

том реальных энергетических характеристик этого оборудования позволит выполнять оптимизацию оперативных схем использования энергетического оборудования ТЭС в зависимости от сезонно изменяющихся тепловых нагрузок, а также делать предварительную оценку внедряемых энергосберегающих мероприятий, что позволит существенно сократить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и снизить ее себестоимость ориентировочно на 15–20 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования: РД 34.08.552–95. – М.: ОРГРЭС, 1995. – 57 с.
2. Яковлев, Б. В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б. В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. – 448 с.
3. Качан, А. Д. Оптимизация режимов и повышение экономичности работы паротурбинных установок ТЭС / А. Д. Качан. – Минск: Вышэйш. шк., 1985. – 176 с.
4. Свечко, М. В. Метод сплайн-аппроксимации и интерполяции графических характеристик сложных энергетических объектов в расчетных моделях / М. В. Свечко, В. Е. Питолин // Вестник ПГУ. Сер. С. Фундаментальные науки. – 2007. – № 3. – С. 85–89.

Поступила 5.05.2007

УДК 621.1

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТУРБОПРИВОДНОГО ВАРИАНТА С ТУРБИНАМИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ПЕРЕД ТУРБОГЕНЕРАТОРНЫМ В МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Инж. ПАНТЕЛЕЙ Н. В.

Белорусский национальный технический университет

Одним из приоритетных направлений развития малой энергетики в ближайшем будущем станет, по нашему мнению, применение паротурбинных приводов (ТП) на основных механизмах собственных нужд промышленно-отопительных и отопительных котельных с паровыми котлоагрегатами. В настоящее время такие котельные являются электропотребителями второй категории, т. е. запитаны от двух независимых электроисточников (подстанций). Опыт показывает, что в большинстве случаев этого недостаточно для сохранения живучести таких теплоисточников. Применение ТП на питательном насосе, дутьевом вентиляторе и дымососе позволит сохранить в работе котлоагрегат даже при отключении электропитания котельной. Целесообразно такие ТП дополнять небольшими синхронными генераторами, что обеспечит электропитание цепей управления и защит. Эти генераторы желательно использовать и в штатных режимах, что упростит сохранение в работе котельной при отключении внешнего электропитания.

Такое применение ТП позволит повысить надежность и экономичность работы теплоисточников.

Высокую эффективность применения ТП подтвердим соответствующим расчетом на примере сетевого насоса СЭ-1250-140 одной из котельных Республики Беларусь. Расчет выполнен для параметров пара на входе в турбопривод 12 кГс/см^2 и $250 \text{ }^\circ\text{C}$, за турбоприводом – 1 кГс/см^2 .

Располагаемый тепловой перепад на турбину

$$H_0 = i_0 - i_{2t} = 2935,44 - 2563,44 = 372 \text{ кДж/кг}, \quad (1)$$

где i_0 и i_{2t} – соответственно теплосодержание свежего и отработавшего пара по адиабате.

Фактически используемый тепловой перепад турбиной

$$H_i = H_0 \eta_{0i} = 223,2 \text{ кДж/кг}, \quad (2)$$

где КПД турбины $\eta_{0i} = 0,6$ (средневзвешенный).

Теплосодержание пара за турбиной

$$i_2 = i_0 - H_i = 2935,44 - 223,2 = 2712,24 \text{ кДж/кг}. \quad (3)$$

Удельная теплота конденсации отработавшего пара

$$q_2 = i_2 - i_k = 2712,24 - 504,7 = 2207,54 \text{ кДж/кг}, \quad (4)$$

где $i_k = 504,7 \text{ кДж/кг}$ – теплосодержание конденсата пара, принято в расчетах для температуры $t_s = 120,23 \text{ }^\circ\text{C}$ при давлении 2 ата.

Расход условного топлива котлоагрегатом при его производительности $D_0 = 8,4 \text{ т/ч}$ (расчетный расход пара на приводную турбину)

$$B_k^{(14)} = \frac{D_0(i_0 - i_k)}{Q_p^H \eta_{ка}} = \frac{8,4 \cdot (2935,44 - 504,7)}{29330 \cdot 0,89} = 0,7822 \text{ т/ч}, \quad (5)$$

где $Q_p^H = 29330 \text{ кДж/кг}$, а КПД котлоагрегата принят $\eta_{ка} = 0,89$.

Поправка к расходу топлива котлоагрегатом для уравнивания вариантов по количеству отпускаемой тепловой энергии ($Q = \text{const}$) с базовым вариантом (отпуск $8,4 \text{ т/ч}$ пара при давлении 14 бар)

$$q = 1 + \frac{q_2^{(14)} - q_2}{q_2^{(14)}} = 1 + \frac{2430,74 - 2207,54}{2430,74} = 1,09182 \text{ кДж/кг}, \quad (6)$$

где $q_2 = 2207,54 \text{ кДж/кг}$ и $q_2^{(14)} = 2430,74 \text{ кДж/кг}$ – соответственно теплота конденсации отработавшего в турбине пара для сравниваемого варианта и пара котлоагрегата для базового варианта при отпуске теплоты через РОУ.

Фактический расход условного топлива котлоагрегатом при постоянном (базовом) отпуске тепловой энергии

$$B_k^{Q=\text{const}} = B_k^{(14)} q = 0,7822 \cdot 1,09182 = 0,8540 \text{ т/ч}. \quad (7)$$

Расход топлива на производство механической энергии турбоустановкой

$$B_m = B_k^{Q=\text{const}} - B_k^{(14)} = 0,8540 - 0,7822 = 0,07182 \text{ т/ч}, \quad (8)$$

где $B_k^{(14)} = 0,7822 \text{ т у. т./ч}$ – расход топлива по базовому варианту (без выработки механической энергии турбоприводом).

Внутренняя мощность турбины при расходе пара на нее $D_0 = 8,4 \text{ т/ч}$.

$$N_i = D_0 H_i = \frac{8,4 \cdot 223,2}{3,6} = 520,8 \text{ кВт}. \quad (9)$$

Фактическая внутренняя мощность турбоустановки с учетом дополнительной производительности котлоагрегата для сохранения неизменного отпуска тепловой энергии ($Q = \text{const}$)

$$N_{i\phi} = N_i q = 520,8 \cdot 1,09182 = 568,62 \text{ кВт}. \quad (10)$$

Мощность на валу приводной турбины

$$N_m = N_{i\phi} \eta_m = 568,62 \cdot 0,96 = 545,88 \text{ кВт}, \quad (11)$$

где КПД механический принят на уровне $\eta_m = 0,96$.

Годовая экономия электроэнергии при реализации турбоприводного варианта с учетом исключения потерь мощности в электрическом генераторе ($k_r = 1,1$), в электродвигателе привода сетевого насоса ($k_d = 1,1$) и за счет реализации регулировочного эффекта по аналогии с РЭП ($k_p = 1,30$) составит

$$\Theta = N_m k_d k_r k_p \tau = 545,88 \cdot 1,1 \cdot 1,1 \cdot 1,3 \cdot 5000 = 4293307 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad (12)$$

где $\tau = 5000 \text{ ч/год}$ – число часов использования располагаемой мощности ТП в году.

Удельный расход условного топлива на производство механической энергии приводной турбиной (без учета исключения потерь в электрическом генераторе, электродвигателе и экономии от регулирования оборотов) и с учетом КПД котлоагрегата (0,89) и КПД транспорта теплоты (0,98)

$$b_{\text{ус}} = \frac{B_m}{N_m \cdot 0,89 \cdot 0,98} = \frac{0,07182 \cdot 10^3}{545,88 \cdot 0,89 \cdot 0,98} = 0,151 \text{ кг у. т./кВт}\cdot\text{ч}. \quad (13)$$

Годовой расход условного топлива на производство механической энергии турбоприводом

$$\sum B_m = b_{\text{ус}} \Theta = 0,151 \cdot 4293307 = 650 \text{ т у. т.} \quad (14)$$

Стоимость топлива на производство механической энергии турбоприводом при его цене $c_t = 80 \text{ дол. /т у. т.}$

$$C_t = c_t \sum B_m = 80 \cdot 650 = 52000 \text{ дол./год}. \quad (15)$$

Выручка от продажи сэкономленной электроэнергии при установке турбопривода и тарифе на нее $T_3 = 0,08$ дол./(кВт · ч)

$$C_{33} = T_{33} \cdot \Delta = 0,08 \cdot 4293307 = 343464,56 \text{ дол./год.} \quad (16)$$

Прибыль заказчика от экономии электроэнергии за счет установки турбопривода сетевого насоса

$$\Pi = C_{33} - C_{\tau} = 343464,56 - 52000 = 291464,56 \text{ дол./год.} \quad (17)$$

Капиталовложения в реализацию технического предложения из расчета, что стоимость установки турбопривода на 10 % меньше стоимости РЭП к тому же насосу:

$$K = K_{\text{тп}} K_{\text{рЭП}} = 0,9 \cdot 190 = 171 \text{ тыс. дол.,} \quad (18)$$

где $K_{\text{тп}} = 0,9$ – коэффициент удешевления турбопривода по сравнению с РЭП; $K_{\text{рЭП}} = 190$ тыс. дол. – капиталовложения в регулируемый электропривод к сетевому насосу СЭ-1250-110.

Срок окупаемости турбопривода

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi} = \frac{171}{176} \approx 1 \text{ год.} \quad (19)$$

В основу сравнительного анализа положены данные БелНИПИэнергопрома по районной котельной № 3 г. Могилева. Результаты такого сравнения обобщены в табл. 1.

Таблица 1

Укрупненные показатели сравнения вариантов установки ТП и электрогенерирующих мощностей на Могилевской районной котельной № 3

Показатель	Размерность	Вариант				
		№ 1 (РФ)	№ 2 (РФ)	№ 3 (РФ)	№ 4 –	№ 5 (РБ)
Тип оборудования	–	1хТГУ-1,25	2хТГУ-0,75	1хТГУ-1,25+ 1хТГУ-2,5	Существующий	2х ТПН-0,5+
Электрическая мощность	МВт	1,25	1,5	3,75	–	1,5
Годовая выработка электроэнергии	млн кВт · ч	10,5	10,5	11,0	–	11,8
Капиталовложения / удельные – дол./кВт	тыс. дол.	2503/2002	2857/1905	9835/2623	–	510/340
Количество охлаждающей воды	тыс. м ³ /год	209	122	261	–	–
Дополнительный персонал	чел.	16	16	25	–	–
Годовая экономия топлива в энергосистеме	тыс. т у. т.	1,4	1,9	5,5	–	2,08
Срок окупаемости	лет	11,8	12,9	13,2	–	2,3

На настоящее время в качестве ТП могут быть использованы отечественные паровые турбины малой мощности типа ТРБ (турбины Республики Беларусь). Преимущества отечественных турбин ТРБ (вариант № 5) над альтернативными (№ 1–3) очевидны. Тем не менее подчеркнем и ряд дру-

гих их достоинств. Установка на котельных и ТЭЦ Беларуси отечественной техники позволит сэкономить для страны значительные валютные средства, загрузить отечественные заводы, продвинуть вопрос создания собственного белорусского энергетического машиностроения, усилить электронную промышленность и ряд смежных отраслей, наконец, получить экспортно-ориентированную наукоемкую продукцию и т. д.

Надежность ТРБ обеспечивается также высоким уровнем технических решений по их системам управления и защиты (СУЗ). Применение в СУЗ стандартной элементной базы, сертифицированной в Беларуси, удачно дополняется использованием алгоритмов и программ, не имеющих аналогов. Например, один регулятор управляет двумя регулирующими клапанами. Виброаппаратура производства ИИТ БГУИР также не имеет аналогов по техническим решениям, реализованным в ней.

Схемные решения, впервые примененные на нашей третьей турбине, существенно расширяют ее функциональные возможности, в частности в летний период при отсутствии отопительной нагрузки производственный отбор и выхлоп турбины переключаются на производственную нагрузку, в зимний – оба потока пара работают по традиционной схеме. Аналогов такому решению нет.

Важнейшим достоинством ТРБ является наивысший в своем классе диапазон работы с положительным КПД. Для нашей машины расход пара на холостой ход не превышает 10 %, в то время как у калужской турбины он составляет не менее 40 %. Это преимущество белорусских турбин над зарубежными аналогами обеспечивает им большие возможности при их применении в качестве турбоприводов. Заметим, что турбины Республики Беларусь изготавливаются под индивидуальные условия заказчика.

ВЫВОД

Произведен сравнительный анализ применения турбоприводного варианта с ТРБ над турбогенераторным в малой энергетике. Высокая эффективность применения паротурбинных приводов с ТРБ подтверждена расчетом.

ЛИТЕРАТУРА

1. К п у с к у второй паровой турбины марки ТРБ / В. К. Балабанович [и др.] // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 3.
2. О п ы т применения турбин ТРБ / В. К. Балабанович [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2004. – № 1. – С. 44–47.
3. Т е х н и к о-э к о н о м и ч е с к а я эффективность применения турбин ТРБ для использования пара, теряемого с дросселированием на промышленно-отопительных котельных и ТЭЦ / В. К. Балабанович [и др.] // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2004. – № 4.
4. О п ы т применения турбин ТРБ / В. К. Балабанович [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2004. – № 1. – С. 44–47.

Представлена кафедрой ТЭС

Поступила 20.10.2006