

НАДЕЖНОСТЬ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

РАБЕНКО В.С., канд. техн. наук, КАРАЧЕВ А.И., БУДАКОВ И.В., инженеры,

Проведен анализ первых итогов освоения головного образца отечественной ПГУ-325. Сделаны выводы об актуальности всестороннего исследования, накопления и обобщения опыта эксплуатации ПГУ и ГТЭС.

Ключевые слова: парогазовый блок, газовая турбина, технические ошибки, тепловая схема, повышение надежности, эксплуатационный персонал, многоцелевой тренажер.

RELIABILITY OF MODERN COMBINED CYCLE PLANT OPERATION

A.I. KARACHEV, I.V. BUDAKOV, Engineers, V.S. RABENKO, Candidate of Engineering

The first results of implementation of the Russian combined cycle plant-325 prototype model are analyzed. The authors conclude that thorough investigation, accumulation and generalization of experience during PGU and GTES operation are urgent.

Key words: combined cycle plant, gas turbine, technical errors, heat model, reliability growth, operating personnel, multipurpose simulator.

Новая инвестиционная программа ОАО РАО «ЕЭС России» предусматривает строительство ряда современных парогазовых установок (ПГУ) с использованием высокотем-

пературных газовых турбин (ГТ) большой мощности, в том числе, отечественного производства (табл. 1, 2).

Таблица 1. Планируемые к строительству в ОГК блоки ПГУ на базе ГТЭ-110

Оптовая генерирующая компания	Станция	Блок	Срок ввода
ОГК-1	Верхнетагильская ГРЭС	ПГУ-325	после 2010 г.
ОГК-2	Псковская ГРЭС	ПГУ-325	2011 г.
ОГК-3	Южноуральская ГРЭС	2хПГУ-170	2011 г.
ОГК-4	Шатурская ГРЭС-5	ПГУ-170	-
ОГК-6	ГРЭС-24	*	2009

*) Надстройка паросилового энергоблока 310 МВт газовой турбиной ГТЭ-110

Таблица 2. Планируемые к строительству в ТГК блоки ПГУ на базе ГТЭ-110

Территориальная генерирующая компания	Станция	Блок	Планируемый срок ввода
ТГК-3	ТЭЦ-12	ПГУ-170	2009 г.
ТГК-3	ТЭЦ-20	ПГУ-170	2011 г.
ЗАО «Интер РАО «ЕЭС» бизнес-единицы «Сети»	Ивановская ГРЭС	ПГУ-325 (Блок № 2)	2009 г.

В завершающей стадии находится строительство первого отечественного парогазового блока ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ», ключевым элементом которого являются энергетические газовые турбины ГТЭ-110. Подписан договор на строительство второго блока ПГУ-325 с вводом его в эксплуатацию в 2009 г. В основе инвестиционного замысла строительства в ОАО «Ивановские ПГУ» двух энергоблоков ПГУ-325 лежит отработка на головных блоках новых высокоэффективных парогазовых установок на базе газовой турбины ГТЭ-110 для дальнейшего их совершенствования и широкомасштабного использования при техническом перевооружении электростанций России.

В настоящее время на площадке в ОАО «Ивановские ПГУ» находятся три газовых турбины ГТЭ-110, причем турбина № 2

(заводской номер) используется для изучения работы ГТЭ-110 в различных режимах в целях доработки и совершенствования узлов и механизмов.

Накопленная статистика по работе парогазовых и газотурбинных установок на отечественных электростанциях характеризует недостаточную надежность работы оборудования в начальный период освоения при нахождении оборудования в опытно-промышленной (экспериментальной) эксплуатации. Так, при эксплуатации двух энергоблоков с газовыми турбинами ГТЭС «Урал-6000», установленных на ТЭЦ-1 Ивановского филиала ОАО «ТГК-6», в 2005 г. произошел 41 инцидент, в 2006 г. – 30 инцидентов, в первом квартале 2007 г. – 3 инцидента [1].

К существующим недостаткам ПГУ относятся допускаемые разработчиками кот-

лов-утилизаторов технические ошибки при расчете поверхностей нагрева. Так, по результатам тепловых испытаний оборудования блока ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2 установлено, что из-за недостаточной паропроизводительности контура ВД котла-утилизатора не достигнута расчетная мощность в 151,4 МВт паровой турбины, а полученное значение КПД котла-утилизатора на номинальном режиме на 6–6,5 % ниже данных завода-изготовителя. Уменьшенная паропроизводительность контура ВД и увеличенная разность температур газового потока приводят к повышению перегрева на 9–11 °С по сравнению с расчетным значением [2, 3].

Технические ошибки были допущены при проектировании комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ) Калининградской ТЭЦ-2. Совокупность таких проектных ошибок, как отсутствие погодных козырьков, неоправданный выбор фильтров влагоотделителей, фильтров грубой и тонкой очистки с их неправильной установкой в КВОУ, а также неудовлетворительная работа противообледенительной системы привели к достижению предельных перепадов давления на фильтрах тонкой очистки за короткий промежуток времени. За 2,5 месяца работы КВОУ первой ГТЭ-160 (ст. № 11) в осенне-зимний период перепад давления на фильтрах тонкой очистки (ФТО) достиг 1100 Па, что потребовало их замены. Замена 1200 ФТО была осуществлена в течение нескольких дней, однако, проработав с момента замены фильтров всего 480 ч, ГТУ была вновь остановлена по той же самой причине. Вскоре такая же участь постигла и вторую ГТЭ-160 (ст. № 12), входящую в состав данного энергоблока. Сейчас на Калининградской ТЭЦ-2 работает уже третий комплект ФТО. Использование трех комплектов ФТО для двух КВОУ менее чем за один год обошлось ТЭЦ в 5 млн 616 тыс. руб. [4].

За период опытно-промышленной эксплуатации ГТУ-ТЭЦ «Луч» (г. Белгород) в 2005 г. произошел 41 аварийный останов основного оборудования. Причины остановов указаны в табл. 3 [5].

Таблица 3. Причины остановов ГТУ-ТЭЦ «Луч» (г. Белгород)

Причины технологических нарушений	ГТУ № 1	ГТУ № 2
Аварийных остановов всего, в том числе:	18	23
- срабатывание автоматики безопасности	5	11
- неисправности тепломеханического оборудования	13	12

Парогазовая установка ПГУ-170. Особенностью блока ПГУ-170 является одновальная конструкция установки с расположе-

нием генератора между паровой и газовой турбинами. Возможен отпуск пара на сетевые подогреватели. Основные модули ПГУ-170:

1) газотурбинная установка ГТЭ-110 с турбогенератором ТЗФ-180-2УЗ мощностью 180 МВт с форсированным воздушным охлаждением;

2) конденсационная паротурбинная установка К-55 (60) мощностью 60 МВт;

3) горизонтальный котел-утилизатор П-88.

Парогазовая установка ПГУ-325. Предназначена для выработки электрической энергии в базовом и полупиковом режимах работы и поставляется в модульном исполнении.

Основное оборудование ПГУ-325:

1) две газотурбинные установки ГТЭ-110 суммарной мощностью 215 МВт с турбогенераторами ТЗФГ-110-2МУЗ мощностью 110 МВт;

2) одна паровая конденсационная турбоустановка К-110-6,5 с турбогенератором ТЗФП-110-2МУЗ мощностью 110 МВт;

3) два горизонтальных котла-утилизатора типа П-88 двух давлений без промежуточного перегрева пара с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений.

Основные технические характеристики ПГУ-325:

- электрическая мощность – 325 МВт;
- КПД электрический – 51,7 %;
- диапазон рабочих температур наружного воздуха – от –40 °С до +40 °С;
- диапазон автоматического изменения нагрузок ПГУ – 100–25 %;
- выбросы NO_x – не более 50 мг/нм³;
- расчетный срок службы оборудования (за исключением ГТЭ) – 40 лет.

Тепловая схема бинарной парогазовой установки ПГУ-325. ОАО «Ивановские ПГУ» (рис. 1) включает в себя две газовые турбины ГТЭ-110, выходные диффузоры которых соединены с соответствующими котлами-утилизаторами П-88, от которых подводится пар к паровой турбине К-110-6,5.

Газотурбинная установка ГТЭ-110 (далее ГТУ) представляет собой одновальный турбоагрегат, работающий по простому термодинамическому циклу. Расчетная начальная температура газа составляет 1200 °С. Электрическая мощность при КПД ГТУ 34,11 % равна 110,52 МВт. После ГТУ газы поступают в горизонтальные барабанные котлы-утилизаторы П-88 двух давлений. Эти котлы включают в себя два парогенерирующих контура с естественной циркуляцией: высокого и низкого давления (ВД и НД). Сжигания топлива в котлах не происходит, а пропуск выхлопных газов ГТУ через неработающий котел-утилизатор не допускается.

В каждом котле по ходу газов последовательно располагается пароперегреватель ВД (ППВД), испаритель ВД, экономайзер ВД

После ГПК на входе в дымовую трубу в газоходе каждого котла-утилизатора установлены запорные шиберы, препятствующие расхолаживанию поверхностей нагрева котла-утилизатора после останова энергоблока.

Рассматриваемый энергоблок рассчитан для работы на скользящем давлении пара в контуре ВД, определяемом температурой и расходом газов, поступающих в котел из ГТУ, а также режимом работы паровой турбины.

Конденсационная паровая турбина (далее ПТ) К-110-6,5, имеющая номинальную мощность 110 МВт, предназначена для непосредственного привода генератора ТЗФП-110-2МУЗ (ОАО «Электросила»).

Основные технические условия на газотурбинную установку ГТЭ-110, котел-утилизатор П-88 и паровую турбину К-110-6,5 приведены в табл. 4, 5, 6 [6, 7, 8].

Таблица 4. Технические условия на ГТЭ-110

№№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Номинальная мощность	Пиковая мощность
1	Мощность на клеммах генератора	МВт	110	120
2	КПД	%	34,5	35,0
3	Температура выхлопных газов	°С	517	547
4	Расход выхлопных газов	кг/с	362±5	362±5
5	Выбросы окислов азота, не более	мг/м ³	50	—
6	Расход топлива: - природный газ ($Q^P_H = 50056$ кДж/кг)	кг/ч	23000	24700
		нм ³ /ч	33500	36000
	- жидкое топливо ($Q^P_H = 42000$ кДж/кг)	кг/ч	27300	29400
7	Число оборотов ротора ГТЭ-110	об/мин	3000	3000

Таблица 5. Технические условия на котел-утилизатор П-88

№№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение (тнв=-3,9 °С)	Значение (тнв=+15 °С)
Справочные данные				
1	Нагрузка ГТУ	%	100	100
2	Количество котлов в работе	шт.	2	2
Гарантии				
Контур высокого давления				
3	Паропроизводительность	т/ч	308	309,8
4	Температура пара на выходе	°С	491,3	501,7
Контур низкого давления				
5	Паропроизводительность	т/ч	73,3	70,3
6	Температура пара на выходе	°С	232,4	231,3
7	Тепловая нагрузка ВВТО	МВт	17,2	3,8
Условия гарантии				
8	Давление пара на выходе контура ВД (абс.)	МПа	7,05	7,15
9	Давление пара на выходе контура НД (абс.)	МПа	0,69	0,69
10	Давление в деаэрационной колонке (абс.)	МПа	0,74	0,73
11	Температура питательной воды	°С	166,9	166,3
12	Температура конденсата на входе в ГПК (до ввода рециркуляции)	°С	21,8	35,2
Дополнительные показатели				
13	Перепад давлений в газовом тракте с учетом дымовой трубы	Па	2588	2495
14	Температура газов на выходе из КУ	°С	85,3	108,8

Таблица 6. Технические условия на паровую турбину К-110-6,5

№№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Параметры пара контура ВД перед стопорным клапаном ЦВД			
1	Давление	МПа	6,85
2	Температура	°С	498
3	Массовый расход	т/ч	309,8
Параметры пара контура НД			
4	Давление	МПа	0,642
5	Температура	°С	228,3
6	Массовый расход	т/ч	0,165
7	Расход охлаждающей воды через конденсатор	м ³ /ч	21000
8	Температура охлаждающей воды	°С	21
9	Расчетное давление в конденсаторе (абс.)	МПа	0,005

Результаты предварительных испытаний ПГУ-325. Пробный пуск блока ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ» был проведен 28.08.2007 г. (блок №1) в составе двух газовых турбин ГТЭ-110 (станционные номера полублоков блока №1 – №11 и №12). Одна турбина работала на газе (ст. №11), а ст. № 12 – на аварийном дизельном топливе. В период пробного пуска были проведены комплексные испытания оборудования ПГУ-325 с участием представителей ОАО «ВТИ». Целью испытаний являлась проверка показателей энергоблока на соответствие техническим условиям при повышении нагрузки от номинальной до максимальной.

Суммарная мощность на клеммах генераторов газовых и паровой турбины блока ПГУ-325 составила 327,35 МВт при КПД энергоблока «брутто» 50,05 %.

Прогноз направленности технологических нарушений в процессе первоначального освоения отечественных ПГУ. На настоящее время, к сожалению, отсутствуют систематизированные данные о технологических нарушениях, отказах и неполадках при освоении отечественных парогазовых технологий. Это связано, прежде всего, с коммерческой стороной освоения ПГУ и отсутствием единого банка данных. В этих условиях каждая компания особенно совершенствуется и доводит ПГУ до проектных показателей.

Очевидно, что при освоении отечественного оборудования и технологий эксплуатации ПГУ в начальный период следует ожидать повышенное число технологических нарушений. На наш взгляд, это вполне естественный процесс на начальном этапе освоения новых технологий при существующем уровне энергетического машиностроения и крайне скудном финансировании научных исследований, особенно натурных. Ожидаемые технологические нарушения можно ус-

ловно разделить на конструктивные, технологические, эксплуатационные и АСУ.

Надежность и достаточность АСУ ТП. АСУ ТП блока ПГУ условно разделяется на две части: АСУ ТП ГТУ и АСУ ТП ПТУ, которое характеризуется дисплейным способом управления оборудованием (рис. 2) на базе программно-технических комплексов (ПТК). Согласование двух частей АСУ ТП очевидно требует пристального внимания к защите котла-утилизатора в переходных режимах блока, как связующего звена газотурбинной и паротурбинной частей блока. Очевидно, что первоначальный этап эксплуатации потребует ревизии объема защит и блокировок АСУ ТП блока. Это выявится, прежде всего, при эксплуатации ГТУ и ПТУ в различных переходных режимах работы блока.

Технологические нарушения, очевидно, будут вызваны несовершенством проектных решений в части построения технологических систем (схем) блока. На первом этапе отсутствие опыта эксплуатации нового оборудования, прежде всего, в пусковых и остановочных режимах потребует совершенствования этих систем в целях повышения надежности работы блока. Дальнейшей работой в этом направлении следует считать оптимизацию построения технологических систем в целях достижения проектных показателей блока.

Эксплуатационные ошибки следует отнести к «человеческому фактору», то есть к ошибкам персонала. Отсутствие опыта эксплуатации вновь вводимых парогазовых установок, ввиду отличия режимов их работы от обычных паросиловых блоков, отработанных режимных карт, интуиции (чувство объекта управления), недостаточная противоаварийная подготовка по отношению к объекту-прототипу – все это неизбежно будет на первоначальном этапе приводить к технологическим нарушениям.



Рис. 2. БЦУ парогазового энергоблока ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ»

Пути повышения надежности ПГУ.

Снижения количества технологических нарушений при освоении технологий эксплуатации ПГУ можно добиться по следующим направлениям: повышение качества подготовки персонала ПГУ, совершенствование вспомогательных технологических систем и оборудования, обеспечение надежности работы программного обеспечения и достижения достаточности АСУ ТП в части объема средств контроля и управления (СКУ).

Для успешного решения поставленных задач в направлении быстрого и безаварийного освоения новых технологий, очевидно, необходим испытательный полигон (далее тренажер), а точнее – виртуальный энергоблок. Ядром тренажера должна стать всережимная математическая модель реального масштаба времени, верифицированная (здесь: верификация – процедура установления соответствия тренажера блоку-прототипу) под характеристики конкретного реального энергоблока, взятого за прототип.

Понятно, что на таком тренажере без каких-либо последствий для реального оборудования блока можно решать задачи различной направленности, а результаты, полученные на виртуальном блоке, с соблюдением соответствующих процедур переносить на реальный блок.

Очевидно, что такой тренажер должен выходить за рамки рядового тренажера для подготовки оперативного персонала ПГУ. Он должен позволять решать следующие задачи:

- а) противоаварийной подготовки;
- б) обучения работе по коммерческому диспетчерскому графику с соблюдением высоких технико-экономических показателей;
- в) отработки пусковых и остановочных режимов работы блока;
- г) исследования пусковых, остановочных и нештатных режимов работы блока в целях совершенствования СКУ;
- д) экспертного оценивания различных режимов работы блока для последующего совершенствования эксплуатационной документации.

О подготовке эксплуатационного персонала ПГУ. Проблемы масштабного строительства в энергетике связаны, в том числе, и с большим дефицитом квалифицированного обслуживающего персонала. В связи с наступающим широким внедрением газотурбинных электростанций (ГТЭС) и ПГУ широкого спектра мощностей встает вопрос о квалифицированной подготовке кадров, обслуживающих данное оборудование. Даже высококвалифицированным работникам, имеющим опыт работы на паротурбинных блоках традиционных ТЭС, требуется дополнительное обучение, так как ПГУ в России только начали строить и осваивать. Велика вероятность принятия непра-

вильного решения в связи с отсутствием опыта работы на таких энергетических установках.

Причины:

- новизна оборудования и систем управления;
- недостаточный опыт персонала для эксплуатации данного вида оборудования;
- отсутствие центров подготовки персонала;
- существенная разница в управлении ПТ и ГТ установками;
- новизна используемых программно-технических средств управления.

Следует отметить, что стажировку оперативный персонал Ивановских ПГУ проходил на Калининградской ТЭЦ-2, но это было только ознакомление, а не обучение. Естественно, никто не пойдет на то, чтобы доверить управление работающего энергоблока обучающемуся персоналу.

Длительность стажировки определена [9, 10] в объеме 2–14 смен. В этот промежуток времени блок может находиться в резерве или работать с постоянной нагрузкой. Возникает вопрос, где в таких случаях приобрести практические навыки управления сложным, новым и высокотехнологичным оборудованием.

Подготовка операторов ПГУ в учебных центрах, не имеющих тренажеров энергоблоков-прототипов и преподавателей (инструкторов) с опытом оперативной работы, не решает проблемы полностью. Лекторы традиционных учебных центров, как правило, не имеют опыта работы на ПГУ.

Вопрос о содержании полного штата котлотурбинного цеха (КТЦ) во время строительства и вывода блока из монтажа остается нерешенным, так как в этот период нет нужды в вахтенной работе КТЦ, а перед вводом блока в эксплуатацию комплектация штата персонала, а особенно, его обучение вызывают сложности. Отсутствие пусковых навыков при эксплуатации ПГУ с котлами-утилизаторами может привести к срабатыванию блокировок, защит блока и отключению от сети. Выход блока из сети или несанкционированное снижение нагрузки приведет к значительным финансовым потерям, прежде всего, в виде штрафных санкций за несоблюдение коммерческого диспетчерского графика.

Именно по причине недостаточного опыта вахтенного персонала во время первых пусковых операций руководство Ивановских ПГУ пригласило наиболее опытных работников Калининградской ТЭЦ-2.

Опыт управления работой ПГУ, приобретенный на тренажерах, был бы полезен и лицам, проектирующим блок. Например, ряд проектных «перестраховочных» блокировок определяются как «ненужные» только при включении оборудования в работу и мешают на начальных этапах освоения блока. Во

многим сократились бы и ложные срабатывания защит, если АСУ обкатывать на тренажере до пусковых операции на ПГУ.

Наличие тренажера и включение в программу подготовки операторов дополнительных часов по темам «Пуски блоков из различных состояний», «Остановы блока», «Отключение генератора от сети» значительно ускоряет время адаптации и освоение новых технологий.

На производстве персонал должен не только приобретать, но и постоянно поддерживать навыки безаварийного управления оборудованием во всех режимах его работы. Поэтому тренажер, прежде всего, должен быть нацелен на подготовку операторов ПГУ, быть доступным, а процесс работы на нем поддерживаться опытным инструктором. Проведение противоаварийных тренировок позволит объективно оценить подготовку оперативного персонала. Анализ результатов работы на тренажере позволит определить тенденцию роста или снижения квалификации каждого оперативного работника.

Периодическое проведение соревнований среди операторов ПГУ, согласно требований [12], должно быть направлено на поиск оптимальных решений по пускам с пользой для производства, а также на обмен опытом (например, выхода из аварийной ситуации с более быстрыми и точными в последовательности действиями). Грамотный и ответственный подход к подготовке оперативного персонала незамедлительно будет приносить свои плоды.

По этим причинам вопрос о создании тренажера и необходимости непрерывной тренажерной подготовки персонала ПГУ-325 не вызывает никаких сомнений.

Потенциальным разработчиком тренажера для ПГУ-325 может стать Ивановский государственный энергетический университет, имеющий большой опыт по разработке тренажеров, например:

- 1) в филиале ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС», с воспроизведением операторского информационно-управляющего интерфейса программно-технического комплекса КВИНТ (*блок-прототип 300 МВт, ст. № 5: котлоагрегат ТГМП-314, турбина К-300-240 ЛМЗ, смешивающий ПНД-2, Д-10 ата, топливо – газ, мазут*);
- 2) в филиале ОАО «ОГК-5» «Конаковская ГРЭС», с воспроизведением операторского информационно-управляющего интерфейса ПТК КВИНТ (*блок-прототип ст. № 2: котлоагрегат ПК-41, турбина К-300-240 ЛМЗ, смешивающие ПНД-1, 2, топливо - газ, мазут*);
- 3) в филиале ОАО «ОГК-6» «Новочеркасская ГРЭС» (*блок-прототип 300 МВт, ст. № 7: котлоагрегат ТПП-210А, турбина К-300-240 ХТГЗ, система пылепри-*

готовления с промежуточным бункером и шаровыми мельницами, топливо – Донецкий АШ/мазут/газ/в смеси);

- 4) в филиале ОАО «ОГК-6» «Рязанская ГРЭС (*блок-прототип 300 МВт, ст. № 2: котлоагрегат ПП-990/255 (П-59), турбина К-300-240 ЛМЗ, поверхностные ПНД, Д-7 ата, РОУ прогрева, схема пылеприготовления прямого вдувания с молотковыми мельницами, топливо – бурый уголь /мазут/газ/в смеси*);
- 5) в филиале ОАО «ОГК-6» «Рязанская ГРЭС», с интерфейсом ПТК КВИНТ (*блок-прототип 800 МВт, ст. № 5: котлоагрегат ТГМП-204П, турбина К-800-240 ЛМЗ, топливо – газ, мазут*).

Заключение

В связи с наступившим в России периодом широкого строительства и освоения парогазовых установок крайне актуальной становится задача всестороннего исследования, накопления и обобщения опыта эксплуатации ПГУ и ГТЭС.

Обучение эксплуатационного персонала на строящихся энергообъектах с парогазовыми и газотурбинными технологиями требует создания и укрепления профильной учебной базы системы профессионального образования, тщательного планирования работы с персоналом с учетом новизны, а иногда и уникальности технологических процессов.

В целях повышения надежности, быстрого освоения нового оборудования необходимо создание многоцелевых тренажеров применительно к конкретным технологическим схемам электростанций.

Список литературы

1. Кромов С.А. Опыт реконструкции и эксплуатации Ивановской ТЭЦ-1 // Электрические станции. – 2007. – № 9.
2. Грибин В.Г., Горшков А.П. ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2 – первая энергетическая парогазовая установка большой мощности на базе ГТЭ-160 «ЛМЗ» // Газотурбинные технологии. – 2006. – Сентябрь.
3. Исследование котла-утилизатора П-96 в составе ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2 при отработке пускоостановочных режимов и несении базовых нагрузок / П.А. Лепяев, Т.П. Штань, Б.Н. Глускер и др. // Теплоэнергетика. – 2007. – № 9.
4. Жохов В.Л. Сравнительный анализ КБОУ // Газотурбинные технологии. – 2007. – Март.
5. Опыт освоения газотурбинных технологий на Белгородской ГТУ-ТЭЦ «Луч» / А.В. Гусев, Ю.А. Воронцов, Е.А. Лапин, В.В. Паук // Новое в российской энергетике. – 2006. – № 12.
6. Технические условия на газотурбинную энергетическую установку ГТЭ-110. 095108000 ТУ. Утв. ОАО РАО «ЕЭС России» 06.06.2003.
7. Котел-утилизатор Е-155/35-7,3/0,7-501/232 (П-88) для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ». Технические условия на изготовление и поставку. ТУ 3112-470-05015331-2005. Утв. БЕ «Сервис» ОАО РАО «ЕЭС России» 04.2005.
8. Турбина паровая К-110-6,5 для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ». Технические условия на изготовле-

ние и поставку. 8600001 ТУ 11 02. Утв. БЕ «Сервис» ОАО РАО «ЕЭС России» 04.2005.

9. СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95). Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. №229. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

10. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Утв. Приказом Минтопэнерго РФ от 19 февраля 2000г. № 49.

Карачев Андрей Иванович,
филиал «Ивановские ПГУ» ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»,
главный инженер-инспектор,
адрес: Ивановская обл., г. Комсомольск, ул. Комсомольская, д. 1,
e-mail: karachev68@mail.ru

Будаков Игорь Владимирович,
филиал «Ивановские ПГУ» ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»,
начальник отдела наладки и лаборатории металлов службы технического обслуживания,
e-mail: budakov-iv@ivpgu.ru

Рабенко Владимир Степанович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, доцент кафедры паровых и газовых турбин,
e-mail: rvs@tren.ispu.ru

11. Актуальность модернизации АСУ ТП энергоблоков / В.С. Рабенко, В.Е. Назаров, С.В. Карасев, О.В. Еренков // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 2.

12. СО-ЕЭС-ПП-1-2005 Стандарт организации профессиональной подготовки, переподготовки, повышения квалификации персонала. – М., 2005.