

ВОЗМОЖНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ СП «ИНТЕРТУРБО» В ТЕХНИЧЕСКОМ ПЕРЕООРУЖЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ РОССИИ И БЕЛАРУСИ

**Кандидаты техн. наук КОРОТКОВ В. А., НЕУЙМИН В. М.,
докт. техн. наук БАЛАБАНОВИЧ В. К.,
инженеры ХАНДОБИН А. В., ЕРМОЛАЕВ П. А.,
НИКОЛАЕВ А. И., ПАНТЕЛЕЙ Н. В.**

*ОДУ Северо-Запада РАО «ЕЭС России», ЗАО «Энергореновация»,
Белорусская государственная политехническая академия,
СП «Интертурбо», АООТ НПО ЦКТИ*

Одним из основных направлений технического перевооружения существующих отечественных паротурбинных тепловых электростанций должно стать широкое использование газотурбинных и парогазовых технологий, что в первую очередь потребует большого количества экономичных и надежных газотурбинных установок (ГТУ). Возможным способом удовлетворения потребности в таких ГТУ, наряду с собственным производством, в частности на ОАО ЛМЗ, является организация их совместного производства с ведущими зарубежными газотурбостроительными фирмами. Информация об отечественных ГТУ и их использовании для технического перевооружения и реконструкции тепловых электростанций приведена в [1, 2].

Учрежденное фирмой Siemens/KWU и ОАО ЛМЗ СП «Интертурбо» занимается на производственных площадях завода «Турбоатомгаз» сборкой энергетических ГТУ конструкции фирмы Siemens/KWU V94.2 мощностью 150 МВт из узлов и деталей, производимых как собственно фирмой Siemens/KWU, так и ОАО ЛМЗ. Сегодня производственная мощность СП «Интертурбо» – восемь ГТУ V94.2 в год. Первые четыре агрегата V94.2 были собраны СП «Интертурбо» в 1993...1995 гг. В августе 1999 г. на СП «Интертурбо» шло изготовление 13-й ГТУ типа V94.2. Четыре агрегата изготовлены для строящейся Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, остальные отправлены на экспорт.

Выбор ГТУ V94.2 для производства в России не был случайным. Первая ГТУ этого типа была выпущена фирмой Siemens/KWU в 1981 г. К 1989 г., когда решался вопрос о выборе типа зарубежной ГТУ для возможного производства в России, в эксплуатации находились 28 агрегатов данного типа. В это время был выполнен сравнительный анализ мощных энергетических ГТУ ведущих зарубежных фирм: 13E ABB, V94.2 и MS9001E General Electric с точки зрения организации их производства с участием отечественного энергомашиностроения. В результате рассмотрения технических, производственных, научных и эксплуатационных аспектов, без учета организационных, финансовых и социальных факторов, был сделан вывод о том, что при возможности выбора ГТУ для совместного производства из рассмотренных предпочтение должно отдаваться V94.2.

В качестве достоинств V94.2 отмечались, в частности, следующие:

- технико-производственные –

– меньшее число ступеней лопаточных аппаратов компрессора и турбины (в частности, меньшее количество наиболее трудоемких охлаждаемых лопаточных венцов);

– сварная конструкция корпуса турбогруппы, так же как и дисковая сборная (на хиртах и с центральной стяжкой) конструкция двухопорного ротора ГТУ, наиболее соответствует традициям производства и технологическим возможностям ОАО ЛМЗ;

- эксплуатационные –

- более высокий КПД при работе в составе ПГУ;

- высокие маневренные качества (минимальное время выхода на холостой ход);

- наименьшая величина экологически вредных выбросов NO_x ;

- высокий уровень эксплуатационной надежности и большой опыт эксплуатации;

- больший общий ресурс горячих частей ГТУ, включая элементы камер сгорания;

- меньший вес и высота агрегата;

- научно-технические –

- развитие и использование отечественной технологической базы для дальнейшей работы по созданию ГТУ следующих поколений.

Все отмеченное выше остается актуальным и в настоящее время. Фирма Siemens/KWU в 1993 г. выпустила ГТУ типа V94.3 с более совершенными показателями (мощность – 219 МВт и КПД – 36,1 %), а в 1994... 1995 гг., существенно модернизировав весь ряд энергетических ГТУ V64...V94, представила на рынке новую серию «3А» из трех газодинамически подобных ГТУ: V64.3А, V84.3А и V94.3А. В составе ПГУ эти ГТУ могут обеспечить КПД комбинированной установки, равный 58 %. В перспективе фирма предполагает дальнейшее повышение начальной температуры газа в ГТУ серии «3А» с 1310 до 1400 °С, что позволит поднять КПД ПГУ с этими ГТУ до 60 %. Существует проект специально модернизированной ГТУ V94.2 (тип V94.2А) со встроенными камерами сгорания и КПД 36,4 %. Показатели этих ГТУ в сравнении с новейшими зарубежными аналогами [3, 4] представлены в табл. 1, из которой видно, что с учетом развития ГТУ типа V94.2 имеют эксплуатационные качества, вполне обеспечивающие удовлетворение потребностей отечественной энергетики. Технический уровень данной ГТУ достаточно высок, а несколько меньшая по сравнению с новейшими зарубежными ГТУ тепловая экономичность компенсируется примерно в 1,5 раза меньшей стоимостью (V94.2 сборки СП «Интертурбо» дешевле такой же ГТУ полностью германского производства).

ГТУ V94.2 имеют коэффициент вынужденных остановов (отношение числа часов вынужденного простоя машины за год, включая все аварии во время пуска, работы и останова к располагаемому числу часов работы в году, равному 8760) на уровне 1 %. Для сравнения: ГТУ General Electric, по данным NERC и Программы анализа эксплуатационной надежности, (ORAP) имеют в настоящее время коэффициент вынужденных остановов

Технический уровень ГТУ некоторых производителей энергетического оборудования

Фирма	СП «Интер-турбо»	НПО «Гурбо-атом» Украина	Siemens/KWU			ABB		Westinghouse Electric/ Mitsubishi Heavy Industries		General Electric	
			V64.3A	V94.2A	V94.3A	13E2	GT26	W701F	701G2	MS9351(FA)	MS9001G
Тип ГТУ	V94.2	ГТЭ-45	70,0	190,0	255,0	165,1	251,0	251,9	308,0	250,4	282,0
Мощность ГТУ, МВт	154	54,3	36,5	36,4	38,5	35,7	38,3	37,3	39,0	36,5	39,5
КПД ГТУ, %	33,8	28,0									
Расход воздуха перед компрессором, кг/с	500,0	270,0	190,2	527,0	641,0	532,0	561,5	659,2	723,9	645,0	685,0
Степень повышения давления в ГТУ	10,9	7,8	16,2	14,0	17,0	14,6	30,0	15,6	21,0	15,4	23,0
Температура газа за камерой сгорания, °С	1125	900	1400	1400	1400	1190	1300	1349	1500	1350	1500
Температура газа перед РЛ 1 ступени турбины – TRIT, °С	–	–	1315	1310	1315	1160	1235	1250	1427	1288	1430
Температура газа за ГТУ, °С	545	475	571	570	577	524	610	566,7	573,9	589,4	583,3
Число оборотов турбины, об/мин	3000	3000	5400/3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Масса, т	275	270	110	320	333	330	335	201,4	420 ³⁾	229,4	–
Выбросы NO _x , ppm	–	–	25	–	25	–	25	–	–	–	25
Тип ПГУ	GUD IS.94.2 ⁴⁾	–	GUD IS.64.3A ⁴⁾	GUD IS.94.2A ⁴⁾	GUD IS.94.3A ⁴⁾	KA 13E2-2 ⁵⁾	KA26-2 ⁵⁾	2x1 701F ⁵⁾	MPCP2 (701G2) ⁵⁾	S209FA ⁵⁾	S109G ⁴⁾
Мощность ПГУ, МВт	233,0	87...89	101,0	288,0	354,0	485,1	750,0	741,8	911,1	757,5	420,0
КПД ПГУ нетто, %	52,5	~ 45	53,7	56,5	57,2	53,5	58,2	55,7	58,2	56,7	58,0

Примечания: 1) мощность и КПД приведены в базовом режиме работы на клеммах электрогенератора; 2) 701G2 и MS9001G – перспективные ГТУ; 3) совместно с электрогенератором; 4) моноблок; 5) дубльблок.

также около 1 %, а остальные крупные машины этой же фирмы – 1...1,5 % независимо от мощности.

Коэффициент вынужденных остановов для комбинированной установки представляет собой сумму коэффициентов вынужденных остановов составляющих ее элементов. Применительно к ПГУ основными элементами, определяющими надежность, являются ГТУ, паротурбинная установка, котел-утилизатор и система водоподготовки. Котел-утилизатор более надежен, чем обычный паровой котел из-за отсутствия топки и более низких температур и давлений пара. Система водоподготовки ПГУ также более надежна, чем в обычной паротурбинной станции благодаря более простому циклу подготовки питательной воды. В результате электростанции с ПГУ имеют средний коэффициент вынужденных остановов на 2...4 % выше, чем автономные ГТУ. Таким образом, ПГУ на базе ГТУ типа V94.2 должна иметь коэффициент вынужденных остановов на уровне 3...5 %. Для сравнения: устаревшие паротурбинные электростанции имеют коэффициент вынужденных остановов в пределах 10 %, причем самый большой – устаревшие паровые котлы.

По ПГУ с газификацией угля (IGCC) даже за рубежом мало эксплуатационных данных. Они используют в качестве топлива газ, полученный путем газификации из угля, но если газификатор угля не работает, то электростанция может функционировать как обычная ПГУ на резервном топливе – природном газе или жидком топливе. Поэтому коэффициент вынужденных остановов ПГУ IGCC может быть принят ориентировочно таким же, как у обычной ПГУ, 3...5 %.

Энергетическая стратегия России практически не предусматривает в период до 2010 г. сооружения в Европейской части новых крупных мощностей. Вместе с тем должно быть обеспечено техническое перевооружение свыше 50 % ТЭЦ и КЭС, в том числе на основе внедрения парогазовых технологий для замены морально и физически изношенного энергооборудования, что является общепризнанным направлением развития и существенно повышает эффективность энергопроизводства. Причем в связи со сложившимся в России топливным балансом основное внимание предполагается уделять вводу и увеличению эффективности электростанций, сжигающих природный газ. Для решения этих задач целесообразно внедрять в энергетику ГТУ на природном газе в составе комбинированных установок (ПГУ различных схем, в том числе и ГТУ–ТЭЦ).

Наиболее высокую тепловую экономичность имеют конденсационные бинарные утилизационные ПГУ (на рис. 1: а – ее принципиальная тепловая схема; б – идеальный цикл в координатах T-S) с долей газотурбинной мощности 70...75 %, в которых все топливо сжигается в камерах сгорания ГТУ, а пар для паровой турбины генерируется за счет теплоты отработавших в ГТУ газов. КПД такой ПГУ с паровой частью в конденсационном режиме уже реально достиг 58 % (при трех уровнях давления в паровом цикле) [5]. Для нее также характерны умеренные удельная стоимость и ремонтные затраты, относительно меньшие сроки строительства и занимаемые площади, высокие уровни автоматизации и надежности. Хотя

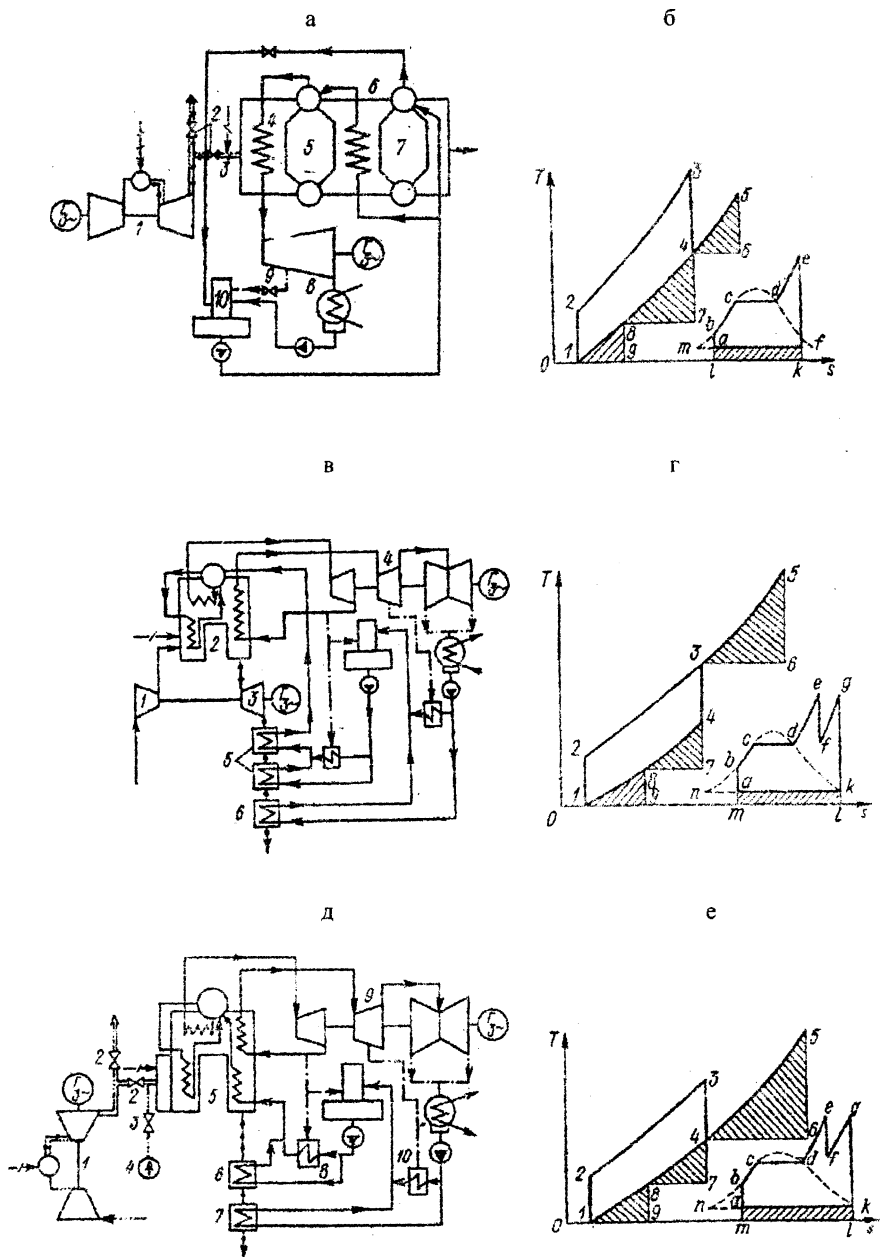


Рис. 1. а – 1 – компрессор; 2 – высоконапорный газогенератор; 3 – газовая турбина; 4 – паротурбинная установка; 5 – газодводяные теплообменники высокого давления; 6 – газодводяные теплообменники низкого давления; в – 1 – газотурбинный агрегат; 2 – отключающая арматура; 3 – специальная горелка; 4 – пароперегреватель; 5 – контур высокого давления; 6 – котел-утилизатор; 7 – контур низкого давления; 8 – паровая турбина; 9 – регенеративный отбор паровой турбины; д – 1 – газотурбинный агрегат; 2 – отключающая арматура; 3 – резервный дутьевой вентилятор; 5 – котел; 6 – газодводяной теплообменник высокого давления; 7 – газодводяной теплообменник низкого давления; 8 – подогреватель высокого давления; 9 – паротурбинная установка; 10 – подогреватель низкого давления

при комбинированной выработке тепловой и электрической энергии ГТУ и ПГУ-ТЭЦ различных схем и паротурбинные ТЭЦ имеют примерно одинаковый коэффициент использования теплоты первичного топлива (около

90 %), ПГУ обеспечивают наибольшую выработку электроэнергии на единицу отпускаемой теплоты. Бинарные ПГУ наиболее пригодны для нового строительства и в меньшей мере – для реконструкции действующих ТЭС. Кроме того, они могут работать только на кондиционных видах топлива, пригодных для сжигания в камерах сгорания ГТУ. В настоящее время для отечественных бинарных ПГУ определилась унифицированная схема, обеспечивающая максимальную простоту и эксплуатационную надежность при приемлемой экономичности, в состав которой входят: две ГТУ, два котла-утилизатора, вырабатывающие пар двух давлений (высокого – 7...8 МПа и низкого – 0,65 МПа), одна паротурбинная установка. Такая схема позволяет получить КПД ПГУ до 51...53 % в зависимости от класса ГТУ. Мощности и КПД ПГУ на базе ГТУ СП «Интертурбо» и варианты составов оборудования ПГУ различных схем с этими ГТУ приведены в табл. 1 и 2. Эффективность использования топлива на ПГУ на 30 % выше, чем на традиционных паротурбинных ТЭЦ, при этом отсутствуют выбросы оксидов серы, а выбросы оксидов азота соответствуют природоохранным требованиям. Сегодня разработана программа создания таких ПГУ для Северо-Запада России. Однако следует иметь в виду, что необходимым условием их реализации является наличие природного газа в качестве основного и, желательно, резервного топлива. По такой схеме создается Северо-Западная ТЭЦ Санкт-Петербурга, которая должна состоять из четырех энергоблоков, которые включают по две ГТУ V94.2, работающие на природном газе, по два котла-утилизатора (АО «Подольский машиностроительный завод») и по теплофикационной паровой турбине Т-150-7,7 (ОАО ЛМЗ). Любой энергоблок этой ПГУ может функционировать в широком диапазоне электрических и тепловых нагрузок при различном их сочетании с высокой тепловой экономичностью. Расчетный удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии при температуре наружного воздуха $-40...+8$ °С составит $157...135$ г у. т./кВт · ч при работе в теплофикационном режиме с максимальным отпуском теплоты, а при работе в конденсационном режиме – до $245,5...251$ г у. т./кВт · ч. В настоящее время ведется монтаж первого энергоблока, имеющего электрическую и тепловую мощности 450 МВт и 340 Гкал/ч соответственно. Такие же ПГУ предлагаются для сооружения на ТЭЦ-2 Калининграда и Смоленской ГРЭС. Для Южной ТЭЦ города Сыктывкара разработаны ТЭО создания трех ПГУ по аналогичной схеме, но на базе ГТУ V64-3А, двух котлов-утилизаторов (АО «Подольский машиностроительный завод») и теплофикационной паровой турбины ТР(Т)-60-7,7 (ОАО ЛМЗ) электрической и тепловой мощностью 190 МВт и 140 Гкал/ч. Конденсационная бинарная утилизационная ПГУ на базе ГТУ V64-3А, котлов-утилизаторов с одним уровнем давления пара (АО «Подольский машиностроительный завод») и паровыми турбинами Т-50-90 (ОАО ЛМЗ) предлагается в качестве варианта для модернизации Сосногорской ТЭЦ.

Остальные варианты ПГУ могут быть объединены в группу так называемых «газотурбинных надстроек» для действующих тепловых электростанций, имеющих остаточный ресурс, сравнимый с ресурсом ГТУ, и являются наиболее дешевым способом повышения их мощности и эко-

Таблица 2

	Варианты ПГУ						
	ПГУ-85	ПГУ-180	ПГУ-250	ПГУ-250 с ВЦГ	ПГУ-270	ПГУ-350	ПГУ-450
Схема ПГУ	Бинарная	Сбросная	С высоко- напорным парогене- ратором (ВПГ)	С ВПГ и внутри- цикловой газифика- цией угля	Сбросная	Сброс- ная	Бинарная
Состав обо- рудование: – тип ГТУ	1×V64.3	1×V64.3	1×V64.3	1×V64.3	1×V64.3	2×V64.3	2×V94.2 СП «Ин- тертурбо»
– тип котла	2×КУ АО «Белэнер- гомаш» или АО ЗиО	1×Е-500 АО «Сиб- энерго- маш»	1×ВПГ-600 АО ТКЗ	1×ВПГ- 600 АО ТКЗ	1×Е-670 АО ТКЗ	1×Е-1000 АО ТКЗ	2×КУ-300 АО ТКЗ
– тип паро- вой турби- ны	1×К-25 АО ЛМЗ	1×Т-115 АО ТМЗ	1×Т-180 АО ЛМЗ	1×Т-180 АО ЛМЗ	1×Т-180 АО ЛМЗ	1×Т-250 АО ТМЗ	1×Т-150 ОАО ЛМЗ (2×Т-70 АО ТМЗ)

номичности. Среди них наибольшую экономичность имеют ПГУ по схеме со сбросом газов в котел (достигнутый КПД в конденсационном режиме – около 45 %, перспективный – до 50 %), которые наиболее подходят для технического перевооружения существующих ТЭС, так как при этом сохраняется значительная часть парового оборудования, в результате чего удельные затраты оказываются в 3...4 раза ниже, чем при строительстве новой ПГУ (на рис. 1: д – ее принципиальная тепловая схема; е – идеальный цикл в координатах Т-S) [5]. Кроме того, ПГУ этой схемы могут частично работать на котельном топливе (мазуте, угле). ПГУ по различным схемам с вытеснением паровой регенерации в ТЭС имеют меньший КПД (до 42...43 %), но еще более пригодны для реконструкции действующих ТЭС, а также в них могут использоваться ГТУ любой единичной мощности. Варианты составов оборудования для таких ПГУ с ГТУ типов V94.2 и V64.3 представлены в табл. 2. С использованием таких схем, в частности, разработаны предложения по модернизации Киришской ГРЭС с созданием на ней трех или четырех блоков ПГУ на базе ГТУ V94.2 и паровых турбин К-300-240 (ОАО ЛМЗ).

ГТУ типов V94.2 и V64.3 (V64.3А) также могут эффективно использоваться в составе ГТУ–ТЭЦ, которые наиболее эффективны при постоянной в течение года тепловой нагрузке (например, промышленное теплоснабжение). Они могут использоваться для реконструкции и расширения действующих ТЭЦ и котельных.

В перспективе дальнейшего развития ТЭС с ГТУ должен рассматриваться перевод работающих в их составе ГТУ с природного газа на твердое топливо (внутрицикловая газификация или непосредственное сжигание угля), хотя ПГУ с внутрицикловой газификацией из-за большей, по сравнению с ПГУ на газе, долей паротурбинной мощности и больших затрат мощности на собственные нужды имеют меньший КПД (се-

годня – 43...45 % для бинарной ПГУ в зависимости от класса используемой ГТУ).

Конструктивное исполнение ГТУ типов V94.2 и V64.3 представляет особый интерес при применении их в схемах ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива под высоким давлением с высоконапорным парогенератором (ВПГ). Принципиальная схема ПГУ с ВПГ и ее идеальный цикл в координатах T-S показаны на рис. 1 (в и г – соответственно) [5]. Наличие у данных типов ГТУ выносных камер сгорания дает возможность легче компоновать их с ВПГ, а также уменьшить затраты на изготовление дополнительной камеры сгорания, используя в ее качестве штатную камеру сгорания ГТУ. Схема с ВПГ обеспечивает снижение капитальных затрат на создание ПГУ на 20 % и экономию топлива примерно на 8 % по сравнению с обычным парогенератором, что покрывает затраты на более дорогостоящие ГТУ класса V94.2 и V64.3, а, учитывая их высокую надежность, делает эти ПГУ еще более экономически и технически эффективными [6].

Кстати, самой совершенной в мире установкой с внутрицикловой газификацией твердого топлива считается установка Буггенум мощностью 253 МВт, находящаяся в эксплуатации с 1993 г. и использующая в своем составе модифицированную газовую турбину V94.2 с начальной температурой 1050 °С, КПД_{нетто} ПГУ достигает 43 % по низшей теплоте сгорания [6].

Также перспективными являются ПГУ с газификацией твердого топлива в кипящем слое под давлением (в эксплуатации с 1991 г. находится установка TIDD мощностью 70 МВт). В настоящее время на рынок выдвигается проект ЛЛБ-Эльзам – установка с кипящим слоем под давлением, связанная с модифицированной стандартной газовой турбиной (Siemens V84.3) и сверхкритическим пароводяным трактом с конденсационной турбиной, охлаждаемой морской водой. Важнейшие прогрессивные элементы этой ПГУ:

- кипящий слой, при температуре 850 °С обеспечивающий наилучшие условия для обессеривания газов;
- встроенный циклон-пылеуловитель и теплообменник, выдающий перегретый пар;
- керамический пылевой фильтр (свечного типа) для высокотемпературной очистки газов по условиям газовой турбины (менее 5 мг/м³, размер частиц – менее 5 мкм);
- сверхкритическое парогенерирующее оборудование.

Все это – важнейшие факторы повышения КПД и экономической эффективности парогазовых установок [7].

В настоящее время отечественная энергомашиностроительная промышленность имеет возможность изготовить необходимое оборудование по высокотемпературной очистке газов с применением керамики с удовлетворительным и аэродинамическим сопротивлением и микроструктурой. Поэтому при наличии ГТУ классов V94.2 и V64.3 она сможет создать в ближайшее время ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и ПГУ с кипящим слоем под давлением. При увеличении начальной температуры газов перед газовой турбиной в ГТУ КПД ПГУ с газификацией будет на

уровне 47 %, а ПГУ с кипящим слоем – 48 %. Схемы ПГУ с газификацией с ГТУ V94.2 и V64.3 целесообразно реализовывать в районах, в которых имеются значительные запасы твердого топлива, но отсутствует жидкое или газообразное топливо (или затруднена его доставка), а именно, в первую очередь, на Дальнем Востоке и острове Сахалин, а также в Республике Беларусь, которая является импортером российского угля.

О достоинствах новых парогазовых технологий можно судить по следующим данным. Ввод в эксплуатацию только первого блока Северо-Западной ТЭЦ может обеспечить ежегодную экономию ~283000 т условного топлива (при продолжительности работы 7000 ч в году, в том числе 4000 ч – в теплофикационном режиме с максимальной тепловой нагрузкой и 3000 ч – в конденсационном режиме), что эквивалентно ежегодной экономии примерно 245000 м^3 природного газа (100-процентного метана).

Доля производства ОАО ЛМЗ в объеме поставки ГТУ типа V94.2 производства СП «Интертурбо» составила в 1997 г. при изготовлении девятой ГТУ типа V94.2 около 25 %, а после 2000 г. – достигнет 60 %, включая производство ротора ГТУ. Можно предположить, что производство ГТУ на СП «Интертурбо» будет и в дальнейшем способствовать развитию отечественного газотурбостроения. Уже в настоящее время оно позволяет поставлять на российский рынок достаточно надежные ГТУ приемлемого уровня экономичности.

Всем организациям, заинтересованным в укреплении и техническом перевооружении отечественной энергетики, причем при поддержке на правительственном уровне, следует уделять максимальное внимание развитию отечественного газотурбостроения, в частности созданию на ОАО ЛМЗ новых типов энергетических ГТУ: ГТЭ-60, двухпорного варианта ГТЭ-200 на базе существующей ГТЭ-150 и перспективной ГТЭ-350 с паровым охлаждением. Именно эти ГТУ должны вывести отечественное газотурбостроение на мировой уровень и обеспечить перспективные потребности российской энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. О л ь х о в с к и й Г. Г. Газотурбинные и парогазовые установки в России // Теплоэнергетика. – 1999. – № 1. – С. 2–9.
2. Н е у й м и н В. М., З е м ц о в А. С. Техническое перевооружение и реконструкция Щекинской ГРЭС ОАО «Тулаэнерго» // Электрические станции. – 1999. – № 5. – С. 32–36.
3. О л ь х о в с к и й Г. Г. Газотурбинные и парогазовые установки за рубежом // Теплоэнергетика. – 1999. – № 1. – С. 71–80.
4. О л ь х о в с к и й Г. Г., Т у м а н о в с к и й А. Г. Перспективы совершенствования тепловых электростанций: ВТИ // Электрические станции. – 2000. – № 1. – С. 63–70.
5. Б е з л е п к и н В. П. Парогазовые установки со сбросом газов в котел. – Л.: Машиностроение, 1984. – С. 9–14.
6. Neue Konzepte fuer kohlebefeuerte Kraftwerke. Vergleich von Wirkungsgrad, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Betriebsaspekten / Von S. Kjaer, H. Koetzier, van Lieere und I. Rasmussen // VGB Kraftwerktechnik 7/94. – Juli 1994 Deutsche Ausgabe. – S. 561–568.
7. Б е с п а л ы й И. Т., Н и к о л а е в А. И., П и с к а р е в А. А. Основные особенности пусковых схем парогазовых установок // Тр. ЦКТИ. – 1980. – Вып. 175. – С. 3–10.

Представлена кафедрой
ТЭС БГПА

Поступила 15.11.2001