

УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОКОТЛОВ НА ТЭЦ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛОФИКАЦИИ

Канд. техн. наук, доц. ШКОДА Н. И.,

кандидаты экон. наук, доценты НАГОРНОВ В. Н., ШКОДА В. И.

Белорусская государственная политехническая академия

Институт управления и предпринимательства

Особенностью энергетики Беларуси является высокая доля импорта электроэнергии (в годовом разрезе за 1998 г. — 31,3 %, в отдельные периоды — до 40 %). Причем вся эта электроэнергия передается в Беларусь в базовом режиме, что вынуждает свои электростанции эксплуатировать в резкопеременном режиме с глубокой разгрузкой ночью и в выходные дни. Производство электроэнергии в Республике Беларусь в 1990 г. составляло 39,3 млрд. кВт·ч, а в 1998 г. — 23,4 млрд. кВт·ч, т. е. менее 60 %, при этом установленная мощность электростанций за этот период возросла примерно на 500 МВт, или на 7,3 % (только на ТЭЦ). Таким образом, средняя загрузка электростанций Беларуси составляет менее 55 % от уровня 1990 г., что не превышает установленной мощности ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей.

По условиям выполнения диспетчерского графика электрических нагрузок, а также для исключения больших перетоков электроэнергии по линиям электропередач на некоторых ТЭЦ при неполной загрузке теплофикационных отборов турбин включают в работу пиковые водогрейные котлы (ПВК) или отпускают теплоту через редуционно-охладительные установки (РОУ). Это приводит не только к снижению доли комбинированного производства тепловой и электрической энергии в энергосистеме, но и потере экономичности теплофикационных турбин за счет снижения при этом их абсолютного внутреннего КПД $\eta_{ai} = \eta_{др}\eta_{oi}$, где $\eta_{др}$ — КПД дросселирования в парораспределительных органах, а η_{oi} — относительный внутренний КПД проточной части турбины.

Проведенные нами исследования показывают, что при передаче тепловой нагрузки турбин не на ПВК или РОУ, а на дополнительно устанавливаемые электродкотлы за счет дополнительной загрузки проточной части турбин обеспечивается экономия топлива

$$\Delta B = N_{ТЭЦ} (b_3^{ТЭЦ-N_p} - b_3^{ТЭЦ}) - Q_{эк} \Delta b_Q^{эк} - (Q_p - Q_{эк}) \Delta b_Q^T, \quad (1)$$

где $N_{ТЭЦ}$ — электрическая мощность ТЭЦ при передаче тепловой нагрузки отборов турбин на ПВК; $b_3^{ТЭЦ-N_p}$ и $b_3^{ТЭЦ}$ — соответственно удельные расходы топлива на ТЭЦ при передаче части тепловой нагрузки отборов турбин на ПВК и при тепловой нагрузке турбин с включенными электродкотлами; $Q_p = Q_{ПВК}$ и $Q_{эк}$ — тепловая нагрузка (разгрузка) турбин, передаваемая на ПВК и необходимая тепловая мощность электродкотлов соответственно; $\Delta b_Q^{эк}$ и Δb_Q^T — разность удельных расходов топ-

лива на выработку теплоты электрокотлами и ПВК, а также отпускаемой от турбин и ПВК соответственно:

$$\Delta b_Q^{\text{ЭК}} = (b_Q^{\text{ЭК}} - b_Q^{\text{ПВК}}) = \frac{B_{\text{Э}}}{3,6W_{\text{Э}}^{\text{ЭК}}} - \frac{B_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{ПВК}}} = \quad (2)$$

$$= \frac{3600}{3,6Q_{\text{н}}^{\text{п}}\eta_{\text{с}}^{\text{э}}\eta_{\text{ЭП}}\eta_{\text{ЭК}}} - \frac{10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}\eta_{\text{ПВК}}} = \frac{10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}\eta_{\text{тр}}\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}\eta_{\text{ЭП}}\eta_{\text{ЭК}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ПВК}}} \right);$$

$$\Delta b_Q^{\text{Т}} = \frac{B_{\text{Т}}}{Q_{\text{Т}}} - \frac{B_{\text{ПВК}}}{Q_{\text{ПВК}}} = \frac{10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}\eta_{\text{с}}^{\text{т}}} - \frac{10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}\eta_{\text{ПВК}}} = \frac{10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}\eta_{\text{тр}}\eta_{\text{ту}}^{\text{т}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ПВК}}} \right). \quad (3)$$

Здесь $B_{\text{Э}}$, $B_{\text{ПВК}}$ и $B_{\text{Т}}$ – расход топлива на производство электроэнергии $W_{\text{Э}}$, потребляемой электрокотлами, на производство теплоты водогрейными котлами $Q_{\text{ПВК}}$ и турбиной $Q_{\text{Т}}$ соответственно; $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – низшая теплотворная способность топлива; $\eta_{\text{с}}^{\text{э}}$, $\eta_{\text{ка}}$, $\eta_{\text{тр}}$, $\eta_{\text{м}}$, $\eta_{\text{г}}$, $\eta_{\text{ЭП}}$, $\eta_{\text{ЭК}}$, $\eta_{\text{ПВК}}$ и $\eta_{\text{ту}}^{\text{т}}$ – соответственно КПД станции по выработке электроэнергии, энергетического котла (котельного агрегата), трубопроводов, механический, электрического генератора, электропередачи, электрокотла, ПВК и турбоустановки по производству теплоты.

С учетом (2) и (3) выражение (1) можно записать

$$\Delta B = N_{\text{ТЭЦ}} (b_{\text{Э}}^{\text{ТЭЦ-Нр}} - b_{\text{Э}}^{\text{ТЭЦ}}) - \frac{Q_{\text{ЭК}} \cdot 10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}\eta_{\text{тр}}\eta_{\text{м}}\eta_{\text{г}}\eta_{\text{ЭП}}\eta_{\text{ЭК}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ПВК}}} \right) - \quad (4)$$

$$- \frac{(Q_{\text{р}} - Q_{\text{ЭК}}) \cdot 10^3}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{ка}}\eta_{\text{тр}}\eta_{\text{ту}}^{\text{т}}} - \frac{1}{\eta_{\text{ПВК}}} \right).$$

При включении в работу электрокотлов снижение электрической нагрузки ТЭЦ происходит, с одной стороны, за счет потребления электрокотлами вырабатываемой турбиной электроэнергии и, с другой – путем частичного замещения при этом тепловой нагрузки отборов турбины отпуском теплоты от электрокотлов, что, в свою очередь, также приводит к уменьшению электрической мощности теплофикационного энергоблока.

Подсчитано [1], что для турбины Т-180-130-1 1 МВт мощности электрокотлов дает снижение (разгрузку) 1,6 МВт мощности турбины, для Т-100/120-130 – примерно 1,5 МВт. Такое значение электрической мощности соответствует уменьшению тепловой нагрузки отборов соответственно на 2,69 и 2,97 МВт. Это означает, что 1 МВт мощности электрокотлов для ТЭЦ с турбинами Т-180-130-1 и Т-100/120-130 для одного и того же значения разгрузки соответствует 2,69 и 2,97 МВт тепловой мощности ПВК, т. е. соотношение тепловой мощности устанавливаемых электрокотлов и ПВК для указанных ТЭЦ при разгрузке составляет 1:2,69 и 1:2,97 (37,2 и 33,8 %) соответственно. Это также означает, что, кроме эксплуатационных преимуществ использования электрокотлов

для разгрузки ТЭЦ и повышения надежности системы теплоснабжения [1, 2], по сравнению с установкой ПВК достигается значительная экономия капитальных затрат.

Приведенная методика позволяет на основе нормативных характеристик оборудования (рис. 1) с высокой точностью определить экономию топлива при разгрузке ТЭЦ за счет электродкотлов по сравнению с передачей тепловой нагрузки отборов турбин на ПВК.

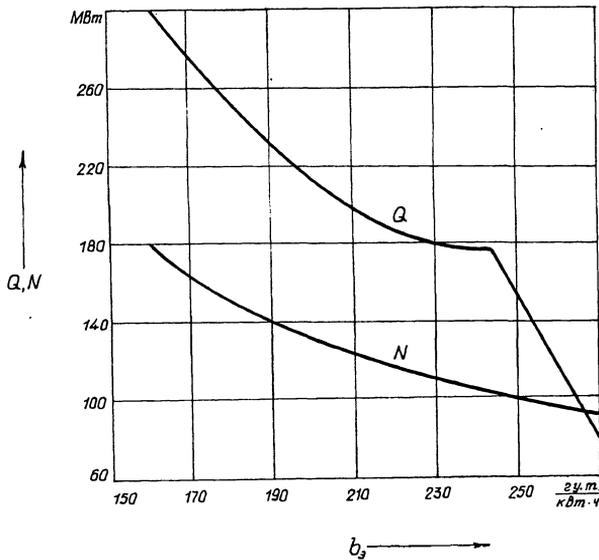


Рис. 1. График зависимости нормативных удельных расходов топлива от тепловой и электрической нагрузки турбины Т-180-130-1 при работе энергоблока на газе

К примеру, на Гомельской ТЭЦ-2 с турбинами Т-180-130-1 за декабрь 1996 г. и январь 1997 г. ПВК проработали 140 часов со средней нагрузкой 145 Гкал/ч при разгрузке турбин до технического минимума. Расчеты, выполненные по приведенной выше методике, показали, что перерасход условного топлива при этом составляет порядка 1500 тонн стоимостью 96 тыс. долл. США.

Исследования [1] показывают, что разгрузка ТЭЦ по маневренной схеме на основе дополнительно устанавливаемых РОУ и бойлерных установок [3] привела бы к еще большему пережогу топлива.

С учетом показанных особенностей Белорусской энергосистемы вывод из работы электродкотельных в промышленности и сельском хозяйстве (для экономии электроэнергии) с переходом на прямой нагрев воды в огневых котлах на органическом топливе также приводит к вытеснению теплофикационной выработки электроэнергии на ТЭЦ энергосистемы и, кроме дополнительных капитальных затрат при таком решении и утраты преимуществ электронагревателей (удобство обслуживания и полной автоматизации, более высокой пожарной безопасности и др.), приводит не к экономии, а пережогу топлива.

КПД прямого нагрева воды составляет порядка 60–65 %. Удельный расход топлива

$$b_Q^{\text{пн}} = \frac{B}{Q} = \frac{1}{Q_{\text{н}} \eta_{\text{пн}}} \approx \frac{1 \cdot 10^3}{29,31 \cdot 0,625} \approx \frac{34,1}{0,625} \approx 54,56, \text{ кг/ГДж.} \quad (5)$$

При получении теплоты в электрокотлах, использующих электроэнергию, выработанную на тепловом потреблении с учетом ее потерь в сетях 10 % (КПД преобразования электроэнергии электронагревателях – 100 %), удельные затраты топлива составят [1]

$$b_Q^{\text{эк}} = \frac{b_Q^{\text{эк(ТЭЦ)}}}{\eta_{\text{эл}}} \approx \frac{40,0}{0,90} \approx 44,5, \text{ кг/ГДж.} \quad (6)$$

Разница – 10 кг условного топлива на 1 ГДж отпуска теплоты, т. е. ликвидация 1 МВт мощности электрокотельных даст перерасход порядка 50 кг условного топлива в час.

Таким образом, установка электрокотлов на ТЭЦ и их сохранение в эксплуатации на народнохозяйственных объектах позволяет при минимальных капитальных затратах повысить маневренность и надежность генерирующего оборудования и обеспечить экономию органического топлива, что повышает эффективность теплофикации.

Выполненные нами и представленные в Минэкономике Республики Беларусь расчеты, а также данные других специалистов убедительно свидетельствуют о том, что выигрыш потребителей, находящихся в зоне действия мощных ТЭЦ и прилегающих к ней теплотрасс и построивших свою котельную или миниТЭЦ с паротурбинными или газотурбинными установками, достигается исключительно за счет перекрестного субсидирования и приводит к суммарному пережогу топлива на отпуск одного и того же количества электроэнергии и теплоты.

ВЫВОДЫ

1. С учетом нарастающей изношенности действующего парка оборудования ТЭС для сохранения его надежности и экономичности маневр электрической мощностью наиболее эффективно осуществлять на ТЭЦ за счет дополнительной установки и включения в работу электродных котлов.

2. Разработана сравнительная методика определения тепловой экономичности различных способов разгрузки ТЭЦ с использованием нормативных характеристик оборудования, позволяющая наиболее точно учитывать влияние изменения относительного расхода свежего пара на турбину на экономичность энергоблока.

3. Применение традиционных или стереотипных решений и методик их обоснования для экономии энергоресурсов без учета особенностей Белорусской энергосистемы и технико-экономического расчета может привести не к снижению, а перерасходу первичных энергоресурсов в Республике Беларусь.

4. Так как на миниТЭЦ и котельных производство 1 Гкал теплоты по сравнению с ее отпуском из отборов мощных турбин ТЭЦ связано с пе-

перасходом 60—80 кг условного топлива соответственно, то необходимо, например, принять налог на топливо, потребляемое для получения этой теплоты. Плату за вредные выбросы в атмосферу, связанную с этим перасходом, также следует брать по дифференциальному тарифу в прямой зависимости от близости жилой зоны, и в обратной — от площади рассеивания этих выбросов (высоты дымовой трубы).

ЛИТЕРАТУРА

1. Ш к о д а Н. И. О привлечении ТЭЦ к регулированию переменной части графика электрических нагрузок // Теплоэнергетика. — 1998. — № 2. — С. 10—13.
2. Э ф ф е к т и в н о с т ь применения электродеталей в отопительных котельных и на ТЭЦ / М. И. Гитман, Д. П. Махура, И. А. Смирнов и др. // Теплоэнергетика. — 1989. — № 6. — С. 27—31.
3. В о п р о с ы совершенствования маневренных ТЭЦ / П. Н. Кнотько, В. М. Сыропушинский, А. В. Щербина и др. // Сб. тр. ВНИПИэнергопром. Системы централизованного теплоснабжения с теплоисточниками на органическом топливе. — 1982. — С. 150—156.

Представлена
кафедрой ТЭС

Поступила 27.07.2000

УДК 621.311

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Канд. техн. наук **ЩИННИКОВ П. А.**

Новосибирский государственный технический университет

Задача оптимизации генерирующих мощностей энергосистемы региона, структурная схема которой показана на рис. 1, а по существу регионального топливно-энергетического комплекса, актуальна. В общем случае энергосистема состоит из теплофикационных блоков типа Т и ПТ, конденсационных блоков К, энергоблоков ГЭС Г, резервных энергоблоков Р и котельных установок КУ. Кроме того, допускается возможность перетоков мощности из смежных энергосистем N_n .

При моделировании задачи оптимизации ЭС используется теория графов [1], на основании которой в наиболее общем случае ТЭК можно представить в виде $\Gamma_{\text{ТЭК}}$ -графа, состоящего из множества Z генерирующих установок и множества G связей между этими установками. Каждая z -я установка ($z \in Z$, $z = l + m + n + k + f + p$) в свою очередь представлена в виде Γ_z -го графа, состоящего из i -го числа функционирующих частей (множества $I_1 \dots I_i$) с j -м количеством связей между ними (множества $J_1 \dots J_j$) [2, 3]. По g и j связям осуществляются перетоки экспорта. При таком подходе оптимальная структура ТЭК определяется