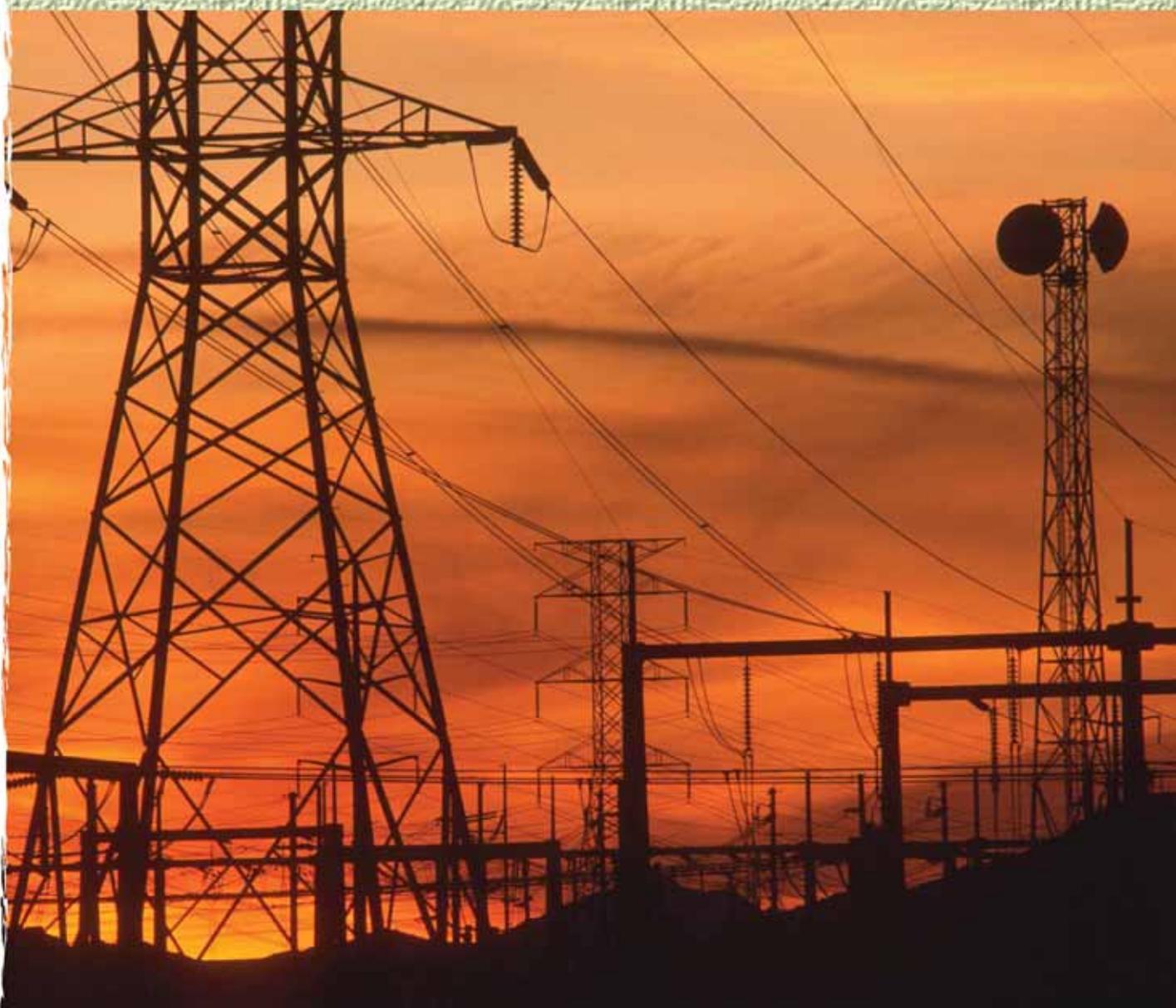


Информационное бюро  
Энерго⚡пресс

12'2007

# Новое в российской электроэнергетике





*Уважаемые читатели!*

*ПОЗДРАВЛЯЕМ ВАС*

*С Новым годом  
и праздником Рождества!*

**Пусть 2008 год будет для вас счастливым!  
Желаем вам здоровья и успехов!**

**Редакция журнала  
«Новое в российской электроэнергетике»**

# НОВОЕ В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

## Ежемесячный электронный журнал

### № 12 декабрь 2007 г.

Объединенный совет журналов  
«Новое в российской электроэнергетике» и «Охрана труда за рубежом»

**Председатель – Паули Виктор Карлович**, член Правления ОАО РАО «ЕЭС России», заместитель технического директора – Главный технический инспектор ОАО РАО «ЕЭС России»

#### Члены совета:

**Шульгинов Николай Григорьевич**, первый заместитель председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ» ЕЭС

**Зубакин Василий Александрович**, член Правления ОАО «ГидроОГК»

**Серебрянников Сергей Владимирович**, ректор Московского энергетического института (Технического университета)

**Громогласов Александр Аркадьевич**, главный редактор издательств «Стрижев-Центр» и «Энерго-пресс»

**Воронов Виктор Николаевич**, заведующий кафедрой Московского энергетического института (Технического университета), главный редактор журнала «Новое в российской электроэнергетике»

**Загретдинов Ильяс Шамилевич**, заместитель управляющего директора Бизнес-единицы № 1 ОАО РАО «ЕЭС России», главный редактор газеты «Энерго-пресс»

**Росляков Павел Васильевич**, проректор Московского энергетического института (Технического университета)

**Громогласов Сергей Александрович**, заместитель директора издательства «Энерго-пресс»

#### Редколлегия

Главный редактор –

**Воронов В.Н., д.т.н.**

Первый заместитель  
главного редактора –

**Зорин В.М., д.т.н.**

Заместитель

главного редактора –

**Громогласов А.А., д.т.н.**

Ответственный секретарь –

**Галтеева Е.Ф., к.т.н.**

Члены редколлегии:

**Аракелян Э.К., д.т.н.**

**Васин В.П., д.т.н.**

**Верещагин И.П., д.т.н.**

**Жуков Ю.И., к.т.н.**

**Загретдинов И.Ш.**

**Лавыгин В.М., к.т.н.**

**Львов М.Ю., к.т.н.**

**Мисриханов М.Ш., д.т.н.**

**Паули В.К., д.т.н.**

**Пильщиков А.П., к.т.н.**

**Росляков П.В., д.т.н.**

**Рыженков В.А., д.т.н.**

**Рябов М.И., к.т.н.**

**Седлов А.С., д.т.н.**

**Соляков В.К., к.т.н.**

**Томаров Г.В., д.т.н.**

Журнал зарегистрирован Министерством  
Российской Федерации по делам печати,  
телерадиовещания и средств массовых  
коммуникаций, видетельство  
о регистрации: Эл № 77-2655 от 17.04.2000.

#### Содержание

#### Стр.

О подписке на 2008 год на электронные журналы «НОВОЕ  
В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ», «ОХРАНА ТРУДА  
ЗА РУБЕЖОМ»

4

#### Общие вопросы электроэнергетики

О некоторых итогах эксплуатации современных отечествен-  
ных ПГУ. А.И. Карачев (РП «Центрэнерготехнадзор»), И.В. Буда-  
ков (ОАО «Ивановские ПГУ»), к.т.н. В.С. Рабенко (ГОУ ВПО «Ива-  
новский государственный энергетический университет»)

6

К вопросу о сооружении подводной кабельной линии для  
усиления электроснабжения энергорайона г. Сочи. К.т.н.  
Э.Н. Зуев (Московский энергетический институт – Технический  
университет)

17

#### В помощь производству

Ограничения в получении тонкодисперсных порошков ме-  
тодом воздушной классификации. Д.т.н. С.И. Шувалов, А.А.  
Андреев (ГОУ ВПО «Ивановский государственный энергетиче-  
ский университет»)

26

Современные подходы к организации подготовки проб в сис-  
темах АХК. Ульянов А.В., д.т.н. Гашенко В.А., Тарасюк А.Л., Пре-  
ловский А.Р., Лазарев О.Л. (ФГУП «ЭНИЦ»)

34

Использование глушителей шума при сбросах пара в атмо-  
сферу на тепловых электростанциях. Д.т.н. Тупов В.Б., к.т.н.  
Чугунков Д.В. (Московский энергетический институт – Техниче-  
ский университет)

41

Перечень материалов, опубликованных в журнале «НРЭ»  
в 2007 г.

50

## Общие вопросы электроэнергетики

### О НЕКОТОРЫХ ИТОГАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПГУ

**А.И. Карачев (РП «Центрэнерготехнадзор»),  
И.В. Будаков (ОАО «Ивановские ПГУ»),  
к.т.н. В.С. Рабенко (ГОУ ВПО «Ивановский  
государственный энергетический университет»)**

Новая инвестиционная программа ОАО РАО «ЕЭС России» предусматривает строительство ряда современных парогазовых установок с использованием высокотемпературных 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

Генерирующая компания	Электростанция	Энергоблок	Срок ввода
ОГК-1	Верхнетагильская ГРЭС	ПГУ-325	после 2010 г.
ОГК-2	Псковская ГРЭС	ПГУ-325	2011 г.
ОГК-3	Южноуральская ГРЭС	2ЧПГУ-170	2011 г.
ОГК-4	Шатурская ГРЭС-5	ПГУ-170	—
ОГК-6	ГРЭС-24	*	2009 г.

\* Надстройка паросилового энергоблока 310 МВт газовой турбиной ГТЭ-110.

Таблица 2

#### Планируемые к строительству в ТГК блоки ПГУ на базе ГТЭ-110

Генерирующая компания	Электростанция	Энергоблок	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 проекта 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 дальнейше-

го 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 одна из них (заводской № 2) используется для изучения работы ГТЭ-110 в различных режимах в целях доработки и совершенствования узлов и механизмов.

Накопленная статистика эксплуатации парогазовых и газотурбинных установок на отечественных электростанциях характеризует недостаточную надежность работы оборудования в начальный период освоения на стадии 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 котлов-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 (151,4 МВт) паровой турбины, а полученное значение КПД котла-утилизатора на номинальном режиме на 6–6,5 % ниже гарантированного заводом-изготовителем. Уменьшенная паропроизводительность контура ВД и увеличенная разность температур газового потока приводят к повышению перегрева пара 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) перепад давления на фильтрах тонкой очистки (ФТО) составил 1100 Па, что привело к их замене. Проработав 480 ч после замены, фильтры снова оказались неработоспособными. Аналогичная ситуация произошла на второй ГТЭ-160 (ст. № 12), входящей в состав данного энергоблока. В настоящее время на Калининградской ТЭЦ-2 в работе находится третий комплект ФТО. Использование трех комплектов ФТО для двух КВОУ в период менее, чем один год, привело к значительным финансовым затратам [4].

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

Таблица 3

**Причины остановов ГТУ-ТЭЦ «Луч», г. Белгород, по данным [5]**

Технологические нарушения	ГТУ № 1	ГТУ № 2
Аварийных остановов всего	18	23
в том числе:		
– срабатывание автоматики безопасности	5	11
– неисправности тепломеханического оборудования	13	12

Парогазовая установка ПГУ-170. Особенностью блока ПГУ-170 является одновальная конструкция установки с расположением генератора между паровой и газовой турбинами. Возможен отпуск пара на сетевые подогреватели.

Основное оборудование ПГУ-170:

- 1) газотурбинная установка ГТЭ-110 с турбогенератором ТЗФ-180-2У3 мощностью 180 МВт с форсированным воздушным охлаждением;
- 2) конденсационная паротурбинная установка К-55 (60) мощностью 60 МВт;
- 3) горизонтальный котел-утилизатор П-88 двух давлений без промежуточного перегрева пара, с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений.

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-110-2МУ3 мощностью 110 МВт;
- 2) одна паровая конденсационная турбоустановка К-110-6,5 с турбогенератором ТЗФП-110-2МУ3 мощностью 110 МВт;
- 3) два горизонтальных котла-утилизатора типа П-88.

Основные технические характеристики ПГУ-325:

- 1) электрическая мощность – 325 МВт;
- 2) КПД электрический – 51,7 %;
- 3) диапазон рабочих температур наружного воздуха от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ;
- 4) диапазон автоматического изменения нагрузок – 100 ... 25 %;
- 5) выбросы  $\text{NO}_x$  – не более  $50 \text{ мг/нм}^3$ ;
- 6) расчетный срок службы оборудования (за исключением ГТЭ) – 40 лет.

Тепловая схема 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  $1200^{\circ}\text{C}$ . Электрическая мощность равна 110,52 МВт при КПД ГТУ 34,11 %. 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, 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 (ЭВД), пароперегреватель НД (ППНД), испаритель НД и газовый подогреватель конденсата (ГПК).

Пар контура высокого давления подводится к турбине через два блока стопорно-регулирующих клапанов и далее по двум трубопроводам в проточную часть ЦВД. Цилиндр высокого давления имеет два корпуса: внутренний и наружный. Внутренний корпус ЦВД объединяет восемь первых ступеней давления. Пар контура НД подается в проточную часть ЦВД между 14-й и 15-й ступенями одним трубопроводом из коллектора. В камере подвода между 14-й и 15-й ступенями пар контура НД смешивается с основным потоком пара и далее проходит через пять ступеней давления ЦВД. После ЦВД пар поступает по двум перепускным трубам в двухпоточный ЦВД (по пять ступеней в каждом потоке) и далее через выхлопные патрубки направляется в конденсатор.

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

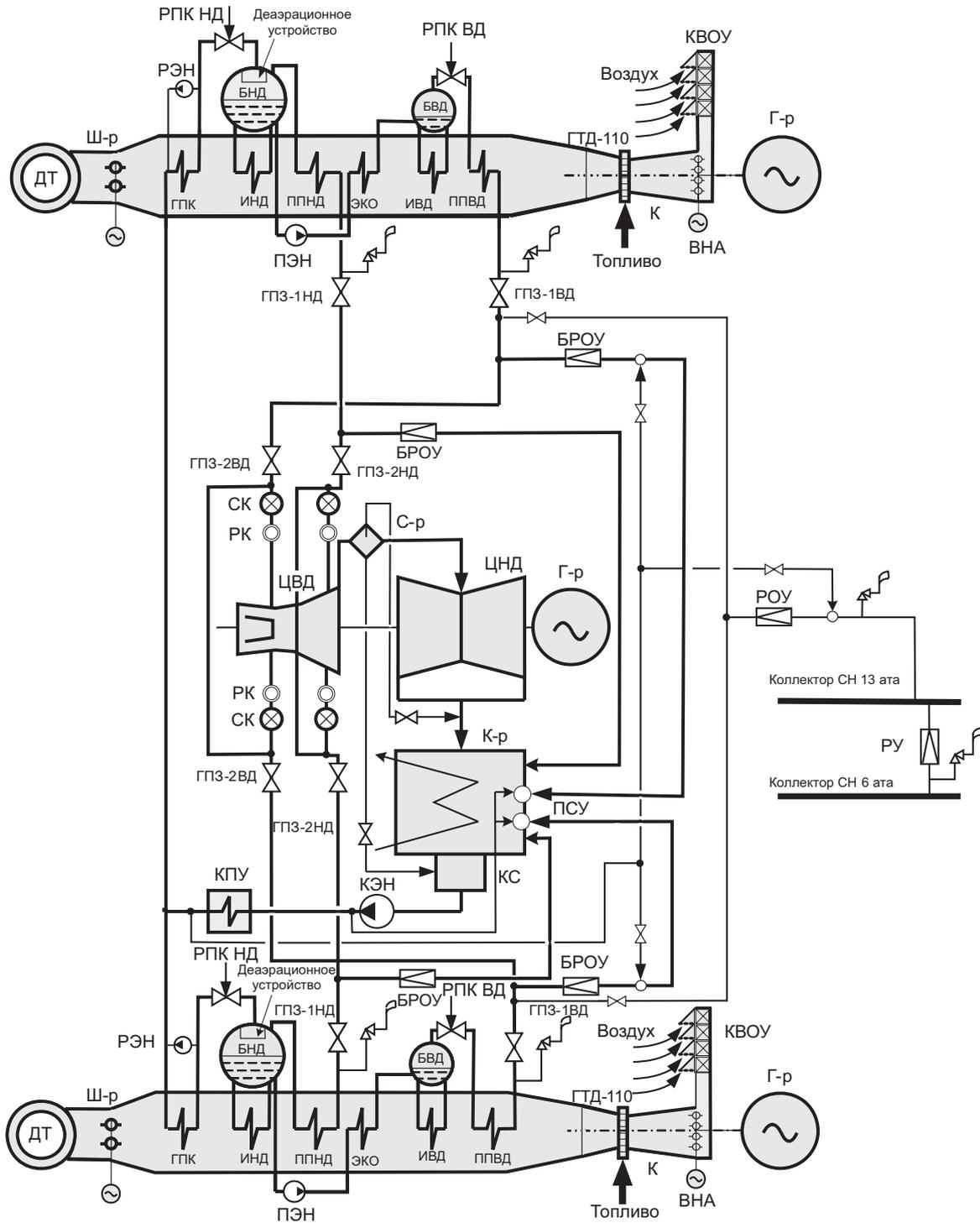


Рис. 1. Принципиальная схема ПГУ-325

ВНА – входной направляющий аппарат; ГТД – газотурбинный двигатель; КВОУ – комплексное воздухоочистительное устройство; К – компрессор; КС – конденсатосборник; ГПЗ – главная паровая задвижка; С-р – сепаратор; Г-р – генератор. Контур высокого давления КУ: ППВД – пароперегреватель ВД, ИВД – испаритель ВД; ПЭН – питательный электронасос. Контур низкого давления КУ: ППНД – пароперегреватель НД, ИНД – испаритель НД, ГПК – газовый подогреватель конденсата; РЭН – рециркуляционный электронасос контура НД. РПК – регулятор питания котла; ДТ – дымовая труба; КЭН – конденсатный электронасос; К-р – конденсатор; ПСУ – паросбросное устройство; КПУ – конденсатор пара уплотнений паровой турбины; РОУ – редукционно-охлаждающая установка контура НД КУ; БРОУ – быстродействующая редукционно-охлаждающая установка контура ВД КУ; РУ – редукционная установка собственных нужд (СН); СК – стопорный клапан ПТ; РК – регулирующий клапан ПТ; ЦВД – цилиндр высокого давления ПТ; ЦНД – цилиндр низкого давления ПТ; Ш-р – шибер запорный; ДТ – дымовая труба

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.

Таблица 4

Технические условия на ГТЭ-110 [6]

Наименование параметра	Единица измерения	Номинальная мощность	Пиковая мощность
Мощность на клеммах генератора	МВт	110	120
КПД	%	34,5	35,0
Температура выхлопных газов	°С	517	547
Расход выхлопных газов	кг/с	362±5	362±5
Выбросы окислов азота, не более	мг/нм <sup>3</sup>	50	—
Расход топлива: – природный газ ( $Q_H^P = 50056$ кДж/кг)	кг/ч	23 000	24 700
	нм <sup>3</sup> /ч	33 500	36 000
– жидкое топливо ( $Q_H^P = 42 000$ кДж/кг)	кг/ч	27 300	29 400
Частота вращения ротора ГТЭ-110	1/мин	3000	3000

Таблица 5

Технические условия на котел-утилизатор П-88 [7]

Наименование параметра	Единица измерения	Значение при $t_{\text{нв}} = -3,9$ °С	Значение при $t_{\text{нв}} = +15$ °С
<i>Справочные данные</i>			
Нагрузка ГТУ	%	100	100
Количество котлов в работе	шт	2	2
<i>Гарантии</i>			
<i>Контур высокого давления</i>			
Паропроизводительность	т/ч	308	309,8
Температура пара на выходе	°С	491,3	501,7
<i>Контур низкого давления</i>			
Паропроизводительность	т/ч	73,3	70,3
Температура пара на выходе	°С	232,4	231,3
Тепловая нагрузка ВВТО	МВт	17,2	3,8

Окончание табл. 5

Наименование параметра	Единица измерения	Значение при $t_{\text{нв}} = -3,9 \text{ }^\circ\text{C}$	Значение при $t_{\text{нв}} = +15 \text{ }^\circ\text{C}$
<i>Условия гарантии</i>			
Давление пара на выходе контура ВД (абс.)	МПа	7,05	7,15
Давление пара на выходе контура НД (абс.)	МПа	0,69	0,69
Давление в деаэрационной колонке (абс.)	МПа	0,74	0,73
Температура питательной воды	$^\circ\text{C}$	166,9	166,3
Температура конденсата на входе в ГПК (до ввода рециркуляции)	$^\circ\text{C}$	21,8	35,2
<i>Дополнительные показатели</i>			
Перепад давлений в газовом тракте с учетом дымовой трубы	Па	2588	2495
Температура газов на выходе из КУ	$^\circ\text{C}$	85,3	108,8

Таблица 6

**Технические условия на паровую турбину К-110-6,5 [8]**

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
<i>Параметры пара контура ВД перед стопорным клапаном ЦВД</i>		
Давление	МПа	6,85
Температура	$^\circ\text{C}$	498
Массовый расход	т/ч	309,8
<i>Параметры пара контура НД</i>		
Давление	МПа	0,642
Температура	$^\circ\text{C}$	228,3
Массовый расход	т/ч	0,165
Расход охлаждающей воды через конденсатор	м <sup>3</sup> /ч	21000
Температура охлаждающей воды	$^\circ\text{C}$	21
Расчетное давление в конденсаторе (абс.)	МПа	0,005

### Результаты предварительных испытаний ПГУ-325

Пробный пуск блока ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ» был проведен 28.08.07 (блок № 1) в составе двух газовых турбин ГТЭ-110 (станционные номера полублоков 11 и 12). Одна турбина работала на газе (ст. № 11), а другая – 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 %.

В период с 14.09.07 по 22.09.07 с участием специалистов ОАО «ВТИ» проводились режимные испытания котла-утилизатора полублока. В процессе испытаний было определено влияние на расход и температуру пара контура ВД КУ таких параметров, как расход дымовых газов за ГТУ, температура дымовых газов за ГТУ, температура конденсата перед ГПК, давление пара контура ВД. По результатам испытаний построена режимная карта работы полублока при температурах наружного воздуха, близких к +15 °С. Определено также влияние на параметры КУ температуры питательной воды контура ВД КУ.

### Прогноз направленности технологических нарушений в процессе первоначального освоения отечественных ПГУ

Высокое совершенство конструкторских решений по отечественному паротурбинному оборудованию в значительной степени было достигнуто за счет открытости информации о неполадках в его работе, возможности проведения анализа нарушений нормальной работы и разработки соответствующих превентивных мер. По газотурбинному оборудованию в настоящее время, к сожалению, отсутствуют систематизированные данные о технологических нарушениях, отказах и неполадках. Это связано, прежде всего, с коммерческими интересами фирм-изготовителей газотурбинного оборудования, с использованием в конструкции узлов ноу-хау указанных фирм. В этих условиях каждая компания-изготовитель обособленно совершенствует и доводит ПГУ до соответствующих показателей. Наверное, было бы неразумно заказчикам выдвигать изготовителям газотурбинных установок требования о развернутой информации по конструкторским решениям, имея в виду, что сервисное обслуживание в основном осуществляется фирмой-изготовителем. Однако для электростанции – субъекта оптового рынка, работающей по правилам этого рынка, несущей убытки за неплановые остановы, задержки пусков, вывод оборудования из резерва, несомненно, важны полные и объективные сведения о причинах технологических нарушений. Именно поэтому переработка действующей Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений [13] применительно к газотурбинному оборудованию является задачей весьма актуальной.

При освоении отечественного оборудования и технологий эксплуатации ПГУ в первый период следует ожидать повышенного числа технологических нарушений. На наш взгляд, это вполне естественно на начальном этапе освоения новых технологий при существующем уровне энергетического машиностроения и крайне скудном финансировании научных исследований, особенно натурных. Ожидаемые нарушения можно условно разделить на технологические и конструктивные, эксплуатационные и связанные с АСУ ТП.

### Надежность и достаточность АСУ ТП

АСУ ТП блока ПГУ условно разделяется на две части: АСУ ТП ГТУ и АСУ ТП ПТУ и характеризуется дисплейным способом управления оборудованием (рис. 2) на базе программно-технических комплексов (ПТК). Согласование двух частей АСУ ТП, очевидно, потребует пристального внимания к защита котла-утилизатора в переходных режимах блока как связующего звена газотурбинной и паротурбинной частей блока. Несомненно, 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.



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

Технологические и конструктивные нарушения, скорее всего, будут вызваны несовершенством проектных решений в части построения технологических систем (схем) блока, деталей и узлов агрегатов. На первом этапе отсутствие опыта эксплуатации нового оборудования, прежде всего в пусковых и остановочных режимах, потребует совершенствования этих решений с целью повышения надежности работы блока. Дальнейшим направлением деятельности здесь следует считать оптимизацию построения технологических систем с целью достижения гарантированных показателей работы 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.

#### Пути повышения надежности ПГУ

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

Для успешного решения поставленных задач по быстрому и безаварийному освоению 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. Та-

кой тренажер должен выходить за рамки рядового тренажера для подготовки оперативного персонала ПГУ. Он должен позволять решать следующие задачи:

- а) противоаварийная подготовка персонала;
- б) обучение персонала работе по коммерческому диспетчерскому графику с соблюдением высоких технико-экономических показателей;
- в) отработка персоналом пусковых и остановочных режимов работы блока;
- г) исследование пусковых, остановочных и нештатных режимов работы блока с целью совершенствования СКУ;
- д) мониторинг различных режимов работы блока для последующего совершенствования эксплуатационной документации.

### О подготовке эксплуатационного персонала ПГУ

Начало масштабного строительства в энергетике не могло не привести к большому дефициту квалифицированного обслуживающего персонала. В связи с предстоящим широким внедрением газотурбинных электростанций (ГТЭС) и ПГУ встает вопрос о совершенстве подготовки кадров, обслуживающих данное оборудование. Даже высококвалифицированным работникам энергетики, имеющим опыт работы на паротурбинных блоках традиционных ТЭС, требуется дополнительное обучение. Это относится к работникам всех категорий. При формировании планов и разработке программ подготовки персонала, принятии управленческих решений по организации работы с персоналом следует учитывать:

- ◆ новизну оборудования и систем управления,
- ◆ недостаточный опыт персонала для эксплуатации данного вида оборудования,
- ◆ отсутствие центров подготовки персонала,
- ◆ существенную разницу в управлении ПТ и ГТ-установками,
- ◆ новизну используемых программно-технических средств.

Персонал Ивановских ПГУ проходил стажировку на Калининградской ТЭЦ-2, но это было только ознакомление, а не обучение. Естественно, никто не пойдет на то, чтобы доверить управление работающим энергоблоком 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 высокотехнологичным оборудованием?

Подготовка операторов ПГУ в учебных центрах, не имеющих тренажеров энергоблоков-прототипов, а также 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, особенно его обучение, вызывает 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, что, по большому счету, не является оптимальным решением вопроса.

Опыт управления работой ПГУ, приобретенный на тренажерах, был бы полезен и лицам, проектирующим блок. Например, ряд проектных «перестраховочных» блокировок при включении оборудования в работу определяются как «ненужные» и мешают на начальных этапах освоения блока. Во многом 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 учебных часов по темам «Пуски блоков из различных состояний», «Остановы блока», «Отключение генератора от сети» значительно ускорят адаптацию 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 должен прежде всего быть нацеленным на подготовку операторов ПГУ, доступным, а процесс работы на нем поддерживаться опытным инструктором. Проведение противоаварийных тренировок позволит объективно оценить подготовку оперативного персонала. Сохранение и анализ результатов работы на тренажере позволит определить тенденцию роста или снижения квалификации каждого оперативного работника. Персонал, безусловно, необходимо заинтересовать в повышении качества противоаварийной подготовки.

Периодическое проведение соревнований среди операторов ПГУ согласно требованиям стандарта [12] должно быть направлено на поиск оптимальных решений по пускам с пользой для производства, а также на обмен опытом (например, опыта выхода из аварийной ситуации с более быстрыми и точными 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.

В качестве примера разработок Ивановского государственного энергетического университета в данной сфере на рис. 3 приведена структурная схема тренажера для филиала ОАО «ОГК-3» «Костромская ГРЭС» с воспроизведением операторского информационно-управляющего интерфейса программно-технического комплекса КВИНТ.

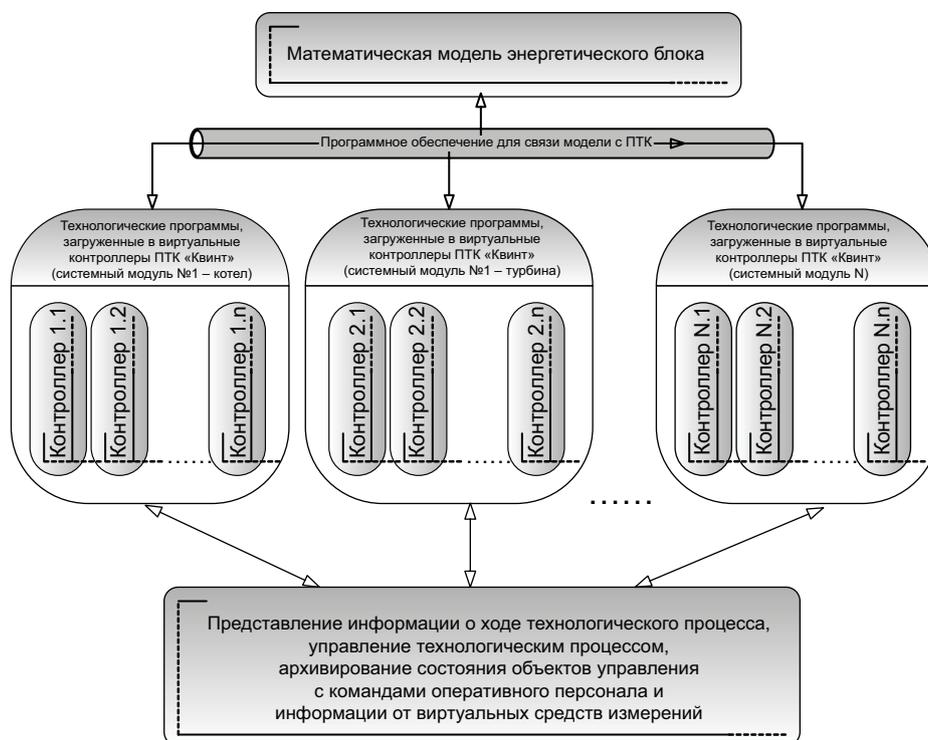


Рис. 3. Структура полигона на базе виртуального ПТК АСУ ТП энергоблока

### Выводы

1. 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.

2. Обучение большего количества 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.

3. С целью повышения надежности, быстрее освоения нового оборудования необходимо создание многоцелевых тренажеров применительно к конкретным технологическим схемам электростанций.

### Литература

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. Лепаев, Т.П. Штань и др. // Теплоэнергетика. 2007. № 9.

4. **Жохов В.Л.** Сравнительный анализ КВОУ // Газотурбинные технологии. 2007. Март.

5. **Опыт освоения газотурбинных технологий** на Белгородской ГТУ-ТЭЦ «Луч» /А.В. Гусев, Ю.А. Воропаев и др. // Новое в российской электроэнергетике. 2006. № 12.

6. **Технические условия** на газотурбинную энергетическую установку ГТЭ-110. 095108000 ТУ. ОАО РАО «ЕЭС России», 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. БЕ «Сервис» ОАО РАО «ЕЭС России», 2005.

8. **Турбина** паровая К-110-6,5 для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ». Технические условия на изготовление и поставку. 8600001 ТУ 11 02. БЕ «Сервис» ОАО РАО «ЕЭС России», 2005.

9. **СО 153-34.20.501-2003 (РД 34.20.501-95).** Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 2003.

10. **Правила работы с персоналом** в организациях электроэнергетики Российской Федерации. Минтопэнерго РФ, 2000.

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

12. **СО-ЕЭС-ПП-1-2005.** Стандарт организации профессиональной подготовки, переподготовки, повышения квалификации персонала. М.: РАО «ЕЭС России», 2005.

13. **СО 153-34.0-20.801-2000 (РД 153-34.0-20.801-00).** Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. М.: ЗАО «Энегосервис», 2001.