

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБИН ТРБ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ПАРА, ТЕРЯЕМОГО С ДРОССЕЛИРОВАНИЕМ НА ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ И ТЭЦ

Докт. техн. наук, проф. БАЛАБАНОВИЧ В. К.,  
канд. техн. наук СКОРОБОГАТЫЙ Н. Н.,  
инженеры ПАНТЕЛЕЙ Е. А., ПАНТЕЛЕЙ Н. В., КУЛАК Е. В.

*Белорусский национальный технический университет*

Основу использования потенциала пара, теряемого с дросселированием на промышленно-отопительных котельных и ТЭЦ, составляют паровые турбины марки ТРБ, две из которых находятся в опытно-промышленной эксплуатации в г. Городок Витебской области (60 кВт) и г. Гродно (250 кВт). Еще три турбогенераторные установки по 250 кВт монтируются на котельной Минского завода КПД-1 и три турбогенераторные установки изготавливаются под заказ предприятий текстильной отрасли России.

Котлы промышленно-отопительных котельных традиционно эксплуатируются при пониженных начальных параметрах пара 4...6 бар, при расчетном – 14 бар и выше. Эта разница потенциалов пара и составляет резерв повышения эффективности топливоиспользования. Неостребованный потенциал пара котлов может быть реализован путем комбинированного производства вместо одного-двух видов энергии: тепловой и механической (электрической) на основе применения турбин марки ТРБ. Удельный расход топлива на комбинированное производство электроэнергии составляет  $b_{э} = 150...160$  г у. т./кВт·ч, что вдвое меньше, чем на Лукомльской ГРЭС. Объясняется это тем, что отработавший в турбине пар в первом случае отдает теплоту конденсации сетевой воде или потреблению пара, а во втором – его теплота безвозвратно теряется в холодном источнике (Лукомльское озеро). Физически этот расход связан с восстановлением расчетного давления пара в барабане котла, для чего требуется дополнительное увеличение расхода топлива котлоагрегатом в объеме 4...7 % исходного режима (4...6 бар). Потенциал пара от номинального (14 бар) до исходного (4...6 бар) сбрасывается в турбине, а отработавший пар направляется к прежним потребителям.

Отдельно следует отметить наивысшую эффективность реализации комбинированного производства по турбоприводному варианту (ТП) в сравнении с турбогенераторным (ТГ). В случае применения турбины для непосредственного привода механизмов собственных нужд (насосов, вентиляторов, дымососов и т. д.) исключаются потери, связанные с двойным преобразованием энергии в электрогенераторе ( $\eta_{г} \approx 0,9$ ) и электродвигателе ( $\eta_{эд} \approx 0,9$ ). Очевидно, вариант ТП обеспечивает за счет этого экономию не менее 20...30 % потребляемой механизмом энергии  $\Sigma = (\eta_{г} \eta_{эд} = 0,9 \cdot 0,9 \approx 0,8)$ . Исключение двух электрических машин (генератора и электродвигателя) удешевляет и упрощает вариант ТП. Турбина ТРБ в ва-

рианте ТП эксплуатируется в диапазоне частот вращения ротора от нуля до номинальной. Это позволяет дополнительно реализовать экономию энергии на привод механизма и за счет регулировочного эффекта. Суть его состоит в исключении потерь с дросселированием перекачиваемой среды на частичных нагрузках за счет соответствующего снижения оборотов турбины и работы механизма с полностью открытым регулирующим клапаном (шибером) на напорной стороне. Использование регулировочного эффекта обеспечивает экономию энергии на привод. Вариант ТП, таким образом, не менее чем в 1,5 раза превосходит вариант ТГ. Недостаточный объем реализации варианта ТП объясняется коммерческими интересами поставщиков и, как следствие, отсутствием соответствующих турбоприводов. Кроме того, вариант ТГ дороже ТП.

Турбины ТРБ характеризуются наивысшей надежностью, которую обеспечивает их безредукторное исполнение, т. е. без маслосистемы, следовательно, они пожаробезопасны, что позволяет размещать турбину в любом помещении, в том числе и непосредственно у котлоагрегата, а малые габариты дают возможность установить ее вместо электродвигателя на его фундамент при реализации варианта ТП. Вторым фактором, обеспечивающим высокую надежность турбин ТРБ, является применение рабочего колеса с цельнофрезерованными рабочими лопатками, что вдвое снижает напряжения в теле лопаток, и, наконец, третий фактор – это тихоходное исполнение на частоту вращения ротора 3000 об/мин (у калужской – 8800 об/мин). Теоретически решена и экспериментально подтверждена в г. Гродно задача определения величины предельного заброса оборотов ротора турбины (любой) при отключении генератора от сети и отказе защиты от разгона. **Предельный заброс оборотов ротора турбины не превышает величины, удвоенной по сравнению с расчетной.** Экспериментальная проверка нашей турбины дала значение величины максимального заброса – 5740 об/мин при расчетной 3000 об/мин, что не превышает прочностные возможности ее ротора (у калужской – такой заброс составит около 15000 об/мин при расчетной – 8800 об/мин).

По удельному весу на единицу мощности турбины ТРБ превосходят в 5...7 раз машины аналогичного класса Калужского турбинного завода, что обеспечивает их низкую себестоимость и простоту эксплуатации (на уровне насоса). Турбины ТРБ выполняются на основе ступени равного повторного расширения рабочего тела с одним рабочим колесом, что гарантирует им преимущества по сравнению с аналогами, а именно: сравнительно малый расход пара холостого хода – 10 % номинальной величины у нашей и 31 % – калужской турбин, обеспечивая тем самым высокую экономичность турбин ТРБ на частичных нагрузках. Последнее обстоятельство важно при реализации турбоприводного варианта. Возможность выполнения промежуточных отборов рабочего тела удачно отличает турбины ТРБ от аналогов, что равноценно использованию в одной машине двух и более потоков дросселируемого пара (у калужских и чешских турбин, близких по мощности к нашей, такой возможности нет). Комплектация турбин асинхронным генератором (обычный электродвигатель) существенно упрощает электрическую часть турбогенераторной установки, а микропроцессорная система защит и управления, примененная на второй

турбине (г. Городок), выгодно отличает их от подобных, например калужских.

Ниже приводятся результаты расчетов экономической эффективности применения турбин ТРБ для трех вариантов.

**Исходные данные для расчетов:**

- **базовый вариант** (без турбогенераторной установки): отпуск тепловой энергии осуществляется в свежем паре при давлении 4 бара (3 ати); загрузка котла номинальная – 10 т/ч, КПД котла (расчетный) – 89 %;

- **варианты комбинированного производства тепловой и электрической энергии турбогенераторной установкой:** отпуск тепловой энергии осуществляется в отработавшем паре (после турбины) при противодавлении 1,5 бара, (0,5 ати) и 0,5 бара; давление пара перед турбиной принято для обеих величин противодавления, соответственно, 14 и 8 бар; количество отпускаемой тепловой энергии потребителям на всех режимах одинаково и соответствует базовому режиму; компенсация более низкого потенциала отработавшего пара для данных режимов осуществляется за счет соответствующего увеличения его расхода под базовую тепловую нагрузку. При этом котел дополнительно форсируется топливом для такого увеличения расхода пара. Дополнительный расход топлива котлом на данных режимах в отличие от базового режима расходуется на выработку механической (электрической) энергии турбогенераторной установкой. Такое выравнивание вариантов ( $Q_m = \text{const}$ ) соответствует фактическому ведению режимов и наиболее корректно отражает результаты.

В наших расчетах для оценки срока окупаемости турбоустановок ТРБ принимались удельные капиталовложения на уровне 150 дол./кВт, в то время как на аналогичное импортное оборудование они превышают 600 дол./кВт (калужские) и приближаются к 1000 дол./кВт (чешские). Полная стоимость импортируемой в Беларусь турбинной техники реально превышает приведенные выше цифры вследствие дополнительных затрат, связанных с вводом их в эксплуатацию, что существенно увеличивает сроки окупаемости импортной техники. Однако это же коснулось и отечественной техники. Работая над реализацией третьей машины, мы столкнулись с парадоксальной ситуацией: проект ее привязки вдвое превысил стоимость изготовления самой ТГУ, а затраты на монтаж, наладку и систему защит и автоматики утраивают эту цифру. Сложившаяся ситуация на рынке энергосберегающей техники объясняется просто: монополизмом обслуживающих организаций. Сломать этот порочный механизм можно и нужно, иначе ни о каком энергосбережении не может быть и речи. Обращаем на этот важнейший вопрос внимание соответствующих ведомств, ответственных за сложившуюся ситуацию. Возможная ситуация (без накруток) эффективности применения турбин ТРБ приводится ниже.

Результаты сравнительных расчетов экономической эффективности применения турбогенераторной установки с турбиной ТРБ для трех вариантов комбинированного производства тепловой и электрической энергии сведены в табл. 1.

**Анализ полученных результатов.** Основу принятия решения составляет технико-экономическая эффективность, ее суть отражается величинами располагаемой мощности турбоустановки, прибыли и себестоимости производства собственной электроэнергии.

**Основные результаты расчетов экономической эффективности  
применения турбин ТРБ в турбогенераторном варианте\***

Определяемая величина	Начальное / конечное давление, бар			
	14/1,5	8/1,5	14/0,5	4/4
Мощность на клеммах, кВт	704,16	493,23	967,26	0
Годовая выработка, млн кВт·ч	3,527	2,466	4,836	0
Прибыль заказчика, тыс. дол.	109,8	75,787	151,827	0
Капитальные вложения, тыс. дол.	96,645	73,985	166,082	0
Срок окупаемости, лет	0,9	0,97	1,1	0
Себестоимость, цент/кВт	0,88	0,93	0,86	0
Условное обозначение варианта	1	2	3	0

\* В турбоприводном варианте прибыль увеличивается в 1,5 раза.

Мощность и прибыль в варианте 3 достигают максимальных значений, а в варианте 2 они – минимальны. Их анализ подтверждает важность перевода котлов на номинальное давление пара, а также поддержания за турбиной его минимальной величины. Этим фактически предопределяется исполнение турбины ТРБ по типу ПТР, т. е. с промежуточным отбором пара на производство (отбор П) давлением 4...7 бар и теплофикационным противодавлением (ТР – выхлоп на бойлер). По такому типу выполнены обе головные машины. Надежность их работы подтвердила правильность заложенных конструктивных решений. Возможность выполнения турбин ТРБ под индивидуальные условия заказчика дополнительно расширяет их функциональные достоинства.

Себестоимость электроэнергии собственного производства минимальна в варианте 3, что также подтверждает изложенные выше выводы. Важно отметить, что собственная электроэнергия в 4 раза дешевле покупной из энергосистемы, и эта разница по мере подорожания топлива будет только увеличиваться, очевидно, в перспективе подорожания генерирующей техники.

Выбор основных характеристик турбины является важнейшим условием обеспечения высокой эффективности ее работы. Он требует изучения режимов теплоснабжения котельной. И эта задача решается на стадии рабочего проектирования турбины ТРБ под условия заказчика.

Практический интерес представляет цена на импортируемую технику такого класса. Так, КТЗ выставил цену для Скидельского сахарного завода на турбину 650 кВт в сумме 220 тыс. дол., или по цене  $k_{уд} = 338,5$  дол./кВт. Из расчета под ключ стоимость такого проекта составила бы 550 тыс. дол., а срок окупаемости с учетом платы за кредит при этом превысил бы 7 лет. Для многих заказчиков такой вариант не приемлем. Подчеркнем, что в скидельском примере турбоприводный вариант, т. е. без генераторной части. С учетом ее стоимости срок окупаемости турбогенераторного варианта с турбинами КТЗ превышает 10...12 лет, что не приемлемо для многих заказчиков.