

УДК 621.311.22

Определение удельных расходов топлива на ТЭС, использующих детандергенераторные установки

Копко В. М., Качан С. А., Руммо В. Н.

Белорусский национальный технический университет

В настоящее время на электростанциях, сжигающих природный газ, внедряются детандергенераторные установки (ДГУ), использующие потенциальную энергию избыточного давления топливного газа для выработки электроэнергии.

Подогрев расширяемого в детандере газа осуществляется паром из отборов паровых турбин с выработкой ими дополнительной теплофикационной мощности. Таким образом, ДГУ включаются в тепловую схему станции и снижают потери теплоты в цикле паросиловых установок.

Эффект от получаемой дополнительной теплофикационной мощности можно отнести либо на работу паротурбинных установок, либо на работу ДГУ.

При первом способе расчетов на отпуск электроэнергии от ДГУ относится теплота $Q_{ДГУ}$, физически отпущенная из отборов паровых турбин. При этом удельный расход топлива (УРТ) на отпуск электроэнергии от ДГУ составит

$$b_{ДГУ1} = \frac{3600}{N_{ДГУ}^{нет}} \frac{Q_{ДГУ}}{Q_{ну}^p \eta_k \eta_{тп}}, \quad (1)$$

а УРТ на отпуск электроэнергии паротурбинным блоком снизится против его работы с отключенным ДГУ и найдется как

$$b_{бл1} = \frac{3600}{(N_3^{бр} - \Delta N_3)(1 - \varepsilon_{сн})} \frac{Q_0 - Q_{ДГУ}}{Q_{ну}^p \eta_k \eta_{тп}}, \quad (2)$$

где $N_{ДГУ}^{нет}$ – мощность ДГУ нетто;

$N_3^{бр}$ – электрическая мощность паровой турбины брутто при отсутствии в тепловой схеме ДГУ;

ΔN_3 – снижение мощности паровой турбины вследствие отбора пара на ДГУ;

$\varepsilon_{сн}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды блока;

Q_0 – расход теплоты в свежем паре на турбину;
 $Q_{\text{нп}}^p$ – низшая теплотворная способность условного топлива;
 η_k – КПД котлоагрегата;
 $\eta_{\text{тп}}$ – КПД транспорта теплоты;
 3600 – коэффициент перевода единицы мощности в единицу выработки электроэнергии.

При **втором способе** расчетов на отпуск электроэнергии от ДГУ относится теплота, отпущенная из отборов паровых турбин с учетом ее энергоценности [1].

При этом УРТ на отпуск электроэнергии паротурбинным энергоблоком останется неизменным, а на отпуск электроэнергии детандергенераторной установкой – существенно снизится.

Удельные расходы условного топлива на выработку электроэнергии блоком и ДГУ соответственно равны:

$$b_{\text{бл2}} = \frac{3600}{(N_3^{\text{бп}} - \Delta N_3)(1 - \varepsilon_{\text{от}})} \frac{Q_0 - \Delta Q_0}{Q_{\text{нп}}^p \eta_k \eta_{\text{тп}}}; \quad (3)$$

$$b_{\text{дгу2}} = \frac{3600}{N_{\text{дгу}}^{\text{нет}}} \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{нп}}^p \eta_k \eta_{\text{тп}}}, \quad (4)$$

где ΔQ_0 – изменение расхода теплоты в свежем паре, соответствующее изменению мощности ΔN_3 .

С учетом того, что коэффициент ценности теплоты отбора [1] равен

$$\xi = \Delta Q_0 / Q_{\text{дгу}}, \quad (5)$$

получаем

$$b_{\text{дгу2}} = \xi \cdot b_{\text{дгу1}}. \quad (6)$$

Если принять, что энтальпия газа после расширения в детандере равна энтальпии на входе в ДГУ (перед теплообменниками подогрева газа), то ориентировочно получим

$$b_{\text{дгу1}} = 140 \dots 160 \text{ г у.т./}(кВт \cdot ч);$$

$$b_{\text{дгу2}} = 60 \dots 75 \text{ г у.т./}(кВт \cdot ч).$$

Как видно, при **первом способе** расчетов удельный расход топлива на ДГУ находится на таком уровне, как если бы для

подогрева газа использовалась теплота не отработавшего в турбине пара, а непосредственно сжигаемого в котлоагрегате топлива.

При втором способе расчетов удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ДГУ снижается примерно в два раза против величины, полученной при первом способе, и становится ниже топливного эквивалента киловатт-часа, равного 123 г у.т./($\text{kBт}\cdot\text{ч}$).

При этом значение среднего по блоку и детандергенераторной установке удельного расхода топлива, а также суммарный эффект от эксплуатации ДГУ на ТЭС не зависят от принятого способа расчетов.

Аналогичные результаты можно получить при использовании нормативной энергетической характеристики паротурбинного оборудования [2].

Отнесение эффекта от дополнительной теплофикационной выработки на работу энергоблока упрощает расчеты и делает их более наглядными. Однако учет этого эффекта при оценке эффективности работы детандергенераторных установок позволяет более точно рассчитывать реальный срок их окупаемости и выявлять преимущества использования ДГУ на ТЭС, где имеются источники низкопотенциальной теплоты сетевой воды или отработавшего пара.

Выбор наиболее предпочтительного способа расчетов определяется их целевым назначением: внутростанционное определение показателей или системная и государственная отчетность. При этом, естественно, для системной и государственной отчетности должна быть принята единая для всех ТЭС энергосистемы методика.

Литература

1. Рубинштейн, Я. М. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭ / Я. М. Рубинштейн, М. И. Щепетильников. – М: Энергоиздат, 1982. – 272 с.
2. Яковлев, Б. В. Показатели детандергенераторных установок, используемых на ТЭС / Б. В. Яковлев, С. А. Качан, А. А. Базыленко // Энергия и менеджмент. – 2007. – № 1. – с. 24 – 26.