

ДЕКАБРЬ № 8/2016 (143)



ПГУ-115 МВт на Курской ТЭЦ

**НАСЛЕДИЕ ALSTOM ИЛИ
НОВЫЙ ВИТОК
КОНКУРЕНТНОЙ БОРЬБЫ
НА РЫНКЕ СВЕРХМОЩНЫХ
ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК**

с. 2

**СПГ. «РЭП ХОЛДИНГ»
В ПРОЕКТЕ «ВЫСОЦК»**

с. 6

**ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ КОНТРОЛЯ
ВИБРАЦИОННОГО
ГОРЕНИЯ В КАМЕРЕ СГОРАНИЯ
ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ**

с. 16

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Системы подготовки газа,
дожимные компрессорные станции



Внимание к деталям – от идеи до воплощения



Учредитель

ООО «Издательский дом
«Газотурбинные технологии»»

Редакционный совет:

Главный редактор Смирнов А.А.

Ананенков А.Г.	Ольховский Г.Г.
Боусе М.	Пономарев Н.Н.
Брындин О.В.	Roberts J.
Будзьяк Б.В.	Русецкий Ю.А.
Гариков Г.С.	Рыжинский И.Н.
Грибин В.Г.	Скабин В.А.
Егоров И.Н.	Снитко А.А.
Егоров И.Ф.	Соколовский М.И.
Заряцкий С.П.	Сударев А.В.
Лукьяненко В.М.	Фаворский О.Н.
Макаров А.П.	Халатов А.А.
Марчук Е.Ю.	Халфун Л.М.
Мордасов Р.А.	Черников А.В.
Мошкарин А.В.	Шайхутдинов А.З.
Movill R.J.	Щуровский В.А.

Генеральный директор Александр Смирнов

Научный редактор Владимир Галигузов

Литературный редактор Владимир Смирнов

Редактор блока новостей Марина Малышева

Руководитель коммерческого отдела Любовь Тишинова

Менеджеры по рекламе Александр Комаров
Ольга Затеева

Менеджеры по подписке Ирина Алябьева
Наталья Яшина

Дизайн и верстка Светлана Ларионова

Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи и массовых коммуникаций. Свидетельство ПИ № ФС77-34887 от 29 декабря 2008 г.

Адрес редакции / издателя Россия, 152934, Ярославская обл., г. Рыбинск, ул. Ломоносова, д. 30а

Адрес для писем Россия, 152900, Ярославская обл., г. Рыбинск, а/я 30

Телефон/Факс (4855) 295 235,
295 236,
295 237,
295 238,
295 239

www.gtt.ru
E-mail: info@gtt.ru

Распространяется по подписке
Подписной индекс в объединенном каталоге «Пресса России»:
87431 – журнал «Газотурбинные технологии»
87483 – Каталог газотурбинного оборудования

Типография ООО «МЕДИА ГРАНД»
г. Рыбинск, ул. Луговая, д. 7

Дата выхода номера 27.12.16 г.

Тираж 1000 экз.

Цена свободная

Перепечатка материалов или их фрагментов допускается только по письменному согласованию с редакцией, ссылка на журнал «Газотурбинные технологии» обязательна

Редакция не несет ответственности за содержание рекламы

Мнение редакции не обязательно совпадает с мнением автора



СОДЕРЖАНИЕ

Газотурбинные установки

Наследие Alstom или новый виток конкурентной борьбы на рынке сверхмощных газотурбинных установок **2**

Передовые проекты

СПГ. «РЭП Холдинг» в проекте «Высоцк» **6**

Актуальное интервью

НПО «ЭЛСИБ»: новые горизонты национального электромашиностроения **12**

Системы управления и контроля

Технические решения для контроля вибрационного горения в камере сгорания газовой турбины **16**

Теплотехническое оборудование

Производим электроэнергию «из воздуха» **24**

Новые разработки

Эффективная защита фундаментов турбоагрегатов электростанций от вибрации **32**

Новые технологии

Опыт и методика увеличения ресурса газотурбинной установки Ansaldo Energia **38**

Оценка безотказности

корабельной газотурбинной энергетической установки **44**



Наследие Alstom или новый виток конкурентной борьбы на рынке сверхмощных газотурбинных установок

А. А. Смирнов – ООО «Газотурбинные технологии»

Глобализация бизнеса во многих отраслях становится одной из реалий настоящего времени, и газотурбинный бизнес, как один из самых материалоемких и наукоемких, требующий для развития постоянного финансового потока, не мог избежать процессов слияния и поглощения. Даже мировые гиганты отрасли вынуждены пересматривать свои стратегические направления, которые долгое время казались незыблемыми.

Так произошло и с компанией Alstom Power, в конце 2015 г. продавшей свой газотурбинный бизнес GE Energy. Второго ноября GE закрыла сделку по приобретению Alstom Power на сумму \$10,6 млрд.

Это объединение одних из самых инновационных компаний на планете во многом изменило мировой газотурбинный рынок. Для получения одобрения сделки со стороны Европейского Союза GE согласилась передать определенные активы Alstom итальянской фирме Ansaldo Energia, в том числе права на газотурбинные установки GT26 и GT36 (права на GT24 и GT13E2 GE пока оставляет за собой). Кроме интеллектуальных прав на разработку

и модернизацию сверхмощных газовых турбин, GE передает Ansaldo Energia контракты на обслуживание 34 турбин GT26, уже реализованных в последние годы Alstom и сервисное/конструкторское подразделение Alstom в Бадене (Швейцария), где работают более 400 сотрудников. Таким образом, одна из самых мощных газотурбинных установок в мире и последняя разработка Alstom GT36 стала частью газотурбинного бизнеса Ansaldo Energia. Об этой газотурбинной установке и пойдет речь.

Газотурбинная установка GT36 (рис. 1) сконструирована в результате эволюции нескольких поколений турбин с успешно отработанной технологией и усовершенствован-

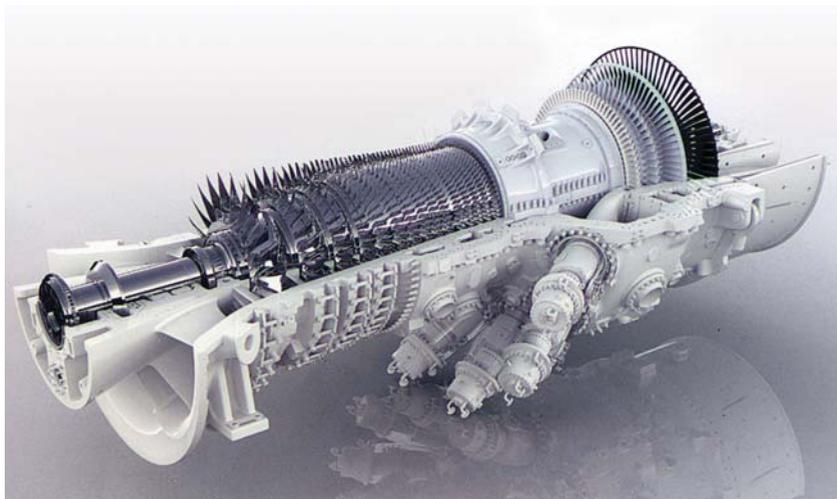


Рис. 1. Газотурбинный двигатель GT36 мощностью 500 МВт

Сравнение конфигураций GT26 и GT36

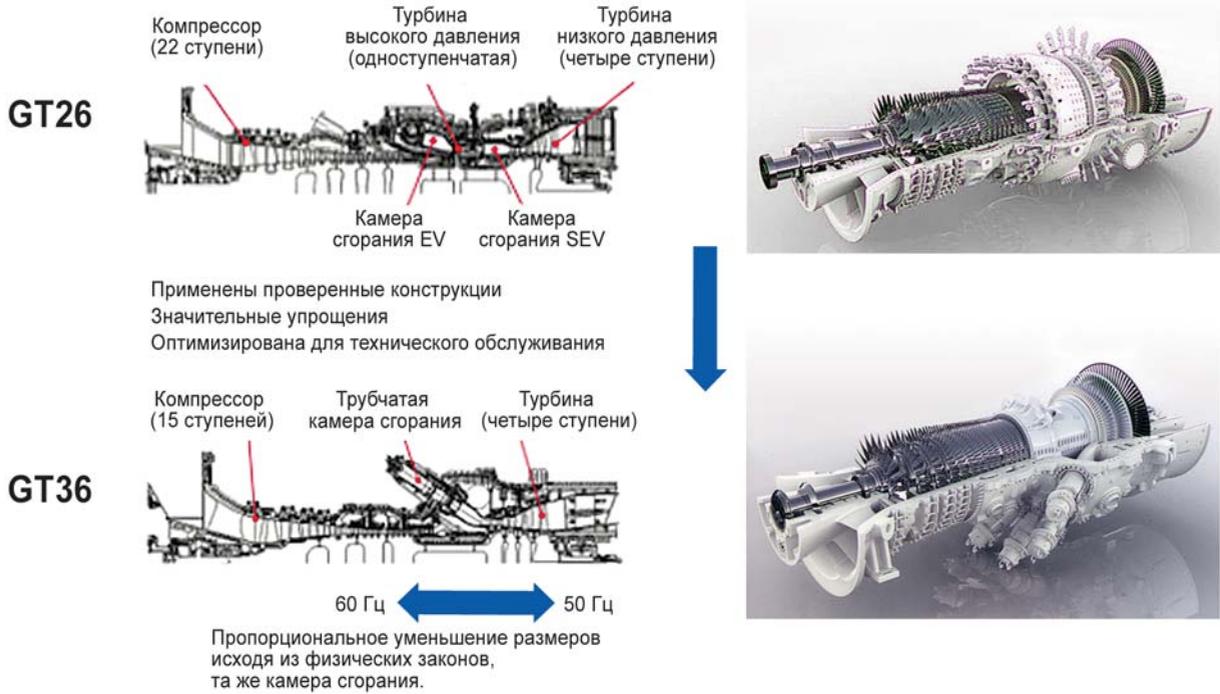


Рис. 2. Сравнение конфигураций GT26 и GT36

ной модели GT26, обеспечивает высокую эффективность при полной и частичной нагрузке, дает низкий уровень выбросов, высокую возможность снижения нагрузки и высокую гибкость применяемого топлива.

Конфигурация и технические особенности

Отличительной особенностью прототипа GT36 – газотурбинной установки GT26 (рис. 2) является технология последовательного сгорания в двух последовательно расположенных независимых компактных кольцевых камерах сгорания, что дает исключительно высокую эффективность ГТУ и пониженную эмиссию выхлопных газов в широком диапазоне нагрузок от 40 до 100 %, а также возможность работы в режиме ежедневного пуска и останова при работе с номинальной нагрузкой. Дополнительные достоинства системы последовательного сгорания включают ее исключительную эффективность и пониженную эмиссию при частичной нагрузке и повышенную циклическую работоспособность. Эмиссия по окислам азота $NO_x < 25$ ppmv при работе на природном газе и < 42 ppmv при работе на жидком топливе отвечает самым строгим нормативным требованиям в широком диапазоне нагрузок.

В новой газотурбинной установке GT36 концепция последовательного сгорания сохраняется, но она реализуется в трубчатой камере сгорания, а не в двух кольцевых (так называемых EV- и SEV-камерах), используе-

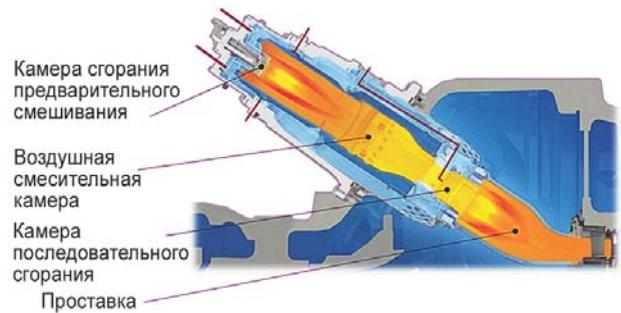


Рис. 3

мых в GT26. Версия GT36 (60 Гц) снабжена 12 жаровыми трубами, в то время как версия 50 Гц имеет 16 жаровых труб.

GT26 имеет 22-ступенчатый осевой компрессор с поворотными регулируемыми входными направляющими аппаратами первых трех ступеней и одноступенчатую турбину высокого давления, расположенную между EV- и SEV-камерами сгорания, на выходе из SEV-камеры находится четырехступенчатая турбина низкого давления. В GT36 одноступенчатая турбина высокого давления исключается, а количество ступеней компрессора снижается с 22 до 15. Четырехступенчатая силовая турбина, в конструкции которой применены материалы, используемые в турбине низкого давления GT26, сохраняется.

Технические характеристики GT36-S5 (в условиях ISO)	
Выходная мощность, МВт	500
Частота, Гц	50
КПД, %	41,5
Расход выхлопных газов, кг/с	1,01
Температура выхлопных газов, °С	624
Удельный расход тепла (в составе ПГУ), кДж/кВт·ч	5,854
Выбросы, мг/нм³:	
– NO _x	50
– CO	10

Температура на входе в силовую турбину увеличивается для повышения мощности и эффективности, аэродинамический профиль для поддержания заданных уровней температуры ступеней аналогичен GT26. Двойной слой термобарьерного покрытия используется на передних ступенях, чтобы компенсировать увеличение температуры на входе, причем рабочая лопатка первой ступени имеет измененную конструкцию с целью повышения эффективности воздушного охлаждения.

Основным отличительным структурным элементом GT36 является камера сгорания (рис. 3), находящаяся в течение последних трех лет на испытаниях в Немецком аэрокосмическом центре. Первая часть камеры сгорания (или камера предварительного смешения), основанная на технологии камер сгорания FlameSheet™, была разработана специалистами компании PSM (Power Systems Mfg), ранее принадлежавшей Alstom и в дальнейшем приобретенной Ansaldo Energia как следствие соглашения между GE и Alstom. Камера сгорания FlameSheet™ PSM первоначально планировалась для модификации газовых турбин GE класса F с целью обеспечения улучшенной эксплуатационной и топливной гибкости с низким уровнем выбросов.

После камеры предварительного смешения газовоздушный поток разбавляется воздухом в воздушном смесителе, использующем технологию современного многогорядного струйного смесителя с выступающими воздушными соплами и опирающемся на обширный опыт Ansaldo (BBC/ABB/Alstom) в производстве и проектировании жаровых труб в течение нескольких десятилетий. Затем газовоздушная смесь поступает в так называемую последовательную камеру сгорания, являющуюся эволюцией SEV-горелки и топливного инжектора, с большим числом вихревых генераторов и топливных форсунок, обеспечивающих многоточечный впрыск для улучшения перемешивания. Основные характеристики камеры сгорания, такие, как температура горячего газа на входе, время пребывания и перепад давления, в основном остаются неизменными по сравнению с GT26.

В конструкции GT36 особое внимание было уделено упрощению (где это возможно), повышению конструктивности и ремонтпригодности с акцентом на увеличение межремонтного интервала и снижение продолжительности плановых отключений.

Эксплуатационная гибкость

При разработке модели GT36 важной целью была простота эксплуатации и технического обслуживания. Компания предлагает полный диапазон сервисных решений от обслуживания сделок до заключения договоров на эксплуатацию и техническое обслуживание. Соглашения на оказание специализированных услуг позволяют клиентам выбрать оптимальные решения в соответствии со своими потребностями.

В дополнение к большому диапазону нагрузки газовая турбина GT36 может переключаться между двумя режимами: оптимизированным режимом работы по

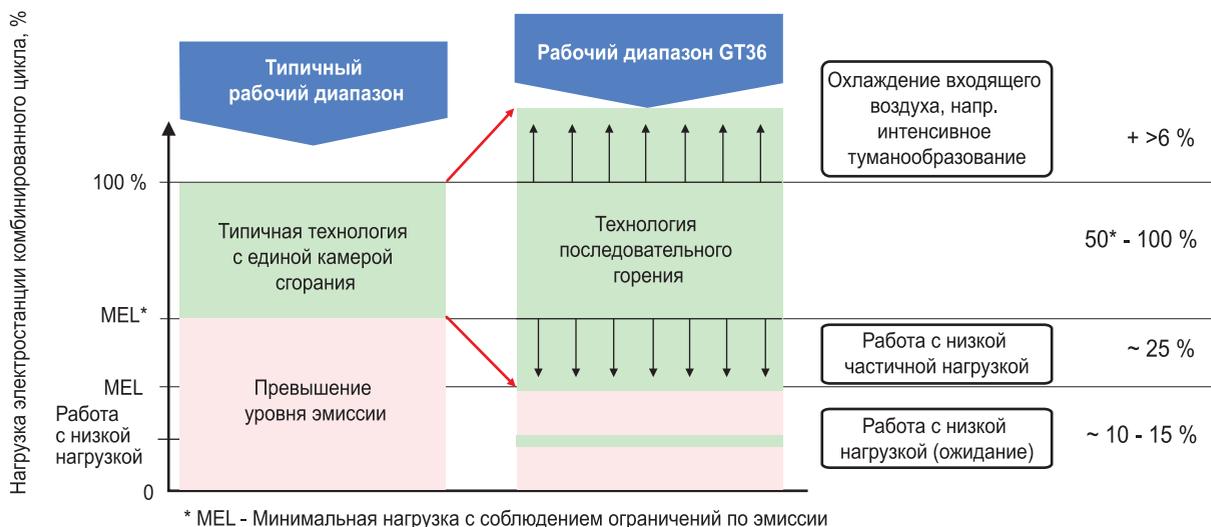


Рис. 4. Рабочие нагрузочные режимы GT36

эксплуатационным показателям и режимом работы с продлением срока эксплуатации (увеличенным сроком службы).

Первый режим гарантирует максимальный КПД и производительность, в то время как второй позволяет достигнуть более длительных межремонтных интервалов, что, в свою очередь, дает возможность сократить расходы на ТО. Операторы газотурбинной электростанции могут переключаться с одного режима на другой онлайн во время работы.

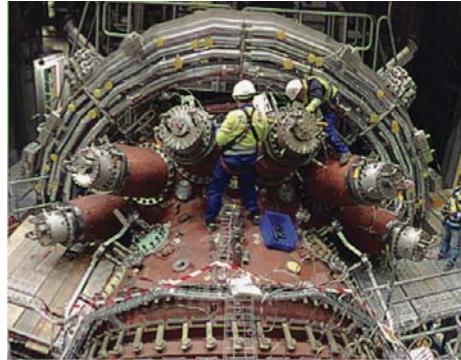
Посредством оптимизации мощности и эффективности или повышения доступности и снижения затрат на техническое обслуживание выбор режима предлагает операторам прекрасную возможность балансировать потребности в электроэнергии с экономией затрат. Эффективность, низкий уровень выбросов и универсальность GT36 помогает операторам соответствовать современной растущей потребности в гибких и экологически чистых решениях для газотурбинных электростанций.

GT36 предлагает непревзойденную гибкость работы (рис. 4) в своем классе: ее уникальная технология последовательного горения обеспечивает высокий диапазон изменения нагрузки. Это увеличивает диапазон операций с допустимым уровнем выбросов по сравнению с другими технологиями камер сгорания и, следовательно, расширяет опции для оператора электростанции.

Характеристики гибкости GT36 включают в себя:

- быстрый пуск и быстрое изменение нагрузки;
- высокую эффективность при частичной нагрузке;
- высокий диапазон снижения нагрузки при низком расходе топлива, обеспечивающий большой запас мощности;
- повышенную гибкость применяемого топлива;
- оптимизированный режим работы по эксплуатационным показателям и режим работы с продлением срока эксплуатации (увеличенный срок службы).

Опытно-промышленная эксплуатация



*Фото.
Монтаж
GT36
на электро-
станции
Бирр
(Швейцария)*

Типовыми схемами конфигурации парогазовых электростанций с использованием GT36 являются 1+1 и 2+1. В первом случае выходная мощность ПГУ (нетто) составляет 720 МВт, во втором – 1444 МВт, в обоих случаях КПД ПГУ примерно 61,5 %.

Для изучения проблем, с которыми могут столкнуться заказчики при внедрении новых газотурбинных установок, значительный акцент был сделан на всесторонних испытаниях нового двигателя в реальных условиях эксплуатации с полной проверкой двигателя на электростанции Бирр (Birr, фото) в Швейцарии (также приобретенной Ansaldo с линейкой газотурбинных установок большой мощности Alstom). Электростанция введена в опытно-промышленную эксплуатацию в мае 2016 г. и сейчас проходит комплекс полнокомплектных испытаний.

Будет надеяться, что коммерциализация GT36 будет идти более гладко, чем версии GT24/GT26 в конце 1990-х годов, которые сталкивались с рядом вопросов по вводу в эксплуатацию. Доводка и решение проблем оказались очень дорогими и почти фатальными для Alstom. 



Mitsubishi построит две ПГУ на Туракурганской ТЭС

По результатам тендера, объявленного в декабре 2015 года, Международный консорциум в составе японских Mitsubishi Corporation и Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd подписал контракт с АО «Узбекэнерго» на строительство двух парогазовых энергоблоков общей мощностью 900 МВт на Туракурганской ТЭС в Наманганской области на востоке Узбекистана. Стоимость контракта не разглашается. В проекте также примет участие турецкая Çalik Enerji Sanayi ve Ticaret AS. Общестроительные работы на объекте АО «Узбекэнерго» начало еще в августе 2013 г.

Проект предусматривает строительство электростанции на базе газовых турбин M701F с производством до 7 млрд кВт·ч электроэнергии в год. Срок реализации – 2020 год. Стоимость проекта составляет \$1,1 млрд. Проект финансируется за счет займа Японского агентства по международному сотрудничеству (JICA) в размере \$704 млн, кредита Фонда реконструкции и развития Узбекистана в сумме \$300 млн и собственных средств АО «Узбекэнерго».

Реализация проекта позволит решить проблему нехватки электроэнергии в регионе.

Это уже второй контракт с участием Mitsubishi Corporation и Mitsubishi Hitachi Power Systems Ltd на строительство ТЭС в Узбекистане за последнее время. Ранее консорциум подписал контракт с «Узбекэнерго» на модернизацию Навоийской ТЭС. Проект общей стоимостью около \$550 млн предусматривает строительство под ключ одного блока ПГУ комбинированного цикла мощностью 450 МВт. Срок реализации – три года.

ПЕРЕДОВЫЕ ПРОЕКТЫ

СПГ. «РЭП Холдинг» в проекте «Высоцк»

Рынок СПГ – один из самых перспективных и развивающихся во всем мире. В силу объективных причин, в первую очередь наличия развитой газотранспортной сети и удаленности месторождений от основных транспортных узлов, в России этому направлению не уделялось должного внимания. Но переход многих европейских и отечественных компаний на использование сжиженного природного газа заставляет возвращаться к этому вопросу все чаще и чаще.

Если не рассматривать традиционный природный газ, СПГ дешевле и экологичнее многих других видов топлива, а его мобильность и возможность диверсификации поставок ставят этот энергоресурс в разряд основных в рамках не только отдельных предприятий, но и целых государств.

Необходимость развития отечественной производственной базы и инфраструктуры потребления СПГ уже не вызывает сомнений, но, как часто бывает, упущенное время и невостребованность технологий привели к стагнации технологических и производственных мощностей. Отсутствие российских технологий сдерживает развитие рынка СПГ в России, а политика государства на импортозамещение порой становится камнем преткновения для ресурсоснабжающих и потребляющих предприятий. Но интерес к рынку СПГ делает свое дело, и технологический тупик не может

длиться бесконечно. Ряд предприятий, отработав свои технологии в малотоннажном производстве СПГ, готовы выйти на следующий уровень и в партнерстве с мировыми лидерами отрасли предоставить необходимое оборудование и технологии для российского рынка в классе среднетоннажного производства.

Технологии СПГ

Одной из таких компаний стала компания «Криогаз», входящая в группу предприятий Газпромбанка. Начав с технологий частичного сжижения газа за счет охлаждения посредством чистого перепада давления или совместно с дополнительным фреоновым охлаждением (производительность до 3 т/ч), компания освоила технологию 100%-ного сжижения газа по технологии турбодетандерного цикла с азотным охлаждением производительностью 7–15 т/ч. Обе технологии опробованы компанией промышленно: по первой тех-



Фото 1. Подписание контракта между АО «РЭП Холдинг» и ООО «ОМЗ-Делим» на поставку агрегатов для проекта СПГ «Высоцк» в рамках Петербургского международного экономического форума

нологии был создан комплекс по сжижению природного газа на ГРС-1 в г. Кингисепп мощностью 10 тыс. тонн СПГ в год и ГРС-1 в Калининграде (23 тыс. тонн в год); по второй – идет заключительный этап строительства комплекса на ГРС-2 в Калининграде мощностью 150 тыс. тонн в год (ввод в эксплуатацию запланирован на 2017 г.) и подготовлен рабочий проект завода такой же мощности в Петрозаводске (с вводом в эксплуатацию в 2018–2019 гг.). Еще одно малотоннажное производство СПГ (22,3 тыс. тонн в год) совместно с автогазонаполнительной компрессорной станцией было введено в мае 2016 г. в Пскове. Расположение КСПГ вдоль западной границы России указывает на основное стратегическое направление – экспортные поставки автомобильным и морским транспортом европейским потребителям СПГ. Доходы от экспорта дадут стимул к развитию и внутреннего рынка СПГ (топливо для котельных и локомотивов, речных судов Европейской части РФ).

Следующим этапом развития компании «Криогаз» стало освоение технологии с использованием смешанного хладагента. Цикл на одном смешанном хладагенте – это цикл следующего поколения, представляющий значительную эволюцию процессов глубокого охлаждения, именно он позволил увеличить годовую производительность одной технологической линии (модуля) сжижения природного газа до 1,5 млрд м³ газа. Впервые он был реализован французской фирмой Teal в 1971 г. в г. Скикда (Алжир) на трех модулях общей производительностью 4,5 млрд м³ газа в год. В 1972 г. начали работать такие же заводы в Ливии (один смешанный хладагент) и Брунее (цикл на смешанном хладагенте с предварительным пропановым циклом).

О месте российских технологий в мировой проблематике СПГ говорится в «Прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 г.», утвержденном министром энергетики России Александром Новаком 14 октября 2016 г. «К 2020 г. предполагается провести промышленные испытания установки для производства СПГ на базе отечественной технологии со смешанным хладагентом».

К 2018–2020 гг. в России завершится разработка технологий производства основного теплообменного оборудования и оборудования для хранения и перевозки СПГ. Речь идет также о криогенном теплообменном оборудовании трубчатого типа, транспортных криогенных резервуарах, криогенном насосном оборудовании, гибких криогенных трубопроводах, криогенных трубопроводах с экранно-вакуумной и вакуумной изоляцией для перевозки СПГ. Технологии производства газозовозов ледового класса, новых судовых двигательных установок, плавучих заводов могут внедрить в производство не ранее 2035 г.

Поэтому строительство терминала по производству и перегрузке СПГ в Ленинградской области на базе современных технологий, начавшееся в этом году,

имеет не только экономическое, но и стратегическое значение для топливно-энергетического комплекса России. Одним из основных лицензиаров проекта выступает французская фирма Air Liquide на условиях полной передачи технологий российским производителям и разработчикам.

Проект «Высоцк»

17 июня 2016 г. в рамках XX Петербургского международного экономического форума между правительством Ленинградской области и руководством ЗАО «Криогаз» было подписано соглашение о строительстве «Терминала по производству и перегрузке сжиженного природного газа (СПГ) в порту Высоцк Ленинградской области». Кроме строительства комплекса сжижения природного газа, состоящего из двух производственных линий единичной годовой производительностью 330 тыс. тонн СПГ, проект предусматривает создание резервуара хранения СПГ операционной емкостью 42 000 м³, газопровода отвода от магистрального газопровода Ленинград – Выборг – госграница, причала отгрузки СПГ на танкеры-газовозы и причала для портового флота. Плановый срок завершения строительства – 2018 год.

Для строительства терминала создано совместное предприятие «ОМЗ-Дэлим», принадлежащее ПАО «Объединенные машиностроительные заводы» и корейской компании Dealim Industrial. Основным инвестором проекта выступает АО «Газпромбанк», который кроме денежных средств инвестирует в проект отечественное оборудование, изготовленное группой собственных промышленных предприятий, развивающих направление СПГ, в том числе ЗАО «Криогаз», АО «Гипрокислород» и АО «РЭП Холдинг». Количество компаний в проекте гораздо больше, огромное число уникального оборудования будет разработано и произведено на базе самых современных технологий, но, учитывая тематику журнала, остановимся на тех разработках, которые предлагает АО «РЭП Холдинг».

Технологии и оборудование «РЭП Холдинга»

Проект предусматривает изготовление и поставку двух компрессорных агрегатов смешанного хладагента на базе стационарных газотурбинных установок простого цикла мощностью 22/25 МВт, производство которых осуществляется на предприятиях «РЭП Холдинга» по лицензии Solar Turbines. В основу одного из агрегатов войдет новейшая разработка «РЭП Холдинга» – центробежный компрессор смешанного хладагента с применением сухих газодинамических уплотнений.

«РЭП Холдинг» выполнит комплексную поставку не только основного технологического оборудования – компрессора и ГТУ, но и всех вспомогательных систем, обеспечивающих эксплуатацию агрегатов и удобство обслуживания. Территориальная близость терминала

к Санкт-Петербургу является дополнительным преимуществом с точки зрения возможности оперативного обслуживания оборудования и организации работы персонала.

Каждый агрегат будет располагаться в индивидуальном укрытии ангарного типа с прилегающими блок-контейнерами. Учитывая специфику работы газотурбинного двигателя в конкретном проекте, для снижения эксплуатационных затрат было решено использовать теплоту уходящих газов в производственном цикле станции для подогрева различных теплоносителей.

Центробежный компрессор смешанного хладагента

Технические характеристики		Таблица 1	
центробежного компрессора K905-71-1С			
Наименование параметра	1-я секция	2-я секция	
Производительность объемная, отнесенная к 0 °С и 0,1013 МПа, тыс. нм³/ч	147,000	138,233	
Производительность массовая, кг/ч	216600	192876	
Производительность объемная, отнесенная к начальным условиям, м³/час	54146	8077	
Давление газа начальное (абс.), на входе, бар	3,0	17,7	
Давление газа конечное (абс.), на выходе, бар	18,2	51,0	
Степень сжатия	6,067	2,881	
Температура газа на входе, °С	33,0	35,0	
Политропный КПД, не менее	0,82	0,81	
Мощность, потребляемая на муфте турбины, МВт, не более	17,4		
Частота вращения ротора, об/мин	6200		

Специально для проекта терминала в Высоцке «РЭП Холдинг» разработает и освоит производство нового центробежного компрессора K905-71-1С для холодильного цикла (табл. 1). Все узлы компрессора доказали высокую степень пригодности и надежности в составе компрессоров других типов. K905-71-1С представляет собой двухсекционный однокорпусной компрессор, содержащий четыре ступени сжатия в первой секции и три во второй.

В компрессоре применяются передовые разработки, в частности цельнофрезерованные осерадиальные рабочие колеса, производство которых освоено на Невском заводе (производственная площадка «РЭП Холдинг»).

Холдингом пройдены все этапы подготовки производства компрессора, согласованы с заказчиком проектные решения. Испытание первого образца K905-71-1С запланировано на март 2017 года.

Газотурбинная установка Т25

Для привода компрессора был выбран газотурбинный двигатель Solar Turbines максимальной мощностью 25 МВт, производство которого локализуется на площадке «РЭП Холдинг» по соглашению о кооперации между компаниями, подписанному в августе 2013 г. В июне 2015 г. на территории Невского завода был открыт новый логистический центр, оснащенный специальным оборудованием, погрузчиками, системой видеонаблюдения и компьютеризированными рабочими местами. Открытие логистического центра Solar позволит гарантировать обеспечение российских потребителей запасными частями в рамках сервисного обслуживания оборудования Solar Turbines на объектах заказчиков. «РЭП Холдинг» будет оказывать комплекс сер-

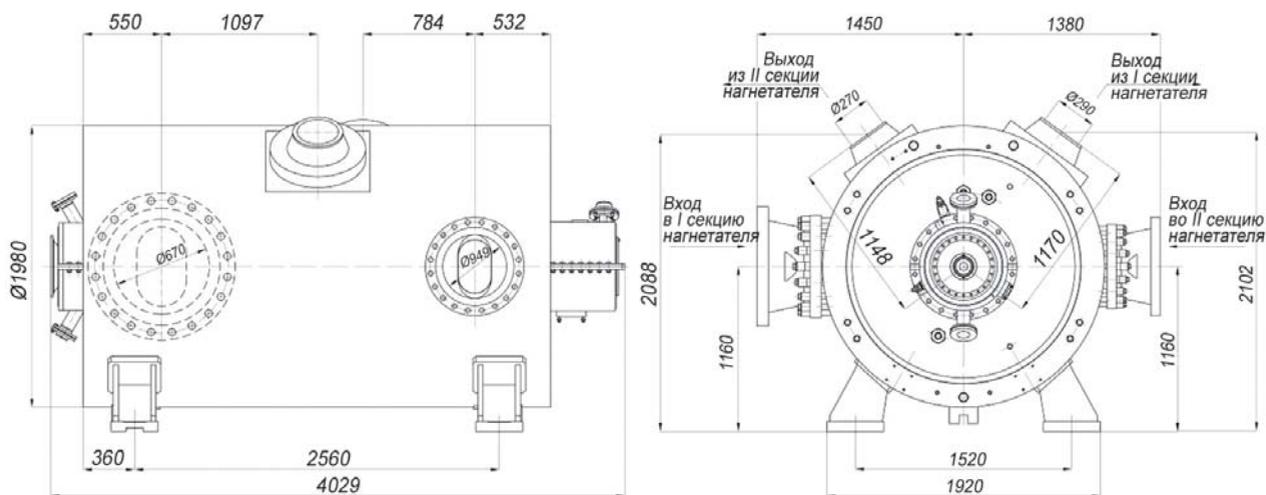


Рис. Центробежный компрессор смешанного хладагента K905-71-1С для проекта СПГ «Высоцк»



Фото 2. Балансировка ротора компрессора газотурбинного двигателя Т25 на площадке «РЭП Холдинга»

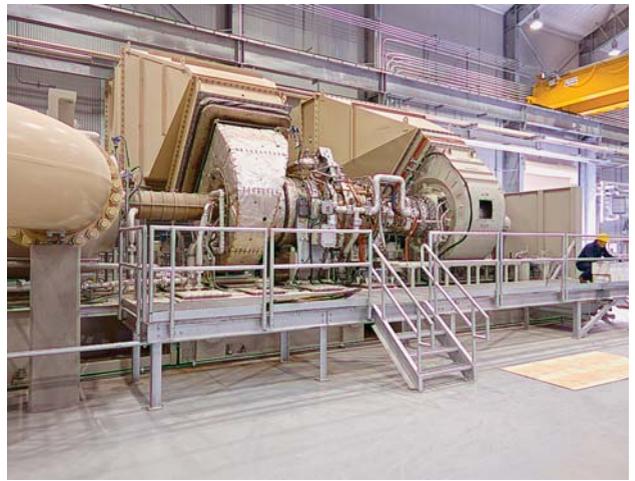


Фото 3. Газотурбинная установка Т25

висных и логистических услуг по обслуживанию всей линейки газовых турбин Solar в России.

Терминал «Высоцк» станет первым проектом для газотурбинной установки совместного производства Т25.

Т25 – высокотехнологичная промышленная газотурбинная установка простого цикла (табл. 2). В данном классе мощности обладает высокой экономичностью (40 %) при низком уровне вредных выбросов. Высокая надежность двигателя обусловлена современными методами проектирования и применяемыми технологиями.

Компрессор двигателя осевой, 16-ступенчатый, с шестью рядами направляющих аппаратов изменяемой геометрии, включая ВНА. Корпус с вертикальным разъемом. Номинальный массовый расход циклового воздуха – 67,3 кг/с. Компрессор имеет отборы на уплотнения вала за 9-й ступенью, на охлаждение соплового аппарата газогенератора за 11-й ступенью. Камера сгорания кольцевая, с инжекционными топливными горелками, обладает низкоэмиссионной системой сухого подавления выбросов SoLoNO_xTM с системой запальной горелки. Возможно обслуживание топливных горелок на площадке.

Турбина газогенератора двухступенчатая с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками с термозащитным покрытием. Турбина силовая трехступенчатая с неохлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками и компактным радиальным выхлопом. Рабочие лопатки первой и второй ступени снабжены взаимосвязанными периферийными демпферными полками. Блок СТ поставляется полностью собранным и крепится газоплотным фланцевым соединением к заднему торцу корпуса турбины газогенератора.

Газотурбинный двигатель обладает расширенным рабочим диапазоном нагрузок от 40 до 100 %, а диапазон приемлемой теплотворности газа позволяет использовать в качестве топлива ГТД все утилизационные газы производства СПГ (отпарной газ, образуемый при нагревании СПГ, газ продувки холодильной установки и т. д.)

Основные параметры ГТУ Т25	Таблица 2
Номинальная мощность на валу, МВт	22,4
КПД, %	40
Расход уходящих газов, кг/с	68,24
Температура уходящих газов, °С	465
Степень сжатия	24
Расход топливного газа ($Q_{PH} = 50\,000$ кДж/кг), кг/с	1,11
Номинальная частота вращения выходного вала, об/мин	6300
Эмиссия NO _x , ppm	≤25

В конструкции пэкиджа двигателя применена модульная компоновка, апробированная на ГПА-16 «Ладoga». В результате обеспечивается облегченный доступ к вспомогательным системам, что упрощает техобслуживание и содержание газовой турбины. Компоновка Т25 на опорной раме предполагает боковую выкатку частей высокого и низкого давления, а также турбоблока в целом, что позволяет оперативно осуществлять полноценное техническое обслуживание.

По программе локализации в производство уже запущены кожух шумоглушения и тепловой защиты, системы боковой выкатки турбоблока, система вентиляции и охлаждения ГТУ, комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ), система выхлопа, приспособления для агрегатирования и выемки двигателя и др. В рамках проекта «РЭП Холдинг» получил согласование Solar Turbines по вопросу замены определенных материалов на российские аналоги.

Поставка оборудования запланирована на II квартал 2017 года. После выполнения строительных работ под контролем сервисных специалистов «РЭП Холдинга» будет осуществлен монтаж, пусконаладочные работы,

испытания и запуск агрегатов в эксплуатацию. Ввод компрессорного оборудования в эксплуатацию запланирован на 2018 год.

Естественно, компрессорное оборудование это лишь часть большого инновационного наукоемкого проекта. Помимо «РЭП холдинга» в проект вовлечено большое количество российских предприятий, которым предстоит огромная работа не только по разработке и производству передового оборудования, но и по локализации опыта мировых компаний – лидеров отрасли. Сейчас Группа ОМЗ совместно с французской компанией Air Liquide занимается инжинирингом холодного блока, и большое количество емкостного оборудования и арматуры будет изготовлено на одном из заводов Группы – «Криогенмаш».

Каковы перспективы проекта в целом? Очевидно, что Балтика является обширным рынком сбыта СПГ. В частности, многие промышленные потребители

в Финляндии, не имеющие доступа к трубопроводному газу, планируют переход с пропан-бутана, дизтоплива или мазута на СПГ.

Не менее важное направление – газоснабжение промышленных и бытовых потребителей Северо-Запада и Севера России, также не имеющих доступа к магистральным газопроводам. Поэтому в данном случае СПГ не является конкурентом сетевому газу.

В сегменте моторного топлива – в связи с введением в 2015 году в Балтийском море ограничений по содержанию выбросов серы и азотных соединений, судовладельцы должны будут перейти либо к глубокой очистке мазута и дизтоплива, либо на экологически более чистый СПГ.

Все, сказанное выше, означает, что потребности рынка в СПГ являются в конечном счете драйвером развития и технического прогресса энергетической промышленности.



Сжиженный природный газ, по мнению многих экспертов – экологически безопасный энергоноситель XXI века, криогенная жидкость с содержанием метана не менее 86% об. (ТУ 05-03-03-85) и температурой кипения от –162 °С. При регазификации из 1 куб. м СПГ получают около 600 куб. м газа при нормальных условиях (760 мм рт. ст., 0 °С). Нижняя граница теплоты сгорания – 50 116 кДж/кг.

ТУРБОновости

На Пунгинском подземном хранилище газа завершен первый пусковой этап



Пунгинское ПХГ

«Стройгазмонтаж» завершил работы первого пускового этапа на Пунгинском подземном хранилище газа. Заказчик – ООО «Газпром центрремонт». Подрядчик – ООО «Энергогаз». Эксплуатирующая организация – ООО «Газпром трансгаз Югорск».

На объекте установлено два ГПА-16 ПХГ «Урал». В состав ГПА входит газотурбинная установка ГТУ-16П производства ОАО «ПМЗ» на базе двигателя ПС-90П2 и центробежный компрессор НЦ-16ПХГ производства ОАО «Казанькомпрессор-маш».

Россия привлекает японские компании к совместной работе в сфере энергетики на Дальнем Востоке

РусГидро, Kawasaki Heavy Industries и Sojitz Corporation подписали соглашение о сотрудничестве по расширению использования газотурбинных установок.

В рамках подписанного соглашения Kawasaki, Sojitz и дочернее общество РусГидро – ПАО «РАО ЭС Востока» продолжат взаимодействие по пилотным проектам строительства двух ГТУ-ТЭЦ во Владивостоке и Артеме Приморского края. Kawasaki проведет сертификацию газотурбинных установок, рассмотрит возможность локализации их производства на территории Российской Федерации, а также совместно с Sojitz создаст новую компанию по техническому обслуживанию газотурбинных установок.

ЯТЭК, Kawasaki Heavy Industries и Sojitz Corporation, а также Правительство Республики Саха (Якутия) подписали Соглашение о сотрудничестве, которое стало продолжением совместной работы в сфере электро- и теплоэнергетики. В соглашении, в частности, говорится о возможности внедрения японского газотурбинного оборудования на производственных объектах «Якутской топливно-энергетической компании» для улучшения обеспечения электричеством и теплом населенных пунктов и предприятий Якутии.

Подготовительная работа по этому соглашению началась еще в феврале уходящего года, в ходе рабочей встречи в Якутске стороны обсудили перспективы совместной работы. Сейчас определена главная рабочая площадка для апробации и использования современного японского оборудования – поселок Кысыл-Сыр, где находится главная производственная база компании ЯТЭК. В январе 2017 года будет создана рабочая группа по реализации проекта и определен поэтапный план работы.

Усинское нефтяное месторождение ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» оснащено энергоцентром собственных нужд на базе ГТУ-ТЭЦ. Установленная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ составляет 100 МВт (номинальная – 125 МВт), тепловая мощность – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает пять энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «Авиадвигатель», каждый из которых выполнен на основе газотурбинной установки ГТЭ-25ПА мощностью 25 МВт.

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Необходимые параметры газа по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ», разработанная по специальному проекту. В состав системы входят дожимная компрессорная станция и пункт подготовки газа.

Блочный пункт подготовки газа (БППГ) производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» представляет собой технологическую установку с максимальной интеграцией элементов на единой раме. Основное назначение – измерение расхода и фильтрация газа. БППГ укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и блоком фильтрации. Степень очистки газа составляет 100 % для жидкой фракции и 99,8 % для твердых частиц размером более 10 мкм.

Дополнительный функционал – подготовка топлива для котельной собственных нужд. С этой целью БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования. Производительность пункта – 2260...21 684 кг/ч (2430...24 059 м³/ч).

БППГ располагается на открытой площадке (внутри легкооборного укрытия), оборудован всеми необходи-

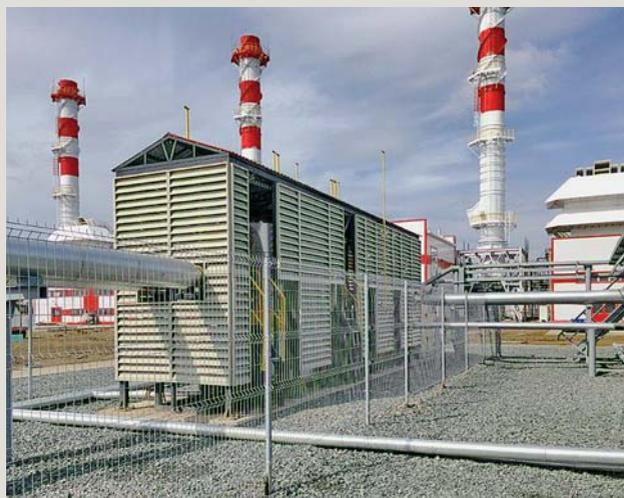
мыми инженерными системами. Режим работы – автоматический. После предварительной подготовки основной поток газа направляется в дожимную компрессорную станцию.

ДКС компримирует газ до рабочего давления в диапазоне 4,5...5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. Стоит из трех компрессорных установок (ДКУ) EGSIS-150/1500WA винтового типа. Каждая ДКУ имеет производительность 21 447 кг/ч (23 794 м³/ч) и рассчитана на 100 % нагрузку от общего объема топлива, подаваемого на энергоблоки. Расход газа корректируется двухуровневой системой регулирования производительности.

ДКС полностью автоматизирована. Индивидуальные САУ установок интегрированы в групповую систему автоматизированного управления и контроля, которая координирует работу этих ДКУ в составе компрессорной станции и сопряжена с верхним уровнем АСУ ТП энергоцентра.

Установки размещаются в отдельных блок-модулях, снабженных системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, пожаротушение, газодетекция). Согласно требованиям заказчика, на все ДКУ дополнительно установлены узлы осушки газа и анализаторы температуры точки росы с устройствами для отбора проб.

Специалисты ЭНЕРГАЗа принимают участие в проекте строительства еще одного энергоцентра собственных нужд ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 75 МВт на Ярегском нефтетановом месторождении.



Блочный пункт подготовки газа



Дожимная компрессорная станция

НПО «ЭЛСИБ»: НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ НАЦИОНАЛЬНОГО ЭЛЕКТРОМАШИНОСТРОЕНИЯ



Безмельницын Дмитрий Аркадьевич -
генеральный директор
ОАО НПО «ЭЛСИБ»

На прошедшей в Москве выставке-форуме Power-Gen Russia 2016 сотрудникам журнала удалось пообщаться с генеральным директором НПО «ЭЛСИБ» Дмитрием Безмельницыным. Предприятие с богатейшей историей в последнее время притягивает внимание газотурбинного сообщества в связи заключением ряда контрактов на поставку турбогенераторов для современных газотурбинных и парогазовых электростанций. Помимо этого, компания продолжает активно развиваться, ежегодно в портфеле заказов компании примерно 30% заказов на новую технику, которая проектируется и изготавливается предприятием на основе спецтребований и индивидуальных технических заданий заказчиков.

Естественно, компания, участвующая в подобных мероприятиях, не преследует цели продвижения только одного узкоспециализированного направления своей деятельности. Были представлены разработки в области электрических двигателей, гидрогенераторов, новые подходы к сервису и модернизации существующего оборудования, но, учитывая специфику журнала, речь все же шла о турбогенераторах для газотурбинных установок.

В декабре 2015 г. между НПО «ЭЛСИБ» и ООО «Русские Газовые Турбины» был подписан договор на изготовление и поставку восьми турбогенераторов с воздушным охлаждением единичной мощностью 90 МВт для газовых турбин 6F.03 (6FA), производство которых локализовано в г. Рыбинске Ярославской области, а уже в сентябре 2016 г. первый турбогенератор прошел комплексные испытания и отправлен заказчику. В связи с этим изменились ли приоритеты и станет ли данное направление ключевым для компании?

Да, за последний год произошел определенный всплеск и увеличение доли по направлению турбогенераторов. Помимо контракта с «Русскими Газовыми Турбинами» мы заключили еще один договор с Уральским турбинным заводом на поставку турбогенераторов для паросиловых блоков Светловской ТЭЦ, т. е. суммарно для нужд «Калининградской генерации» будет отправлено 11 машин. Причем сроки очень сжатые, восемь турбогенераторов по первому контракту мы должны отгрузить до января 2017 г., что, естественно, сказалось на производственном графике предприятия. Поэтому в этом году увеличена доля генераторного направления, но, как ни странно, достаточно оживлен-

ным остается и рынок двигателей. На рынке сервиса, касающегося модернизации и реконструкции существующих турбогенераторов, наоборот, намечилось снижение производства, многие проекты были перенесены на будущее. Мы это связываем с некоторой неопределенностью макроэкономической ситуации, сделан секвестр ремонтных программ, а возможно, это связано с перераспределением от года к году объемов ремонтов между тепломеханическим и электрическим оборудованием, и в этом году больший упор сделан на ремонт котельного и турбинного оборудования.

Следующий год нас ждет уже законтрактованными обязательствами по турбонаправлению, предстоит участие во всех конкурсах по гидротурбинам, ожидается всплеск сервиса турбогенераторов.

Несмотря на загруженный год по турбогенераторному направлению, компания активно занимается разработкой нового оборудования, в том числе турбогенератора с воздушным охлаждением большой мощности для модернизированного газотурбинного двигателя ГТД-110М. С чем связан интерес к данной программе, и как вы оцениваете перспективы модернизированного двигателя?

Несмотря на то что программе ГТД-110 уже около 15–20 лет и двигатель до сих пор не доработан до конца, списывать со счетов эту машину нельзя хотя бы потому, что это единственный российский газотурбинный двигатель подобной мощности. И при успешной реализации программы модернизированного двигателя ГТД-110М он найдет своего потребителя благодаря неплохим техническим параметрам, более привлекательным стоимостным характеристикам и снижению финансового риска при курсовой нестабильности рубля и отсутствию привязки к зарубежным производителям комплектующих и сервисным организациям. Что же касается нашего интереса, то, по информации из открытых источников, модернизация и доводка двигателя ГТД-110М будет завершена в среднесрочной перспективе (2017–2018 гг.), и к этому времени мы готовы будем предложить свой турбогенератор с воздушным охлаждением аналогичной мощности для комплектации строящихся электростанций.

Раз речь зашла о новом турбогенераторе мощностью порядка 110–115 МВт, расскажите об индивидуальных особенностях этой машины и тех инновациях, которые были внедрены при производстве.

Идея создания подобного турбогенератора для ГТД-110 не нова, еще в 2009 г. НПО «ЭЛСИБ» согласовало и подписало с НПО «Сатурн» технические условия на разработку и производство турбогенератора ТФ-110Г-2УЗ с воздушным охлаждением для сопряжения с газовой турбиной, и в этот же год был разработан проект нового турбогенератора. В 2015 г. мы предложили новую



Подписание контракта между НПО «ЭЛСИБ» и ООО «Русские Газовые Турбины» на поставку восьми турбогенераторов для проекта «Калининградской генерации»



Статор турбогенератора ТФ-90Г-2УЗ в сборочном цехе НПО «ЭЛСИБ»

разработку ТФ-115Г-2УЗ уже под модернизированный двигатель ГТД-110М. Мы обладаем колоссальным опытом проектирования и производства турбогенераторов для паровых турбин, и, естественно, данные разработки стали базой для проектирования турбогенераторов для газотурбинных двигателей.

Основные технические решения для генераторов серии ТФ заключаются в следующем: турбогенератор выполнен с непосредственным воздушным охлаждением обмотки ротора и сердечника статора и косвенным охлаждением обмотки статора. Воздушная система самовентиляции работает по замкнутому контуру с охлаждением циркулирующего воздуха в воздухоохладителях. Циркуляция воздуха в корпусе турбогенератора осуществляется вентиляторами, установленными на валу с двух сторон бочки ротора. Циркуляцию воды в воздухоохладителях обеспечивают насосы, расположенные



Испытание турбогенератора ТФ-90Г-2УЗ перед отгрузкой в Калининградскую обл.

вне турбогенератора, температура охлаждающей воды на входе в воздухоохлаждители порядка 32 °С. В камерах уплотнения вала обеспечивается избыточное давление для предотвращения попадания загрязненного воздуха извне внутрь корпуса генератора. Восполнение утечек воздуха из турбогенератора осуществляется с помощью системы наддува, оснащенной специальными фильтрами. Изоляции обмотки статора изготавливаются на основе современных лент с улучшенными диэлектрическими и теплофизическими свойствами. Изоляция стержней терморезистивная класса нагревостойкости F.

И все же приоритетным проектом в турбогенераторном направлении является выполнение контракта для «Калининградской генерации». Как обстоят дела в реализации данного проекта?

Как уже было сказано, восемь турбогенераторов ТФ-90Г-2УЗ для работы совместно с газотурбинными двигателями 6FA в Калининградской энергосистеме мы должны поставить до января 2017 г. В августе этого года были успешно завершены комплексные испытания первого турбогенератора ТФ-90Г-2УЗ и в сентябре он был отгружен заказчику. Полученные результаты испытаний подтвердили полное соответствие параметров технического заданию, нормативно-техническим и регламентирующим документам: полная мощность на номинальном режиме 112,5 МВА (117,7 МВА в длительно-допустимом режиме), активная мощность 90 МВт, номинальное напряжение 10,5 кВ, сила тока 6186 А, коэффициент мощности 0,8, частота вращения 3000 об/мин, КПД 98,3 %. Механические, электрические и тепловые испытания, а также вибрационные и акустические исследования были проведены в присутствии как представителей заказчика – ООО «Русские Газовые Турбины», так и экспертов из компании GE и ООО «ИНТЕР РАО-Инжиниринг».

Сейчас генерация в России в газотурбинном секторе пошла по пути строительства крупных парогазовых установок



На производственной площадке НПО «ЭЛСИБ»

большой мощности. На территории России появились объекты с мощнейшими газотурбинными двигателями 200–300 МВт зарубежного производства. Планируется ли выход НПО «ЭЛСИБ» на рынок в данном сегменте мощности?

Мы уже присутствуем на этом рынке. У нас существует линейка турбогенераторов серии ТВН, правда с жидкостным охлаждением, мощностью от 160 до 525 МВт. Есть опыт поставки машин 300–500 МВт на Каширскую, Рефтинскую, Экибастузскую ГРЭС. Из последних проектов можно отметить поставку турбогенераторов с воздушным охлаждением ТФ-160-2 на Краснодарскую ТЭЦ для работы в составе ПГУ-410. Пока все мощные турбогенераторы предназначены для работы совместно с паровыми турбинами, но производственные и инженерно-технологические мощности позволяют нам изготавливать и турбогенераторы с воздушным охлаждением для газовых турбин в диапазоне 200–220 МВт, и при наличии заказов мы готовы освоить данное производство.

Проектов подобной мощности на самом деле не так много, и конкуренция очень жесткая: каждый производитель, который традиционно ориентирован на конкретный сегмент, старается защитить свое преимущественное право и всячески предотвратить появление на рынке других игроков. Опять же наличие или отсутствие референции является одним из важнейших факторов при выборе поставщиков оборудования. Тем не менее это одно из наших стратегических направлений, и при появлении соответствующих проектов мы готовы бороться за роль поставщика основного оборудования.

Традиционно на отечественном рынке турбогенераторов существовало 2–3 основные компании – российские производители, такие, как «Силовые машины», «Электротяжмаш-Привод», «Ленинградский электромашиностроительный завод», до недавнего времени завод «Электротяжмаш» (Харьков, Украина), и ряд крупнейших зарубежных производителей. Как вы оцениваете место НПО «ЭЛСИБ» на этом

рынке, и изменилось ли процентное перераспределение долей рынка в связи с политикой государства на импортозамещение?

О процентном распределении говорить не будем, это тема отдельного аналитического исследования, но тенденции прослеживаются явно. На рынке увеличилась доля отечественного оборудования, и контракт с «Русскими Газовыми Турбинами» тому подтверждение: в проекте по сути с иностранными газотурбинными установками GE, которые только начали локализовывать на территории России, тендер на поставку турбогенераторов выигрывает российская компания. Да, преимущественные права в данном проекте получили российские поставщики по условиям конкурса, но и возросшие кон-

курентные преимущества некоторых российских поставщиков нельзя сбрасывать со счетов, так как подобные проекты нельзя реализовать только с учетом российских требований к энергетическому оборудованию, приходится учитывать многие международные требования к проектированию и производству подобного оборудования.

Это абсолютно правильное направление, которое закладывает почву и фундамент в развитие турбогенераторостроения и электромашиностроения в нашей стране и полностью вписывается в логику национального интереса и стратегию развития промышленности России.



Беседовал Александр Смирнов

ТУРБОновости

Курская ТЭЦ СЗР компании «Квадра» прошла аттестацию

На ТЭЦ СЗР (Северо-Западного района) Курского филиала компании «Квадра» успешно прошли испытания по определению фактической располагаемой мощности генерирующего оборудования ПГУ-115 МВт. До этого аттестация мощности парогазовой установки проводилась в июне 2011 года при вводе ее в эксплуатацию.

Во время тестирования все основное оборудование ПГУ на протяжении восьми часов работало при максимальной нагрузке. За ходом испытаний наблюдали представители комиссии, в числе которых были специалисты Курского филиала компании «Квадра» и представитель филиала АО «СО ЕЭС» Курского РДУ.

По результатам испытаний фактическая располагаемая мощность генерирующего оборудования ПГУ составила 117,6 МВт. Специалисты убедились в надежности и работоспособности основного оборудования и вспомогательных систем, никаких отклонений в работе комиссия не выявила.

В эксплуатации на ТЭЦ СЗР находится шесть водогрейных котлов общей производительностью 600 Гкал/ч, а также оборудование ПГУ, в состав которого входят две газотурбинные установки LM6000 PD SPRINT мощностью 45 МВт каждая (General Electric), паровая турбоустановка Т-25/34-3,4/0,12 мощностью 25 МВт производства Калужского турбинного завода, два паровых котла-утилизатора Пр-75-39-440 Д производства Подольского машиностроительного завода (ОАО ЗиО) Установленная электрическая мощность составляет 116,9 МВт, тепловая – 710 Гкал/ч.



ПГУ-115 МВт на базе КСЗР г. Курска

Технические решения для контроля вибрационного горения в камере сгорания газовой турбины

Ф. В. Матюгин, М. Н. Старых, Д. В. Третьяков – ООО «ТД «Технекон»

В статье рассматривается подход к реализации аппаратного решения для измерения параметров акустического поля в камере сгорания. Своевременное выявление возрастания акустических пульсаций в заданных диапазонах частот позволяет диагностировать развитие вибрационного горения в камере сгорания и принимать меры по предотвращению разрушения конструкции газотурбинной установки. Предлагаются аппаратные решения для газотурбинных установок, находящихся в эксплуатации, а также для стендовых испытаний газотурбинных установок или их камер сгорания.

Введение

ООО «ТД «Технекон» имеет многолетний опыт контроля и диагностирования вибрационного состояния турбомашин различных типов. Компания разрабатывает и производит аппаратно-программные комплексы для измерения, контроля и анализа вибрации, которые внедрены на многих промышленных объектах как в России, так и за ее пределами [1]. В последнее время в модельный ряд разработок ООО «ТД «Технекон» были добавлены технические решения для измерения и контроля вибрации пламени в камерах сгорания газовых турбин. При этом имеются решения как для стационарного использования на всем протяжении эксплуатации газовой турбины, так и для использования

в процессе проведения стендовых испытаний камер сгорания и их водки в составе газовой турбины.

Проблема вибрационного горения в камерах сгорания промышленных турбин появилась с ужесточением экологических требований к производству, в частности с ограничением выбросов в атмосферу окислов азота. Возникновение вибрационного горения является существенной проблемой камер сгорания, спроектированных с учетом жестких экологических требований [2]. Следствием возникновения вибрационного горения может явиться разрушение конструкции ГТУ. Непрерывный мониторинг пульсаций акустического давления в камере сгорания позволяет своевременно выявлять начало

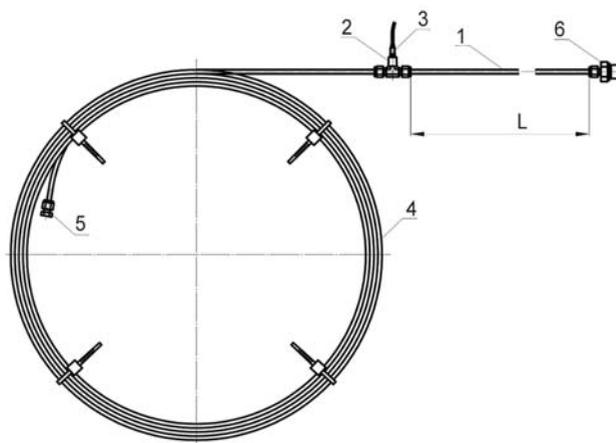


Рис. 1. Измерительный зонд

развития вибрационного горения и, соответственно, корректировать режим работы газовой турбины.

Конструкция измерительного зонда

Для измерения параметров акустического поля в камере сгорания был спроектирован измерительный зонд (рис. 1). Акустическая волна из камеры сгорания попадает в прямолинейную измерительную трубку 1 с внутренним диаметром 4 мм и распространяется к адаптеру 2 с установленным в нем высокочастотным датчиком давления 3. В качестве высокочастотного датчика давления, в частности, использовался датчик РСВ модели 113В28. Диаметр чувствительной поверхности этого датчика 5,5 мм, что позволило рационально смонтировать его по отношению к проходному сечению трубки. Пройдя мимо высокочастотного датчика давления, акустическая волна попадает в свернутую в бухту трубку 4 длиной примерно 30 м. Распространяясь по этой трубке, акустическая волна постепенно затухает, что исключает прохождение мимо высокочастотного датчика давления отраженной волны, распространяющейся в противоположном направлении. Для обеспечения герметичности измерительный зонд заканчивается заглушкой 5. Конструкция крепления измерительного зонда 6 к камере сгорания определяется местом замера акустического поля – в межтрубном пространстве камеры сгорания или непосредственно в жаровой трубе. Выбор длины прямолинейного участка измерительного зонда L рассматривается с следующим разделе.

Измерительный зонд, за исключением части прямолинейного участка, располагался в монтажном шкафу 600×600×220 мм (фото 1).

При мониторинге вибрационного горения в камере сгорания газоперекачивающего агрегата монтажный шкаф крепится к кожуху ГПА с внешней стороны. Измерительный зонд через специальный гермоввод 1 выводится из шкафа в направлении газовой турбины (фото 2). Местоположение монтажного шкафа и точка крепления измерительного зонда к камере сгорания выбирались таким образом, чтобы акустическая волна из камеры сгорания до высокочастотного датчика давления распространялась исключительно по прямолинейному участку зонда 2. Допускать изгибы измерительной трубки нежелательно, так как это приведет к дополнительным искажениям в замерах акустического поля в камере сгорания.

Ограничения на выбор конструкции измерительного зонда

При разработке измерительного зонда принималась во внимание его стоимость. Наиболее дорогим элементом конструкции является высокочастотный датчик давления. Датчики, работающие в условиях высоких температур, не рассматривались из-за их высокой стоимости. Наиболее приемлемыми с точки зрения стоимости были приняты датчики с максимальной рабочей температурой до 130 °С, которые необходимо монтировать на некотором удалении от кожуха камеры сгорания,



Фото 1. Монтажный шкаф (без дверцы)



Фото 2. Подсоединение измерительного зонда к кожуху камеры сгорания

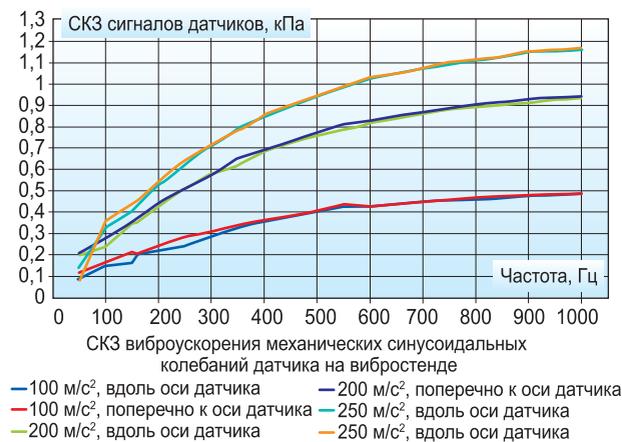


Рис. 2. Реакция высокочастотного датчика давлений на механическую вибрацию

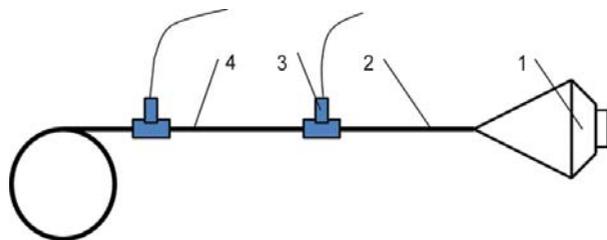


Рис. 3. Схема установки для снятия АЧХ измерительного зонда

поскольку в некоторых его местах температура может достигать 400 °С и выше.

Например, при мониторинге вибрационного горения в камере сгорания ДГ-90 прямолинейный участок измерительного зонда от кожуха камеры сгорания до высокочастотного датчика давления имел длину 1,2 м. Это позволило разместить датчик вне кожуха газоперекачивающего агрегата, в зоне, где температура не превышает 70 °С.

Еще одной существенной проблемой, которая требовала удаления датчика от турбины, являлась выявленная чувствительность датчика к механической вибрации.

Для оценки погрешности измерений акустического поля, вызванной чувствительностью датчика к механической вибрации, было проведено специальное исследование на выпускаемой ООО «ТД «Технекон» виброустановке поверочной DVC-500, которая соответствует рабочему эталону 1-го разряда по ГОСТ 8.800-2012. Подвергавшийся исследованиям датчик монтировался в установленный на виброустановке адаптер в направлении вибрации и перпендикулярно к этому направлению. Конструкция адаптера исключала проникновение акустических возмущений на чувствительную поверхность датчика. На рис. 2 показаны результаты испытаний датчика на виброустановке. Кривые строились с учетом паспортного коэффициента преобразования датчика.

По оси ординат отложены среднеквадратичные значения (СКЗ) преобразованных в кПа сигналов датчиков, вызванных синусоидальной механической вибрацией виброустановки. Из анализа кривых видно, что в спектре механических колебаний ГТУ имеются составляющие такой частоты и интенсивности, что результат замера акустического поля в камере сгорания будет недопустимо искажен, если эти вибрации распространятся до высокочастотного датчика давления.

Предполагалось, что на длине измерительного зонда от кожуха камеры сгорания до высокочастотного датчика давления вибрации от работающей газовой турбины снизятся до незначительного уровня. Фиксация измерительного зонда в гермовводе с резиновым уплотнением также должна способствовать снижению вибрации. После начала эксплуатации описываемой системы мониторинга на работающей газовой турбине была замерена вибрация адаптера, в котором устанавливался высокочастотный датчик давления. Замер показал, что уровень вибрации адаптера не может оказать практического влияния на измерение параметров акустического поля в камере сгорания.

Тестирование измерительного зонда

При движении по измерительному зонду от камеры сгорания до высокочастотного датчика давления акустическая волна несколько затухает и искажается. Для соответствующей корректировки замеров параметров акустического поля в камере сгорания требуется знание АЧХ измерительного зонда.

Схема снятия АЧХ измерительного зонда приведена на рис. 3. На динамик 1 подавался моночастотный сигнал. Сформированная акустическая волна через дополнительный волновод 2 подавалась к адаптеру с контрольным высокочастотным датчиком давления 3. С другой стороны к адаптеру с контрольным датчиком подсоединялся тестируемый измерительный зонд 4. Адаптеры и высокочастотные датчики давления были одинаковыми и взаимозаменяемыми. Также учитывалось, что каждый датчик имел свой индивидуальный паспортный коэффициент преобразования. При проведении опытов дополнительной аппаратурой фиксировалось, что механические вибрации от динамика 1 не распространяются до адаптера 3 с контрольным датчиком.

В процессе опытов из регистрируемых сигналов выделялась составляющая с частотой сигнала, подаваемого на динамик. Из сравнения амплитуд этой составляющей в сигналах двух датчиков оценивалось затухание акустической волны при распространении в измерительном зонде. После проведения серии испытаний и снятия АЧХ высокочастотные датчики давления, установленные в адаптере с контрольным датчиком 3 и в адаптере тестируемого измерительного зонда 4, менялись местами. После этого все ранее проведенные испытания повторялись. Эксперименты показали, что полученная

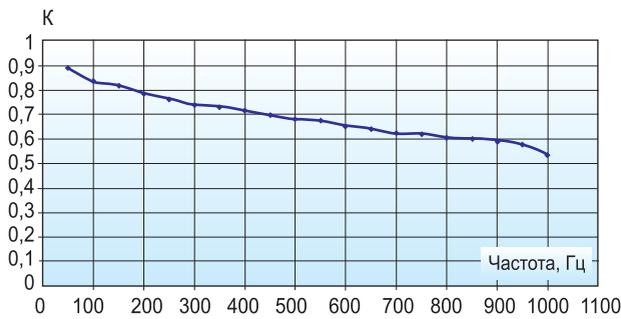


Рис. 4. Зависимость коэффициента затухания в измерительном зонде от частоты

АЧХ не изменяется при перемене местами датчиков. На рис. 4 представлена зависимость коэффициента затухания в измерительном зонде от частоты.

При замерах параметров акустического поля в камере сгорания показания высокочастотных датчиков давления корректируются с учетом АЧХ измерительного зонда. Опыты по снятию АЧХ проводились при комнатной температуре и давлении, соответственно, в алгоритм обработки сигналов высокочастотных датчиков давления введена возможность коррекции на температуру и давление.

Перед установкой на газовую турбину или на стенд для испытания камеры сгорания все измерительные зонды заполняются водой и испытываются на прочность давлением 130 атм. Затем измерительные зонды продуваются азотом при давлении примерно 6 атм. При проведении испытаний на прочность и продувках измерительных зондов в адаптер на место датчика устанавливается его габаритный макет.

Испытанные на прочность измерительные зонды проверяются на герметичность. При отсутствии герметичности течение горячих газов из камеры сгорания быстро выведет из строя датчик давления, не предназначенный для работы в условиях высоких температур.

Вторичная аппаратура

Для непрерывного мониторинга вибрационного горения находящейся в эксплуатации газовой турбины в качестве вторичной аппаратуры обработки данных используется промышленная аппаратура производства ООО «ТД «Технекон». Например, измеритель вибрации многоканальный АСТД-2М (фото 3), который является сертифицированным средством измерения.

Как правило, измерение и контроль сигналов пульсаций давления с измерительных зондов выполняется одновременно с измерением и контролем механической вибрации газовой турбины.

При использовании измерительных зондов в процессе испытаний камер сгорания газовых турбин наиболее предпочтительным вариантом вторичной аппаратуры является портативный многоканальный изме-



Фото 3. 16-канальный измеритель вибрации АСТД-2М со снятой дверцей шкафа



Фото 4. Портативный измеритель вибрации многоканальный СТД-1410

ритель вибрации СТД-1410 производства ООО «ТД «Технекон» (фото 4). Его отличительной особенностью является встроенная память большого объема, которая позволяет автоматически записывать сигналы пульсаций давления как функцию от времени на всем протяжении испытания, в том числе и непрерывно (режим «магнитофон»).

При использовании аппаратуры любого типа параллельно и синхронно с сигналами пульсаций давления можно записывать сигналы механической вибрации, а также сигналы с параметрических датчиков различных типов.

Для визуального анализа параметров акустического поля, характеризующих развитие вибрационного горения в камере сгорания, используется прикладной программный пакет «Вибродизайнер-Эксперт» разработки ООО «ТД «Технекон» (рис. 5).

Обработка сигналов высокочастотных датчиков давления

Поступающие от высокочастотных датчиков давления сигналы обрабатываются вторичной аппаратурой.

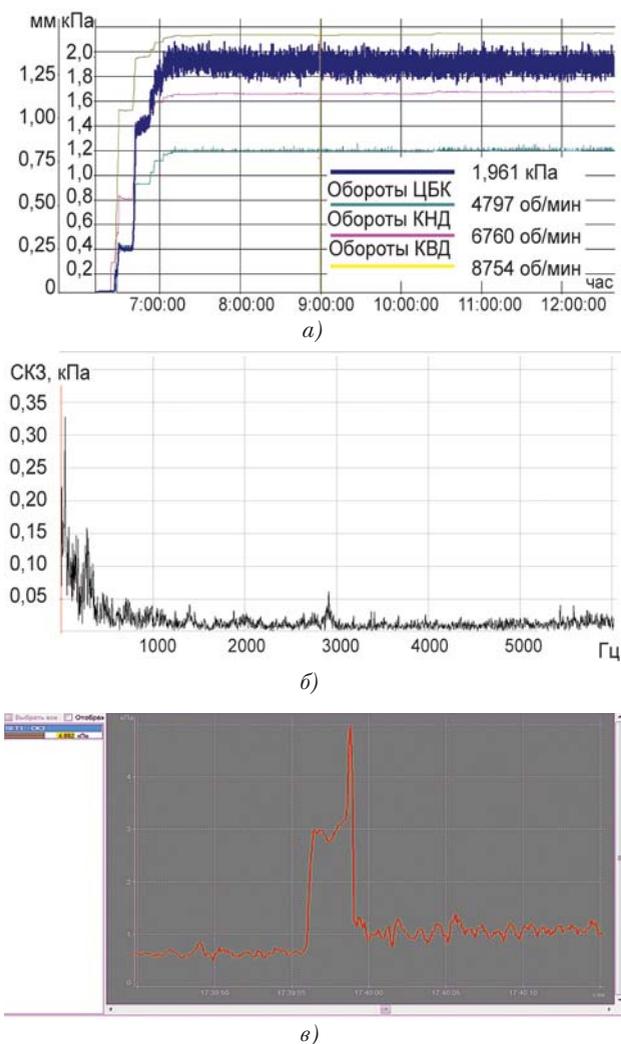


Рис. 5. Программный пакет для визуализации параметров акустического поля: а) тренд СКЗ пульсаций давления в частотной полосе 2,5–2000 Гц; б) спектр с датчика пульсаций давления; в) тренд СКЗ с индикацией развития вибрационного горения

В процессе обработки рассчитываются среднеквадратичные значения пульсаций давления в заданных интервалах частот. При расчетах учитываются амплитудно-частотные характеристики измерительных зондов, возможна корректировка на температуру и давление, соответствующие условиям эксплуатации газотурбинной установки. На уровни пульсаций могут устанавливаться уставки, что позволяет в автоматическом режиме выдавать сообщения оператору о наличии высокого уровня пульсаций в камере сгорания и необходимости срочного изменения режима работы агрегата.

Перспективным направлением обеспечения устойчивого без развития пульсаций горения является фор-

мирование автоматизированных методов контроля горения, основанных на статистических моделях горения. Эти методы должны минимизировать экологически вредные выбросы в атмосферу и не допускать вибрационного горения в камере сгорания. Описанные в статье измерительный зонд и вторичная измерительная аппаратура позволяют исследовать процесс развития вибрационного горения и сбор статистических данных для разработки таких автоматизированных методов.

Одним из путей формирования модели горения может быть использование разработанного ООО «ТД «Технекон» самообучающегося программного модуля, основанного на кластерном анализе поступающей информации [3]. Кроме формирования статистических моделей для автоматизированного контроля горения, этот модуль может использоваться для непрерывного мониторинга ГТУ. В процессе эксплуатации этот модуль переобучается на поступающей новой информации с датчиков и корректирует статистическую модель горения с учетом износа узлов и реального состояния газотурбинной установки.

Сейчас ведутся работы по включению данных о развитии вибрационного горения в камеру сгорания и данных о механических вибрациях в программный модуль параметрической диагностики. Комплексная обработка поступающей информации позволит вывести диагностику газовых турбин на качественно новый уровень.

Заключение

Аппаратурный комплекс мониторинга вибрационного горения в камере сгорания газовой турбины позволяет своевременно выявлять начало развития вибрационного горения и выдавать сигнал как оператору, так и в САУ установки. Разработан вариант аппаратурного комплекса, который может быть использован при обработке камер сгорания и в исследовательских целях.

В перспективе диагностика вибрационного горения будет включена как составная часть в новую версию программного модуля комплексной диагностики турбомашин.

Литература

1. Тимофеев В. В. «Технекон» – передовые подходы к диагностике турбомашин. // Газотурбинные технологии. – 2015. – № 8. – С. 6–9.
2. Третьяков Д. В. Контроль вибрации пламени в камере сгорания газотурбинных ГПА. // Газотурбинные технологии. – 2016. – № 1. – С. 10–14.
3. Tretyakov D. “A Self-Learning Diagnosis Algorithm Based on Data Clustering” // Intelligent Control and Automation, 2016. №7, pp. 84–92. <http://dx.doi.org/10.4236/ica.2016.73009>

ИВМ АСТД-2М



Измеритель вибрации многоканальный АСТД-2М - сертифицированное средство измерений, предназначенное для измерения и контроля вибрации агрегатов роторного типа (газовые, паровые и гидротурбины, компрессоры, нагнетатели природного газа, насосы, газотурбинные установки, электродвигатели и т. д.) во взрывоопасных зонах класса В-1а и в наружных установках класса В-1г.

- **МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ КАК АВТОНОМНОЕ ИЗДЕЛИЕ И ВХОДИТЬ В КАЧЕСТВЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ПОДСИСТЕМЫ В СОСТАВ БОЛЕЕ СЛОЖНЫХ СТРУКТУР (СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И АСУ ТП)**
- **ИЗМЕРЕНИЕ: ВИБРОУСКОРЕНИЕ, ВИБРОСКОРОСТЬ, ВИБРОПЕРЕМЕЩЕНИЕ, ОСЕВОЙ СДВИГ, ЧАСТОТА ВРАЩЕНИЯ, ФАЗА, ДАВЛЕНИЕ, ТЕМПЕРАТУРА И Т. Д.**
- **ШИРОКИЙ ЧАСТОТНЫЙ ДИАПАЗОН**
- **ГИБКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОНФИГУРИРОВАНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ (ДО 16 ПАРАМЕТРОВ ИНДИВИДУАЛЬНО ДЛЯ КАЖДОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КАНАЛА) ОБЕСПЕЧИВАЮТ СООТВЕТСТВИЕ ЛЮБЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ**
- **ВСТРОЕННЫЙ АППАРАТ СПЕКТРАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ, С ПОМОЩЬЮ КОТОРОГО ВОЗМОЖНО ОБНАРУЖЕНИЕ ДЕФЕКТОВ НА РАННЕЙ СТАДИИ ИХ РАЗВИТИЯ И ДИАГНОСТИКА ДЕФЕКТОВ С ТОЧНОСТЬЮ ДО УЗЛА**
- **ОБМЕН ДАННЫМИ С САУ – 4-20 МА, RS-422, RS-485, «СУХИЕ КОНТАКТЫ»**
- **ЗАЩИТА ОТ ЛОЖНЫХ СРАБАТЫВАНИЙ**

Уренгойская ГРЭС увеличила мощность

На Уренгойской ГРЭС, входящей в АО «Интер РАО – Электрогенерация» в ноябре с. г. специалисты АО «РОТЕК» провели малую инспекцию двух турбин ГТЭ-160 и диагностику их вспомогательного оборудования. Все работы были успешно завершены за девять дней.

Были обследованы камеры сгорания, лопаточный аппарат и другие детали горячего тракта установок. Осмотр проточных частей турбин при помощи бороскопа не показал значимых дефектов. Кроме того, в рамках работ специалисты РОТЕК заменили фильтры грубой очистки и влагоуловители комплексной воздухоочистительной установки. Это позволит снизить темп износа газотурбинных установок ГТЭ-160 за счет более качественной подготовки воздуха: удаления из него влаги и твердых частиц.

Ранее была осуществлена переаттестация парогазовой установки. Установленная мощность ПГУ увеличена на 15,6 МВт до 490 МВт. Улучшение показателя стало возможным благодаря накопленному опыту эксплуатации оборудования, который помог реализовать технологический потенциал энергоблока.

ПГУ состоит из двух газотурбинных установок ГТЭ-160 единичной мощностью 160 МВт (производитель – Ленинградский Металлический завод, филиал холдинга «Силовые машины») с двумя турбогенераторами SGen5-100A (Siemens); двух горизонтальных котлов-утилизаторов E-230/56-7,6/0,65-516/207, разработанных по лицензии американской Nooter/Eriksen (ОАО «ЭМАльянс»); одной паротурбинной установки двух давлений типа К-160-7,5 (Ленинградский Металлический завод) с турбогенератором ТЗФП-160-2МУЗ («Электросила», филиал холдинга «Силовые машины»).

Энергоблок проектной мощностью 450 МВт был введен в эксплуатацию в рамках договоров о предоставлении



Уренгойская ГРЭС

мощности (ДПМ) в ноябре 2012 года, он соответствует самым современным нормам энергоэффективности: КПД энергоблока составляет 50,6 %. Во время комплексных испытаний установленная мощность ПГУ определена Системным оператором на уровне 460 МВт, в прошлом году после переаттестации мощность ПГУ была увеличена до 474,4 МВт.

В процессе эксплуатации и обслуживания оборудования в различных режимах были проведены комплексные работы по внесению изменений в алгоритм работы ВНА (входного направляющего аппарата), режимов горения, систем возбуждения, технологических защит и противоаварийной автоматики. Анализ работы оборудования показал, что энергоблок может нести еще большую нагрузку по отношению к проектной без угрозы технологических нарушений.

Рост установленной мощности Уренгойской ГРЭС увеличивает надежность работы энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа и Тюменской области в целом.

БПЦ Инжиниринг запустил микротурбинную электростанцию кардиологического центра в Минске

В Минске запущен в промышленную эксплуатацию современный микротурбинный энергоцентр, заказчиком которого выступило ГУ «Республиканский Научно-практический центр «Кардиология» Министерства здравоохранения РБ. БПЦ Инжиниринг в этом проекте выступил основным подрядчиком, осуществившим поставку основного генерирующего оборудования, их шефмонтаж и пусконаладку. Событие имеет высокое значение для безперебойной жизнедеятельности важнейшего социального объекта.

В основу энергоцентра РНПЦ «Кардиология» вошли три микротурбинные установки по 65 кВт с встроенными теплоутилизаторами и дожимными компрессорами. Совокупная электрическая мощность энергоцентра составляет 195 кВт, тепловая – 345 кВт. Режим когенерации позволяет эффективно использовать топливные ресурсы и способствует снижению затрат на генерацию тепла, которое используется для нужд горячего водоснабжения кардиологического центра и его отопление в холодное время года.

Микротурбины работают параллельно с сетью, обеспечивая порядка 60 % нагрузки потребителей кардицентра, важнейшими из которых являются реанимационные и операционные отделения. В случае перебоев внешнего электроснабжения генерирующие установки автоматически переходят в островной режим, обеспечивают бесперебойное энергоснабжение жизненно важных систем и оборудования кардицентра.

Таким образом, реализована схема энергоснабжения объекта по первой категории надежности. Высокое качество вырабатываемой электроэнергии гарантирует исправную работу сложного и дорогостоящего оборудования медицинского учреждения.

Испытательный стенд ПАО УМПО оснащается компрессорной установкой от компании ЭНЕРГАЗ



Заводские испытания ДКУ

В ноябре 2012 года был введен в эксплуатацию испытательный стенд, построенный АО «Уфа-АвиаГаз» (дочернее предприятие ПАО «Уфимское моторостроительное производственное объединение»). Комплекс осуществляет эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей АЛ-31СТ, применяемых в газоперекачивающих агрегатах и на электростанциях.

Испытательный стенд УМПО позволяет испытывать отдельные агрегаты и узлы, а также всю конструкцию двигателя при значительно ускоренных циклических нагрузках в искусственно созданных экстремальных условиях (по сравнению с естественными условиями эксплуатации). На стенде тщательно тестируются конструкции рабочих лопаток и опор турбин высокого давления, от работоспособности которых непосредственно зависит общий ресурс и надежность привода.

В рамках модернизации стенд оснащается дожимной компрессорной установкой (ДКУ) для бесперебойного снабжения испытываемых ГТД топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу.

ДКУ типа EGSI-S-55/350WA, поставляемая компанией ЭНЕРГАЗ, будет компримировать газ до необходимого рабочего уровня (2,8...3,2 МПа) и подавать его на газогенератор приводов в процессе их тестирования. Оборудование разработано по специальному проекту, предназначено для работы в условиях высокой интен-

Sulzer приобретает газотурбинный бизнес холдинга «РОТЕК»

Швейцарский промышленный концерн Sulzer подписал соглашение, согласно которому компания получает контроль над газотурбинным бизнесом промышленного холдинга «РОТЕК», основанного в 2010 году (входит в состав группы «Ренова»).

«Ренова» сохранит 49 % акций в объединенной компании, которая будет работать под брендом Sulzer. В результате сделки Sulzer становится значимым игроком на российском рынке сервисного обслуживания турбин с доходом около 40 млн швейцарских франков (\$39,2 млн). В 2015 году доход газотурбинного бизнеса «РОТЕК», в котором заняты около 50 сотрудников, достиг 35 млн франков.

Другие виды деятельности группы «РОТЕК» (производство паровых турбин и ЕРС-проекты) не являются частью сделки.



Испытательный стенд УМПО

сивности запусков и остановов и разной продолжительности испытаний. Производительность ДКУ составляет 6500 м³/ч.

За эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию ДКУ отвечает система автоматизированного управления и регулирования. САУиР представляет собой полнокомплектную двухуровневую систему, которая интегрирована в АСУ ТП стенда.

Первый уровень – отсек управления ДКУ, размещенный внутри блок-модуля установки и отделенный от технологической части (машинного зала) газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Второй уровень – пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место – АРМ), расположенный в операторной объекта.

Поэтапный ввод в действие ДКУ топливного газа проведет компания ЭНЕРГАЗ. Технические специалисты выполняют шефмонтаж, пусконаладку и индивидуальное тестирование оборудования, комплексное опробование ДКУ в сопряжении с газотурбинным двигателем, а также обучение эксплуатирующего персонала заказчика.

Для ЭНЕРГАЗа это уже четвертый проект в ряду аналогичных. Ранее компрессорными установками были оснащены стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон – Пермские моторы», АО «ОДК – Газовые турбины» и ЗАО «Невский завод».

Производим электроэнергию «из воздуха»

Г. Г. Латыпов, Т. Г. Кузьмина – Компания ЭСТ
(ООО «ТД Энергосберегающие технологии»)

Охлаждение воздуха на входе в компрессор ГТУ в теплый период года позволяет компенсировать сезонные потери электрической мощности до 15 %, исключает вероятность невыполнения условий ДПМ и повышает эффективность использования топлива на 1,5–2 %.

Это реальный путь получения дополнительной электроэнергии на электростанциях с ГТУ или ПГУ, установленными не только в жарком климате, но и в средних широтах, где среднесуточная температура в течение 4–5 месяцев превышает +12...+15 °С.

Охлаждение всасываемого воздуха на входе в первый по ходу воздуха компрессор ГТУ, охлаждение воздуха в трубчатых водо-воздушных охладителях между КНД, КСД и КВД или только между КНД и КВД для увеличения мощности и КПД ГТУ применяется со времени создания первых в мире и в СССР ГТУ. Например, с 1955 года такая установка работает на ГТУ типа ГТ-12-3 в Шатске, с 1960 г. – на ГТ-25-700 в Киеве, на ГТ-100-750 в Якутске и с 1967 г. – в Краснодаре. Еще три установки ГТ-100 эксплуатируются на ГРЭС-3 ПАО «Мосэнерго» до сих пор в качестве аварийных.

Такой же способ охлаждения воздуха между компрессорами КНД и КВД с помощью водо-воздушных трубчатых охладителей применяет General Electric в установке LMS-100.

Западные фирмы, в основном американские, стали активно развивать охлаждение воздуха на всасывании ГТУ сравнительно недавно – с 1990-х годов на конвертируемых ГТУ средней мощности 30–60 МВт. Это делалось в основном с целью повысить сравнительно невысокие технико-экономические показатели этого семейства ГТУ, в первую очередь мощность. Температуры газов

на выходе из таких ГТУ остаются небольшими по сравнению с энергетическими ГТУ такой же и большей мощности: около 450 °С против 570 °С. Это сдерживает их применение в ПГУ с паровыми котлами-утилизаторами.

Самый простой способ

Основным, относительно простым способом является впрыск воды на всасывание компрессора ГТУ. Но он имеет свои ограничения и минусы: впрыск воды, как правило, не может превышать 2–3 % расхода воздуха через компрессор. Кроме того, нужна сама безвозвратно теряемая химочищенная вода. При этом установки ультрафильтрации и подготовки воды для впрыска по цене сравнимы со стоимостью самой ГТУ. Например, установки с возвратом воды типа «Водолей», разработанные Николаевским предприятием «Машпроект» и фирмой «Салют» для ТЭЦ-28 Мосэнерго, дальше опытных образцов не пошли из-за сложности тепловой схемы.

Особенности системы впрыска воды Sprint, применяемой GE, рассмотрены ниже на примере ГТУ типа LM6000PF Sprint. Эта установка оборудована системой впрыска воды во всасывающий патрубок компрессора в районе конфузора на входе в КНД или между компрессорами низкого (КНД) и высокого (КВД) давления с целью повышения мощности ГТУ (рис. 1). Впрыск воды на входе в КНД выполняется при лю-

бой влажности воздуха и температуре больше 7 °С. Эффект впрыска воды на всасе КНД основан на том, что при относительной влажности атмосферного воздуха ниже 100 % впрыскиваемая вода испаряется за счет тепла воздуха, при этом за счет теплоты парообразования снижается его температура (адиабатическое охлаждение воздуха) и компрессор ГТУ переходит на режим по расходу и давлению, соответствующий сниженной температуре с повышением КПД и расхода, одновременно с этим сама впрыскиваемая вода увеличивает массовый расход рабочего тела через турбину и его теплоемкость, что также увеличивает ее мощность.

Впрыск воды между КНД и КВД выполняется при температуре наружного воздуха -6...+7 °С. Для согласования работы КНД и КВД последний снабжен шестью рядами поворотных направляющих аппаратов.

Система аэрозольного промежуточного охлаждения на впуске ISI (Intercooling System) (рис. 2, 3), применяемая в установках Trent 60 WLE производства Rolls-Royce, обеспечивает повышение рабочих характеристик при температурах окружающей среды выше 7 °С для сжатой пароводяной смеси и выше 13 °С при использовании пароводяной смеси, сводя при этом к минимуму дополнительный расход воды и вспомогательную нагрузку в сравнении с другими технологиями охлаждения на впуске с аналогичным улучшением рабочих характеристик. Система ISI позволяет обеспечить максимальную мощность для турбины Trent 60 WLE на широком рабочем диапазоне и обеспечивает значительное повышение форсированного наддува и удельного расхода тепла при высоких температурах окружающей среды. Типовые повышения рабочих характеристик составляют 15–30 % по мощности и 3–6 % по удельному расходу теплоты по сравнению с газовой турбиной Trent 60 WLE, расход воды сводится к минимуму.

Вода для сжатой пароводяной смеси проходит в систему воздухозабора газовой турбины. Система охлаждения пароводяной смесью обеспечивает дозированную подачу воды для пароводяной смеси с целью управления насыщением потока воздуха на впуске посредством трех блоков подачи пароводяной смеси поэтапно, с тем чтобы обеспечить максимальную гибкость и управление по диапазону температуры окружающей среды. Предусмотрено три этапа охлаждения сжатой пароводяной смесью; каждый этап обеспечит однородное распределение капель воды в потоке воздуха на впуске. Этапы проводятся независимо и контролируются системой управления. Система сжатой пароводяной смеси обеспечит расход воды для измеряемого охлаждения пароводяной смесью до 3 651 кг/ч (8 050 фунт/ч) через форсуночные стойки, установленные перед компрессором НД газовой турбины. Система ISI сжатой пароводяной смеси начинает работать при мощности, превышающей мощность газовой турбины Trent 60 WLE, работающей с ISI пароводяной смесью, для оптимизации КПД установки и сведения к минимуму расхода воды при меньших нагрузках.

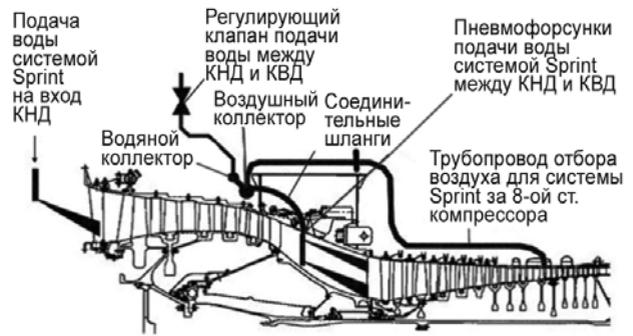


Рис. 1. Система Sprint для LM6000-PF Sprint

Обзор системы аэрозольного промежуточного охлаждения на впуске (ISI)

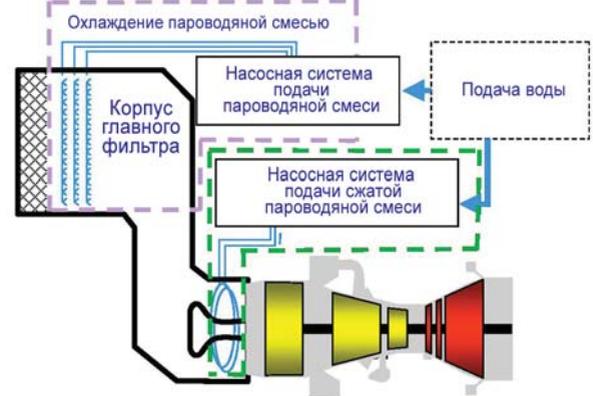


Рис. 2. Система ISI для Trent 60 WLE

Приемные блоки пароводяной смеси (установлены в воздухозаборнике за впускными фильтрами)
Удлинение воздуховода 3,5 м и блоки подготовки пароводяной смеси

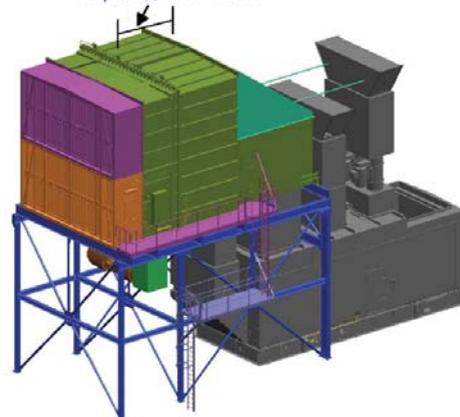


Рис. 3. КБОУ с модулем установки блока пароводяной смеси системы ISI для Trent 60 WLE

Повышение мощности с охлаждением системой ISI формируется из двух составляющих: охлаждения воздуха за счет адиабатного испарения и повышения расхода среды и теплофизических свойств за счет впрыска паровоздушной смеси на вход компрессора, причем вторая составляющая практически не зависит от влажности



Фото 1. Установка форсунок для газовой турбины 7FA General Electric

воздуха, чем и обусловлено это превышение для ISI при большой влажности воздуха.

Схема предварительного охлаждения воздуха в КВОУ на базе искусственного тумана (фото 1) реализована на более чем тысяче газовых турбин от 5 до 250 МВт.

В табл. представлены данные по эффективности охлаждения воздуха в КВОУ на базе искусственного тумана для ряда ГТУ различной мощности (получены из открытых источников). К сожалению, отсутствует относительная влажность наружного воздуха, существенно влияющая на повышение мощности.

Наибольшая эффективность в повышении производительности турбины при охлаждении воздуха в КВОУ

на базе искусственного тумана достигается на современных турбинах простого цикла при малой относительной влажности воздуха. Адиабатическое испарение происходит только до состояния насыщения воздуха.

Абсорбционный холодильник – эффективное решение

Вместе с тем в последнее время быстро развивается мощная холодильная промышленная техника, работа которой основана на абсорбционных свойствах бромистолитиевого водного раствора, где в качестве хладагента выступает вода. Речь идет об АБХМ (абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины) и АБТН (абсорбционные бромистолитиевые тепловые насосы). В отличие от парокомпрессионных холодильных машин, АБХМ работают за счет тепловой энергии, не требованной в теплый период года (горячая вода, пар, отходящие газы). Это позволяет создавать системы охлаждения, не повышающие существенно электропотребление для собственных нужд.

Чиллеры фирмы Shuangliang Eco-Energy Systems находятся в эксплуатации с 1996 году в Китае (ПГУ 51), а концерн GE использует чиллеры Shuangliang Eco-Energy Systems для охлаждения воздуха на всасе ГТУ типа LM-6000 Sprint с января 2010 года. Реализуется двойная система: АБХМ обеспечивает снижение температуры воздуха, а Sprint – повышение параметров (объем и теплоемкость) рабочего тела.

В 2011 г. в Саудовской Аравии применена установка для охлаждения воздуха на всасе компрессоров ГТУ MS7001FA мощностью 85 МВт на базе АБХМ Shuangliang Eco-Energy Systems, работающей на отходящем газе.

Влияние охлаждения воздуха в КВОУ на базе искусственного тумана для ряда ГТУ различной мощности

Модель ГТУ	Выходная мощность, кВт	Мощность при +35 °С, кВт	Поток тумана, л/мин	Мощность при +26 °С, кВт	Повышение мощности, кВт (%)
Alstom GT 8c	52600	41061	45	45980	4919 (12,0)
Alstom GT 11N	83880	70013	82,3	74920	4907 (7,0)
GE 5341N	24750	20252	71	22143	1891 (9,3)
GE6541 B	39615	32707	79	35500	2793 (8,5)
GE 7111EA	84920	69533	76,5	75033	5500 (7,9)
GE 7221 FA	161650	128621	110	139998	11377 (8,8)
GE 9171E	126206	102777	106	111446	8669 (8,4)
GE LM2500+PK	27017	19001	20,8	22917	3916 (20,6)
GE LM6000PA	41020	25310	30,3	33475	8165 (32,3)
Solar Mars	10685	8443	10,6	9526	1083 (12,8)
SW501 F	171790	139596	114	150812	11216 (8,0)
SW V94/2	159410	133185	302	145237	12052 (9,0)
SW 701 F	252560	206463	169	223512	17049 (8,3)

Учитывая острый дефицит пресной воды, реализована схема, позволяющая отказаться от применения испарительных градирен.

Первое внедрение в России (2015 г.) – установка на Астраханской ПГУ-110 (фото 2) системы охлаждения воздуха с применением АБХМ фирмы Shuangliang Eco-Energy Systems.

Успешный опыт эксплуатации системы определил дальнейшее внедрение: на Астраханской ПГУ-235 (пуск первой очереди в 2016 г.) и Буденновской ПГУ-135 также с чиллерами фирмы Shuangliang.

Структурная схема охлаждения воздуха с применением АБХМ приведена на рис. 4. Основные элементы абсорбционных бромистолитиевых холодильных машин представлены на рис. 5.

Как показано выше, АБХМ могут использовать для своей работы не только энергию горячей воды, но и отбор пара или отходящие газы.

В качестве источника энергии в одноступенчатых машинах используется греющий водяной пар низкого давления 0,1–0,7 ати или горячая вода 80...120 °С. В двухступенчатых машинах используется пар среднего давления 4–8 ати, горячая вода 90 °С и выше, отходящие (дымовые) газы температурой выше 300 °С или топливо. Холодильные машины на топливе могут использоваться в качестве водогрейного (пикового) котла для сезонной выработки тепла (фото 3а, б, в).

Принцип действия АБХМ основан на способности раствора бромистого лития поглощать (абсорбировать) более холодные водяные пары (рис. 4). Охлаждаемая вода поступает в трубное пространство испарителя 4, где охлаждается до необходимой температуры за счет испарения в вакууме хладагента – воды, стекающей



Фото 2. ПГУ-135 ООО «Лукойл-Астраханьэнерго»

в виде пленки в межтрубном пространстве испарителя. Водяные пары из испарителя поступают в межтрубное пространство абсорбера 5, где абсорбируются водным раствором бромистого лития, стекающего также в виде пленки. Выделяемая при абсорбции теплота отводится охлаждающей водой, циркулирующей в трубках абсорбера. Разбавленный (слабый) раствор из абсорбера с концентрацией 48–52 % насосом через теплообменник 6 подается в межтрубное пространство генератора ГВД 1, где выпаривается до концентрации 58–63 % за счет внешнего источника теплоты пара или горячей воды, поступающих в трубное пространство генератора. Упаренный (крепкий) раствор из ГВД через теплообменник 7 возвращается в абсорбер. Пар, образующийся

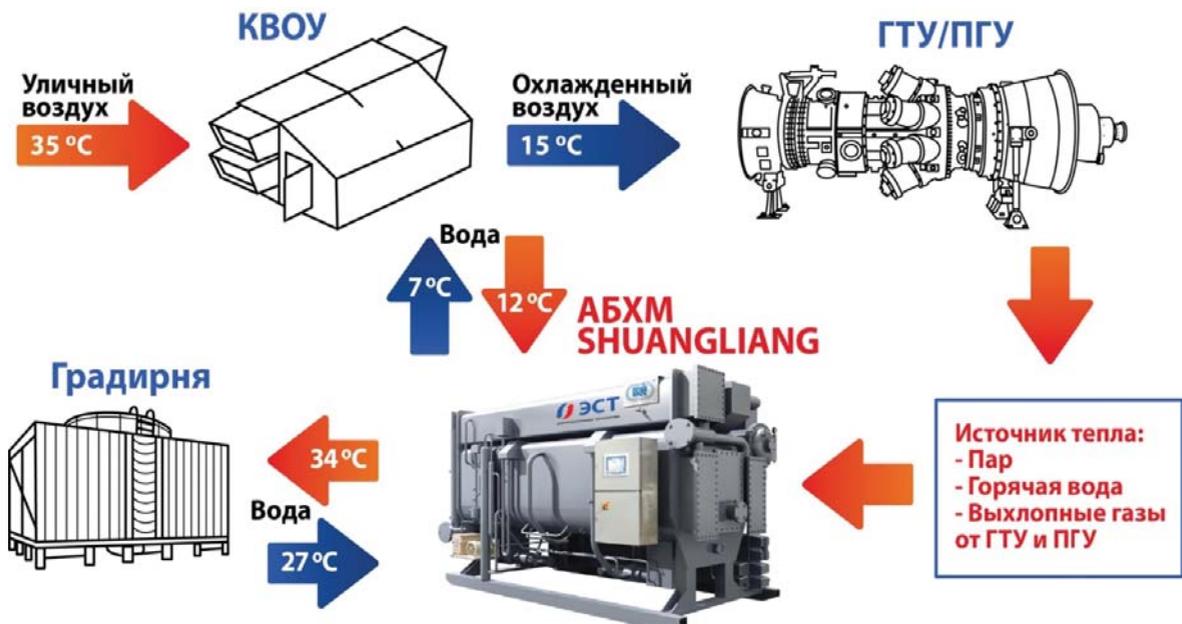


Рис. 4. Структурная схема охлаждения воздуха с применением АБХМ



Фото 3. Абсорбционные чиллеры / нагреватели: а) АБХМ серии HSA/HSB/HSC; б) АБХМ серии DF; в) АБХМ серии ST

Модификация АБХМ	HSA/HSB/HSC	DF	ST
Входящий теплоноситель	вода (80... 130 °С)	продукты сжигания любого вида топлива	пар (давление 0,1...0,8 МПа)
Теплопроизводительность*, МВт	–	0,240...8	–
Холодопроизводительность, МВт	0,350...10	0,350...10	0,350...10
COP**	0,75...1,4	0,75...1,4	0,75...1,4

* – производительность АБХМ указана для единицы стандартной продукции;
 ** – COP – отношение холодопроизводительности к затраченной тепловой мощности.

в генераторе ГВД 1, проходит через генератор ГНД 2 (этот пар является горячим источником для ГНД 2), конденсируется и поступает в полость конденсатора 3. За счет тепла конденсации пара в ГНД 2 происходит выпаривание пара из раствора, находящегося в ГНД, который поступает в конденсатор, где конденсируется за счет охлаждающей жидкости и поступает в жидком виде в испаритель 4. Для уменьшения температуры конденсата от пара, поступающего на ГВД АБХМ, в схеме применен регенеративный теплообменник 8, обеспечивающий подогрев слабого раствора перед ГВД1.

Для регенерации раствора по одноступенчатой схеме используется пар с давлением 0,07 МПа (изб.) или горячая вода с температурой до 115 °С.

При использовании греющего пара с давлением 0,4–0,8 МПа (изб.) регенерация раствора проводится по двухступенчатой схеме. При этом расход теплоносителя уменьшается на 40 %.

При работе двухступенчатой АБХМ на паре (рис. 4) задействованы три потока теплоносителей:

- греющей среды – пара к генератору АБХМ;
- охлаждающей воды к абсорберу и конденсатору;
- охлажденной воды – хладоносителя (вода или антифриз) от испарителя АБХМ для охлаждения потребителей холода.

Теплообменные поверхности аппаратов АБХМ выполняются в виде горизонтальных пучков из тонкостенных медно-никелевых или нержавеющей стальных теплообменных труб. Наилучшими эксплуатационными свойствами на сегодняшний день обладает нержавеющая сталь марки SS316L. Эксплуатационная надежность

диктует также применение трубчатых теплообменников (не пластинчатых). Все оборудование машин комплектуется на опорной раме.

Важнейшим показателем надежности АБХМ, определяющим продолжительность ее эксплуатации, является достигаемый уровень вакуума. Энергетические системы предъявляют жесткие требования к надежности, поэтому в подавляющем большинстве случаев на практике применяется оборудование Shuangliang Eco-Energy Systems, у которого этот показатель самый высокий в мире, степень вакуумирования не ниже 10⁻¹⁰ Пахм³/с, а у ближайших аналогов он выше в 500–1000 раз.

В 2016 году компания ООО «ТД Энергосберегающие технологии», эксклюзивный дистрибьютор продукции Shuangliang Eco-Energy Systems в России, отметила повышение интереса к системе охлаждения с применением АБХМ со стороны российских энергетиков.

К сожалению, систему охлаждения воздуха (СОВ) на входе в компрессор ГТУ в большинстве случаев приходится проектировать для строящейся или уже действующей станции, что приводит к значительным дополнительным капитальным затратам из-за неоптимального расположения оборудования СОВ на площадке станции и необеспечения СОВ требуемыми энергоресурсами (необходимость строительства укрытия для АБХМ, дополнительные силовые ячейки, трансформаторы, дополнительная химводоочистка, необходимость переноса существующих коммуникаций, дополнительных согласований с органами Госнадзора, прирезки дополнительных площадей для размещения оборудования и др.). Эти

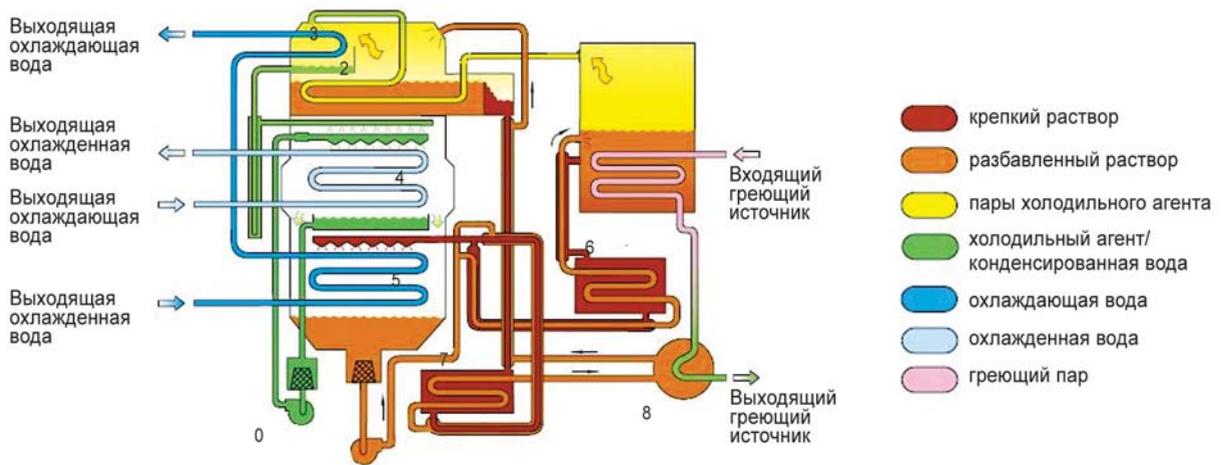


Рис. 5. Схема двухступенчатой АБХМ, работающей на паре: 1 – генератор высокого давления ГВД; 2 – генератор низкого давления ГНД; 3 – конденсатор; 4 – испаритель; 5 – абсорбер; 6 – низкотемпературный теплообменник; 7 – высокотемпературный теплообменник; 8 – теплообменник конденсированной воды; 9 – насос раствора; 10 – насос холодильного агента

затраты могут быть настолько велики, а имеющиеся ограничения настолько существенны, что срок окупаемости может достигать 7...10 лет.

Если СОВ на основе АБХМ разрабатывается на стадии проектирования ПГУ (ГТУ), то капитальные затраты снижаются почти вдвое, а срок окупаемости не превышает трех лет. Капитальные затраты на «возврат» одного дополнительного мегаватта электроэнергии, «возвращенного» системой ТИАС, составляют около 1,21,5 млн рублей.

Другой путь повышения эффективности использования АБХМ в энергетических системах – это перевод холодильной машины в режим теплового насоса. Можно использовать оборудование, специально предназначенное для работы в режиме абсорбционного теплового насоса (АБТН). Оно, как и АБХМ, может использовать в качестве греющего источника пар, горячую воду, отходящие газы и прямое сжигание топлива. Единичная мощность АБТН Shuangliang достигает 100 МВт. Однако применение и АБТН и АБХМ может оказаться экономически нецелесообразным.

АБХМ при переводе ее в режим АБТН может обладать высокой эффективностью – в единице выходной тепловой мощности содержится 0,4 ед. «бросового» тепла, например градирни СОВ.

Дополнительный эффект, достигаемый применением АБХМ в системе ТИАС, – это возможность использовать теплообменник охлаждающей воды для нагрева воды в антиобледенительной системе и подогрева циклового воздуха.

Автоматический перевод из режима охлаждения в режим нагрева не практикуется, поскольку связан с перенастройкой системы уставок.

Точная оценка экономического эффекта связана с очень большим объемом расчетных работ, особенно для условий действующей станции. Требуется обследо-

вание станции и получение большого объема информации по оборудованию и действующим системам.

Однако накопленный нами опыт позволяет использовать экспресс-методику, основанную на уже выполненных ранее расчетах системы ТИАС (Temperature Inlet Air Cooling) для ряда парогазовых, газотурбинных установок и газовых турбин путем моделирования и применения экспертных показателей, полученных по предыдущим расчетам и проверенных практикой внедрения.

Разработанная экспресс-методика позволяет выполнять достоверные расчеты в условиях дефицита исходных данных.

Для экспресс-расчета ТИАС необходимы следующие исходные данные:

1. Сведения о газотурбинной установке, тип, количество ГТУ:

- электрическая мощность при номинальных параметрах (температура, влажность, давление);
- расчетный расход воздуха, кг/с;
- конструкция КВОУ, возможность установки дополнительной секции «горения»;
- зависимость электрической мощности, электрического КПД ГТУ, расхода топлива от температуры наружного воздуха, потерь мощности ГТУ от дополнительных потерь давления от ВО, установленных в КВОУ;
- зависимость нагрузочных характеристик генераторов от температуры охлаждающего воздуха и $\cos \phi$ генератора, расхода ОВ на генератор, для оценки необходимости и степени охлаждения охлаждающего воздуха генератора;
- требования по охлаждению укрытия ГТУ и расходы воздуха на вентиляцию укрытия для оценки необходимости и степени охлаждения воздуха вентиляции укрытия ГТУ.

■ наличие ограничений (по площади, потреблению природной воды, по собственному электропотреблению и т. п.). Необходимости укрытия для АБХМ.

2. Сведения о районе размещения (расчетные данные по температуре, влажности наружного воздуха).

3. Сведения о предполагаемом источнике тепловой энергии (пар, горячая вода, отходящие газы, природный газ):

■ температура охлаждающей воды для АБХМ, вход/выход;

■ допустимый расход греющего источника и его параметры, вход/выход;

■ для АБХМ с паровым источником тепла систем – требование к паровому конденсату.

После предоставления этих сведений рассчитывается мощность холодильной машины, необходимая для достижения желаемого эффекта. Нет необходимости стремиться к достижению номинальной мощности при слишком высокой температуре и влажности. В этом случае мы завышаем холодопроизводительность АБХМ, и неоправданно растут капитальные затраты. Оптимум холодопроизводительности рассчитывается по критерию минимального срока окупаемости и обеспечения требованиям ДПМ по мощности.

4. Выполнение технико-экономического обоснования и оптимизация системы.

Кроме оптимизации производительности и типа АБХМ, для дальнейшего снижения срока окупаемости выполняется оценка возможности работы АБХМ в двух режимах (холодильной машины летом и теплового насоса зимой) с получаемым при этом дополнительном экономическом эффекте в виде горячей воды с температурой до 90 °С.

Выполняется также оценка использования ВО КВОУ для АОС в зимний и переходный периоды для подогрева

циклового воздуха с оценкой дополнительного экономического эффекта по отношению к применяемой на станции системы АОС.

5. Экономические расчеты:

■ расчет достигаемого эффекта: интегральное увеличение электрической мощности ТЭЦ, отсутствие штрафов за недостижение заявленных параметров в системе ДПМ, интегральное снижение потребления газа и оценка влияния отбора пара (для паровых систем) на интегральную выработку электрической энергии, снижение потребления пресной воды, улучшение экологических характеристик;

■ расчет собственных затрат: электропотребление, потребление пресной воды и ХПВ, потребление горячей воды/ пара и пр.;

■ эксплуатационные затраты (сервис, эксплуатация, плановый ремонт);

■ расчет срока окупаемости, как правило, выполняет заказчик, по принятым им сценарным условиям. Правильный выбор и оптимизация системы обеспечивают простой срок окупаемости ТАС для южных и центральных регионов России, не более четырех лет.

Актуальность снятия летних технологических ограничений мощности определяется рыночной конъюнктурой. Летом устанавливаются максимальные цены на оптовом рынке электроэнергии. Недовыработка заявленной в ДПМ мощности оборачивается существенными штрафами. Отсутствие СОВ уже неоднократно приводило к отключению станций и к веерному отключению потребителей. Все эти факторы подтверждают актуальность темы, которой посвящена данная статья. Авторы будут рады диалогу с заинтересованными специалистами. С техническими характеристиками АБХМ, введенных в эксплуатацию с ГТУ, ПГУ можно ознакомиться на сайте www.est-rus.ru. 

новости

На Казанское НГКМ поставлен последний ГТА-6РМ

АО «ОДК – Газовые турбины» завершило отгрузку четвертого газотурбинного энергетического агрегата ГТА-6РМ для энергоснабжения Казанского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Томскгазпром».

Первые три ГТА-6РМ с водогрейными котлами-утилизаторами введены в эксплуатацию в 2015 году. Сегодня они успешно работают в когенерационном цикле, снабжая месторождение электричеством и теплом. В рамках проекта по расширению энергокомплекса Казанского НГКМ заказчиком – ОАО «Томскгазпром» – было принято решение о приобретении еще одного агрегата ГТА-6РМ.

Уже в 2017 году четвертый ГТА-6РМ сможет обеспечить нефтегазоконденсатное месторождение дополнительными мощностями.



Поставка ГТА-6РМ для Казанского НГКМ

Строительство ГТЭС на Ковыктинском месторождении близится к завершению

АО «ОДК – Газовые турбины» завершает монтаж пяти газотурбинных электростанций ГТЭС-2,5 на Ковыктинском газоконденсатном месторождении ПАО «Газпром».

Контракт на поставку оборудования для строительства электростанции собственных нужд мощностью 12,5 МВт на объекте «Обустройство Ковыктинского газоконденсатного месторождения на период опытно-промышленной разработки (ОПР)» был заключен в начале 2015 г.

Заказчиком является ООО «Газпром комплектация», эксплуатант – ООО «Газпром добыча Иркутск». Проектировщик станции – ОАО «Тюменский проектный и научно-исследовательский институт нефтяной и газовой промышленности им. В. И. Муравленко» (ОАО «Гипротюменнефтегаз»).

Уже в IV квартале 2016 года станции АО «ОДК – Газовые турбины» готовы будут начать электроснабжение главного месторождения магистрального газопровода «Сила Сибири», который соединит Иркутский и Якутский центр газодобычи и будет транспортировать газ этих центров на Дальний Восток и в Китай.

Ковыктинское месторождение является базовым для формирования Иркутского центра газодобычи, запасы



Монтаж пяти газотурбинных электростанций ГТЭС-2,5 на Ковыктинском газоконденсатном месторождении

газа составляют 1,5 трлн куб. м. Месторождение находится в стадии опытно-промышленной разработки, компания продолжает геологоразведочные работы. Ожидаемый уровень добычи – около 35 млрд куб. м газа в год.

ООО «Электротяжмаш–Привод» завершило изготовление турбогенераторов серии ГТГ мощностью 6 МВт по заказу ОАО «Протон – Пермские моторы»

Генераторы ГТГ-6-2РУХЛЗ предназначены для работы в составе газотурбинных электростанций «Урал-6000» производства АО «ОДК – Пермские моторы».

Оборудование будет установлено на объекте Иркутской нефтяной компании.

Все генераторы ГТГ-6 проходят полный комплекс испытаний в собранном виде на заводе-изготовителе.



Генератор ГТГ-6-2РУХЛЗ

На ГП «Зоря»-«Машпроект» начаты испытания нового двигателя

На стенде ГП «Зоря»-«Машпроект» 21 ноября стартовал начальный этап испытаний опытного образца нового газотурбинного двигателя мощностью 32 МВт. Машина разработана в центре научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ «Машпроект» и выпущена на производственных мощностях ГП «Зоря»-«Машпроект».

Для проведения испытаний был специально оборудован бокс. Двигатель пройдет комплекс испытаний для подтверждения работоспособности вновь сконструированных узлов, проверки прочностных характеристик, температурного состояния, тестирования новых материалов, а также получения наработки, характеризующей надежность изделия.

Новый ГТД предназначен для эксплуатации в качестве привода нагнетателя газа для компрессорных станций магистральных газопроводов. Вместе с тем двигатель 32 МВт – базовая разработка, которая будет иметь несколько модификаций для различного применения, в том числе

морского, а также в энергетике. Таким образом, двигатель 32 МВт – машина новой комплексной разработки.

Расчетный КПД двигателя составляет до 38,4 %, что на 2,5 % выше, чем у двигателей мощностью 25 МВт производства «Зоря»-«Машпроект». Повышение КПД достигнуто за счет новых технических решений и высоких КПД узлов, характеристики которых были подтверждены поузловыми испытаниями, проводившимися в течение 2016 года.

ГТД оснащен системой автоматического управления разработки и производства «Зоря»-«Машпроект».

Новый двигатель качественно пополнит мощностной ряд продукции ГП «Зоря»-«Машпроект». В настоящее время предприятием серийно производятся газотурбинные двигатели морского и общепромышленного применения мощностью от 3 до 25 МВт. Каждый тип ГТД имеет несколько модификаций.

Разработка и производство двигателя 32 МВт выполнены за счет собственных средств предприятия.

Эффективная защита фундаментов турбоагрегатов электростанций от вибрации

М. Е. Скарედнов – ЗАО «КОТЭС»

Турбоагрегаты относятся к важнейшим, сложным, ответственным и дорогим элементам технологического оборудования современных энергогенерирующих производств, от их эксплуатационной надежности зависит надежность и эффективность энергетических блоков. Этими обстоятельствами объясняется повышенное внимание к их проектированию и строительству.

Причины возникновения динамического воздействия и применение виброизоляторов для борьбы с ними

Причины возникновения динамического воздействия и применение виброизоляторов для борьбы с ними

В инженерно-техническом отношении фундамент турбоагрегата существенно отличается от обычных строительных конструкций, которые должны обеспечить лишь необходимый уровень прочности и пределы деформации. При эксплуатации турбоагрегата генерируется вибрационная волна, которая через опорные подшипники фундаментов распространяется на строительные конструкции и частично возвращается в подшипники машины, ускоряя износ.

Основными причинами возникновения динамического воздействия при эксплуатации являются:

- неуравновешенность и нарушение центровки ротора;
- уменьшение жесткости системы ротор – опоры (в том числе и из-за появления трещин в несущих элементах фундамента);
- работа в области резонансных частот.

В результате фундамент турбоагрегата подвергается:

- постоянным динамическим воздействиям в режиме нормальной эксплуатации;
- динамическим воздействиям при переходах через зону резонанса при пуске и останове турбины;
- ударным воздействиям в аварийных режимах (короткое замыкание, обрыв лопатки).

Если контракция фундамента не обеспечивает нормальный вибрационный режим работы турбины (недостаточно гасит передающиеся на него вибрации), то турбоагрегат работает при повышенных уровнях

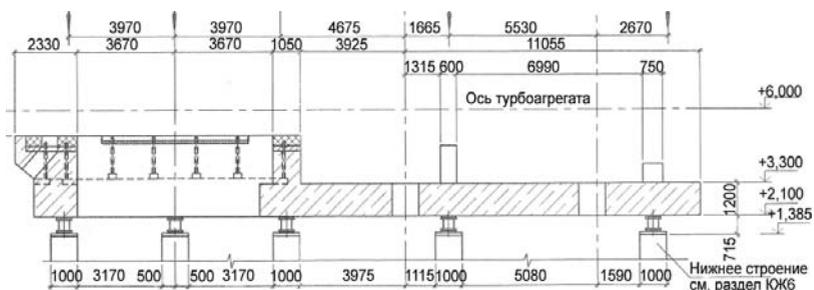


Рис. 1. Конструкция виброизолированного фундамента газотурбинной установки

вибрации. В результате снижается экономичность машины, уменьшается КПД агрегата и требуются затяжные восстановительные работы с балансировкой роторов и ремонтом опорных подшипников турбины. Высокая вибрация представляет большую опасность и для электрического генератора, т. к. может привести к смещению электрических обмоток, ослаблению концевых бандажных втулок и, как следствие, к короткому замыканию.

Следует отметить влияние вибрации и на строительные конструкции, находящиеся в радиусе зоны влияния. При строительстве на вибронестойчивых грунтах опасность представляет неравномерность осадки фундамента как самой турбины, так и главного корпуса. Вследствие этого возможны перекося опорных плит ротора турбины, деформация подкрановых путей главного корпуса и другие негативные последствия.

Для обеспечения нормальной работы машин, механизмов и строительных конструкций к фундаментам турбоагрегатов предъявляется ряд дополнительных требований по обеспечению заданных динамических характеристик конструкции (скорости и амплитуды вынужденных колебаний). Стремление снизить динамическое воздействие турбоагрегата на несущие конструкции и уменьшить влияние на грунтовое основание привело к распространению виброизолированных фундаментов. Виброизоляция (основные типы: пружинные изоляторы, резиновые изоляторы, комбинированные) резко уменьшает передачу динамических нагрузок на грунт, практически сводя расчет нижней части фундамента к статическому.

Винтовая пружина сжатия идеальна с точки зрения рациональности и экономичности – ее статическое сжатие от 5 мм до 25 см, ее линейная характеристика покрывает диапазон частот собственных колебаний от 7 Гц до 1 Гц. Пружинные виброизоляторы по сравнению с резиновыми имеют ряд преимуществ. Они могут применяться для изоляции как низких, так и высоких частот, кроме того, они дольше сохраняют постоянство упругих свойств во времени, хорошо противостоят действию масел и высокой температуры, относительно малогабаритны. Такие изоляторы получили наибольшее распространение для изоляции фундаментов турбин.



Фото 1. Пружинный виброизолятор марки ТК

Впервые система пружинной виброизоляции была установлена компанией GERB в 1968 году на турбине мощностью 600 МВт. С тех пор она используется в Европе, а в последние десятилетия стала все чаще применяться в России. Виброизолированный фундамент (рис. 1) отличается от обычного железобетонного рамного тем, что верхняя плита, представляющая собой плоскую горизонтальную раму, отрезана от поддерживающих ее колонн и опирается на них через виброизоляторы.

Рассмотрим конструкцию виброизоляторов на примере двух типов изоляторов, производимых GERB:

1. ТК – пружинные изоляторы, сборная конструкция, состоящая из пружинных элементов, установленных параллельно между двумя сварными металлическими пластинами (фото 1). В каждом элементе пара пружин устанавливается коаксиально, при этом наружная пружина с правым направлением навивки, а внутренняя – с левым. Рабочая грузоподъемность обеспечивается набором требуемого количества пружинных элементов. Высота блока регулируется ограничительными болтами по углам пластин.

2. TVEK – пружинные изоляторы, дополнительно комплектуемые демпферами вязкого трения Visco (фото 2). Демпферы вводят в виброизолированную систему в тех случаях, когда трения в материале недостаточно для обеспечения требуемой амплитуды колебаний на переходных и аварийных режимах. Для фундаментов турбин такими режимами являются резонансы в момент пуска (останова) турбины и аварийные ситуации – вылет лопатки, сейсмические воздействия.

Эффективность виброизоляции заключается в том, что при рабочей частоте агрегатов 25 и 50 Гц установка пружинных изоляторов позволяет обеспечить низкий уровень собственных частот системы фундамент – турбоагрегат до диапазона 1...7 Гц.

Это позволяет:

- достигать низкого уровня вибрации турбоагрегата, так как система турбоагрегат – фундамент отстроена от резонанса;
- передавать на строительные конструкции нижнего строения только статические нагрузки, так как вибрации от турбоагрегата гасят пружины;



Фото 2. Виброизолятор со встроенным visco-демпфером

быть дополнительно умножены на коэффициенты условий работы грунта основания, приведенные в таблице 6.

Грунты	Коэффициенты условий работы грунтов основания	
	на боковой поверхности и сваи $\gamma_{ср}, f$	под нижним концом сваи $\gamma_{ср}, R$
а) Пески рыхлые любой крупности и влажности; мелкие и пылеватые водонасыщенные любой плотности; глинистые грунты с показателем текучести $I_L > 0,6$	0,6 (0,75)	–
б) Пески пылеватые, мелкие и средней крупности средней плотности любой влажности, кроме указанных в поз. «а»; глинистые грунты с показателем текучести $0,25 \leq I_L \leq 0,6$	0,75 (0,85)	0,75 (0,85)
Другие виды грунтов	1 (1)	1 (1)

2. Фундаменты зданий и сооружений, расположенных вблизи фундаментов машин с динамическими нагрузками. Для таких фундаментов п. 6.6.2 СП 26.13330.2012 предусматривает снижение несущей способности свай введением аналогичных коэффициентов условий работы по таблице 6.

Из-за введения дополнительных коэффициентов условий работы грунтов основания несущая способность свай в среднем может снижаться на 25 % (коэффициент условий работы 0,75). Использование виброизоляции позволяет при проектировании ссылаться на п.5.2.5 СП 26.13330.2012: При снижении виброизоляцией уровня вибрации подошвы фундамента до фоновых значений основание рассчитывается на действие только статических нагрузок.

Таким образом, можно утверждать, что виброизоляция фундамента может на 25 % снизить требуемое количество свай для фундамента не только самого турбоагрегата, но и главного корпуса и основного оборудования, находящихся в зоне действия динамической нагрузки.

Актуальность проблемы

Рассмотрим защиту от вибрации в комплексе всего объема ремонтно-восстановительных работ на энергетических предприятиях. По данным Минэнерго РФ, на протяжении многих лет повреждения котельного и турбинного оборудования являются основными причинами аварийности в генерации (рис. 3).

По состоянию на 2015 г. аварийность, вызванная повреждением турбинного оборудования, составляет 21 % от общего числа аварий. В результате проверок объектов генерации одним из существенных замечаний отмечена эксплуатация турбоагрегатов с повышенным

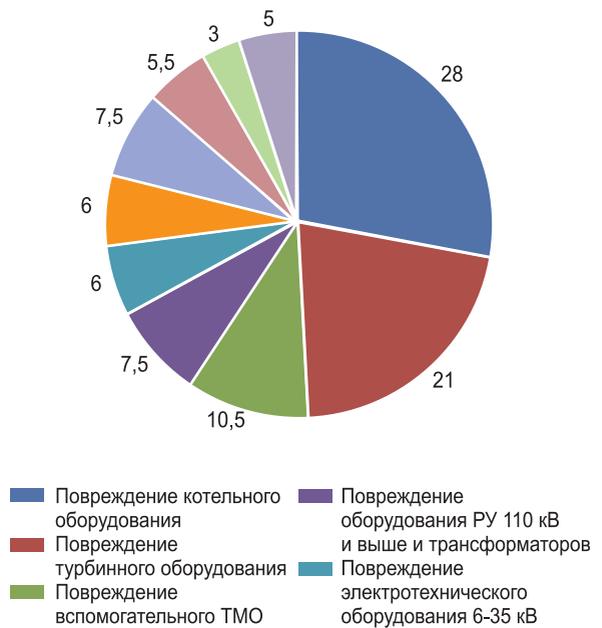


Рис. 3. Классификация аварий по видам оборудования, 2015 г.

уровнем вибрации, что несет опасность нарушения надежной работы оборудования. Конечно, мы не можем выделить, какой процент аварий вызван превышением уровня вибрации, однако можно говорить об актуальности проблемы снижения аварийности турбинного оборудования. Виброизоляция повышает надежность работы данного узла и снижает вероятность работы турбоагрегата с повышенным уровнем вибрации.

Большинство аварий и катастроф на энергетических предприятиях связаны с усталостным разрушением, вызванным действием вибрации. Можно привести в качестве примера две аварии из прошлого, наиболее ярко характеризующие опасность неучета вибрационной составляющей.

Одной из наиболее крупных катастроф с человеческими жертвами стала тяжелейшая авария на Каширской ГРЭС в 2002 г. на турбоагрегате ст. № 3 с паровой турбиной К-300-240 и генератором ТВМ-300. Были полностью разрушены паровая турбина, конденсатор, электрогенератор, повреждены фундаменты, несущие колонные, возник пожар и обрушилась кровля машинного зала. Фрагменты корпусов цилиндров и роторов были заброшены на четырнадцатую отметку и за пределы турбинного цеха. Причиной аварии стало усталостное разрушение валопровода, его разрыв в восьми местах. Причиной разрушения послужила высокая продольная вибрация и крутильные колебания в результате разрушения бандажной втулки генератора и короткого замыкания в цепи статора.

Еще одной значительной аварией, вызванной неучетом вибрационных свойств грунтов, была авария на Сормовской ТЭЦ (фото 5).

На данной станции были смонтированы два турбоагрегата (ст. № 1, 2) с турбинами ПТ-60-130/13.



Фото 5. Сорковская ТЭЦ

Турбоагрегаты были введены в работу в 1974 и 1975 гг. Фундаменты выполнены из сборного железобетона с монолитной плитой. В основании фундаментов среднезернистые намывные пески средней плотности слоем 3,8 м, глубже залегают мягкопластичные суглинки и коренные породы, состоящие из среднезернистого плотного песка. Мощность слоя песков достигает 20 м.

После первого пуска турбоагрегат № 1 отработал всего 706 ч и был выведен в ремонт из-за повышенной вибрации подшипника. Созданная комиссия обнаружила недопустимые расцентровки ротора. При дальнейшей эксплуатации в 1974–1975 гг. были выявлены следующие повреждения:

- неравномерность осадок фундамента турбоагрегата по осадочным маркам составила 19 мм, фундамент получил крен 1,3 мм;

- фундаменты колонн в зоне влияния турбоагрегата получили неравномерную осадку до 45 мм, что привело к появлению поперечного уклона подкранового пути.

Это свидетельствовало о наличии локальных деформаций основания.

После неоднократных ремонтно-восстановительных работ стабилизации осадок фундамента турбоагрегата № 1 не наступило, запущенный вслед за ним однотипный турбоагрегат № 2 оказался в еще более худших условиях. Проведенные исследования показали вибростойчивость грунтов под фундаментами, что и привело

к неравномерной осадке как самого фундамента турбоагрегата, так и фундаментов в зоне влияния. Для устранения изложенных повреждений и предотвращения самых серьезных последствий потребовался комплекс дорогостоящих мероприятий по изменению конструкций фундамента турбины.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что уже на стадии проектирования необходимо учитывать фактор крупных аварий и разрабатывать технические решения, направленные на снижение рисков, в частности устройство виброизоляции.

Отдельно скажем о повышенных требованиях к расчетам и проектированию фундаментов турбоагрегатов в целом и виброизолированных в частности. В последнее время большее значение приобретает эффективный расчетный анализ сооружений, подверженных действию динамических нагрузок. С введением в действие СП 26.13330.2012 «Фундаменты машин с динамическими нагрузками» становится обязательным автоматизированный расчет фундаментов турбин. Раздел 6.2 гласит, что для рамных фундаментов машин с частотой вращения более 1000 об/мин определение колебаний следует выполнять по результатам прямого динамического расчета.

В качестве примера прямого динамического расчета можно привести фрагмент расчета фундаментов турбины ГТЭ-160 для Новгородской ТЭЦ. На рис. 4 показана визуализация полученной формы и амплитуды колебаний верхнего строения фундамента турбоагрегата.

Как правило, расчет таких фундаментов выполняют в два этапа:

1. Определение виброперемещений с использованием конечно-элементных программ типа NASTRAN (ANSYS).

2. Расчет на статические и динамические нагрузки с целью определения напряженно-деформированного состояния выполняется в расчетных комплексах, использующих российскую нормативную базу – SCAD (Лира).

Этапность расчетов и сложность их выполнения в зарубежных расчетных комплексах устанавливают повышенные требования к квалификации и качеству выполняемых проектными институтами расчетов. 

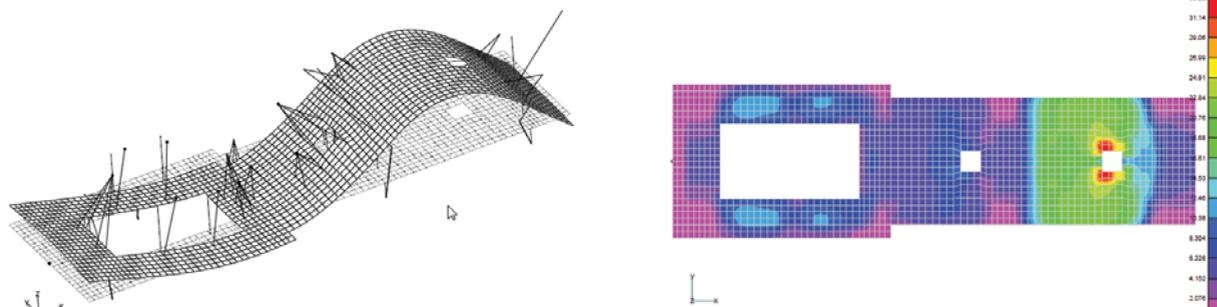


Рис. 4. Новгородская ТЭЦ. Турбина ГТЭ-160. Форма и амплитуда колебаний виброизолированного фундамента

Строительство ПГУ в Тутаеве близится к завершению

Готовность объекта составляет более 90 %. Новая ПГУ позволит сократить энергодефицитность Ярославской области почти на 5 %. Производство электроэнергии будет увеличено на 390 млн кВт·ч в год.

Первый камень в строительство объекта был заложен еще в 2011 году. Сдача в эксплуатацию планировалась в 2013 году, однако работы были приостановлены.

В начале декабря с. г. «Внешэкономбанком» было принято решение о возобновлении кредитного транша. В ближайшее время будут перечислены недостающие для завершения возведения первого блока 34 млн рублей.

Тутаевская ПГУ состоит из двух дубль-блоков. На первом установлены две газотурбинные установки единичной мощностью 8 МВт производства АО «ОДК – Газовые турбины», два котла производства ЗАО «Энергомаш», одна паровая турбина мощностью 10 МВт производства ОАО «Калужский турбинный завод». Здесь уже завершены все монтажные работы, на 43 % выполнены пусконаладочные. Второй блок пока не оборудован. На полную достройку объекта потребуется еще 220–230 млн рублей.

Тутаевская ПГУ является пилотным проектом в одном из шести федеральных проектов в сфере энергоэффективности «Комплексная малая энергетика».



Тутаевская ПГУ

На КМПО выпустили 100-й газоперекачивающий агрегат

Им стал ГПА-16 «Волга», серийное производство которого было начато в 2006 году. Примечательно, что это событие совпало с юбилейной датой самого предприятия – в 2016 году АО «КМПО» отметило 85-летний юбилей.

ГПА-16 «Волга» № 100 изготовлен по заказу ЗАО «НОРТГАЗ» ОАО «НОВАТЭК» для объекта «Дожимная компрессорная станция УКПГ-2 Восточного купола Северо-Уренгойского месторождения».

С 2006 года на АО «КМПО» спроектированы и изготовлены ГПА различных модификаций с приводами как собственного производства: НК-16СТ, НК-16-18СТ, НК-38СТ, так и других производителей: ДГ-90, ПС-90; компрессорами производства ОАО «Казанькомпрессормаш», ОАО «Компрессорный Комплекс», ПАО «СМНПО им. Фрунзе»; блочно-модульного и ангарного исполнения для линейных и дожимных компрессорных станций. На сегодняшний день проектная мощность предприятия 25 ГПА в год, при этом агрегаты могут поставляться заказчику как отдельно, так и в комплекте с общестанционным оборудованием под ключ.

На Гомельской ТЭЦ-1 продолжается строительство ПГУ-35

РУП «Гомельэнерго» продолжает реализацию проекта «Реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35, с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины».

Строительство объекта осуществляется под ключ Акционерной компанией с ограниченной ответственностью «Китайская машиностроительная инжиниринговая корпорация» (КНР) за счет средств дополнительного займа Международного банка реконструкции и развития.

Газотурбинная установка смонтирована под руководством шеф-инженера Hitachi (производитель ГТУ). Выполнена укрупненная сборка котла-утилизатора. Ведется монтаж дымовой трубы.

Установлен на фундамент газовый компрессор со вспомогательным оборудованием. Ведется его обвязка технологическими трубопроводами.

Ввод объекта в эксплуатацию предусматривается в июне 2017 года.



Строительство ПГУ на Гомельской ТЭЦ-1

Опыт и методика увеличения ресурса газотурбинной установки Ansaldo Energia

Lutri Antonino, Oliva Maximiliano, Simone Bertolotti – Ansaldo Energia
(Генуя, Италия)

Рассматриваются методики увеличения ресурса ГТУ, разработанные компанией Ansaldo Energia, представлены рекомендации для внесения в план и последующего выполнения в ходе плановых инспекций ГТУ, в частности на деталях ротора.

Увеличение ресурса ГТУ является важнейшим ответом на возрастающие требования рынка. Поставленная задача может быть решена с учетом опыта разработки компонентов, определения их фактического текущего состояния и эксплуатационных характеристик всей установки.

Поэтому комплексная оценка компонентов играет ключевую роль, способствуя развитию современных методов неразрушающего контроля, которые будут применяться дополнительно к обычно используемым при капитальном ремонте. Характеристики и показатели оборудования определяются в соответствии с тре-

бованиями программы увеличения ресурса ГТУ.

План технического обслуживания ГТУ

С целью проверки состояния различных компонентов был разработан следующий план технического обслуживания:

- беглый осмотр;
- осмотр горячей части;
- полный осмотр;
- капитальный ремонт.

Интервал между циклами технического обслуживания зависит от различных факторов; для каждого осмотра был выпущен специальный

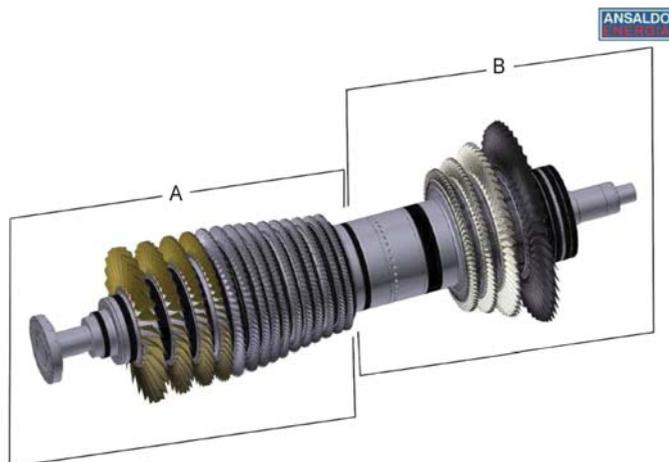


Рис. 1. Общий вид ротора в сборе: А) передний полый вал, центральный полый вал, диски компрессора; В) центральный полый вал, задний полый вал, диски турбины, соединительная тяга и гайка крепления соединительной тяги

контрольный лист, включающий определенный метод неразрушающего контроля. При достижении ротором 100 тыс. эквивалентных часов эксплуатации в дополнение к осмотру в рамках капитального ремонта должны быть выполнены специальные проверки, в частности кованных деталей ротора (рис. 1).

Увеличение ресурса ГТУ

Сейчас расчетный ресурс компонентов ротора составляет 100 тыс. эквивалентных часов, или 3000 пусков, однако эксплуатанты выражают потребность в увеличении этого показателя (рис. 2).

Для перехода на следующий уровень ресурса необходимо принять во внимание:

- эксплуатационные данные компонента (термомеханические циклы);
- сведения, полученные в ходе осмотров, а также особое состояние компонентов (обработка поверхности, дефектыковки, остаточное напряжение материала и др.).

Оценка методики увеличения ресурса ГТУ

Оценка ресурса каждого основного элемента связана непосредственно с анализом компонентов установки и проводится с использованием соответствующего метода конечных элементов (FEM), механики разрушений. Огромный опыт, полученный Ansaldo Energia в этом направлении (не только по ГТУ), был принят во внимание, в частности, для утверждения пригодности модели определения напряжений с целью разработки карт критических дефектов, проводимой в соответствии с:

- расчетами FEM и анализом компонентов;
- базами данных по материалам при последующих испытаниях;
- собственными программами определения усталости (ALPHA и ALEPHA);
- собственной программой определения распространения разрушения (ASTRID).

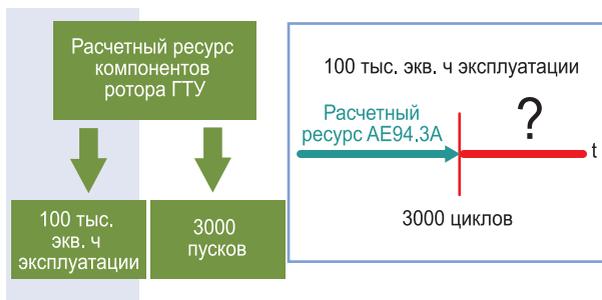


Рис. 2. Увеличение ресурса ГТУ

Мероприятия по увеличению ресурса должны проводиться в соответствии с:

- оригинальным досье изготовителя и эксплуатационными данными;
- современным металлографическим анализом для определения степени разрушения материала;
- новыми и оптимизированными методами неразрушающего контроля;
- программой неразрушающего контроля.

Утверждение пригодности модели определения напряжений с целью разработки карт критических дефектов

Расчеты FEM и анализ компонентов

Чтобы оценить методику увеличения ресурса ГТУ, необходимо владеть полной информацией по всем вовлеченным в процесс компонентам. Таким образом, мы получили модель определения напряжений и карты критических дефектов, поэтому Ansaldo Energia располагает всеми характеристиками работы исследуемых компонентов.

Чтобы узнать напряжение и минимально допустимый дефект дисков турбины и ротора компрессора, были применены расчеты FEM и программа ASTRID. После анализа расчетов FEM, как и ожидалось, наиболее напряженными оказались зоны центральной втулки и пазы лопаток (рис. 3, 4).

Базы данных по материалам при последующих испытаниях

Были проведены обширные испытания материалов ротора турбины V94.3A в соответствии с правилами ASTM для определения характеристик материала компонентов.

Полученный результат обеспечивает надежную базу данных по материалам для дополнения собственной системы кодов компании Ansaldo Energia (кодов усталости и распространения разрушения), а также, что более важно, надежную оценку ресурса благодаря

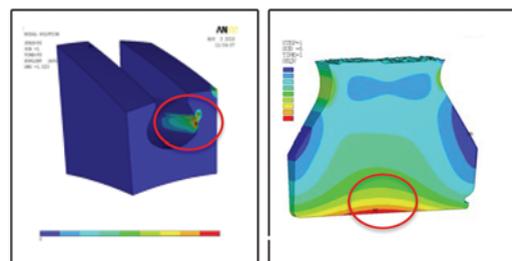


Рис. 3, 4. Пример применения расчетов FEM для компонентов компрессора и турбины (FEM-анализ позволяет оценить упругопластическое напряжение и деформации, а также установить критические зоны для каждого компонента ротора)

Пример базы данных по материалам		Таблица 1					
Тип испытания	Механические характеристики	26NiCr-MoV14,5		26NiCr-MoV11,5		26NiCr-MoV14,5 (особо чистый)	
		T _{нар}	T _{раб}	T _{нар}	T _{раб}	T _{нар}	T _{раб}
Тест на растяжение	E, Rm, Ry	×	×	×	×	×	×
Малоцикловая усталость	Закон Коффина–Мэнсона	×	×	×	×	×	×
Прочность	J1C-K1C	×	×	×	×	×	×
Распространение	Диаграмма (da/dN, k)	×	×	×	×	×	×
Ползучесть металла	Параметры Ларсона–Миллера						×

повышенной точности входных данных (постоянная корректировка).

Программы определения усталости (ALPHA и ALEPHA)

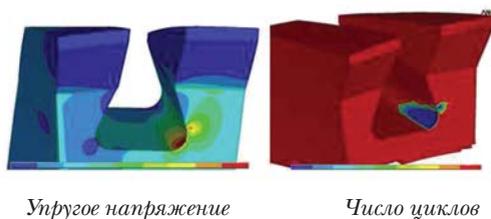


Рис. 5. Выходные данные по программе ALPHA

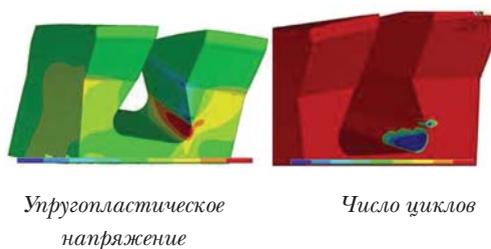


Рис. 6. Выходные данные по программе ALEPHA

ALPHA и ALEPHA – собственные программы компании Ansaldo Energia, позволяющие определить, какое время компонент может безопасно работать при малоцикловой усталости. Реализуя принцип безопасного ресурса, программа ALPHA используется только в случае происшедшей упругой деформации, информируя о наличии пластической деформации, в то время как ALEPHA применяется при происшедшей пластической деформации для обеспечения более точных результатов.

Программа ASTRID

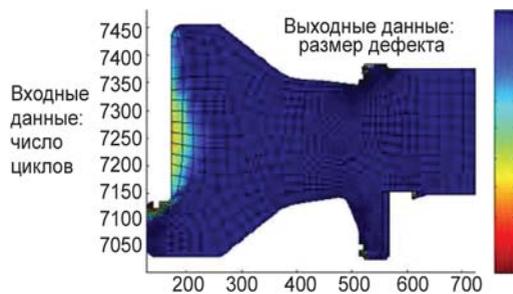


Рис. 7. Выходные данные по программе ASTRID

После выполнения расчетов FEM была применена программа ASTRID для определения, достиг ли дефект критического значения, а также положения дефекта и его первоначальных размеров.

Таким образом, выходными данными по ASTRID является составление карты допустимых размеров дефекта для каждой зоны компонента (рис. 7).

Карты допустимых пределов были разработаны Ansaldo Energia для всех компонентов ротора.

По результату анализа напряжений и выходным данным по ASTRID необходимо было разработать комплекс методов неразрушающего контроля, включая автоматическую систему выявления показаний ниже минимально допустимого уровня на наиболее критичных дисках ротора (компрессора и турбины).

Таким образом, для данной цели компанией Ansaldo Energia были разработаны и реализованы соответствующие методы неразрушающего контроля, а также усовершенствованная система ультразвукового контроля.

Ключевые моменты методики увеличения ресурса газовой турбины

I. Ухудшение характеристик и старение материала под влиянием эксплуатационного режима, увеличения времени эксплуатации оборудования и количества запусков. Изменение характеристик проверено с помощью металлографического анализа в рамках повторных испытаний, испытания на прочность, S-Sam (оценки ухудшения характеристик материала), размерных испытаний.

II. Изменение любого начального дефекта/показания, обнаруженного в ходе изготовления из-за начального дефекта в отливке или дефектов обработки, найденных с помощью анализа «Оригинального досье изготовителя» и специально отобранных методов неразрушающего контроля в той части, где были обнаружены дефекты (ультразвуковые методы контроля, магнитно-порошковая дефектоскопия, цветная дефектоскопия и индукционная дефектоскопия).

III. Новые дефекты, вызванные эксплуатацией и обнаруженные при проверке материала в ходе мероприятий

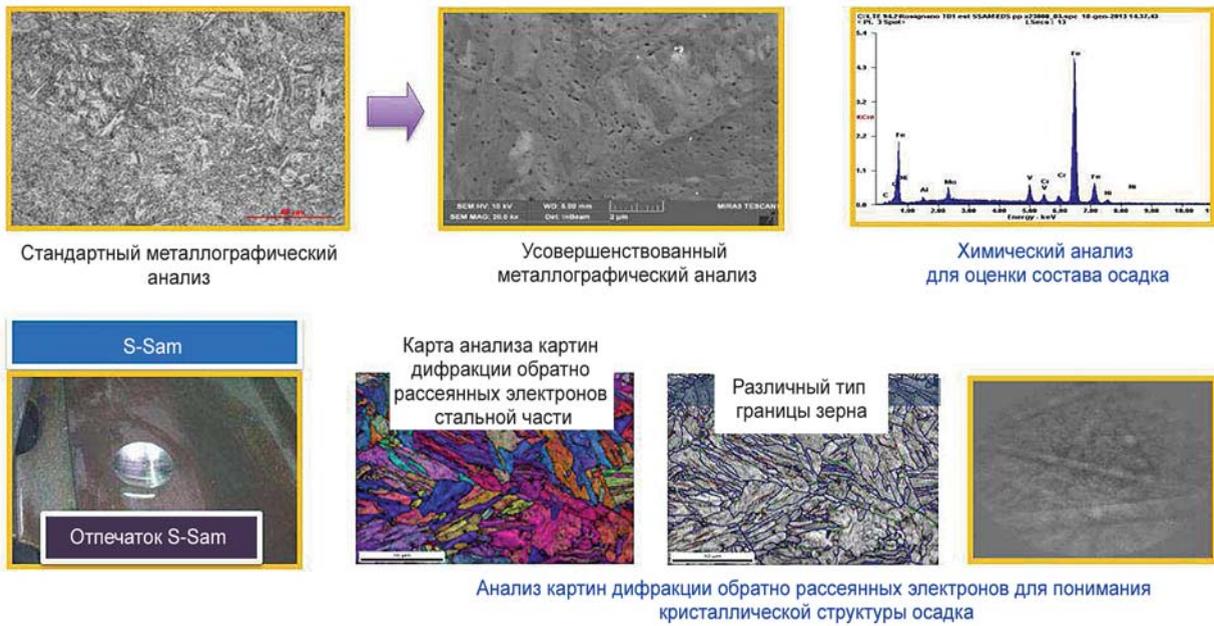


Рис. 8, 9. Усовершенствованный металлографический анализ для оценки ухудшения характеристик материала (S-Sam)

по увеличению ресурса газовой турбины, вызванные эксплуатационным режимом, временем эксплуатации оборудования, увеличением количества запусков. Дефекты могут быть выявлены с помощью методов неразрушающего контроля каждого компонента (ультразвуковые методы контроля, магнитно-порошковая дефектоскопия, цветная дефектоскопия и индукционная дефектоскопия)

IV. Оригинальное досье изготовителя и эксплуатационные данные. Анализ оригинального сертификата об изготовлении для каждого компонента с целью установления принимаемых начальных дефектов (положение, тип и размер), что может быть использовано для определения зоны, которую необходимо проверить для оценки изменения настоящих дефектов. Сбор всех эксплуатационных данных (число часов эксплуатации, количество запусков и остановов и т. д.) для оценки любого возможного ухудшения характеристик и старения компонентов.

V. Усовершенствованный металлографический анализ для проверки ухудшения характеристик материала. Сведения о морфологических, кристаллографических и композиционных характеристиках вторичных фаз состояния материала дают важную информацию по старению материала. Ухудшение механических свойств зависит от микроструктуры сплава, а это зависит, в свою очередь, от типа, распространения и размеров осадка. Традиционные повторные испытания дают информацию о металлографической структуре, однако не несут данных по характеристикам вторичной фазы состояния материала, по кристаллографической структуре, составу и размерам зерен. Для проведения данной оценки



Рис. 10, 11. Дополнительные усовершенствованные методы контроля в рамках программы увеличения ресурса газовой турбины

необходимо использование метода S-Sam (оценка ухудшения характеристик материала) (рис. 8, 9).

VI. Новые и усовершенствованные методы неразрушающего контроля. Как показано в настоящей работе, для программы неразрушающего контроля был разработан специальный подход, чтобы установить любые возможные критические дефекты на компонентах кованых деталей, подверженных напряжению, во время проведения мероприятий по программе увеличения ресурса газовой турбины. Это включает стандартные проверки: ультразвуковой контроль, магнитно-порошковую дефектоскопию, цветную дефектоскопию, размерные испытания, повторные испытания, испытания на прочность. Также должны применяться дополнительные усовершенствованные методы контроля (индукционная дефектоскопия, ультразвуковой контроль с фазированной решеткой, бороскопический контроль).



Рис. 12. Дополнительные усовершенствованные методы контроля в рамках программы по увеличению ресурса газовой турбины

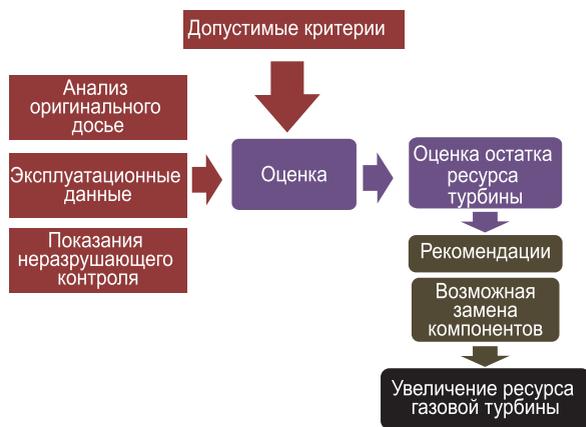


Рис. 13. Рабочий процесс методики увеличения ресурса газовой турбины

VII. Программа испытаний методами неразрушающего контроля

Таблица 2

Компоненты		Вид испытания												
		УТ		DT	HT	MRT	MT/EC				S-SAM	PT	Diapt	VT
		Канал	Нижние пазы				Анк.	Пазы вверху	Цапфа	Отверстия				
Диски ротора компрессора	CD1	×			×		×						×	×
	CD2	×			×		×			×			×	×
	CD3-CD8	×			×		×						×	×
	CD9	×			×	×				×			×	×
	CD10	×			×				×				×	×
	CD11	×			×		×		×	×	×		×	×
	CD12	×			×		×						×	×
	CD13	×	×		×			×		×			×	×
	CD14	×		×	×	×		×			×		×	×
CD15	×	×	×	×	×	×	×	×		×		×	×	
Диски ротора турбины	TD1		×	×	×	×	×	×	×	×	×		×	×
	TD2		×	×	×	×	×	×	×	×	×		×	×
	TD3			×	×		×		×	×	×		×	×
	TD4			×	×		×			×			×	×
		Резьба												
Соединительная тяга			×	×	×	×			×	×				
Полые валы			×	×	×				×	×	×			
Гайка				×					×	×	×			

Сокращения:

УТ – Ультразвуковой контроль (стандартный, с помощью бороскопа и с фазированной решеткой согласно геометрии компонентов)

DT – Размерные испытания

HT – Испытание на прочность

MRT – Металлографические повторные испытания

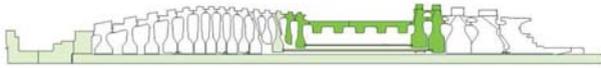
MT – Магнитно-порошковая дефектоскопия

S-SAM – Образец

PT – Цветная дефектоскопия

VT – Визуальный контроль

DIAPT – Диаптометрия (находится на стадии разработки)



Рекомендуемый перечень запчастей



Примерный перечень запчастей

Компонент	Увеличение ресурса	Примечание
CD13	×	
CD14	×	Наличие ползучести
CD15	×	Наличие ползучести
TD1	×	Наличие ползучести
TD2	×	Наличие ползучести
Соединительная тяга	×	Возможная точечная коррозия
Передний полый вал	×	Возможное повреждение при демонтаже
Центральный полый вал	×	Типично деформированный
CUD	×	В случае модернизации
Трубки воздушного сепаратора	×	Деформация не допускается

Рис. 14. Перечень основных запчастей по методике увеличения ресурса

Важно отметить разработку компанией Ansaldo Energia автоматической системы неразрушающего контроля, способной выявлять показания ниже минимально допустимого уровня на наиболее критических дисках ротора (компрессора и турбины). Усовершенствованная система ультразвукового контроля компании Ansaldo Energia способна определить минимальный дефект на полной зоне втулки, проста в использовании с минимальным вмешательством оператора, проста и пригодна для использо-

вания при полевых испытаниях в ходе стандартного капитального ремонта.

Информация, полученная в ходе бороскопического контроля, при наличии каких-либо показаний является очень важной для оценки ротора с целью увеличения ресурса ГТУ. Она также может быть полезна для отслеживания увеличения размеров дефекта, что важно для поддержки теоретических расчетов по механике разрушений.

Заключение

1. В методике увеличения ресурса газовой турбины компании Ansaldo Energia даны полезные рекомендации относительно расчетной стоимости ресурса, а также надежности и доступности для заказчика.

Описанная компанией Ansaldo Energia методика увеличения ресурса газовой турбины может помочь потенциальным заказчикам свести данные расходы к минимуму, однако основная цель – безопасная эксплуатация газовой турбины в последующие 100 тысяч часов эксплуатации или 3000 пусков или же в течение иного интервала по специальному запросу заказчика.

2. Основные запчасти по методике увеличения ресурса. Как показано в настоящей работе, компания Ansaldo Energia смогла определить рекомендуемый/примерный перечень основных запчастей по методике увеличения ресурса (для капитального ремонта в рамках программы по увеличению ресурса).

Обеспечение основными запчастями соответствует нуждам заказчика и оговаривается контрактом. В частности, речь идет о запасе или аренде стратегически важных компонентов (ротора, опоры лопаток турбины, камер сгорания); модернизации и усовершенствовании.



Литература

1. S. Bertolotti, P. Stanchi. Автоматическая система ультразвукового контроля для оценки остатка ресурса газовой турбины. - Power-Gen 2016.



ГТУ на Марьинской электростанции в Туркменистане планируют ввести в эксплуатацию через два года

В декабре 2018 года в Туркменистане планируется запустить в эксплуатацию первую в республике парогазовую электростанцию комбинированного цикла установленной мощностью 1 574 МВт. Строительство нового объекта ведется на территории Марьинской государственной электростанции. В состав оборудования войдут четыре газовые и две паровые турбины и четыре котла-утилизатора. Силовые установки 9FA поставит компания General Electric, которая продемонстрировала проект ГТУ под данный проект на прошедшей в сентябре в Ашхабаде международной выставке «Основные направления дальнейшего развития энергетической промышленности Туркменистана».

Государственная корпорация «Туркменэнерго» в июне прошлого года заключила контракт на проектирование и последующее строительство парогазовой комбинированной станции со строительной компанией из Турции Çalyk Enerji Sanayi ve Ticaret A.S. (она входит в состав Çalyk Holding) и американской компанией General Electric.

Парогазовая электростанция согласно проекту будет ежегодно производить 12,6 млрд кВт·ч электроэнергии. Реализация данного проекта направлена на обеспечение бесперебойного и надежного снабжения электроэнергией потребителей и увеличение объемов экспортных поставок электроэнергии.

Оценка безотказности корабельной газотурбинной энергетической установки

В. В. Рыбалко – Военно-морской политехнический институт, Санкт-Петербург

Предложена методика оценки безотказности газотурбинных энергетических установок (ГТЭУ) боевых надводных водоизмещающих кораблей. Расчет показателя безотказности установки М7к выполнен для режимов полной боевой и технико-экономической скорости корабля. В основе расчета использована Марковская модель оценки вероятности безотказного функционирования. Математическая модель расчета безотказности позволяет определять надежность ГТЭУ при решении кораблем основных боевых задач.

Требования к надежности главных энергетических установок (ГЭУ) водоизмещающих кораблей формируются на основе анализа боевых возможностей кораблей определенных классов. Боевые корабли различных классов: катера, корветы, фрегаты, эсминцы и авианесущие корабли – часто оснащаются газотурбинными энергетическими установками (ГТЭУ). Корабли военно-морских сил (ВМС) Великобритании, Индии, Китая и многих других стран оборудованы комбинированными газотурбинными установками. В частности, фрегат ВМС Индии проекта 1135.6 «Тальвар» оснащен ГТЭУ, спроектированной и изготовленной в России (рис. 1). Аналогичные схемы реализованы на многих боевых кораблях ВМС Канады, Японии, Нидерландов и др. стран. Наличие в главной энергетической установке кораблей четырех и иногда шести газотурбинных двигателей обычно обеспечивает нормативную безотказность

ГТЭУ в эксплуатации при решении специфических боевых задач.

Требования к безотказности главных энергетических установок боевых кораблей определяются специальными документами. Соответствующие нормы безотказности энергетических газотурбинных установок различного назначения представлены в государственных стандартах [1]. При эксплуатации ГТЭУ возникает задача проверки соответствия фактической безотказности установок нормативной величине. В государственных стандартах и различных нормативных документах часто указывается вероятность безотказной работы газотурбинной установки $P = 0,96$ при непрерывной наработке $T = 3500$ ч [2]. Расчет показателя безотказности установки корабельной газотурбинной энергетической установки, аналогичной М7к, позволяет анализировать надежность установки при решении кораблем специфических задач.

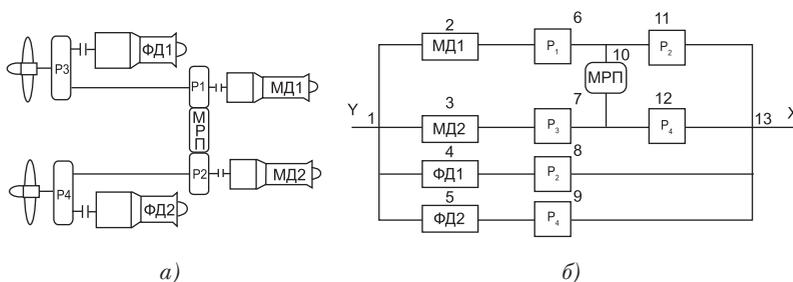


Рис. 1. Принципиальная схема (а) корабельной ГТЭУ М7к и структурная схема (б) для расчета ее безотказности на мощность, соответствующей технико-экономической скорости корабля

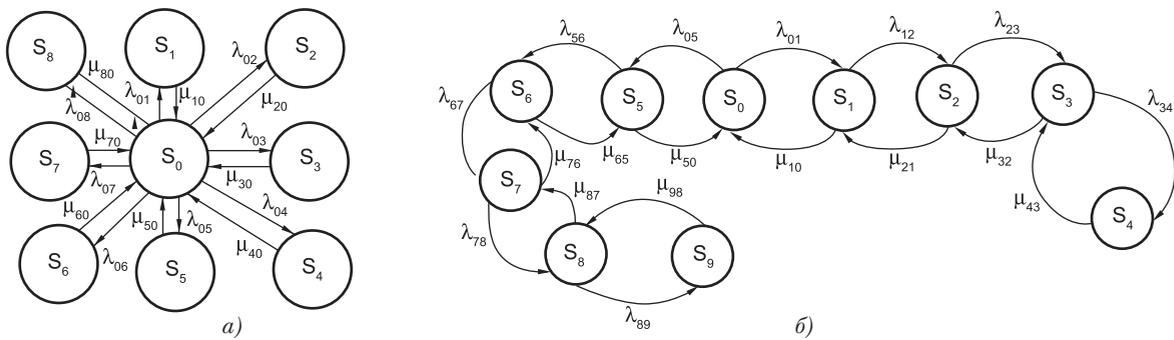


Рис. 2. Граф-модель расчета надежности корабельной ГТЭУ М7к: а – на режиме полной боевой скорости; б – на режиме технико-экономической скорости корабля

Главная энергетическая установка корабля (рис. 1) состоит из двух маршевых газотурбинных двигателей и двух форсажных. Два редуктора маршевых двигателей соединены дополнительной межредукторной зубчатой передачей (МРП), которая позволяет обеспечить одним (любым) маршевым двигателем вращение сразу двух гребных валов. Основное назначение зубчатой передачи МРП – обеспечение режима установки технико-экономической скорости корабля при работе одного из маршевых двигателей.

Методика расчета безотказности комбинированной газотурбинной установки реализуется на основе Марковской граф-модели надежности (рис. 2). Граф-модель формирует систему дифференциальных уравнений надежности энергетической установки – систему уравнений Колмогорова.

При разработке граф-модели использованы следующие обозначения состояния энергетической установки, применяемой на технико-экономическом режиме (рис. 2б): S₀ – исправное функционирование всей установки; S₁ – отказ одного маршевого ГТД; S₂ – отказ второго маршевого ГТД; S₃ – отказ одного форсажного ГТД; S₄ – отказ второго форсажного ГТД; S₅ – отказ МРП; S₆ – отказ одного маршевого редуктора; S₇ – отказ второго маршевого редуктора; S₈ – отказ одного форсажного редуктора; S₉ – отказ второго форсажного редуктора. При расчете надежности ГТЭУ на режиме номинальной мощности (рис. 2а) в граф-модели исключается состояние S₅ (отказ МРП), так как на этом режиме установки межредукторная приставка (МРП) не используется.

Система дифференциальных уравнений Колмогорова для анализа состояний ГТЭУ имеет вид:

$$\frac{\partial P(t)}{\partial t} = \Lambda P(t) \tag{1}$$

где P(t) – стохастическая матрица условных вероятностей переходов системы ГТЭУ в различные состояния; Λ – лямбда-матрица интенсивностей переходов элементов системы в различные состояния.

Матрица интенсивности переходов (Λ-матрица) формируется на основе нормативных средних нарабо-

Средние (нормативные) наработки на отказ элементов установки М7к					Таблица 1
Основные элементы ГТЭУ	МД 1,2	Р 1,2	МРП	ФД 1,2	Р 3,4
T _{ср} , ч	3500	2000	3500	2000	2000

Средняя продолжительность восстановления элементов установки М7к					Таблица 2
Основные элементы ГТЭУ	МД 1,2	Р 1,2	МРП	ФД 1,2	Р 3,4
Время восстановления t _в , ч	10	10	10	20	20

ток на отказ каждого элемента энергетической установки (табл. 1).

Интенсивность переходов элементов установки из исправного состояния до состояния отказа рассчитывается на основе данных табл. 1: λ_i = 1/T_{ср}, i = 1,2,...,n, где n = 8 при расчете надежности ГТЭУ на режиме номинальной мощности (рис. 1) и n = 9 при расчете на режиме технико-экономической скорости корабля (рис. 2).

Уравнение (1) решается преобразованием Лапласа в виде

$$P(s) = [sI - \Lambda]^{-1} P(0), \tag{2}$$

где s – оператор Лапласа; I – единичная матрица.

Результатом решения уравнения (2) является зависимость матрицы вероятностей P(t) в функции времени контроля надежности объекта. Для решения данного уравнения требуется принять интервалы времени восстановления элементов анализируемого объекта после отказов (табл. 2).

Уравнение (2) решено в среде Mathcad, где предусмотрена операция численного решения системы дифференциальных уравнений методом Рунге-Кутты. Результатом решения характеризуется стабильный участок вероятности исследуемого процесса (линия 1 на рис. 3).

График зависимости вероятности безотказной работы установки P(t) при заданных начальных условиях показан на рис. 3.

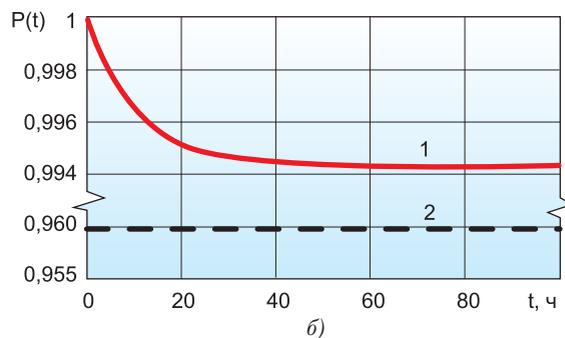
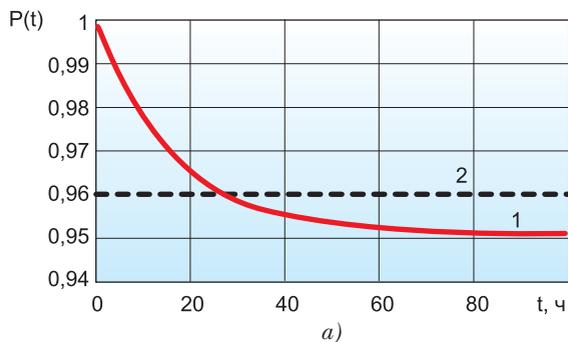


Рис. 3. Вероятность безотказной работы установки М7к (линия 1) и нормативная величина вероятности $P = 0,96$ (линия 2): а) номинальный режим работы установки; б) режим работы, соответствующий технико-экономической скорости корабля

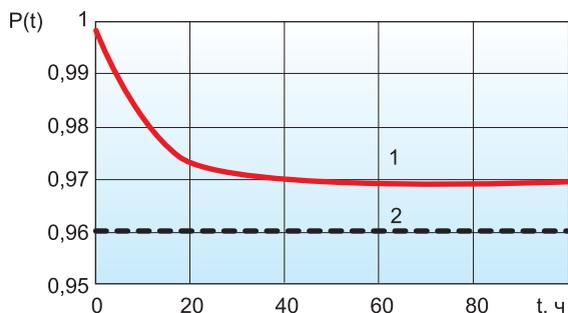


Рис. 4. Вероятность безотказной работы установки М7к (линия 1) при нормативной величине $P = 0,96$ (линия 2) и времени восстановления отказов всех элементов $t_{\text{в}} = 10$ ч

Как отмечено выше, линия 1 (рис. 3) на стабильном участке характеризует вероятность безотказной работы установки. На номинальном режиме (рис. 3а), когда одновременно функционируют все элементы (кроме МРП), вероятность безотказной работы равна $P = 0,95$. На рис. 3б линия 1 характеризует уровень безотказности установки на стабильном участке, величиной $P \approx 0,994$. Эта величина вероятности безотказной работы установки значительно больше нормативной вероятности $P = 0,96$. Следовательно, режим энергетической установки соответствующий технико-экономической скорости корабля, характеризуется вероятностью безотказной работы больше нормативной. Практика эксплуатации таких установок подтверждает высокий уровень безотказности на технико-экономических режимах.

Как уже отмечено, при решении кораблем боевых задач на режиме номинальной мощности установки М7к уровень вероятности безотказной работы ниже нормативной (рис. 3а). Это дает основание для разработки предложений по сокращению времени восстановительных работ элементов установки для обеспечения ее без-

отказности. Результаты оценки вероятности безотказной работы установки на номинальном режиме при сокращении времени восстановительных работ показаны на рис. 4.

Заключение

Анализ показателей безотказности газотурбинной установки на примере М7к показывает, что режим технико-экономической скорости корабля характеризуется повышенной надежностью. Опыт эксплуатации кораблей с аналогичными установками подтверждает отсутствия потери хода даже в самых сложных ситуациях.

При решении кораблями задач на полной боевой скорости, когда функционируют одновременно все элементы главной энергетической установки, уровень вероятности безотказной работы $P = 0,95$ меньше нормативной $P = 0,96$. Нормативная безотказность может быть обеспечена за счет сокращения времени восстановительных работ на отказавших элементах установки. Возможным решением может быть также увеличение комплекта запасных частей для всех элементов установки.

Литература

- ГОСТ Р 27.001-2009 Надежность в технике. Система управления надежностью. Основные положения. Национальный стандарт Российской Федерации. Дата введения 1 сентября 2010 года.
- ГОСТ Р 52527-2006 (ИСО 3977-9:1999) Группа E23. Национальный стандарт Российской Федерации. Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность. 2006 г
- Халафян А. А. Statistica 6. Статистический анализ данных. - М.: ООО «Бином-Пресс», 2008. - 512 с.

Российский Нефтегазохимический Форум



Газ. Нефть. Технологии

XXV юбилейная международная выставка

23-26 мая 2017

Республика Башкортостан, г.Уфа
Выставочный комплекс

ВДНХ ЭКСПО

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ #БВК #GNT



ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ИННОВАЦИОННОЙ
ПОЛИТИКИ РБ

СОДЕЙСТВИЕ



Российское
Газовое
Общество

РЕКЛАМА

25 ЛЕТ!
**ВСТРЕТИМ
ЮБИЛЕЙ
ВМЕСТЕ!**

БВК
БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

www.gntexpo.ru
(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru



Строители энергоблока на Казанской ТЭЦ-1 вышли на новый этап возведения объекта

На территории Казанской ТЭЦ-1 продолжается реализация проекта строительства энергоблока ПГУ-230 МВт. Проект включен в перечень генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности.

Генеральный подрядчик строительства – Управляющая компания «Уралэнергострой» – на строительной площадке уже завершил работы по свайным полям, возведению фундаментов под котлы-утилизаторы, закрытого распределительного устройства (ЗРУ), главного корпуса.

Сейчас на площадке ведутся работы по устройству фундаментов ПТУ, ГТУ, камеры переключений, начаты работы по монтажу металлоконструкций главного корпуса и здания ЗРУ. Продолжаются работы по устройству котлована башенной градирни и фундаментов под открытую установку трансформаторов. Строительство нового энергоблока на Казанской ТЭЦ-1 идет по графику.

Одновременно с этим начался монтаж технологического оборудования. В состав каждого блока входит: газотурбинная установка Frame 6FA производства General Electric; паровая турбина производства «Уральский турбинный завод»; котел-утилизатор производства ОАО «ЭМАльянс».

Энергоблок ПГУ-230 МВт на Казанской ТЭЦ-1 – первый инвестиционный проект в области электроэнергетики, включенный в федеральную программу поддержки инвестиционных проектов, реализуемых на территории Российской Федерации на основе проектного финансирования, которая предусматривает предоставление государственных гарантий и льготное кредитование проектов, имеющих высокую социально-экономическую значимость для страны.

Новый энергоблок планируется ввести в эксплуатацию в 2018 году.



Вид на стройплощадку ПГУ-230

Завершены испытания ГПА для первой очереди КС «Русская»

С 11 по 14 ноября на компрессорной станции «Русская» (ООО «Газпром трансгаз Краснодар») состоялись 72-часовые испытания последнего из семи поставленных газоперекачивающих агрегатов ГПА-32 «Ладога», установленных в рамках строительства первой очереди объекта.

В процессе тестирования агрегат подтвердил свое соответствие заявленным техническим характеристикам и требованиям безопасности. Подписанием акта комиссия, в которую вошли представители ООО «Газпром Инвест», ОАО «Оргэнергогаз», АО НПФ «Система-Сервис» и ООО «Газпром трансгаз Краснодар», дала разрешение на промышленную эксплуатацию оборудования.

ГПА-32 «Ладога» изготовлена «РЭП Холдингом» на базе газотурбинной установки ГТУ MS5002E, выпускаемой по лицензии GE Oil & Gas.

Поставка семи агрегатов на КС «Русская» реализована в соответствии с договором, заключенным между «РЭП Холдингом» и ООО «Газпром комплектация» в 2012 году. Установка, шефмонтажные и пусконаладочные работы выполнялись специалистами компании с ноября 2013 года.

КС «Русская» расположена в Анапском районе Краснодарского края. В настоящий момент она является частью проекта «Турецкий поток»: с данной компрессорной станции начнется морской участок строящегося газопровода.



КС «Русская»



WWW.GTT.RU

НЕ РАЗДУМЫВАЙ!
ОТКРЫТА
ПОДПИСКА
2017

РЕДАКЦИЯ

INFO@GTT.RU

*** ЖУРНАЛ «ГАЗОТУРБИННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»**

8 номеров в год/индекс: 8743 I

*** КАТАЛОГ ГАЗОТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

индекс: 87483

*** КАТАЛОГ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ**

КНИГИ

*** Л.Б. Гецов**

Материалы и прочность газовых турбин (2 тома)

*** А.З. Шайхутдинов**

Разработка и модернизация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом

Подписка на журнал «Газотурбинные технологии» через редакцию с любого месяца

Т/Ф: (4855) 295-235, 295-236, 295-237

КОГДА* ЧИСТО

СИСТЕМЫ ОЧИСТКИ

РЕКЛАМА

***ПОВЫШЕНИЕ КПД НА 5%, МОЩНОСТИ НА 10%**

Продукция и услуги ЗАО "Турботект Санкт-Петербург":

- Системы промывки осевых компрессоров ГТУ;
- Мобильные и стационарные устройства для подготовки и подачи моющего раствора и воды;
- Моющие растворы;
- Маслозаправочные установки;
- Устройство для сбора масла;
- Очиститель масла электростатический;
- Сервисные работы и оборудование для наружной и внутренней промывки АВО газа;
- Проектирование и изготовление нестандартного оборудования;

ЗАО «Турботект Санкт-Петербург»
197110, Россия, Санкт-Петербург,
ул. Красного Курсанта, 11/1-2
Тел.: +7 812 380 20 77
факс: +7 812 380 31 46
e-mail: info@turbotectspb.com
www.turbotectspb.com

