

*Закрытое Акционерное Общество*  
**«ИВЭНЕРГОСЕРВИС»**

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул.Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02  
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951  
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100  
e-mail: office@ivenser.com

# **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД ОРСК»**



**Книга 9**  
**Перспективные топливные балансы**  
**Том 1. Филиал ОАО «Оренбургская ТГК»**  
**«Орская ТЭЦ-1»**

«УТВЕРЖДАЮ»  
Главный инженер ОАО  
«Оренбургская ТГК»

\_\_\_\_\_ В. А. Великороднов  
«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

# **СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО «ГОРОД ОРСК»**

## **Книга 9**

### **Перспективные топливные балансы**

**Том 1. Филиал ОАО «Оренбургская ТГК» «Орская ТЭЦ-1».**

Генеральный директор  
ЗАО «Ивэнергосервис»

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

## Содержание

|                                                                                                                                                                |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение.....                                                                                                                                                  | 4  |
| Часть 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы<br>Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 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, средних<br>и максимальных расходов топлива по Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2027 годы..... | 11 |
| 1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Орской ТЭЦ-1<br>на период 2014 – 2027 годы.....                                                           | 31 |
| Часть 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива.....                                                                                     | 34 |
| 2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива<br>на тепловых электростанциях.....                                                              | 34 |
| 2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Орской ТЭЦ-1 .....                                                                           | 36 |
| Выводы.....                                                                                                                                                    | 40 |
| Список использованных источников.....                                                                                                                          | 42 |
| Приложение. Алгоритм и примеры расчета перспективных технико-экономических<br>показателей Орской ТЭЦ-1 .....                                                   | 43 |

## **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 филиала ОАО «Оренбургская ТГК» «Орская ТЭЦ-1» на период 2014 – 2028 годы;
- расчет перспективных объемов суммарного потребления условного топлива филиала ОАО «Оренбургская ТГК» «Орская ТЭЦ-1» на период 2014 – 2028 годы;
- расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива для филиала ОАО «Оренбургская ТГК» «Орская ТЭЦ-1» на период 2014 – 2028 годы.

В Томе 1 Книги 9 рассматривается вариант развития схемы теплоснабжения г. Орска, предусматривающий по Орской ТЭЦ-1 установку группы пиковых бойлеров суммарной теплопроизводительностью 90,4 Гкал/ч, питаемых паром противодавления турбоагрегата Р-50-130/15 ЛМЗ ст. № 12 с января 2018 года.

## **Часть 1. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1**

На период 2014-2028 годы в связи перспективами развития потребителей тепловой энергии г. Орска прогнозируется изменение тепловых и электрических нагрузок генерирующих источников. Рассматриваемым вариантом развития генерирующих мощностей предусматривается:

- январь 2018 года – установка группы пиковых бойлеров суммарной теплопроизводительностью 90,4 Гкал/ч, питаемых паром противодавления турбоагрегата Р-50-130/15 ЛМЗ ст. № 12;
- замена оборудования, исчерпавшего ресурс, на аналогичное в течение расчетного периода в последовательности, изложенной в мастер-плане разработки вариантов развития схемы теплоснабжения г. Орска.

Расчет перспективных технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1 на период 2014-2028 годы выполнен на основе утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию [1, 2].

В расчетах 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 энергообъектом отчетным формам за 2013 год;
  - изменение нагрузки внешних потребителей тепловой энергии; определено с учетом прогнозируемого изменения тепловых нагрузок в рассматриваемом тепловом узле в период 2014-2028 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) [4];
- Методические указания по составлению отчета электростанций и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования РД 34.08.552-95, с Изм. № 1) [5];

- Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (РД 34.09.155-93, с Изм. № 1) [6];
- Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива (РД 153-34.0-09.115-98) [7];
- Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали (СО 34.09.457-2004) [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") [9].

### **1.1. Исходные данные по базовому периоду**

За базовый период принят 2013 год. Исходные данные приняты по представленным энергообъектом отчетным формам корпоративной и государственной статистической отчетности, содержащей фактически достигнутые показатели тепловой экономичности по месяцам базового периода.

В качестве исходных приняты следующие показатели (помесячно):

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

Основные показатели, принятые в качестве исходных данных, сведены в табл. 1.1. Полный перечень исходных данных по базовому периоду приведен в **Приложении 1**.

Таблица 1.1

| Наименование показателя,<br>единица измерения                      | Значение показателя |              |        |             |       |       |       |        |               |              |             |              |                |
|--------------------------------------------------------------------|---------------------|--------------|--------|-------------|-------|-------|-------|--------|---------------|--------------|-------------|--------------|----------------|
|                                                                    | ян-<br>варь         | фев-<br>раль | март   | ап-<br>рель | май   | июнь  | июль  | август | сен-<br>тябрь | ок-<br>тябрь | но-<br>ябрь | де-<br>кабрь | ГОД            |
| Число часов работы турбоагрегата в базовом периоде, ч/год:         | –                   | –            | –      | –           | –     | –     | –     | –      | –             | –            | –           | –            | –              |
| - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)                                           | 744                 | 672          | 739    | 720         | 181   | 635   | 173   | 694    | 141           | 0            | 562         | 744          | <b>6005</b>    |
| - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)                                          | 744                 | 672          | 739    | 720         | 581   | 77    | 0     | 0      | 19            | 660          | 163         | 634          | <b>5009</b>    |
| - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)                                          | 744                 | 672          | 744    | 516         | 677   | 99    | 737   | 417    | 720           | 744          | 720         | 742          | <b>7532</b>    |
| - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)                                           | 0                   | 0            | 0      | 0           | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 0           | 0            | <b>0</b>       |
| Число часов работы энергетических котлов в базовом периоде, ч/год: | –                   | –            | –      | –           | –     | –     | –     | –      | –             | –            | –           | –            | –              |
| - КА ст. № 9 (БКЗ-210-140)                                         | 590                 | 0            | 82     | 505         | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 200         | 744          | <b>2121</b>    |
| - КА ст. № 10 (ТГМ-84А)                                            | 744                 | 672          | 744    | 367         | 146   | 635   | 172   | 694    | 141           | 0            | 41          | 659          | <b>5015</b>    |
| - КА ст. № 11 (ТГМ-84А)                                            | 552                 | 592          | 539    | 374         | 416   | 76    | 0     | 0      | 19            | 528          | 549         | 254          | <b>3899</b>    |
| - КА ст. № 12 (ТГМ-84А)                                            | 489                 | 501          | 206    | 0           | 369   | 100   | 739   | 417    | 720           | 744          | 720         | 744          | <b>5749</b>    |
| - КА ст. № 13 (ТГМ-84Б)                                            | 578                 | 672          | 744    | 720         | 376   | 0     | 0     | 0      | 0             | 132          | 127         | 492          | <b>3841</b>    |
| Число часов работы ПВК в базовом периоде, ч/год:                   | –                   | –            | –      | –           | –     | –     | –     | –      | –             | –            | –           | –            | –              |
| - КА ст. № 1 (ПТВМ-100)                                            | 87                  | 0            | 0      | 0           | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 0           | 41           | <b>128</b>     |
| - КА ст. № 2 (ПТВМ-100)                                            | 0                   | 0            | 0      | 0           | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 0           | 0            | <b>0</b>       |
| - КА ст. № 3 (ПТВМ-100)                                            | 0                   | 0            | 0      | 0           | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 0           | 0            | <b>0</b>       |
| - КА ст. № 4 (КВГМ-100)                                            | 0                   | 0            | 0      | 0           | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 0           | 0            | <b>0</b>       |
| Выработка электроэнергии, тыс. кВт.ч                               | 130018              | 114376       | 111860 | 82185       | 54331 | 40732 | 40397 | 49672  | 41883         | 76629        | 84833       | 125916       | <b>952832</b>  |
| Отпуск электроэнергии, тыс. кВт.ч                                  | 114416              | 100705       | 98193  | 71347       | 47242 | 34621 | 34369 | 43422  | 35835         | 65627        | 72874       | 110432       | <b>829083</b>  |
| Отпуск тепловой энергии, всего, Гкал                               | 242931              | 214481       | 187680 | 96335       | 32665 | 29852 | 29746 | 17234  | 33657         | 133737       | 164231      | 242213       | <b>1424762</b> |

| Наименование показателя,<br>единица измерения | Значение показателя |              |       |             |       |       |       |        |               |              |             |              |              |
|-----------------------------------------------|---------------------|--------------|-------|-------------|-------|-------|-------|--------|---------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
|                                               | ян-<br>варь         | фев-<br>раль | март  | ап-<br>рель | май   | июнь  | июль  | август | сен-<br>тябрь | ок-<br>тябрь | но-<br>ябрь | де-<br>кабрь | ГОД          |
| Отпуск тепловой энергии группой ПВК, Гкал     | 3665                | 0            | 0     | 0           | 0     | 0     | 0     | 0      | 0             | 0            | 0           | 1979         | <b>5644</b>  |
| Удельный расход условного топлива*:           | –                   | –            | –     | –           | –     | –     | –     | –      | –             | –            | –           | –            | –            |
| - на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт.ч:     | 267,6               | 259,8        | 268   | 327,2       | 422,5 | 390,3 | 391,9 | 456    | 366,4         | 246,5        | 250,3       | 256,7        | <b>300,4</b> |
| - на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал:   | 172,6               | 173,7        | 174,3 | 176         | 192,5 | 191,1 | 191,8 | 208,8  | 190,1         | 177,6        | 172,5       | 172,4        | <b>175,7</b> |

\* Примечание. Здесь отчетные показатели приведены по физическому методу отнесения суммарных затрат топлива по отпуск тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве в соответствии с принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемая электростанция



## 1.2. Исходные данные по прогнозируемому периоду

Определяющими при расчете показателей работы Орской ТЭЦ-1 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.

Перспективное изменение тепловых нагрузок Орской ТЭЦ-1 на период 2014-2028 годы показано в табл. 1.2 (значения указаны относительно базового 2013 года, положительное значение указывает на соответствующее увеличение отпуска, отрицательное значение – на уменьшение отпуска относительно базового периода). Значения приростов тепловой нагрузки с горячей водой определены по прогнозируемому увеличению присоединенных тепловых нагрузок с учетом среднемесячных значений температуры наружного воздуха (табл. 1.3).

Таблица 1.2

| Увеличение от-пуска тепла, Гкал   | Период |         |         |         |         |           |           |
|-----------------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|
|                                   | 2014   | 2015    | 2016    | 2017    | 2018    | 2019-2023 | 2024-2028 |
| Всего                             | 5 466  | 113 543 | 153 769 | 164 690 | 171 642 | 205 755   | 236 002   |
| С горячей водой                   | 4 638  | 8 243   | 7 418   | 17 440  | 23 490  | 53 021    | 78 570    |
| С паром 13-15 кгс/см <sup>2</sup> | 828    | 1 660   | 2 496   | 3 336   | 4 181   | 8 467     | 12 861    |
| С паром 45 кгс/см <sup>2</sup>    | 0      | 103 641 | 143 855 | 143 913 | 143 972 | 144 267   | 144 571   |

Значения температур наружного воздуха, охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов в прогнозируемом периоде приняты на основе статистических данных и приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

| Месяц    | Наименование показателя           |                                                                         |
|----------|-----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
|          | Температура наружного воздуха, °С | Температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы турбоагрегатов, °С |
| Январь   | -16,5                             | 15,0                                                                    |
| Февраль  | -15,3                             | 15,1                                                                    |
| Март     | -6,2                              | 15,6                                                                    |
| Апрель   | 9,9                               | 19,0                                                                    |
| Май      | 19,8                              | 22,7                                                                    |
| Июнь     | 22,5                              | 24,5                                                                    |
| Июль     | 28,4                              | 25,5                                                                    |
| Август   | 23,2                              | 25,8                                                                    |
| Сентябрь | 16,0                              | 23,0                                                                    |
| Октябрь  | 8,4                               | 16,2                                                                    |
| Ноябрь   | -7,1                              | 14,9                                                                    |
| Декабрь  | -13,8                             | 15,7                                                                    |

Отпуск электроэнергии в планируемом периоде определен с учетом следующих особенностей. Электрическая нагрузка турбоагрегатов при изменении их тепловых нагрузок определена по условиям обеспечения возможности работы турбоагрегатов с электрической мощностью не меньше, чем они способны развить при работе в теплофикационном режиме по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в часть низкого давления), с некоторым запасом (дополнительной конденсационной нагрузкой). При этом, если не наступает ограничений, отпуск электроэнергии принимался неизменным относительно уровня в базовом периоде (2013 год).

Полные перечни исходных данных по прогнозируемому периоду приведены в **Приложении 1**.

### **1.3. Расчет перспективных технико-экономических показателей работы, средних и максимальных расходов топлива по Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы**

#### **1.3.1. Общие сведения об алгоритме расчета**

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1 на период 2014-2028 годы составлен на основе следующих основных материалов:

- утвержденной нормативно-технической документации по топливоиспользованию [1, 2], 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 [4–9].

Алгоритм расчета перспективных технико-экономических показателей работы Орской ТЭЦ-1 приведен в **Приложении 1** к настоящему отчету.

Расчеты выполнены помесечно 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. Регулируемый 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.

Технико-экономические показатели рассчитаны при физическом и пропорциональном методах отнесения суммарных затрат топлива по отпуску тепловой и электрической энергии при их комбинированном производстве в соответствии и принятой корпоративной политикой головной организации, в состав которой входит рассматриваемый энергообъект, а также требованиями к государственной статистической отчетности.

Алгоритмы расчета удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии при использовании прогнозируемых показателей работы оборудования, включая расчеты по прямому и обратному балансам, соответствуют требованиям РД 34.08.552-93 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [6] (расчет удельных расходов топлива по физическому методу) с учетом некоторых положений РД 34.08.552-95 «Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования» [5] (расчет удельных расходов топлива по пропорциональному 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).

Подробно алгоритмы и результаты расчетов приведены в **Приложении 1**. Ввиду большого объема расчетов в приложении даны результаты расчетов прогнозируемых технико-экономических показателей работы только за 2 характерных месяца.

### **1.3.2. Сводные таблицы результатов расчета технико-экономических показателей, средних и максимальных расходов топлива**

Итоговые результаты расчета прогнозируемых технико-экономических показателей на период 2014 – 2028 годы приведены в табл. 1.4.

В табл. 1.4 отражены также перспективные максимальные часовые расходы основного топлива, необходимого для обеспечения функционирования Орской ТЭЦ-1 для следующих режимов:

- максимального зимнего;
- переходного;
- летнего.

Принятая температура наружного воздуха для рассматриваемых указана в табл. 1.4.

Таблица 1.4

| Наименование показателя, единица измерения                                                                                    |                        | Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам |         |         |         |         |         |         |         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                                                                                                                               |                        | 2013                                                  | 2014    | 2015    | 2016    | 2017    | 2018    | 2023    | 2028    |
| 1. Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч                                                                                          |                        | 829,083                                               | 829,083 | 829,083 | 829,083 | 829,083 | 829,083 | 829,083 | 829,083 |
| 2. Выработка электроэнергии, млн. кВт·ч                                                                                       |                        | 952,832                                               | 952,923 | 953,431 | 953,577 | 953,735 | 953,873 | 954,395 | 954,866 |
| 3. Выработка электроэнергии по конденсационному циклу                                                                         | абсолютная, млн. кВт·ч | 349,005                                               | 346,514 | 344,783 | 345,007 | 339,766 | 336,886 | 321,689 | 309,826 |
|                                                                                                                               | относительная, %       | 36,6                                                  | 36,4    | 36,2    | 36,2    | 35,6    | 35,3    | 33,7    | 32,4    |
| 4. Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу                                                                        | абсолютная, млн. кВт·ч | 603,827                                               | 606,409 | 608,648 | 608,569 | 613,969 | 616,987 | 632,706 | 645,041 |
|                                                                                                                               | относительная, %       | 63,4                                                  | 63,6    | 63,8    | 63,8    | 64,4    | 64,7    | 66,3    | 67,6    |
| 5. Отпуск электроэнергии, выработанной по конденсационному циклу                                                              | абсолютная, млн. кВт·ч | 302,810                                               | 300,612 | 298,880 | 299,045 | 294,433 | 291,886 | 278,514 | 268,077 |
|                                                                                                                               | относительная, %       | 36,5                                                  | 36,3    | 36,0    | 36,1    | 35,5    | 35,2    | 33,6    | 32,3    |
| 6. Отпуск электроэнергии, выработанной по теплофикационному циклу                                                             | абсолютная, млн. кВт·ч | 526,273                                               | 528,471 | 530,203 | 530,038 | 534,650 | 537,197 | 550,569 | 561,006 |
|                                                                                                                               | относительная, %       | 63,5                                                  | 63,7    | 64,0    | 63,9    | 64,5    | 64,8    | 66,4    | 67,7    |
| 7. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, г у.т./кВт·ч                        | физический метод       | 260,8                                                 | 260,8   | 259,3   | 259,1   | 257,9   | 257,1   | 253,5   | 250,7   |
|                                                                                                                               | пропорциональный метод | 311,5                                                 | 311,4   | 311,8   | 312,3   | 311,7   | 311,4   | 309,6   | 308,3   |
| 8. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч                           | физический метод       | 300,4                                                 | 299,8   | 298,2   | 298,0   | 296,6   | 295,8   | 291,9   | 288,7   |
|                                                                                                                               | пропорциональный метод | 358,3                                                 | 357,9   | 358,5   | 359,2   | 358,5   | 358,3   | 356,4   | 355,1   |
| 9. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по конденсационному циклу, г у.т./кВт·ч | физический метод       | 567,8                                                 | 564,2   | 562,9   | 562,3   | 565,1   | 566,3   | 574,9   | 581,7   |
|                                                                                                                               | пропорциональный метод | 395,9                                                 | 395,8   | 393,8   | 393,5   | 393,4   | 393,4   | 393,1   | 392,9   |

| Наименование показателя, единица измерения                                                                                      |                        | Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам |                        |                        |                        |                        |                        |                        |                        |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|-------------------------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|                                                                                                                                 |                        | 2013                                                  | 2014                   | 2015                   | 2016                   | 2017                   | 2018                   | 2023                   | 2028                   |
| 10. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по теплофикационному циклу, г у.т./кВт·ч | физический метод       | 149,4                                                 | 149,3                  | 149,0                  | 148,8                  | 148,8                  | 148,8                  | 148,7                  | 148,7                  |
|                                                                                                                                 | пропорциональный метод | 337,1                                                 | 336,3                  | 338,7                  | 339,8                  | 339,3                  | 339,2                  | 337,9                  | 337,0                  |
| 11. Отпуск тепловой энергии от ПВК, тыс. Гкал                                                                                   |                        | 5,644                                                 | 5,644                  | 5,644                  | 5,644                  | 5,644                  | 0,000                  | 0,000                  | 0,000                  |
| 12. Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, всего, тыс. Гкал                                                              |                        | 1424,762                                              | 1430,228               | 1538,305               | 1578,531               | 1589,452               | 1596,404               | 1630,517               | 1660,764               |
| <b><u>– с горячей водой</u></b>                                                                                                 |                        | <b><u>1308,265</u></b>                                | <b><u>1312,903</u></b> | <b><u>1316,508</u></b> | <b><u>1315,683</u></b> | <b><u>1325,705</u></b> | <b><u>1331,755</u></b> | <b><u>1361,286</u></b> | <b><u>1386,835</u></b> |
| – с паром 13-15 кгс/см <sup>2</sup>                                                                                             |                        | 116,497                                               | 117,325                | 118,157                | 118,993                | 119,833                | 120,678                | 124,964                | 129,358                |
| – с паром 45 кгс/см <sup>2</sup>                                                                                                |                        | 0,000                                                 | 0,000                  | 103,641                | 143,855                | 143,913                | 143,972                | 144,267                | 144,571                |
| 13. Средневзвешенный за год удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг у.т./Гкал                          | физический метод       | 175,7                                                 | 175,7                  | 174,9                  | 174,5                  | 174,4                  | 174,4                  | 174,1                  | 173,9                  |
|                                                                                                                                 | пропорциональный метод | 142,0                                                 | 142,0                  | 142,3                  | 142,4                  | 142,1                  | 141,9                  | 141,3                  | 140,7                  |
| 14. Суммарный расход условного топлива за год, тыс. т у.т.                                                                      |                        | 499,469                                               | 499,808                | 516,272                | 522,558                | 523,206                | 523,633                | 525,904                | 528,154                |
| 15. Расход условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.                                                              | физический метод       | 249,083                                               | 248,521                | 247,222                | 247,035                | 245,928                | 245,206                | 241,981                | 239,354                |
|                                                                                                                                 | пропорциональный метод | 297,066                                               | 296,724                | 297,254                | 297,777                | 297,263                | 297,052                | 295,519                | 294,402                |
| 16. Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.                                                            | физический метод       | 250,386                                               | 251,286                | 269,050                | 275,523                | 277,277                | 278,427                | 283,923                | 288,800                |
|                                                                                                                                 | пропорциональный метод | 202,404                                               | 203,084                | 219,018                | 224,781                | 225,943                | 226,581                | 230,385                | 233,752                |
| 17. Изменение суммарного расхода условного топлива от состояния на 2012 год, тыс. т у.т.                                        |                        | 0,000                                                 | 0,338                  | 16,802                 | 23,089                 | 23,736                 | 24,163                 | 26,435                 | 28,684                 |
| 18. Изменение расхода условного топлива на отпуск электроэнергии, тыс. т у.т.                                                   | физический метод       | 0,000                                                 | -0,562                 | -1,861                 | -2,048                 | -3,155                 | -3,878                 | -7,102                 | -9,730                 |
|                                                                                                                                 | пропорциональный метод | 0,000                                                 | -0,342                 | 0,188                  | 0,711                  | 0,197                  | -0,014                 | -1,547                 | -2,664                 |



| Наименование показателя, единица измерения                                                                       |                           | Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам |       |        |        |        |        |        |        |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|-------------------------------------------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                                                                  |                           | 2013                                                  | 2014  | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2023   | 2028   |
| 19. Изменение расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии, тыс. т у.т.                                  | физический метод          | 0,000                                                 | 0,900 | 18,664 | 25,137 | 26,891 | 28,041 | 33,537 | 38,414 |
|                                                                                                                  | пропорциональный метод    | 0,000                                                 | 0,680 | 16,615 | 22,378 | 23,540 | 24,177 | 27,982 | 31,348 |
| 20. Число часов работы турбоагрегатов, ч                                                                         | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)  | 6005                                                  | 6000  | 6000   | 6000   | 6000   | 6000   | 6000   | 6000   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130) | 5009                                                  | 5014  | 5014   | 5014   | 5014   | 5014   | 5014   | 5014   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130) | 7532                                                  | 7532  | 7532   | 7532   | 7532   | 7532   | 7532   | 7532   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)  | 0                                                     | 0     | 0      | 0      | 0      | 200    | 230    | 290    |
| 21. Среднечасовой отпуск тепла из производственного отбора (противодавления), Гкал/ч                             | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)  | 26,1                                                  | 26,2  | 26,2   | 26,3   | 26,3   | 24,6   | 24,7   | 24,9   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130) | 27,6                                                  | 27,6  | 27,6   | 27,6   | 27,6   | 25,7   | 25,8   | 26,0   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130) | 26,3                                                  | 26,4  | 26,4   | 26,5   | 26,5   | 26,5   | 26,3   | 26,5   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)  | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 132,6  | 148,8  | 131,9  |
| 22. Среднечасовой отпуск тепла из теплофикационного отбора, Гкал/ч                                               | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)  | 47,7                                                  | 48,0  | 48,2   | 48,2   | 48,7   | 49,3   | 50,7   | 51,8   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130) | 57,7                                                  | 57,7  | 57,7   | 57,7   | 57,7   | 58,5   | 59,8   | 61,7   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130) | 49,7                                                  | 50,1  | 50,4   | 50,3   | 51,2   | 51,1   | 52,5   | 53,3   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)  | -                                                     | -     | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 23. Среднечасовой отпуск тепла от конденсатора, Гкал/ч                                                           | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)  | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130) | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130) | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)  | -                                                     | -     | -      | -      | -      | -      | -      | -      |
| 24. Минимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)  | 33,6                                                  | 33,7  | 33,8   | 33,8   | 34,1   | 33,8   | 34,4   | 35,1   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130) | 38,3                                                  | 38,3  | 38,3   | 38,3   | 38,3   | 37,9   | 38,6   | 39,6   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130) | 34,2                                                  | 34,4  | 34,6   | 34,6   | 35,1   | 35,0   | 35,7   | 36,2   |
|                                                                                                                  | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)  | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 26,7   | 33,1   | 26,7   |

| Наименование показателя, единица измерения                                                                        |                            | Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам |       |       |       |       |       |       |       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                                                                                                                   |                            | 2013                                                  | 2014  | 2015  | 2016  | 2017  | 2018  | 2023  | 2028  |
| 25. Максимально допустимая электрическая мощность при заданном уровне тепловых нагрузок регулируемых отборов, МВт | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)   | 66,6                                                  | 66,5  | 66,5  | 66,5  | 66,4  | 65,7  | 65,4  | 65,3  |
|                                                                                                                   | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)  | 65,0                                                  | 65,0  | 65,0  | 65,1  | 65,1  | 64,2  | 64,0  | 63,6  |
|                                                                                                                   | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)  | 66,2                                                  | 66,2  | 66,1  | 66,1  | 66,0  | 66,0  | 65,6  | 65,5  |
|                                                                                                                   | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)   | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 26,7  | 33,1  | 26,7  |
| 26. Планируемая электрическая мощность, МВт                                                                       | - ТГ ст. № 9 (ПТ-65-130)   | 52,4                                                  | 52,9  | 52,9  | 52,9  | 53,0  | 53,0  | 53,0  | 53,0  |
|                                                                                                                   | - ТГ ст. № 10 (ПТ-65-130)  | 51,5                                                  | 51,2  | 51,2  | 51,2  | 51,2  | 50,6  | 50,9  | 50,2  |
|                                                                                                                   | - ТГ ст. № 11 (ПТ-65-130)  | 50,5                                                  | 50,3  | 50,3  | 50,3  | 50,3  | 50,1  | 49,6  | 50,1  |
|                                                                                                                   | - ТГ ст. № 12 (Р-50-130)   | 0,0                                                   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 0,0   | 26,7  | 33,1  | 26,7  |
| 27. Число часов работы энергетических котлов, ч                                                                   | - КА ст. № 9 (БКЗ-210-140) | 2121                                                  | 2121  | 2121  | 2121  | 2121  | 2121  | 2121  | 2121  |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 10 (ТГМ-84А)    | 5015                                                  | 5015  | 5015  | 5015  | 5015  | 5015  | 5015  | 5015  |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 11 (ТГМ-84А)    | 3899                                                  | 3899  | 3899  | 3899  | 3899  | 3899  | 3899  | 3899  |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 12 (ТГМ-84А)    | 5749                                                  | 5749  | 5749  | 5749  | 5749  | 5749  | 5749  | 5749  |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 13 (ТГМ-84Б)    | 3841                                                  | 3841  | 3841  | 3841  | 3841  | 3841  | 3841  | 3841  |
| 28. Среднечасовая теплопроизводительность энергетических котлов, Гкал/ч                                           | - КА ст. № 9 (БКЗ-210-140) | 95,3                                                  | 96,2  | 99,4  | 100,6 | 100,7 | 101,0 | 101,4 | 101,9 |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 10 (ТГМ-84А)    | 155,4                                                 | 156,8 | 162,1 | 164,1 | 164,3 | 164,7 | 165,4 | 166,1 |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 11 (ТГМ-84А)    | 171,3                                                 | 172,9 | 178,7 | 180,9 | 181,1 | 181,6 | 182,3 | 183,1 |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 12 (ТГМ-84А)    | 159,4                                                 | 160,9 | 166,3 | 168,3 | 168,5 | 169,0 | 169,7 | 170,4 |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 13 (ТГМ-84Б)    | 153,4                                                 | 154,8 | 160,0 | 162,0 | 162,2 | 162,6 | 163,3 | 164,0 |
| 30. Число часов работы пиковых водогрейных котлов, ч                                                              | - КА ст. № 1 (ПТВМ-100)    | 0                                                     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 2 (ПТВМ-100)    | 0                                                     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 3 (ПТВМ-100)    | 0                                                     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
|                                                                                                                   | - КА ст. № 4 (КВГМ-100)    | 128                                                   | 128   | 128   | 128   | 128   | 0     | 0     | 0     |

| Наименование показателя, единица измерения                                                      |                                                                      | Значение показателя в прогнозируемом периоде по годам |        |        |        |        |        |        |        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                                                                                                 |                                                                      | 2013                                                  | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2023   | 2028   |
| 31. Среднечасовая теплопроизводительность пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч                    | - КА ст. № 1 (ПТВМ-100)                                              | 0,0                                                   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
|                                                                                                 | - КА ст. № 2 (ПТВМ-100)                                              | 0,0                                                   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
|                                                                                                 | - КА ст. № 3 (ПТВМ-100)                                              | 0,0                                                   | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
|                                                                                                 | - КА ст. № 4 (КВГМ-100)                                              | 44,1                                                  | 44,1   | 44,1   | 44,1   | 44,1   | 0,0    | 0,0    | 0,0    |
| 32. Максимальный часовой расход натурального топлива (природного газа), тыс. нм <sup>3</sup> /ч | - в зимний период при температуре наружного воздуха (–30 °С)         | 85,269                                                | 84,953 | 85,078 | 87,412 | 87,771 | 87,543 | 88,121 | 88,650 |
|                                                                                                 | - в переходный период при температуре наружного воздуха (0 °С)       | 64,374                                                | 66,645 | 66,689 | 69,026 | 69,103 | 69,156 | 69,423 | 69,676 |
|                                                                                                 | - в неотапительный период при температуре наружного воздуха (+30 °С) | 21,882                                                | 21,894 | 24,013 | 24,034 | 24,054 | 24,071 | 24,155 | 24,236 |

Примечание: за базовый период при расчете ТЭП на период 2013-2028 гг. принят 2013 г. В указанный период турбина типа Р-50-130/15 не работала в связи с достаточно высокими температурами наружного воздуха и низкими ценовыми индикаторами на оптовом рынке электроэнергии. В период 2010-2012 г.г. и 2014 г. среднегодовая наработка турбины Р составила 693 ч. Турбина типа Р может включаться в работу в зимний период при понижении температуры наружного воздуха, при росте потребления промышленного пара предприятием «Орскнефтеоргсинтез» при благоприятной ситуации на оптовом рынке электроэнергии.

### 1.3.3. Анализ результатов расчета по Орской ТЭЦ-1

Результаты расчета основных прогнозируемых технико-экономических показателей Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы приведены в табл. 1.4 и на рис. 1.1–1.10.

На рис. 1.1–1.3 представлены результаты расчета перспективной выработки и отпуска электроэнергии по Орской ТЭЦ-1. Необходимо отметить следующее:

- прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2028 годы принята на уровне базового 2013 года; при увеличении тепловой нагрузки турбоагрегатов режимов работы по тепловому графику нагрузок не возникает;
- некоторые изменения выработки электроэнергии в течение прогнозируемого периода отражают изменение расхода электроэнергии на собственные нужды при изменении режимных параметров оборудования;
- в связи с увеличением тепловой нагрузки турбоагрегатов будет наблюдаться некоторое увеличение доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу (на 6,8 % к 2028 году относительно уровня 2013 года).

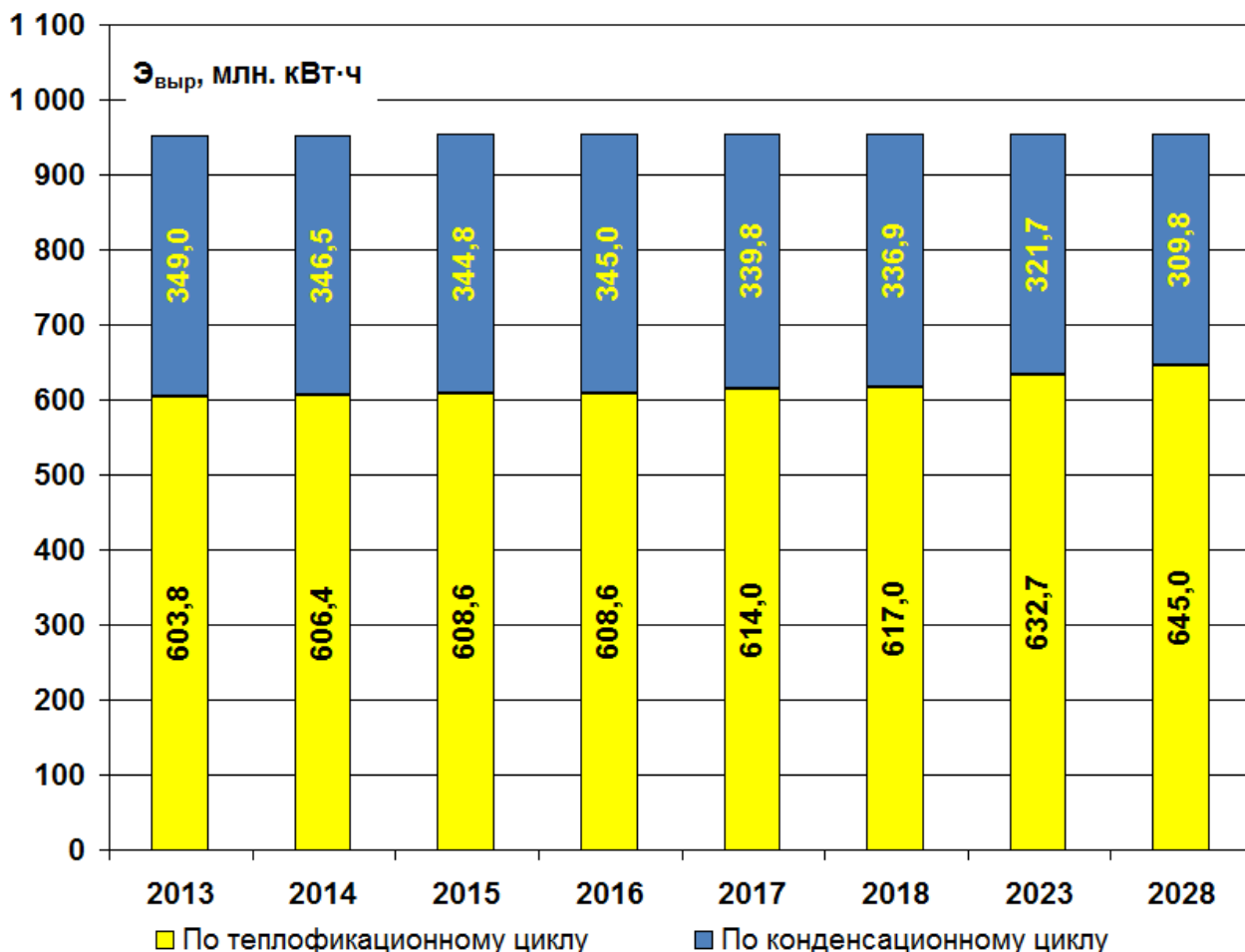


Рис.1.1. Перспективная выработка электроэнергии по теплофикационному и конденсационному циклам на 2014 - 2028 годы по Орской ТЭЦ-1

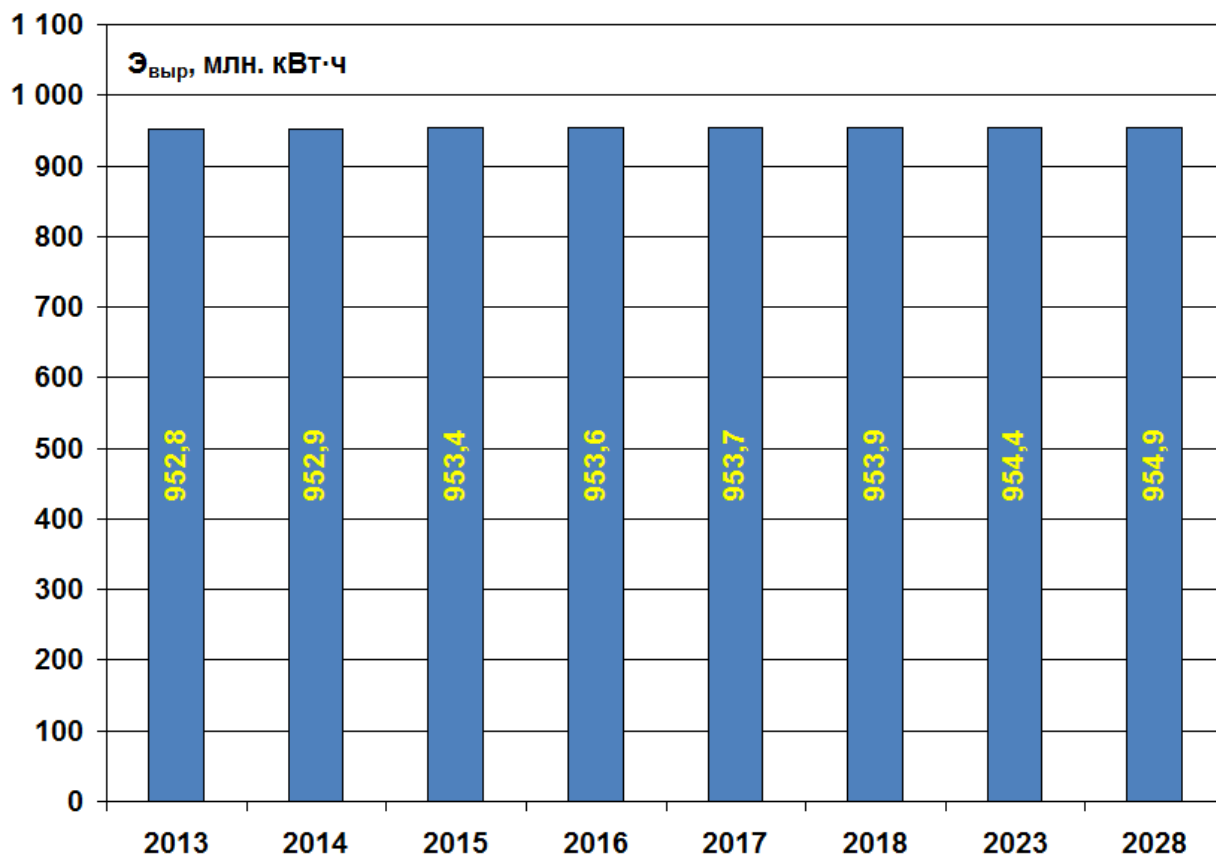


Рис.1.2. Перспективная выработка электроэнергии Орской ТЭЦ-1 на 2014 - 2028 годы

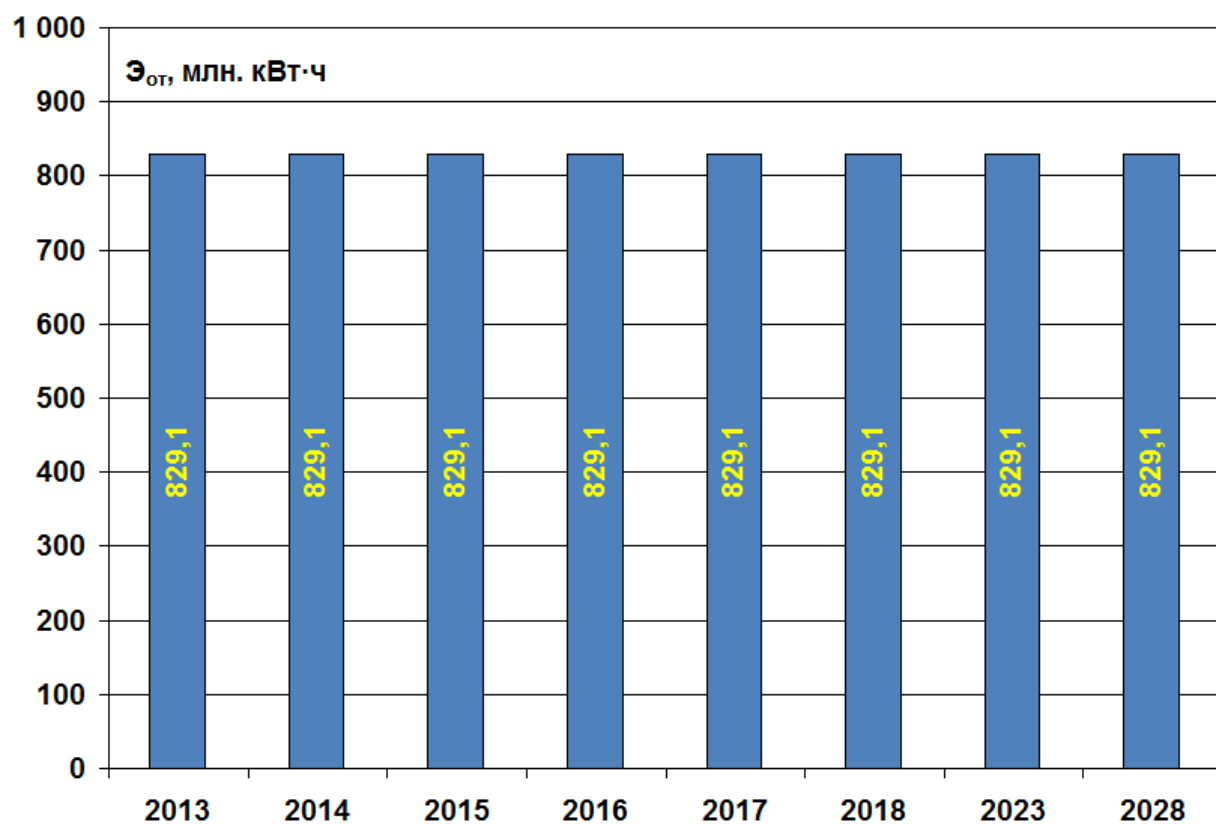


Рис.1.3. Перспективный отпуск электроэнергии Орской ТЭЦ-1 на 2014 - 2028 годы

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии отражена на рис. 1.4–1.5. Анализ представленных данных позволяет заключить следующее:

- увеличение отпуска тепла в период с 2014 года по 2028 год включительно приводит к улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по выработке электроэнергии – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2028 году от состояния 2013 года на 11,7 и 3,2 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- некоторое увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии при расчете по пропорциональному методу в период с 2015 по 2017 годы относительно уровня 2013 года обусловлено началом отпуска пара давлением 45 кгс/см<sup>2</sup> через РОУ котлов; в последующие годы этот негативный эффект нивелируется общим увеличением тепловой нагрузки турбоагрегатов.

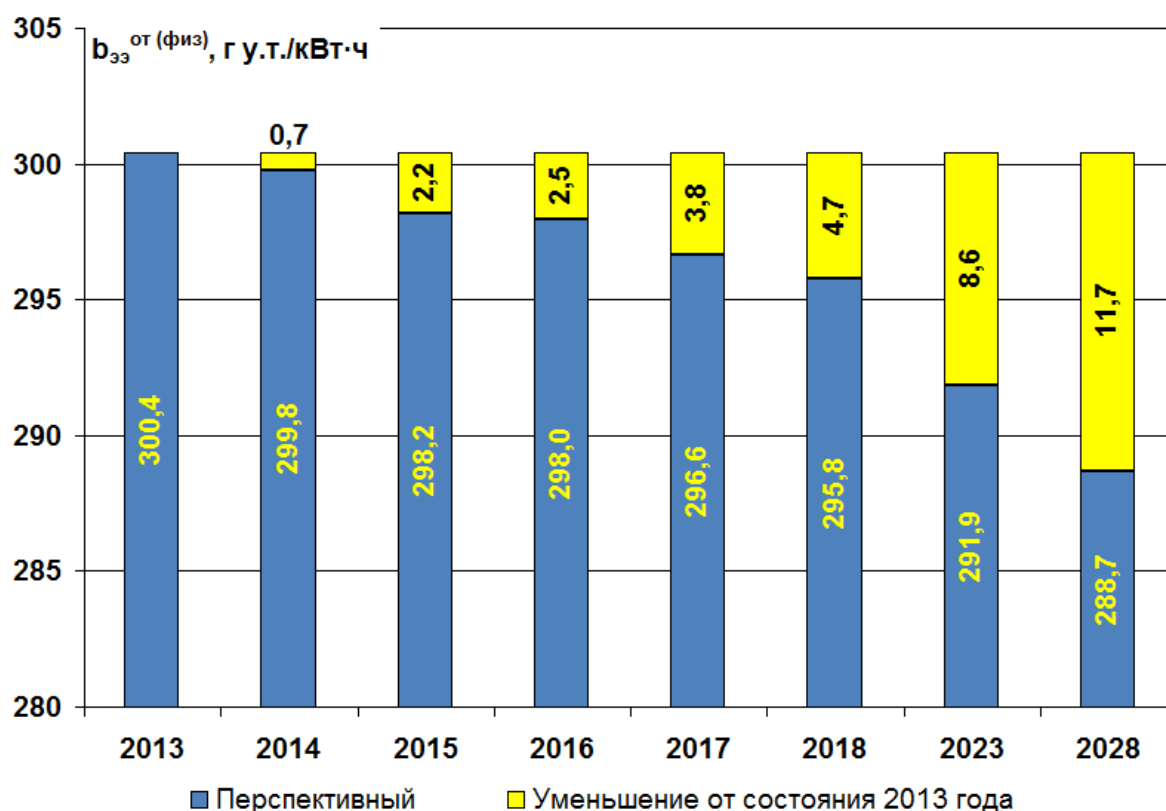


Рис.1.4 Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Орской ТЭЦ-1 (физический метод)

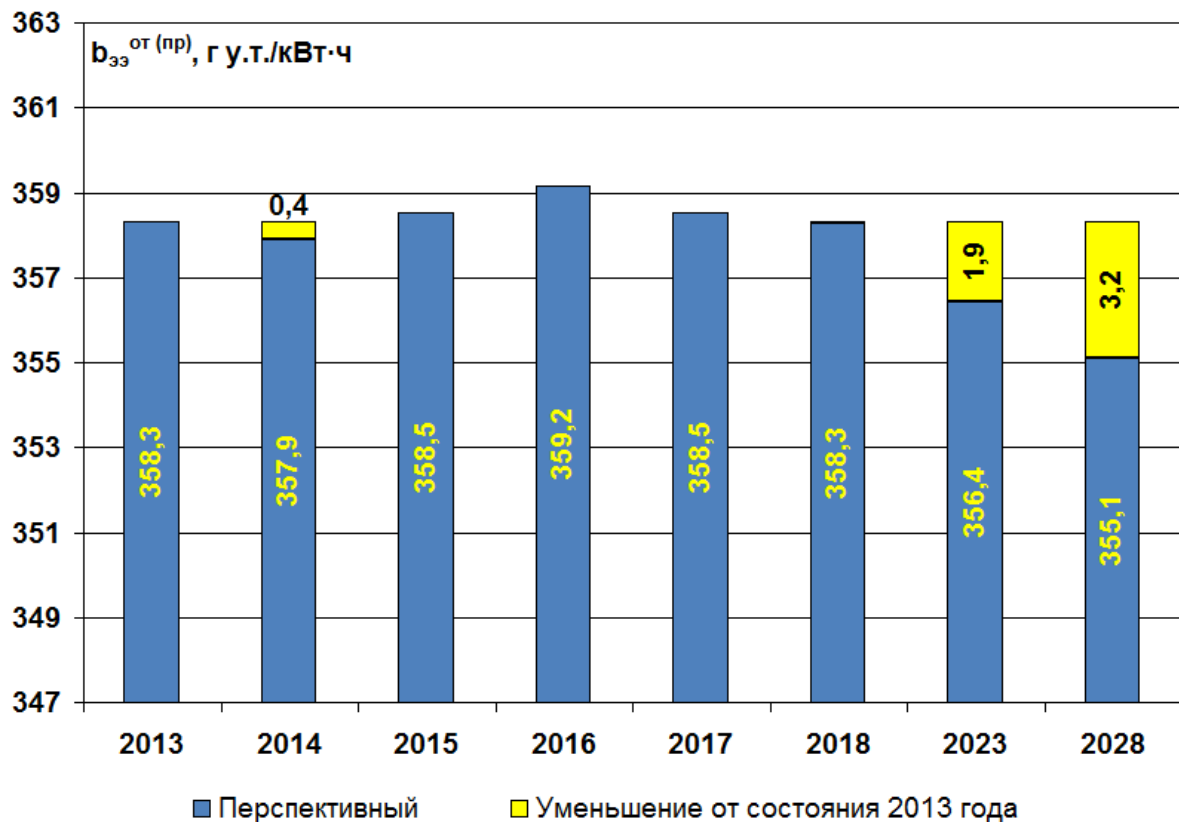


Рис.1.5. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии Орской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

Перспективная динамика изменения отпуска тепловой энергии внешним потребителям и тепловой нагрузки источников тепла на ТЭЦ показана на рис. 1.6 – 1.8.

Общее увеличение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2028 году составит 236002 Гкал, в т.ч.: 78570 Гкал с горячей водой; 12861 Гкал с паром давлением 13-15 кгс/см<sup>2</sup>; 144571 Гкал с паром давлением 45 кгс/см<sup>2</sup>.

Видно, что тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК вплоть до условий 2018 года. С 2018 года с вводом пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 нагрузка пиковых водогрейных котлов может быть передана на оборудование комбинированного цикла.

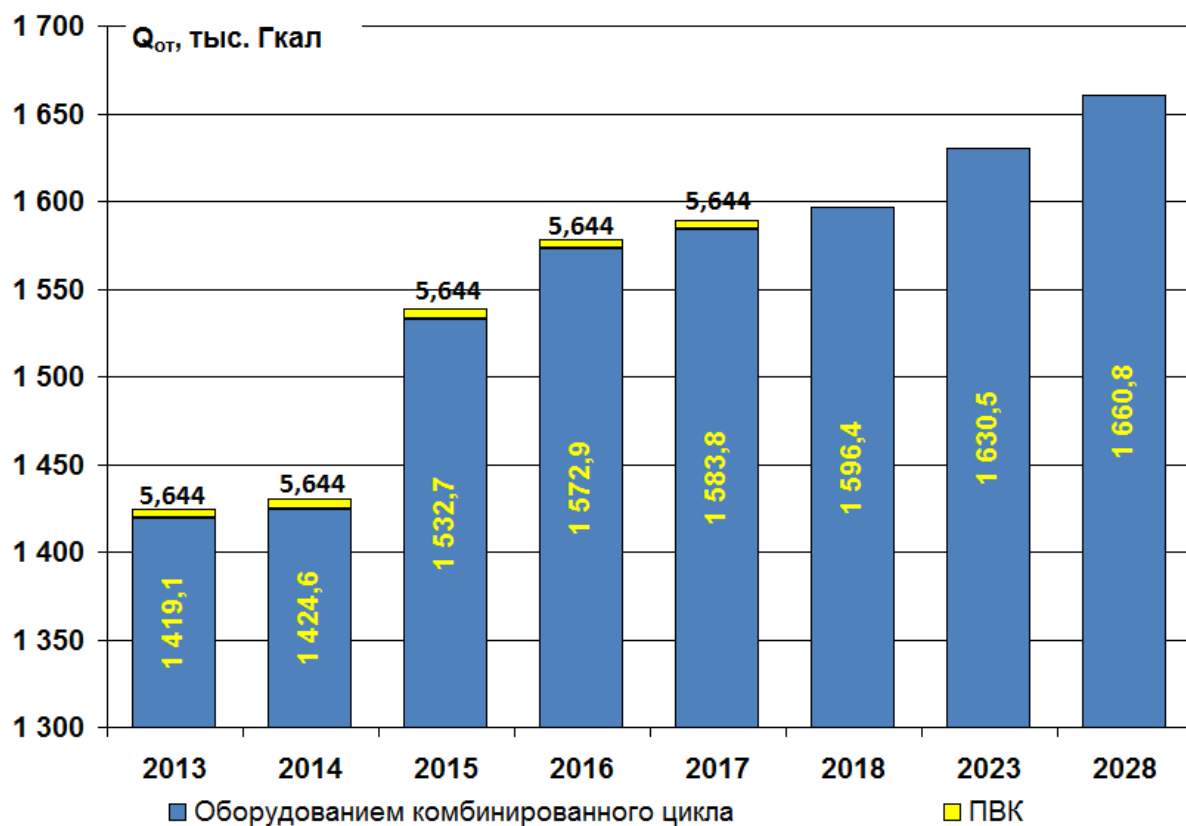


Рис.1.6. Прогноз на 2014 - 2028 годы отпуска Орской ТЭЦ-1 тепловой энергии в целом (включая отпуск с паром) внешним потребителям

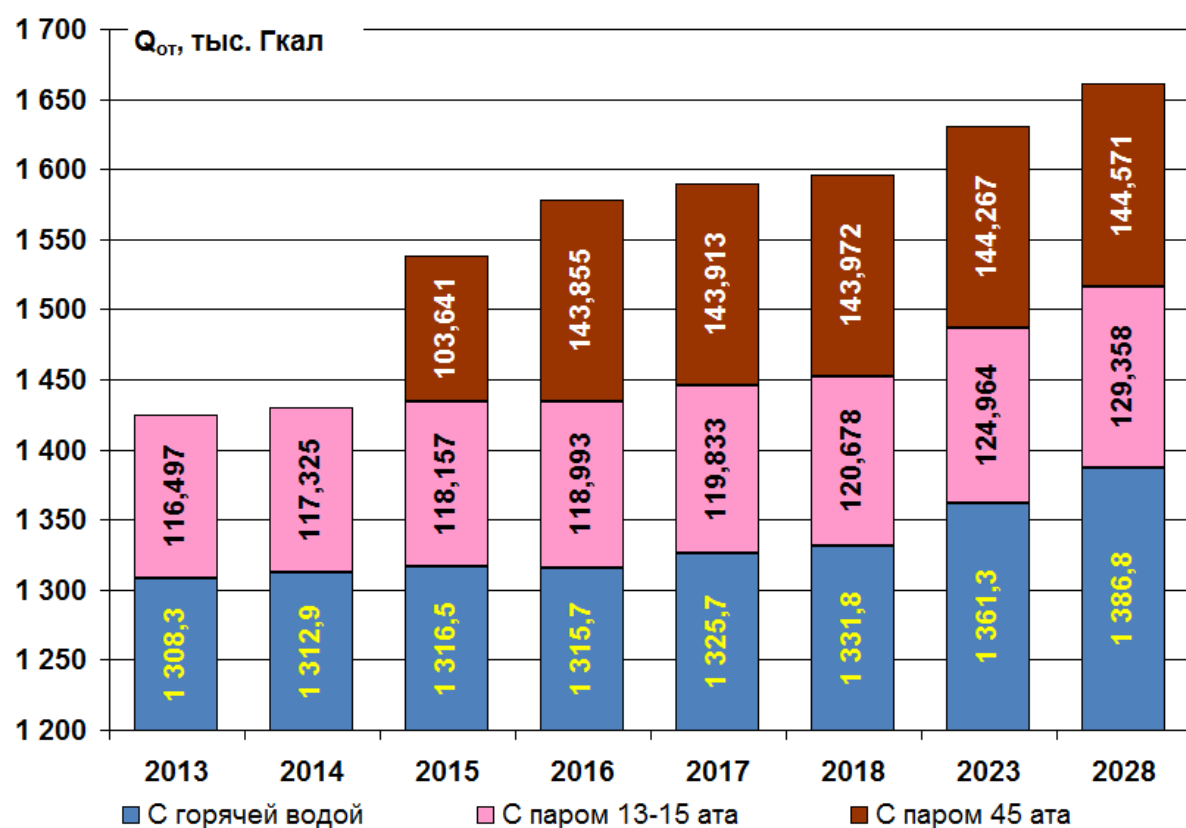


Рис.1.7. Прогноз на 2014 - 2028 годы отпуска Орской ТЭЦ-1 тепловой энергии внешним потребителям по видам теплоносителя



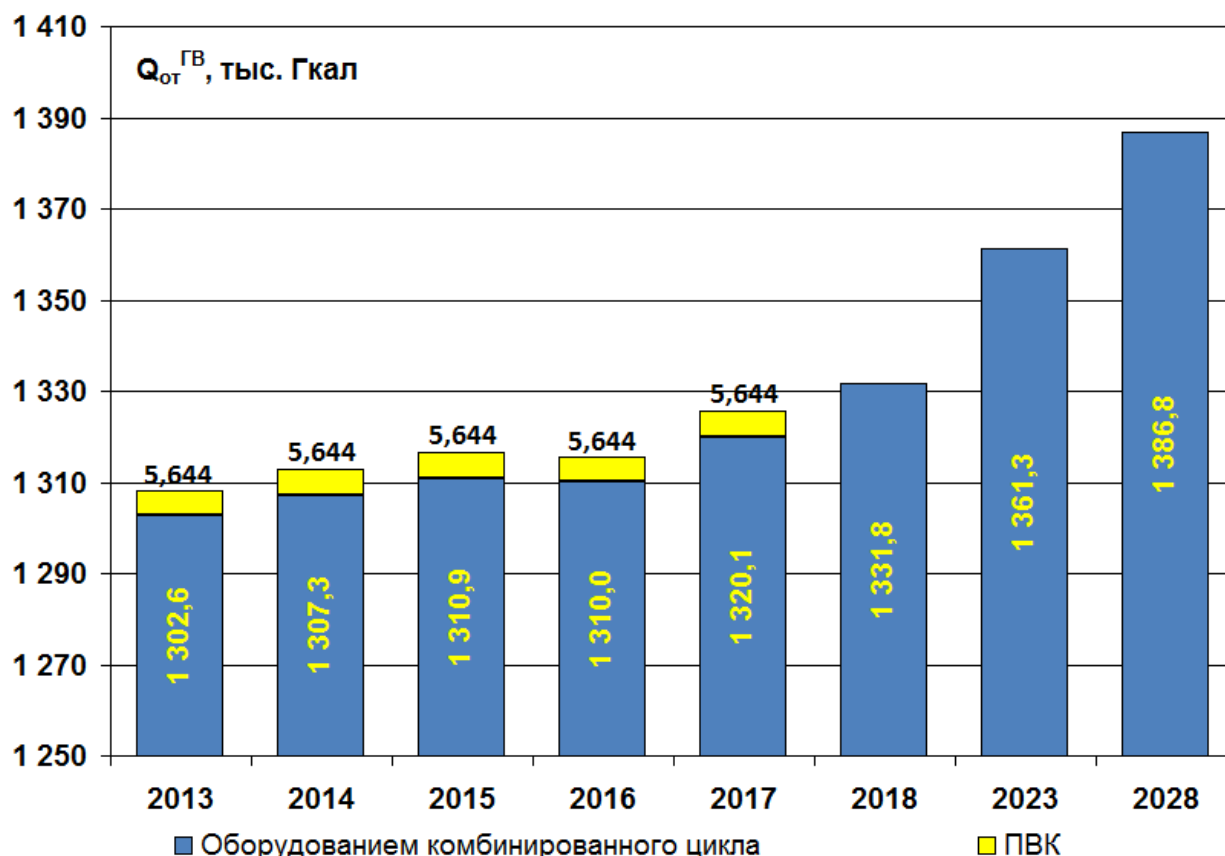


Рис.1.8. Прогноз на 2014 - 2028 годы отпуска тепловой энергии внешним потребителям с горячей водой Орской ТЭЦ-1

Перспективная динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии отражена на рис. 1.9–1.10. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- увеличение отпуска тепла в период с 2014 года по 2028 год включительно, связанное с этим уменьшение относительных потерь тепла при его отпуске, ввод пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12, с соответствующей разгрузкой ПВК приводит к улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по производству тепловой энергии для внешних потребителей – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2028 году от состояния 2013 года на 1,8 и 1,3 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- некоторое увеличение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии при расчете по пропорциональному методу в период с 2015 по 2017 годы относительно уровня 2013 года обусловлено началом отпуска пара давлением 45 кгс/см<sup>2</sup> через РОУ котлов; в последующие годы этот негативный эффект нивелируется общим увеличением тепловой нагрузки оборудования комбинированного цикла.

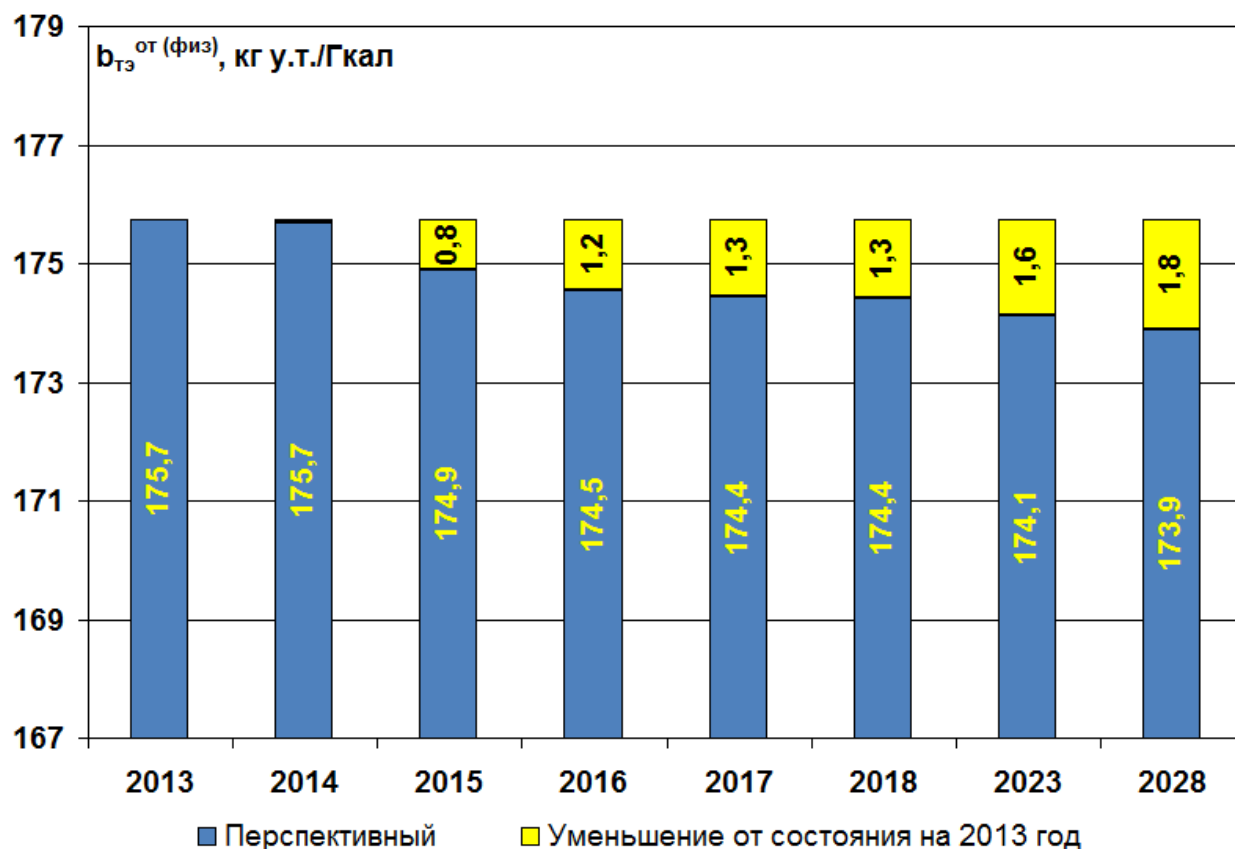


Рис. 1.9. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Орской ТЭЦ-1 (физический метод)

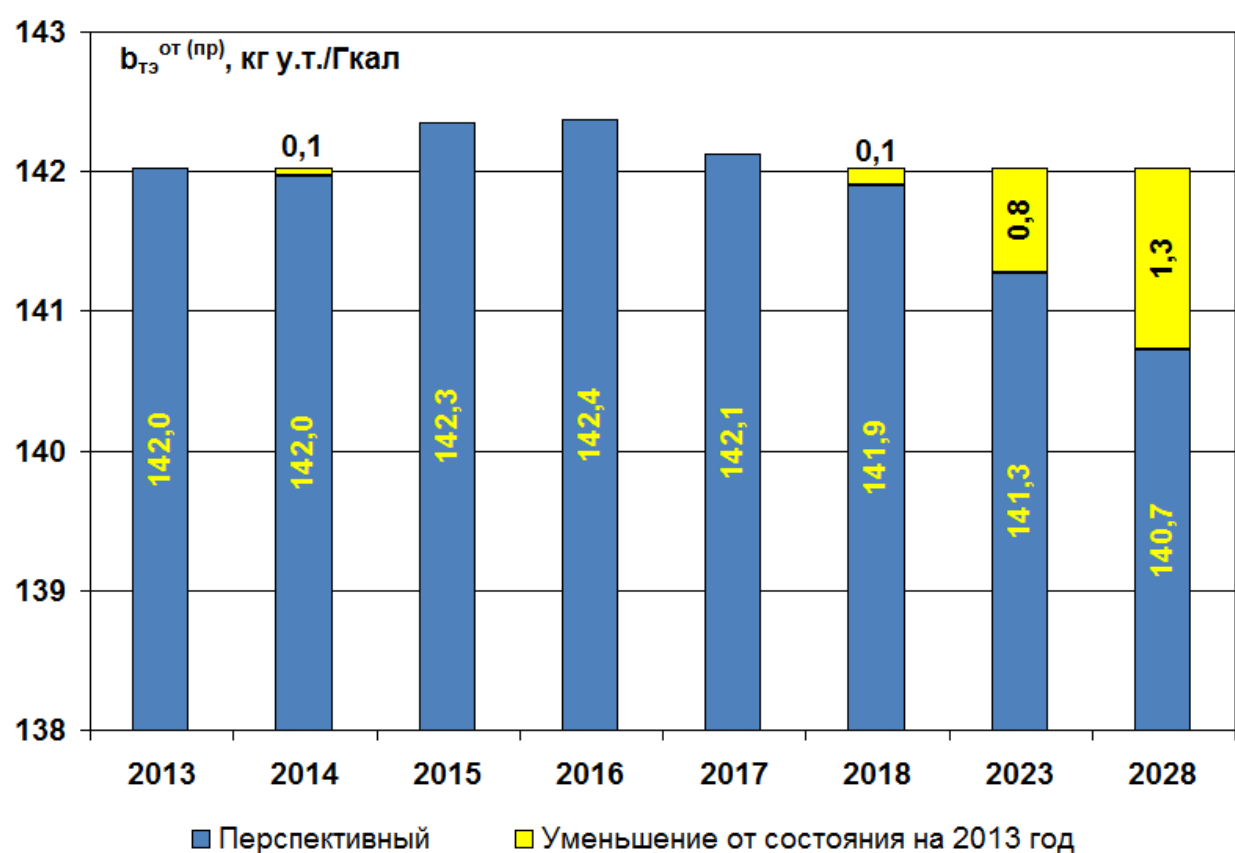


Рис. 1.10. Прогноз на 2014 - 2028 годы удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии Орской ТЭЦ-1 (пропорциональный метод)

#### **1.3.4. Показатели перспективных режимов работы оборудования Орской ТЭЦ-1**

Показатели перспективных режимов загрузки оборудования Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы приведены в табл. 1.4 и на рис. 1.11–1.16. Представленные данные позволяют сделать следующие выводы:

- перспективные режимы работы турбоагрегатов ПТ-65-130 ст. № 9-11 характеризуются постепенным увеличением тепловых нагрузок регулируемых отборов в соответствии с увеличением отпуска тепла внешним потребителям;

- в среднем по каждому году планируемого периода имеется существенный диапазон регулирования электрической нагрузки турбоагрегатов по электрическому графику нагрузки, однако в зимние месяцы турбоагрегаты ПТ-65-130 ст. № 9-11 работают при максимальных нагрузках теплофикационного отбора;

- работа турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 в перспективном периоде планируется только с 2018 года, т.е. после ввода пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления данного турбоагрегата; однако число часов работы турбоагрегата в году остается крайне малым;

- перспективные режимы работы энергетических котлов характеризуются постепенным увеличением средней тепловой нагрузки, что соответствует общей динамике увеличения отпуска тепловой энергии от Орской ТЭЦ-1. При этом к 2028 году остается резерв тепловой мощности энергетических котлов;

- тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК вплоть до условий 2018 года; при этом требуется работа в зимние месяцы одного котла. С 2018 года с вводом пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 нагрузка пиковых водогрейных котлов может быть передана на оборудование комбинированного цикла.

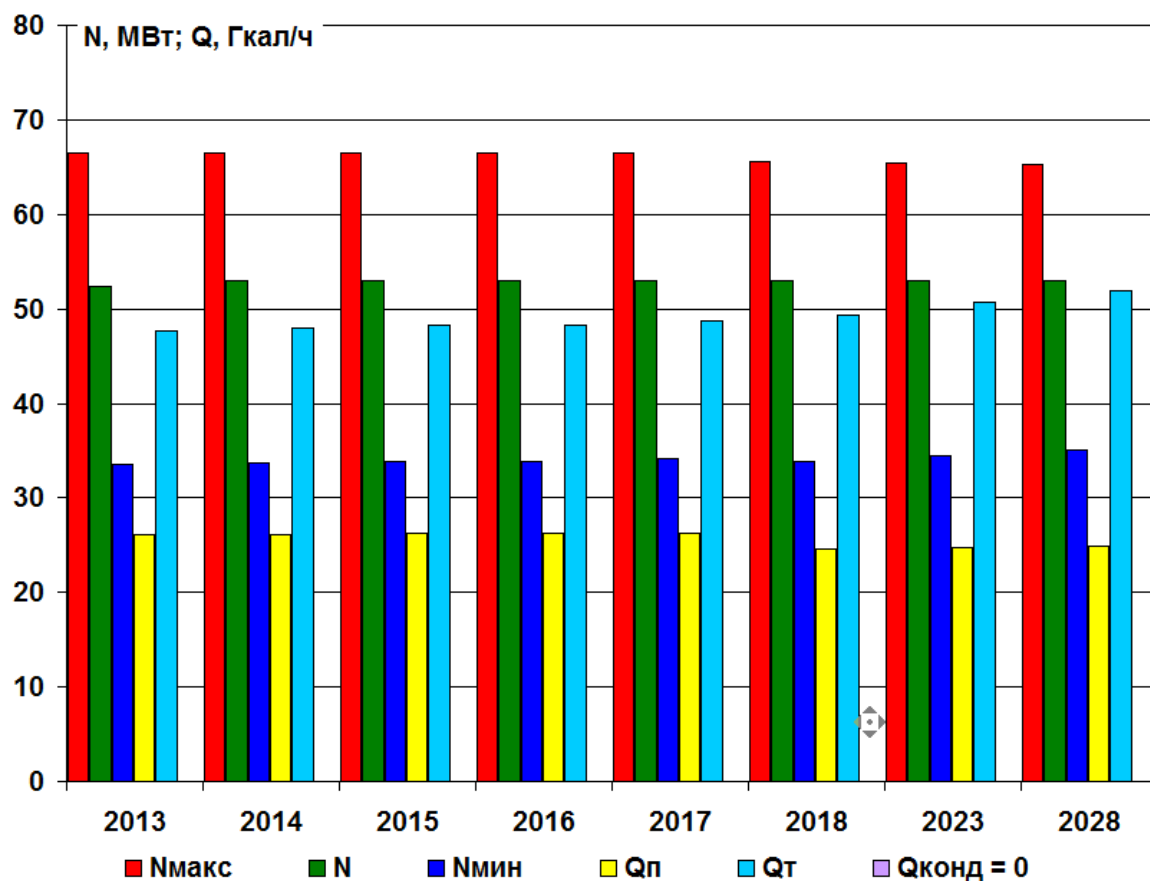


Рис. 1.11. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-65-130 ст. № 9 на 2014 - 2028 годы

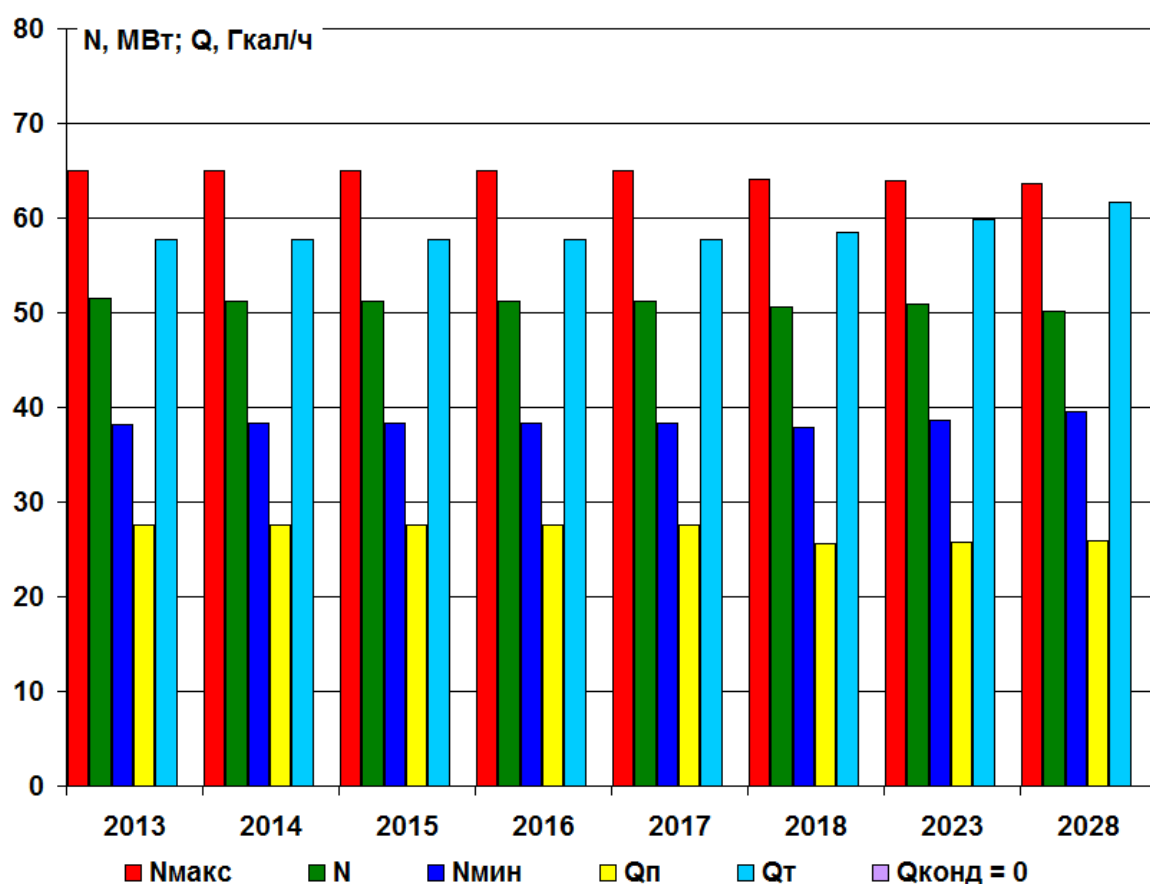


Рис. 1.12. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-65-130 ст. № 10 на 2014 - 2028 годы

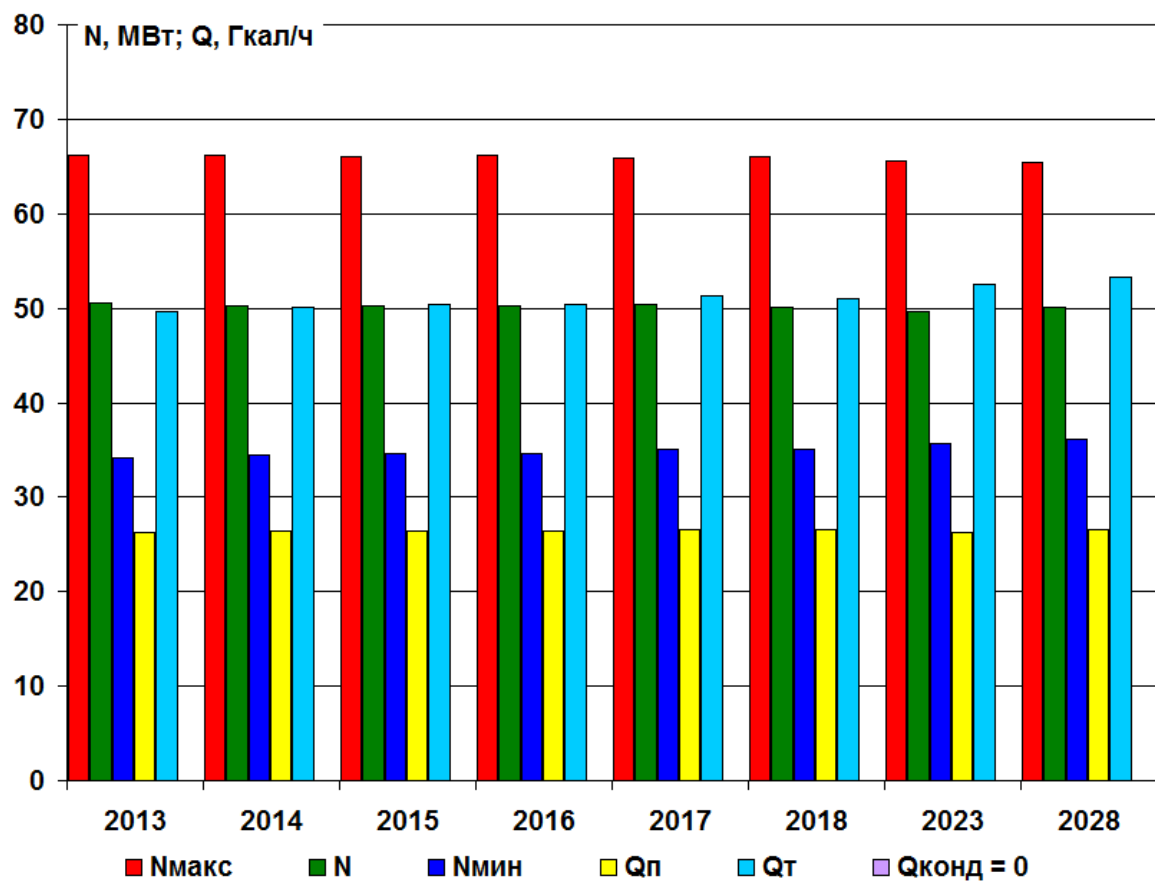


Рис. 1.13. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата ПТ-65-130 ст. № 11 на 2014 - 2028 годы

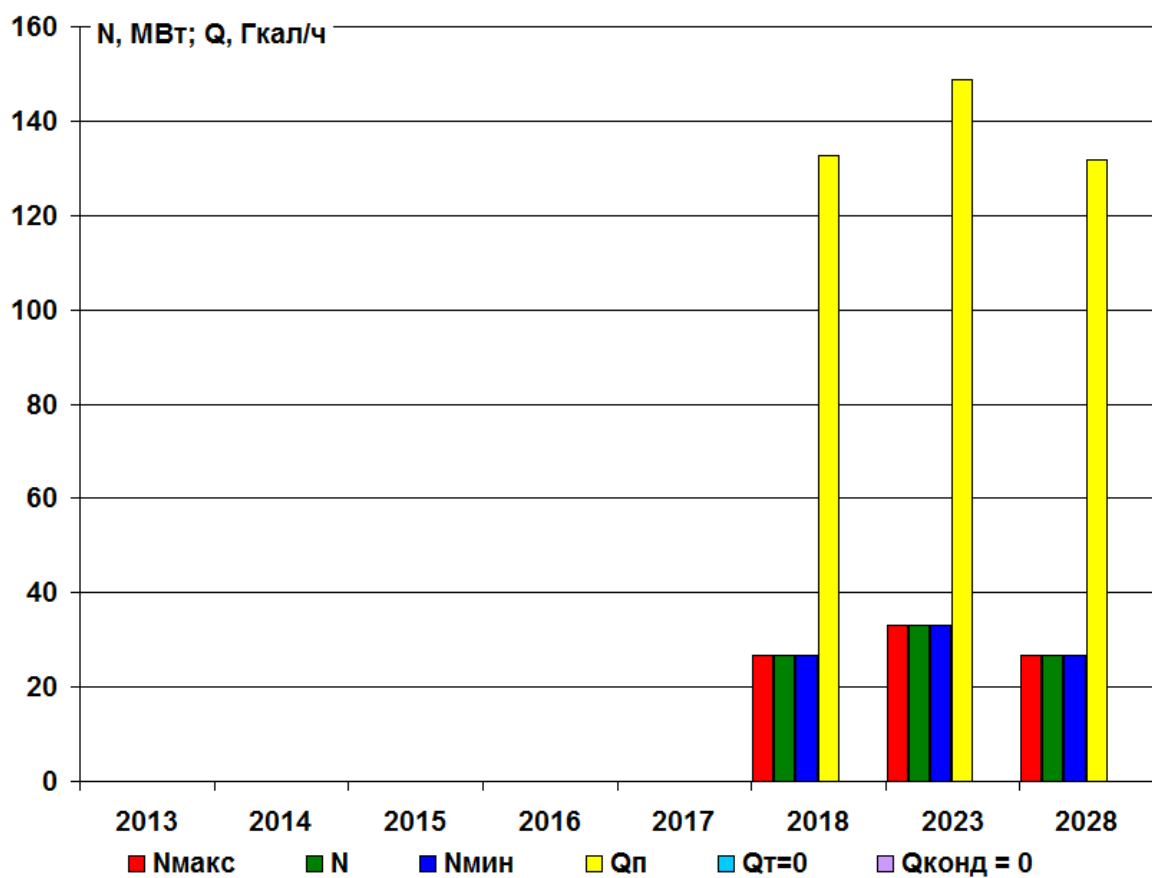


Рис. 1.14. Показатели перспективных режимов загрузки турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 на 2014 - 2028 годы

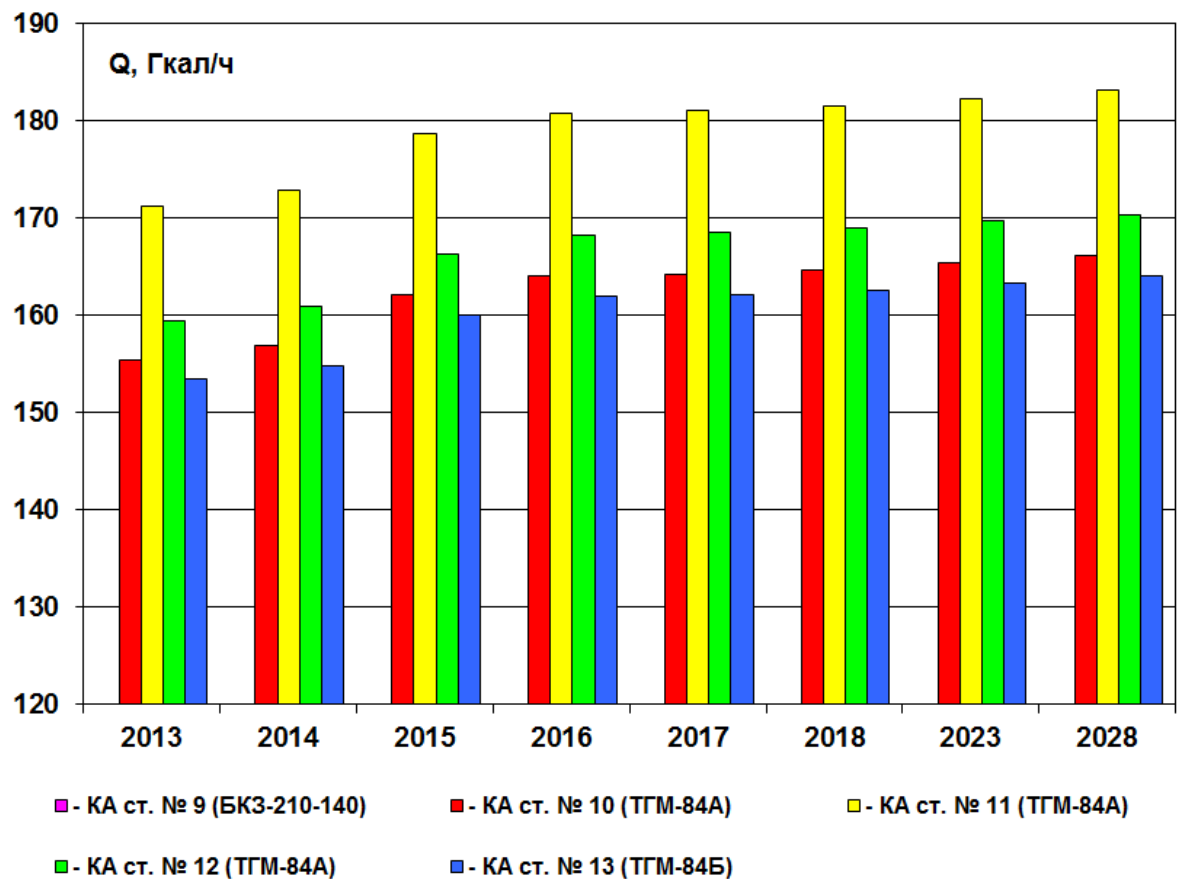


Рис. 1.15. Показатели перспективных режимов загрузки энергетических котлов на 2014 - 2028 годы

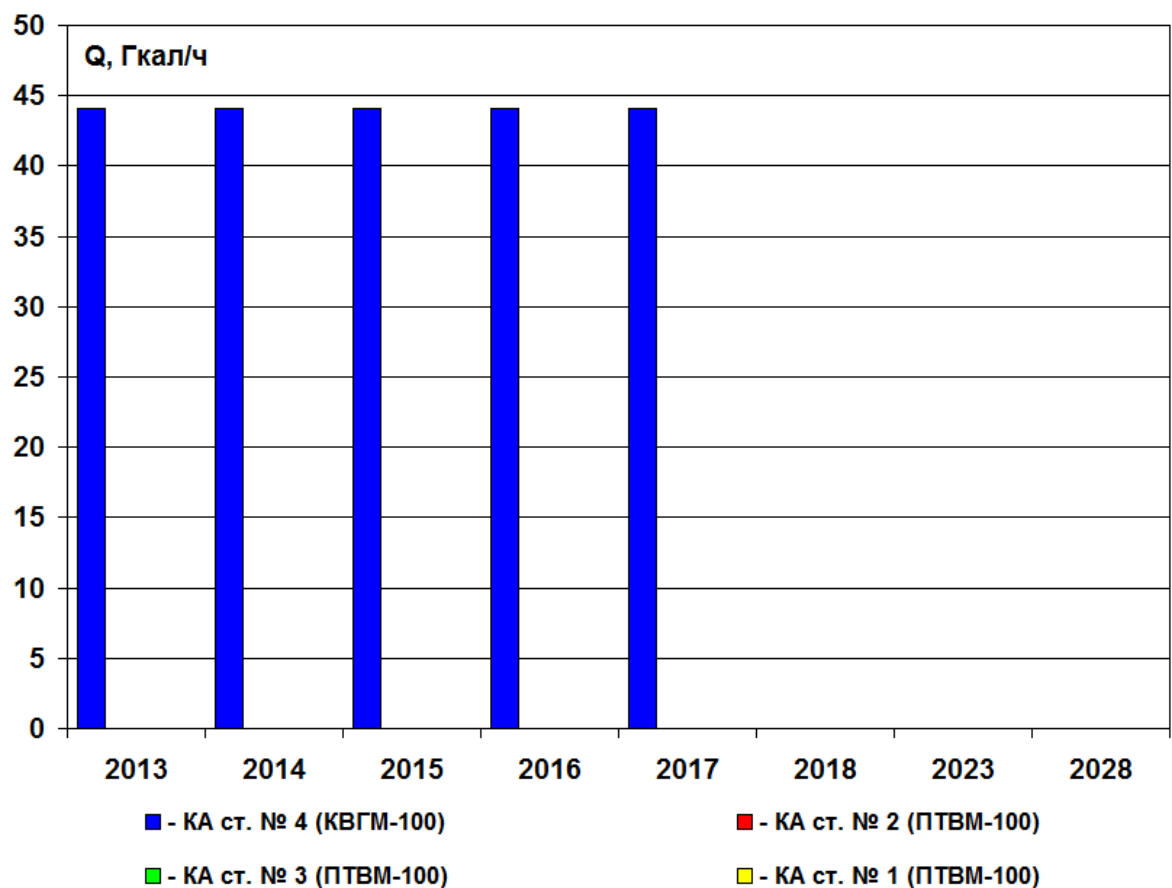


Рис. 1.16. Показатели перспективных режимов загрузки пиковых водогрейных котлов на 2014 - 2028 годы

#### 1.4. Расчет суммарного потребления условного топлива Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы

Динамика изменения расхода условного топлива по Орской ТЭЦ-1 в прогнозируемом периоде от состояния на 2013 год приведена на рис. 1.17, динамика изменения полного расхода топлива – на рис. 1.18–1.20.

Видно, что изменения годового расхода топлива Орской ТЭЦ-1 в период 2014 – 2028 годы в условиях неизменного годового отпуска электроэнергии соответствуют динамике изменения отпуска тепла внешним потребителям от ТЭЦ.

К 2028 году годовой расход топлива Орской ТЭЦ-1 увеличится на 28,7 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2013 году. Коэффициент использования топлива увеличивается с 61,1 % в 2013 году до 64,2 % в 2028 году, главным образом, из-за передачи нагрузки ПВК на оборудование комбинированного цикла и уменьшения выработки электроэнергии по конденсационному циклу.

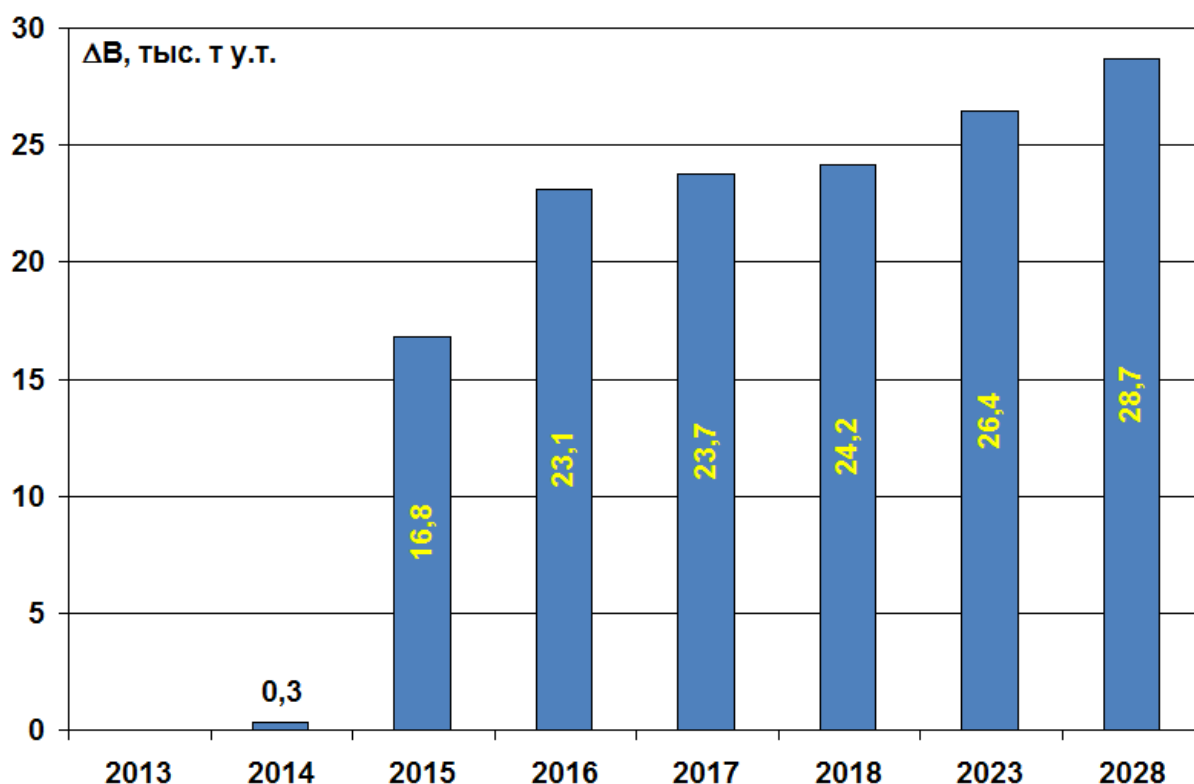


Рис.1.17. Прогноз на 2014 - 2028 годы изменения расхода условного топлива Орской ТЭЦ-1 от состояния на 2013 год

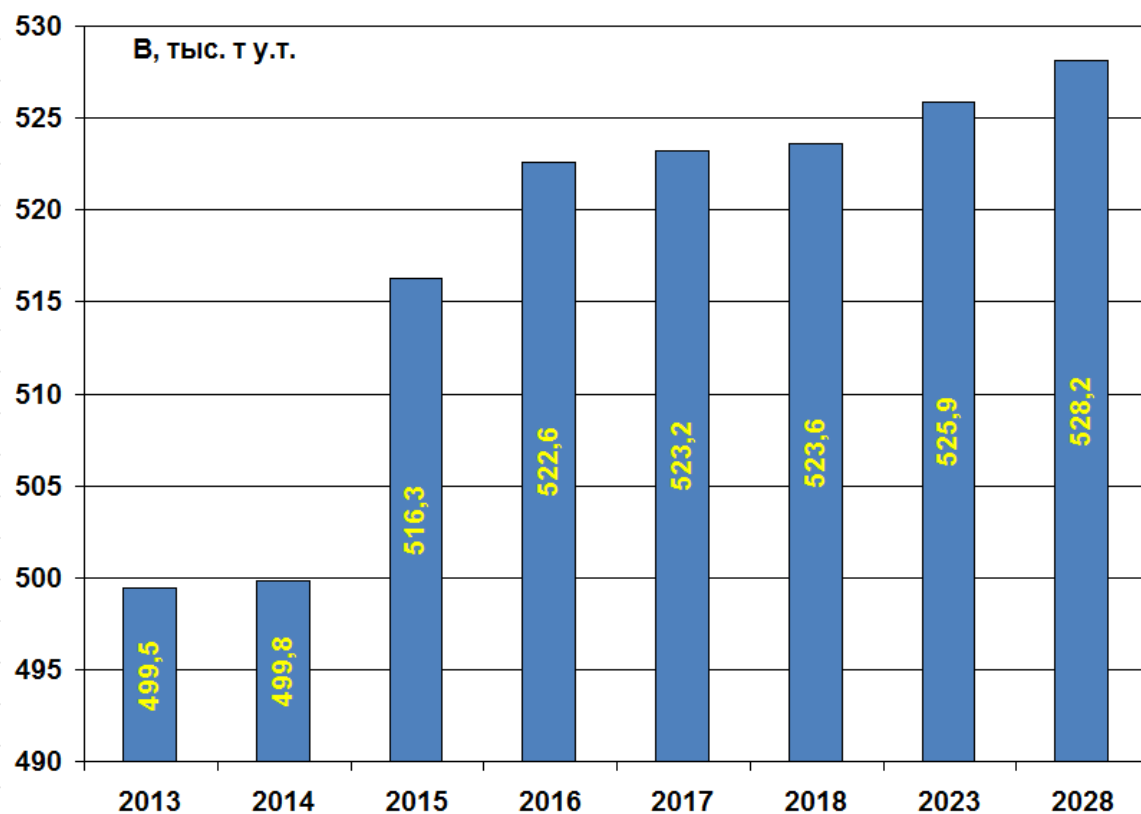


Рис. 1.18. Перспективный суммарный расход условного топлива по Орской ТЭЦ-1

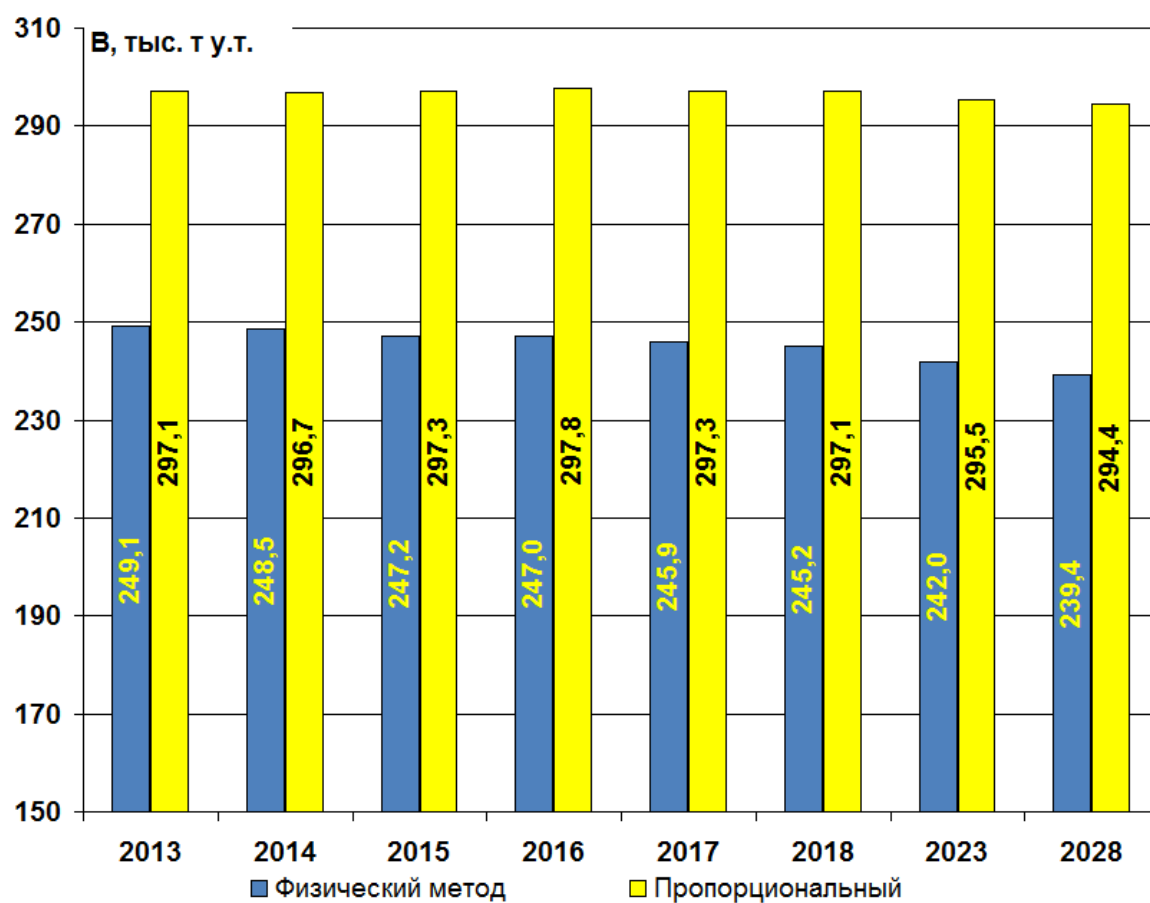


Рис.1.19. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск электроэнергии по Орской ТЭЦ-1



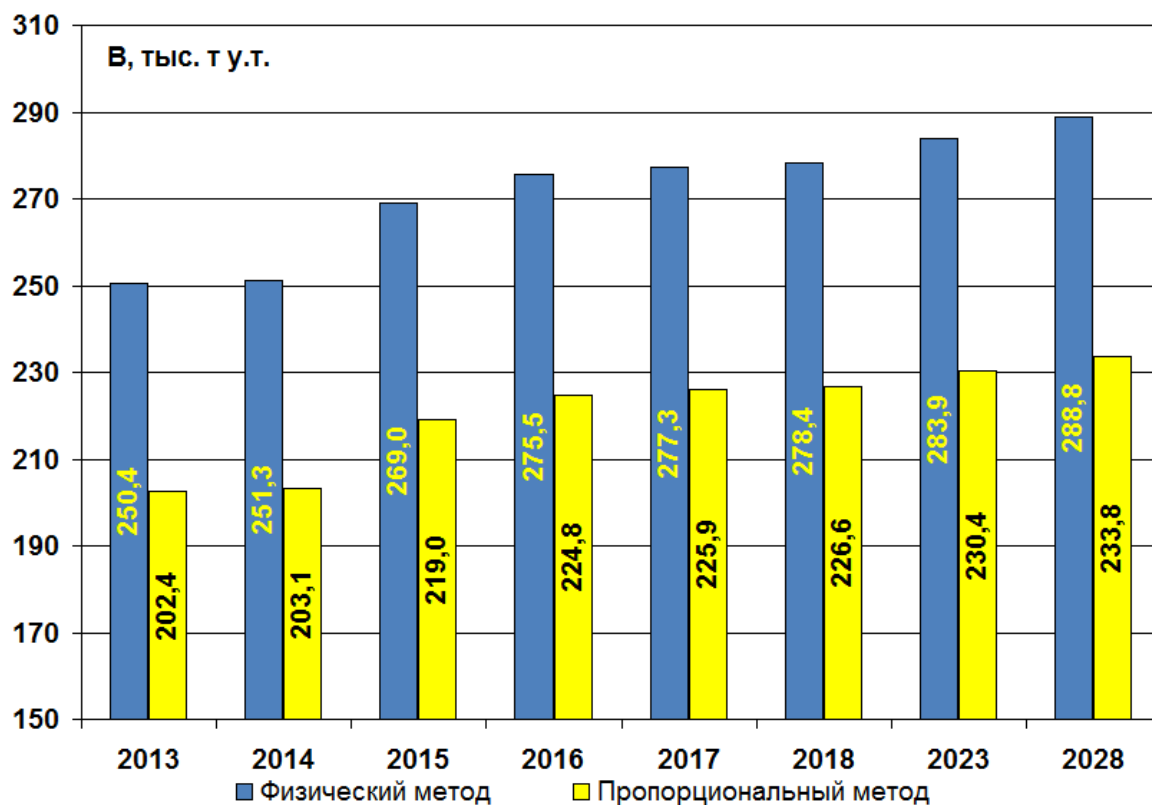


Рис.1.20. Перспективный суммарный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по Орской ТЭЦ-1

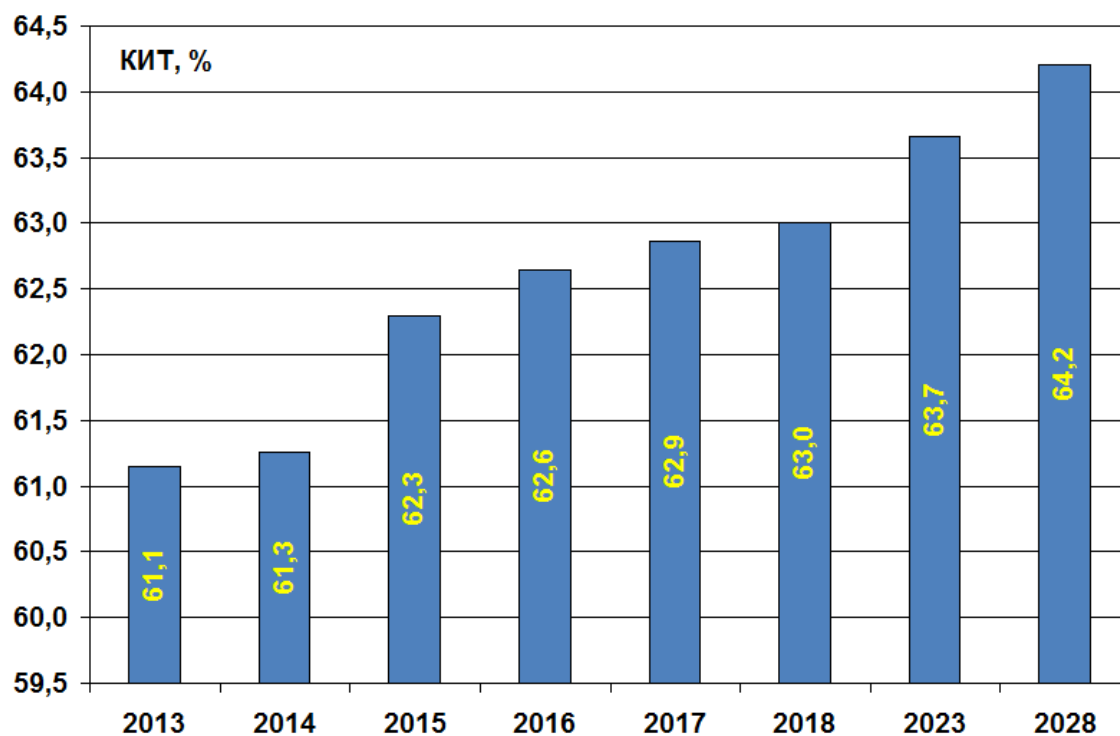


Рис.1.21. Прогноз на 2014 - 2028 годы изменения коэффициента использования топлива Орской ТЭЦ-1

## Часть 2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива

### 2.1. Методика определения нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Theta_{\text{от}} = \Theta_{\text{выр}} - \Theta_{\text{сн}}, \text{ млн. кВтч},$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **2.2. Расчет перспективных запасов аварийного и резервного топлива Орской ТЭЦ-1**

Основным видом топлива для Орской ТЭЦ – 1 является природный газ. Резервное топливо – топочный мазут марки М-100.

Природный газ поставляется по отдельному трубопроводу диаметром 700 мм от ГРС-1А (проектная производительность ГРП Орской ТЭЦ-1 200  $\text{нм}^3/\text{ч}$ ). Поставщиком является ООО «Газпром межрегионгаз Оренбург».

В состав мазутного хозяйства Орской ТЭЦ-1 входят мазутонасосные № 1 и № 2.

Мазутная насосная № 1 находится на консервации с 2004 г. согласно приказов по Орской ТЭЦ-1 № 245 от 19.04.2004 г. и № 91 от 10.08.2004 г. Согласно заключению «О техническом состоянии строительных конструкций железобетонных резервуаров хранения мазута на мазутонасосной № 1», составленному специалистами ОАО «Южно-уральский проектно-изыскательский институт» после проведения планового обследования в 2006 г., строительные конструкции резервуаров находятся в неудовлетворительном состоянии и могут быть пригодны к дальнейшей эксплуатации только после выполнения комплекса ремонтно-восстановительных работ. В связи с тем, что мазутная насосная № 1 отработала свой ресурс, она будет выведена из эксплуатации с последующим демонтажем.

Проектная емкость мазутной насосной № 2 Орской ТЭЦ-1 составляет 20000  $\text{м}^3$  или 18,4 тыс.тонн (2 резервуара емкостью по 10000  $\text{м}^3$  каждый). Эксплуатационная емкость составляет 17,8 тыс.тонн, рабочая емкость – 17,448 тыс. тонн.

Неизвлекаемый остаток мазута в хранилищах Орской ТЭЦ – 1 по данным Филиала ОАО «Оренбургская ТГК» «Орская ТЭЦ-1» составляет 0,17 тыс. тонн.

В структуре сжигаемого топлива доля природного газа составляет 99,9 %, мазута – 0,1 %.

Величина нормативных запасов резервного топлива по состоянию на 2013, 2014 годы представлена в табл. 2.1.

**Таблица 2.1**

| Наименование показателя, размерность                          | Значение |      |
|---------------------------------------------------------------|----------|------|
|                                                               | 2013     | 2014 |
| Нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ), тыс. т н.т      | 2,8      | 2,8  |
| Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ), тыс. т н.т | 5,73     | 5,73 |
| Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), тыс. т н.т            | 8,53     | 8,53 |

### **2.2.2 Расчет перспективных объемов неснижаемого запасов топлива (ННЗТ)**

Ожидаемое изменение нагрузки неотключаемых потребителей Орской ТЭЦ – 1 в период времени с 2015 по 2028 годы приведет к изменению величины нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ).

Расчеты по определению перспективных изменений ННЗТ для рассматриваемого варианта развития генерирующих мощностей энергетического узла выполнены для января, как наиболее холодного месяца каждого прогнозируемого периода с 2014 по 2028 годы.

Длительность работы ТЭЦ в режиме «выживания» принята равной 3 суток (для ТЭС, сжигающих газ).

Неотключаемым потребителем тепловой энергии является МУП «Орское предприятие тепловых сетей», осуществляющее теплоснабжение объектов коммунально-бытовой и социальной сферы г. Орск.

Неотключаемые потребители электрической энергии отсутствуют. Все потребители, питающиеся от фидеров Орской ТЭЦ-1, имеют резервное питание от единой энергосистемы.

Состав оборудования Орской ТЭЦ-1 в режиме «выживания» включает в себя:

- две турбины ПТ-65/15-130/13 с электрической нагрузкой 2х55 МВт (110 МВт);
- котлы ТГМ-84 и БКЗ-210-140ф.

Результаты расчета нормативного неснижаемого запаса топлива Орской ТЭЦ – 1 на период 2014 - 2028 годы приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

| Наименование показателя, размерность                                                                                              | Период |        |        |        |        |        |           |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|-----------|
|                                                                                                                                   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019-2023 | 2024-2028 |
| Отопительная нагрузка в режиме "выживания", тыс. Гкал/сутки                                                                       | 4320,0 | 4320,0 | 4331,5 | 4564,8 | 4595,7 | 4613,2 | 4699,7    | 4773,3    |
| Расход резервного топлива (мазута) на производство электрической и тепловой энергии в режиме "выживания" за 1 сутки, т н.т./сутки | 931,2  | 931,2  | 933,6  | 983,9  | 990,6  | 994,4  | 1013,0    | 1028,9    |
| ННЗТ, т н.т.                                                                                                                      | 2793,5 | 2793,5 | 2800,9 | 2951,8 | 2971,8 | 2983,2 | 3039,1    | 3086,7    |

### 2.2.3. Расчет перспективных объемов эксплуатационного нормативного запасов топлива (НЭЗТ)

При определении величины нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ) Орской ТЭЦ-1 на период 2014 – 2028 годы принято следующее:

- величина замещающего запаса топлива  $НЭЗТ_{зам}$ , учитывающая возможность введения поставщиком ограничения на поставку природного газа на 40 % в течение 28 суток (по 14 суток в декабре и январе) и замещением его соответствующим количеством мазута не учивалась при определении эксплуатационного запаса топлива ввиду превышения ею рабочего объема мазутонасосной Орской ТЭЦ-1;

- принимая во внимание около нулевые значения среднесуточных расходов мазута, сжигаемого для выполнения производственной программы ТЭЦ, в январе и апреле базового 2013 года, величина нормативного эксплуатационного запаса резервного топлива по состоянию на 1 октября прогнозируемого периода принята на уровне ранее утвержденного значения, равного 5 730 т н.т.

#### 2.2.4. Расчет перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ)

Результаты расчета перспективных объемов общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) приведены в табл. 2.3. В условиях Орской ТЭЦ-1 величина ОНЗТ не может быть увеличена более 8523,5 т н.т, поскольку она определена из условия полного заполнения одного из двух мазутных баков.

Таблица 2.3

| Наименование показателя, размерность | Период |        |        |        |        |        |           |           |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|-----------|
|                                      | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | 2018   | 2019-2023 | 2024-2028 |
| ОНЗТ, т н.т                          | 8523,5 | 8523,5 | 8523,5 | 8523,5 | 8523,5 | 8523,5 | 8523,5    | 8523,5    |

Динамика изменения общего нормативного запаса резервного топлива (ОНЗТ) Орской ТЭЦ-1 показывает, что к 2028 году величина ОНЗТ не изменится и составит 8,52 тыс. т.

## Выводы

1. Разработаны перспективные топливные балансы, включающие в себя плановые технико-экономические показатели работы оборудования, объемы суммарного потребления условного топлива, запасы аварийного и резервного топлива Филиала ОАО «Оренбургская ТГК» «Орская ТЭЦ-1» на период 2014 – 2028 годы.

2. При разработке перспективных топливных балансов принято следующее:

- характерные составы работающего оборудования, режимные и технико-экономические показатели работы отдельных агрегатов и энергообъекта в целом за 2013 год помесечно (базовый период);

- планируемые изменения отпуска тепловой энергии с коллекторов на период 2014 – 2028 годы (раздельно с паром 13-15 кгс/см<sup>2</sup>, паром 45 кгс/см<sup>2</sup> и горячей водой).

- изменения состава 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 Орской ТЭЦ-1 разработан алгоритм расчета прогнозных технико-экономических показателей и расходов топлива помесечно.

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

- прогнозируемая величина отпуска электроэнергии ТЭЦ в период 2014-2028 годы соответствует уровню базового 2013 года; при увеличении тепловой нагрузки турбоагрегатов режимов работы по тепловому графику нагрузок не возникает;

- в связи с увеличением тепловой нагрузки турбоагрегатов наблюдается некоторое увеличение доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу (на 6,8 % к 2028 году относительно уровня 2013 года);

- увеличение отпуска тепла в период с 2014 года по 2028 год включительно приводит к улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по выработке электроэнергии – удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2028 году от состояния 2013 года на 11,7 и 3,2 г у.т./кВт.ч при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

- общее увеличение отпуска тепловой энергии ТЭЦ к 2028 году составит 236002 Гкал, в т.ч.: 78570 Гкал с горячей водой; 12861 Гкал с паром давлением 13-15 кгс/см<sup>2</sup>; 144571 Гкал с паром давлением 45 кгс/см<sup>2</sup>.

- тепловая нагрузка ТЭЦ не может быть обеспечена без подключения ПВК вплоть до условий 2018 года. С 2018 года с вводом пиковых бойлеров, работающих на паре противо-



давления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12 нагрузка пиковых водогрейных котлов может быть передана на оборудование комбинированного цикла;

– увеличение отпуска тепла в период с 2014 года по 2028 год включительно, связанное с этим уменьшение относительных потерь тепла при его отпуске, ввод пиковых бойлеров, работающих на паре противодавления турбоагрегата Р-50-130 ст. № 12, с соответствующей разгрузкой ПВК приводит к улучшению показателей тепловой экономичности ТЭЦ по производству тепловой энергии для внешних потребителей – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в целом по ТЭЦ уменьшается к 2028 году от состояния 2013 года на 1,8 и 1,3 кг у.т./Гкал при расчете соответственно по физическому и пропорциональному методам;

– к 2028 году годовой расход топлива Орской ТЭЦ-1 увеличится на 28,7 тыс. т у.т. относительно фактического потребления топлива в 2013 году;

– коэффициент использования топлива увеличивается с 61,1 % в 2013 году до 64,2 % в 2028 году, главным образом, из-за передачи нагрузки ПВК на оборудование комбинированного цикла и уменьшения выработки электроэнергии по конденсационному циклу

5. Перспективные объемы общего нормативного запаса основного и резервного топлива (ОНЗТ) по Орской ТЭЦ-1 не изменятся и составят 8,52 тыс. т.

## Список использованных источников

1. Энергетические характеристики оборудования обособленного подразделения «Орской ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская ТГК»: Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию, Книга 1. – Екатеринбург, ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», 2010.
2. Графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла, макет расчета нормативных удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла обособленного подразделения «Орской ТЭЦ-1» ОАО «Оренбургская ТГК»: Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию, Книга 2. – Екатеринбург, ОАО «Инженерный центр энергетики Урала», 2010.
3. Отчетные данные Орской ТЭЦ-1 по форме 3-ТЕХ, 1-КЭС, 6-ТП за 2013 год помесечно.
4. 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.
5. 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).
6. 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).
7. Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива. РД 153-34.0-09.115-98: Разраб. производственной службой топливоиспользования открытого акционерного общества «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», отделом топливоиспользования Департамента электрических станций РАО «ЕЭС России», утв. Российским акционерным обществом энергетики и электрификации «ЕЭС России» 27 февраля 1998 г., ввод. в действие с 01.08.99.
8. 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.
9. 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).
10. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
11. 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».
12. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

# ПРИЛОЖЕНИЕ

**Алгоритм и примеры расчета перспективных  
технико-экономических показателей Орской ТЭЦ-1**