

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

6.2. Газотурбинные и парогазовые установки

6.2.1. Перспективы применения газотурбинных и парогазовых установок в тепловой энергетике

Березинец П.А., Ольховский Г.Г.; ОАО «ВТИ»

Развитие газотурбинных и парогазовых установок. Структура топливного баланса тепловых электростанций Российской Федерации с преимущественной долей природного газа (более 70 %) должна предопределять широкое использование парогазовой технологии производства электрической энергии. В первую очередь это касается нового строительства в регионах, обеспеченных природным газом. В этом случае возможно сооружение наиболее экономичных ПГУ бинарного цикла, где все тепло подводится с топливом в ГТУ, а выработка и перегрев пара осуществляются теплом выхлопных газов ГТУ. Высокая экономичность бинарных ПГУ обеспечивается при умеренных параметрах пара и простой тепловой схеме паровой турбинной установки.

Большой экономический эффект по экономии топлива и капиталовложений также может быть получен посредством надстройки действующих энергоблоков газовыми турбинами [1, 2].

Ключевой проблемой применения парогазовой технологии в энергетике является наличие экономичных и надежных газовых турбин. Ведущими энергетическими газотурбостроительными фирмами («Дженерал Электрик», «Мицубиси Хэви Индастриз», «Альстом», «Сименс») отработаны конструкции, обеспечивающие надежность на уровне паротурбинных установок и даже выше, более низкие удельную стоимость и эксплуатационные затраты по сравнению с паросиловыми установками. Высокие показатели надежности и экономичности являются результатом использования научных и конструкторских разработок в области газодинамики, теплообмена, горения, механики и конструктивной прочности, материаловедения, металлургии и металлообработки [3—5].

Для выпускаемых в настоящее время ГТУ характерны:

- монокристаллические с термобарьерным и противокоррозионным покрытием лопатки первой, а иногда и второй ступеней и лопатки с направленной кристаллизацией остальных ступеней;
- воздушное (а в перспективе — паровое) охлаждение лопаток;
- поворотные направляющие аппараты на входе или в нескольких первых ступенях компрессора;
- малотоксичные «сухие» камеры сгорания, работающие на предварительно подготовленной смеси топлива и воздуха или реализующие принцип многоступенчатого сжигания топлива.

Развитие ГТУ привело к существенному повышению КПД парогазовых установок. В настоящее время их КПД на Западе уже достиг 58,5 %, а показатели надежности не уступают и даже превосходят показатели обычных паросиловых блоков.

Дальнейший прогресс в развитии ГТУ связывается с достижениями в области разработок новых материалов и способов охлаждения лопаток. Применение для их охлаждения пара или воды обеспечит дальнейшее повышение

начальной температуры газов и, как следствие, дальнейшее повышение экономичности.

На ранних этапах развития ГТУ много внимания уделялось совершенствованию их цикла с помощью промежуточного охлаждения воздуха при сжатии в компрессоре, промежуточного нагрева газов при их расширении в газовой турбине и регенерации тепла выхлопных газов для подогрева сжатого воздуха. В частности, с использованием промощаждения воздуха при сжатии и промежуточного нагрева газов создана и эксплуатируется с 1970 г. отечественная ГТ-100 мощностью 100 МВт, не уступавшая в момент создания мировым образцом. Кроме того, разрабатывались и продолжают развиваться газопаровые установки, в которых дополнительно используется водяной пар, вырабатываемый за счет теплоты выхлопных газов, подмешиваемый к продуктам сгорания в камере сгорания.

Преимуществами парогазовых установок по сравнению с паросиловыми являются:

- высокая экономичность и связанное с этим слабое отрицательное воздействие на окружающую среду;
- меньшие капитальные затраты;
- более короткие сроки сооружения и возможность поэтапного ввода электрогенерирующих установок (первый этап — ГТУ, второй этап — паротурбинная установка).

Задачей отечественного энергетического газотурбостроения является освоение начальных температур газов 1100...1200 °С и выше для увеличения КПД ГТУ до 33...37 %.

В 1999 г. были начаты испытания ГТУ мощностью 110 МВт типа ГТЭ-110, разработанной НПО «Машпроект» в г. Николаеве, производство которой освоено в НПО «Сатурн» (г. Рыбинск). В 2007 г. начато серийное производство ГТЭ-110 в НПО «Сатурн». Первые две ГТУ поставлены на Ивановскую ГРЭС для работы в составе ПГУ мощностью 325 МВт. Третья серийная ГТУ будет эксплуатироваться в качестве надстройки блока мощностью 300 МВт на ГРЭС-24 в г. Новомичуринске.

В настоящее время практически все заводы авиационных двигателей имеют программы конверсии и разрабатывают двигатели для промышленного применения. Самарский НТК «Двигатели НК» уже выпускает энергетическую ГТУ типа НК-37 мощностью 25 МВт и разрабатывает следующую ее модификацию мощностью 30 МВт с КПД 37 %. МПП «Салют» (г. Москва) и ЗАО «Энергоавиа» (г. Москва) производят ГТУ мощностью 20 МВт с КПД 31—33 %.

Модернизация тепловых станций. Наиболее эффективным способом внедрения парогазовой технологии производства электроэнергии является превращение действующих паротурбинных тепловых электростанций в парогазовые путем их надстройки газовыми турбинами [1, 2].

Эффективность надстроенного энергетического блока (ПГУ) зависит от трех параметров — КПД ГТУ, КПД

паросиловой установки (ПСУ) и доли тепла, подводимого с топливом в ГТУ, от общего количества тепла топлива, используемого в ПГУ. В табл. 6.3 показано влияние каждого из упомянутых параметров на КПД ПГУ.

Как следует из табл. 6.3, при одинаковых КПД ГТУ бинарная ПГУ более эффективна даже при более низком КПД паросиловой части. Однако существенно более низкие капитальные затраты на модернизацию действующих энергоблоков могут иметь решающее значение при сравнении с новым строительством бинарной ПГУ.

Таблица 6.3. Влияние бинарности на КПД ПГУ

Доля тепла, подводимого в ГТУ	КПД ГТУ	КПД ПСУ	КПД ПГУ
1	0,32	0,30	0,52
1	0,36	0,32	0,57
1	0,36	0,36	0,59
1	0,38	0,38	0,61
0,3	0,32	0,41	0,47
0,4	0,32	0,41	0,49
0,3	0,36	0,41	0,48
0,4	0,36	0,41	0,50
0,3	0,36	0,45	0,51
0,4	0,36	0,45	0,53

Наличие большого количества различных схем газотурбинных надстроек (ГТ-надстроек) затрудняет выбор оптимального варианта для конкретных условий. Однако значительно сузить количество рассматриваемых схем можно, руководствуясь безусловными критериями, базирующимися на технических ограничениях. К таким критериям можно отнести:

- 1) возможность реализации схемы ПГУ в условиях конкретно рассматриваемой электростанции;
- 2) теплотехническую эффективность схемы;
- 3) необходимость и длительность реконструкции основного оборудования;
- 4) эксплуатационную гибкость и надежность модернизированного блока.

Первый критерий связан в первую очередь с наличием места в главном корпусе и на генплане электростанции для размещения оборудования ГТ-надстройки. Этот критерий в некоторых ситуациях может оказаться решающим.

Второй критерий определяет эффективность модернизации энергоблока по экономии удельного расхода топлива в различных условиях работы (например, при значительных колебаниях температуры наружного воздуха) и при переменных режимах работы (например, при частичных нагрузках, с различным количеством газовых турбин).

Значительность третьего критерия зависит от величины резерва располагаемой мощности энергосистемы. Если этот резерв достаточен и вывод в реконструкцию энергоблока не влечет за собой нарушения энергоснабжения потребителей, то выбор схемы ГТ-надстройки представляет собой чисто финансово-экономическую задачу. Если же резерв мощности отсутствует и ее дефицит не может быть покрыт за счет межсистемных связей, то даже высокоэкономичная схема, но требующая для реализации времени больше, чем период ремонтной кампании, не может быть рекомендована для использования.

Использование четвертого критерия связано, в первую

очередь, с режимом работы электростанции в энергосистеме (маневренный или базовый) и требованиями к надежности основного и вспомогательного оборудования (например, требование автономной работы паросиловой части при отключении газовой турбины).

В зависимости от того, каким образом осуществляется связь газовой турбины с ПСУ, схемы ГТ-надстроек условно можно разделить на параллельные и последовательные. В параллельных схемах используются котлы-утилизаторы, в которых вырабатывается пар одного или двух давлений, направляемый в соответствующую точку паротурбинного цикла, или нагревается конденсат, питательная или сетевая вода. Некоторые из этих схем представлены на рис. 6.6.

Последовательная схема — схема со сбросом выхлопных газов ГТУ в горелки энергетического котла — показана на рис. 6.7.

Существуют также комбинированные схемы, в которых осуществляется частичное охлаждение газов после газовой турбины в автономном газовойдяном теплообменнике, после которого выхлопные газы ГТУ сбрасываются в горелки котла.

Сравнение описанных схем ГТ-надстроек при использовании ГТУ типа ГТЭ-110 НПО «Машпроект» для исходного паросилового блока мощностью 300 МВт представлены в табл. 6.4.

Из рассмотренных выше схем наиболее экономичной является сбросная схема ГТ-надстройки.

Таблица 6.4. Относительная эффективность ПГУ с различными типами ГТ-надстроек

Тип ГТ-надстройки	Экономия топлива по сравнению с паросиловым блоком, %
Схема со сбросом выхлопных газов ГТУ в топку энергетического котла	10,4
Параллельная схема с выработкой слабо перегретого пара и подачей его в перегреватель надстраиваемого котла + подогрев питательной воды и основного конденсата выхлопными газами ГТУ	8,5
Параллельная схема с подогревом питательной воды до 330 °С и основного конденсата выхлопными газами ГТУ	7,2
Параллельная схема с выработкой пара с параметрами холодного промперегрева и подачей его в промперегреватель энергетического котла + подогрев основного конденсата выхлопными газами ГТУ	6,0
Параллельная схема с выработкой перегретого пара и подачей его в паровую турбину + подогрев основного конденсата выхлопными газами ГТУ	5,8
Параллельная схема с выработкой пара с параметрами горячего промперегрева и подачей его в паровую турбину	5,2
Параллельная схема с подогревом питательной воды до номинального значения за ПВД + подогрев основного конденсата выхлопными газами ГТУ	3,5

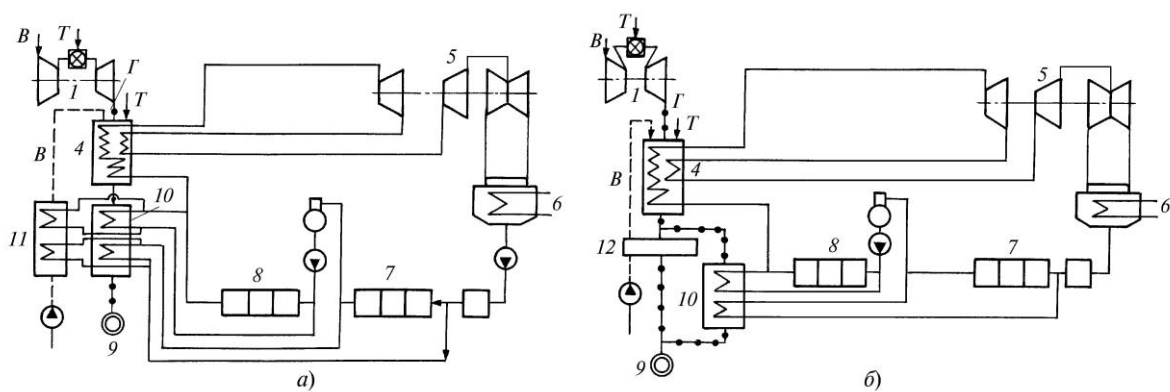
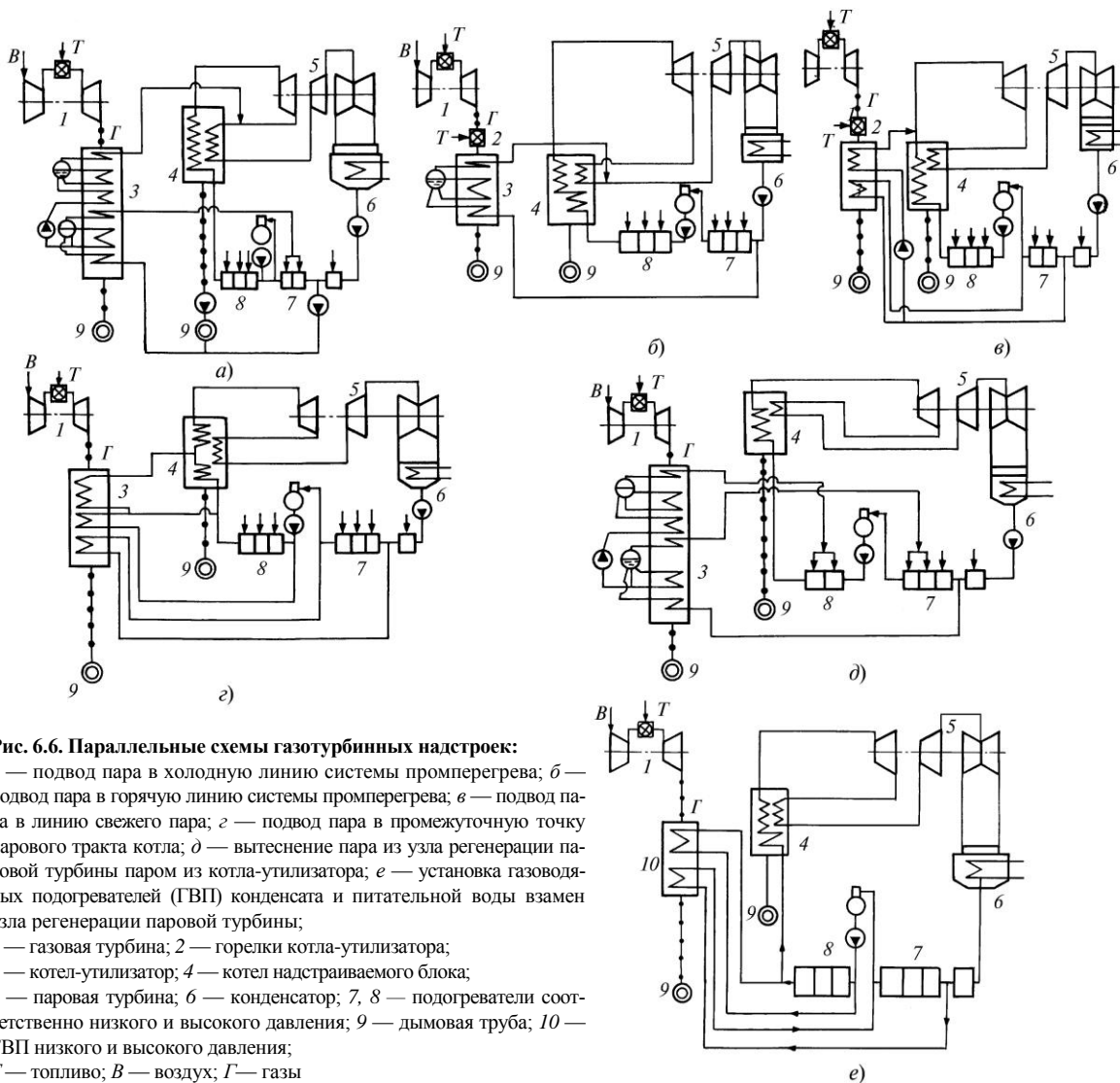


Таблица 6.5. Технико-экономические показатели энергоблоков с ГТУ по сбросной схеме

Показатель	Энергоблок				
	Мощность 300 МВт		Мощность 800 МВт		
Тип ГТУ	ГТЭ-110		ГТЭ-110		ГТЭ-160
Число ГТУ	1		2	3	2
Расход свежего пара на турбину, т/ч	930	800	2000		
Расход вторичного пара, т/ч	817	712,6	1909,6		
Мощность ГТУ, МВт	107,5	107,5	227	340,5	317,2
Мощность паровой турбины, МВт	325,9	287,8	759,8	769,7	765,8
Мощность энергоблока брутто, МВт	433,4	395,3	986,8	1110,2	1083
Мощность энергоблока нетто, МВт	423,6	385,5	974,6	1097	1070,7
КПД энергоблока нетто, %	44,51	44,78	45,9	48,0	47,87
Экономия топлива по сравнению с ПСУ, %	11,6	12,2	9,5	13,5	13,1
Экологические показатели при работе котла на мазуте:					
удельные выбросы NO _x , кг/(МВт·ч)	0,57	—	—	—	—
снижение по сравнению с ПСУ, %	35	—	—	—	—
удельные выбросы SO ₂ , кг/(МВт·ч)	7,9	—	—	—	—
снижение по сравнению с ПСУ, %	25	—	—	—	—

В табл. 6.5 приводятся технико-экономические показатели энергоблоков 300 и 800 МВт надстроенных ГТУ по сбросной схеме.

Газотурбинная надстройка пылеугольных энергоблоков. Для пылеугольных блоков без решения дополнительных проблем, связанных со сжиганием угольной пыли в среде выхлопных газов ГТУ, могут использоваться параллельные схемы ГТ-надстроек. Однако при этом не исключается возникновение проблем, связанных с паротурбинной установкой и частичными нагрузками надстроенного блока.

Вопросы использования ГТУ для надстройки пылеугольных котлов по сбросной схеме в отечественной теплоэнергетике глубоко не прорабатывались. Первая попытка разработки конструкции котла для пылеугольного блока мощностью 300 МВт и ГТУ типа ГТЭ-110 была предпринята ВТИ и СибВТИ в 1993 г., результаты которой излагаются ниже. Мощность ПГУ в этом варианте составляла около 500 МВт.

Использование сбросной схемы ГТ-надстройки связано с проблемой сжигания угольной пыли в среде выхлопных газов ГТУ. Однако широкое использование сбросной схемы ГТ-надстройки на пылеугольных электростанциях Германии свидетельствует о ее разрешении.

Отечественный опыт, который можно было бы использовать для этой цели, очень ограничен. Однако опыт создания и эксплуатации котлов на канско-ачинских углях с прямым вдуванием пыли (например, П-67 блока 800 МВт) свидетельствует об отсутствии проблем с выгоранием угольной пыли при подаче в горелки сушильных и рециркуляционных газов. Кроме того, имеются положительные результаты стендовых исследований, которые показали, что уменьшение содержания кислорода ухудшает условия воспламенения факела и снижает интенсивность горения, однако отмечалось, что горение факела достаточно устойчиво. Профессором В.И. Бабием (ВТИ) установлено, что на стадии воспламенения и горения важно интенсифицировать массообмен, особенно при использовании выхлопных газов ГТУ в качестве вторичного воздуха.

Интенсифицировать выгорание топлива можно, реализовав следующие мероприятия:

- утонение угольной пыли путем использования, в

частности, двухступенчатого сепаратора СибВТИ;

- применение прямоточных горелок с периферийной и рассредоточенной подачей аэросмеси и с центральным вводом вторичного воздуха. Такие горелки обладают высокими параметрами воспламенения и перемешивания аэросмеси со вторичным воздухом;

- использование топок с вихревой аэродинамикой (с тангенциальной компоновкой прямоточных горелок).

Для блока мощностью 300 МВт сконструирован котел, при работе которого обеспечиваются эффективное сжигание канско-ачинского угля и низкие выбросы вредных веществ. Сжигание угля осуществляется по схеме с прямым вдуванием, хорошо зарекомендовавшей себя на котле П-67 блока 800 МВт и на котле Е-500.

Для снижения эмиссии оксидов азота разработана технология ступенчатого сжигания угля в среде выхлопных газов ГТУ.

Технико-экономические показатели блока при температуре наружного воздуха +15 °С и температуре охлаждающей воды +12 °С в автономном (ПСУ) и комбинированном (ПГУ) режимах приведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6. Технико-экономические показатели энергоблока 300 МВт в автономном и комбинированном режимах работы

Показатель	Режим	
	ПСУ	ПГУ
Расход свежего пара, т/ч	1000	1000
Температура свежего пара, °С	540	540
Температура пара промперегрева, °С	539	541
Расход пара через пароперегреватель, т/ч	797,5	833,8
Расход воды через ГВП ВД, т/ч	—	200
Расход воды через ГВП НД, т/ч	—	1500
Расход топлива на котел, т/ч	193,79	171,475
Температура уходящих газов, °С	152	159
КПД котла брутто, %	92,0	90,85
Мощность паровой турбины, МВт	338,2	355,05
Мощность газовой турбины, МВт	—	107,5
Мощность блока брутто, МВт	338,2	462,55
КПД блока брутто, %	42,23	47,77
Мощность блока нетто, МВт	317,9	442,35
КПД блока нетто, %	39,69	46,69

Таблица 6.7. Основные показатели ПСУ и ПГУ при автономном и комбинированном режимах работы

Показатель	Режим	
	ПСУ	ПГУ
Расход пара, т/ч	1000	1000
Расход топлива на котел, т/ч ($Q_{н,р} = 14\ 863,9$ кДж/кг)	190,854	168,649
Коэффициент избытка воздуха в топке	1,2	1,2
Расход уходящих газов, м ³ /ч	1 100 880	1 299 960
Расход природного газа на ГТУ, кг/с ($Q_{н,р} = 49\ 180$ кДж/кг)	—	10,49
Коэффициент избытка воздуха за ГТУ	—	3,37
Расход газов за ГТУ, кг/с	—	362,3
Мощность энергоблока брутто, МВт	339,0	458,5
Выброс NO _x после котла, кг/ч	247,7	292,5
Удельные выбросы NO _x :		
кг/(МВт·ч)	0,73	0,64
г/МДж	0,087	0,067
Валовые выбросы пыли, кг/ч	55,04	65,0
Удельные выбросы пыли:		
кг/(МВт·ч)	0,16	0,14
г/МДж	0,019	0,015

Экологические показатели. Организация ступенчатого сжигания угольной пыли при автономном режиме работы котла должна обеспечить нормативную концентрацию оксидов азота — 225 мг/м³. При работе в комбинированном режиме, когда вместо вторичного воздуха используются сбросные газы ГТУ, выбросы NO_x могут быть уменьшены по сравнению с нормативными ли-

бо при сохранении нормативного значения может быть упрощена организация топочного процесса.

Опыт эксплуатации двух сбросных ПГУ-250 Молдавской ГРЭС свидетельствует, что при переходе от автономного в комбинированный режим концентрация NO_x снижается примерно на 35 %.

Подобные рассуждения могут быть проведены и относительно выбросов золы. Если система пылеочистки будет рассчитана на обеспечение нормативной концентрации золы в уходящих газах (50 мг/м³) для автономного режима, то в комбинированном режиме она снизится, во-первых, из-за уменьшения расхода угля (на 12 %) и, во-вторых, из-за увеличения объемного расхода уходящих газов (на 18 %).

При консервативном подходе, т.е. если принять, что в обоих режимах обеспечиваются одинаковые (нормативные) концентрации NO_x и пыли, то сравнение автономного и комбинированного режимов выглядит так, как представлено в табл. 6.7.

Таким образом, даже при консервативном подходе в режимах ПГУ можно ожидать снижения удельных выбросов NO_x на выработанную электроэнергию на 12,3 %, на сожженное топливо — на 23 %. Удельные выбросы при этом сокращаются:

- на выработанную электроэнергию — на 12,5 %;
- на сожженное топливо — на 21 %.

Следует заметить, если пылеочистное оборудование будет выбрано для комбинированного режима работы, то капитальные затраты на него заметно снизятся.