

УДК 621.311.22

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК НА ТЭС

Канд. техн. наук КАЧАН С. А., БАЗЫЛЕНКО А. А.

*Белорусский национальный технический университет,
Лукомльская ГРЭС*

Одной из возможностей повышения технико-экономических показателей энергетического оборудования на электростанциях, использующих в качестве топлива природный газ, является применение детандер-генераторных установок (ДГУ), предназначенных для преобразования потенциальной энергии дросселируемого на газораспределительных пунктах газа в электроэнергию. Такие установки работают на крупнейших тепловых электростанциях Беларуси – Лукомльской ГРЭС и Минской ТЭЦ-4.

Для обеспечения необходимого уровня температуры газа на выходе из детандера предусматривается его подогрев. На ТЭС источником теплоты служит отборный пар турбоустановок. Таким образом, ДГУ включаются в тепловую схему станции и влияют на экономичность работы ее основного оборудования.

В [1–3] исследуется эффективность влияния детандерных установок на работу ТЭС в целом. Практика эксплуатации ДГУ поставила вопрос разработки методики нормирования и анализа показателей самих детандер-генераторных установок. Здесь возможны различные подходы [4, 5], с применением которых получают существенно различные показатели работы ДГУ.

Рассмотрим способы расчета удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии применительно к условиям конденсационной электростанции, работающей с блоками 300 МВт при постоянном расходе пара на турбины.

Анализ [1] показал, что основное влияние на значение удельного расхода топлива оказывает изменение выработки электроэнергии (около 85 %) и температуры газа перед котлоагрегатом (около 15 %). Влияние изменения параметров пара и воды в тепловой схеме из-за включения ДГУ пренебрежимо мало (менее 1 %), поэтому при расчетах его можно не учитывать.

Дополнительно примем следующие допущения:

- подогрев газа осуществляется паром основного бойлера одной турбины только перед детандером, а энтальпия газа после расширения (перед котлоагрегатами) равна его энтальпии на входе электростанции;
- параметры пара и воды в тепловой схеме турбины, давление в конденсаторе, электромеханический КПД турбогенератора $\eta_{эм}$, КПД котлоагрегатов η_k и КПД транспорта теплоты $\eta_{тп}$ до и после включения ДГУ принимаются постоянными.

При отсутствии в схеме ДГУ, а также отпуска теплоты другим потребителям электрическая мощность турбины брутто определяется как

$$N_{э}^{бр} = \sum_j N_{ij} \eta_{эм} = \sum_j (D_j H_j) \eta_{эм}, \quad (1)$$

где N_{ij} – внутренняя мощность j -го отсека турбины; D_j – расход пара через j -й отсек; H_j – срабатываемый теплоперепад в j -м отсеке.

В конденсационном режиме расход теплоты в свежем паре на турбину Q_0 равен расходу теплоты на выработку электроэнергии Q_3 и находится как

$$Q_0 = Q_3 = D_0((h_0 - h_{пв}) + \alpha_{пп}(h_{пп} - h_{пп}^x)), \quad (2)$$

где D_0 – расход свежего пара; $h_0, h_{пв}$ – энтальпии свежего пара и питательной воды соответственно; $\alpha_{пп}$ – коэффициент, учитывающий уменьшение расхода пара, поступающего на промежуточный перегрев по сравнению с расходом пара в голову турбины; $h_{пп}^x, h_{пп}$ – энтальпии пара в «холодной» и «горячей» нитках промежуточного перегрева.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии блоком при этом составляет

$$b_{бл} = \frac{3600}{N_3^{нет}} B_{бл} = \frac{3600}{N_3^{бп}(1 - \varepsilon_{сн})} \frac{Q_0}{Q_{ну}^p \eta_k \eta_{тп}}, \quad (3)$$

где $B_{бл}$ – расход условного топлива на блок; $N_3^{нет}$ – мощность блока нетто; $\varepsilon_{сн}$ – относительный расход электроэнергии на собственные нужды; $Q_{ну}^p$ – низшая теплотворная способность условного топлива.

Здесь и далее 3600 – коэффициент перевода единицы мощности в единицу выработки электроэнергии.

При включении в схему ДГУ для подогрева газа из турбины отбирается пар в количестве

$$D_{п} = \frac{Q_{ДГУ}}{h_{отб} - h_{котб}}, \quad (4)$$

и при неизменном расходе свежего пара D_0 вырабатываемая турбиной электрическая мощность снижается на величину

$$\Delta N_3 = D_{п}(h_{отб} - h_{к})\eta_{эм}, \quad (5)$$

где $Q_{ДГУ}$ – подвод теплоты к ДГУ с учетом потерь; $h_{отб}, h_{котб}$ – энтальпии отборного пара и его конденсата в подогревателе; $h_{к}$ – энтальпия отработавшего пара в конденсаторе.

Одновременно снижаются потери теплоты в конденсаторе и часть мощности вырабатывается как теплофикационная.

Можно предложить два способа разнесения расхода топлива на отпуск электроэнергии между ДГУ и энергоблоком.

1. Эффект от дополнительной теплофикационной выработки учитывается при определении показателей энергоблока, а на отпуск электроэнергии от ДГУ относится расход топлива $B_{ДГУ1}$, физически необходимый для подогрева газа. Его удельная величина составляет

$$b_{ДГУ1} = \frac{3600}{N_{ДГУ}^{нет}} B_{ДГУ1} = \frac{3600}{N_{ДГУ}^{нет}} \frac{Q_{ДГУ}}{Q_{ну}^p \eta_k \eta_{тп}}, \quad (6)$$

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

При принятых условиях расход теплоты в свежем паре на турбину Q_0 остается неизменным, а расход теплоты на выработку электроэнергии при физическом методе разделения топливных затрат уменьшается на величину $Q_{ДГУ}$.

При этом удельный расход топлива на отпуск электроэнергии блоком снижается и определяется по формуле

$$b_{\text{бл1}} = \frac{3600}{N_{\text{э1}}^{\text{нет}}} B_{\text{бл1}} = \frac{3600}{(N_3^{\text{бп}} - \Delta N_3)(1 - \varepsilon_{\text{сн}})} \frac{Q_0 - Q_{\text{ДГУ}}}{Q_{\text{нп}}^{\text{п}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}}, \quad (7)$$

где $B_{\text{бл1}}$ – расход топлива, относимый на отпуск электроэнергии блоком; $N_{\text{э1}}^{\text{нет}}$ – мощность блока нетто при отборе пара на ДГУ.

2. Эффект от дополнительной теплофикационной выработки относится на работу ДГУ, и расход топлива, относимый на отпуск электроэнергии энергоблоком $B_{\text{бл2}}$, определяется из условия получения мощности $(N_3^{\text{бп}} - \Delta N_3)$ при отсутствии отбора пара на ДГУ.

В этом случае необходим расход свежего пара, меньший исходного D_0 на величину:

$$\Delta D_0 = \frac{\Delta N_3}{\beta_{\text{р}}(h_0 - h_{\text{тп}}^{\text{x}} + \alpha_{\text{тп}}(h_{\text{тп}} - h_{\text{к}}))\eta_{\text{эм}}}, \quad (8)$$

и расход теплоты, меньший на

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_3 = \Delta D_0(h_0 - h_{\text{тп}}^{\text{x}} + \alpha_{\text{тп}}(h_{\text{тп}} - h_{\text{тп}}^{\text{x}})), \quad (9)$$

где $\beta_{\text{р}}$ – коэффициент, учитывающий снижение мощности паротурбинной установки из-за отборов пара на регенерацию.

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

$$b_{\text{бл2}} = \frac{3600}{N_{\text{э2}}^{\text{нет}}} B_{\text{бл2}} = \frac{3600}{(N_3^{\text{бп}} - \Delta N_3)(1 - \varepsilon_{\text{сн}})} \frac{Q_0 - \Delta Q_0}{Q_{\text{нп}}^{\text{п}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}}; \quad (10)$$

$$b_{\text{ДГУ2}} = \frac{3600}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}} B_{\text{ДГУ2}} = \frac{3600}{N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}} \frac{\Delta Q_0}{Q_{\text{нп}}^{\text{п}} \eta_{\text{к}} \eta_{\text{тп}}}, \quad (11)$$

где $B_{\text{ДГУ2}}$, $B_{\text{бл2}}$ – расходы топлива, относимые на отпуск электроэнергии от ДГУ и блока; $N_{\text{э2}}^{\text{нет}} = N_{\text{э1}}^{\text{нет}}$.

Указанные расчеты можно производить с использованием коэффициента ценности теплоты (КЦТ) ξ и коэффициента изменения мощности (КИМ) e отборов паровой турбины [6].

По [6] связанные с дополнительным отбором теплоты $Q_{\text{ДГУ}}$ изменения мощности $\Delta N_3'$ и расходом теплоты в свежем паре $\Delta Q_0'$ определяются как:

$$\Delta N_3' = e_3 Q_{\text{ДГУ}}; \quad (12)$$

$$\Delta Q_0' = \Delta Q_3' = \xi_3 Q_{\text{ДГУ}}, \quad (13)$$

где e_3, ξ_3 – КИМ и КЦТ отбора на основной бойлер турбоустановки К-300-240.

При этом определение удельных расходов топлива с использованием указанных выше способов производится аналогично по формулам (6), (7) и (10), (11).

Значение среднего по блоку и детандер-генераторной установке удельного расхода топлива рассчитывается по формуле

$$b_{\text{ср}} = \frac{3600}{N_{\text{сум}}^{\text{нет}}} B_{\text{бл}}, \quad (14)$$

где $N_{\text{сум}}^{\text{нет}} = N_{\text{эл}}^{\text{нет}} + N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}}$.

В табл. 1 приведены результаты расчетов, произведенных при следующих условиях: $D_0 = 900 \text{ т/ч} = 250 \text{ кг/с}$; параметры пара – номинальные для турбины К-300-240; $\eta_{\text{эм}} = 0,98$; $\eta_{\text{к}} = 0,933$; $\eta_{\text{тп}} = 0,985$; $\varepsilon_{\text{сн}} = 0,025$.

Показатели ДГУ получены при мощности установки брутто $N_{\text{ДГУ}}^{\text{бр}} = 5 \text{ МВт}$:

$$N_{\text{ДГУ}}^{\text{нет}} = N_{\text{ДГУ}}^{\text{бр}} (1 - \varepsilon_{\text{сн}}) = 4,875 \text{ МВт}; \quad (15)$$

$$Q_{\text{ДГУ}} = \frac{N_{\text{ДГА}}^{\text{бр}}}{\eta_{\text{эм}} \eta_{\text{охл}}} = 5,128 \text{ МВт}, \quad (16)$$

где $\eta_{\text{охл}} = 0,99$ – коэффициент, учитывающий потери теплоты на наружное охлаждение.

Величины КИМ $e_3 = 0,2074$ и КЦТ $\xi_3 = 0,4381$ взяты по [6], т. е. при несколько отличных параметрах тепловой схемы, что вызвало небольшое расхождение в полученных значениях показателей.

Таблица 1

Показатели энергоблока, работающего совместно с детандер-генераторной установкой

| Показатель, его размерность | Условия проведения расчетов | | | | |
|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------|---------|-----------------------------------|---------|
| | Блок без ДГУ | Расчет тепловой схемы | | Расчет с использованием КИМ и КЦТ | |
| | | Метод 1 | Метод 2 | Метод 1 | Метод 2 |
| $N_3^{\text{бр}}$, МВт | 290,00 | 288,93 | | 288,94 | |
| $N_3^{\text{нет}}$, МВт | 282,75 | 281,70 | | 281,72 | |
| Q_3 , МВт | 660,48 | 655,35 | 658,03 | | |
| ΔN_3 , МВт | – | 1,074 | | 1,064 | |
| ΔQ_3 , МВт | – | 5,128 | 2,452 | 5,128 | 2,247 |
| $N_{\text{сум}}^{\text{нет}}$, МВт | 282,75 | 286,58 | | 286,60 | |
| $B_{\text{бл}}$, кг у. т./с | 24,529 | 24,338 | 24,438 | 24,338 | 24,445 |
| $b_{\text{бл}}$, кг у. т./ (МВт·ч) | 312,30 | 311,03 | 312,30 | 311,02 | 312,38 |
| $B_{\text{ДГУ}}$, кг у. т./с | – | 0,190 | 0,091 | 0,190 | 0,083 |
| $b_{\text{ДГУ}}$, кг у. т./ (МВт·ч) | – | 140,82 | 67,20 | 140,82 | 61,59 |

| | | | |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|
| $b_{\text{ср}}$, кг у. т./ (МВт·ч) | 312,30 | 308,13 | 308,11 |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|

Как видно из анализа данных табл. 1, при первом способе расчетов эффект от дополнительной теплофикационной выработки электроэнергии вследствие отпуска теплоты на ДГУ учитывается при определении экономичности работы блока. При этом 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 использовании второго способа расчетов удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от блока остается на том же уровне, что и до ввода детандера. Удельный расход топлива на ДГУ снижается примерно в два раза против величины, полученной при первом способе, и становится ниже топливного эквивалента киловатт-часа, равного 123 кг у. т./ (МВт·ч).

Оценим влияние ДГУ на экономичность работы электростанции в целом. Если принять, что на станции работают восемь энергоблоков с расходом свежего пара 900 т/ч = 250 кг/с на каждую турбину, то при суммарном расходе топлива

$$B_{\text{сум}} = 8B_{\text{бл}} = 8 \cdot 24,529 = 196,23 \text{ (кг у. т./с)}$$

и суммарной мощности нетто

$$N_{\text{КЭС}}^{\text{нет}} = 7 N_3^{\text{нет}} + N_{\text{сум}}^{\text{нет}} = 7 \cdot 282,75 + 286,58 = 2265,84 \text{ (МВт)}$$

средний по станции удельный расход топлива составит

$$b_{\text{КЭС}} = \frac{B_{\text{сум}}}{N_{\text{КЭС}}^{\text{нет}}} 3600 = \frac{196,230}{2265,84} \cdot 3600 = 311,77 \text{ (кг у. т./ (МВт·ч))}.$$

Таким образом, в целом по станции снижение удельного расхода топлива равно $312,30 - 311,77 = 0,53$ кг у. т./ (МВт·ч) (или примерно $(312,30 - 308,13) : 8$).

ВЫВОДЫ

1. Расчеты, производимые различными способами, дают одинаковую величину снижения удельного расхода топлива при применении ДГУ на ТЭС, несмотря на то, что значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии от паротурбинного блока и детандера получаются различными.

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

3. Выбор предпочтительного способа расчетов определяется их целевым назначением: внутростанционное определение показателей работы или системная и государственная отчетность. В соответствии с назначе-

нием необходимо обосновывать методику расчета технико-экономических показателей электростанций, использующих в своей тепловой схеме детандер-генераторные агрегаты. При этом, естественно, для системной и государственной отчетности должна быть принята единая для всех ТЭС энергосистемы методика.

ЛИТЕРАТУРА

1. А г а б а б о в, В. С. Детандер-генераторные агрегаты на тепловых электрических станциях: учеб. пособие / В. С. Агабабов, А. В. Корягин. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 48 с.
2. С т е п а н е ц, А. А. Оценка эффективности влияния детандер-генераторных агрегатов на работу ТЭЦ / А. А. Степанец // Теплоэнергетика. – 1999. – № 12. – С. 28–32.
3. М е т о д и к а определения термодинамической эффективности включения детандер-генераторного агрегата в тепловую схему ТЭЦ / Ю. Л. Гуськов [и др.] // Вестник МЭИ. Теплоэнергетика. Сводный том. – М.: МЭИ, 1997. – С. 86–89.
4. С т е п а н е ц, А. А. Энергосберегающие турбодетандерные установки / под ред. А. Д. Трухнин / А. А. Степанец. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 258 с.
5. Б а з ы л е н к о, А. А. Энергетическая характеристика детандер-генераторной установки Лукомльской ГРЭС / А. А. Базыленко // Энергия и менеджмент. – 2006. – № 3. – С. 18–23.
6. Р у б и н ш т е й н, Я. М. Исследование реальных тепловых схем ТЭС и АЭС / Я. М. Рубинштейн, М. И. Щепетильников. – М.: Энергоиздат, 1982. – 272 с.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 28.12.2006

УДК 621.1

ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ И ЗАЩИТ ТУРБИН ТРБ

Инж. ПАНТЕЛЕЙ Н. В.

Белорусский национальный технический университет

В настоящее время в опытно-промышленной эксплуатации находится четыре турбогенераторные установки с турбинами ТРБ. Первая была пущена в 1998 г. Все это время велись работы по совершенствованию их систем управления и защит (СУЗ). Накоплен определенный опыт в этом направлении, имеются положительные результаты, и работы продолжают-ся. Одной из важнейших защит турбин является защита от разгона их ротора, приводящего к наиболее тяжелым последствиям, вплоть до разрушения машины. Особые требования должны предъявляться к турбинам малой энергетики. Это обусловлено как малой инерционностью их роторов, так и относительно низким уровнем квалификации обслуживающего такую технику персонала.