

ПЕРЕДОВЫЕ ПРОЕКТЫ

Реконструкция газотранспортных систем. Новые ГПА и технологии

А.М. Авлияев, Г.Б. Уфлянд, В.В. Поярков –
 ЗАО «РЭП Холдинг»

В.Г. Никитин – ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Единая сеть газопроводов формировалась последовательным сооружением ниток в определенных газотранспортных коридорах и оснащалась ГПА, освоенными в производстве. Средняя единичная мощность ГПА некоторых газотранспортных систем (ГТС) составляет:

– ООО «Газпром трансгаз Югорск» (467 млрд м³/год) – 13,3 МВт;

– СЕГ (55 млрд м³/год) – 19,0 МВт;

– Бованенково–Ухта (114–124 млрд м³/год) – 26,2 МВт.

За последние 10 лет средняя единичная мощность парка ГПА увеличилась с 11,7 до 12,2 МВт, и эта тенденция сохраняется. В комплексной программе реконструкции и технического перевооружения КС на 2011–15 гг. количество ГПА сокращено на 57 шт. без снижения производительности.

Стимулами для укрупнения ГПА стали значительное количество многониточных ГТС, работающих в едином гидравлическом режиме и имеющих возможность взаимного

резервирования КЦ за счет межцеховых переемычек; благоприятные масштабные качества ГТУ и ЦБК в классе 25–40 МВт, что проявляется в наибольшем *кнд* при одинаковом уровне термодинамических параметров; значительное количество КС со степенью сжатия около 1,35, что совместно с увеличением *кнд* ЦБК снижает потребляемую мощность.

Преимуществами укрупнения единичной мощности ГПА также можно считать снижение количества вспомогательных технологических элементов КС; уменьшение протяженности трубопроводной обвязки и ЗРА; сокращение количества персонала и инфраструктуры; уменьшение площадей застройки. Достоинства укрупнения мощности порождают и недостатки – усложняется резервирование ГПА; снижаются возможности для регулирования работы КЦ за счет включения/выключения ГПА; увеличивается время работы на частичном режиме при изменении производительности газопровода, что снижает *кнд* установки.

Сравнительная технико-экономическая оценка вариантов реконструкции с применением ГПА мощностью 16, 25 и 32 МВт показывает, что стоимость жизненного цикла КС может быть снижена на 10–24% в зависимости от местных условий реконструкции (*табл. 1*).

Для оценки объемов использования ГПА-32 при реконструкции

компрессорных станций в ООО «Газпром» были приняты следующие подходы:

■ МГ на рабочее давление 7,45 МПа и диаметром Ду1400, нагрузка КС в диапазоне 50–60 МВт;

■ системы МГ, эксплуатирующиеся в едином гидравлическом режиме по меньшей мере две нитки (принцип обеспечения системной надежности);

■ возраст ГТС, МГ и КС более 25–30 лет;

■ потребность в дальнейшей эксплуатации МГ должна быть обеспечена перспективными газотранспортными потоками;

■ МГ, на которых до 2015 г. выполнены значительные объемы реконструкции, исключаются из рассмотрения;

■ объемы диагностического обслуживания и ремонта линейной части обеспечивают ее проектную (или близкую к проектной) работоспособность и целостность;

■ транзитные ГТС, имеющие достаточно стабильный график транспортировки газа с известной неравномерностью в годовом разрезе.

При анализе принятых подходов и оценке состояния газотранспортных систем выделены три основных объекта применения ГПА-32 «Ладога»: ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром трансгаз Чайковский» и ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Технико-экономическая оценка вариантов реконструкции

Таблица 1

Мощность ГПА, МВт	16	25	32
Капитальные затраты, %	100	80	71
Эксплуатационные затраты, %	100	98	88
СЖЦ, %	100	88	80

Что касается ООО «Газпром трансгаз Югорск», по прогнозу технического эффекта от применения ГПА-32 при реконструкции КС ее удельная энергоэффективность повысится на 23–25% (на уровне 2030 г.), а реконструкция всей ГТС позволит снизить потребление топливного газа на собственные нужды на 4 млрд м³/год, а с учетом «разгрузки» ГТС до 7 млрд м³/год (табл. 2).

Потенциал применения ГПА-32 для реконструкции до 2030 г. оценивается в 100–120 шт. (при поддержании производственной мощности ЕСГ на существующем уровне).

Рассмотрим вариант реконструкции газотранспортной системы с использованием ГПА-32 на примере ООО «Газпром трансгаз Югорск», одного из самых больших и старейших предприятий в ОАО «Газпром» (рис. 1).

Максимальная годовая производительность ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск» 467 млрд м³, максимально возможная – 530 млрд м³. Газотранспортная система состоит из 220 компрессорных цехов, 1169 газоперекачивающих агрегатов 30 разных типов и модификаций, 27 тыс. км трубопроводов. На 01.12.2011 из 220 компрессорных цехов реконструировано только 18 (8,2%), из 1169 газоперекачивающих агрегатов современных типов ГПА всего 87 (7,4%). В целом по ОАО «Газпром» реконструировано 25% компрессорных станций.

Статистику наработки всех агрегатов можно увидеть на рис. 2. Если рассматривать наиболее многочисленные агрегаты ГТК-10-4, то 259 из 305 (85%) выработали назначенный ресурс, средняя наработка с начала эксплуатации 130 тыс. часов. Поэтому к данным агрегатам и было привлечено основное внимание.

Методика разработки вариантов реконструкции основывалась на применяемых технологических схемах КЦ для газопроводов Ду 1400 (рис. 3).

Согласно данным схемам было разработано четыре оптимальных варианта реконструкции:

Прогноз технико-технологических показателей ГТС ООО «Газпром трансгаз Югорск» в результате реконструкции КС с применением ГПА-32 (варианты с загрузкой ГТС на уровне 2008 г.)

Таблица 2

	2008	2015	2020	2025	2030
Вариант 1 (постоянная загрузка ГТС)					
Транспорт газа, млрд м ³ /год	467,4				
ТТР, трлн м ³ км/год	641,0				
Мощность КС установленная, млн кВт	15,5	15,5	15,3	15,0	14,7
Количество установленных ГПА, шт.	1159	1101	985	869	753
Потребление топливного газа, млрд м ³ /год	19,2	18,6	17,4	16,2	15,0
Удельная энергоэффективность ГТС, м ³ /млн м ³ км	30,0	29,0	27,1	25,3	23,4
Вариант 2 (разгрузка ГТС)					
Транспорт газа, млрд м ³ /год	467,4	467,4	467,4	443	385
ТТР, трлн м ³ км/год	641,0	641,0	641,0	608	528
Мощность КС установленная, млн кВт	15,5	15,5	15,3	13,2	9,3
Количество установленных ГПА, шт.	1159	1101	985	754	420
Потребление топливного газа, млрд м ³ /год	19,2	18,6	17,4	14,6	12,2
Удельная энергоэффективность ГТС, м ³ /млн м ³ км	30,0	29,0	27,1	24,0	23,1



Рис. 1. Газотранспортная система ООО «Газпром трансгаз Югорск»

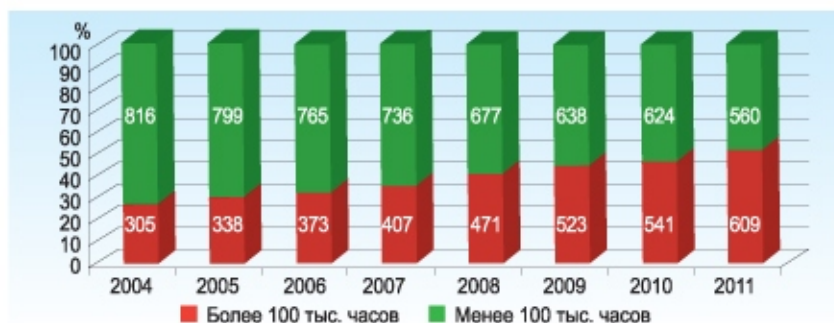


Рис. 2. Выработка ресурса агрегатов ООО «Газпром трансгаз Югорск»

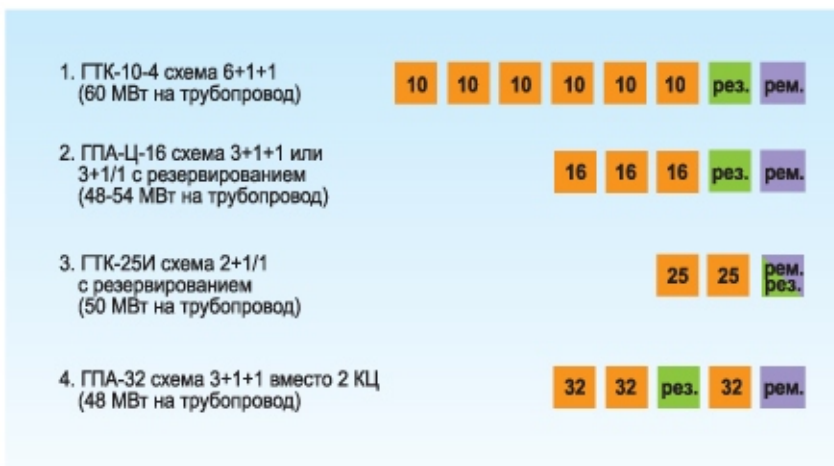


Рис. 3. Применяемые технологические схемы КЦ для газопроводов Ду 1400

Базовый вариант. Демонтаж агрегатов ГТК-10-4 и установка вместо них ГТНР-16 в существующих зданиях КЦ. Замена пылеуловителей и АВО в составе установок очистки и охлаждения газа.

Вариант 1. Замена агрегатов ГТК-10-4 на ГПА-32 «Ладога» с установкой их в существующих зданиях КЦ. Замена пылеуловителей и АВО в составе установок очистки и охлаждения газа.

Вариант 2. Демонтаж существующих агрегатов ГТК-10-4 и крыльев зданий КЦ и установка на освободившихся площадках ГПА-32 «Ладога» в индивидуальных укрытиях ангарного типа. Замена пылеуловителей и АВО в составе установок очистки и охлаждения газа.

Вариант 3. Строительство на отдельной площадке нового цеха модульной компоновки с ГПА-32 «Ладога» в укрытиях ангарного типа с групповой установкой очистки газа и индивидуальной для каждого агрегата установкой охлаждения газа.

Из рис. 4 видно, что основная цель реконструкции – не отдельный компрессорный цех, а как минимум, несколько цехов, т.е. компрессорная станция или отдельная площадка заменяется на один цех. Для КС с высокой нагрузкой наиболее предпочтительно строительство цеха на новом месте с последующим подключением к шлейфам двух-трех трубопроводов. В цехе должно выполняться внутреннее разделение агрегатов для обеспечения возмож-

ности надежной работы при выводе оборудования в ремонт.

Для реализации описанной выше программы реконструкции газотранспортных систем компания «РЭП Холдинг» в 2008 году приобрела у GE Oil & Gas (Nuovo Pignone S.p.A.) лицензию на производство и продажу в России газовой турбины MS5002E мощностью 32 МВт под наименованием «Ладога».

Сегодня ЗАО «РЭП Холдинг» имеет все необходимое для производства ГПА-32 «Ладога» и предложения российскому рынку технологически совершенного изделия для наиболее сложных условий промышленной эксплуатации с точки зрения как производственных возможностей, так и технологий.

30 июня 2009 г. был подписан контракт между ЗАО «РЭП Холдинг» и ОАО «Газпром» на поставку 19 газоперекачивающих агрегатов «Ладога» на объекты ОАО «Газпром». По условиям контракта три первых ГПА-32 «Ладога» поставлены на реконструируемые компрессорные станции «Вавожская» (ООО «Газпром трансгаз Чайковский») и «Грязовец» (ООО «Газпром трансгаз Ухта», фото 1). Следующие 16 машин предназначены для компрессорных станций строящегося магистрального газопровода Бованенково-Ухта: КС-6 «Интинская», КС-7 «Сынинская», КС-8 «Чикшинская», КС-9 «Малоперанская».

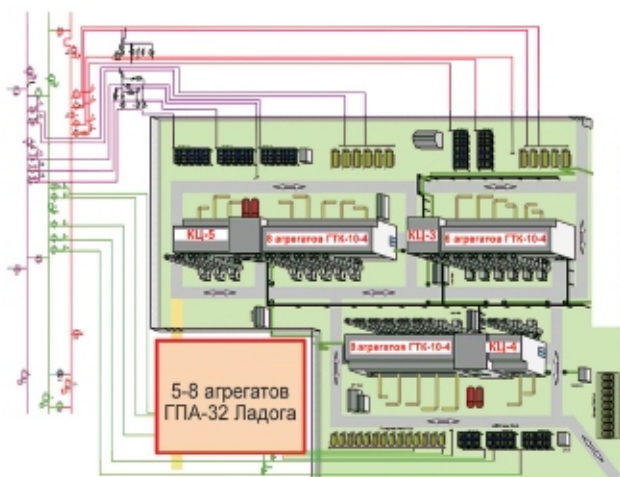


Рис. 4. Пример возможной реконструкции на Лонг-Юганском ЛПУ МГ (КС-3, 4, 5)



Фото 1. ГПА-32 «Ладoga» на КС «Вавожская»



Фото 2. Испытательный стенд ГПА-32 «Ладoga» на Невском заводе

Реализация данного проекта для «РЭП Холдинг» стала возможна благодаря реконструкции и модернизации предприятий Холдинга. В соответствии с программой модернизации все технологические процессы были переоснащены новейшим современным оборудованием, отремонтированы производственные и бытовые помещения, преобразована цеховая структура, укомплектованы пять основных производств, внедрена многоуровневая система планирования, закуплено, установлено и введено в эксплуатацию новое современное оборудование – станки Tos Varnsdorf, новые технологические линии по производству лопаток Okuma, Mori Seiko, подготовлены кадры, многие специалисты прошли обучение на заводе Nuovo Pignone в Италии.

Для проведения механических, теплотехнических и исследовательских испытаний ГТУ мощностью 32 МВт типа «Ладoga» на Невском заводе построен уникальный стенд с годовой программой испытаний до 20 агрегатов (фото 2). Инвестиции Холдинга в реконструкцию и реорганизацию производства составили 7,7 млрд руб., из которых 2,2 млрд руб. были направлены на организацию производства турбины MS5002E.

Конструкция газотурбинной установки MS5002E (фото 3, рис. 5) является продуктом эволюции турбины Frame 5 и воплотила в себя

лучшие, проверенные на практике конструкторские решения по ранее спроектированным, изготовленным и эксплуатируемым агрегатам. Нароботка отдельных узлов достигает 16 млн ч.

Осевой компрессор ГТУ (фото 4), спроектированный на базе GEI0, имеет 11 ступеней, три из которых с поворотными направляющими лопатками. Корпус с горизонтальным разъемом. Компрессор на всех

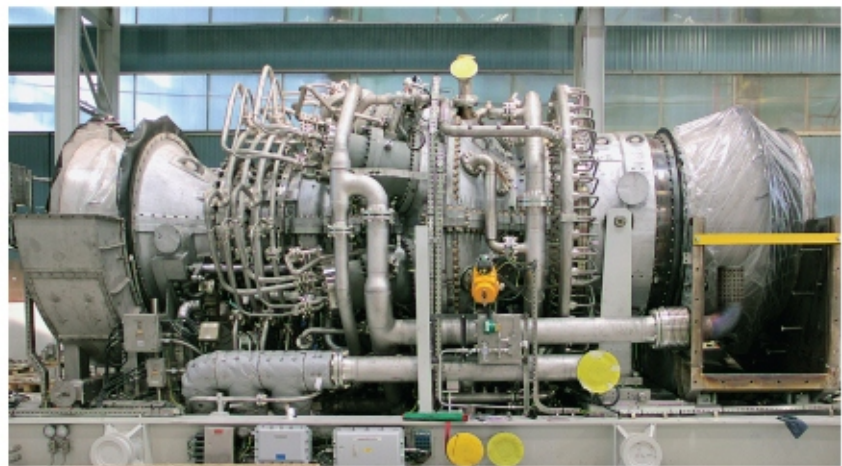


Фото 3. Газотурбинная установка MS5002E



Рис. 5. Продольный разрез MS5002E

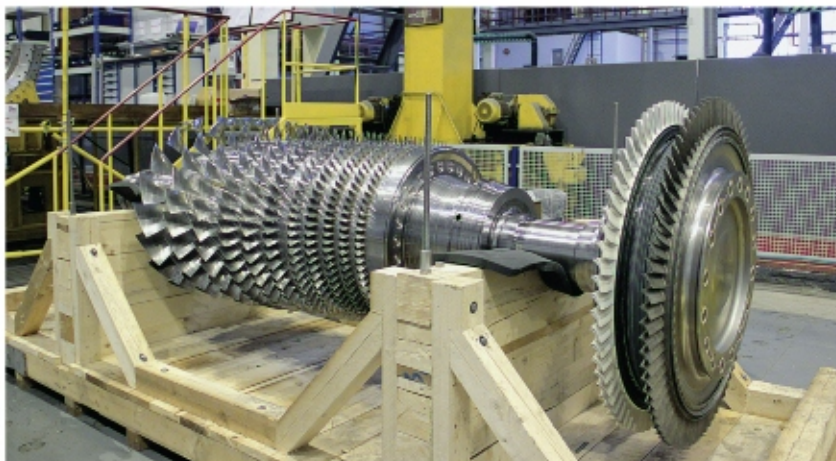


Фото 4. Ротор ГТУ с осевым компрессором на базе GE10

режимах обеспечивает запас от границы помпажа свыше 20%. Цельные диски соединены периферийными стяжными болтами. Материал валов и колес ASTM A471; материал рабочих лопаток 17-4PH, X22 Cr Mo V 12.1, AM355; материал направляющих лопаток AISI403, X22 Cr Mo V 12.1. Периодичность замены роторных и статорных лопаток компрессора 96 тыс. ч.

Камера сгорания секционного типа, в комплекте шесть секций. Горелки камеры сгорания (фото 5) изготовлены из Hastelloy X, срок службы не менее 24 тыс. ч. Жаровые

трубы и переходные патрубки из Nimonic 623, срок службы 36 тыс. ч. Переходные патрубки со струйным охлаждением. Камера сгорания имеет активный защитно-диагностический мониторинг остаточного ресурса. Оптимизирован процесс демонтажа деталей секции камеры сгорания (достаточно снять верхнюю панель). Крышка, жаровая труба и переходной патрубков снимаются без демонтажа корпуса (фото 6).

Прототипом турбины высокого давления (фото 7) послужила турбина MS5002D, в которой были при-

менены новые материалы и усовершенствована система охлаждения. Применяются четыре основные схемы охлаждения:

- РЛ 2 ст. – многоходовой внутренний змеевик;
- СА 2 ст. – вставки с внутренним струйным охлаждением;
- РЛ 1 ст. – внутренний змеевик с турбулизаторами и пленочным охлаждением;
- СА 1 ст. – внутреннее струйное охлаждение и пленочное охлаждение входной кромки.

Лопатки соплового аппарата изготовлены из сплава FSX414, рабочие лопатки из GTD111 DS. Все лопатки ТВД имеют назначенный ресурс 48 тыс. ч.

Двухступенчатая турбина низкого давления (фото 8) разработана на базе высокоскоростной силовой турбины PGT25+. Используются усовершенствованные уплотнения, разработанные подразделением авиационных двигателей GE.

Лопатки соплового аппарата изготовлены из жаропрочного сплава FSX414, рабочие лопатки из Inconel 738. Все лопатки ТНД имеют назначенный ресурс 96 тыс. ч.

Кроме газотурбинной установки MS5002E в состав ГПА входят нагнетатель природного газа



а)

б)

Фото 5. Малоэмиссионные горелки (а) и жаровая труба (б)

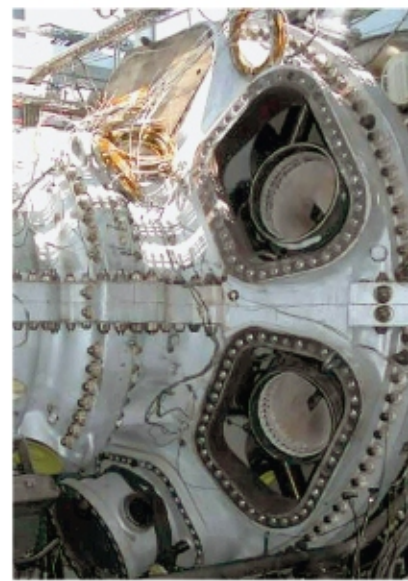
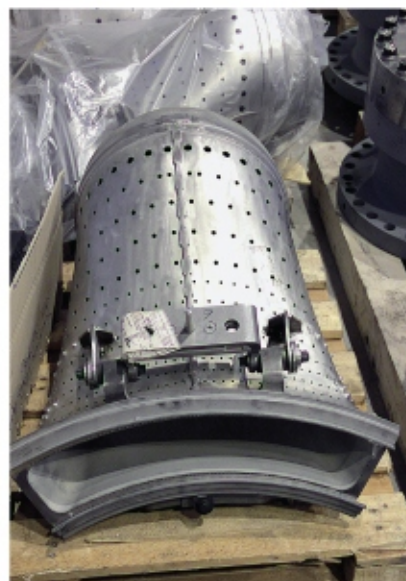


Фото 6. Обслуживание камер сгорания на месте эксплуатации

Н400-21-1С, комплексное воздухоочистительное устройство, система контроля и управления, система электроснабжения, КИП.

Центробежный нагнетатель природного газа Н400-21-1С имеет *кпд* не менее 0,85; степень сжатия 1,44; объемная производительность, отнесенная к начальным условиям, 505 м³/мин; расчетная частота вращения ротора нагнетателя 5550 об/мин.

Комплексная система управления ГПА-32 «Ладога» отечественная – МСКУ-5000 на базе инновационных инженерных решений компании НПФ «Система-Сервис». Система обеспечивает полностью автоматическую работу агрегата и компрессорного цеха с возможностью перехода на безлюдные технологии, постоянное поддержание режимов максимально эффективной работы агрегата.

Согласно утвержденному плану-графику локализации производства газотурбинной установки MS5002E, ЗАО «РЭП Холдинг» в начале 2012 г. окончательно возьмет на себя обязательства по производству большинства комплектующих ГТУ с последующей сборкой и испытанием полнокомплектной установки. Исключение составляют камера сгорания и лопатки турбины высокого давления, которые по-прежнему будут импортной составляющей.

Производство и сборку ГПА-32 «Ладога» осуществляет компания ЗАО «РЭП Холдинг» на производственных мощностях Невского завода в кооперации с ОАО «НПО Искра», ОАО «Завод Электропульг», ЗАО «Невский завод», ЗАО «КЭнерго», ЗАО «Электропульг-Инжиниринг», СП «Сименс-Электропривод», ЗАО «Электропульг-АСУ», ЗАО «ИЭМЭТ», ЗАО «НПФ «Система-Сервис».

Лидерные агрегаты смонтированы на КС «Вавожская» (ООО «Газпром трансгаз Чайковский») и КС «Грязовецкая» (ООО «Газпром трансгаз Ухта»). На КС «Грязовецкая» ГПА не эксплуатируется в связи с реконструкцией техноло-

гического оборудования КС (ПУ, АВО газа).

Реконструкция с заменой отработавшего свой ресурс и морально устаревшего 25-мегаваттного агрегата ГПА-25/76 на пилотную «Ладогу» была проведена на КС «Вавожская» в рекордные сроки – чуть больше года от начала демонтажа старого ГПА до и 72-часовых испытаний нового. 26-28 июля 2011 года проведены приемочные испытания ГПА-32 «Ладога», которые показали, что параметры двигателя в основном соответствуют заданным. В стационарных условиях эффективный *кпд* ГТУ на номинальной мощности 31,2 МВт составил 36%, что превышает значение по ТЗ (35,5%).

В данном ГПА используется ГТУ с низкоэмиссионными камерами сгорания, основными преимуществами которого являются очень низкие показатели выбросов NO_x и СО. Приведенная концентрация оксидов азота по результатам испытаний составила 20 мг/м³, оксидов углерода – 8 мг/м³, что ниже требований ТЗ и является лучшим показателем по ГТС ОАО «Газпром».

Что касается отличий от ГПА других производителей, они принципиальные. Прежде всего ГПА-32 «Ладога» стационарный агрегат



Фото 7. Турбина высокого давления с рабочими лопатками

с более продолжительным сроком службы (общий ресурс 200 тыс. ч). По сравнению с другими типами ГПА примерно вдвое увеличен межремонтный и межрегламентный



Фото 8. Турбина низкого давления на базе силовой турбины PGT25+

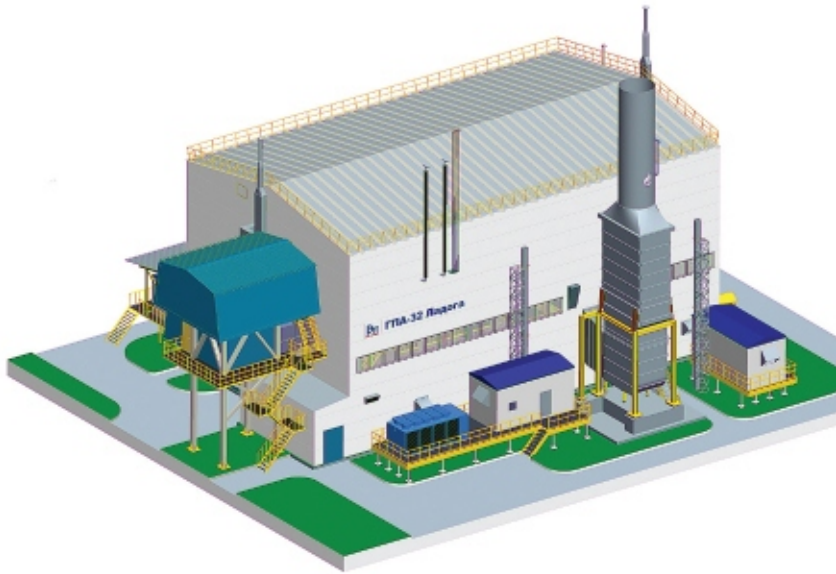


Рис. 6. 3D-компоновка ГПА-32 «Ладога»

ресурс, соответственно уменьшаются эксплуатационные расходы.

По итогам приемочных испытаний выявлены замечания к ГПА-32 «Ладога», составлен план и сроки их устранения. На сегодняшний день наработка ГПА около 5600 ч. В соответствии с инвестиционным планом ОАО «Газпром» на КС «Важская» полным ходом идет замена

следующего ГПА-25/76 на ГПА-32 «Ладога».


Выводы

1. Укрупнение (оптимизация) единичных мощностей оборудования и технологических установок с учетом системно-технологической надежности является прогресс-

сивным технико-экономическим направлением для нового строительства и реконструкции КС.

2. Базовыми факторами для оценки объемов и объектов применения ГПА-32 для реконструкции, являются величина рабочей мощности КС (КЦ), нормативный уровень надежности и резерва ГПА, степень обновления парка ГПА данного объекта.

3. По основному критерию экономической оценки – суммарным дисконтированным затратам, а также капитальным вложениям и годовым производственным расходам преимущество при прочих равных имеет вариант применения ГПА единичной мощностью 32 МВт.

4. Помимо прочего, в этом варианте достигаются минимальные удельные показатели валового выброса загрязняющих веществ на 1 МВт установленной мощности. 

Литература.

1. М.Д' Эрколе, Ф. Трича. Новая газовая турбина MS5002E: испытания первого агрегата // Газотурбинные технологии. – 2006. – № 2, 3.

новости

Продолжается строительство Тутаевской ПГУ

ОАО «Ярославская генерирующая компания» (ОАО «ЯГК») продолжает строительство ПГУ-52 МВт в Тутаеве. Это пилотный проект региональной программы «Энергосбережение и повышение энергоэффективности Ярославской области на 2008–2012 годы и перспективу до 2015 года». Начат монтаж металлоконструкций главного корпуса ПГУ.

В мае ОАО «ЯГК» начнет монтировать основное оборудование ПГУ – четыре газотурбинные уста-

новки единичной мощностью 8 МВт и котлы-утилизаторы. В июне запланирован монтаж паровых турбин и обвязка оборудования для объединения его в единый производственный комплекс.

Строительство ПГУ началось в августе 2011 года с подготовительных работ на площадке. Было получено положительное заключение государственной экспертизы и разрешение на строительство администрации Тутаева. Началось финансирование государственной корпорации «Внешэкономбанк» в общей сумме 2,4 млрд рублей в рамках подписанного на Международном инвестиционном форуме «Сочи-2011» кредитного соглашения.

ОАО «ЯГК» намерено завершить строительство Тутаевской ПГУ в конце текущего года для комплексной наладки и ввести ее в промышленную эксплуатацию в I кв. 2013 года. Бюджет строительства около 3 млрд рублей, из которых 20% вносит ОАО «ЯГК» и 80% привлекаются в виде кредита.

Запуск Тутаевской ПГУ позволит сократить энергодефицитность Ярославской области на 4,8% и увеличить производство электроэнергии на 390 млн кВт·ч в год (5% от регионального потребления). Кроме того, будет создан резерв энергетических мощностей под развитие индустриального парка на существующей площадке Тутаевского моторного завода.