



EDN: DIOOFO
УДК 621.311

Особенности оптимизации энергетических режимов тепловых электростанций с ПГУ

МЕЛЕНЦОВ М. А., ООО «Сервис-модель»
620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96, оф. 201
m.melentsov@servicemodel.ru

Статья посвящена вопросам, связанным с обеспечением оптимальной работы ТЭС с ПГУ. Последовательно изложены рекомендации, призванные обеспечить оптимальный режим водо-водяного теплообменника, антиобледенительной системы, группы сетевых горизонтальных подогревателей. Рассмотрен вопрос решения общей оптимизационной задачи для ТЭС, в составе которой имеется ПГУ. Определён набор параметров ПГУ, варьируемых в процессе оптимизации; приведён набор выходных параметров. Описаны практические примеры достижения экономического эффекта за счёт применения изложенных в статье рекомендаций.

Ключевые слова: оптимизация энергетического режима, парогазовая установка, водо-водяной теплообменник, антиобледенительная система, группа сетевых горизонтальных подогревателей, ТЭС с ПГУ, оптимальная загрузка генерирующего оборудования, режим работы ПГУ.

Оптимизация энергетического режима ТЭС — это выбор режима, обеспечивающего необходимую суммарную тепловую и электрическую нагрузку ТЭС и минимум целевой функции (затрат на расходуемые энергоресурсы или расхода топлива) среди множества всех допустимых энергетических режимов, получаемых путём варьирования тепловых и электрических нагрузок агрегатов. Оптимизация энергетических режимов ТЭС используется для решения следующих задач: отыскание оптимального состава генерирующего оборудования, оптимальной загрузки генерирующего оборудования путём перераспределения тепловых и электрических (или только электрических) нагрузок.

Для ТЭС с ПГУ при нахождении оптимального распределения нагрузок между агрегатами необходимо учитывать, что загрузка ПГУ по тепловой и электрической нагрузкам может быть обеспечена разными способами, т.е. возникает вспомогательная задача оптимизации загрузки ПГУ: выбор среди множества всех допустимых режимов работы ПГУ такого режима, который обеспечивает необходимые (заданные) итоговые тепловую и электрическую нагрузки блока ПГУ при минимальном расходе топлива на ПГУ.

Статья посвящена особенностям расчётов и варьирования тепловой и электрической нагрузок ПГУ в процессе оптимизации режима ТЭС. Состав оборудования, схемы и примеры, приведённые в статье, соответствуют блокам ПГУ-228/149 и ПГУ-242/141, хотя, с учётом наличия вспомогательного оборудования, основные выводы справедливы для всех типов ПГУ.

На рис. 1 представлена схема ПГУ.

Тепловая нагрузка ПГУ складывается из нагрузки ВВТО, нагрузки ПСГ за вычетом тепловых собственных нужд ПГУ. Электрическая нагрузка — из нагрузки ГТУ и ПТ. Тепловые нагрузки КУ и ПТ и электрические нагрузки ГТУ и ПТ связаны между собой.

Покажем, что оптимальный режим ПГУ достигается при последовательной оптимальной загрузке ВВТО, АОС и группы ПСГ.

Оптимальный режим ВВТО

ГПК утилизирует тепло уходящих газов на подогрев питательной воды перед входом в деаэратор КУ. Тепло, отпускаемое от ВВТО, позволяет увеличить объём тепла от ГПК.

Специалисты ПТО станций с ПГУ задают вопрос: как на основе нормативного расчёта ТЭП для заданного энергетического режима оценить эффект от задействования ВВТО? При составлении макета расчёта нормативных ТЭП режим работы ВВТО не учитывается, потому что количество тепла, отпускаемого от ВВТО, не влияет на режим КУ, а влияет только на температуру уходящих газов. Фактически, тепло, вырабатываемое ВВТО, — это дополнительное «призовое» тепло, получаемое от уходящих газов.

Для оценки эффекта от использования ВВТО для заданного энергетического режима с включённым ВВТО рассчитаем технико-экономические параметры альтернативного режима с выключённым ВВТО. Чтобы отпуск тепла от ТЭС не изменился, в альтернативном режиме необходимо увеличить нагрузку ПСГ на величину нагрузки ВВТО. Полу-

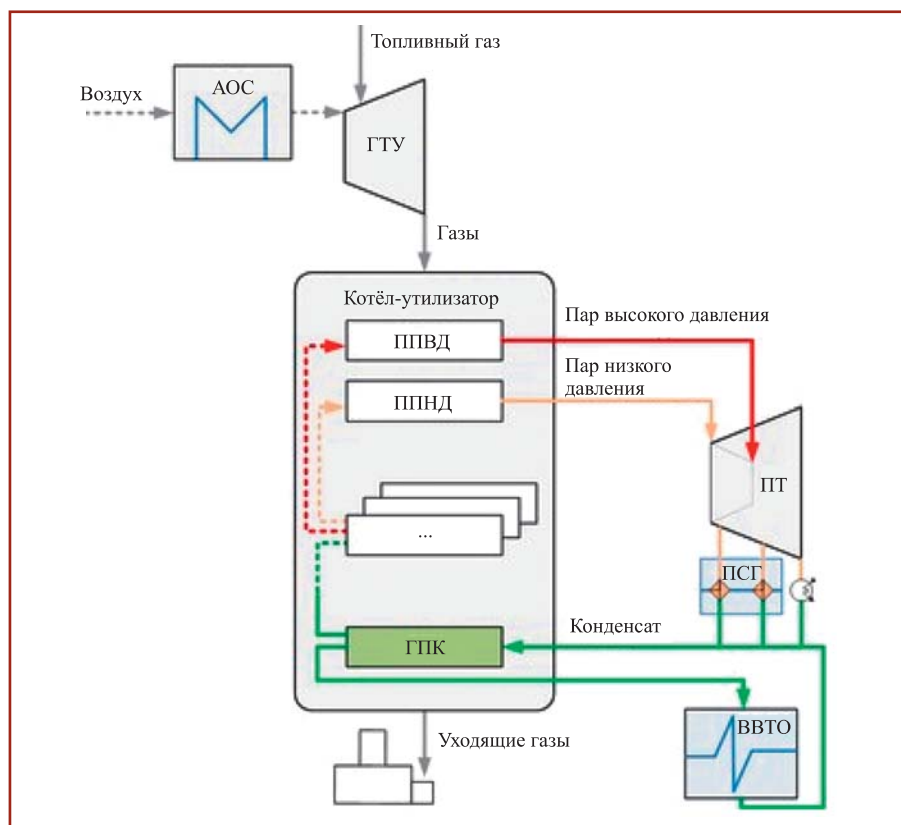


Рис. 1. Схема ПГУ:

ПГУ — парогазовая установка; ГТУ — газотурбинная установка; ПТ — паровая турбинная установка; КУ — котёл-утилизатор; ВВТО — водо-водяной теплообменник КУ; ГПК — газовый подогреватель КУ; ПСГ — группа горизонтальных сетевых подогревателей; АОС — антиобледенительная система ГТУ

ченное при этом увеличение расхода топлива в стоимостном выражении представляет собой эффект от использования ВВТО.

Вывод: наиболее экономичный режим работы ПГУ достигается при максимально допустимой нагрузке ВВТО.

Оптимальный режим АОС

Теперь рассмотрим вопрос: как оптимизировать тепловые собственные нужды ПГУ ($Q_{\text{снПГУ}}$).

$$Q_{\text{снПГУ}} = Q_{\text{АОС}} + Q_{\text{снКУ}} + Q_{\text{снПТ}}$$

где $Q_{\text{АОС}}$ — тепловые собственные нужды системы АОС, $Q_{\text{снКУ}}$ — тепловые собственные нужды КУ, $Q_{\text{снПТ}}$ — тепловые собственные нужды ПТ.

Параметры $Q_{\text{снКУ}}$ и $Q_{\text{снПТ}}$ являются условно-постоянными и зависят от температуры наружного воздуха и числа пусков оборудования. Количество тепла на АОС ($Q_{\text{АОС}}$) существенным образом зависит от режима работы АОС.

Так как на АОС расходуется значительное количество тепла (может превышать 10 Гкал/ч), для обеспечения оптимальности (максимальной экономичности) режима работы ПГУ необходимо чётко контролировать условия включения АОС в работу. Пример условий включения АОС приведён далее:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Вкл при } t_{\text{нв ф}} \leq -10^{\circ}; \\ \text{Вкл при } t_{\text{нв ф}} \leq 7^{\circ} \text{ и } f_{\text{нв ф}} \geq 70 \% \\ \text{и ПЛВНА} < 10; \\ \text{Вкл при } t_{\text{нв ф}} \leq 4^{\circ} \text{ и } f_{\text{нв ф}} \geq 80 \% \\ \text{и ПЛВНА} \geq 10, \end{array} \right.$$

где $t_{\text{нв ф}}$ — фактическая температура наружного воздуха; $f_{\text{нв ф}}$ — фактическая влажность наружного воздуха; ПЛВНА — положение направляющего аппарата.

Режим работы АОС оптимален, когда фактическая температура воздуха на входе в компрессор ПГУ поддерживается равной $t_{\text{к мин}}$ (минимально допустимая температура на входе в компрессор при работе АОС, зависит от температуры $t_{\text{нв ф}}$ и влажности $f_{\text{нв ф}}$ наружного воздуха), вычисляемой по графику (рис. 2), что объясняется следующими обстоятельствами.

1. При меньшей температуре будет возникать обледенение.
2. При превышении температуры $Q_{\text{АОС}}$ становится неоптимальным, возникают неоправданные потери тепла на АОС. Кроме того, повышение температуры перед компрессором приводит к снижению максимальной электрической мощности ПГУ.

В связи с тем, что понижение температуры перед компрессором приводит к увеличению рабочего максимума нагрузки ПГУ, решением, повышающим эффективность работы оборудования, является включение АОС в летнее время для понижения температуры перед

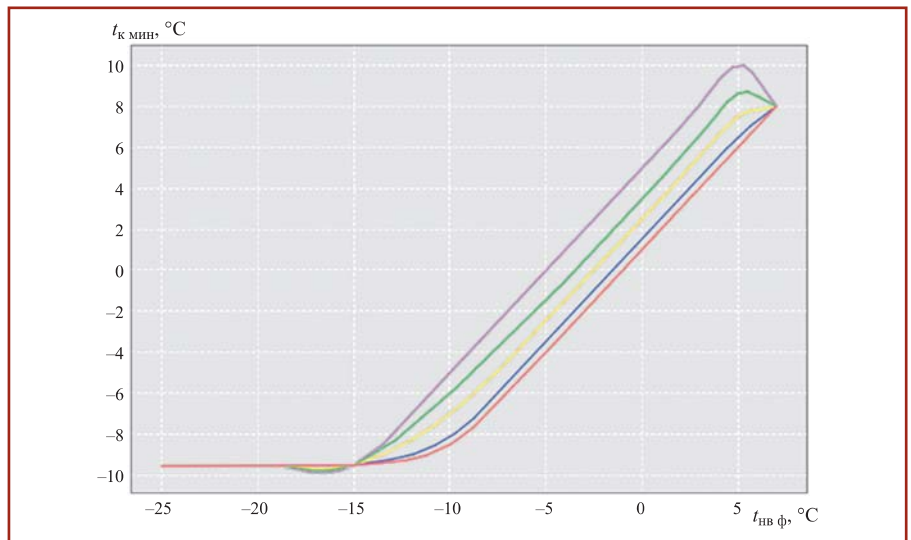


Рис. 2. Минимально допустимая температура на входе в компрессор при работе АОС при разных значениях влажности $f_{\text{нв ф}}$ (%):

— 70; — 80; — 85; — 90; — 100

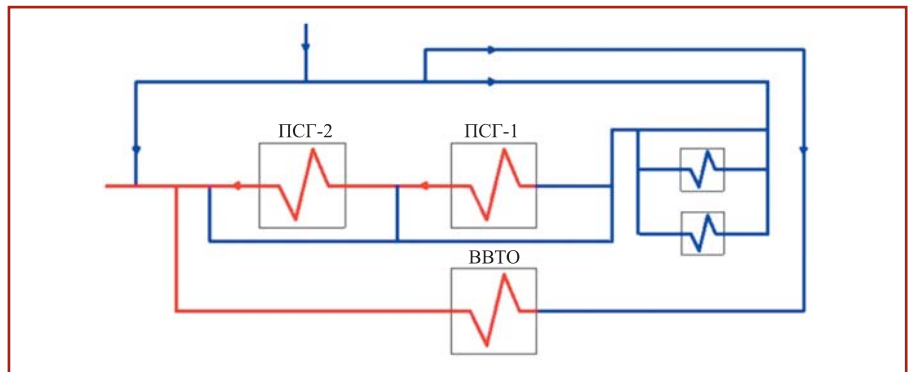


Рис. 3. Схема выработки тепла на ПГУ

компрессором с использованием воды из пруда-охладителя или испарительной установки. Увеличение рабочего максимума нагрузки позволяет увеличить объем вырабатываемой электроэнергии, что в случае, когда цена продажи превышает топливную составляющую себестоимости электроэнергии, ведёт к увеличению маржинальной прибыли.

По графику минимально допустимой температуры перед компрессором (рис. 2) и нормативным энергетическим характеристикам можно рассчитать оптимальное количество тепла $Q_{\text{АОС мин}}$

Оптимальный режим группы ПСГ

Рассмотрим нагрузку группы ПСГ ($Q_{\text{псг}}$), которая является основной составляющей тепловой нагрузки ПГУ ($Q_{\text{пгу}}$). Напомним, что

$$Q_{\text{пгу}} = Q_{\text{ввто}} + Q_{\text{псг}} - Q_{\text{сн}}$$

$$\text{где } Q_{\text{сн}} = Q_{\text{АОС опт}} + Q_{\text{сн проч}}$$

Как видно из схемы выработки тепла на ПГУ, приведенной на рис. 3, группа ПСГ включает ПСГ-2, ПСГ-1 с возможностью байпасирования (полного или частичного перетока сетевой воды в об-

ход ПСГ) как каждого из них, так и группы ПСГ в целом. Очевидно, что имеется много вариантов распределения тепловой нагрузки ПСГ ($Q_{\text{псг}}$). Выясним, какой режим работы группы ПСГ является оптимальным.

Покажем, что режим с байпасированием одного ПСГ всегда менее экономичен, чем режим без байпасирования. При байпасировании происходит повышение температуры непосредственно после ПСГ (чтобы итоговая температура сохранилась неизменной). Повышение температуры после ПСГ приводит к повышению давления в отборе пара на ПСГ, что при неизменной тепловой нагрузке ПСГ ($Q_{\text{псг}}$) снижает электрическую мощность ПТ. Это, в частности, видно из графика поправки к мощности ПТ на изменение давления в регулируемом отборе, приведенном на рис. 4.

На рис. 4 $dN_{\text{р т сг1}}$ — поправка к мощности ПТ на изменение давления в регулируемом отборе при работе в одноступенчатом режиме; $dN_{\text{р т сг1 всп1}}$ — вспомогательный параметр для расчёта поправки, для изложения значимость имеет только независимость данного параметра от $p_{\text{тнi}}$; $p_{\text{тн1}}$ — давление

в нижнем регулируемом отборе в одноступенчатом режиме.

Таким образом, байпасирование ПСГ экономически оправдано только при максимальной нагрузке ПСГ.

Из рис. 4 видно, что давление в регулируемом отборе ($p_{тн1}$) существенно влияет на мощность ПТ ($dN_{р\text{тст}1}$ — поправка к мощности $N_{пт}$, вспомогательный параметр $dN_{р\text{тст}1\text{всн}1}$ не зависит от $p_{тн1}$).

В процессе оптимизации энергетического режима ТЭС необходимо рассчитывать давление в регулируемом отборе в зависимости от изменения тепловой нагрузки ПСГ ($Q_{псг}$).

Теперь рассмотрим, как оптимально выбрать режим работы группы ПСГ. Чем ближе к хвостовой части турбины расположен отбор, тем большую механическую работу успевают совершить пар, уходящий в отбор (при этом возрастает объём теплофикационной выработки электроэнергии, что повышает экономичность). ПСГ-1 потребляет пар из нижнего регулируемого отбора, поэтому, если тепловая нагрузка ПСГ ($Q_{псг}$) и требуемая температура после ПСГ могут быть обеспечены за счёт ПСГ-1, то одноступенчатый режим является наиболее оптимальным.

Итак, получили вывод, что оптимальная тепловая нагрузка группы ПСГ обеспечивается:

- при минимально возможном байпасировании;
- в одноступенчатом режиме, если обеспечивается необходимая температура сетевой воды после ПСГ.

Расчёт нагрузок ПГУ в процессе оптимизации режимов ТЭС

Важным фактором, который следует учитывать при оптимизации энергетических режимов ТЭС с ПГУ, представляется зависимость электрической нагрузки ПТ ($N_{пт}$) от тепловой нагрузки ПСГ ($Q_{псг}$).

Из графика удельного расхода тепла на производство электроэнергии, приведённого на рис. 5, видно, что при увеличении тепловой нагрузки ПСГ ($Q_{псг}$) удельный расход тепла на производство электроэнергии уменьшается, но при этом уменьшается и рабочий максимум по электрической мощности ($N_{пт}$).

При фиксированных погодных условиях расход топлива на ПГУ ($B_{пгу}$) рассчитывается как функция от нагрузки ПГУ ($N_{пгу}$):

$$B_{пгу} = b(N_{пгу}).$$

Паровая турбина работает на сколь-зких параметрах, т. е. электрическая нагрузка ПТ определяется нагрузкой ПГУ и выработкой тепла от ПСГ:

$$N_{пт} = f(N_{пгу}, Q_{псг}).$$

Следовательно, в процессе оптимизации энергетического режима ТЭС у блока ПГУ варьируемыми параметрами являются $Q_{псг}$ и $N_{пгу}$. При этом тепло, отпускаемое от блока, рассчитывается по формуле:

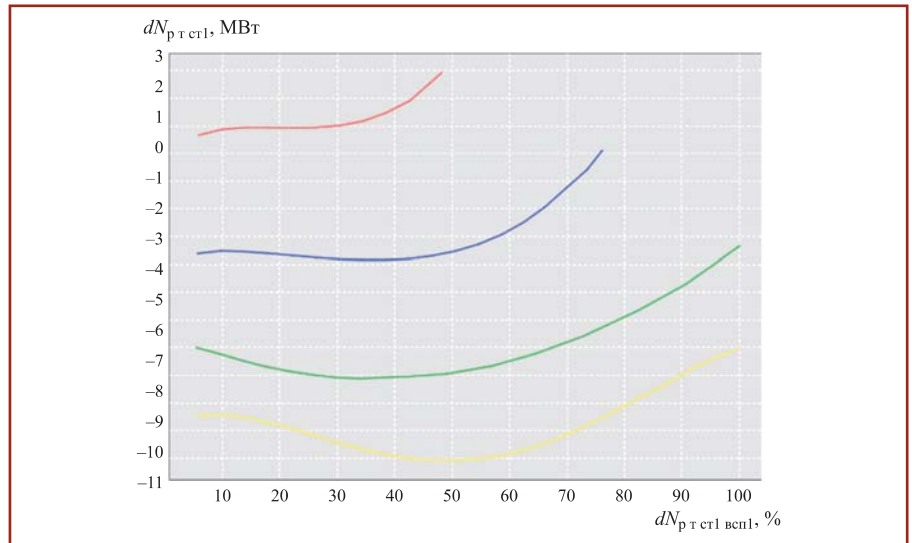


Рис. 4. Поправка к мощности ПТ на изменение давления в регулируемом отборе $p_{тн1}$ (кгс/см²): — — 0,6; — — 1,5; — — 2,0; — — 2,5

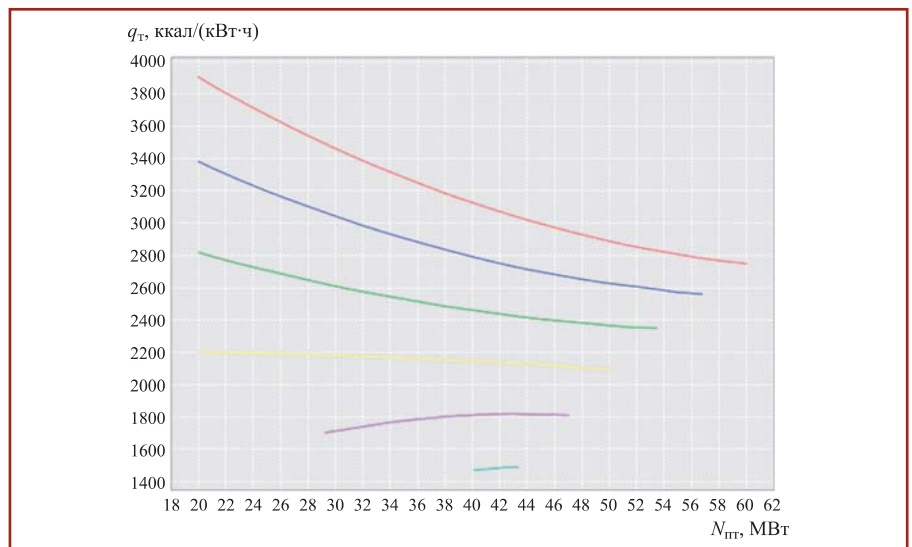


Рис. 5. Удельный расход тепла на производство электроэнергии q_t в зависимости от количества тепла, отпускаемого от ПСГ $Q_{псг}$ (Гкал/ч): — — 0; — — 20; — — 40; — — 60; — — 80; — — 100

$$Q_{пгу} = Q_{в\text{то опт}} + Q_{псг опт} - Q_{аос опт} - Q_{сн проч}$$

где $Q_{в\text{то опт}}$ — оптимальная (максимальная) нагрузка ВВТО; $Q_{псг опт}$ — нагрузка группы ПСГ, равная тепловой нагрузке ПСГ ($Q_{псг}$), вырабатываемая при оптимальной нагрузке группы; $Q_{аос опт}$ — оптимальное (минимально допустимое) тепло на АОС; $Q_{сн проч}$ — прочие постоянные тепловые собственные нужды КУ и ПТ.

Электрическая мощность ПГУ

$$N_{пгу} = N_{пгу} + N_{пт} = N_{пгу} + f(N_{пгу}, Q_{псг}).$$

При оптимизации энергетического режима ТЭС на основании принципа равенства относительных приростов затрат [1] либо на основании других нелинейных методов отыскания экстремума возникает необходимость рассчитывать производную расхода топлива на ПГУ

($B_{пгу}$) в зависимости от тепловой ($Q_{пгу}$) и электрической ($N_{пгу}$) нагрузки ПГУ.

Производная по тепловой нагрузке:

$$\frac{\partial B_{пгу}}{\partial Q_{пгу}} = \frac{\partial B_{пгу}}{\partial N_{пгу}} \frac{\partial N_{пгу}}{\partial Q_{псг}} = b' \cdot \frac{\partial Q_{псг}}{1 - \frac{\partial f}{\partial N_{пгу}}}$$

Производная по электрической нагрузке:

$$\frac{\partial B_{пгу}}{\partial N_{пгу}} = \frac{\partial B_{пгу}}{\partial N_{пгу}} \frac{\partial N_{пгу}}{\partial N_{пгу}} = b' \cdot \frac{1}{1 + \frac{\partial f}{\partial N_{пгу}}}$$

Итак, мы получили формулы для вычисления расхода топлива и нагрузок ПГУ в зависимости от $N_{пгу}$ и $Q_{псг}$:

$$\begin{cases} B_{пгу} = b(N_{пгу}); \\ N_{пгу} = N_{пгу} + f(N_{пгу}, Q_{псг}); \\ Q_{пгу} = Q_{в\text{то опт}} + Q_{псг опт} - Q_{аос опт} - Q_{сн проч} \end{cases}$$

Таблица 1

ТЭП	Фактический режим работы ПТ	
	1	2
Расход пара ВД на паровую турбину, т/ч	199,61	208,25
Расход пара НД на ПТ, т/ч	47,60	50,03
Фактическое абсолютное давление пара ВД перед ПТ, МПа	6,04	6,26
Фактическое абсолютное давление пара НД перед ПТ, МПа	0,83	0,87
Фактический расход тепла на турбину на производство электроэнергии, Гкал/ч	52,87	59,39
Мощность турбины ($N_{\text{тн}}$), МВт	47,46	45,78
Тепловая нагрузка турбины ($Q_{\text{псг}}$), Гкал/ч	125,40	124,25
Фактическое давление пара в отборе, кгс/см ²	0,79	1,21
Температура до ПСГ-1, °С	50,85	52,92
Температура после ПСГ-1, °С	72,84	84,91
Температура после ПСГ-2, °С	89,51	102,12
Расход сетевой воды через ПСГ, м ³ /ч	3114,93	2408,23
Расход сетевой воды — байпас ПГУ, м ³ /ч	0,00	1414,91
Фактическое значение абсолютного давления отработавшего пара в конденсаторе турбоагрегата, кгс/см ²	0,04	0,03
Фактический расход пара в конденсатор, т/ч	10,61	19,78
Расход циркуляционной воды через конденсатор, т/ч	6083,04	6834,06
Температура циркуляционной воды на выходе из конденсатора, °С	29,49	25,16
Температура циркуляционной воды на входе в конденсатор, °С	27,50	21,90

Таблица 2

Параметр	Режим	
	Фактический	Оптимальный
Общестанционные затраты на топливо, руб/ч	562 222	542 897
Затраты на топливо для ПГУ-1, руб/ч	241 084	285 139
Затраты на топливо для ПГУ-2, руб/ч	275 547	236 353
Затраты на топливо для водогрейного котла, руб/ч	45 590	21 405
Электрическая мощность станции, МВт	434	434
Мощность ГТУ-1, МВт	149	186
Мощность ПТ-1, МВт	51	56
Мощность ГТУ-2, МВт	179	145
Мощность ПТ-2, МВт	55	46
Нагрузка КУ-1, Гкал/ч	124	130
Нагрузка КУ-2, Гкал/ч	191	159
Суммарная тепловая нагрузка ПСГ и ВК, Гкал/ч	221	221
Тепловая нагрузка ПСГ-1, Гкал/ч	75	90
Тепловая нагрузка ПСГ-2, Гкал/ч	80	100
Нагрузка водогрейного котла, Гкал/ч	66	31

и формулы для вычисления производных расхода топлива:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial B_{\text{пгу}}}{\partial Q_{\text{пгу}}} = b' \frac{\frac{\partial f}{\partial Q_{\text{псг}}}}{1 - \frac{\partial f}{\partial N_{\text{пгу}}}}; \\ \frac{\partial B_{\text{пгу}}}{\partial N_{\text{пгу}}} = b' \frac{1}{1 + \frac{\partial f}{\partial N_{\text{пгу}}}}. \end{array} \right.$$

Оценка эффекта на практических примерах

Пример 1. Эффект от оптимизации режима группы ПСГ

Оценим эффект, возникающий за счёт оптимизации режима группы ПСГ. Сравним два фактических режима (табл. 1).

В таблице приведены фактические данные по режимам работы ПТ на одну и ту же дату с разницей в 1 год. Во втором режиме тепловая и электрическая нагрузки меньше, чем в первом, хотя расход пара и тепла на турбину больше. Это объясняется разницей давлений пара в отборе, которая обусловлена байпасированием сетевой воды. Фактические данные по режимам подтверждают расчёт по характеристикам, который показывает, что при повышении давления в отборе с 0,79 до 1,21 кгс/см²

снижение электрической мощности ПТ составит 2 МВт. При средней цене оптового рынка 1500 руб/МВт вследствие неоптимального байпасирования возникают потери, равные стоимости потерянной мощности в 3000 руб/ч.

Пример 2. Эффект от оптимизации режима ТЭС с ПГУ

Результаты, полученные в разделе «Расчёт нагрузок ПГУ в процессе оптимизации режимов ТЭС», позволяют оптимизировать энергетические режимы ТЭС, в состав которых входят блоки ПГУ. Оценим эффект от оптимизации станции, в состав которой входят два блока ПГУ и два водогрейных котла. Оптимизируем типовой режим работы ТЭС за один из зимних месяцев. Фактическое и оптимальное распределение тепловых и электрических нагрузок между агрегатами и затраты на топливо представлены в табл. 2.

Легко рассчитать, что для рассматриваемого типового режима эффект от оптимизации составляет 3,4 % часовых затрат на расходуемое топливо. В абсолютном виде экономия составляет 19 325 руб/ч.

Выводы

1. Оптимальный режим работы ПГУ обеспечивается при последовательном выполнении рекомендаций, описанных в разделах «Оптимальный режим ВВТО», «Оптимальный режим АОС», «Оптимальный режим группы ПСГ». Все рекомендации могут быть выполнены специалистами ТЭС.

2. В процессе оптимизации энергетических режимов ТЭС расчёты режима ПГУ имеют отличия по сравнению с другими типами агрегатов:

- для ПГУ варьируемые и выходные параметры различаются: варьируемыми параметрами являются тепловая нагрузка ПСГ ($Q_{\text{псг}}$) и электрическая нагрузка ГТУ ($N_{\text{пгу}}$), а выходными — тепловая и электрическая нагрузки ПГУ;

- при изменении варьируемых нагрузок выходные нагрузки и ТЭП ПГУ должны рассчитываться из условий оптимальной загрузки ПГУ.

3. Оптимальная загрузка ПГУ и оптимизация режима станций, включающих ПГУ, обеспечивают значимые экономические эффекты. Для достижения максимального эффекта оптимизация режима ТЭС должна осуществляться при выполнении условия оптимальной загрузки ПГУ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Горнштейн В. М. Методы оптимизации режимов энергосистем // В. М. Горнштейн, Б. П. Мирошниченко, А. В. Пономарев и др. — М.: Энергоиздат, 1981. — 336 с.