

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И РЕЖИМНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МИНСКОЙ ТЭЦ-3

Докт. техн. наук, проф. КАЧАН А. Д.,
инженеры БАУБЕЛЬ Л. А., ШНАЙДЕРМАН Ю. М.

*Белорусский национальный технический университет,
Белорусский теплоэнергетический институт,
Минская ТЭЦ-3*

Приведенные в статье решения по повышению системной эффективности Минской ТЭЦ-3 основаны на результатах аудита, выполненного в 2001 г. БелТЭИ, данных исследований кафедры ТЭС БНТУ по оптимальному распределению нагрузок между турбоустановками ТЭЦ, а также проводимых на МТЭЦ-3 работ по совершенствованию ее технологической схемы и наладке оборудования.

Минская ТЭЦ-3 включает первую очередь с турбинами ПТ-25-90/10, одна из которых реконструирована в турбину типа Р с противодавлением 0,12 МПа, и очередь с начальным давлением пара 14 МПа, на которой установлены турбины ПТ-60-130/13 и Т-100-130. Первая очередь фактически отработала свой ресурс и в настоящее время из условий надежности работает с пониженными начальными параметрами пара ($p_0 = 8$ МПа; $t_0 = 480$ °С).

Турбоустановки первой очереди могут работать с минимальными потерями теплоты в цикле ввиду работы турбины ст. № 2 с противодавлением и практически полной утилизации теплоты отработавшего пара в конденсаторе турбины ст. № 1 за счет подогрева сырой воды.

Однако в связи с работой с пониженными начальными параметрами пара удельная выработка электроэнергии на базе отопительных и производственных отборов этих турбин оказывается существенно (примерно на 30 %) меньше, чем для турбоустановок второй очереди.

В этих условиях даже при работе ТЭЦ по тепловому графику минимум удельного расхода топлива (УРТ) на отпуск электроэнергии, определенно при физическом методе распределения топливных затрат, не может служить критерием оптимальности состава и режимов работы оборудования. В качестве такого критерия должен использоваться максимум экономии топлива в энергосистеме или применительно к оптимизации режимов работы турбоустановок – максимум экономии расхода теплоты в свежем паре против отдельной схемы энергоснабжения $\Delta Q_{\text{эк}}$ [1].

С учетом возможности работы турбины второй очереди по электрическому графику величина этого критерия определялась как

$$\Delta Q_{\text{эк}} = \sum (N_{Tj} - N_{\text{цн}j}) q_{\text{зам}} + Q_{\text{п}}^{\text{сум}} + Q_{\text{от}}^{\text{сум}} - Q_0^{\text{сум}}, \quad (1)$$

где N_{Tj} , $N_{\text{цн}j}$ – мощность j -х турбоустановок и соответствующих циркуляционных насосов; $q_{\text{зам}}$ – удельный расход теплоты на выработку электроэнер-

гии на замещающей КЭС; $Q_{\text{п}}^{\text{сум}}$, $Q_{\text{от}}^{\text{сум}}$, $Q_0^{\text{сум}}$ – суммарные для n работающих турбин значения отпуска теплоты из производственных и отопительных отборов и расхода теплоты в свежем паре.

В оптимизационных расчетах принималось $q_{\text{зам}} = 2,2$, а значения $N_{\text{цн}j}$ находились из условия работы турбоустановок с экономическим вакуумом.

Расчеты проводились по специально разработанной программе, обеспечивающей адекватное описание нормативных энергетических характеристик турбоустановок. В случае турбин Т-100-130 обеспечивался также расчет реального распределения подогрева сетевой воды по ступеням, в том числе с учетом возможности обвода верхнего сетевого подогревателя [2].

Проведенные исследования показали, что основным путем повышения системной эффективности МТЭЦ-3 является максимально возможное вытеснение нагрузок турбин первой очереди за счет передачи их на турбины ПТ-60-130/13 и Т-100-130.

В настоящее время необходимость использования турбин первой очереди в отопительный период обусловлена балансом тепловых нагрузок, а также наличием ограничений по пропускной способности перемычек между коллекторами производственных и отопительных отборов.

В то же время в летний период возможным и экономически целесообразным является вывод из работы оборудования первой очереди и использование только турбин ПТ-60-130/13. Несмотря на возможное увеличение УРТ на отпуск электроэнергии от ТЭЦ $b_3^{\text{отп}}$, ее системная эффективность (экономия топлива в энергосистеме) существенно возрастает.

Результаты расчетов были подтверждены данными работы Минской ТЭЦ-3 в летний период 2001 г. В мае этого года работали две турбины ПТ-60-130/13, а первая очередь была выведена из работы. В сентябре при примерно таком же уровне тепловых нагрузок работала только первая очередь. Экономия топлива за май оказалась на 840 т у. т. больше, чем в сентябре, хоть значение $b_3^{\text{отп}}$ составило 210,5 г у. т./ (кВт·ч), в то время как в сентябре оно равнялась 198 г у. т./ (кВт·ч).

Для обеспечения более эффективной работы двух турбин ПТ-60-130/13 с двумя энергетическими котлами паропроизводительностью по 420 т/ч на МТЭЦ-3 в последние годы были произведены работы по расширению зоны теплоснабжения, а также по снижению технического минимума нагрузки котлов до 160...180 т/ч.

Проведенные исследования показали, что в летний, а также переходный период при работе турбин ПТ-60-130/13 с частичными расходами свежего пара целесообразен перевод одной из них в режим T (с выключенным регулятором производственного отбора). В этом случае зависимость теплофикационной мощности турбины $N_{\text{тф}}$ от нагрузки производственного отбора $Q_{\text{п}}$ является выпуклой (с возрастающим приростом $dN_{\text{тф}}/dQ_{\text{п}}$), поэтому для обеспечения максимума теплофикационной выработки электроэнергии требуется несимметричное распределение производственной нагрузки. Кроме того, на режиме T практически исключаются потери на дросселирование пара в клапанах ЧСД турбины.

По данным проведенных расчетов, при относительно малых нагрузках регулируемых отборов для турбин ПТ-60-130/13 существует определенный, хоть и небольшой, диапазон электрической мощности, в котором прирост расхода теплоты на дополнительную (сверх режима теплового графика) выработку электроэнергии оказывается на уровне его для замещающей КЭС. Это объясняется тем, что при увеличении расхода пара на турбину за счет роста КПД ее ЧВД и снижения потерь на дросселирование пара в клапанах ЧСД может обеспечиваться существенный прирост теплофикационной выработки электроэнергии на существующем отпуске теплоты.

Таким образом, турбины ПТ-60-130/13 при определенных условиях могут достаточно эффективно участвовать в регулировании графика электрических нагрузок энергосистемы.

Ввиду низкой экономичности конденсационной выработки электроэнергии турбины Т-100-130 МТЭЦ-3 используются только в отопительный период и должны работать по тепловому графику.

По результатам проведенных расчетов и в соответствии с [1] распределение тепловой нагрузки между этими турбоустановками необходимо производить по принципу равенства относительных приростов теплофикационной мощности или из условия равенства давления в верхнем отопительном отборе. При этом турбина ст. № 8, которая из-за отсутствия в ЧНД последней ступени работает в режиме трехступенчатого подогрева сетевой воды, должна иметь тепловую нагрузку на 15...20 МВт большую, чем турбина ст. № 7.

Расчеты показали, что применение частичного обвода по воде верхних сетевых подогревателей (СП) турбин Т-100-130 позволяет в достаточно широком диапазоне нагрузок этих турбин получить дополнительную экономию топлива в энергосистеме против одноступенчатого подогрева сетевой воды на уровне 1 т у. т./ч. Эффективность режимов подогрева сетевой воды с обводом верхнего СП для турбин Т-100-130 МТЭЦ-3 объясняется их работой с большими (на уровне 5000 м³/ч) расходами сетевой воды, но при сниженном температурном графике отпуска теплоты. Однако в настоящее время в связи с изношенностью арматуры реализация таких режимов на МТЭЦ-3 затруднена.

Оптимизация режимов работы турбоустановок МТЭЦ-3 в целом может обеспечить значительную (на уровне 2 %) экономию топлива в энергосистеме.

Вместе с оптимизацией режимов работы турбин, повышение системной эффективности МТЭЦ-3 обеспечивается за счет ряда технологических решений, часть из которых уже внедрена, а реализация других планируется в ближайшее время.

К первым следует отнести:

- уплотнение поворотных диафрагм ЧНД турбоустановок. При этом без ущерба для маневренности достигнуто снижение потерь теплоты в цикле за счет прямого снижения минимально-вентиляционного расхода пара

в конденсаторы турбины. Расчеты показывают, что уплотнение поворотной диафрагмы ЧНД только одной турбины ПТ-60-130/13 дает экономию топлива в энергосистеме 2500...3000 т у. т./год;

- подачу обессоленной воды в конденсаторы турбин для первичной ее деаэрации, что способствует увеличению регенеративной выработки электроэнергии. Расчеты показывают, что при подаче в конденсаторы 100 т/ч обессоленной воды экономия топлива составляет около 0,4 т у. т./ч;

- реализацию схемы с утилизацией теплоты отработавшего пара турбин ПТ-25-90/10 ст. № 1 и 3 для подогрева сырой воды, для чего охлаждающая вода после конденсатора турбины ст. № 3 подается в конденсатор турбины ст. № 1, а из последнего отбирается на ХВО. В результате обеспечивается частичная утилизация теплоты отработавшего пара для турбины ст. № 3 и почти полная – для турбины ст. № 1. Величина экономии топлива оценивается в размере 0,3...0,4 т у. т./ч;

- внедрение частотных регулируемых электроприводов мощностью 250 кВт на насосе химочищенной воды для подпитки тепловой сети и мощностью 132 кВт на насосах известкованной воды, что позволяет снизить потребляемую этими насосами мощность в среднем на 20 %.

В перспективе планируется реализация следующих решений:

- параллельное включение по греющему пару пикового и основных бойлеров одной из турбин ПТ-60-130/13. Реализация схемы позволит увеличить суммарную поверхность сетевых подогревателей и соответственно уменьшить недогрев воды в них. Кроме того, в связи с уменьшением гидравлического сопротивления параллельно включенных по воде подогревателей можно несколько увеличить расход сетевой воды через бойлерную группу данной турбины. Расчеты показывают, что при реализации схемы снижение температурного напора в сетевых подогревателях составит примерно 4 °С, за счет чего будет обеспечено увеличение удельной выработки электроэнергии на базе отопительного отбора на 4...5 кВт·ч/ГДж;

- отбор охлаждающей воды после конденсаторов турбины ПТ-60-130/13 в качестве сырой воды для ХВО. Необходимость такого решения вызвана предстоящей реконструкцией ТЭЦ с установкой крупной утилизационной ПГУ мощностью 325 МВт и полным выводом из работы первой очереди.

Для реализации схемы потребуются установка насосов отбора охлаждающей воды и прокладка соответствующих трубопроводов. Если в среднем отбор сырой воды составит 500 м³/ч, то при минимальном расходе охлаждающей воды в конденсатор турбины ПТ-60-130/13 на уровне 2000 т/ч это будет обеспечивать утилизацию примерно 25 % теплоты отработавшего пара, что позволит сэкономить примерно 1000 т у. т. в год.

Рассматривается также возможность повышения эффективности использования турбины Т-100-130 ст. № 8 в режиме трехступенчатого подогрева сетевой воды. Указанная турбина уже длительное время работает без последней ступени в обоих выхлопах пара в конденсатор. Несмотря на отсутствие последней ступени, на режимах трехступенчатого подогрева воды

имеет место значительное (на уровне 0,5 МВт) потребление мощности в ЧНД.

Снизить потребление мощности в ЧНД возможно за счет увеличения массового расхода пара в конденсатор. Однако, как показали расчеты, проведенные нами с использованием характеристик ЧНД в зависимости от объемного расхода пара в конденсатор [3], при подаче сетевой воды только через встроенный пучок ввиду роста температурного напора в нем получить положительную мощность в ЧНД не представляется возможным.

Показатели работы турбины существенно изменяются, если для подогрева сетевой воды использовать всю поверхность конденсатора. В этом случае при определенном увеличении расхода пара в конденсатор ЧНД начинает работать с положительной мощностью. Как показали расчеты, оптимальным оказывается режим подогрева сетевой воды со свободным парораспределением в ЧНД, т. е. с полностью открытой поворотной диафрагмой ЧНД. При этом мощность турбины возрастает на 0,8...1 МВт.

В целом реализация различных режимных и технологических мероприятий позволяет обеспечивать достаточно высокую системную эффективность использования МТЭЦ-3, несмотря на то, что основное оборудование ТЭЦ имеет большой отработанный ресурс времени.

Рассмотренные в статье решения являются в значительной части общими и могут быть использованы на других промышленно-отопительных ТЭЦ высокого давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Качан А. Д. Оптимизация режимов и повышение эффективности работы паротурбинных установок ТЭС. – Мн.: Выш. шк., 1985. – 176 с.
2. Бененсон Е. И., Иоффе Л. С. Теплофикационные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
3. Эфрос Е. И. Исследование характеристик ЧНД на малорасходных режимах с целью повышения эффективности работы и маневренности современных теплофикационных турбин: Дис. ... канд. техн. наук. – Киров, 1998. – 251 с.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 1.07.2002