

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Керн Д., Краус А. Развитие поверхности теплообмена. — М.: Энергия, 1977. — 461 с.
2. Гольберг А.И., Корягин В.С., Мочан С.И., Тынтарев Э.М. Расчет и проектирование цельносварных экранов котельных агрегатов. — Л.: Энергия, 1975. — 272 с.
3. Сегал Б.И., Семендяев К.А. Пятизначные математические таблицы. — М.: Изд-во АН СССР. 1950. — 464 с.
4. Видин Ю.В., Бойков Г.П., Колосов В.В., Ромашенко А.С. Краткий справочник по тепломассообмену. — Красноярск: Сибирский федеральный университет, 2007. — 169 с.

Поступила 01.03.2012 г.

УДК 621.311.22

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАМЕНЫ ПАРОВОГО ТУРБОПРИВОДА МЕХАНИЗМОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭНЕРГБЛОКОВ ТЭС ГАЗОТУРБИННЫМ ПРИВОДОМ

Н.Н. Галашов

Томский политехнический университет

E-mail: gal@tpu.ru

Получено уравнение, позволяющее на основе срока окупаемости определить экономическую целесообразность замены парового турбопривода механизма собственных нужд энергоблоков ТЭС газотурбинным двигателем в зависимости от стоимости электроэнергии и топлива и стоимостных и режимных показателей газотурбинных двигателей.

Ключевые слова:

Механизм собственных нужд; энергоблок, паровой турбопривод; газотурбинный двигатель; срок окупаемости.

Key words:

Auxiliary mechanism; power block; steam turbine drive; gas turbine engine; payback period.

Одним из главных направлений развития электроэнергетики на современном этапе является повышение эффективности выработки электроэнергии на основе современных энерго- и ресурсосберегающих технологий [1]. В настоящее время в энергетике к таким технологиям можно отнести установки с газотурбинными двигателями (ГТД). В последнее время газотурбинные двигатели очень быстро совершенствуются: их КПД растет, и даже для простого цикла достиг 40...45 %, а стоимость существенно снижается: в 3...4 раза ниже, чем для паротурбинных установок. На ТЭС пока ГТД используется для привода электрогенераторов: самостоятельно или в комбинации с паротурбинными установками в парогазовых установках. Но на ТЭС имеется большое количество механизмов собственных нужд, которые в качестве привода используют электродвигатели или паровые турбины.

Увеличение отпуска электроэнергии за счет сокращения затрат энергии на собственные нужды является актуальной задачей при эксплуатации, проектировании и модернизации ТЭС и существенным источником энергосбережения. Так, применение паротурбинного привода питательных насосов на энергоблоках сверхкритического давления позволило сократить расход электроэнергии на собственные нужды на 2...2,5 %. А на разрабатываемых энергоблоках нового поколения на сверхкритические параметры пара применение паротурбинного привода питательных насосов позво-

лит сократить расход электроэнергии на собственные нужды на 3...3,5 %.

Как показано в [2] паровой турбопривод при большой мощности экономичнее электродвигателей, поэтому в настоящее время на всех энергоблоках сверхкритических параметров для питательных насосов и для воздухоподогревателей на блоках 500, 800 МВт он установлен в качестве привода.

Паровой турбопривод позволяет: идеально регулировать производительность механизмов изменением частоты вращения; выполнить механизмы на высокое число оборотов, что улучшает их показатели, уменьшает габариты и стоимость; увеличить полезный отпуск электроэнергии при одинаковой мощности турбогенератора из-за уменьшения ее на электропривод; уменьшить затраты на систему питания электропривода и снизить токи короткого замыкания; увеличить устойчивость режима работы механизмов, благодаря отсутствию влияния колебания частоты тока на их производительность. К недостаткам парового турбопривода следует отнести то, что усложняется тепловая схема энергоблока и электростанции; требуется подача пара на турбопривод от пусковой котельной или через резервные паропроводы от других энергоблоков при пуске энергоблока.

Достоинства, которые имеет паровой турбопривод, обеспечивает также ГТД. В последнее время ГТД даже при небольшой мощности уже достигли эффективного КПД 30...35 % [3]. Замена газотур-

бинным двигателем парового турбопривода позволяет увеличить отпуск электроэнергии с ТЭС на величину электроэнергии, невыработанной основной турбиной, в результате пропуска части пара через турбопривод. При этом достоинством ГТД является то, что выходящие из него высокотемпературные газы (450...550 °С) можно использовать в цикле энергоблока для повышения его эффективности или для увеличения отпуска теплоты внешним потребителям. В результате ГТД позволяет полезно использовать до 85 % теплоты сожженного топлива, в то время как коэффициент использования теплоты топлива у парового турбопривода не больше 35...40 %. ГТД не усложняет тепловую схему энергоблока и не требует наличия пара при пуске. Существенным достоинством ГТД является их высокая маневренность. Так, ГТД, выполненные на основе авиационных двигателей, могут пускаться и набирать номинальную мощность за 5...10 мин. Пуск ГТД можно осуществить без наличия электроэнергии с помощью пускателей на сжатом воздухе или газе.

К недостаткам замены парового турбопривода ГТД следует отнести то, что при модернизации необходимо произвести капитальные затраты в установку нового оборудования и для работы ГТД сжигать дополнительно газ или жидкое топливо.

Положительный эффект от замены паротурбинного привода газотурбинным двигателем будет в том случае, если выигрыш от продажи дополнительно отпущенной электроэнергии от ПТУ будет выше капитальных затрат на установку нового оборудования и затрат на топливо, сжигаемое в ГТД.

Дополнительный отпуск электроэнергии можно получить за счет:

- пропуска пара, который шел на паровой турбопривод, через отсеки основной турбины;
- использования теплоты уходящих газов ГТД в цикле ПТУ;
- сокращения потерь энергии в конденсационной установке турбопривода, если он работает на конденсатор;
- сокращения затрат энергии на дутьевых вентиляторах при использовании уходящих газов ГТД для сжигания топлива в котле ПТУ, т. к. эти газы имеют коэффициент избытка воздуха 3...5.

В данной работе будем учитывать только первые два пункта, т. к. они будут присутствовать всегда. Если будут присутствовать два последних пункта — это увеличит эффективность использования ГТД.

Поскольку замену парового турбопривода газотурбинным двигателем можно произвести за 3...4 месяца, экономическую эффективность оценим на основе простого срока окупаемости единовременных капитальных затрат без дисконтирования [4]

$$T_{ок} = K / (\Delta\Pi_{ч} + \Delta U_{ам}), \quad (1)$$

где K — капитальные затраты на покупку и установку ГТД со всем дополнительным оборудованием;

$\Delta\Pi_{ч}$ — годовой прирост чистой прибыли при замене парового турбопривода ГТД; $\Delta U_{ам}$ — годовые амортизационные отчисления на ГТД и дополнительное оборудование.

Капитальные затраты на установку ГТД определим как

$$K = k_{ГТД} N_{м.н.} / \eta_{м.н.}, \quad (2)$$

где $k_{ГТД}$ — удельные капитальные затраты на покупку и установку ГТД, дожимного компрессора, воздухоочистного и теплообменного оборудования, а также прочего дополнительного оборудования и трубопроводов, р/кВт; $N_{м.н.}$ — номинальная мощность механизма собственных нужд с заменяемым турбоприводом, кВт, $\eta_{м.н.}$ — КПД механизма собственных нужд в номинальном режиме.

Годовые амортизационные отчисления на новое оборудование определяются по формуле

$$\Delta U_{ам} = \alpha_{ам} K, \quad (3)$$

где $\alpha_{ам}$ — доля амортизационных отчислений.

Годовой прирост чистой прибыли при установке ГТД определяется как

$$\Delta\Pi_{ч} = \Delta\Pi_6 - \Delta H,$$

где $\Delta\Pi_6$ — годовой прирост балансовой прибыли; ΔH — налог на прибыль. С учетом доли налога на прибыль $\gamma = \Delta H / \Delta\Pi_6$ получаем

$$\Delta\Pi_{ч} = \Delta\Pi_6 (1 - \gamma). \quad (4)$$

Годовой прирост балансовой прибыли определится как

$$\Delta\Pi_6 = R_9 - B_{ГТД} \Pi_{т.},$$

где R_9 — годовая выручка от продажи дополнительной электроэнергии, р; $B_{ГТД}$ — расход условного топлива на ГТД, кг/год; $\Pi_{т.}$ — цена условного топлива, сжигаемого в ГТД, р/кг.

Дополнительный годовой отпуск электроэнергии сложится из следующих составляющих:

1) увеличения годового отпуска электроэнергии за счет пропуска пара турбопривода через отсеки основной турбины

$$\Delta\Theta_1 = D_{тп} H_{от} \eta_{oi} \eta_{м} \eta_{г.год}, \quad (5)$$

где $D_{тп}$ — среднегодовой расход пара на паровой турбопривод, кг/с; $H_{от}$, η_{oi} — среднегодовые располагаемый теплоперепад, кДж/кг, и внутренний относительный КПД отсеков основной турбины, через которые пройдет пар турбопривода; $\eta_{м}$ — механический КПД турбины; $\eta_{г.}$ — КПД электрогенератора; $h_{год}$ — число часов работы турбопривода в году.

Среднегодовой расход пара на паровой турбопривод определяется по формуле

$$D_{тп} = N_{м.н.ср} / (H_{отп} \eta_{oi.тп} \eta_{м.тп} \eta_{м.н.ср}),$$

где $N_{м.н.ср}$ — среднегодовая нагрузка механизма собственных нужд, кВт; $H_{отп}$, $\eta_{oi.тп}$ — среднегодовые располагаемый теплоперепад, кДж/кг, и внутренний относительный КПД парового турбопривода, кДж/кг; $\eta_{м.тп}$ — механический КПД турбопривода; $\eta_{м.н.ср}$ — КПД механизма собственных нужд при среднегодовой нагрузке. В результате, с учетом того, что обычно $H_{от} = H_{отп}$, уравнение (5) можно записать в следующем виде

$$\Delta\Theta_1 = N_{м.н.ср} \eta_{oi} \eta_{м} \eta_{г.год} / (\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп} \eta_{м.н.ср}).$$

2) увеличения годового отпуска электроэнергии в результате увеличения мощности основной турбины при использовании теплоты уходящих газов ГТД в цикле энергоблока

$$\Delta \dot{Q}_2 = Q_{и.ух} e \eta_m \eta_r h_{год},$$

где $Q_{и.ух}$ – используемая среднегодовая тепловая мощность уходящих газов ГТД, кВт; e – коэффициент использования мощности в месте подвода $Q_{и.ух}$ в цикле энергоблока.

Годовая выручка от продажи дополнительной электроэнергии определяется как

$$R_{\dot{Q}} = [N_{м.ср} \eta_{oi} / (\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп} \eta_{м.ср}) + Q_{и.ух} e] \eta_m \eta_r h_{год} \Pi_{\dot{Q}}, \quad (6)$$

где $\Pi_{\dot{Q}}$ – стоимость отпускаемой электроэнергии, р/(кВт·ч).

Годовой расход топлива на ГТД определяется по формуле

$$B_{ГТД} = b_{ГТД} N_{м.ср} h_{год} / \eta_{м.ср}, \quad (7)$$

где $b_{ГТД}$ – удельный расход условного топлива на ГТД при $N_{м.ср}$, кг/(кВт·ч).

На основе уравнений (4), (6) и (7) получаем

$$\Delta \Pi_{\dot{Q}} = \left\{ \left[N_{м.ср} \eta_{oi} / (\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп} \eta_{м.ср}) + Q_{и.ух} e \right] \times \right. \\ \left. \times \eta_m \eta_r \Pi_{\dot{Q}} - b_{ГТД} N_{м.ср} h_{год} \Pi_{\dot{Q}} / \eta_{м.ср} \right\} h_{год} (1 - \gamma). \quad (8)$$

В результате подстановки уравнений (2), (3) и (8) в (1) и несложных преобразований получаем

$$T_{ок} = \left\{ \left[\frac{N_{м.ср}}{N_{м.н}} \frac{\eta_{oi} \eta_m \eta_r}{\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп} \eta_{м.ср}} + \frac{Q_{и.ух} e \eta_m \eta_r}{N_{м.н}} - \frac{b_{ГТД}}{\eta_{м.ср}} \frac{N_{м.ср}}{N_{м.н}} \frac{\Pi_{\dot{Q}}}{\Pi_{\dot{Q}}} \right] \times \right. \\ \left. \times \frac{h_{год} (1 - \gamma) \eta_{м.ср} \Pi_{\dot{Q}}}{k_{ГТД}} + \alpha_{ам} \right\}^{-1}. \quad (9)$$

Это уравнение можно преобразовать к более удобному для расчетов и анализа виду.

Введем следующее обозначение: $k_{N_{м.ср}} = N_{м.ср} / N_{м.н}$ – коэффициент среднегодовой нагрузки механизма собственных нужд. Эффективную мощность ГТД в номинальном режиме можно записать как $N_{ГТД.н} = Q_{ГТД.н} \eta_{ГТД.н} = N_{м.ср} / \eta_{м.ср}$, где $Q_{ГТД.н}$ – тепловая мощность, подводенная к ГТД в номинальном режиме; $\eta_{ГТД.н}$ – эффективный КПД ГТД в номинальном режиме. Откуда $N_{м.ср} = Q_{ГТД.н} \eta_{ГТД.н} \eta_{м.ср}$. Обозначим $Q_{и.ух} / Q_{ГТД.н} = k_{Q_{и.ух}}$ – коэффициент использования тепла уходящих газов ГТД.

После подстановки этих выражений в уравнение (9) получаем

$$T_{ок} = \left\{ \left[k_{N_{м.ср}} \frac{\eta_{м.ср}}{\eta_{м.ср}} \left(\frac{\eta_{oi} \eta_m \eta_r}{\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп}} - b_{ГТД} \frac{\Pi_{\dot{Q}}}{\Pi_{\dot{Q}}} \right) + \right. \right. \\ \left. \left. + k_{Q_{и.ух}} \frac{e \eta_m \eta_r}{\eta_{ГТД.н}} \right] \times \right. \\ \left. \times \frac{h_{год} (1 - \gamma) \Pi_{\dot{Q}}}{k_{ГТД}} + \alpha_{ам} \right\}^{-1}. \quad (10)$$

Уравнение (10) позволяет для любого механизма собственных нужд ТЭС проанализировать влияние на срок окупаемости замены паротурбинного при-

вода газотурбинным двигателем основных режимных и стоимостных показателей. При этом видно, что главную роль играют стоимости электроэнергии и топлива, удельные капитальные затраты в ГТД, эффективный КПД ГТД, продолжительность работы привода в году и коэффициент его загрузки, а также величина и место ввода в цикл ПТУ используемого тепла уходящих газов ГТД.

В уравнении (10) можно выделить комплекс

$$\frac{\eta_{oi} \eta_m \eta_r}{\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп}} - b_{ГТД} \frac{\Pi_{\dot{Q}}}{\Pi_{\dot{Q}}}, \quad (11)$$

отрицательное значение которого позволяет сразу оценить недопустимую область использования ГТД. В первом приближении можно принять $\eta_{oi} \eta_m \eta_r / (\eta_{oi.тп} \eta_{м.тп}) = 1$. Тогда из (11) следует, что необходимо рассматривать только варианты, где $\Pi_{\dot{Q}} > b_{ГТД} \Pi_{\dot{Q}}$.

Для представления влияния на срок окупаемости замены турбопривода газотурбинным двигателем $\Pi_{\dot{Q}}$, $\Pi_{\dot{Q}}$ и $k_{ГТД}$ были произведены расчеты при следующих заданных величинах: $h_{год} = 8500$ ч; $k_{N_{м.ср}} = 0,75$; $k_{Q_{и.ух}} = 0,4$; $e = 0,3$; $\eta_{oi} = 0,87$; $\eta_{oi.тп} = 0,8$; $\eta_m = 0,98$; $\eta_{м.тп} = 0,97$; $\eta_r = 0,985$; $\eta_{м.ср} = 0,75$; $\eta_{м.н} = 0,8$; $\eta_{ГТД.н} = 0,3$; $b_{ГТД} = 0,4$; $\alpha_{ам} = 0,083$; $\gamma = 0,2$. Результаты расчетов приведены в таблице.

Таблица. Срок окупаемости замены парового турбопривода ГТД, лет

$\Pi_{\dot{Q}}$, р/кг	$k_{ГТД}$, р/кВт	$\Pi_{\dot{Q}}$, р/(кВт·ч)					
		0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	2,0
1	5000	2,00	1,08	0,74	0,56	0,45	0,33
	10000	3,44	1,98	1,40	1,08	0,88	0,64
	15000	4,51	2,75	1,98	1,54	1,27	0,93
	20000	5,35	3,41	2,50	1,98	1,63	1,21
1,5	5000	3,55	1,41	0,88	0,64	0,50	0,36
	10000	5,49	2,53	1,65	1,22	0,97	0,69
	15000	6,70	3,44	2,31	1,74	1,40	1,00
	20000	7,54	4,18	2,89	2,21	1,79	1,30
2	5000	15,65	2,04	1,09	0,75	0,57	0,38
	10000	13,62	3,49	2,00	1,40	1,08	0,74
	15000	13,05	4,13	2,77	1,99	1,55	1,08
	20000	12,78	5,42	3,44	2,52	1,98	1,40
2,5	5000	–	3,68	1,43	0,89	0,65	0,42
	10000	–	5,63	2,56	1,66	1,23	0,81
	15000	–	6,85	3,47	2,33	1,75	1,17
	20000	–	7,68	4,23	2,91	2,22	1,51
3	5000	–	18,40	2,08	1,10	0,75	0,46
	10000	–	14,56	3,55	2,02	1,41	0,88
	15000	–	13,62	4,64	2,80	2,00	1,28
	20000	–	13,19	5,49	3,46	2,53	1,65

Из таблицы видно, что в широком диапазоне стоимостей электроэнергии, топлива и оборудования имеется приемлемый срок окупаемости замены парового турбопривода механизмов собственных нужд энергоблоков ТЭС газотурбинным двигателем.

Как было сказано выше, паровой турбопривод в настоящее время установлен на всех энергобло-

ках сверхкритических параметров для питательных насосов и для воздухоувоков на блоках 500, 800 МВт. В первую очередь замену парового турбопривода газотурбинным двигателем необходимо рассматривать для энергоблоков, работающих на газе, в связи с возможностью использования газа для работы ГТД, а также для энергоблоков большой мощности, т. к. их турбопривод имеет более высокую мощность, а значит меньшие удельные капитальные затраты.

Уравнение (10) получено при условии замены парового турбопривода механизма собственных нужд существующего энергоблока ГТД, но его можно использовать также для анализа установки ГТД вместо парового турбопривода на вновь проектируемых энергоблоках. В этом случае в уравнении (10) вместо $k_{ГТД}$ надо подставлять $\Delta k_{ГТД}$ — разницу капитальных затрат в установку ГТД и парового турбопривода. Поскольку эта разница близка к нулю, а часто отрицательна, то такая замена весьма

эффективна, если попадаем в допустимую область по условию (11).

Выводы

1. Замена парового турбопривода механизмов собственных нужд существующих энергоблоков ТЭС газотурбинным двигателем позволяет увеличить отпуск электроэнергии, улучшить структуру тепловой схемы энергоблока и повысить его КПД в результате использования теплоты уходящих газов газотурбинного двигателя, а также увеличить маневренность привода механизмов собственных нужд и, соответственно, энергоблока.
2. Большой экономический эффект можно получить при установке газотурбинных двигателей для привода механизмов собственных нужд вместо парового турбопривода на вновь проектируемых энергоблоках ТЭС.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегии России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журн. «Энергетическая политика». — М.: ГУ ИЭС, 2010. — 185 с.
2. Техничко-экономические основы выбора параметров конденсационных электрических станций / под ред. Л.С. Стермана. — М.: Высшая школа, 1970. — 280 с.
3. Иноземцев А.А., Сандарский В.Л. Газотурбинные двигатели. — Пермь: ОАО «Авиадвигатель», 2006. — 1204 с.
4. РД 153–34.1–09.321–2002. Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС. — М.: СПО ОРГРЭС, 2003. — 84 с.

Поступила 28.05.1012 г.