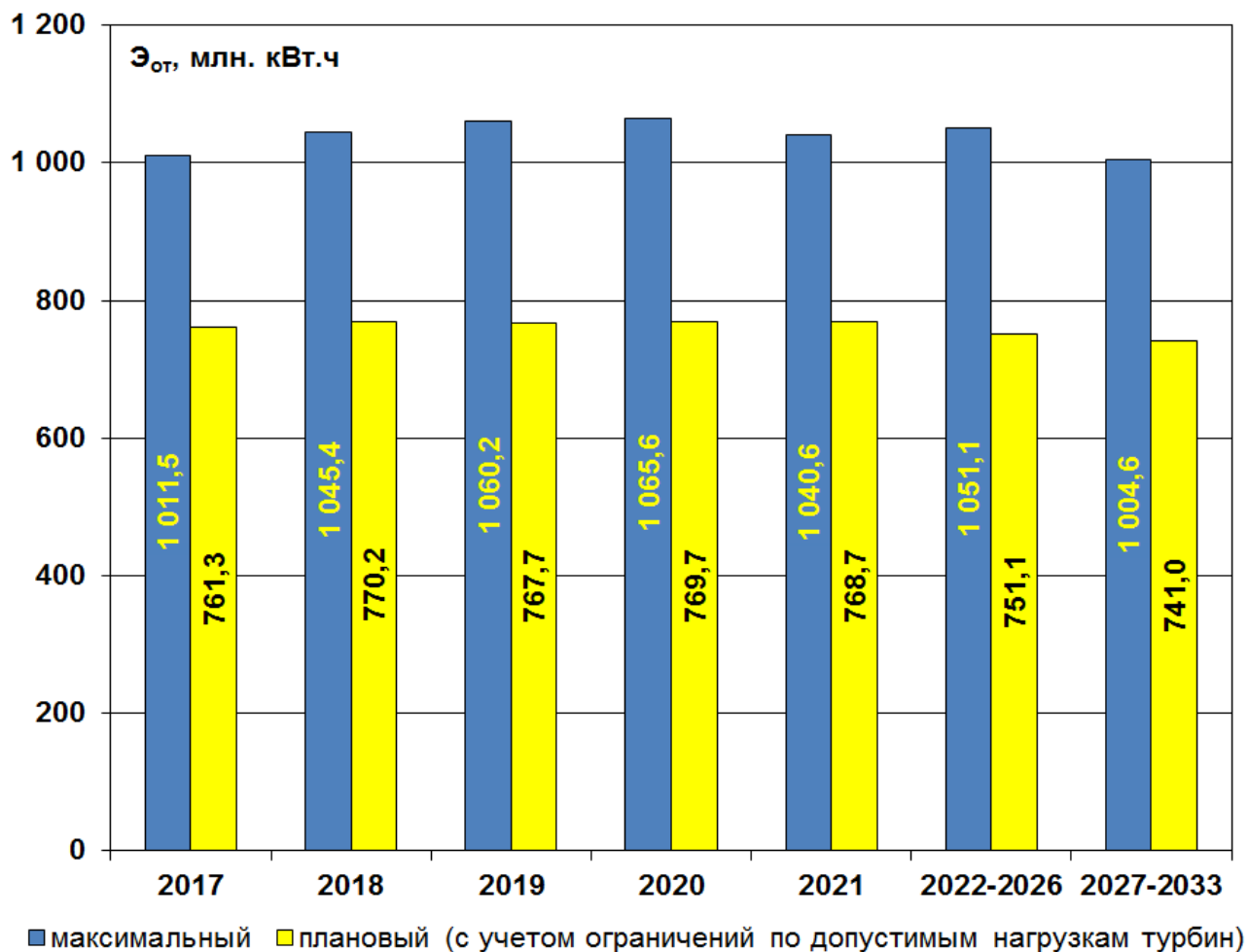


Рис. 6.8. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭС-4 на 2017 - 2032 гг.

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 (отпуск тепла с паром отсутствует);

– к 2032 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ-5 обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 145,1 млн. кВт.ч; при этом максимальное значение прироста будет наблюдаться в 2019 году и составит 263,5 млн. кВт.ч (в соответствии с предполагаемой динамикой изменения отпуска тепла от ТЭЦ внешним потребителям);

– плановая выработка и отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 16,7 % 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.

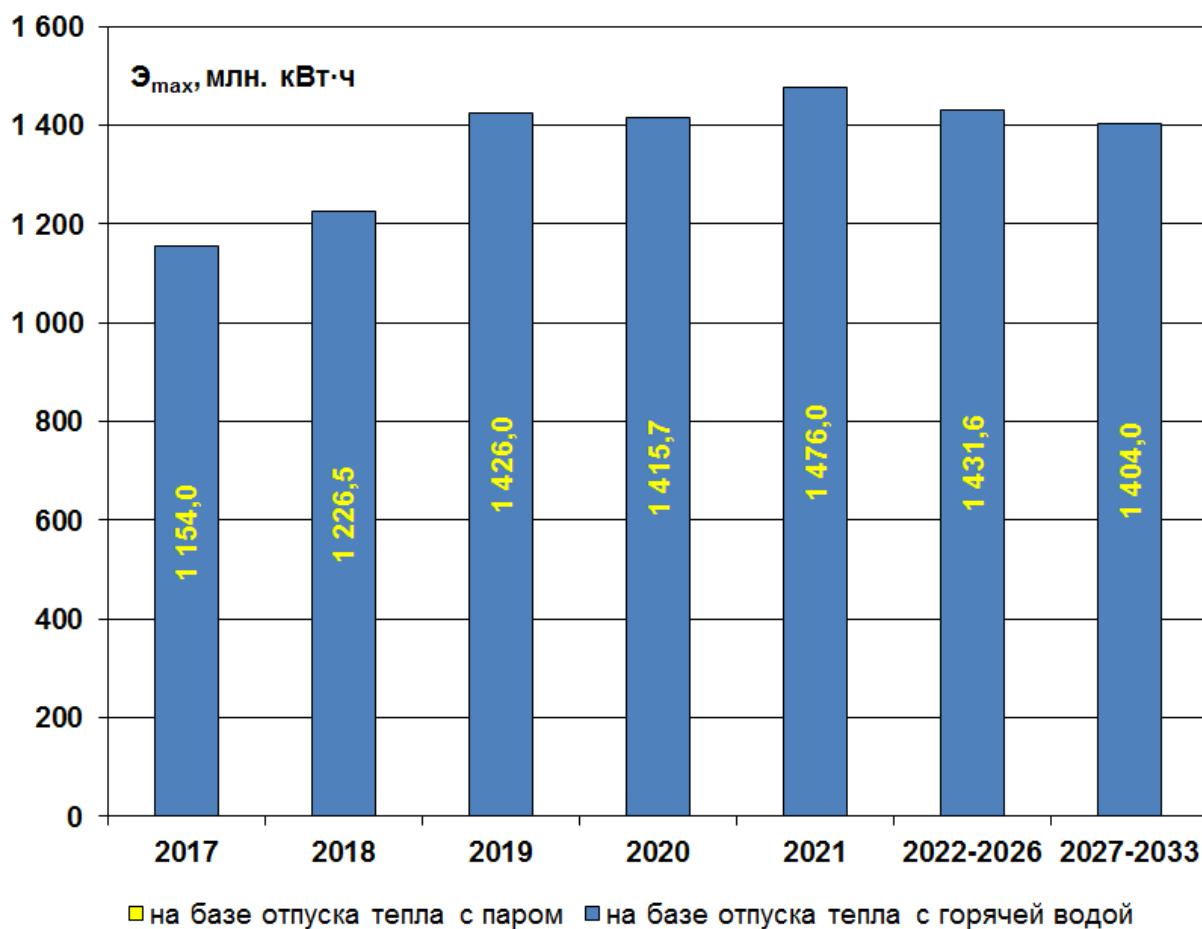


Рис. 6.9. Максимальная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу на базе отпуска тепла с горячей водой и паром на 2017 - 2032 гг. по Кировской ТЭЦ-5

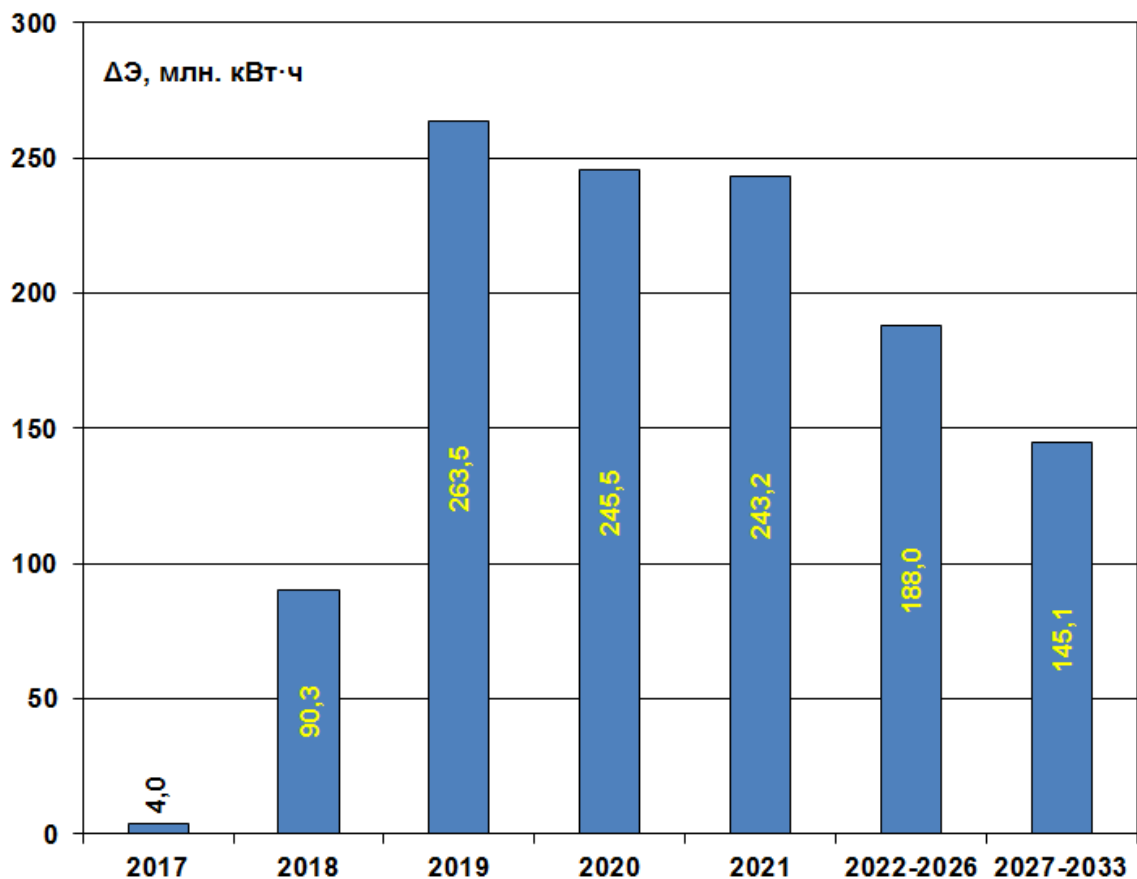


Рис. 6.10. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла Кировской ТЭЦ-5 на 2017 - 2032 гг. (относительно базового 2016 года)

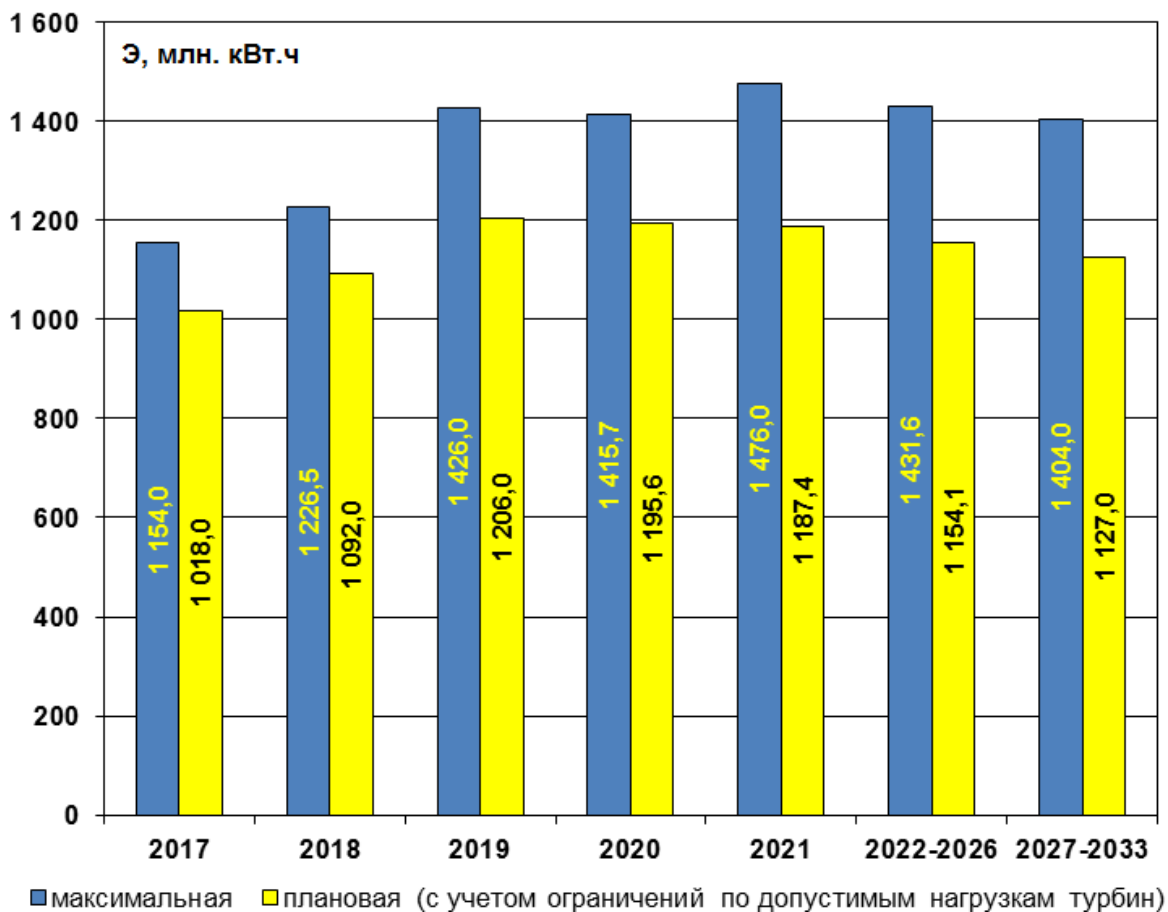


Рис. 6.11. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-5 на 2017 - 2032 гг.

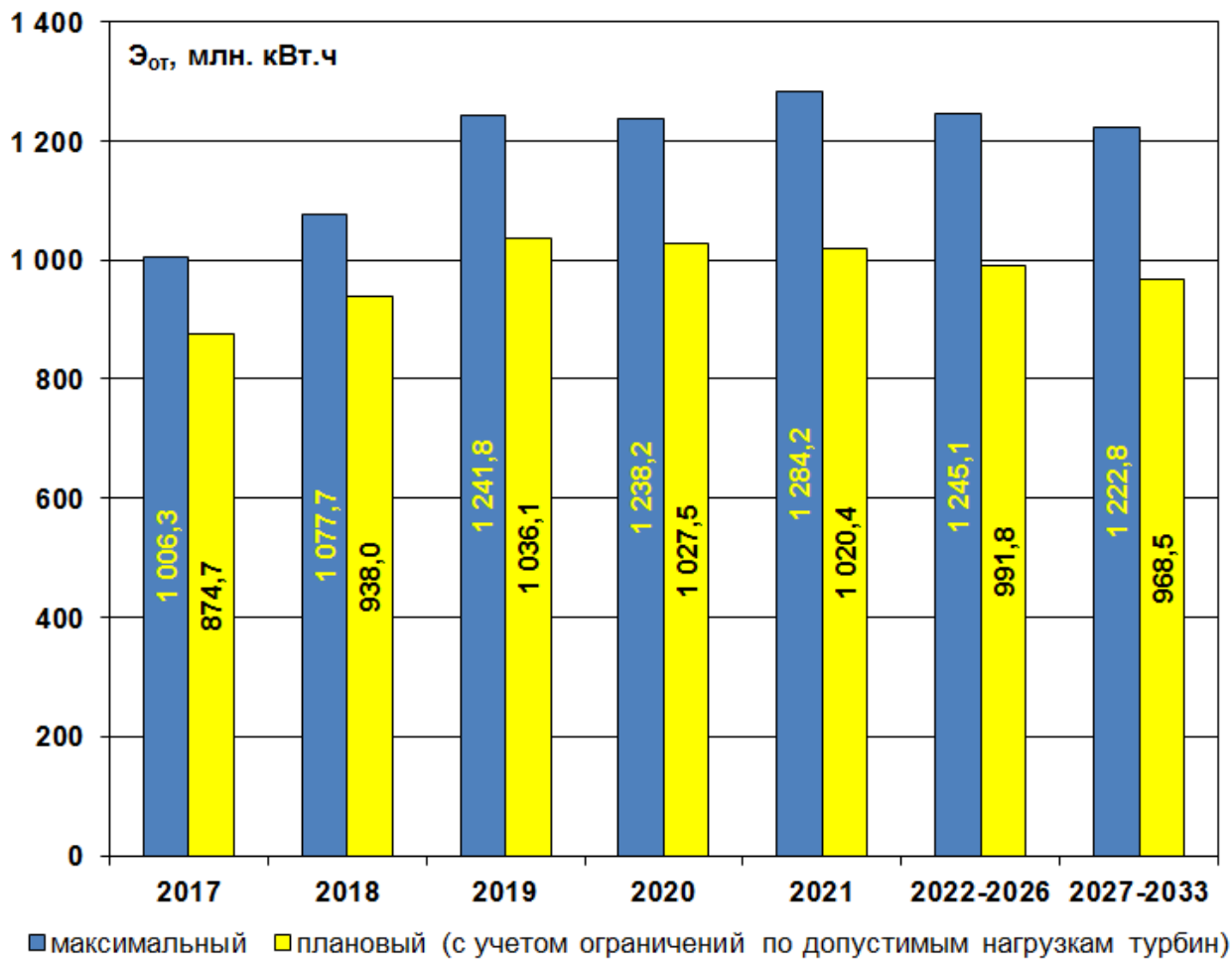


Рис. 6.12. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу Кировской ТЭЦ-5 на 2017 - 2032 гг.

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 в целом соответствует заданной динамике изменения отпуска тепла от ТЭЦ с паром и горячей водой, а также отражает изменения в составе оборудования ТЭЦ, участвующего в отпуске тепловой энергии. К 2032 году увеличение отпуска тепла по ТЭЦ обуславливает максимальное увеличение годовой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на 250 млн. кВт.ч.

Суммарные значения плановой выработки и отпуска электроэнергии по теплофикационному циклу в среднем на 21,3 % 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.

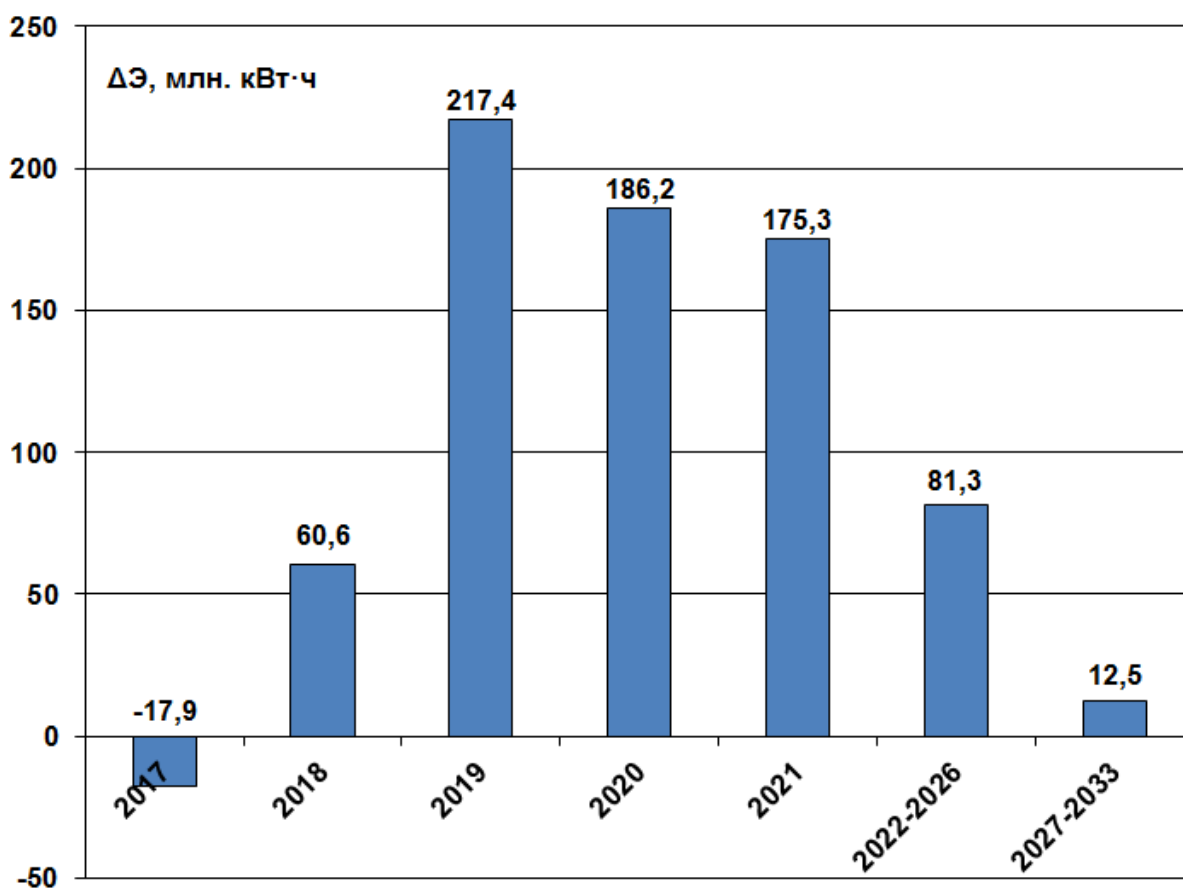


Рис. 6.13. Максимальная выработка электроэнергии на базе приростов суммарного отпуска тепла суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 гг. (относительно базового 2016 года)

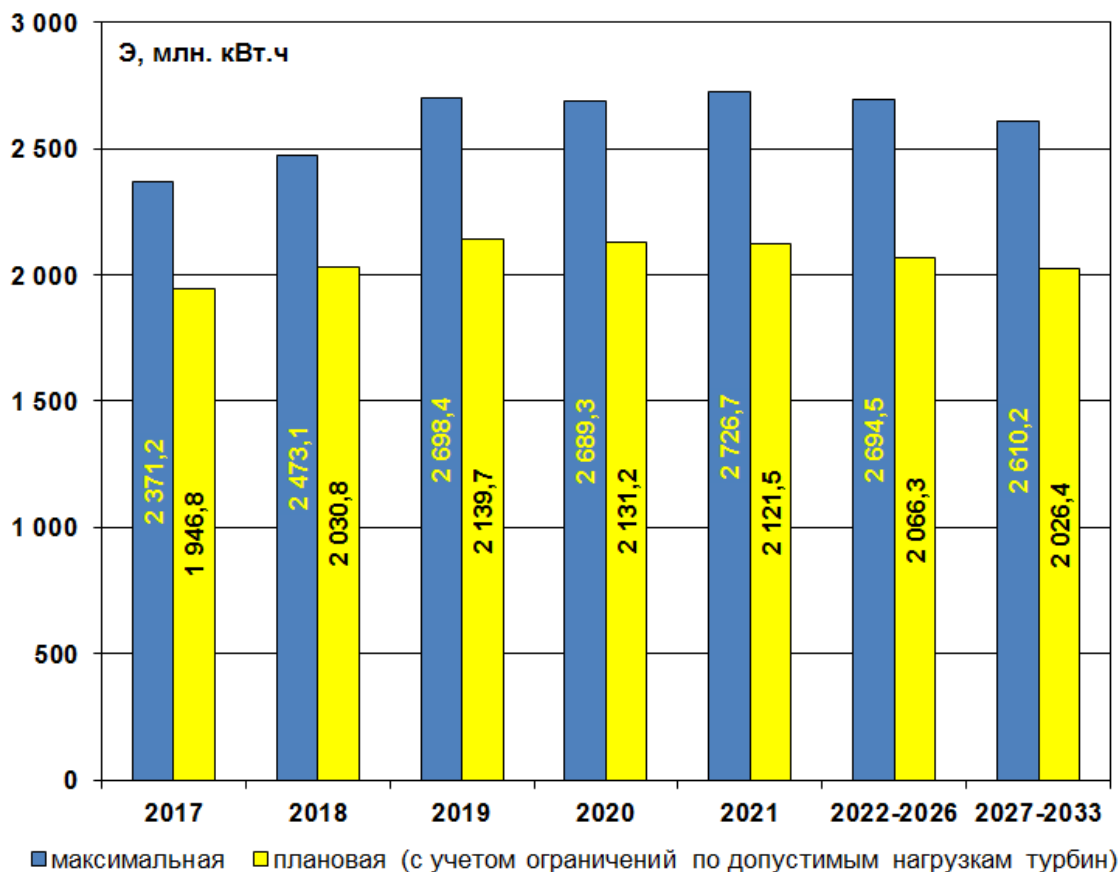


Рис. 6.14. Сопоставление максимальной и плановой выработки электроэнергии по теплофикационному циклу суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 гг.

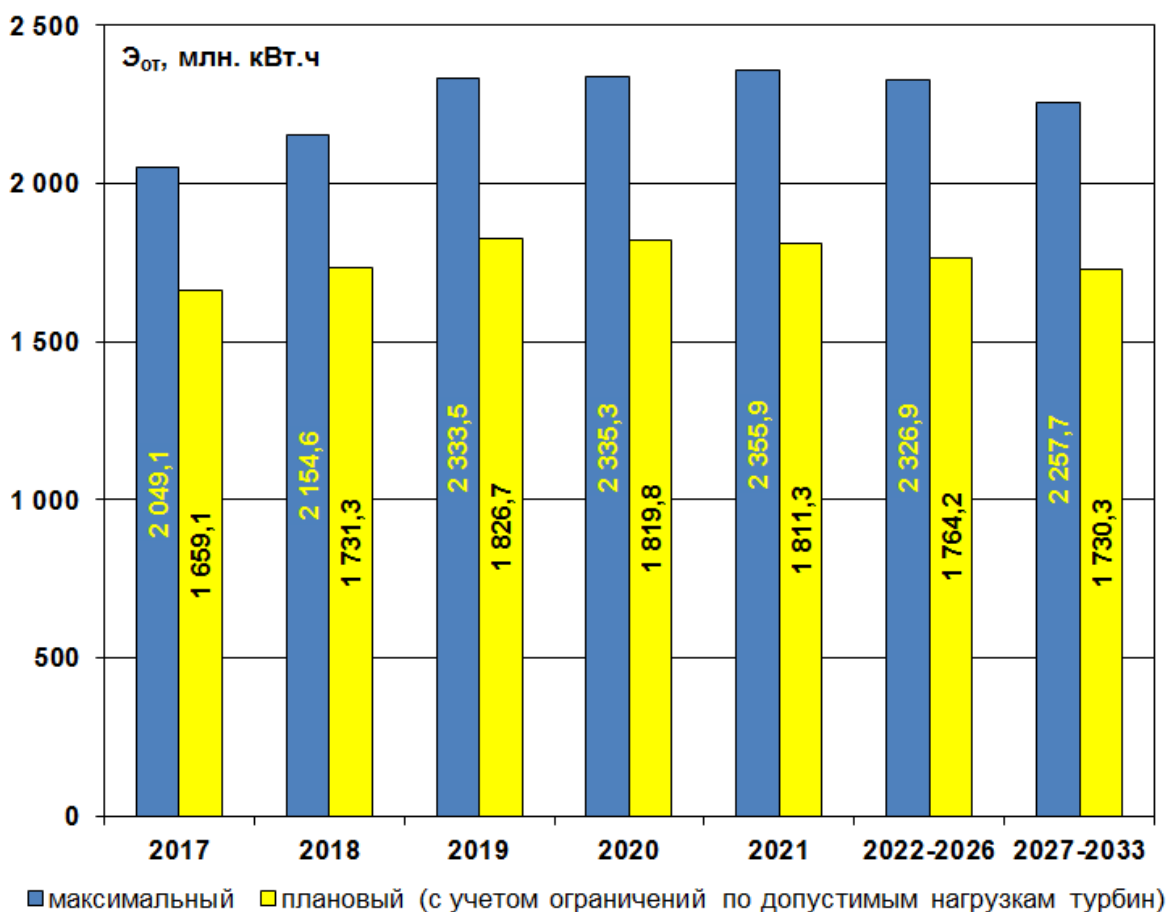


Рис. 6.15. Сопоставление максимального и планового отпуска электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу суммарно по Кировским ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 на 2016 - 2032 гг.

6.6. Перспективные режимы загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2016 – 2032 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							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-1									
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	5489	5489	5489	5489	5489	5489	5489	5489
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	6978	6978	6978	6978	6978	6978	6978	6978
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	4,57	3,81	3,78	3,71	3,66	3,62	3,45	3,30
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	1,42	1,30	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	4,57	3,81	3,78	3,71	3,66	3,62	3,45	3,30
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	1,42	1,30	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	Р-5,3-32/3 ст. № 3	4,57	3,81	3,78	3,71	3,66	3,62	3,45	3,30
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	1,42	1,30	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	21,08	19,39	19,27	19,01	18,79	18,63	18,00	17,48
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	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
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	25,04	23,93	23,86	23,81	23,76	23,69	23,64	23,62
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	Р-5,3-32/3 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	Местного изготовления ст. № 5	4121	4121	4121	4121	4121	4121	4121	4121
	Местного изготовления ст. № 6	4141	4141	4141	4141	4141	4141	4141	4141
	НЗЛ 60/36 ст. № 7	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 8	4139	4139	4139	4139	4139	4139	4139	4139
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 9	1029	1029	1029	1029	1029	1029	1029	1029
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	Местного изготовления ст. № 5	25,14	24,39	23,27	23,79	25,11	21,84	22,74	22,40
	Местного изготовления ст. № 6	26,61	25,82	24,63	25,18	26,57	23,12	24,07	23,71
	НЗЛ 60/36 ст. № 7	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 8	45,53	44,18	42,15	43,10	45,48	39,56	41,19	40,58
	БКЗ-75-39 ГМА ст. № 9	42,96	41,69	39,77	40,67	42,91	37,33	38,86	38,29

Таблица 6.6

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-4									
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ПТ-60-130 ст. № 1	1 401	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302	7 302
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636	1 636
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	5 125	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802	7 802
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	24,2	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	50,7	55,0	48,2	48,1	48,1	48,1	48,1	48,3
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	19,3	39,0	41,3	41,3	43,0	42,7	39,6	38,6
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	34,5	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	80,7	91,7	97,6	97,4	97,0	97,1	97,7	97,6
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	15,0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	44,9	42,5	41,9	41,6	41,5	41,3	41,0	40,6
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	8,1	25,6	41,3	41,3	43,0	42,7	39,6	38,6
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	29,1	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	66,3	83,5	81,7	81,2	81,3	81,3	79,1	77,8
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	ПТ-60-130 ст. № 1	71,9	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	75,2	76,1	76,3	76,3	76,4	76,4	76,5	76,6
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	55,1	52,0	49,3	49,3	49,0	49,0	49,6	49,8
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	48,2	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	124,2	120,3	120,7	120,8	120,8	120,8	121,3	121,6

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	17,0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	22,0	23,2	23,1	22,9	22,8	22,6	22,1	21,8
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	-	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	-	-	На 2018 год запланирована модернизация с организацией отбора пара 10-16 ата для обеспечения резервирования турбоагрегата ст. № 2 по производственному отбору. Нагрузка на резервный источник не планируется					
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	13,7	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	67,2	63,1	62,4	62,0	61,9	61,7	61,5	61,1
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – из противодавления)	24,1	48,5	73,0	73,0	76,0	75,4	69,9	68,1
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	56,5	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	126,7	154,4	151,5	150,8	150,9	150,9	147,1	145,0
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-60-130 ст. № 1	0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Тп-65/75-12,8 ст. №2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2)	0	0	На 2018 год запланирована модернизация с перемаркировкой в турбоагрегат Р-40-130/1,2 (конденсация отработавшего пара в сетевом подогревателе)					
	Т-50-130 ст. № 4	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	Т-50-130 ст. № 5	0	Вывод из эксплуатации в 2017 году						
	Т-120/130-130-8МО ст. № 6	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	БКЗ-210-140Ф ст.№ 1	Выведен из эксплуатации в 2015 году							
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 2	4 842	4 842	5 572	Вывод из эксплуатации в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 3	3 886	3 886	0	Вывод из эксплуатации в 2019 году				
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 4	5 328	5 328	5 328	6 178	6 178	6 178	6 178	6 078
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 5	4 093	4 093	5 343	6 193	6 193	6 193	6 193	6 193

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам									
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032		
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 6	5 197	5 197	5 297	6 147	6 147	6 147	6 147	6 047	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 7	4 727	4 727	5 327	6 277	6 277	6 277	6 277	6 277	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 8	1 357	0	0	Вывод в консервацию в 2019 году					
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 9	5 591	5 591	5 591	6 341	6 241	6 241	6 241	6 241	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 10	5 147	5 147	5 247	6 497	6 247	6 247	6 247	6 247	
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	БКЗ-210-140Ф ст.№ 1	Выведен из эксплуатации в 2015 году								
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 2	90,8	90,8	94,0	Вывод из эксплуатации в 2019 году					
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 3	84,3	90,2	0,0	Вывод из эксплуатации в 2019 году					
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 4	97,2	89,9	93,2	93,0	93,0	93,0	93,0	94,5	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 5	93,0	90,1	93,8	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 6	87,7	89,9	94,2	93,8	93,8	93,8	93,8	93,6	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 7	85,8	90,1	93,2	93,4	93,5	93,3	93,3	93,3	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 8	101,7	0,0	0,0	Вывод в консервацию в 2019 году					
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 9	102,7	90,3	93,5	93,1	94,6	94,6	94,6	94,6	
	БКЗ-210-140Ф ст.№ 10	94,2	92,3	91,5	93,3	96,9	96,9	94,0	94,0	
10. Число часов работы ПВК, ч	ПТВМ-180 ст. № 1	2106	2106	2106	2106	1980	1960	1850	1780	
	ПТВМ-180 ст. № 2	1545	1545	1545	1545	1545	1500	1420	1380	
	ПТВМ-180 ст. № 3	Выведен в консервацию с 2015 года								
	ПТВМ-180 ст. № 4	310	310	310	310	315	310	0	0	
11. Среднечасовая тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	ПТВМ-180 ст. № 1	88,8	116,6	104,7	95,7	88,1	85,2	90,3	83,7	
	ПТВМ-180 ст. № 2	99,8	99,8	99,8	99,8	99,7	97,7	105,0	97,9	
	ПТВМ-180 ст. № 3	Выведен в консервацию с 2015 года								
	ПТВМ-180 ст. № 4	88,4	88,7	88,7	88,7	87,5	88,9	0,0	0,0	

Таблица 6.7

Наименование показателя, единица измерения	Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам								
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032	
Перспективные режимы загрузки оборудования ТЭЦ-5									
1. Число часов работы турбоагрегатов, ч	ПТ-80-130 ст. № 1	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828
	Т-185-130 ст. № 2	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861	6 861
	Т-185-130 ст. № 3	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246	3 246
2. Средняя электрическая нагрузка турбоагрегатов, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	63,7	67,9	68,0	68,2	67,8	67,7	67,5	67,3
	Т-185-130 ст. № 2	132,4	134,8	133,9	134,2	133,1	132,2	131,6	130,6
	Т-185-130 ст. № 3	101,1	123,1	125,0	123,9	126,7	128,7	130,3	132,8
3. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при работе по тепловому графику, обусловленная имеющейся тепловой нагрузкой, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	62,1	62,4	64,4	65,1	65,1	65,1	64,8	63,5
	Т-185-130 ст. № 2	111,7	112,0	115,7	127,7	125,1	123,1	117,8	113,1
	Т-185-130 ст. № 3	66,4	67,2	89,9	117,0	117,0	117,0	112,7	111,6
4. Максимально допустимая электрическая нагрузка турбоагрегатов при имеющейся тепловой нагрузке, МВт	ПТ-80-130 ст. № 1	71,8	71,8	71,3	71,2	71,2	71,2	71,2	71,5
	Т-185-130 ст. № 2	184,2	184,2	183,3	181,0	181,4	181,8	182,8	183,9
	Т-185-130 ст. № 3	192,5	192,4	188,1	182,7	182,7	182,7	183,7	184,0
5. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
	Т-185-130 ст. № 2	-	-	-	-	-	-	-	-
	Т-185-130 ст. № 3	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	78,2	78,7	81,4	82,4	82,4	82,4	82,0	80,1
	Т-185-130 ст. № 2	189,3	189,8	195,1	211,7	208,1	205,4	198,0	191,3
	Т-185-130 ст. № 3	127,3	128,3	159,7	197,3	197,3	197,3	191,1	189,6

Наименование показателя, единица измерения		Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам							
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022-2026	2027-2032
7. Среднечасовой отпуск тепла от конденсаторов турбоагрегатов, Гкал/ч	ПТ-80-130 ст. № 1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-185-130 ст. № 2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Т-185-130 ст. № 3	0	0	0	0	0	0	0	0
8. Число часов работы энергетических котлов, ч	ТПЕ-430 ст. № 1	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828	4 828
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 1)	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066	6 066
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 2)	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026	6 026
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 1)	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929	2 929
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 2)	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913	2 913
9. Среднечасовая тепловая нагрузка энергетических котлов, Гкал/ч	ТПЕ-430 ст. № 1	192,5	204,4	205,4	205,4	204,8	204,4	202,4	201,0
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 1)	198,2	213,0	215,0	215,0	215,5	214,5	213,5	213,5
	ТПЕ-429 ст. № 2 (корпус 2)	193,3	208,3	210,3	210,3	209,3	208,8	207,8	207,8
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 1)	166,7	168,7	170,7	177,7	176,7	177,7	178,7	178,7
	ТПЕ-429 ст. № 3 (корпус 2)	154,8	165,6	166,8	175,9	177,2	179,0	180,9	179,3
10. Число часов работы ПВК, ч	ПТВМ-180 ст. № 1	2295	2295	2295	2295	2295	2295	2295	2295
	ПТВМ-180 ст. № 2	50	0	0	0	0	0	0	0
11. Среднечасовая тепловая нагрузка ПВК, Гкал/ч	ПТВМ-180 ст. № 1	79,4	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7
	ПТВМ-180 ст. № 2	61,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

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

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-1 на период 2016 – 2032 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.16–6.18. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

– перспективные режимы работы турбоагрегатов ПР-5-3,4/1,7/1,0 ст. № 2 и Р-5,3-32/3 ст. № 3 характеризуются уменьшением тепловой и электрической нагрузки, что обусловлено уменьшением отпуска тепла от ТЭЦ и некоторым уменьшением затрат тепла на собственные нужды ТЭЦ при уменьшении её суммарной нагрузки;

– перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным уменьшением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике уменьшения отпуска тепловой энергии от Кировской ТЭЦ-1. При этом к 2032 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов.

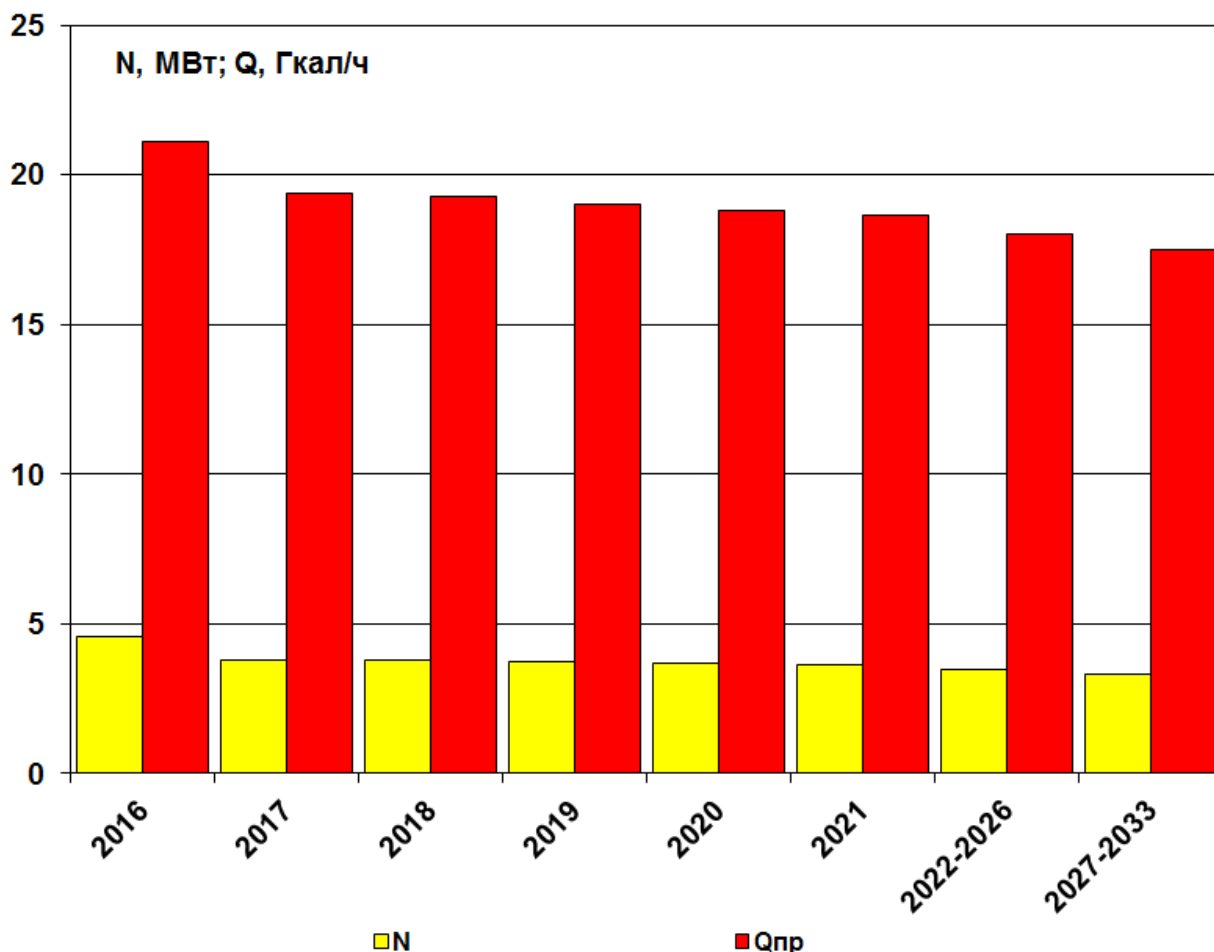


Рис. 6.16. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Р-5,3-32/3 ст. № 3 на 2016 - 2032 годы

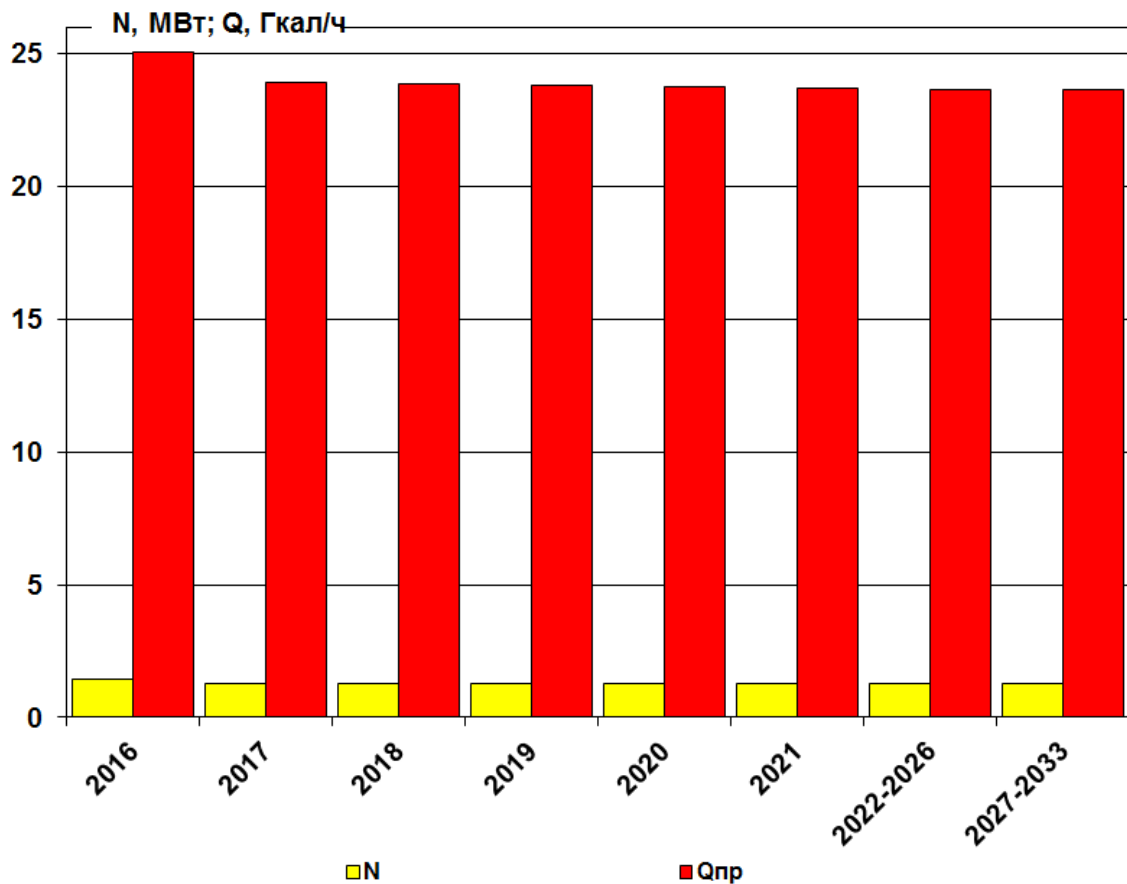


Рис. 6.17. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПР-5-3,4/1,7/1,0 на 2016 - 2032 годы

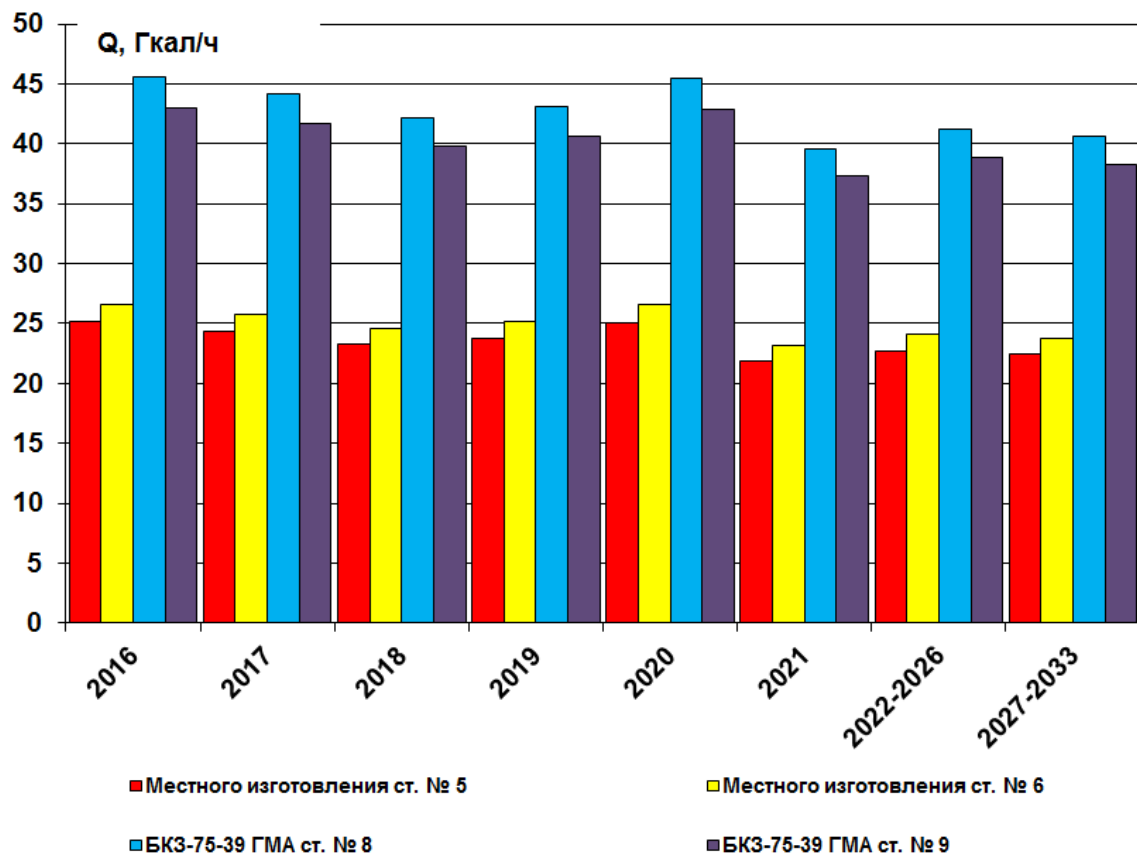


Рис. 6.18. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2016 - 2032 годы

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

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-4 на период 2016 – 2032 годы, а также показатели перспективных режимов загрузки оборудования приведены на рис. 6.19–6.27.

Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- турбоагрегат ПТ-65-130/13 ст. № 1 выводится из эксплуатации с 2017 года;
- перспективные режимы работы турбоагрегатов Тп-65/75-12,8 ст. № 2 и Т-120/130-130-8МО ст. № 6 характеризуются небольшим уменьшением тепловых нагрузок производственных и теплофикационных отборов. Уменьшение тепловой нагрузки приводит к некоторому расширению диапазона возможного изменения электрической мощности при работе по электрическому графику нагрузок за счет уменьшения мощности, вырабатываемой на тепловом потреблении. Резерв тепловой мощности регулируемых отборов, как производственного, так и теплофикационного имеется;
- перспективные режимы работы турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 обусловлены его предполагаемой модернизацией с переводом на работу с противодавлением теплофикационных параметров и соответствующей перемаркировкой в турбоагрегат Р-40-130/1,2 в 2018 году; после этого электрическая мощность турбины будет полностью обусловлена тепловой нагрузкой с сетевой водой; имеется существенный резерв тепловой мощности;
- турбоагрегат Т-50-130 ст. № 4 выведен из эксплуатации в 2015 году;
- турбоагрегат Т-50-130 ст. № 5 выводится из эксплуатации с 2017 года;
- перспективные режимы работы турбоагрегата Т-120/130-130-8МО ст. № 6 характеризуются постепенным уменьшением тепловой нагрузки регулируемого теплофикационного отбора, что обусловлено общей динамикой уменьшения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-4; резерв тепловой мощности теплофикационного отбора имеется;
- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются некоторым уменьшением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике уменьшения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-4; при этом к 2032 году, даже с учетом предполагаемых выводов котлов из эксплуатации остается достаточный резерв тепловой мощности группы котлов;
- перспективные режимы работы пиковых водогрейных котлов характеризуются постепенным уменьшением отпуска тепла от них, что будет возможным по причине общего уменьшения отпуска тепла от Кировской ТЭЦ-4; передача всей тепловой нагрузки на турбоагрегаты при низких температурах наружного воздуха нецелесообразна (а в ряде режимов невозможна), поскольку это приведет к соответствующему увеличению давления пара в камерах регулируемых теплофикационных отборов и ухудшению показателей тепловой экономичности по выработке электроэнергии.

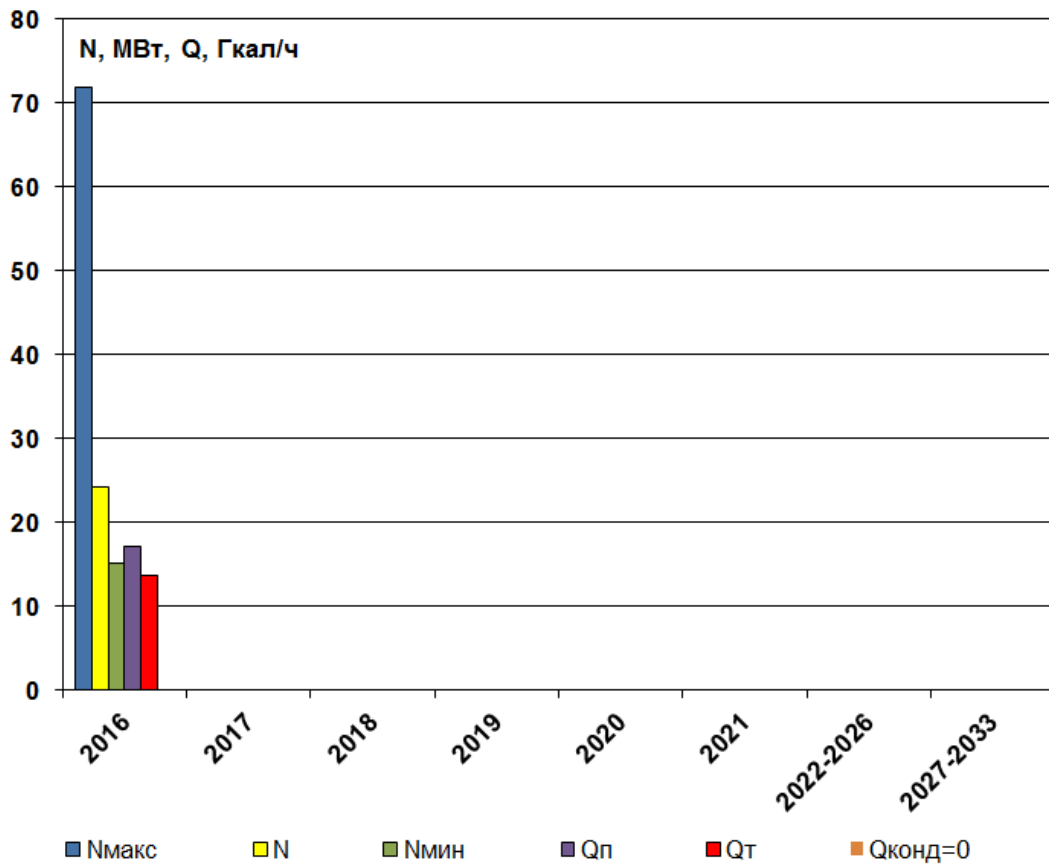


Рис. 6.19. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-60-130 ст. № 1 на 2016 - 2032 годы

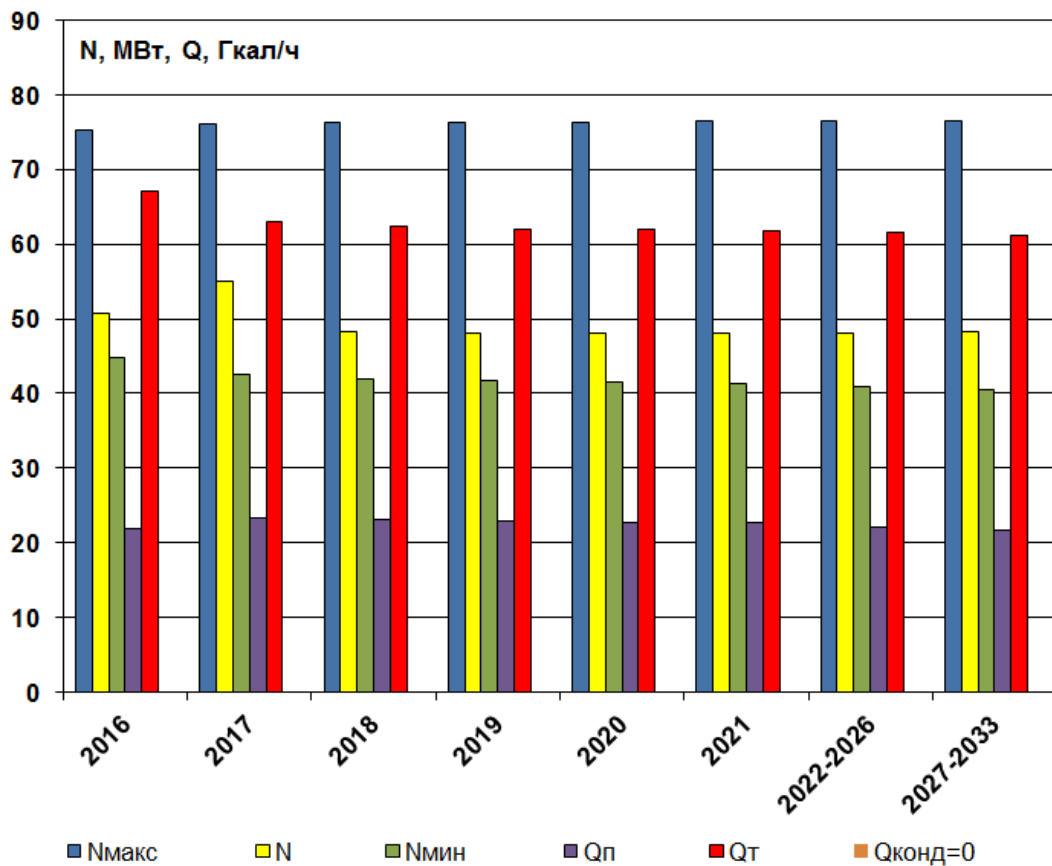


Рис. 6.20. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Тп-65/75-12,8 ст. № 2 на 2016 - 2032 годы

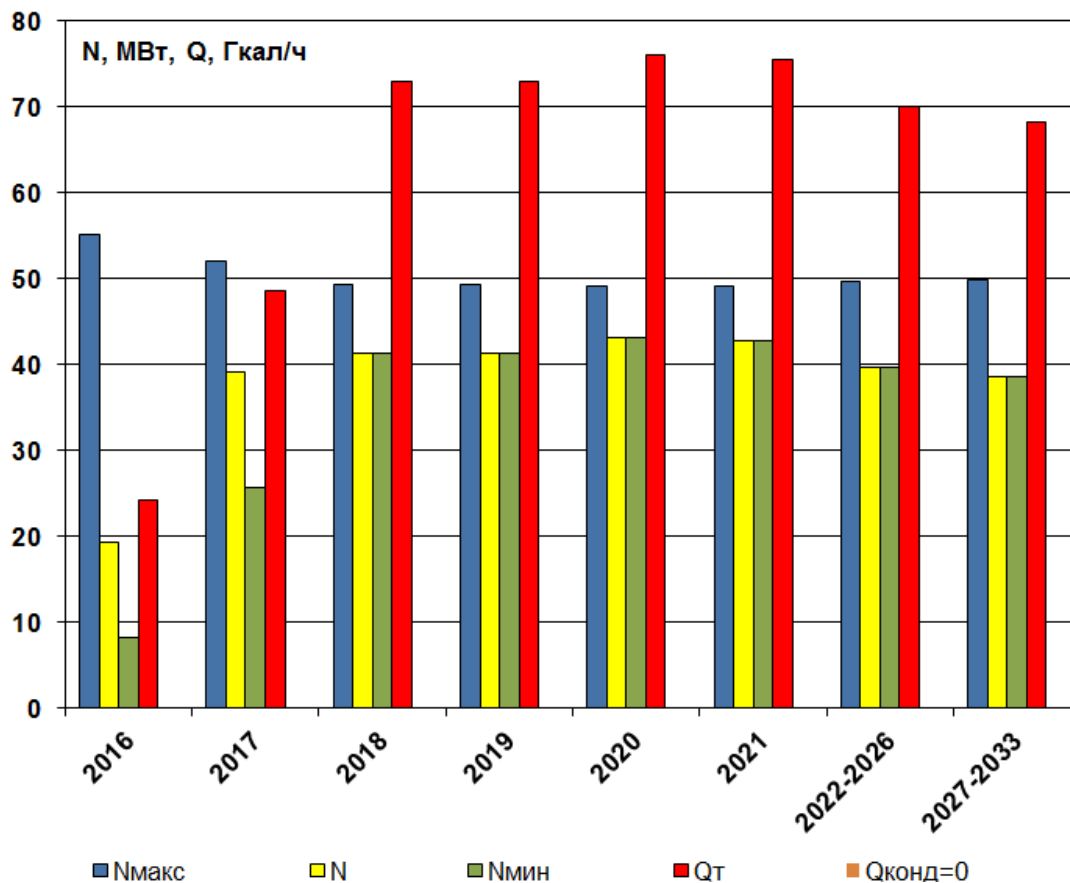


Рис. 6.21. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 (с 2018 года – Р-40-130/1,2) на 2016 - 2032 годы



Рис. 6.22. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 4 на 2016 - 2032 годы

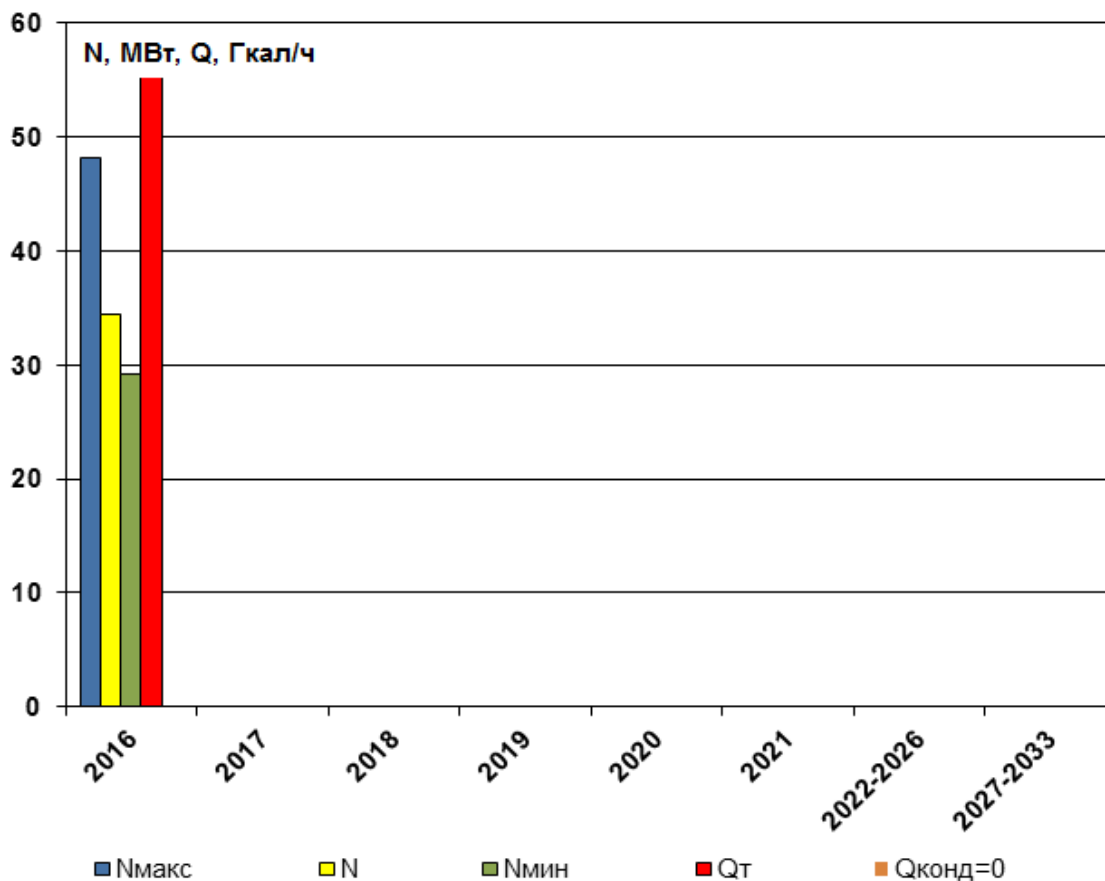


Рис. 6.23. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-50-130 ст. № 5 на 2016 - 2032 годы

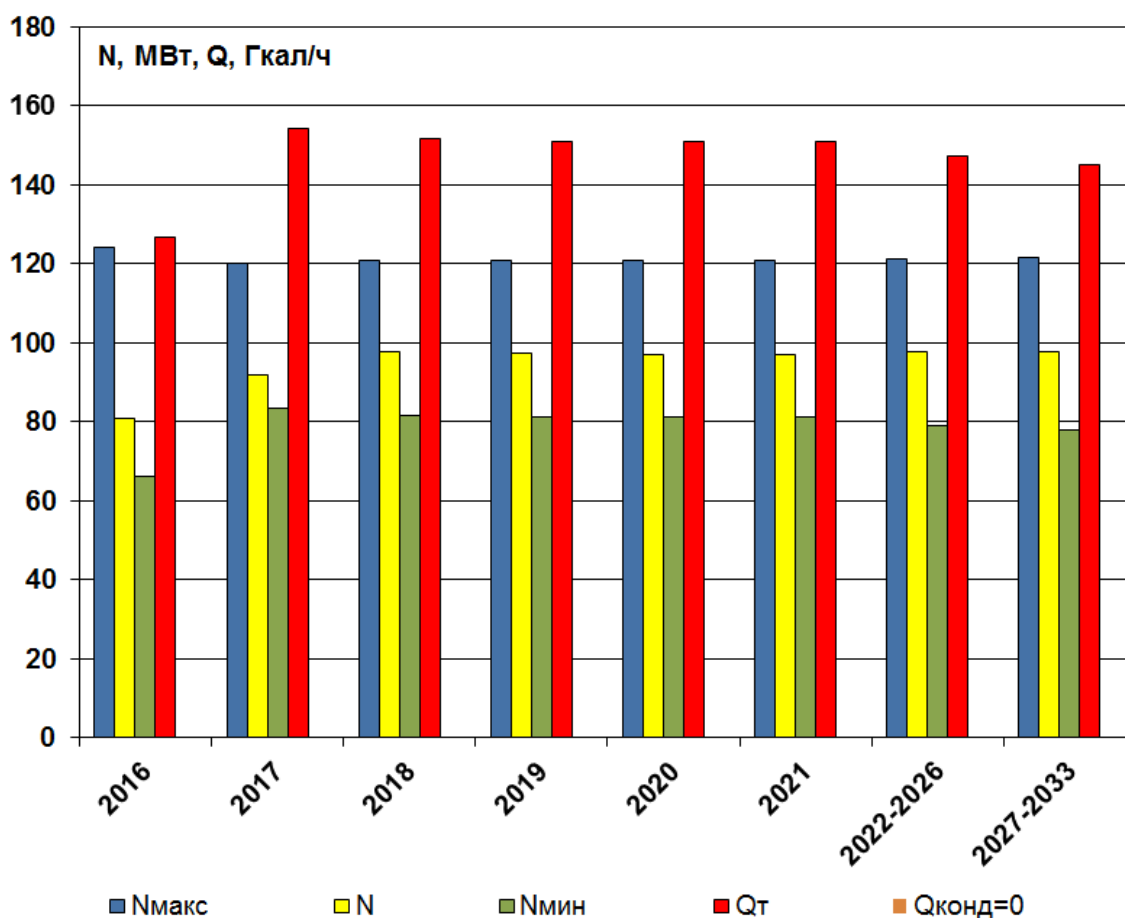


Рис. 6.24. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-120/130-130-8МО ст. № 6 на 2016 - 2032 годы

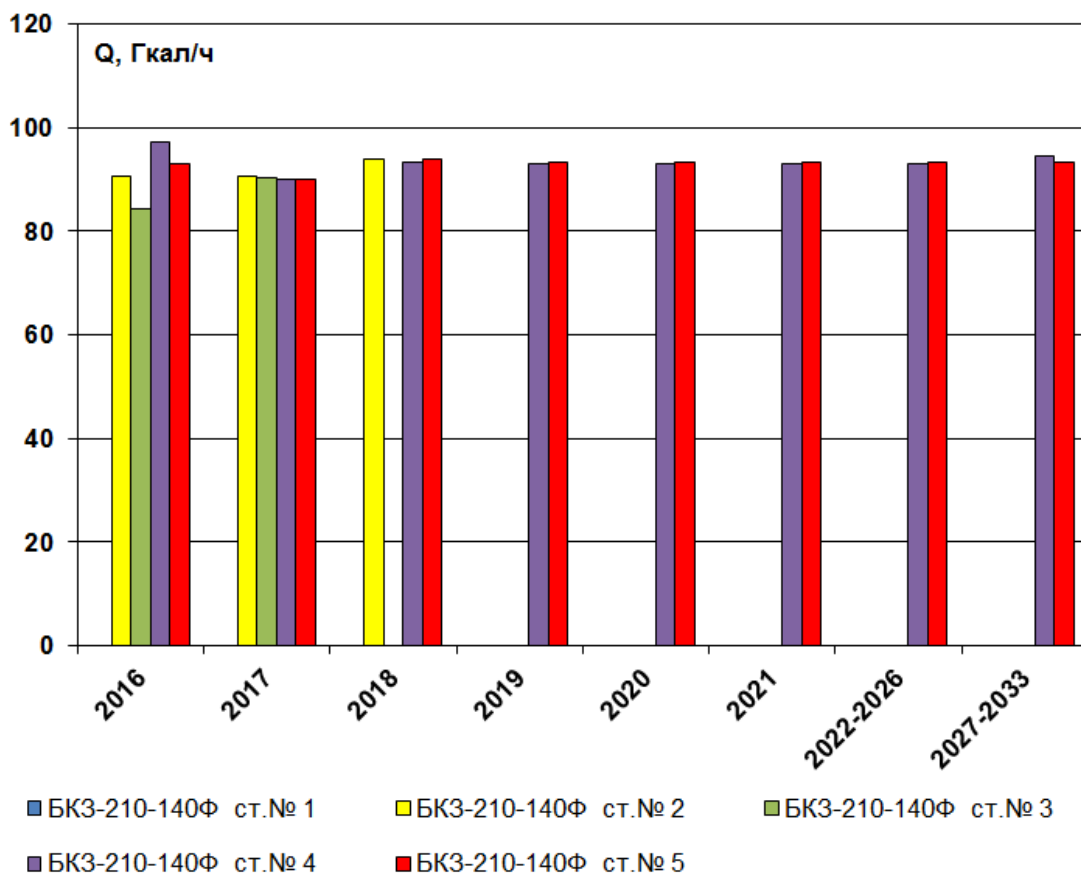


Рис. 6.25. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов ст. № 1-5 на 2016 - 2032 годы

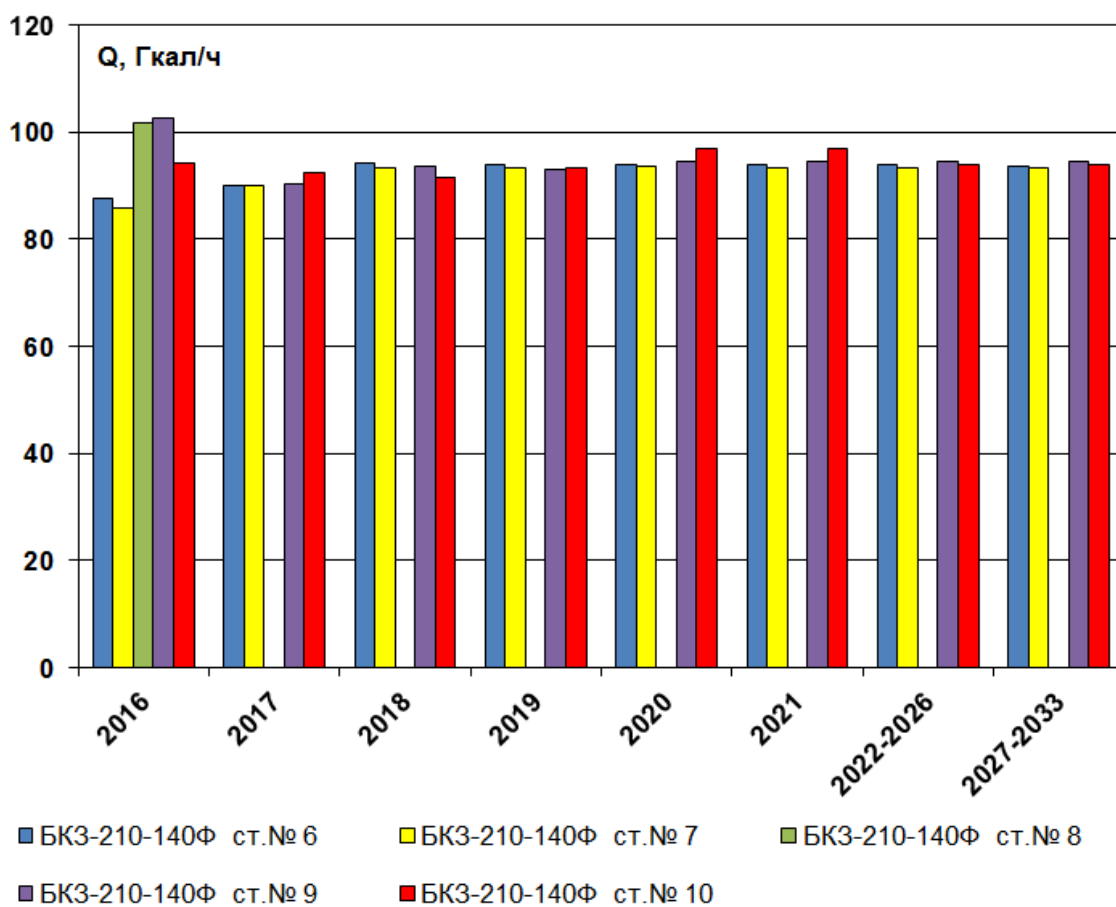


Рис. 6.26. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов ст. № 6-10 на 2016 - 2032 годы

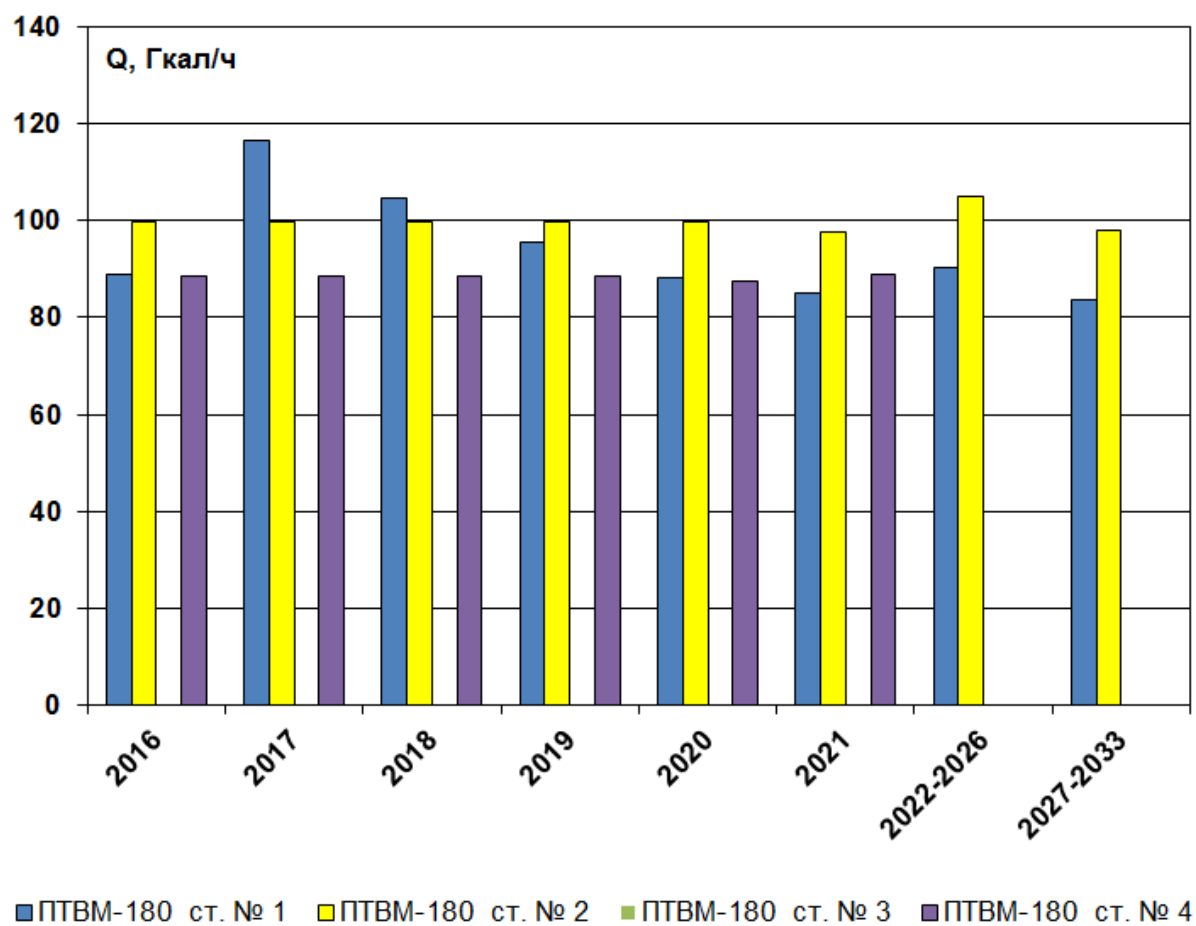


Рис. 6.27. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2016 - 2032 годы

6.9. Анализ результатов расчета перспективных режимов загрузки оборудования Кировской ТЭЦ-5

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Кировской ТЭЦ-5 на период 2016 – 2032 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 изменением нагрузки теплофикационного отбора. 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 изменением средней тепловой нагрузки в соответствии с общей динамикой изменения отпуска тепловой энергии с горячей водой от Кировской ТЭЦ-5 и увеличением электрической нагрузки ТЭЦ при переходе от режима 2016 года к режиму 2017 года. При этом к 2032 году остается существенный резерв тепловой мощности энергетических котлов;

– перспективный отпуск тепла от ПВК принят неизменным и равным отпуску тепла ПВК в базовом периоде (за исключением передачи нагрузки ПВК ст. № 2 на ПВК ст. № 1 в соответствии с планом вывода ПВК ст. № 2 в консервацию). 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, а также ограничениями, обусловленными необходимостью обеспечения утвержденного температурного графика регулирования отпуска тепловой энергии от ТЭЦ с горячей водой.

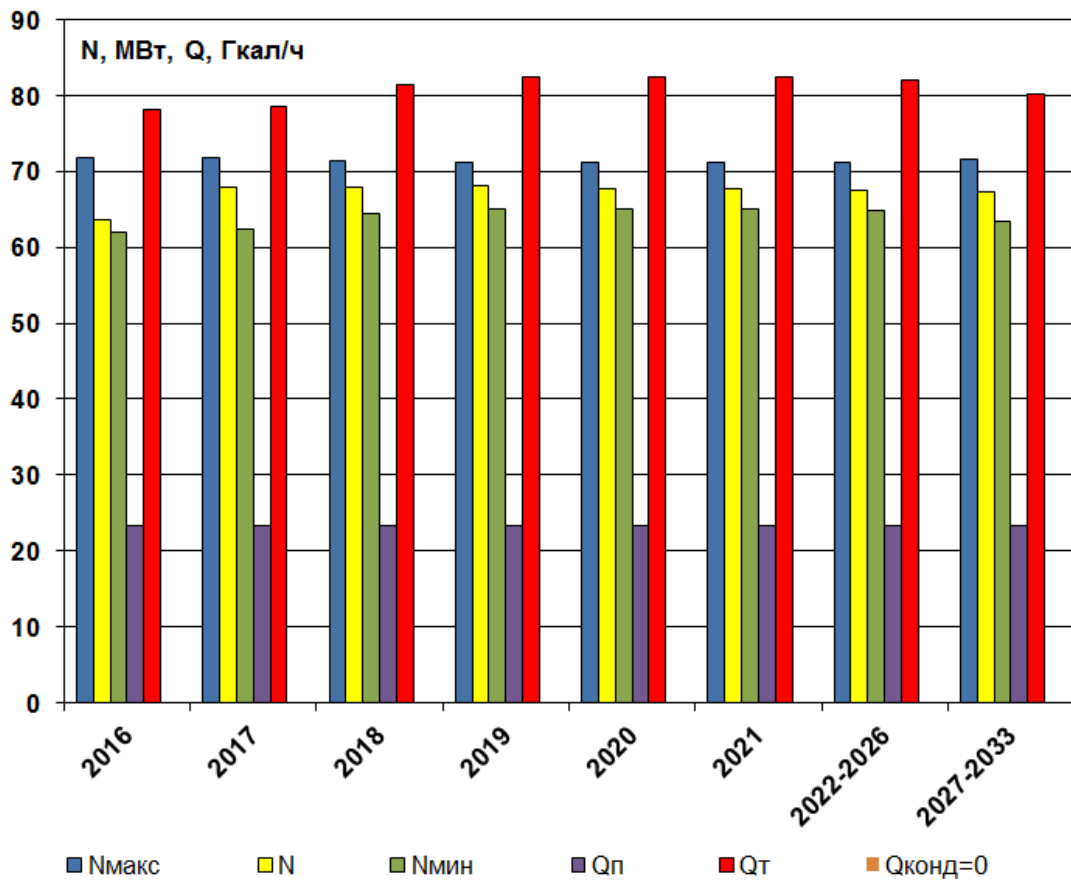


Рис. 6.28. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-80-130 ст. № 1 на 2016 - 2032 годы

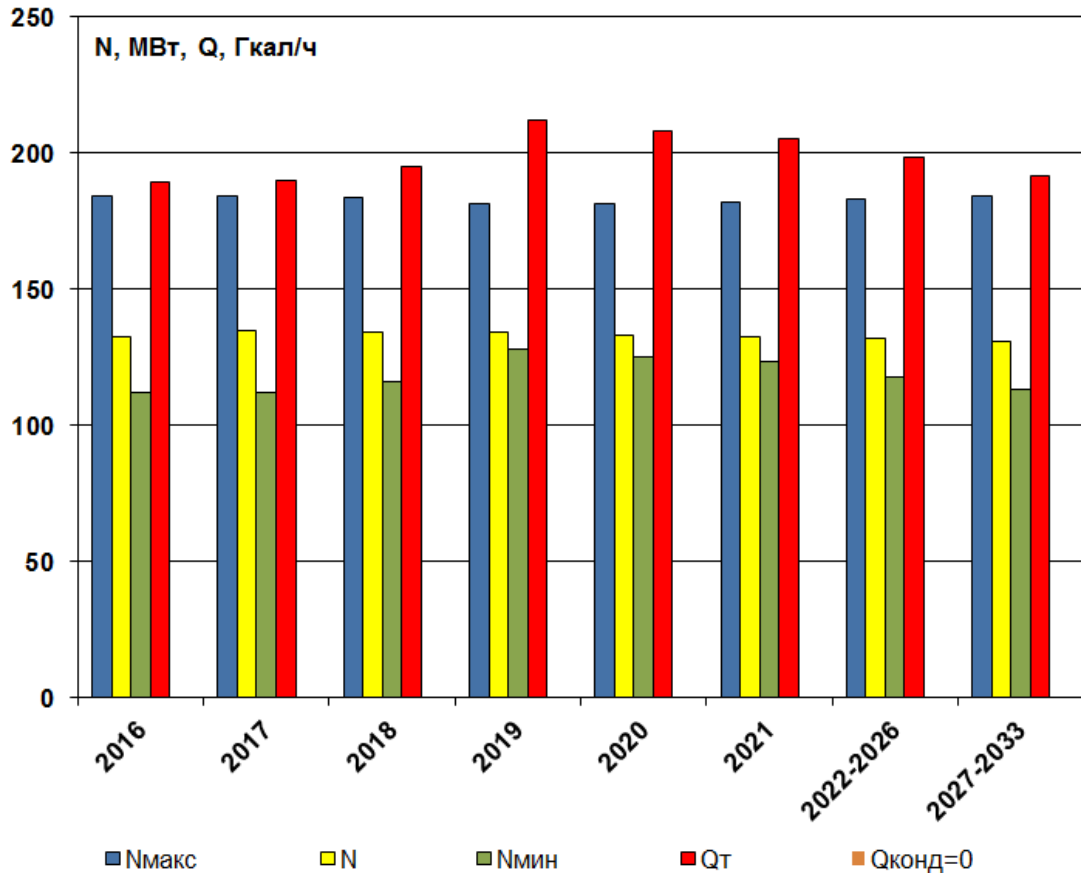


Рис. 6.29. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-185-130 ст. № 2 на 2016 - 2032 годы

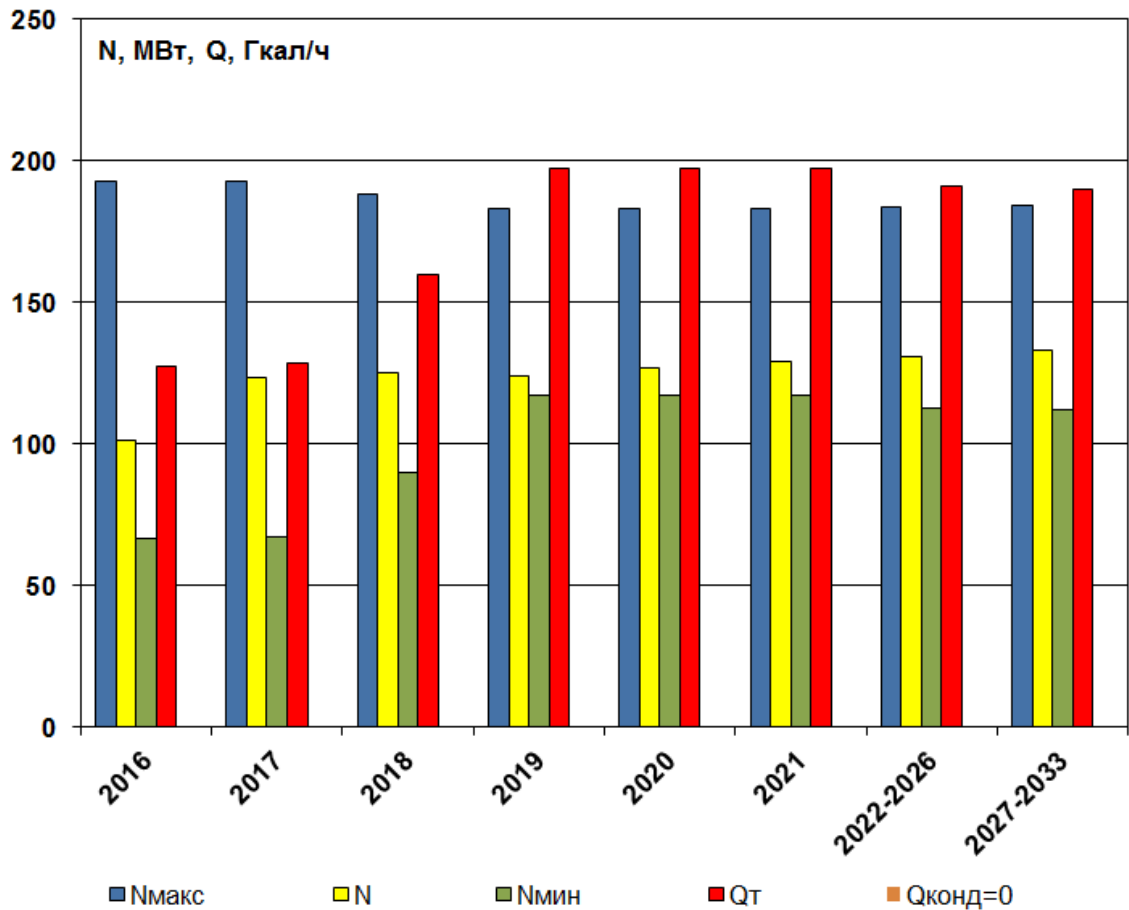


Рис. 6.30. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Т-185-130 ст. № 3 на 2016 - 2032 годы

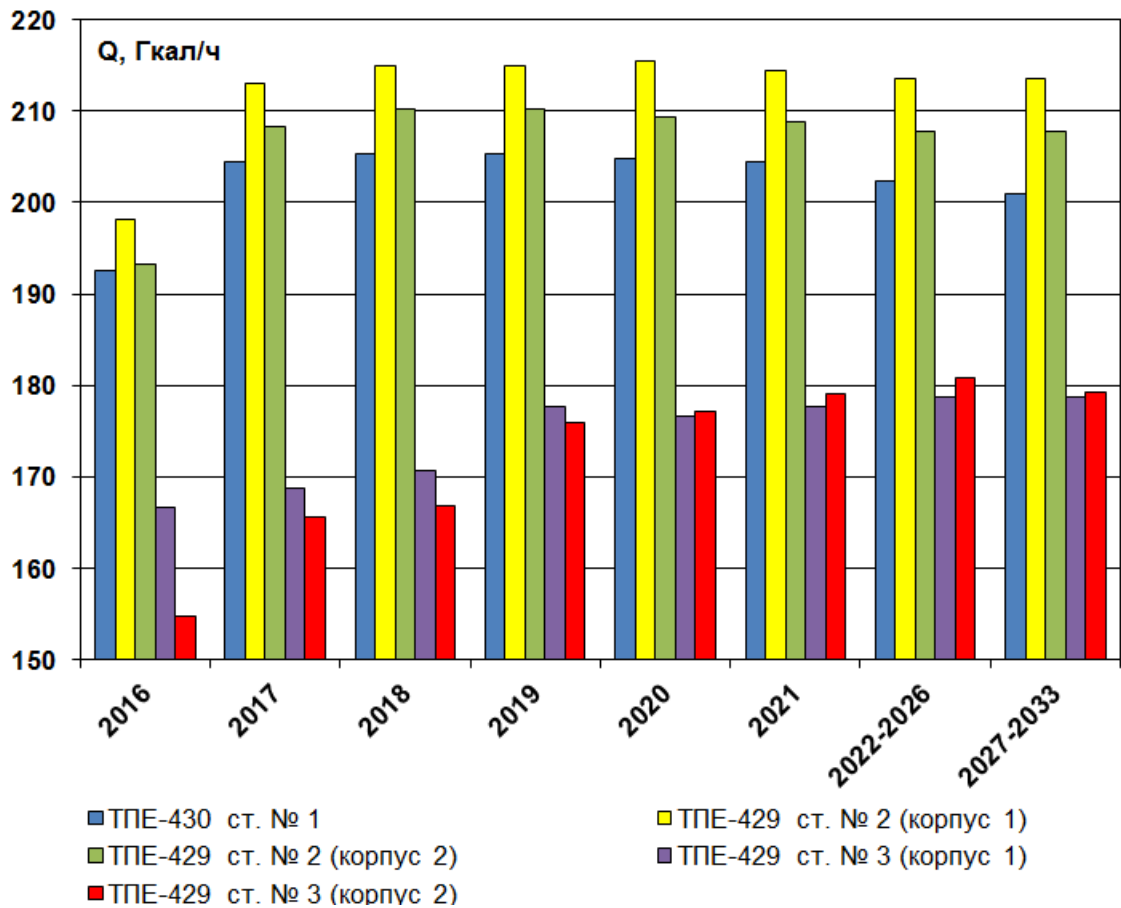


Рис. 6.31. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2016 - 2032 годы

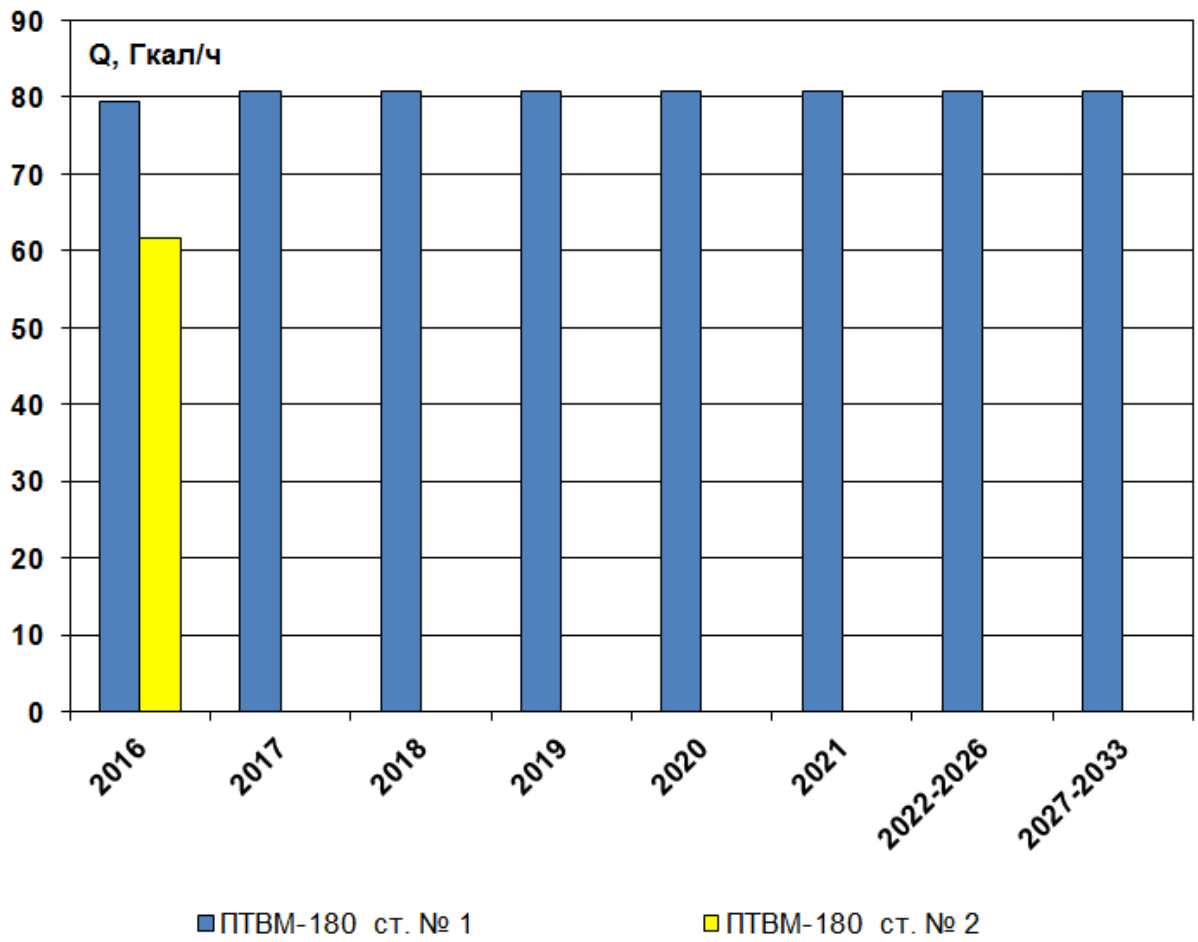


Рис. 6.32. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2016 - 2032 годы

Выводы

1. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива АО «Кировская ТЭЦ-1», Кировской ТЭЦ-4, Кировской ТЭЦ-5 Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» на период 2016 – 2032 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 турбоагрегатов ПТ-60-130/13 ст. № 1 и Т-50-130 ст. № 5;

- 2018 год – модернизация турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 с переводом на противодавление теплофикационных параметров, установкой сетевого подогревателя ПСГ-1300 для утилизации отработавшего в турбине пара и перемаркировкой турбины в Р-40-130/1,2 ст. № 3;

- 2018 год – модернизация турбоагрегата Т-120/130-130-8МО ст. № 6 с организацией нерегулируемого отбора пара давлением 10-16 ата из перепускных труб ЦСД для обеспечения резервирования турбоагрегата Тп-65/75-12,8 ст. № 2 по пару производственного отбора;

- 2019 год – вывод из эксплуатации энергетических котлов БКЗ-210-140Ф ст. № 2, 3 и 8 (с переводом котла ст. № 8 в длительную консервацию).

по Кировской ТЭЦ-5:

- вывод пикового водогрейного котла ПТМВ-180 ст. № 2 в консервацию с 01.01.2015 г.

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 2016 год (базовый период);

– планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов на период 2017 – 2032 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:

– удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепловой энергии при расчете по физическому и пропорциональному методам увеличиваются в прогнозируемом периоде, что обусловлено уменьшением средней электрической нагрузки турбоагрегатов с соответствующим увеличением удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии, а также изменением показателей работы котлов с увеличением доли затрат на собственные нужды при уменьшении отпуска тепла от ТЭЦ; общее увеличение удельного расхода на отпуск электроэнергии к 2032 году составят 1,9 и 45,9 г у.т./кВт ч по физическому и пропорциональному методам соответственно;

– увеличение удельного расхода на отпуск тепловой энергии к 2032 году составят 0,2 и 3,4 кг у.т./Гкал по физическому и пропорциональному методам соответственно;

– суммарный годовой расхода условного топлива к 2032 году уменьшится на 7,008 тыс. т у.т.; уменьшение доли отпуска тепла отработавшим паром турбоагрегатов при этом обуславливает увеличение удельных расходов топлива в рассматриваемый период;

– Коэффициент использования топлива практически не изменяется;

● по Кировской ТЭЦ-4:

– наблюдается увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии к 2032 году от состояния 2016 года на уровне 8,6 г у.т./кВт.ч при расчете по физическому методу, что обусловлено уменьшением отпуска тепловой энергии турбоагрегатами в соответствии с планируемой динамикой уменьшения отпуска тепловой энергии от ТЭЦ с горячей водой и паром; дальнейшее уменьшение тепловой нагрузки ПВК при этом невозможно ввиду необходимости обеспечения заданного температурного графика регулирования отпуска тепла от ТЭЦ с горячей водой, а также ограничениями по режимам работы турбоагрегатов в наиболее холодные периоды года; некоторое уменьшение роста удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии с 2019 года обусловлено переводом турбоагрегата ст. № 3 на работу с противодавлением; при расчете по пропорциональному методу наблюдается уменьшение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии на 2,0 г у.т./кВт.ч, что обусловлено увеличением доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу;

– удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии при расчете по физическому методу уменьшается к 2032 году от состояния на 2016 год на 1,0 кг у.т./Гкал, что вызвано оптимизацией состава работающих котлов (включая ПВК), а также изменением структуры тепловых и электрических собственных нужд ТЭЦ при соответствующем изменении режима работы оборудования;

– при расчете по пропорциональному методу удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии увеличивается к 2032 году от состояния на 2016 год на 1,4 кг у.т./Гкал, что связано с изменением структуры конденсационной и теплофикационной выработки турбоагрегатами ТЭЦ в прогнозируемом периоде;

– снижение расхода условного топлива к 2032 году относительно состояния на 2016 г. составит 52,6 тыс. т у.т. или 7,8 %, что вызвано общим уменьшением отпуска тепловой энергии от ТЭЦ;

– коэффициент использования топлива в период с 2017 по 2021 годы несколько увеличивается, что обусловлено оптимизацией состава работающего оборудования и модернизацией турбоагрегатов; с 2022 года наблюдается уменьшение коэффициента использования топлива, что обусловлено существенным уменьшением отпуска тепловой энергии ТЭЦ.

● по Кировской ТЭЦ-5:

– удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии уменьшается к 2032 году от состояния 2016 года на 3,5 и 4,6 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам, что обусловлено увеличением тепловой нагрузки установок комбинированного цикла и соответствующим увеличением доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении;

– удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ к 2032 году уменьшается от состояния на 2016 год на 3,0 и 1,5 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

– общее увеличение годового расхода топлива на Кировской ТЭЦ-5 к 2032 году составит 53,3 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2016 году;

– коэффициент использования топлива увеличивается с 66,0 % в 2016 году до 67,2 % в 2032 году.

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

– к 2032 году относительно состояния на 2016 год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии при расчете по физическому методу увеличится на 1,6 г у.т./кВт.ч, при расчете по пропорциональному методу при этом наблюдается уменьшение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии на 4,4 г у.т./кВт.ч; изменение удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии в период 2016-2032 годы обусловлено, главным образом, изменениями тепловой нагрузки ТЭЦ в паре и горячей воде;

– удельный расход условного топлива на отпуск тепла при расчете по физическому методу снизится к 2032 г. относительно состояния на 2016 год на 2,0 кг у.т./Гкал; при расчете по пропорциональному методу удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии к 2032 году сохранится на уровне 2016 года;

– общее снижение годового расхода условного топлива суммарно по Кировской ТЭЦ-1, Кировской ТЭЦ-4 и Кировской ТЭЦ-5 к 2032 году составит 6,2 тыс. т у.т. относительно состояния на 2016 год;

– коэффициент использования топлива в прогнозируемом периоде изменяется незначительно;

● суммарно по отопительным котельным и индивидуальным источникам теплоснабжения:

– увеличение годового расхода условного топлива к 2032 году относительно состояния на 2016 год составит 22,2 тыс. т у.т.

● суммарно по источникам теплоснабжения г. Кирова:

- в период до 2032 года включительно наблюдается незначительные колебания годового расхода условного топлива суммарно по источникам теплоснабжения г. Киров на уровне 1580 - 1592 тыс. т у.т. При этом суммарный расход условного топлива на ТЭЦ-1, ТЭЦ-4 и ТЭЦ-5 снизится примерно на 22 тыс. тут в 2032 г. по сравнению с 2017 г. Расход условного топлива на котельных вырастит на 22 тыс. тут в 2032 г. по сравнению с 2016 г.

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

● по Кировской ТЭЦ-1:

– в период 2017 - 2032 гг. ОНЗТ мазута к снизится с 2 364 т н.т в 2017 году до 2 273 т н.т Снижение будет незначительным и составит 91 т н.т или менее 4%.

● по Кировской ТЭЦ-4:

– в период 2017 - 2032 гг. ОНЗТ каменного угля не изменится и будет на уровне 26 207 т н.т, ОНЗТ мазута останется также на одном уровне и составит 2 806 т н.т.

● в период 2017 - 2032 гг. ОНЗТ фрезерного торфа будет снижаться от 89 394 т н.т в 2017 г. до 79 443 т н.т и будет на уровне 26 207 т н.т,

● по Кировской ТЭЦ-5:

– в период 2017 - 2032 гг. ОНЗТ каменного угля будет снижаться от 45 235 т н.т в 2017 г. до 42 016 т н.т в 2032 г, ОНЗТ мазута в этот период останется на одном уровне и составит 3 100 т н.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. Кирова позволяет сделать следующие выводы:

– 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 14,57 тут/ч в 2017 г. до 14,42 тут/ч в 2032 г., по Кировской ТЭЦ-4 будет изменяться с 174,85 тут/ч в 2017 г. до 165,98 тут/ч в 2032 г., по Кировской ТЭЦ-5 с 165,70 тут/ч до 187,05 тут/ч соответственно. Максимальный часовой расход топлива по Кировской ТЭЦ-1 для переходного режима при $t_{\text{нв}} = 0^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 8,16 т у.т./ч в 2017 г. до 8,07 т у.т./ч в 2032 г., по Кировской ТЭЦ-4 будет изменяться с 90,68 тут/ч в 2017 г. до 85,31 тут/ч в 2032 г., по Кировской ТЭЦ-5 с 101,12 тут/ч в 2017 г. до 111,31 тут/ч в 2032 г. Максимальный часовой расход топлива по Кировской ТЭЦ-1

для летнего режима при $t_{\text{нв}} = +15^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 4,72 т у.т./ч в 2017 г. до 4,62 т у.т./ч в 2032 г., по Кировской ТЭЦ-4 будет изменяться с 39,68 тут/ч в 2017 г. до 36,43 тут/ч в 2032 г., по Кировской ТЭЦ-5 с 61,98 тут/ч в 2017 г. до 65,42 тут/ч в 2032 г.

– 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 48,9 т у.т./ч в 2017 г. до 54,3 т у.т./ч в 2032 г. Максимальный часовой расход топлива для переходного режима при $t_{\text{нв}} = 0^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 30,4 т у.т./ч в 2017 г. до 33,8 т у.т./ч в 2032 г. Максимальный часовой расход топлива для летнего режима при $t_{\text{нв}} = +15^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 4,1 т у.т./ч в 2017 г. до 4,7 т у.т./ч в 2032 г;

– 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 404,0 т у.т./ч в 2017 г. до 421,75 т у.т./ч в 2032 г. Максимальный часовой расход топлива для переходного режима при $t_{\text{нв}} = 0^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 230,36 т у.т./ч в 2017 г. до 238,49 т у.т./ч в 2032 г. Максимальный часовой расход топлива для летнего режима при $t_{\text{нв}} = +15^{\circ}\text{C}$ будет изменяться с 110,48 т у.т./ч в 2017 г. до 111,17 т у.т./ч в 2032 г.

Список использованных источников

1. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» (Кировская ТЭЦ-4).
2. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Кировского филиала ПАО «Т ПЛЮС» (Кировская ТЭЦ-5).
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 ПАО «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 АО «Кировская ТЭЦ -1».
13. Данные государственной (форма 6-ТП) и корпоративной (макет 1-КЭС) статистической отчетности от тепловой экономичности Кировских ТЭЦ-1, 4, 5 ежемесячно и в целом за 2016 год.