

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК  
КОМИССИЯ РАН ПО ГАЗОВЫМ ТУРБИНАМ  
ОАО «ВТИ»  
ПАО «МОСЭНЕРГО»



**LXVIII НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН**

**«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ  
ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК  
В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ»**

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

КОМИССИЯ РАН ПО ГАЗОВЫМ ТУРБИНАМ

ОАО «ВСЕРОССИЙСКИЙ ДВАЖДЫ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ  
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ»

ПАО «МОСЭНЕРГО»

LXVIII НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ СЕССИЯ  
ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН

«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ  
ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК  
В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ»

23-24 сентября 2021 г.

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

г. Москва

УДК 621.438

LXVIII Научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин «Научно-технические аспекты применения газотурбинных установок в экономике страны»: сборник докладов, г. Москва, 23-24 сентября 2021 г.

В сборнике приведены доклады, представленные на LXVIII научно-технической сессии по проблемам газовых турбин. Тематика докладов охватывает широкий круг вопросов проектирования, освоения и эксплуатации газотурбинных и парогазовых установок, а также широкий круг научно-технических проблем развития газотурбинных и парогазовых технологий.

Редакционная коллегия:

чл.-кор. РАН, д-р техн. наук Г.Г.Ольховский

А.В. Агеев

Ю.А. Мальцева

## СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

*Г.Г. Ольховский*

<b>ОТКРЫТИЕ LXVIII НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН</b> .....	5
--	---

*А.А. Ивановский*

<b>СОЗДАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГТУ</b> .....	9
--	---

*А.А. Иноземцев, Д.Д. Сулимов*

<b>ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ АО «ОДК-АВИАДВИГАТЕЛЬ» В СОЗДАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ АВИАПРОИЗВОДНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК</b> .....	18
--	----

*С.В. Костенников, А.С. Лебедев*

<b>ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И СЕРВИСА ВЫСОКОРЕФЕРЕНТНЫХ ГТУ «SGT5» ДЛЯ НУЖД ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РФ</b> .....	27
--	----

*А.Ю. Павлов*

<b>РАБОТЫ ПО ДИАГНОСТИКЕ И МОНИТОРИНГУ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ</b> .....	33
--	----

*Н.Е. Сладков, С.В. Волков*

<b>ПРОЕКТЫ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК «ИНСТИТУТА ТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ»</b> .....	36
---	----

*Д.М. Ляпичев, А.В. Семушкин, В.А. Щуровский, С.Ю. Дмитриева*

<b>ЭНЕРГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ И АГРЕГАТОВ</b> .....	39
---	----

*Ю.А. Радин, С.Н. Ленев, А.И. Истомов*

<b>СОКРАЩЕНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПУСКОВ ПГУ (часть I)</b> .....	45
--	----

*П.А. Березинец*

<b>ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПУСКАХ ПГУ (часть II)</b> .....	52
---	----

*А.В. Агеев, А.Д. Рожков*

<b>РАСШИРЕНИЕ РАБОЧЕГО ДИАПАЗОНА ПГУ</b> .....	56
--	----

*А.В. Агеев*

<b>ОБ ОЦЕНКЕ СТОИМОСТИ ПРОЕКТОВ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЭС С ГТУ И ПГУ</b> ...	66
--	----

*Л.А. Булысова, М.Н. Гутник, В.Д. Васильев, К.С. Пугач*

<b>РАЗВИТИЕ МАЛОЭМИССИОННЫХ КАМЕР СГОРАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГТУ</b> .....	77
--	----

*В.И. Быличкин, А.Р. Богдан*

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ГТУ ПУТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ  
ЦИКЛОВОГО ВОЗДУХА НА ВХОДЕ В КВОУ** ..... 82

*В.Л. Блинов, И.С. Зубков, О.В. Беляев, Е.Ю. Искорцев, П.И. Плишкин*

**ОСОБЕННОСТИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ОСЕВОГО КОМПРЕССОРА ПРИ НАЛИЧИИ ЛОПАТОК  
С ГЕОМЕТРИЧЕСКИМИ ОТКЛОНЕНИЯМИ** ..... 89

*В.Л. Блинов, Г.А. Дерябин*

**ОБРАБОТКА ДАННЫХ ШТАТНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ГТУ  
С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ** ..... 95

*Г.К. Ведешкин, А.А. Пузич, Ю.Б. Назаренко*

**РАЗРАБОТКА ПГУ НА ОСНОВЕ АВИАПРОИЗВОДНЫХ  
И ПРОМЫШЛЕННЫХ ГТУ ПОЛУЗАМКНУТОЙ СХЕМЫ** ..... 105

*И.А. Галдин*

**НАПРЯЖЕННОЕ И ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ  
ТУРБИННЫХ ДИСКОВ** ..... 109

*П.Н. Коок*

**ПРИМЕНЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА  
ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД  
НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»** ..... 115

**РЕШЕНИЕ LXVIII НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ  
ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН** ..... 122

## **ОТКРЫТИЕ LXVIII НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН**

### **Г.Г. ОЛЬХОВСКИЙ**

(Председатель комиссии по газовым турбинам РАН, президент ОАО «ВТИ»)

Тепловые электростанции (ТЭС), использующие органическое топливо, являются основной отечественной электроэнергетики. Общая мощность конденсационных паротурбинных ТЭС составляет около 60 млн кВт, мощность ТЭЦ — ещё 65 млн кВт. В течение года они вырабатывают около 500 млн кВт·ч электроэнергии со средним КПД 32,5 %.

Природный газ составляет 75 % потребляемого ими топлива.

Показатели отечественных ТЭС, 40–50 лет назад находившиеся на высшем мировом уровне, существенно уступают сейчас достигнутому в зарубежной энергетике.

Парковый ресурс выработало оборудование отечественных паровых ТЭС общей мощностью более 90 млн кВт, до 2025 г. к нему добавится ещё 30 млн кВт. Это оборудование работоспособно, его ресурс может быть продлён. Но оно спроектировано 50 и более лет назад и не соответствует современным требованиям по экономичности, маневренности, воздействию на окружающую среду, степени автоматизации и количеству обслуживающего персонала. Никакая «модернизация» не может повысить эти показатели до уровня, близкого к современному, достигнутому на базе успехов науки и технологий за прошедшие 50 лет. Остро необходимо техническое перевооружение действующих ТЭС с заменой оборудования и проектов.

Энергетические газотурбинные установки, которые промышленно выпускаются в мире, достигли высокого совершенства. При отличных эксплуатационных показателях (надёжности, маневренности, скорости пусков и изменения нагрузки и т. д.) их единичные мощности составляют 550–600 МВт при КПД 43–44 %, а парогазовых установок с одной такой ГТУ 700–900 МВт при КПД  $\geq 64$  % (табл. 1, рис. 1).

Имеются основания для того, чтобы серьёзно рассматривать замещение в течение 10–15 лет парогазовыми установками всех генерирующих паротурбинных мощностей, работающих на природном газе общей мощностью около 70 млн кВт. До настоящего времени такое замещение осуществлялось с использованием импортных ГТУ, а часто и оборудования парового контура и систем автоматизации (АСУТП).

Производство стационарных ГТУ, имевшееся в 1950–1990 гг. на отечественных заводах, было прекращено, а разрабатывающие их конструкторские бюро — ликвидированы. Производство высокотехнологичных сменных деталей горячего тракта для импортных ГТУ в РФ не локализовано.

К счастью в стране ещё осуществляется производство ГТУ мощностью до 25 МВт, конструкции которых основаны на авиационных двигателях. На электростанциях и магистральных газопроводах эксплуатируется около 1,5 тыс. разработанных пермским предприятием «Авиадвигатель» ГТУ мощностью от 2,5 до 25 МВт, наработавших в сумме около 24 млн часов с показателями, близкими к зарубежным аналогам. Ведутся разработки ещё более мощных и экономичных ГТД и промышленных ГТУ на их основе.

В Рыбинске выпускается «отечественная» энергетическая ГТУ мощностью 110 МВт. Наблюдавшиеся на ней трудности в результате целенаправленных усилий, предпринятых компаниями: ОДК, Интер РАО ЕЭС и Роснано, сейчас преодолены. Необходимо продемонстрировать её работоспособность и серийно (10–15 ГТД в год) выпускать для техперевооружения ТЭЦ. Возможно совершенствование конструкции с повышением мощности турбины до 130 МВт и КПД до 37 %.

**Параметры и показатели наиболее мощных ГТУ и ПГУ  
для энергосистем с частотой 50 Гц**

Показатель	Тип ГТУ (фирма-изготовитель)					
	9HA.02 (General Electric)	M701JAC (Mitsubishi)	M701JAC (Mitsubishi)	SGT5-8000HL (Siemens)	SGT5-9000HL (Siemens)	GT-36 (Ansaldo)
Год выпуска	2014			2017		
Мощность, МВт	571	448	574	481	593	538
КПД, %	44,0	44,0	43,4	42,6	42,8	42,8
Степень сжатия	23,8	25,0	25,0	24,0	24,0	26,0
Расход воздуха, кг/с	1040	766	1024	851	1051	1021
Температура отработавших газов, °С	640	663	646	680	670	621
Удельная работа, кДж/кг	549	586	561	565	564	527
Удельная масса, кг/кВт	0,757	–	0,976	–	0,838	1,073
Масса, т	432	–	560	–	497	577
Размеры, м:						
длина	10,7	–	18,3	–	13,1	13,4
ширина	4,9	–	7,0	–	5,2	5,8
высота	4,9	–	7,0	–	5,5	6,7
Мощность ПГУ, МВт	838	650	840	708	870	760
КПД ПГУ, %	64,1	64,0	64,0	более 63,0	более 63,0	62,6
Мощность ПТ, МВт	277	208,3	269,1	235	около 265	227

«Силовые машины» прилагают большие усилия для полностью локализованного производства ГТУ мощностью 70 и 150–180 МВт. Эти ГТУ также могут найти широкое применение на отечественных ТЭЦ. В сумме для технического перевооружения таких ТЭЦ, сжигающих природный газ, необходимо около 300 ГТУ в диапазоне электрических мощностей 70–200 МВт.

Организация технического перевооружения ТЭС является срочной задачей. Чем позже оно будет осуществлено, тем больше будут экономические потери. Естественно ожидать на этом пути трудностей и «детских болезней», непосильных отдельным, даже крупным энергетическим и энергомашиностроительным компаниям. Их риски должно разделить государство.

Как в любой высокотехнологичной отрасли, успешный бизнес в электроэнергетике невозможен без передовой техники.

Оборудование, необходимое для технического перевооружения ТЭС, должно удовлетворять перспективным требованиям и выпускаться внутри страны.

Действующие в стране энергетические рынки не создают стимулов для обновления технологий и оборудования. Решающим при модернизации, как её сейчас понимают, является минимальная цена. Это всегда означает использование старых, освоенных конструкций и технологий без существенного улучшения показателей, прежде всего экономичности.

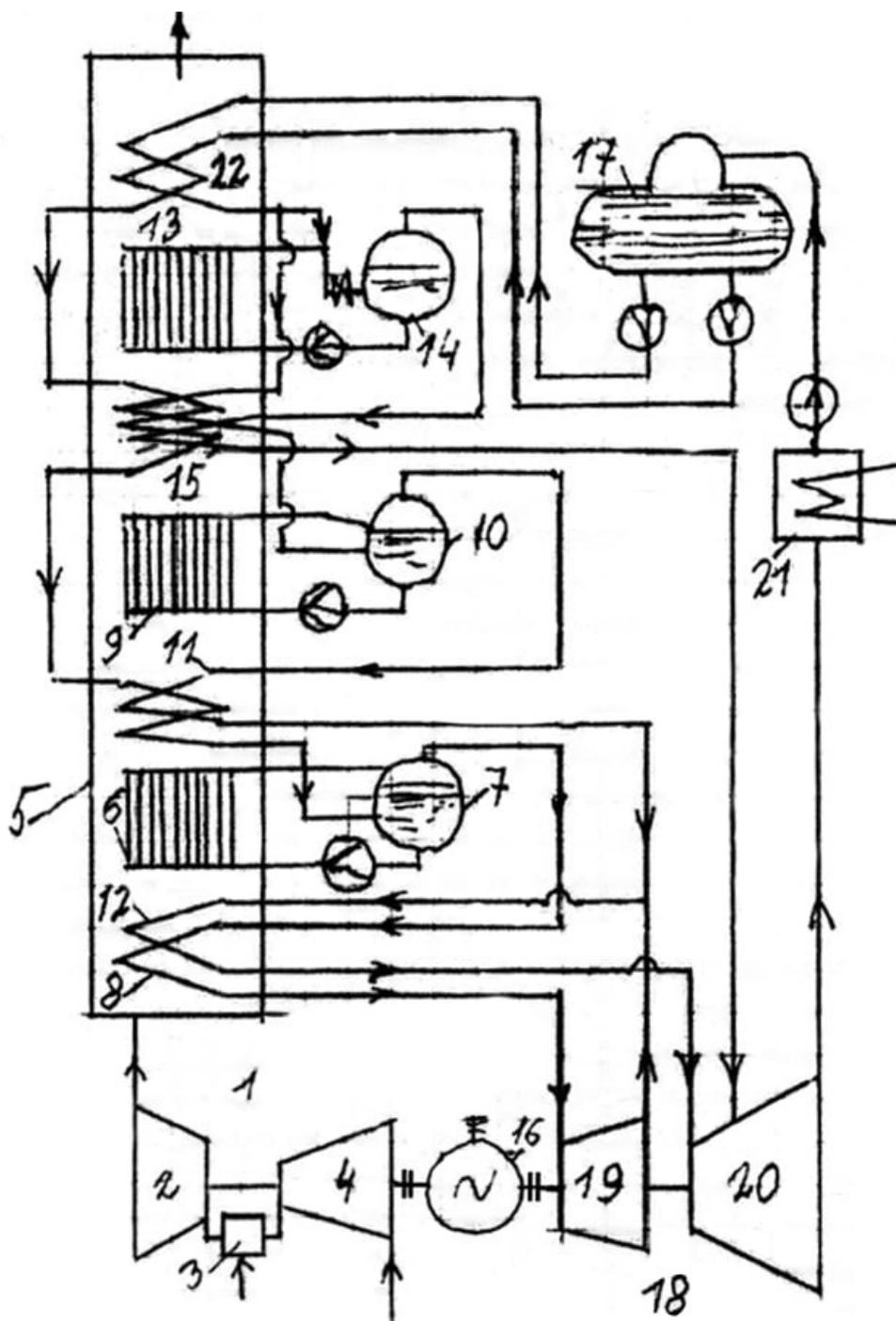


Рис. 1. Схема трёхконтурной ПГУ с промперегревом пара: 1 — ГТУ; 2 — компрессор; 3 — камера сгорания; 4 — газовая турбина; 5 — котёл-утилизатор; 6 — испаритель ВД; 7 — барабан ВД; 8 — пароперегреватель ВД; 9 — испаритель СД; 10 — барабан СД; 11 — пароперегреватель СД; 12 — промежуточный пароперегреватель; 13 — испаритель НД; 14 — барабан НД; 15 — пароперегреватель НД; 16 — электрический генератор; 17 — деаэрактор; 18 — паровая турбина; 19 — её ЦВД; 20 — её ЦСНД; 21 — конденсатор; 22 — подогреватели конденсата ВД и СД

Для технического перевооружения работающих на природном газе ТЭС наиболее важна организация в стране производства ГТУ единичной мощностью  $\geq 500$  МВт и ПГУ с ними.

Успешное решение этой задачи требует времени (~10 лет) и мобилизации имеющихся авиадвигательных и энергомашиностроительных предприятий, а также обеспечивающих их работу научно-технических организаций и кадров.

Необходимо:

- принять государственные решения, обеспечивающие благоприятные условия для разработки, изготовления оборудования и сооружения энергетических объектов, их освоения с доведением до проектных параметров и длительной опытно-промышленной эксплуатации;
- пересмотреть сложившееся в структурах государственного управления и в бизнесе пренебрежительное отношение к отраслевой науке и техническим организациям. Отсутствие понимания необходимости тщательной и дорогостоящей проработки и экспериментального обоснования на стендах и в условиях эксплуатации любых изменений в конструкции, не говоря уже о серьезных инновациях, и требующейся для этого квалификации исполнителей приводит к недопустимому росту рисков, потерям времени и средств;
- актуализировать нормы технологического проектирования, правила технической эксплуатации и стандарты с техническими требованиями к оборудованию и системам ТЭС;
- консолидировать технические политики энергетических и энергомашиностроительных компаний в рамках, например, совместно управляемого «фонда развития», способного вместе с органами государственного управления организовать и должным образом финансировать перечисленные выше работы и необходимую для их выполнения инфраструктуру.

Начинать целесообразно с конкретных, с привязкой к площадкам, контролируемых правительством проектов с реальными финансированием, сроками реализации и ответственностью. Выполнение их, освоение, эксплуатация и исследование характеристик оборудования и энергоблоков в целом поднимет отечественную энергетику на новый технический уровень и создаст условия для её дальнейшего развития.

## СОЗДАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГТУ

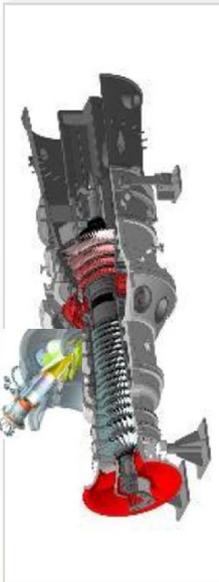
**А.А. ИВАНОВСКИЙ**

(АО «Силловые машины», г. Санкт-Петербург, Россия)

### История развития отечественных больших газовых турбин на ЛМЗ

<p><b>01</b> История проектирования и производства ГТУ на ЛМЗ отсчитывает свое развитие с 1957 г.</p>	 <p><b>ГТ-12-3</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Первая ГТУ ЛМЗ, 1957 г.</li> <li>Мощность 12 МВт, КПД 27%</li> <li>2 установки</li> </ul> <p><b>ГТН-9-750</b> (газотурбоагрегат)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 9 МВт</li> <li>КПД 26%</li> <li>1965-1966 гг.</li> <li>10 установок</li> </ul>
<p><b>02</b> Потенциал производственных мощностей. Существующий станочный парк позволяет выполнять большинство операций изготовления энергетических газовых турбин. Требуется лишь дооснащение уникальными станками</p>	 <p><b>ГТ-25-700</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 25 МВт, КПД 28%</li> <li>1959-1971 гг.</li> <li>5 установок</li> </ul> <p><b>ГТК-10</b> (газотурбокомпрессор)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 10 МВт</li> <li>КПД 28%, 1971-1985 гг.</li> <li>Всего совместно с НЗЛ - 126 агрегатов</li> </ul>
<p><b>03</b> Наличие собственного стенда для испытаний и отработки горелочных устройств</p>	 <p><b>ГТ-100-750</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Самая мощная и совершенная ГТУ в мире на момент создания. Мощность 105 МВт, КПД 28%</li> <li>Сложный цикл 1970-1995 гг.</li> <li>13 установок</li> </ul>
<p><b>04</b> Тесные связи и возможность отраслевой кооперации с ведущими отечественными машиностроительными предприятиями по изготовлению компонентов и узлов ГТУ</p>	 <p><b>ГТЭ-150</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 148 МВт, КПД 31%</li> <li>1991-1995 гг.</li> <li>2 установки</li> </ul> <p><b>ГТН-25</b> (газотурбоагрегат)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 25 МВт</li> <li>КПД 29%, 1982-1983 гг.</li> <li>Всего совместно с НЗЛ - 65 установок</li> </ul>
<p><b>05</b> Уникальный опыт, компетенции и технология изготовления узлов ГТЭ-160 в рамках совместного предприятия. На площадях ЛМЗ изготовлены детали 57 установок ГТЭ-160 в период 2001-2011 гг.</p>	 <p><b>ГТЭ-65</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 65 МВт, КПД 35%</li> <li>2009 г.</li> <li>1 установка</li> </ul> <p><b>ГТЭ-160</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Мощность 160 МВт, КПД 34%</li> <li>2001-2011 гг.</li> <li>57 установок</li> </ul>

Новейший опыт «Силовых машин» в разработке продуктов

	<p><b>Газотурбинные установки средней и большой мощности (65 – 170 МВт)</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Проект реализуется при поддержке Минпромторга России</li> <li>2 Разработка турбин двух типоразмеров: GT-65 и GT-170</li> <li>3 На сегодняшний день создано КБ, разработана конструкторская и технологическая документация, выполнена подготовка и ведется изготовление головного образца турбины. Разрабатывается система удаленного мониторинга и предиктивной диагностики газовых турбин.</li> </ol>
	<p><b>Газовые турбины на водородном топливе и метан-водородных смесях</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Проект реализуется в партнерстве с Самарским национальным исследовательским университетом им. академика С.П. Королева</li> <li>2 Создание пилотной газовой турбины на метано-водородном топливе GTЭ-65.В. Дальнейшее масштабирование на GTЭ-170.В</li> <li>3 Создано КБ «Водород СМ», разработана предварительная методика расчетов процессов горения метано-водородных смесей. Завершено создание рабочей КД на опытную горелку, определены режимы ее испытаний на стенде.</li> </ol>
	<p><b>Система удаленного мониторинга и предиктивной диагностики</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Разработана Дирекцией по системам автоматизации энергетических машин АО «Силовые машины»</li> <li>2 Обеспечивает надежность и снижение затрат на эксплуатацию оборудования: <ul style="list-style-type: none"> <li>• выявляет неисправности на ранних стадиях;</li> <li>• проводит локализацию и определяет причину неисправности;</li> <li>• прогнозирует развитие отклонений и выдает рекомендации.</li> </ul> </li> </ol>

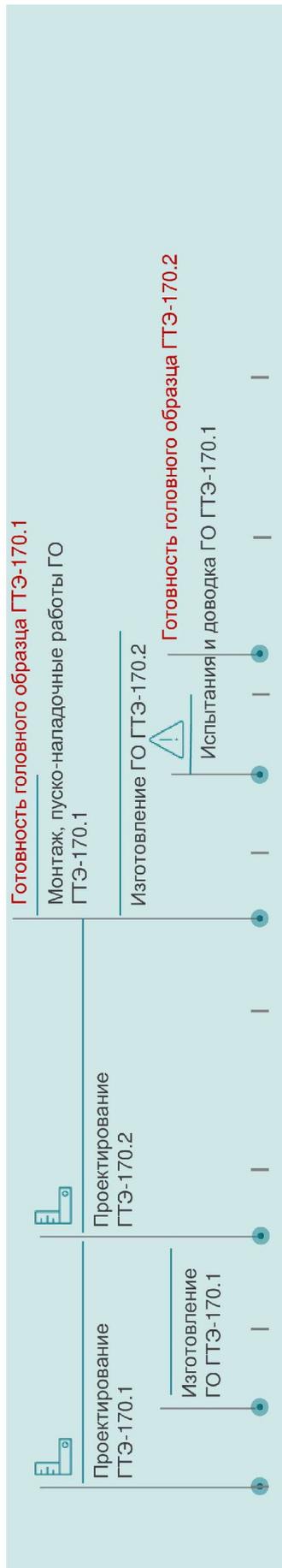
## Газовая турбина ГТЭ-170



### Газотурбинная установка для привода турбогенераторов ГТЭ-170

	Мощность на клеммах, МВт	Темп. газа на выходе из турбины, °С	Частота вр., об/мин.	Масса турбогруппы, т
<b>ГТЭ-170.1</b>	155,3	537,7	3 000	192
<b>ГТЭ-170.2</b>	171,0	539,0	3 000	192

Данные представлены в условиях по ГОСТ Р 55798-2013 (ИСО 2314:2009)



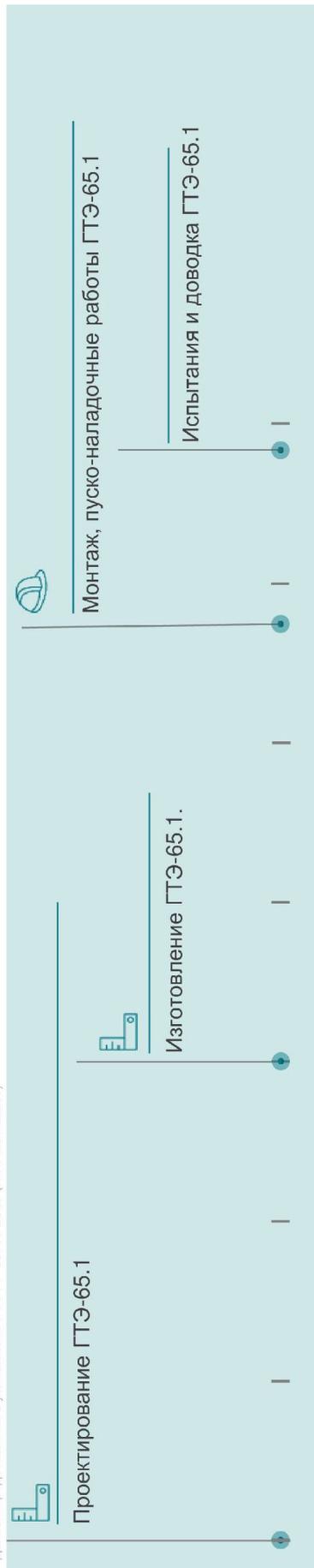
## Газовая турбина ГТЭ-65.1



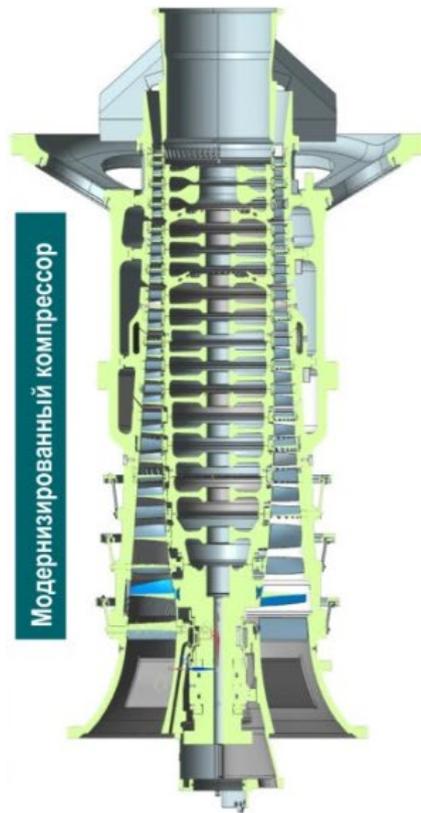
### Газотурбинная установка для привода турбогенераторов ГТЭ-65.1

	Мощность на клеммах, МВт	Темп. газа на выходе из турбины, °С	Частота вр., об/мин.	Масса турбогруппы, т
<b>ГТЭ-65.0 (ТЭЦ-9 МЭ)</b>	61,5	555	5 441	62,0
<b>ГТЭ-65.1</b>	67,7	555	5 441	62,0

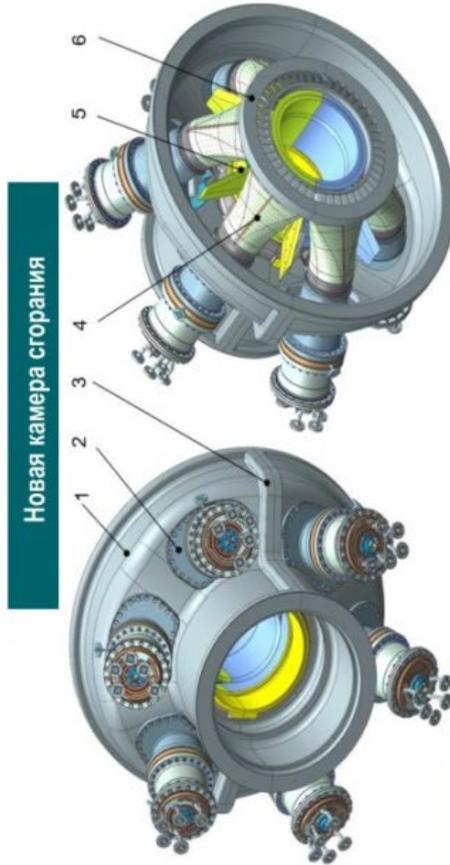
Данные представлены в условиях по ГОСТ Р 55798-2013 (ИСО 2314:2009)



ГТЭ 65.1 Разработка ключевых узлов



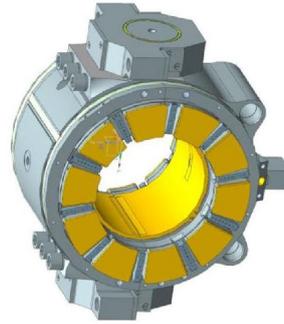
Модернизированный компрессор



Новая камера сгорания

Узел	Статус разработки
Компрессор	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Совместно с Самарским университетом разработан проект нового компрессора</li> <li>- Совместно с ЦКТИ разработана КД на модельный компрессор</li> <li>- Запущено изготовление модельного компрессора</li> <li>- Испытание МК на стенде ЦИАМ</li> </ul>
Камера сгорания	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Завершен этап технического проекта, разработана КД на опытную КС совместно с ВТИ</li> <li>- Запущено изготовление опытной КС</li> <li>- Испытания опытной КС на собственном стенде</li> </ul>
Турбина	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Совместно в ведущим авиационным КБ разработан проект новой проточной части турбины</li> <li>- Запущено изготовление опытных лопаток 1 ст</li> <li>- Испытания опытных лопаток на стенде ЦКТИ</li> </ul>
Опорно-угорный подшипник	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Проведены испытания подшипника текущей конструкции</li> <li>- Разработана конструкция нового подшипника</li> <li>- Запущено изготовление нового подшипника</li> <li>- Испытания подшипника новой конструкции</li> </ul>

Новый подшипник



Новые лопатки турбины



Производство ГТЭ-170 и ГТЭ-65



Диски компрессора и турбины ГТЭ-170 после механической обработки и шлифовки хиртов



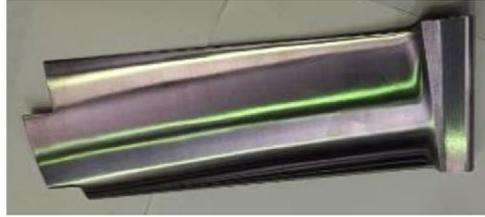
Электроэрозионный прожиг пазов в направляющей лопатке 1 ступени. Направляющая лопатка 2 ступени после прожига пазов



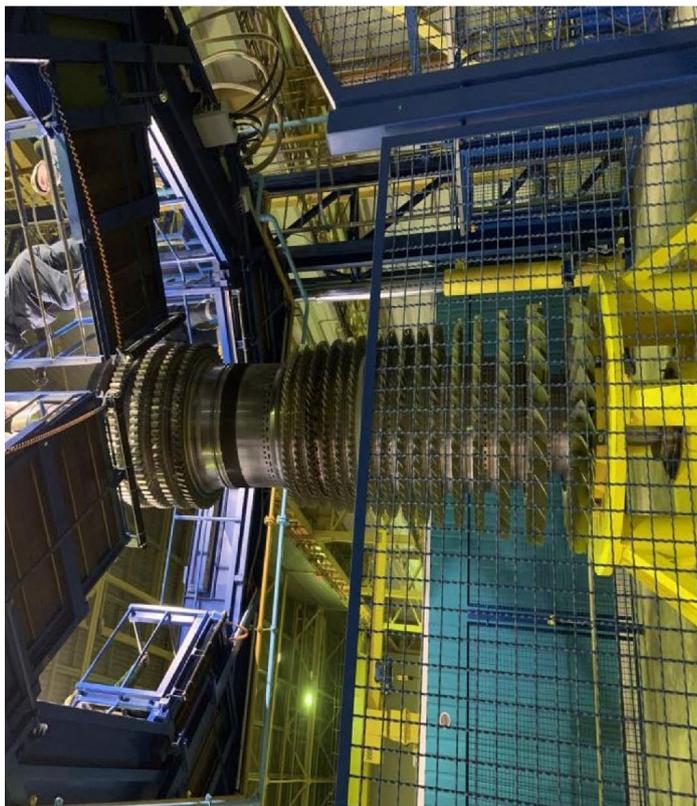
Рабочая лопатка 2 ступени турбины в электроэрозионном сверлильном станке. Рабочая лопатка 2 ступени после мехобработки замка и термоциклирования



Рабочая и направляющая лопатки компрессора окончательно готовые



**Производство ГТЭ-170 и ГТЭ-65**



Сборка ротора ГТЭ-65 на стенде вертикальной сборки роторов



Сборка турбогруппы ГТЭ-65.0 на сборочном стенде

**Стендово-экспериментальная база АО «Силовые машины» для газовых турбин**

Ведётся модернизация до уровня натуральных параметров для отработки горелочных устройств и отсеков камер сгорания ГТЭ-65 и ГТЭ-170.



Стенд огневых испытаний камер сгорания

**Модернизация производства. Создание литейного комплекса турбинных лопаток**

Устанавливается 49 новых групп оборудования для дооснащения производства под изготовление ГТУ, в том числе создаётся собственный участок нанесения покрытий.



4-х валковая листогибочная машина для гибки деталей из нержавеющей сталей и никелевых сплавов



Электроэрозионный сверлильный станок



Токарный-фрезерный станок с ЧПУ с диаметром планшайбы 4500 мм



Трубогибочный станок



Восковая модель НЛ 3 ст.



Заготовки НЛ 3 ст.

## **ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ АО «ОДК-АВИАДВИГАТЕЛЬ» В СОЗДАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ АВИАПРОИЗВОДНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК**

**А.А. ИНОЗЕМЦЕВ, Д.Д. СУЛИМОВ**

(АО «ОДК-Авиадвигатель», г. Пермь, Россия)

Предприятия Пермского моторостроительного комплекса являются лидерами в авиадвигателестроительной отрасли России по разработке, производству и обеспечению эффективной эксплуатации авиапроизводных газотурбинных установок (ГТУ) в диапазоне мощности 2,5...25 МВт. С 1994 г. произведено и поставлено Заказчикам 1148 ГТУ для механического и энергетического привода мощностью 2,5; 4; 6; 10; 12; 16; 25 МВт, общая наработка которых на 01.07.2021 г. составила более 34,9 млн часов. Из них: ГТУ для механического привода — 761 шт. (на базе двигателя Д-30 — 19 шт., на базе двигателя ПС-90А — 742 шт.) с общей суммарной наработкой — 19,1 млн часов. ГТУ для газотурбинных электростанций — 392 шт. (на базе двигателя Д-30 — 274 шт., на базе двигателя ПС-90А — 118 шт.) с общей суммарной наработкой — 15,9 млн часов.

Технический и коммерческий успех АО «ОДК-Авиадвигатель» обусловило сочетание следующих принципиальных подходов:

- использование базовых газогенераторов высокоресурсных и надёжных двигателей для гражданской авиации;
- активное использование передовых авиационных технологий в сочетании с оптимальным уровнем модернизации при конвертировании авиационной материальной части;
- ориентация на максимальное удовлетворение запросов Заказчика по обеспечению надёжной и эффективной эксплуатации;
- внедрение технологий послепродажного обслуживания с обеспечением полного жизненного цикла поставляемого оборудования с оплатой за машино-час, позволяющей обеспечить наилучшую эффективность эксплуатации и взаимовыгодное сотрудничество эксплуатанта и производителя.

При конвертировании авиационных ТРДД в промышленные ГТУ в АО «ОДК-Авиадвигатель» использовались два принципиально различных технических подхода.

ГТУ малой мощности в классе 2,5...6 МВт на базе ТРДД 3 поколения Д-30, имеющего относительно умеренные параметры цикла, разработаны с сохранением силовой схемы, основных конструктивных узлов (газогенератора, турбины низкого давления, корпусов наружного контура и др.), технологий и материалов базового авиадвигателя. Использование турбины низкого давления (ТНД) в качестве силовой турбины и сохранение трансмиссии ТНД обусловило привод нагрузки со стороны компрессора. Для расширения сферы применения в комплекте ГТУ используются редукторы и мультипликаторы, позволяющие приводить нагрузки различного типа с переменной и постоянной частотой вращения без изменений конструкции газотурбинного двигателя. Данный подход в сочетании с использованием материальной части авиационных прототипов, выработавших часть лётного ресурса, позволил обеспечить конкурентоспособную себестоимость и цену ГТУ в данном классе мощности.

При разработке ГТУ средней мощности в диапазоне 10...25 МВт на базе высокопараметричного ТРДД 4 поколения ПС-90А изначально была принята концепция создания промышленной модификации газогенератора базового авиадвигателя. В процессе конвертирования авиационного газогенератора выполнены доработки камеры сгорания и систем топливопитания и регулирования для перехода на газообразное топливо, внедрён ряд мероприятий по усилению корпусов и опор, улучшению теплового состояния, оптимизированы аэродинамика и программа управления механизацией компрессора, система охлаждения турбины и др.

Созданный промышленный газогенератор, соответствующий требованиям к ресурсам и надёжности наземных ГТУ, сохранил аэродинамическую эффективность и высокий параметрический потенциал авиационного прототипа. Газогенератор стал основой для разработки семейства унифицированных ГТУ мощностью 10, 12, 16, 25 МВт с КПД 32,5...39,2 %.

При разработке первой ГТУ из указанного ряда — ГТУ-12П в классе мощности 12 МВт — использовался базовый конвертированный газогенератор. Для создания ГТУ-16П в классе мощности 16 МВт базовый газогенератор был модифицирован путём подстановки дополнительной ступени на входе в компрессор для повышения расхода воздуха и степени сжатия. При разработке наиболее мощной и экономичной установки — ГТУ-25П мощностью 25,6 МВт с КПД 39,2 % — газогенератор был надстроен каскадом низкого давления с использованием деталей базового авиадвигателя. Силовые турбины для семейства ГТУ-10/12/16/25П проектировались заново с учётом требований заказчиков по частоте и направлению вращения. Основные параметры семейства ГТУ на базе авиадвигателя ПС-90А приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Основные данные семейства ГТУ на базе ТРДД ПС-90А**

Показатели	ГТУ-10П	ГТУ-12П	ГТУ-16П	ГТУ-25П
Мощность на валу, МВт	10,3	12,4	16,5	25,6
КПД на валу, %	32,5	34,6	37,0	39,2
Расход воздуха, кг/с	44,6	47	57,1	81,7
Степень сжатия	14,3	15,8	19,6	27,8
Температура газа на выхлопе, °С	463	470	540	488
Частота вращения силовой турбины, об/мин	9 000	6 500	5 300	5 000

Важной реализованной задачей, улучшающей экологические характеристики и повышающей конкурентоспособность ГТУ разработки АО «ОДК-Авиадвигатель», является создание и начало эксплуатации сухой малоэмиссионной камеры сгорания (МЭКС).

В настоящее время АО «ОДК-Авиадвигатель» разработана малоэмиссионная камера сгорания (МЭКС) для газотурбинной установки ГТУ-16П, которая проходит опытно-промышленную эксплуатацию в составе газоперекачивающего агрегата на объекте эксплуатации ПАО «Газпром».

Дальнейшие перспективы развития линейки промышленных ГТУ разработки АО «ОДК-Авиадвигатель» связаны с внедрением новейших технологий гражданских авиационных двигателей поколений 5 и 5+, которые созданы или разрабатываются в программах перспективных двигателей ПД-14 и ПД-35.

Ключевым авиационным проектом, реализуемым АО «ОДК-Авиадвигатель» в настоящее время, является двигатель ПД-14 для ближне-среднемагистрального самолёта МС-21-300, создаваемый в рамках Государственной программы РФ по развитию авиационной промышленности на период до 2025 г. Тип и класс тяги двигателя ПД-14 соответствует наиболее ёмкой рыночной нише гражданских авиадвигателей: ТРДД в диапазоне тяги от 10 до 15 тс для узкофюзеляжных БСМС. Отличительной особенностью проекта ПД-14 является создание высокоэффективного унифицированного газогенератора, на основе которого возможна разработка семейства перспективных авиационных двигателей: ТРДД с тягой от 9 до 16 тс для пассажирских БСМС и транспортных самолётов и вертолётных ГТД для сверхтяжёлых вертолётных мощностью до 12 500 л. с.

Головной исполнитель работ по программе ПД-14 — АО «ОДК», головной разработчик двигателя ПД-14 — АО «ОДК-Авиадвигатель», разработка и производство осуществляется кооперацией предприятий АО «ОДК». Научно-техническое сопровождение работ обеспечивается ведущими отраслевыми институтами: ЦИАМ, ЦАГИ, ВИАМ, ВИЛС, ЛИИ, ГосНИИ-ГА, НИИТ и др. Разработка двигателя ПД-14 велась в 2008...2018 гг., в октябре 2018 г. двигатель получил сертификат типа. В настоящее время двигатели ПД-14 обеспечивают инженерные и сертификационные испытания самолёта МС-21-310.

Одним из результатов реализации программы «Семейство двигателей на базе унифицированного газогенератора» запланировано создание на базе газогенератора и технологий ПД-14 семейства промышленных ГТУ нового поколения с перспективными технико-экономическими и экологическими характеристиками. Размерность и параметры унифицированного газогенератора ПД-14 позволяют разработать семейство промышленных ГТУ в диапазоне мощности от 6 МВт до 16 МВт с КПД 33...39 %, предназначенных для привода механической и электрической нагрузки.

Предусматривается разработка ГТУ в двух классах мощности:

- ГТУ-6/8ПД в классе мощности 6...8 МВт с КПД 32,9...34,4 %. ГТУ-6/8ПД включает базовый газогенератор ПД-14 и вновь спроектированную 2-ступенчатую свободную силовую турбину (СТ) с выходом приводного вала в сторону выхлопа;

- ГТУ-12/16 в классе мощности 12...16 МВт с КПД 37,2...39,5 % спроектирована по схеме с 2-вальным турбокомпрессором и с 2(3)-ступенчатой силовой турбиной. В 2-вальном турбокомпрессоре газогенератор ПД-14 надстроен каскадом низкого давления для увеличения расхода воздуха и степени сжатия. ГТУ-12/16 является наиболее мощной и экономичной установкой, в которой в наибольшей степени реализуется параметрический потенциал базового газогенератора.

Конструктивные схемы ГТУ-6/8 и ГТУ-12/16 представлены на рис. 1, основные параметры приведены в табл. 2.

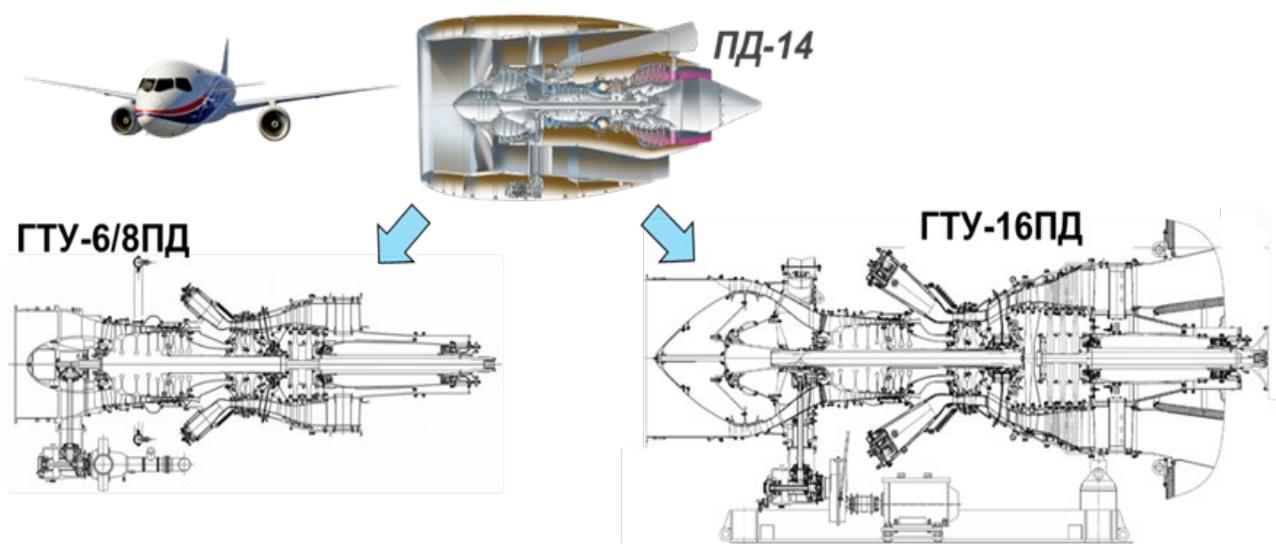


Рис. 1. Конструктивные схемы ГТУ на базе газогенератора ПД-14

В 2018 г. по соглашению с ПАО «Газпром» начались работы по проектированию первой машины из семейства промышленных ГТУ на базе газогенератора ПД-14 — ГТУ-12ПД — с последующим переходом к созданию ГТУ-16ПД в наиболее востребованном в ПАО «Газпром» классе мощности 16 МВт.

Конвертация базового ПД-14 газогенератора предусматривает, в первую очередь, замену камеры сгорания, предназначенной для работы на жидком топливе (авиационном керо-

сине), на вновь проектируемую малоэмиссионную «сухую» камеру сгорания (МЭКС) с выносными жаровыми трубами, работающую на газообразном топливе. При разработке МЭКС будут использоваться технологии, разработанные и внедрённые на ГТУ семейства ПС-90А.

Каскад низкого давления проектируется с максимальной степенью унификации для применения как в ГТУ-12ПД, так и в ГТУ-16ПД и отличается только пропускной способностью турбины низкого давления. Силовая турбина ГТУ-12ПД проектируется на основе отработанных конструкций статора и ротора серийной ГТУ-12П (на базе газогенератора ПС-90А) с перепроектированием лопаточной части под расходные характеристики ГТУ нового поколения. Такой подход позволяет снизить технические риски и затраты при создании ГТУ нового поколения.

Таблица 2

Параметры семейства ГТУ на базе газогенератора ПД-14

Параметры	ГТУ-6	ГТУ-8	ГТУ-12	ГТУ-16
Мощность, МВт	6,5	8,0	12,3	16,4
КПД, %	32,9	34,4	37,2	39,5
Расход воздуха, кг/с	25,7	28,1	44,5	50,1
Степень сжатия	14,3	16,0	25,4	29,6
Температура газа на выхлопе, °С	488	515	440	468
Частота вращения СТ, об/мин.	10 500...8 300		6 500	5 300
Число ступеней компрессора — турбины	8 — 2+2		3+8 — 2+1+2	3+8 — 2+1+3

**Примечание.** Параметры ГТУ даны с малоэмиссионной камерой сгорания.

Топливная эффективность ГТУ нового поколения значительно улучшена за счёт применения нового высокопараметричного газогенератора:

- удельный расход топлива ГТУ-6ПД снижен на 21 % (отн.) по сравнению с серийной ГТУ-6П на базе двигателя Д-30;

- удельный расход топлива ГТУ-12ПД и ГТУ-16ПД снижен на 10 % (отн.) по сравнению с машинами предыдущего поколения на базе авиадвигателя ПС-90А (ГТУ-12П и ГТУ-16П).

Помимо выхода на новый уровень топливной эффективности, ГТУ нового поколения проектируются на более высокие целевые ресурсы работы: назначенный ресурс — не менее 200 000 часов, ресурс до первого капитального ремонта и межремонтный — не менее 30 000 часов.

Положительный опыт создания двигателя ПД-14 и проектирование двигателей семейства дали АО «ОДК-Авиадвигатель» основание поставить ещё более сложную и амбициозную задачу — создание семейства двигателей большой тяги для перспективных дальнемагистральных пассажирских и транспортных самолётов на базе унифицированного газогенератора ПД-35.

Основными целями данной программы являются:

- разработка и демонстрация ключевых технологий, необходимых для создания семейства двигателей большой тяги в диапазоне 24...50 тс, обеспечение технологической готовности к созданию коммерческого двигателя;

- создание семейства двигателей авиационного и промышленного применения на базе унифицированного газогенератора ПД-35.

Первоочередной целью проекта ПД-35 является проведение НИР для разработки новых технологий и материалов (18 ключевых технологий) и демонстрация их готовности на газогенераторе-демонстраторе и двигателе-демонстраторе технологий. Разработка ключевых технологий обеспечит возможность дальнейшего повышения параметров цикла ПД-35 по сравнению с двигателем ПД-14: температуры газа перед турбиной на 100 К, степени сжатия на 30 %, степени двухконтурности на 30 % и улучшения топливной эффективности двигателя дополнительно на 7 %. После доведения ключевых технологий до шестого уровня готовности возможен старт ОКР по разработке коммерческих двигателей в востребованных рынках классах тяги в диапазоне от 24 до 50 тс.

Фактически ставится цель освоения в РФ новой компетенции и выводе российского гражданского авиадвигателестроения на самый высокий мировой уровень.

Двигатель-демонстратор технологий ПД-35 (тяга 35 тонн) проектируется по традиционной двухвальтовой схеме ТРДД со сверхвысокой степенью двухконтурности, с прямым приводом вентилятора, с отдельным истечением потоков наружного и внутреннего контуров, с реверсом тяги в наружном контуре.

Главным исполнителем программы ПД-35 является АО «ОДК», головной разработчик двигателей — АО «ОДК-Авиадвигатель». В кооперацию по созданию двигателя ПД-35 привлечены предприятия, участвующие в кооперации по созданию двигателя ПД-14, а также ведущие НИИ, имеющие компетенции в разработке критических технологий.

В настоящее время проект вышел на этап производства, сборки и испытаний опытных узлов и демонстрационного газогенератора ПД-35 с целью демонстрации разработанных ключевых технологий.

Одним из результатов реализации программы «Семейство двигателей большой тяги на базе унифицированного газогенератора ПД-35» запланировано создание семейства промышленных ГТУ нового поколения на базе газогенератора и технологий двигателя ПД-35. Размерность и параметры газогенератора позволяют разработать на его базе семейство промышленных ГТУ в диапазоне мощности от 20 до 32 МВт, предназначенных для привода механической и электрической нагрузки с уровнем КПД, превышающим уровень лучших зарубежных аналогов (рис. 2).

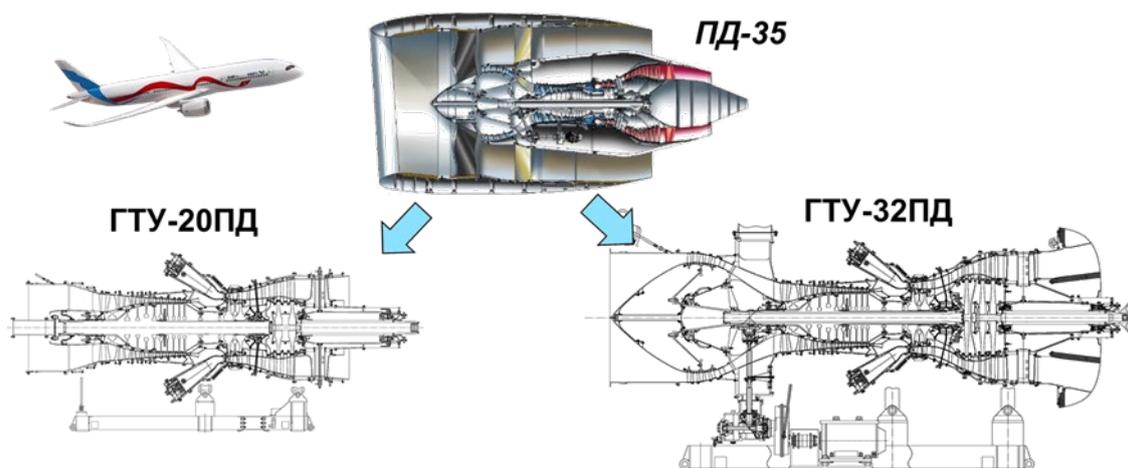


Рис. 2. Конструктивный облик ГТУ на базе газогенератора ПД-35

Предусматривается разработка ГТУ в двух классах мощности:

- ГТУ-20ПД в классе мощности 20 МВт с КПД 39 %. ГТУ-20ПД включает конвертированный для промышленного применения базовый газогенератор ПД-35 и вновь спроектированную 2-ступенчатую свободную силовую турбину (СТ) с частотой вращения  $n_{СТ} = 7\,500$  об/мин. с выходом приводного вала в сторону выхлопа;

- ГТУ-32ПД в классе мощности 32 МВт с КПД 41,5 %. ГТУ-32ПД спроектирована по схеме с 2-вальным турбокомпрессором и с 2(3)-ступенчатой свободной СТ с частотой вращения  $n_{ст} = 5\ 700 \dots 6\ 000$  об/мин. В 2-вальном турбокомпрессоре газогенератор ПД-35 надстроен каскадом низкого давления для увеличения расхода воздуха и степени сжатия. ГТУ-32ПД является наиболее мощной и экономичной установкой, в которой в наибольшей степени реализуется параметрический потенциал базового газогенератора ПД-35.

Класс мощности ГТУ-20ПД и ГТУ-32ПД в стационарных условиях (20 МВт и 32 МВт соответственно) соответствуют мощностному ряду газотурбинных ГПА, рекомендованному в стандарте «СТО Газпром 2-3,5-138-2007».

Конвертация базового авиационного газогенератора включает, в первую очередь, замену камеры сгорания, предназначенной для работы на жидком топливе (авиационном керосине), на вновь проектируемую малоэмиссионную «сухую» камеру сгорания (МЭКС) с выносными жаровыми трубами, работающую на газообразном топливе. При разработке МЭКС будут использоваться технологии, разработанные и внедрённые на ГТУ семейства ПС-90А. Для ГТУ-32ПД предполагается использование теплообменника в системе охлаждения турбины газогенератора — для снижения температуры воздуха, отбираемого за компрессором на охлаждения диска и рабочих лопаток первой ступени.

При проектировании каскада низкого давления ГТУ-32ПД (компрессора и турбины низкого давления) будут использованы технологии и проверенные конструктивные решения, отработанные на выполненных по аналогичной схеме ГТУ в меньших классах мощности: ГТУ-25П и ГТУ-12/16ПД. Силовые турбины ГТУ-20ПД и ГТУ-32ПД проектируются с использованием технологий и опыта создания силовых турбин двигателей предыдущего поколения.

Возможность применения повышенных параметров цикла, обеспечиваемая применением газогенератора и технологий базового авиадвигателя поколения 5+, обуславливает высокий КПД ГТУ, превышающий уровень лучших современных аналогов.

Предварительные параметры ГТУ-20ПД и ГТУ-32ПД приведены ниже в табл. 3 с учётом применения МЭКС.

Таблица 3

Параметры ГТУ-20ПД и ГТУ-32 ПД

Параметры	ГТУ-20ПД	ГТУ-32ПД
Мощность, МВт	20,4	32,7
КПД, %	39,0	41,5
Расход воздуха, кг/с	63,3	96,5
Степень сжатия	22,4	34,5
Температура газа на выхлопе, °С	471	444
Частота вращения силовой турбины, об/мин.	7 500	5 700...6 000
Число ступеней компрессора и турбины	10–2+2	3+10–2+1+2(3)

Таким образом, на базе газогенераторов серийных и проектируемых авиационных двигателей разработки АО «ОДК-Авиадвигатель» созданы или могут быть разработаны промышленные ГТУ в диапазоне мощности от 2,5 до 32 МВт. Для разработки ГТУ большей мощности потребуется масштабирование базовых газогенераторов и ключевых технологий.

Примером данного подхода является проект ГТУ-40ПМ — промышленной ГТУ в классе мощности 40...45 МВт с КПД 39 %, универсальной по применению — для механического и энергетического привода, разрабатываемой с участием иностранного инвестора.

Используется традиционная конструктивная схема: «газогенератор плюс свободная силовая турбина», двигатель имеет модульную конструкцию (рис. 3). Газогенератор ГТУ-40ПМ проектируется с использованием принципа аэродинамического моделирования узлов газогенератора серийной газотурбинной установки ГТУ-16П мощностью 16 МВт, коэффициент моделирования базового компрессора  $K_m = 1,41$  (по диаметру). Компоновка двигателя предполагается с минимальной длиной переходного канала между ТВД и СТ для минимизации потерь полного давления и расхода охлаждающего воздуха, проточная часть и частота вращения силовой турбины оптимизированы для достижения максимального КПД.

В горячей части ГТУ предполагается использование технологий и материалов, разработанных в программах авиационных двигателей ПД-14 и ПД-35. Использование геометрического моделирования и передовых авиационных технологий позволяет применить повышенные параметры цикла, снизить риски достижения аэродинамических параметров узлов, характеристик надёжности и долговечности, топливной эффективности.

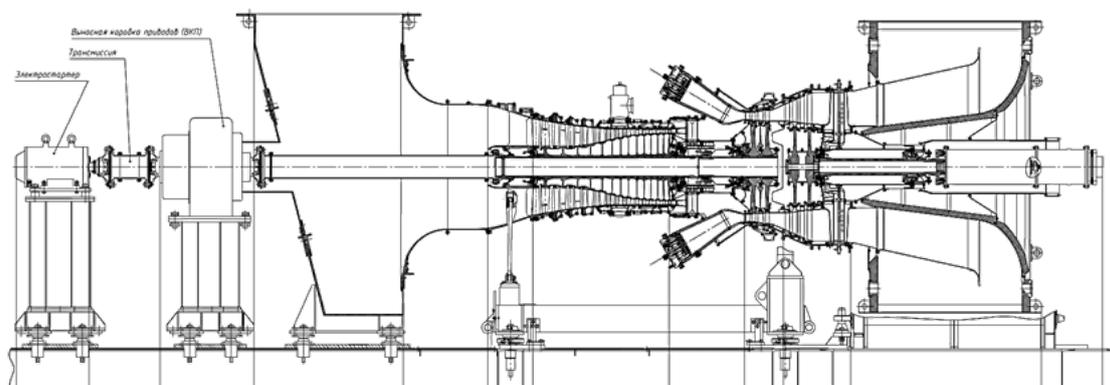


Рис. 3. Конструктивный облик ГТУ-40ПМ

Расчётные параметры ГТУ-40ПМ приведены в табл. 4.

Таблица 4

**Расчётные параметры ГТУ-40ПМ**

Параметры	Значения параметров
Мощность, МВт	42,5
КПД, %	39,0
Расход воздуха, кг/с	119
Степень сжатия	21
Температура газа на выхлопе, °С	523
Частота вращения силовой турбины, об/мин.	5 500
Число ступеней компрессора и турбины	14–2+2

Новейшие авиационные технологии могут стать востребованными при необходимости разработки энергетических одновальных ГТУ мощностью 300...500 МВт, оптимизированных для применения в составе ПГУ.

Разработка конкурентоспособной российской ГТУ нового поколения потребует объединения технологических возможностей предприятий энергетического машиностроения и предприятий авиадвигателестроительной отрасли, а также создания нового НТЗ по критическим технологиям ГТУ предельной мощности, включающего:

- усовершенствованные технологии полностью трёхмерного аэродинамического проектирования компрессора и турбины большой размерности;
- материалы и покрытия, обеспечивающие длительную работоспособность деталей проточной части при требуемом уровне температуры газа перед турбиной;
- технологии эффективного воздушного охлаждения рабочих и сопловых лопаток большого размера;
- технологии проектирования и изготовления крупногабаритных рабочих лопаток последних ступеней со сверхвысокими значениями параметра напряжений и с высоким значением приведенной скорости на выходе из турбины;
- технологии сжигания «бедных» предварительно перемешанных топливовоздушных смесей для реализации низкого уровня выбросов  $\text{NO}_x$  при высоких параметрах КС;
- технологии подачи топлива, обеспечивающие гибкое управление работой камеры сгорания во всех условиях эксплуатации ГТУ;
- технологии управления радиальными зазорами компрессора и турбины, позволяющие иметь минимальные зазоры в рабочем состоянии и обеспечить способность быстрого холодного и горячего запусков;
- оптимизацию программы управления поворотными аппаратами компрессора для работы в системе ПГУ.

Аэродинамической базой для создания компрессора сверхмощных ГТУ могут стать 14-ступенчатый компрессор ГТУ-16П, разработанный на базе компрессора высокого давления (КВД) авиадвигателя ПС-90А, или проектируемый 10-ступенчатый КВД двигателя ПД-35, обладающие необходимым сочетанием высокой степени сжатия ( $\pi^*_k = 18 \dots 23$ ), высокой лобовой производительности и геометрических характеристик, позволяющих при моделировании в большую сторону (на частоту вращения 3 000 об/мин.) обеспечить расходы воздуха, требуемые для достижения высокой мощности.

Участие АО «ОДК-Авиадвигатель» в разработке мощной энергетической ГТУ может включать выполнение следующих проектных, экспериментальных и производственных работ:

- по узлу компрессора:
  - полный комплекс аэродинамического, теплогидравлического, прочностного и ресурсного проектирования;
  - оптимизация программы управления ВНА и НА для работы в парогазовом/простом цикле;
  - изготовление всех лопаток компрессора;
  - создание и передача в производство системы управления радиальными зазорами.
- по узлу МЭКС:
  - проектирование МЭКС — тепловое, аэродинамическое, прочностное; эскизный и рабочий проекты, выпуск конструкторской документации; испытания модельных фронтальных устройств камер сгорания;
  - производство фронтальных устройств и смесителей с применением аддитивных технологий (на сегодняшний день оборудование позволяет изготавливать лазерным спеканием горелочные модули для ГТУ мощностью до 180 МВт, для горелок большей размерности возможно приобретение нового оборудования или изготовление в кооперации);
  - проектирование и изготовление жаровой трубы из жаростойких керамических материалов.
- по узлу турбины:
  - полный комплекс аэродинамического, теплогидравлического, прочностного и ресурсного проектирования;

- изготовление всех лопаток турбины (охлаждаемых, монокристалльных, с теплозащитными покрытиями) в кооперации с ФГУП ВИАМ;
- создание и передача в производство системы управления радиальными зазорами.
- по узлу затурбинного диффузора:
  - полный комплекс аэродинамического, теплового, прочностного и ресурсного проектирования.

Практическая реализация программы создания энергетической ГТУ большой мощности, которая по технологической сложности и необходимым ресурсам не уступает программам разработки авиационных двигателей нового поколения, требует выполнения ряда организационных условий:

- придание программе статуса приоритетной государственной программы, обеспечивающей энергетическую независимость РФ;
- государственно-частное партнёрство на этапах разработки, подготовки производства и опытной эксплуатации;
- кооперация предприятий энергомашиностроения и авиационного двигателестроения при научном сопровождении отраслевых институтов и РАН.

Ещё одним направлением перспективных исследований и, одновременно, фактором неопределённости является вопрос адаптации промышленных ГТУ для работы на смеси природного газа и водорода и на сжиженном водороде, в связи с поставленными западными странами экологическими целями достижения нулевых нетто-выбросов углекислого газа к 2050...2060 гг. Для создания НТЗ в данном направлении планируется проведение НИР по отработке технологий и конструктивных решений для малоэмиссионного сжигания водородсодержащих смесей и чистого водорода, отработка технологий соответствующих систем управления и топливопитания, изучение влияния теплофизических свойств водорода и продуктов его сгорания на срок службы оборудования, разработка конструктивных мероприятий и материалов, проработка вопросов эксплуатационной технологичности и безопасности при использовании водородсодержащего топлива и водорода.

## ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА И СЕРВИСА ВЫСОКОРЕФЕРЕНТНЫХ ГТУ «SGT5» ДЛЯ НУЖД ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РФ

**С.В. КОСТЕННИКОВ<sup>1</sup>, А.С. ЛЕБЕДЕВ**

(ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин», г. Санкт-Петербург, Россия)

ООО «СТГТ» основано в 2011 г. и является многофункциональным энергетическим комплексом в составе компании «Сименс Энергетика» со следующими направлениями деятельности:

- изготовление газовых турбин, комплектная поставка газотурбинного и парогазового оборудования энергоблоков;
- исполнение проектов на электростанции (шеф-монтажные и пуско-наладочные работы);
- инжиниринг по проектированию газовых турбин;
- сервисное обслуживание и модернизация генерирующего оборудования на рынке РФ и СНГ, включая ремонт и восстановление компонентов горячего тракта, удаленный мониторинг энергетического оборудования и решения по цифровизации.

В июне 2015 г. пущен в эксплуатацию современный производственный комплекс ООО «СТГТ» по изготовлению газовых турбин в посёлке Горелово Ленинградской области (рис. 1) [1, 7]. Объем реализованных инвестиций составил более 110 млн евро в рублёвом эквиваленте, что является рекордным вложением фирмы «Сименс» по сравнению с другими международными проектами. В бюджеты разного уровня ООО «СТГТ» вы платило с 2014 г. почти 10 млрд руб.

Производственный комплекс в Горелово включает в себя:

- цех изготовления газовых турбин (12 700 кв. м);
- сервисный центр по ремонту и восстановлению лопаток турбин (850 кв. м);
- склад запасных частей для оперативных нужд сервиса (1 000 кв. м);
- офисное здание (6 500 кв. м), включая УМЦ — удаленный мониторинговый центр.



Рис. 1. Многофункциональный энергетический комплекс ООО «СТГТ»

На предприятии трудоустроено около 300 человек. Оперативная деятельность компании обеспечивает загрузку предприятий-субпоставщиков из различных регионов России. На настоящий момент ООО «СТГТ» поставило отечественным заказчикам и на экспорт 10 газовых турбин SGT5-2000E.

<sup>1</sup> Sergey.Kostennikov@siemens.com.

Приоритетной задачей компании ООО «СТГТ» является локализация изготовления ГТБМ в РФ. В марте 2017 г. получен Акт экспертизы Торгово-Промышленной палаты Санкт-Петербурга, подтверждающий уровень локализации газовой турбины SGT5-2000E в 52 %. В декабре 2017 г. ООО «СТГТ» было внесено в реестр локальных производителей Минпромторга России. Начиная с 2019 г. газовая турбина SGT5-2000E производства ООО «СТГТ» локализована уже на 62 %, включая поставки основных поковок и отливок с российских предприятий.

Такие результаты достигнуты благодаря планомерной работе по организации поэтапного освоения изготовления компонентов газовых турбин на производственном комплексе и методической квалификации поставщиков.

Производственный цех ООО «СТГТ» состоит из трёх участков.

Участок механической обработки роторов оснащён современным и уникальным оборудованием, специально заказанным с учётом специфики операций по изготовлению роторов больших газовых турбин, включая: протяжной станок для подготовки пазов под лопатки турбин в крупногабаритных дисках, хиртонарезной станок, горизонтально-фрезерно-расточной комплекс с двумя столами, токарный комплекс для обработки роторов длиной до 15 метров и весом до 180 тонн.

Участок сварки и механической обработки корпусов позволяет выполнить полный комплекс операций по изготовлению статорных компонентов и оснащён: порталным центром для обработки крупногабаритных узлов с высокой точностью (до 80 тонн, диаметр планшайбы 5 метров), токарно-фрезерными карусельными обрабатывающими центрами, многофункциональными роботизированными сварочными установками для сварки под флюсом и лазерной наплавки, высокотемпературной печью для термообработки крупногабаритных изделий. Также предусмотрена широкая номенклатура оборудования для ручной и полуавтоматической сварки, мелкой механики, заготовительных операций (гидроабразивная резка, вальцегибочные машины и пр.).

Участок сборки оснащён специальными стендами для обеспечения вертикальной сборки роторов, камер сгорания и турбин в целом.

С начала пандемии производство ООО «СТГТ» не останавливалось ни на один день, обеспечивая выполнение всех обязательств перед Заказчиком. На предприятии были приняты все меры по предотвращению распространения вирусной инфекции. При этом, в полном соответствии с производственным планом, продолжался процесс изготовления компонентов SGT5-2000E для экспортных заказов, в частности, производство комплектов камер сгорания. Одновременно выполняется запланированный объём работ по заказам в рамках диверсификации производства: ветрогенераторы, теплообменное оборудование, компрессорное оборудование и др.

ООО «СТГТ» продолжает инвестировать в развитие сервисных услуг [2]. Парк установленных газовых турбин типа 2000E (включая ГТЭ-160) и 4000F насчитывает в РФ 59 единиц. Техническое обслуживание ГТБМ SGT5-2000E и SGT5-4000F осуществляется специалистами полевого сервиса ООО «СТГТ» на месте установки и эксплуатации генерирующего оборудования. Гибкий межсервисный интервал составляет от 25 000 до 50 000 эквивалентных часов эксплуатации в зависимости от версии ГТУ. Интервалы между инспекциями и условия проведения инспекций оптимизируются под требования каждого конкретного проекта и заказчика. Стандартный жизненный цикл ГТУ составляет 100 тыс. эквивалентных часов. После этого требуется проведение обследования с целью продления ресурса — капитальный ремонт с восстановлением исходного ресурса на следующие 100 тыс. эквивалентных часов, как это было сделано, например, на установках SGT5-2000E (V94.2) Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге. Проводимые модернизации парка действующих ГТУ в России направлены на повышение технико-экономических показателей, а также их обслуживание с увеличенными интервалами между инспекциями. Кроме того, в ООО «СТГТ» со-

зданы склад специального инструмента и стратегический склад с необходимым объемом запасных частей для газовых, паровых турбин и генераторов, позволяющий незамедлительно обеспечивать эксплуатирующие организации запасными деталями с территории РФ.

Несмотря на ограничения, связанные с пандемией, ООО «СТГТ» в полном объеме выполняет свои обязательства по сервисным Договорам по парку ГТБМ SGT5-2000E и SGT5-4000F в РФ силами локальной команды.

В 2016 г. в ООО «СТГТ» введен в эксплуатацию удаленный мониторинговый центр (УМЦ) [3], который является надежной базой для анализа эксплуатационных параметров энергоблоков (в том числе и в режиме реального времени), а также для последующей реализации решений по цифровизации энергетических объектов. В УМЦ эксплуатационные данные с объекта генерации анализируются инженерами ООО «СТГТ» с использованием специально разработанных алгоритмов и сравниваются с ожидаемым статистически обоснованными трендами. Анализ отклонений и процесс принятия решения о корректирующих мерах происходят на основе авторского опыта производителя газовых турбин, что отличает диагностическую модель УМЦ ООО «СТГТ» от других продуктов, предлагаемых сегодня на российском рынке. Требования Минэнерго РФ по информационной безопасности полностью выполняются, процесс передачи и обработки данных локализован, хранение и обработка данных производится в ООО «СТГТ».

В 2018 г., в соответствии со стратегическим планом по локализации производственных процессов и сервиса, в ООО «СТГТ» был построен сервисный центр для ремонта и восстановления лопаток турбин [5]. В настоящий момент цех обслуживает детали ГТБМ, производимых в ООО «СТГТ», а также компоненты горячего тракта ГТУ меньших мощностей (типа SGT-400, SGT-750 и SGT-800) производства «Сименс Энергетика». В цехе производится комплексный объем ремонтных работ без вывоза деталей за пределы РФ: входной контроль и дефектация, удаление отслуживших покрытий методом химического травления и пескоструйной обработкой, механический ремонт, сварка, напыление теплозащитного покрытия (высокоскоростное газотермическое напыление и атмосферное плазменное напыление посредством робота с поворотным-наклонным столом), оценка качества ремонта. Ремонт пилотного комплекта турбинных лопаток установки SGT5-2000E отечественного оператора был успешно выполнен в 2019 г., в настоящее время цех загружен работой по следующим заказам. Параллельно выполнены работы по освоению технологии нанесения современного покрытия на компрессорные лопатки. Все работы выполняются персоналом ООО «СТГТ» без необходимости вывоза деталей за границу.

В 2021 г. получен Акт регистрации Ростехнадзором Электрической лаборатории СТГТ, обеспечивающей:

- испытание изоляции синхронных генераторов (мощностью от 1 МВт и выше и номинальным напряжением до 20 кВ включительно) повышенным напряжением промышленной частоты;
- испытание изоляции синхронных генераторов (мощностью от 1 МВт и выше и номинальным напряжением до 20 кВ включительно) повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки по фазам;
- измерение сопротивления изоляции синхронных генераторов (мощностью от 1 МВт и выше и номинальным напряжением до 20 кВ включительно);
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь синхронных генераторов (мощностью от 1 МВт и выше и номинальным напряжением до 20 кВ включительно);
- измерение сопротивления постоянному току синхронных генераторов (мощностью от 1 МВт и выше и номинальным напряжением до 20 кВ включительно).

Это стало ещё одним шагом расширения локализации сервиса в новой области — для высоковольтных электрических машин.

В 2018 г. ООО «СТГТ» приняло согласованное с основным учредителем стратегическое решение проработать возможность полного соответствия техническим требованиям Постановления Правительства РФ № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации».

С этой целью ООО «СТГТ» предлагает полностью локализовать производство новейшей версии ГТБМ SGT5-2000E (рис. 2) [4], включая компоненты горячего тракта.

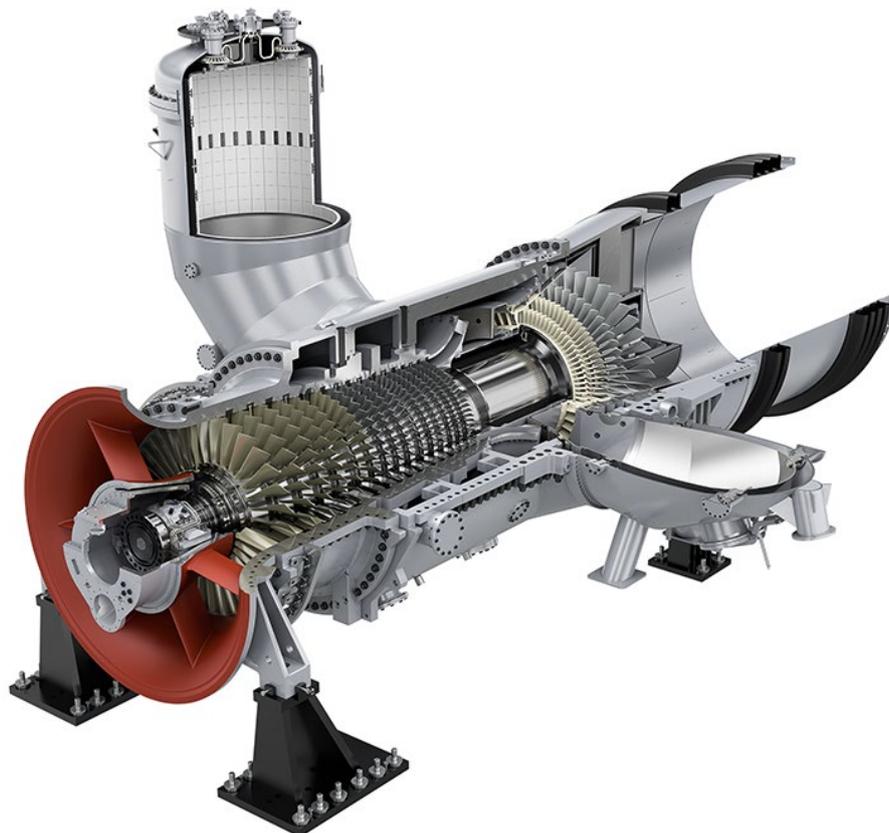


Рис. 2. Общий вид ГТУ SGT5-2000E

Таблица 1

**Параметры ГТУ SGT5-2000E (ISO)**

Электрическая мощность ГТУ, МВт	187
Электрический КПД ГТУ, %	36,5
Температура продуктов сгорания на выходе из ГТУ, °С	536
Выбросы NO <sub>x</sub> (15% O <sub>2</sub> ) не более, мг/м <sup>3</sup>	50

Мощность современной SGT5-2000E составляет 187 МВт, КПД 36,5 %. Она обладает существенными преимуществами для локализации в РФ:

- отработанная и надёжная конструкция (продано 670 установок; наработка свыше 21 млн эквивалентных часов);
- хорошо знакомое оборудование для отечественных эксплуатирующих компаний (36 подобных установок работает в РФ);

- уже достигнутый уровень локализации производства на ООО «СТГТ» составляет около 62 %;
- имеется полный спектр локализованных сервисных продуктов для обслуживания генерирующего оборудования электростанций — паровых и газотурбинных установок, электрических генераторов и вспомогательного оборудования;
- параметры предлагаемой версии SGT5-2000E превышают достигнутые конкурентами в данном классе турбин;
- соответствие экологическим требованиям, эксплуатационная маневренность.

Подготовлен детальный план необходимых для полной локализации изготовления SGT5-2000E в ООО «СТГТ» мероприятий, проведен расчет инвестиций, составлена карта отечественных поставщиков, включая изготовителей компонентов горячего тракта. ООО «СТГТ» в инициативном порядке начало проводить квалификацию и аудит отечественных предприятий, которые планируется привлечь в проекте как производителей заготовок или готовых изделий. Также согласованы и подписаны рамочные соглашения по ряду компонентов — отечественные компании готовы начать изготовление сразу после получения заказа на конкретную турбину.

ООО «СТГТ» совместно со специалистами фирмы «Сименс Энергетика» выполнил комплекс работ по локализации САУ на основе отечественных компонентов: проведены технические аудиты, определены поставщики, успешно проведены финальные испытания.

ООО «СТГТ» подтверждает твёрдое намерение локализовать изготовление в РФ наиболее дорогих и наукоёмких компонентов горячего тракта, определяющих параметры технического совершенства газовой турбины. Проведены технические аудиты всех возможных отечественных поставщиков литых заготовок лопаток, определены приоритетные партнёры для дальнейшего сотрудничества, передана техническая документация для производства. До настоящего момента в РФ не производились литые заготовки турбинных лопаток размерности SGT5-2000E. Существующее производство требует определённой модернизации и дооснащения. ООО «СТГТ» подтверждает готовность передать соответствующие технологии производства и инвестировать в изготовление литейной и стержневой оснастки у поставщика на условиях их окупаемости в заказах. Дополнительно в ООО «СТГТ» запланированы инвестиции в собственное производство для организации механической обработки лопаток турбин и нанесения теплозащитных покрытий новейших версий при условии получения заказов на турбины SGT5-2000E.

Аналогичная работа проведена по компонентам камеры сгорания (двухтопливные горелочные устройства, газораспределитель, смеситель, внутренний корпус, керамические плитки — ранее никогда не производились в РФ для турбин такой мощности). Технические аудиты проведены, предприятия выражают готовность к размещению заказов, идёт согласование условий контракта. Так же как и для других компонентов, департамент инжиниринга ООО «СТГТ» выпускает адаптированную конструкторскую документацию по узлам камеры сгорания и комплект технологической документации, включая описания технологии изготовления и чертежи специальной оснастки, для быстрого и эффективного начала производства сложных компонентов. Изготовление пламенных труб камер сгорания уже освоено в ООО «СТГТ».

Как видно из вышеперечисленного, ООО «СТГТ» уже выполнило значительный объём работ по локализации ГТБМ [6] за счёт собственных средств и в дальнейшем предприятие готово продолжить работу по достижению полной локализации изготовления SGT5-2000E в РФ в течение 3–4 лет. Для этих целей ООО «СТГТ» предлагает:

- локализовать производство новейшей версии современной и конкурентоспособной ГТБМ SGT5-2000E, пользующейся спросом на отечественном и мировом рынке;
- полностью выполнить технические требования по локализации изготовления SGT5-2000E в РФ, включая компоненты горячего тракта и системы автоматического управления;

- передать технологию изготовления наукоёмких компонентов — турбинных лопаток и элементов камеры сгорания с использованием многолетнего опыта фирмы Сименс по отладке технологических процессов производства и контроля качества.

#### Список литературы

1. **Лебедев, А.С.** Локализация производства SGT5-2000E: достижения и перспективы / А.С. Лебедев, А.Ю. Павлов, О.Б. Лесняк [и др.] // Газотурбинные технологии. — 2017. — № 7.
2. **Раабе, Х.** Локализация сервисных решений ООО «СТГТ» для российского энергетического рынка / Х. Раабе, А.А. Байгин, Д.М. Гамбургер [и др.] // Турбины и Дизели. 2020. — № 2.
3. **Павлов, А.Ю.** Цифровые Решения «Сименс» для Российского энергетического рынка / А.Ю. Павлов // Турбины и Дизели. — 2019. — № 5.
4. **Михайлов, Д.М.** Газотурбинная установка SGT5-2000E мощностью 187 МВт для программы ДПМ-2 / Д.М. Михайлов, А.Н. Гармидер // Турбины и Дизели. — 2018. — № 5.
5. **Аржакин, Н.А.** Решения «Сименс» для Российского энергетического сектора / Н.А. Аржакин, А.Ю. Павлов, Я.К. Харисов // Газотурбинные технологии. — 2019. — № 3.
6. **Петцольд, Н.** ООО «СТГТ»: в нескольких шагах от полной локализации газовой турбины большой мощности / Н. Петцольд, А.С. Лебедев, С.В. Костенников [и др.] // Газотурбинные технологии. — 2020. — № 1.
7. **Лебедев, А.С.** Энергетические газовые турбины в России: проекты и реальность / А.С. Лебедев. — Рыбинск: Газотурбинные технологии, 2021. — 240 с.

**РАБОТЫ ПО ДИАГНОСТИКЕ И МОНИТОРИНГУ  
ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ****А.Ю. ПАВЛОВ<sup>1</sup>**

(ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин», Ленинградская область, Россия)

Компания «Сименс Энергетика» имеет тридцатипятилетний успешный опыт мониторинга более чем 615 газовых турбин и 140 паровых турбин общей мощностью более 169 ГВт. С апреля 2016 г. в п. Горелово, Ленинградской области, в СТГТ успешно функционирует удалённый мониторинговый центр (УМЦ), который является филиалом головной компании в России и обладает всеми компетенциями многолетнего опыта мониторинга основного оборудования электростанций компании «Сименс Энергетика». Благодаря этому любое выявленное отклонение анализируется и оценивается на его статистическую достоверность. Это позволяет различить его случайную природу от возможной системной ошибки и отличает диагностическую модель «Сименс Энергетика» от других мониторинговых услуг, предлагаемых на сегодняшний день на российском рынке энергетического оборудования.

УМЦ СТГТ способен предсказать неблагоприятную тенденцию развития параметров, своевременно исключить серьёзные повреждения, спрогнозировать необходимость быстрой замены вышедшей из строя детали ещё до того, как это создаст аварийную ситуацию. В УМЦ силами российских специалистов по мониторингу и сервисному инжинирингу отслеживается работа электростанций по всем ключевым показателям эффективности, что позволяет формулировать своевременные рекомендации для обеспечения надёжности и оптимальной работы оборудования заказчика. Эксплуатационные данные с определённой периодичностью анализируются в СТГТ при помощи специально разработанных алгоритмов и математических моделей, сравниваются с ожидаемым статистически обоснованным поведением, и в случае возникших отклонений моментально информирует заказчика о необходимых корректирующих действиях. За время работы локального УМЦ специалисты СТГТ проанализировали поведение многих турбин Е- и F-класса, работающих в РФ. Эта работа позволила получить более полную картину особенностей эксплуатации отдельных ГТУ и вспомогательного оборудования в России и предотвратить несколько аварийных ситуаций на конкретных объектах, своевременно спрогнозировав необходимость закупки запасных частей и выполнив соответствующие ремонтные работы в ближайший запланированный останов.

В части информационной безопасности и выполнения требований Министерства энергетики РФ к обработке и хранению данных, в УМЦ СТГТ полностью локализован процесс передачи и обработки критически важных данных с объекта — данные в одностороннем порядке без возможности воздействия на систему управления передаются в систему обработки, расположенную на площадке заказчика, а затем через безопасное соединение поступают в зашифрованном виде на сервер передачи данных, который с марта 2019 г. располагается в Москве. Хранение и обработка данных также производится в России, в компании СТГТ. УМЦ СТГТ также полностью соответствует требованиям приказа Минэнерго РФ № 1015 в части базовых функций и информационной безопасности объектов электроэнергетики, на что после проведения аттестации может быть предоставлен сертификат соответствия.

Цифровая визуализация и трендинг данных в режиме реального времени может быть реализован СТГТ как удалённо, так и на площадке заказчика за счёт специализированного программного комплекса. Комплекс предлагает настраиваемую под конкретные требования заказчика визуализацию данных и скрипты для анализа и диагностики на базе интернет-

---

<sup>1</sup> alexander.pavlov@siemens-energy.com.

браузера с различными панелями. Это могут быть персонализированные дашборды, графики и мнемосхемы. При этом обеспечивается высокая производительность по обработке терабайтов данных от тысяч датчиков с микросекундной точностью, а также требования заказчиков по обеспечению уровня доступа пользователей. Доступна и мобильная версия данного решения (на программных платформах iOS и Android) с обеспечением гарантий информационной безопасности.

Настраиваемый под конкретные требования заказчика цифровой модуль выявления отклонений Asset Diagnostics (ранее Anomaly Monitor) [1] направлен на раннее обнаружение нарушений нормальной работы эксплуатируемого оборудования и представляет из себя веб-приложение с доступом через браузер. Программное обеспечение устанавливается на площадках заказчика и использует алгоритмы машинного обучения нормальному поведению оборудования или процесса на базе архивных данных соответствующих измерений. Для мониторинга каждого объекта создаётся одна или несколько моделей, специалистами заказчика проводится их обучение на основе данных за прошедшие периоды эксплуатации. После того как модели «выучили» нормальное поведение соответствующего оборудования, новые результаты измерений постоянно сравниваются с ожидаемыми значениями, усвоенными в процессе обучения. Цикл обработки, как правило, занимает несколько секунд. Благодаря этому, конечный пользователь или оператор моментально получает автоматически сгенерированное уведомление о любых отклонениях в работе оборудования от стандартных значений. Аварийные сигналы предупреждения и сигнализации по критичным отклонениям от нормального поведения в работе подключенного оборудования электростанции выводятся на единую центральную панель конечного пользователя, представляя обзор по всему подключенному оборудованию. Возможные неисправности обнаруживаются до того, как как в системе управления достигнуты предельные показатели, тем самым увеличивается временной интервал для превентивных мер.

В части обслуживания оборудования по состоянию компанией СТГТ предлагаются такие решения как, например, мониторинг деградации и загрязнения компрессора ГТУ — SSPM, включающий в себя статистический и динамический анализ вибрационного состояния лопаточного аппарата компрессора, направленный в том числе и на формулировку рекомендаций по промывке компрессора по состоянию.

Одним из инновационных решений, предлагаемых СТГТ для повышения эксплуатационной готовности и надёжности работы газовой турбины с кольцевым типом камеры сгорания, является система обнаружения посторонних предметов в проточной части турбины FODS Smart. Эта версия системы осуществляет постоянный контроль работы камеры сгорания ГТУ на предмет потери её компонентов (например, керамических теплозащитных плиток), чтобы избежать засорения или разрушения первой ступени направляющих лопаток газовой турбины и потенциальных рисков, связанных с попаданием посторонних предметов в турбинную секцию. FODS Smart служит для мониторинга частотного спектра и автоматического отключения газовой турбины при поступлении от него аварийного сигнала с последующим всесторонним анализом и разработкой соответствующих мероприятий специалистами УМЦ СТГТ, которые необходимо выполнить прежде, чем продолжить эксплуатацию ГТУ.

В цифровом портфолио компании имеется система диагностики электрогенераторов GenAdvisor, которая включает в себя модули по мониторингу частичных разрядов, вибрации лобовых частей, межвитковых коротких замыканий, напряжения вала и тока заземления. При этом каждый модуль может использоваться как отдельная система, так и интегрироваться в общую сервер платформу. В свою очередь, сервер платформы позволяет одновременно производить мониторинг нескольких генераторов и отправлять данные в УМЦ.

Рассмотренные в докладе цифровые решения представляют только некоторую часть предложений и услуг компании СТГТ по цифровизации объектов электроэнергетики. Ключевой подход компании к тематике цифровизации — это совместное создание ценности для каждого отдельного заказчика, направленное на получение устойчивой дополнительной прибыли. Данный подход строится как на реализации представленных в статье готовых продуктов и услуг из своего цифрового портфолио, так и на абсолютно новых, совместно разработанных решениях для каждого отдельного энергетического объекта. При этом следует особо отметить, что обеспечение безопасности и защищённости критически важной инфраструктуры заказчика на уровне отдельных энергетических объектов, одной генерирующей компании или целого парка эксплуатируемого оборудования — это ключевая цель компании на российском энергетическом рынке.

#### **Список литературы**

1. **Павлов, А.Ю.** Предиктивная диагностика оборудования парогазовых энергоблоков с применением цифровых решений «Сименс Энергетика» / А.Ю. Павлов, О.В. Гареев, В.А. Галкин // Турбины и Дизели. — 2020. — № 5.

## **ПРОЕКТЫ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК «ИНСТИТУТА ТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ»**

**Н.Е. СЛАДКОВ, С.В. ВОЛКОВ**

(АО «Институт Теплоэлектропроект», г. Москва, Россия)

### **История вопроса**

В истории отечественной энергетики есть примеры достойных передовых решений, применённых при оснащении электростанций газотурбинными установками, в том числе решений значительно опережавших уровень мировой энергетики.

Достаточно вспомнить наиболее мощные в мире (на момент начала внедрения) и уникальные по своей тепловой схеме турбоустановки ГТ-100, разработанные и построенные Производственным объединении турбостроения — Ленинградский металлический завод. Впервые в мире была спроектирована и доведена до серийного производства энергетическая газотурбинная установка по мощности превышавшая 100 МВт, к тому же выполненная по сложному термодинамическому циклу с промежуточным отводом тепла в компрессоре и двухступенчатым подводом тепла в турбине. Всего было изготовлено и введено в эксплуатацию 11 таких установок.

Также достойным примером является строительство целого флота плавучих газотурбинных электростанций типа «Северное сияние».

Разработка компоновочных решений для отечественных парогазовых энергоблоков имеет также длительную историю и первые работы выполнялись с 60-х годов прошлого века. Были сооружены:

- один энергоблок с ВПГ (высоконапорным парогенератором) на Невинномысской ГРЭС;
- два энергоблока с НПГ (низконапорным парогенератором) на Молдавской ГРЭС.

В конце 70-х годов выполнялся рабочий проект энергоблока ПГУ-800 на базе двух газотурбинных установок ГТЭ-150 ПО «ЛМЗ» с использованием котла-утилизатора и паросиловой установки К-500-240.

Однако по целому ряду в основном организационных причин в Советском Союзе отсутствовало массовое производство газотурбинных установок и строительства парогазовых энергоблоков. Считалось, что сама идея сооружения парогазовых установок тупиковая, так как:

- природный газ (как ископаемое топливо) заканчивается;
- применять газ гораздо выгоднее в паросиловых теплофикационных блоках или системах химического производства;
- после освоения технологии МГД-генераторов (с КПД от 65 % и выше) сама технология ПГУ становится бесперспективной.

В конце 80-х, начале 90-х годов резко повысился интерес к парогазовым установкам. Возобновилась интенсивная разработка газотурбинных установок ГТЭ-150 (ЛМЗ), ГТЭ-115 (ПОТ ХТГЗ), ряда конверсионных установок на базе авиационных и судовых газотурбинных двигателей. Начались переговоры об организации лицензионного производства.

Одновременно сразу несколько Проектных Институтов начали разрабатывать компоновки электростанции с парогазовыми энергоблоками как конденсационного, так и теплофикационного типа. В связи с тем, что существовало централизованное управление энергетикой, получилось достаточно открытое обсуждение и сопоставление различных проектов.

Основные направления, по которым велись бурные дискуссии — следующие:

- способ утилизации (бинарный, с дожиганием топлива в котле, со сбросом выхлопных газов в энергетический котёл, с вытеснением регенерации паросиловых энергоблоков и т. д.);

- соотношение газотурбинной и паросиловой мощности и количество паротурбинных и газотурбинных установок в составе одного энергоблока;
- профиль котла-утилизатора (горизонтальный, вертикальный, П-образный и т. д.);
- отметка оси газотурбинной установки, в составе энергоблока ПГУ;
- размещение блочного щита управления;
- взаимное расположение газотурбинных и паротурбинной установки энергоблока.

При этом предполагался большой уровень унификации проектов ПГУ, вплоть до разработки типовой компоновки для всех мыслимых типоразмеров ГТУ и ПГУ на их базе и до унификации строительных конструкций.

Огромную теоретическую работу провели во Всесоюзном Теплотехническом Институте (ВТИ). Сотрудники ВТИ под руководством Г.Г. Ольховского собрали и обобщили отечественный и мировой опыт создания газотурбинной и парогазовой энергетики, выполнили огромный объем расчётов по оптимизации всевозможных схем применения газотурбинных и парогазовых установок, оптимизации параметров и типоразмеров перспективных ГТУ и профилей энергоблоков. Практически была создана научная и информационная база для создания отечественной современной парогазовой энергетики. Огромная заслуга в создании этой базы принадлежит Н.С. Чернецкому, П.А. Березинцу, И.Н. Сквирскому, А.И. Механикову, В.И. Гомболевскому, А.В. Салимону, В.А. Ахрамееву.

В течение 1988-1990 гг. Институтом Теплоэлектропроект совместно с ВТИ было подготовлено несколько проектов и технико-экономических докладов, обобщавших мировой и отечественный опыт создания газотурбинных и парогазовых электростанций, в процессе обсуждения которых практически были заложены те решения, на основании которых построена отечественная газотурбинная и парогазовая энергетика.

Тесное взаимодействие Института Теплоэлектропроект с Всероссийским Теплотехническим Институтом являлось и является залогом успехов нашего Института при создании Проектов газотурбинных и парогазовых установок разного типа, мощности и назначения. Считаем, что наше взаимодействие должно быть продолжено и в будущем!

### **Проекты газотурбинных и парогазовых энергоблоков, выполненные Институтом**

С 1995 г. «Институт Теплоэлектропроект» приступил к проектированию и строительству газотурбинной установки и соответствующей инфраструктуры АО «Стенд» (торжественный пуск состоялся 22 декабря 2001 г.) и по настоящий момент, по проектам Института построены и эксплуатируются газотурбинные и парогазовые установки практически всех возможных типов.

Надо отметить, что в первые годы строительства отечественной газотурбинной и парогазовой энергетики огромную роль сыграл энтузиазм и упорный труд целой команды выдающихся энергетиков, таких как Н.В. Никитин (ИвГРЭС), В.Г. Соколов (Конаковская ГРЭС), М.Л. Иневаткин, Е.С. Штыков (ИвГРЭС), В.И. Смирнов (ИвЭнерго), В.И. Романов, В.В. Романов (НПП «Машпроект»), Г.Н. Телегин (АО «Рыбинские моторы»), В.Д. Даненков, В.Н. Охотин, В.Н. Гусев, Н.А. Тимофеев (Институт Теплоэлектропроект). Огромная заслуга в организации строительства и успешных пусков головных объектов принадлежит А.Я. Копсову и сотрудникам его аппарата.

Участвуя в масштабной программе технического перевооружения отечественной энергетики, Институт реализовал проекты газотурбинных и парогазовых электростанций всех типов и схем, в том числе были построены:

1. Газотурбинная установка простого термодинамического цикла — испытательный стенд ГТЭ-110 (ГТЭ-110М). Филиал «Ивановские ПГУ» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация».
2. Газотурбинная установка сложного термодинамического цикла — ГТУ типа LMS100. Филиал «Джубгинская ТЭС» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация».

3. Газотурбинные установки LM2500+ с теплофикационным водогрейным котлом-утилизатором, нагревающим сетевую воду в систему теплофикации на «Белгородской ТЭЦ «Луч» и ГТУ LM6000 на «Якутской ГРЭС-2».

4. Газотурбинная надстройка паросилового энергоблока 310 МВт, выполненная по схеме сброса выхлопных газов ГТУ в энергетический котёл. Филиал ОАО «ОГК-6» Рязанская ГРЭС.

5. Газотурбинная надстройка, выполненная с котлом-утилизатором, подающим пар в общестанционный коллектор ТЭЦ с поперечными связями. Филиал «Пермская ТЭЦ-9» ПАО «Т Плюс».

6. Газотурбинная установка GT13E2 с паровым котлом-утилизатором с дожиганием топлива перед ним, подающим пар стороннему потребителю и к действующим паросиловым турбоустановкам, размещённым в разных главных корпусах. Филиал «Новогорьковская ТЭЦ» ПАО «Т Плюс».

7. Парогазовые установки бинарного типа, выполненные по схеме 1ГТУ+1 ПСУ, такие как энергоблоки № 1 и № 2 филиала «Сочинская ТЭС», энергоблоки № 3.1 и № 3.2 филиал «Нижевартовская ГРЭС» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация».

8. Парогазовые установки бинарного типа, выполненные по схеме 1ГТУ+1 ПСУ на одном валу (такие как энергоблоки Шатурской ГРЭС и Южноуральской ГРЭС с ГТУ типа 9FA и SGT5-4000F соответственно).

9. Парогазовые установки бинарного типа, выполненные по схеме 2 ГТУ+1 ПСУ, такие как энергоблоки № 3 филиала «Сочинская ТЭС», энергоблоки № 1 и № 2 «Калининградская ТЭЦ-2», энергоблоки № 1 и № 2 филиала «Ивановские ПГУ» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация», энергоблок № 2 ТЭС «Москва-Сити», «Пермская ТЭЦ-6» ПАО «Т Плюс» и т. д.

10. Реконструкция действующих энергоблоков № 1 и № 2 филиала «Сочинская ТЭС» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» с созданием общего коллектора, объединяющего энергоблоки.

Большинство газотурбинных и парогазовых энергоблоков из референц-листа АО «Институт Теплоэлектропроект» выполнены полностью по собственным оригинальным проектам, в том числе такие электростанции, как филиал «Сочинская ТЭС» АО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация», «Якутская ГРЭС-2» и т. д.

В то же время АО «Институт Теплоэлектропроект», являясь Генпроектировщиком ряда объектов, применял адаптированную к российским условиям, в том числе и к российской нормативной документации, проектную и рабочую документацию, разработанную иностранцами. Так были сооружены энергоблоки ПГУ-120 Пермской ТЭЦ-6 и ПГУ-420 Шатурской ГРЭС.

### **Заключение**

Нашему предприятию — АО «Институт Теплоэлектропроект» — больше 100 лет, нашему партнёру по многочисленным совместным проектам — ОАО «ВТИ» теперь тоже больше 100 лет. Наш совместный огромный опыт взаимодействия и совместных проектов позволяет надеяться, что в будущем, в том числе при реализации новых, современных проектов в области газотурбинной и парогазовой энергетики наше сотрудничество продолжится, и мы сумеем использовать наш совместный опыт для создания современной, надёжной, высокоэкономичной отечественной энергетики!

## ЭНЕРГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ И АГРЕГАТОВ

Д.М. ЛЯПИЧЕВ, А.В. СЕМУШКИН, В.А. ЩУРОВСКИЙ<sup>1</sup>, С.Ю. ДМИТРИЕВА  
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, Россия)

В настоящее время могут быть отмечены следующие тенденции в развитии газотранспортных и компрессорных технологий: расширение компонентного состава транспортируемого продукта (этаносодержащие, водородосодержащие, азотосодержащие газы), возможность повышения рабочего давления за счёт повышения несущей способности новых трубных сталей, перевод ряда «старых» магистральных газопроводов в разряд распределительных, проблема «углеродного следа», который в конечном счёте является следствием энергетики транспорта газа, наряду с сезонной неравномерностью имеет место коммерческая неравномерность поставок газа по объёмам и маршрутам, цифровизация объектов и процессов.

В ПАО «Газпром» эксплуатируется 4 566 ед. газоперекачивающих агрегатов суммарной установленной мощностью 54,4 млн кВт. Основная часть газоперекачивающего оборудования сосредоточена на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов — 47,6 млн кВт (3916 ед.), остальные мощности эксплуатируются в составе дожимного комплекса газовых промыслов — 5,8 млн кВт (423 ед.) и на КС подземных хранилищ газа (ПХГ) — 0,95 млн кВт (227 ед.).

Структура компрессорного парка по типам привода и единичным мощностям достаточно консервативна в течение многих лет. Преобладают ГПА с газотурбинным приводом (почти 90 % парка), мощностной ряд газотурбинных ГПА (МВт): 2,5–4–6,3(8)–10(12)–16(18)–25–30(32)–50; почти половину парка составляют агрегаты мощностью 16...18 МВт, средний номинальный КПД газотурбинного парка — около 31 %.

В 2020 г. на линейных и дожимных КС введено в эксплуатацию 551 МВт новых газотурбинных мощностей.

Средний возраст парка по наработке монотонно возрастает: наработка половины парка агрегатов превысила 100 тыс. час. В эксплуатации остаются практически все типы ГПА: более 60 типов приводов и 100 типов газовых компрессоров.

Поставлена задача цифровой трансформации ПАО «Газпром» и его объектов, в том числе на основе создания «цифровых двойников» объектов и их технологических процессов. При этом отмечается определённое несоответствие быстро развивающихся IT-технологий и подготовленности материальных объектов для их использования, а также тенденция к замещению физических моделей статистическими моделями. В результате формируется мнение о преувеличенных технико-технологических эффектах от «оптимизации» и «цифровизации». Поэтому представляется целесообразным рассмотреть энергетику транспорта газа с позиций физических процессов движения газа в трубах и его компримирования.

Процесс транспортировки газа (ТГ) в отечественной практике характеризуется следующими показателями:

- товаротранспортная работа (ТТР): произведение объёма газа на протяжённость его транспортировки (млрд м<sup>3</sup> км)

$$ТТР = \sum L \cdot Q_e ; \quad (1)$$

- мощность компримирования (на муфте привода), кВт

$$N_e = 1258 \cdot \lambda \cdot d^{-5} \cdot \rho_0^3 \cdot \rho^{-2} \cdot L \cdot \eta_k^{-1} \cdot q^3 ; \quad (2)$$

<sup>1</sup> V\_Shchu@mail.ru.

- удельная энергоёмкость (расход энергии на единицу ТТР), кВт·ч/млн м<sup>3</sup>·км

$$N_{y\partial} = N_e / \text{ТТР} = 30200 \cdot d^{-5} \cdot \rho_0^3 \cdot \rho^{-2} \cdot \lambda \cdot \eta_k^{-1} \cdot q^2; \quad (3)$$

- удельная энергоэффективность (расход топливного газа на единицу ТТР), м<sup>3</sup>/(млн м<sup>3</sup> км)

$$\mathcal{E}_{y\partial} = Q_{\text{ТГ}} / \text{ТТР} = 30200 \cdot d^{-5} \cdot \rho_0^3 \cdot \rho^{-2} \cdot \lambda \cdot \eta_k^{-1} \cdot d_{\text{ТГ}} \cdot q^2, \quad (4)$$

где  $L$  — протяжённость (длина) транспорта газа, км;  $Q_e$  — объем транспорта газа за учётный период, млрд м<sup>3</sup> (при стандартных условиях 0,1013 МПа, 293,15 К);  $Q_{\text{ТГ}}$  — потребление топливного газа за учётный период, млн м<sup>3</sup>;  $N_e$  — рабочая (потребляемая) мощность привода, кВт;  $d$  — внутренний диаметр трубы, м;  $\rho_0$  — плотность газа в стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho$  — средняя по длине участка газопровода плотность транспортируемого газа, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления газопровода, безразмерн.;  $q$  — производительность газопровода, млн м<sup>3</sup>/сутки;  $\eta_k$  — КПД компримирования (с учётом потерь в трансмиссии);  $d_{\text{ТГ}}$  — удельный расход топливного газа, м<sup>3</sup>/кВт·ч.

Базовые зависимости энергоёмкости участка многониточной газотранспортной системы (ГТС) для единого и автономного гидравлического режима — универсальны (степенная зависимость с показателем около 3): любой многониточный участок может быть представлен в виде эквивалентного однопунктного магистрального газопровода (МГ).

Следует отметить, что удельные показатели не зависят от расстояния транспорта газа, а являются функцией совершенства техники и проектного (или фактического) режима эксплуатации.

Указанные формулы физически вполне детерминированы и тождественны известной формуле для расчёта пропускной способности газопровода (формула Веймаута); их использование позволяет:

- оценить предельные энергетические возможности современных технологий транспорта газа;
- показать режимные зависимости МГ;
- сравнить энергоёмкость и энергоэффективность транспорта газа с различными компонентными составами;
- выделить долю компрессорных станций и линейной части в энергетике МГ и ГТС;
- укрупнённо оценивать «углеродный след», используя взаимосвязь удельных энерго-экологических показателей.

Предельные возможности энергетике транспорта газа можно структурировать следующим образом.

Гидравлические свойства линейной части практически подошли к пределу, т. к. применение внутреннего покрытия труб приблизило коэффициент гидравлического сопротивления к известному понятию «гладкая труба» [1].

Если принять за предельные значения эффективности газотурбинного привода около 40 % и эффективности центробежного компрессора около 87 %, то можно также признать, что они приближаются к естественному пределу.

С учётом этого остаётся газодинамический резерв в виде снижения скорости газа в трубе, т. е. проектной «разгрузки» газопровода по производительности. Однако в этом случае возникает экономический критерий «металлоёмкость vs энергозатраты».

Применительно к компрессорным цехам и ГПА разработаны рекомендации, которые определяют:

- классификацию и унификацию показателей эксплуатационной готовности ГПА и КЦ;
- мониторинг эксплуатационных показателей компрессорного парка;
- планирование потребностей технического обслуживания и ремонтов ГПА на краткосрочную и среднесрочную перспективу.

Показатели, используемые при контроле и планировании эксплуатационной готовности ГПА (КЦ), в развитие терминов и определений по ГОСТ 27002-2015 и ГОСТ 18322, приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Классификация свойств, понятий и показателей ГПА (КЦ)

Свойства, понятия по ГОСТ 27002-2015 (ГОСТ 18322-2016)	Форма применения
<b>Система технического обслуживания и ремонта (ГОСТ 18322-2016)</b>	Организация работ в соответствии с распорядительным документом: «Порядок взаимодействия участников бизнес-процесса диагностического обследования, технического обслуживания и ремонта объектов ПАО «Газпром»
<b>Временные понятия</b>	
Рабочее состояние	Структурирование календарного времени по нахождению ГПА в состояниях: работа, резерв, плановый ДТОиР*, вынужденный простой
Наработка	Время работы ГПА за определённый период
Остаточный ресурс	Суммарная наработка от момента контроля до момента достижения предельного состояния
Назначенный ресурс	Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация ГПА может быть продолжена только после принятия решения о возможности продления данного показателя
<b>Безотказность</b>	
Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния ГПА
Наработка между отказами	Отношение наработки к количеству отказов за определённый период
Вид отказа	Единица классификации отказов
Анализ отказов	Структурирование статистических данных по причинам отказов
Количество пусков-остановов	Количество успешных пусков за определённый период
Наработка на пуск	Отношение наработки к количеству пусков за определённый период
<b>Техническое состояние</b>	
Техническое состояние	Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности в соответствии с Р Газпром [3]
Мониторинг технического состояния	Осуществляется как одна из функций САУ ГПА или АСУТП КЦ
Коэффициент сохранения эффективности	Коэффициент технического состояния ГТУ по топливному газу и коэффициент технического состояния ЦБК в соответствии с [3]
Техническое диагностирование	В соответствии с НТД техническая диагностика является элементом системы ДТОиР

\* ДТОиР — диагностика, техническое обслуживание и ремонты.

Свойства, понятия по ГОСТ 27002-2015 (ГОСТ 18322-2016)	Форма применения
<b>Ремонтопригодность</b>	
Объект технического обслуживания (ремонта)	ГПА в комплектации с Типовыми техническими требованиями и его составные части: газовый компрессор и привод (ГТУ, электропривод и др.)
Кратность резерва	Соотношение количества рабочих и резервных ГПА — в соответствии с Нормами технологического проектирования МГ
Техническое обслуживание	Выделенного показателя не предусматривается
Ремонт	В соответствии с отраслевым СТО Газпром
Плановый ремонт	В соответствии с отраслевым СТО Газпром
Нерегламентированный ремонт	Учитывается статистически в составе времени планово-предупредительного ремонта (ППР)
Аварийный ремонт	Учитывается статистически в составе времени вынужденного простоя
Средняя суммарная стоимость ДТОиР	Определяется на базе статистических данных для каждого типоразмера ГПА
Удельная суммарная стоимость ДТОиР	Определяется на базе статистических данных для каждого типоразмера ГПА
<b>Комплексные показатели</b>	
Коэффициент готовности	Применяется в форме коэффициента готовности
Коэффициент технического использования	Применяется в форме коэффициента технического использования
Коэффициент оперативной готовности	Коэффициент эксплуатационной готовности — это произведение коэффициента готовности на коэффициенты технического состояния по мощности ГПА (привода и газового компрессора)

Эксплуатационная (производственно-технологическая) готовность КС (КЦ) — это способность оборудования КС (КЦ) выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях эксплуатации при наличии агрегатного резерва и соответствующем ДТОиР. Эксплуатационную готовность ГПА определяют следующие свойства и понятия надёжности по ГОСТ 27.002-2009: безотказность, ремонтопригодность, техническое состояние, временные показатели использования [2].

Временные показатели формируются на базе структуры и баланса календарного времени для нахождения ГПА в различных состояниях: работа, резерв, ППР вынужденный простой

$$T_K = T_P + T_{PEZ} + T_{ППР} + T_{ВП} \quad (4)$$

Применительно к газотурбинным ГПА в качестве режимных статистических показателей процесса, имеющих отношение к понятиям надёжности и эффективности, применены в соответствии с Р Газпром «Методика проведения удалённой параметрической диагностики и мониторинга текущих показателей текущего технического состояния газоперекачивающих агрегатов без изменения режима их эксплуатации» [3], следующие показатели: мощность, расход топливного газа, температуры в турбине, частоты вращения роторов.

Коэффициент ЭГ ГПА (отражающий физические свойства надёжности и технического состояния по мощности) — произведение коэффициентов технического состояния привода, центробежного компрессора (ЦБК) и коэффициента готовности:

$$K_{ЭГ}^{ГПА} = K_{Не}^{ГПА} \cdot K_{ЦБК} \cdot K_{Г}, \quad (5)$$

где  $K_{Не}^{ГПА}$  и  $K_{ЦБК}$  — коэффициенты технического состояния ГТУ по мощности и ЦБК соответственно,  $K_{Г}$  — коэффициент готовности ГПА.

Способность КЦ выполнять требуемые функции в заданных режимах оценивается посредством показателей эксплуатационной готовности КЦ, учитывающих параметры эксплуатационного режима, техническое состояние и надёжность ГПА, наличие агрегатного резерва КЦ и остаточный ресурс ГПА.

Энергетический показатель эксплуатационной готовности КЦ (ЭЭГ) — это отношение необходимого количества рабочих (включенных) ГПА ( $n_{раб}$ ) к его располагаемой величине ( $n_{расп}$ ) на заданный период эксплуатации:

$$П_{ЭЭГ}^{КЦ} = \frac{n_{раб}}{n_{расп}}. \quad (6)$$

Располагаемое количество работающих ГПА в КЦ ГПА определяют с учётом надёжности и технического состояния по формуле:

$$n_{расп} = n_{уст} \cdot K_{Не}^{КЦ} \cdot K_{ТИ}, \quad (7)$$

где  $n_{уст}$  — количество установленных ГПА в КЦ.

Ресурсный показатель эксплуатационной готовности КЦ (РЭГ) — это отношение суммы остаточных ресурсов ГПА к необходимой суммарной наработке ГПА в данном цехе на заданный период эксплуатации:

$$П_{РЭГ}^{КЦ} = \frac{T_{ост\ МР}}{T_{Р}^{КЦ}}, \quad (8)$$

где  $T_{ост\ МР}$  — остаточный межремонтный ресурс до ближайшего среднего или капитального ремонта.

Показатели ЭЭГ и РЭГ отражают степень готовности (неготовности) КЦ обеспечить выполнение технологического задания.

В качестве квалификационного (эталонного) для показателя ЭЭГ принято значение, определяемое проектным количеством рабочих ГПА и нормативными показателями ТОиР по ГОСТ Р 54404:

$$П_{ЭЭГ}^0 = \frac{n_{раб}^0}{n_{уст} \cdot K_{ТИ}^0 \cdot K_{Не}^0}, \quad (9)$$

где  $n_{раб}^0$  — проектное количество рабочих ГПА;  $K_{Не}^0$  — нормативный коэффициент технического состояния ГТУ по мощности;  $K_{ТИ}^0$  — стандартный коэффициент технического использования ГПА.

Значения показателя ЭЭГ определяют обеспеченность проектного резерва ГПА в соответствии с критериями эксплуатационной готовности КЦ.

Принимаются следующие стандартные показатели надёжности и безотказности ГПА:

- коэффициент готовности ГПА с газотурбинным двигателем — не менее 0,98;
- коэффициент готовности ГПА с электроприводом — не менее 0,99;
- коэффициент технического использования ГПА с газотурбинным двигателем должен быть не менее 0,91.

Классификатор отказов гармонизирован с предшествующей практикой и различными НТД подобного назначения, такими, как отраслевая форма Донесения об отказах, ГОСТ Р 52527-2006, ISO 14224-2016 и структурирован для каждого элемента ГПА.

Представлена система эксплуатационных показателей энерготехнологических свойств магистральных газопроводов и технического состояния и эксплуатационной готовности компрессорных цехов и ГПА.

Предложены универсальные зависимости энергоёмкости и энергоэффективности магистрального транспорта газа.

#### Список литературы

1. **Сальников, С.Ю.** О гидравлической эффективности магистральных газопроводов большого диаметра: научно-технический сборник / С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский, В.М. Простокишин // Вести газовой науки. — 2018. — № 2 (34). — С. 28–35.
2. **Щуровский, В.А.** Анализ методических подходов к обеспечению работоспособности компрессорного парка: Вести газовой науки. Повышение надёжности и безопасности объектов газовой промышленности / В.А. Щуровский. — М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. — С. 13–21.
3. **Семушкин, А.В.** Методические принципы параметрической диагностики технического состояния газотурбинных газоперекачивающих агрегатов: Вести газовой науки. Повышение надёжности и безопасности объектов газовой промышленности / А.В. Семушкин, А.О. Подлозный, Е.А. Черникова [и др.] – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. — С. 21–27.

**СОКРАЩЕНИЕ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ ПУСКОВ ПГУ (часть I)****Ю.А. РАДИН, С.Н. ЛЕНЕВ, А.И. ИСТОМОВ**

(ПАО «Мосэнерго», г. Москва, Россия)

Применение современных мощных газотурбинных установок (ГТУ) с КПД более 37 % в схемах парогазовых установок (ПГУ) позволило создавать ПГУ с КПД на выработку электроэнергии свыше 58 %, обеспечивая при этом лучшие, чем для паросиловых энергоблоков ТЭС на органическом топливе, экологические показатели и характеристики маневренности.

Изначально ПГУ проектировались для эксплуатации в базовой части графиков нагрузки с ограниченным количеством пуско-остановочных режимов (в среднем не более 25–30 пусков в год при сроке службы 30 лет).

Однако их высокие характеристики маневренности, а также изменение цен на газообразное топливо, тарифов на электроэнергию в сочетании с возрастанием требований к поддержанию частоты и мощности при работе энергетических установок параллельно с энергосистемами, потребовали использовать оборудование ПГУ в режимах регулирования нагрузки в энергосистеме (количество пусковых режимов ПГУ может составлять более 250 в год).

В энергосистеме Мосэнерго количество пусков ПГУ невелико (не превышает 15 в год), однако оборудование испытывает еженощные разгрузки до 50 % или даже остановы одной из двух ГТУ дубль-блоков ПГУ-450.

Увеличение количества циклов «пуск — стационарный режим — останов» и глубоких разгрузок приводит к увеличенному, по сравнению с базовыми режимами работы, накоплению поврежденности оборудованием ПГУ, в особенности толстостенными элементами парового тракта, котлов-утилизаторов, паропроводов, паровой турбины (главным образом, корпусов стопорных клапанов ВД и роторов ВД и СД) и требуют особого внимания при разработке тепловых и пусковых схем.

Важнейшими элементами пусковых схем являются быстродействующие редуционно-охлаждающие (БРОУ) или пускосбросные быстродействующие (ПСБУ) и просто редуционно-охлаждающие (РОУ) установки с соединительными трубопроводами, запорной и регулирующей арматурой. Пусковые схемы обеспечивают минимальные по продолжительности и затратам тепла и электроэнергии пуски, а также удержание ПГУ в работе при сбросах нагрузки до холостого хода или собственных нужд.

Надёжность блока ПГУ в пусковых режимах сводится к обеспечению:

- плавного прогрева перегревателей поверхностей котлов-утилизаторов, паропроводов и паровой турбины паром повышающихся параметров (давления и температуры);
- сопоставимых (по условиям возникновения температурных напряжений) начальных температур греющего пара и стенок;
- необходимость маневренной работы и сохранения высокой надёжности прогреваемого оборудования;
- прогрева или охлаждения оборудования с допустимыми скоростями при исключении резких изменений его температуры;
- сохранения температуры наиболее нагруженных деталей в допустимых пределах (рис. 1).

Примеры одно- и двухбайпасной принципиальных пусковых схем ПГУ представлены на рис. 2.

Анализ термических напряжений элементов ПТ и КУ показал, что пуск энергоблока ПГУ-450 может быть разделён на несколько этапов:

**1 этап.** От начала пуска ГТУ с КУ до подачи пара в ПТ. На этом этапе основными высоконагруженными элементами оборудования энергоблока являются: барабан ВД (БВД), выходной коллектор пароперегревателя ППВД, паропроводы и элементы паровпуска ПТ.

**2 этап.** От подачи пара в ПТ до набора нагрузки на генераторе ПТ ~ 40 %. На этом этапе основными высоконагруженными элементами оборудования энергоблока являются — корпуса стопорных и регулирующих клапанов, ротора ВД и СД ПТ.

**3 этап.** Нагрузка ПТ от мощности  $\sim 40\%$  до номинальной или мощности, определенной диспетчерским графиком. Этот этап характеризуется неизменной температурой газов за ГТУ и соответствующей постоянной температурой пара ВД, СД. Как показывает анализ значений термических напряжений высоконагруженных элементов ПТ, на 3-м этапе они не ограничивают скорость нагружения энергоблока (см. рис. 2).

Основными элементами оборудования, термонапряженное состояние и циклическая прочность которых ограничивают маневренность ПГУ, являются барабаны высокого давления и выходные коллекторы пароперегревателей высокого давления, тройниковые соединения высокого давления, корпуса стопорных клапанов и роторы паровых турбин.

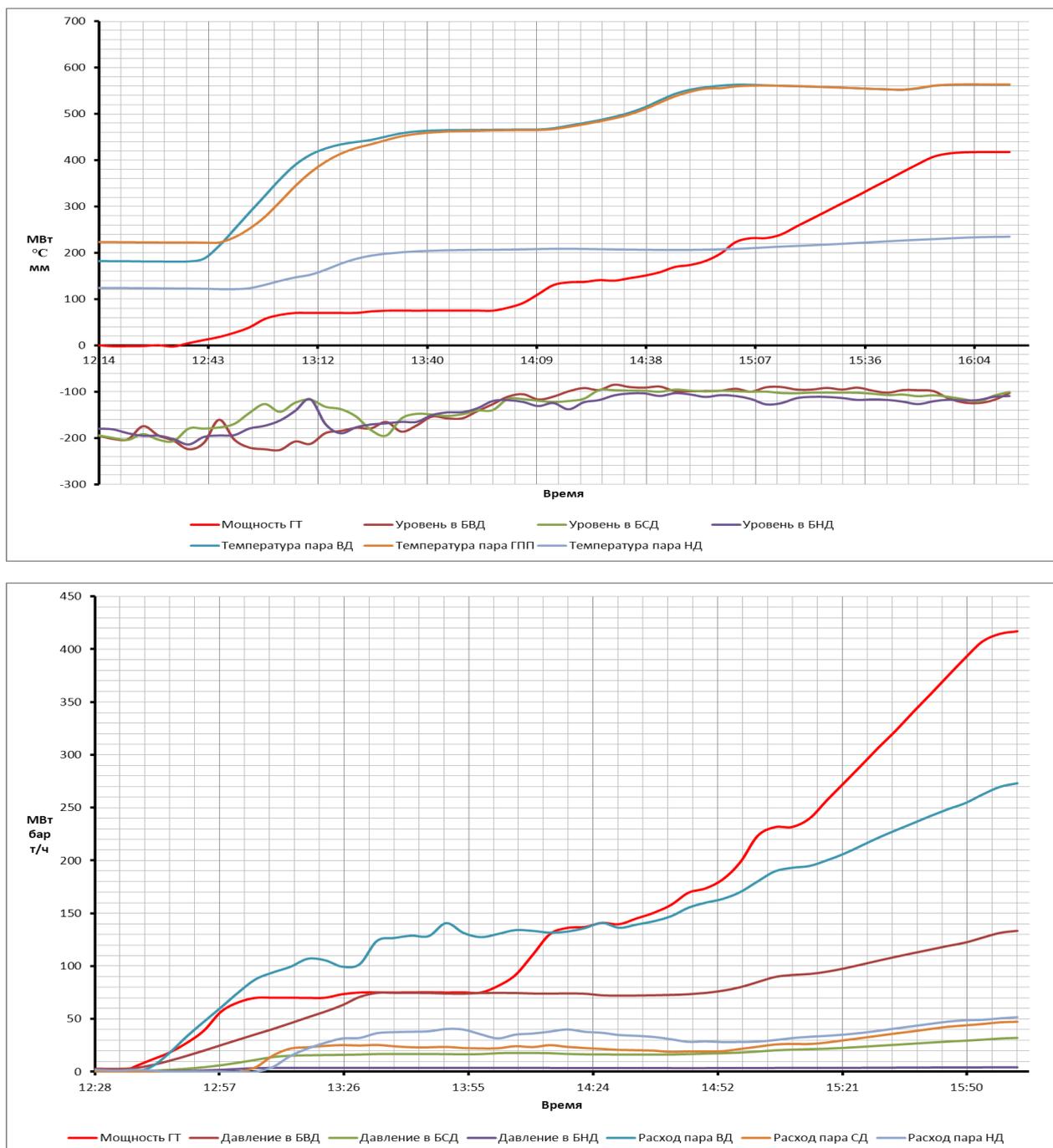


Рис. 1. Прогрев тракта свежего пара и пара после промпрегрева при пуске ПГУ-450 ТЭЦ-20 из холодного состояния

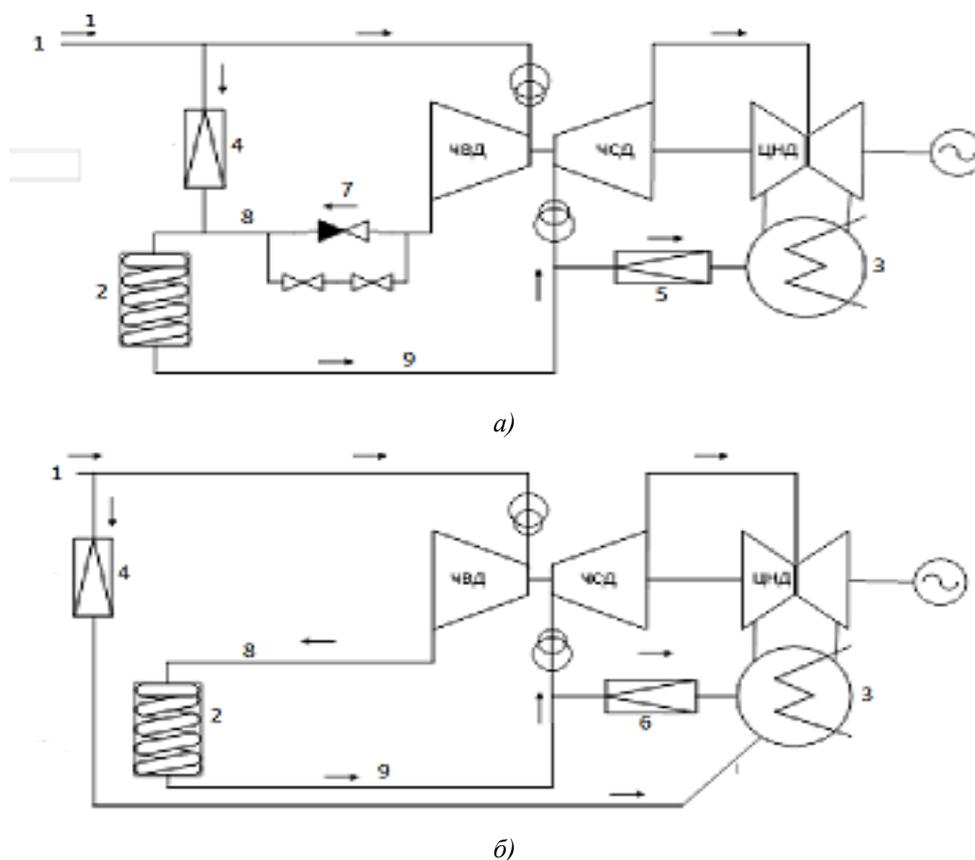


Рис. 2. Пример пусковых схем: *а* — двух-; *б* — однобайпасной

Паровые турбины существенно влияют на маневренность бинарных парогазовых установок.

Продолжительности пусков паровых турбин значительно больше, чем ГТУ. При работе в условиях ПГУ общая продолжительность их пусков в целом существенно зависит от продолжительности пуска и нагружения паровой турбины, определяемой главным образом её исходным тепловым состоянием.

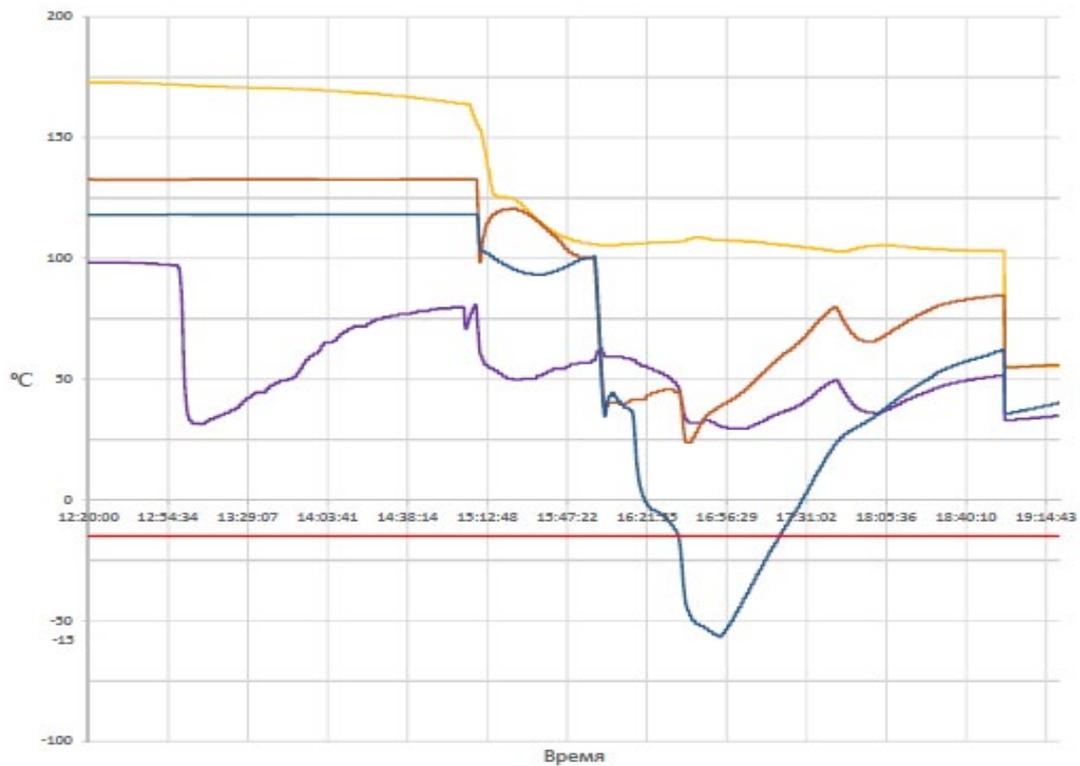
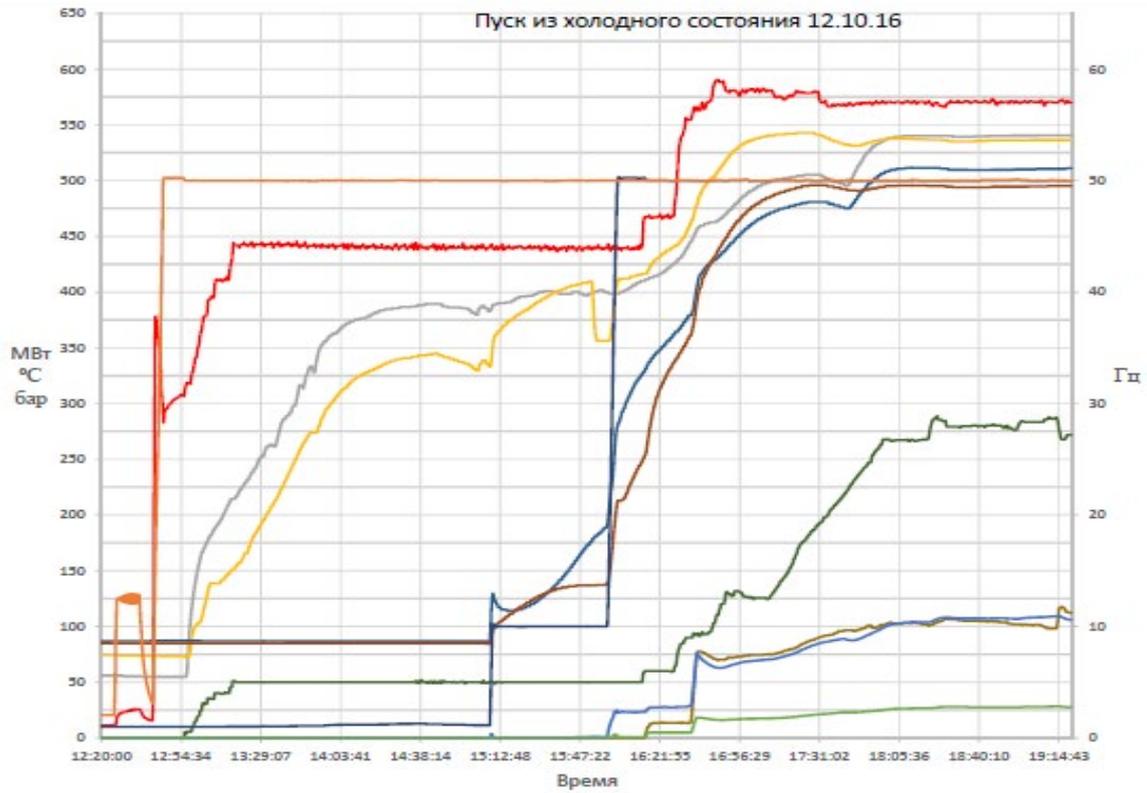
При анализе пусков энергоблока из различных тепловых состояний во всех случаях наблюдалось отличие их длительности от расчётных значений, исключая превышения термических напряжений в толстостенных элементах.

Внедрение автоматического управления операциями пуска и нагружения ПТ позволит оптимизировать их время для увеличения экономической эффективности работы оборудования в переменных режимах без превышения допускаемых термических напряжений в «критических» элементах ПГУ и ограничения ресурса толстостенных элементов энергоблока.

Одним из путей оптимизации пусковых режимов может являться использование мониторинга термонапряженного состояния и циклической прочности (счётчики ресурса) лимитирующих элементов, которое позволяет в реальном времени проводить расчёты напряжений, возникающих в этих элементах, и определять поврежденность за каждый цикл — пуск — стационарный режим — останов.

Для решения задач расчёта термонапряженного состояния разработаны их конечноэлементные трёхмерные математические модели, проведены расчётные исследования напряжений и циклической прочности, которые впоследствии были использованы для оптимизации графиков-заданий пусков ПГУ из различных тепловых состояний.

Подобная тенденция наблюдается и на зарубежных электростанциях с парогазовыми установками.



— мощность ПТ; — мощность ГТ; — Т пар ВД; — Т пар СД; — Р пар ВД; — Р пар СД; — Т корпус ВД;  
 — Т корпус СД; — Т вых ГТ; — скор ПТ; — скор ГТ  
 — напряжение СК ВД; — напряжение РК ВД; — напряжение ВАЛ ВД; — напряжение ВАЛ СД; — предельно допустимое значение

Рис. 3. Диаграмма пуска и нагружения ПГУ-450 из холодного состояния

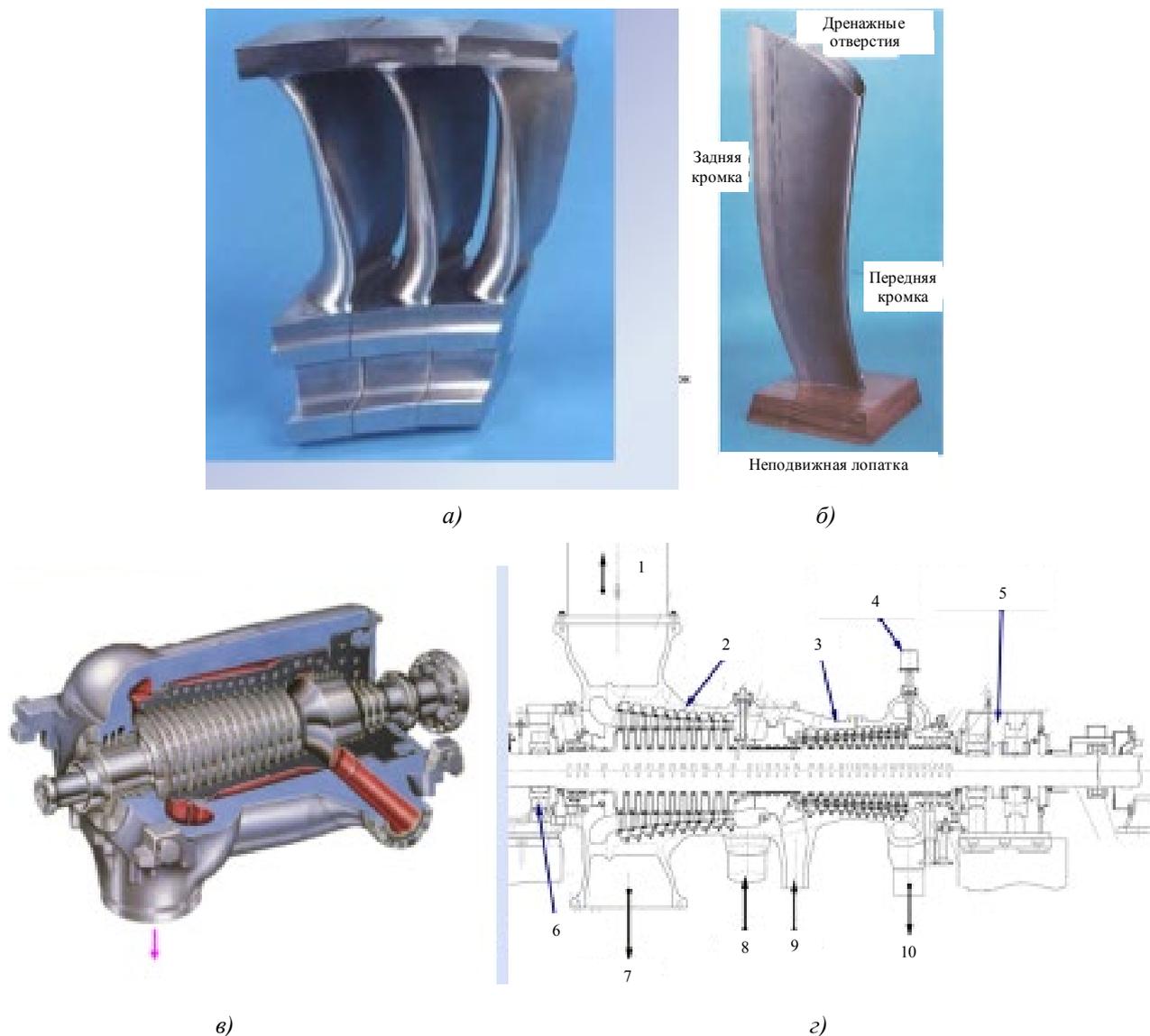
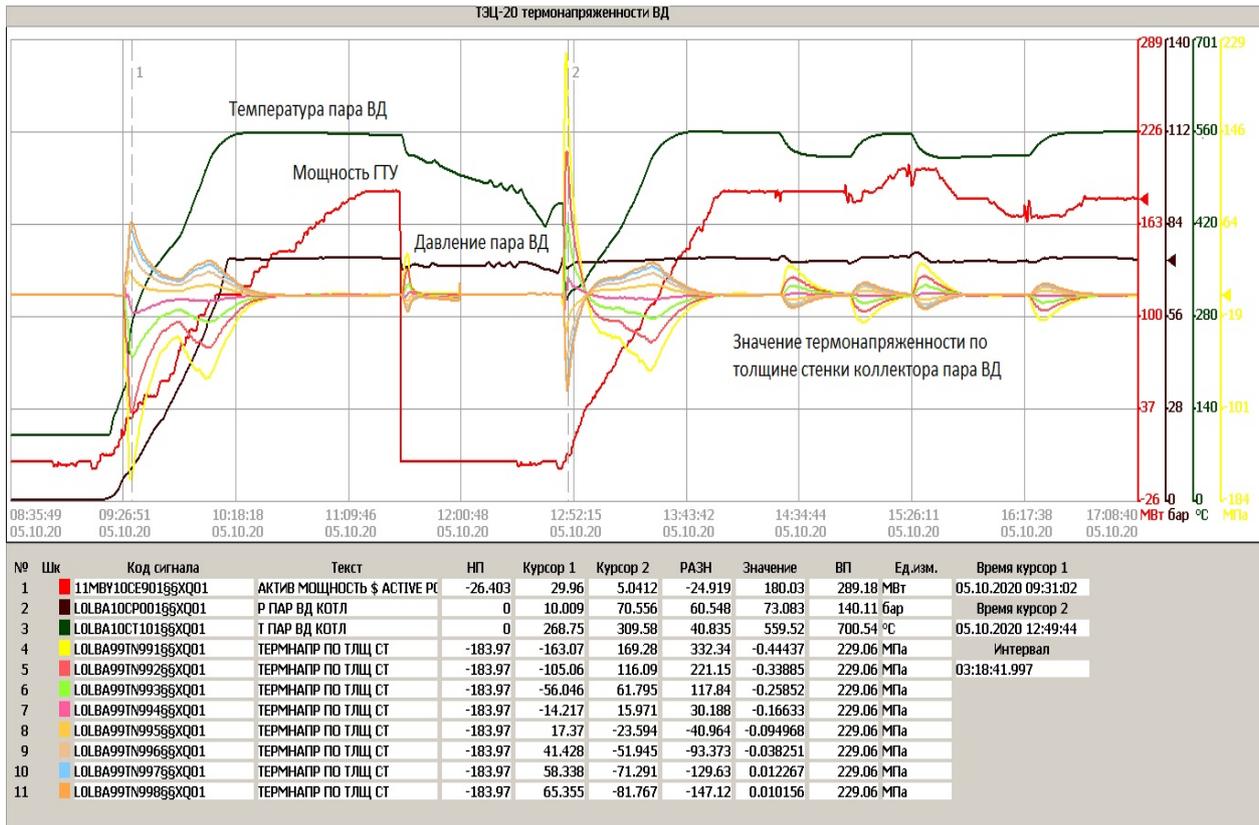


Рис. 4. *а* — трёхмерные рабочие лопатки; *б* — трёхмерная сопловая лопатка последней ступени; *в* — цилиндр высокого давления без горизонтального разъёма; *г* — продольный разрез ЦВД и ЦСД; 1 — пар к ЦНД; 2 — ЦСД; 3 — ЧВД; 4 — контроль температуры ЦВД; 5 — опорно-упорный подшипник; 6 — опорный подшипник; 7 — пар к ПСГ; 8 — пар СД; 9 — пар ВД; 10 — ХПП

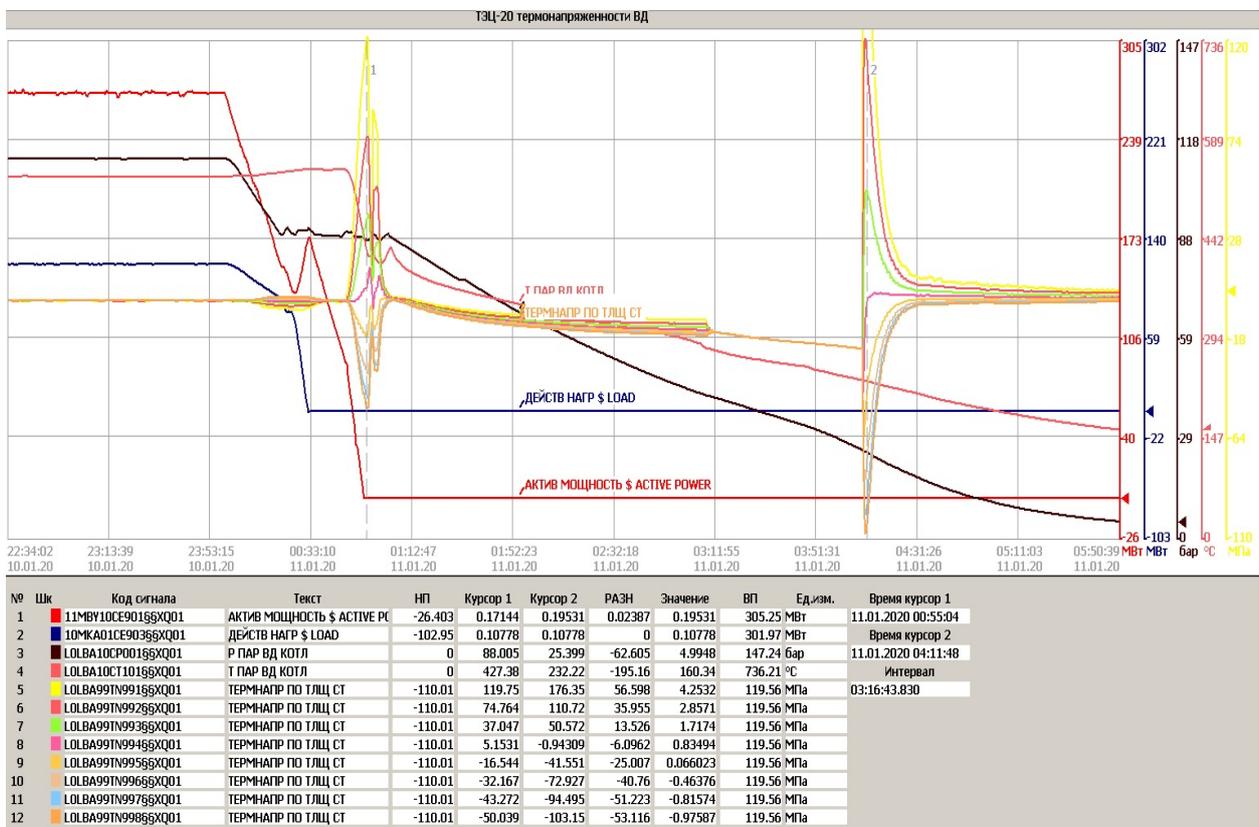
Расчёты проведенные как в реальных эксплуатационных условиях прогрева при пусках и изменениях нагрузки, так и в соответствии с графиками-заданиями позволили оптимизировать последние по термонапряжённому состоянию и по условиям допустимого накопления поврежденности за один цикл «пуск — стационар — останов».

Следующими шагами были:

- разработка программного комплекса для расчёта в реальном времени термонапряжений в элементах оборудования тепловой схемы ПГУ, определяющих продолжительность пусков;
- разработка подхода и алгоритма расчёта эквивалентных часов эксплуатации оборудования тепловой схемы, котла-утилизатора, коллекторов, паровой турбины по аналогии с ГТУ, где такая задача решена;
- разработка подхода и алгоритма расчётов в реальном времени (в процессе пуска ГТУ) для коррекции пуска, изменения скорости нагружения, его приостановки и других ограничений пуска по термонапряжённому состоянию всех указанных элементов. Такие алгоритмы реализованы на оборудовании энергоблоков ПГУ ТЭЦ-21 и ТЭЦ-20 Мосэнерго.



а)



б)

Рис. 5. Пуск (а) и останов (б) блока ПГУ-450 ТЭЦ-20 с расчётом термических напряжений

На **ПГУ-450 ТЭЦ-21** филиал ПАО Мосэнерго. Расчёты (мониторинг) в темпе процесса термонапряженного состояния толстостенных элементов парового тракта, котла, паропроводов и паровой турбины, расчет накопления эквивалентных часов эксплуатации, анализ пусковых режимов, расчет количества пусков-остановов вращающихся механизмов.

На **ПГУ-420 ТЭЦ-20** филиал ПАО Мосэнерго мониторинг элементов парового тракта — подготовка к внедрению элементов управления через блочный координатор.

Графики-задания пусков из типовых тепловых состояний ПГУ-450 с различными скоростями нагружения показаны на рис. 5.

**Пилотный проект** был ранее выполнен для **ПГУ-180 Адлерской ТЭС** филиал ОГК-2.

Несколько слов о ПГУ в энергосистеме ПАО Мосэнерго: в эксплуатации находятся три ПГУ-450Т и одна ПГУ-230 с ГТУ SGT5-2000E, две ПГУ-450 с ГТУ SGT5-4000F после модернизации ГТУ, одна ПГУ-420 с ГТУ GT26, одна ГТУ АЕ64.3А с КУ на трансфер.

На ПГУ-450 и ПГУ-230 внедрены испарительные устройства для охлаждения в летнее время поступающего в компрессор наружного воздуха, позволившие увеличить мощность ПГУ в среднем на 4–5 % в летний период времени, применён алгоритм расчёта межремонтного периода МАК35–50, испытана возможность переоткрытия ВНА, позволившая увеличить мощность ГТУ на 2,5–3 МВт.

## ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПУСКАХ ПГУ (часть II)

П.А. БЕРЕЗИНЕЦ

(ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Природный газ и пары жидких топлив, используемых в газотурбинных установках (ГТУ), взрывоопасны при определённых концентрациях в воздухе. При атмосферном давлении нижний предел воспламенения природного газа составляет 4,5 % (объёмных), верхний — 17 %. При внесении постороннего источника тепла зажигание взрывоопасной топливовоздушной смеси приводит к взрыву, резкому повышению — до 0,7–0,8 МПа — давления и разрушению ограждающих конструкций.

В истории отечественной газотурбинной энергетики были случаи взрывов топливовоздушной смеси в газовом тракте ГТУ, за которыми были установлены теплообменные аппараты. Устранение вызванных ими разрушений требовало времени и средств.

Для предотвращения их нормативными документами были регламентированы продувки этих трактов воздухом перед воспламенением топлива при пусках ГТУ. Аналогичные документы выпущены и за рубежом.

Однако вентилирование выхлопного тракта ГТУ и котла-утилизатора (КУ) холодным воздухом, которое проводится при вращении вала ГТУ пусковым устройством, при пуске из неостывшего и горячего состояния уменьшает аккумулированную в КУ энергию, увеличивает продолжительность пусков и затрачиваемые на запуск энергоресурсы. Оно вызывает также охлаждение горячих элементов ГТУ и КУ, в частности, толстостенных выходных коллекторов пароперегревателей, паропроводов и арматуры свежего пара, с возможной конденсацией в них пара, при последующем нагреве которых возникают дополнительные термические напряжения, сокращающие ресурс. При освоении блока ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ СПб было проведено специальное исследование условий предпусковых продувок газового тракта ГТУ и КУ. Конфигурация газового тракта за ГТУ показана на рис. 1.

Отработавшие в ГТУ газы направляются через круглый диффузор в шумоглушитель и после поворота в вертикальной плоскости на 90 °С поступают в КУ. Из него уходящие газы поступают через конфузор в квадратный короб и далее — в дымовую трубу. На вертикальном участке короба установлена двухлопастная отключающая заслонка.

Расчёт необходимой продолжительности вентиляции газового тракта котла-утилизатора ПГУ-450Т можно выполнить по двум физическим моделям.

По модели идеального («поршневого») вытеснения поступающий из ГТУ воздух не смешивается с газовой средой, заполняющей котел, а вытесняет её как поршень. Расчёты по ней показали, что полное вытеснение газового объёма КУ при работе тиристорного пускового устройства (ТПУ) осуществляется за 44 с, а при работе валоповоротного устройства (ВПУ) — за 277 с.

По модели полного и непрерывного перемешивания поступающего из ГТУ воздуха с газовой средой, заполняющей котёл, являющейся более консервативной, остаточная концентрация метана на выходе из котла при вентиляции с помощью ТПУ становится безопасной по условиям взрываемости (менее 5 %) примерно через 130 с после начала вентиляции.

Экспериментальное определение необходимой продолжительности вентиляции котлов-утилизаторов ПГУ-450Т было выполнено с помощью газа-свидетеля, в качестве которого использовался сер-

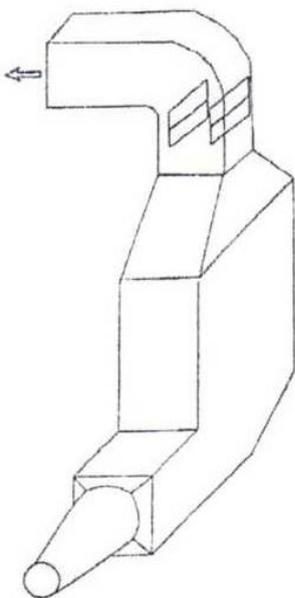


Рис. 1. Конфигурация газового тракта ГТУ ПГУ-450Т

нистый газ ( $\text{SO}_2$ ), полученный сжиганием серных шашек. Пробы газа отбирались в среднем сечении конфузора на выходе из котла (отметка +27 м), концентрации его компонентов контролировались штатными газоанализаторами.

При закрытой отключающей заслонке и включенном ВПУ нижняя часть котла находилась под небольшим наддувом. При открытии отключающей заслонки давление газов на входе в котёл уменьшилось с +20 мм водяного столба до -30 мм водяного столба вследствие самотяги дымовой трубы, а концентрации  $\text{SO}_2$  за 5 мин снизились с 800 до 450 мг/м<sup>3</sup>.

При открытой отключающей заслонке фоновая концентрация  $\text{SO}_2$  могла быть достигнута через 1 мин от момента включения ТПУ.

Выбег ротора при останове ГТУ до включения ВПУ (примерно 130 об/мин) продолжается 15 мин. Суммарное количество воздуха, прокачиваемого за этот период через КУ при  $t_{\text{нв}} = 15^\circ\text{C}$ , составляет более 84 000 м<sup>3</sup>. При этом осуществляется более чем 20-кратный воздухообмен. При отсутствии пропуска природного газа через клапаны, установленные перед камерами сгорания, выбег ротора обеспечивает эффективную вентиляцию газового тракта, а при контроле плотности топливной системы исключает необходимость его предпусковой вентиляции.

Экспериментально установлено также, что загазованный объем КУ при естественной тяге и включенном ВПУ эвакуируется в течение 14 мин после открытия отключающей заслонки. Если ТПУ включается после открытия этой заслонки (что соответствует инструкции по эксплуатации), то эвакуация загазованного объема происходит за 1 мин от момента включения.

Поскольку плотность газа-свидетеля составляет 2,86 кг/норм. м<sup>3</sup>, в то время как плотность природного газа 0,7–0,75 кг/норм. м<sup>3</sup>, полученная продолжительность эвакуации загазованного объема, является избыточной.

Последующие работы при проектировании бинарных ПГУ позволили устранить противоречия в разных нормативных документах и смягчить требования к вентилированию газового тракта ГТУ и КУ. В настоящее время действует норматив, требующий вентилирование объема между выхлопным патрубком ГТУ и входом в дымовую трубу шестикратным объемом воздуха без указания продолжительности вентилирования.

Обеспечение безопасного пуска ГТУ на природном газе после нормального останова, например на ночь, возможно без продувки выхлопного тракта воздухом при внесении дополнений в топливную систему, обеспечивающих контроль правильности срабатываний всех клапанов при остановах и отсутствие протечек топлива через клапаны на линиях подачи топлива (рис. 2).

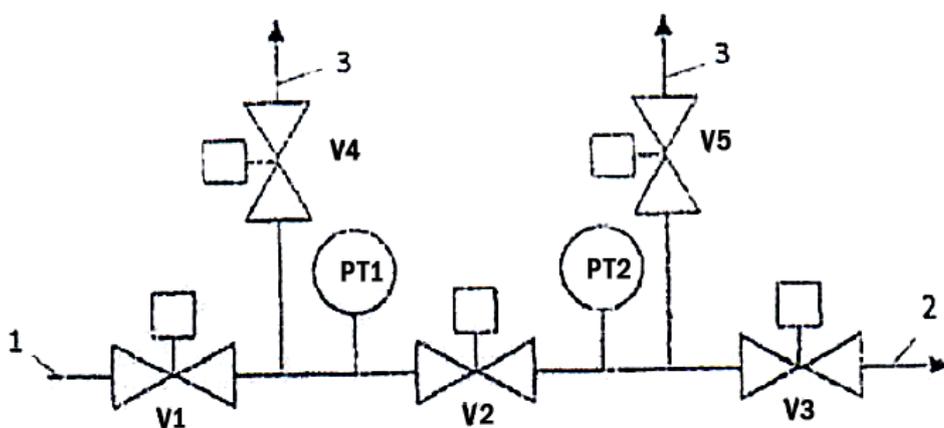


Рис. 2. Схема простейшего газового тракта V1, V2, V3 — запорные клапаны; V4, V5 — сбросы на свечу; PT1, PT2 — измерители давления; 1 — подача топлива; 2 — топливо к горелкам камеры сгорания ГТУ; 3 — сброс в атмосферу

В простейшей схеме имеется 3 запорных и 2 вентиляционных (на свечу) клапана с непрерывным контролем их положения и измерением после нормальной остановки ГТУ давления в двух секциях между запорными и вентиляционными клапанами для оценки положения и плотности клапанов.

При выполнении этих требований нормами Национальной ассоциации пожарной защиты США допускается пуск ГТУ без продувки выхлопного тракта в течение 8 суток после останова.

Другой вариант для газовых топлив показан на рис. 3. В нем в вентилируемую часть топливного тракта со стороны ГТУ сделан подвод запирающего инертного газа или воздуха и производится измерение перепада давления на среднем запорном клапане, через который запирающий газ с давлением, достаточным для предотвращения утечки газообразного топлива поступает в секцию между 2 и 3-м запорными клапанами. Необходим непрерывный контроль положения клапанов и давления в секциях трубопроводов.

При использовании такой схемы допускается пуск ГТУ без прокрутки для вентилирования газового тракта котла без ограничения времени между остановами.

При работе на жидких топливах необходима показанная на рис. 4 схема с тремя запорными и двумя дренажными клапанами и заполнением инертным газом или воздухом под давлением. Продолжительность простоя после нормального останова до пуска без вентилирования газового тракта котла здесь также не ограничивается.

Если КУ оснащён горелками для сжигания перед ним дополнительного топлива, то на подводе его к горелкам для выполнения требований NFPA 85 2011 г. и предотвращения попадания топлива в газовый тракт котла должны быть установлены три запорных и два выпускных клапана.

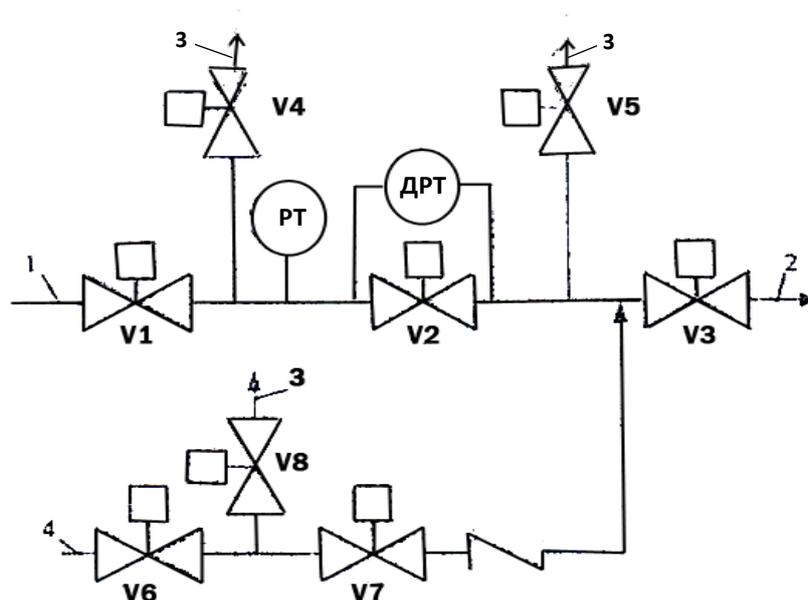


Рис. 3. Схема газового тракта с запирающим воздухом или инертным газом V1, V2, V3 — запорные клапаны; V4, V5, V8 — сбросы на свечу; V6, V7 — запорные клапаны на подаче воздуха или инертного газа; PT — измеритель давления; DPT — измеритель перепада давления; 1 — подача топлива; 2 — топливо к горелкам камеры сгорания ГТУ; 3 — сброс в атмосферу; 4 — воздух или инертный газ

За стандартное время до подачи топлива к горелкам (равное 90 с) при разрешённом пуске ГТУ без вентилирования обеспечивается 1,5-кратный воздухообмен в объёме ГТУ и её выхлопного патрубка. Продувка такой продолжительности обычна для ГТУ, работающих без котельных поверхностей нагрева или каталитической азотоочистки в выхлопном тракте, на которые не распространяются требования NFPA 85.

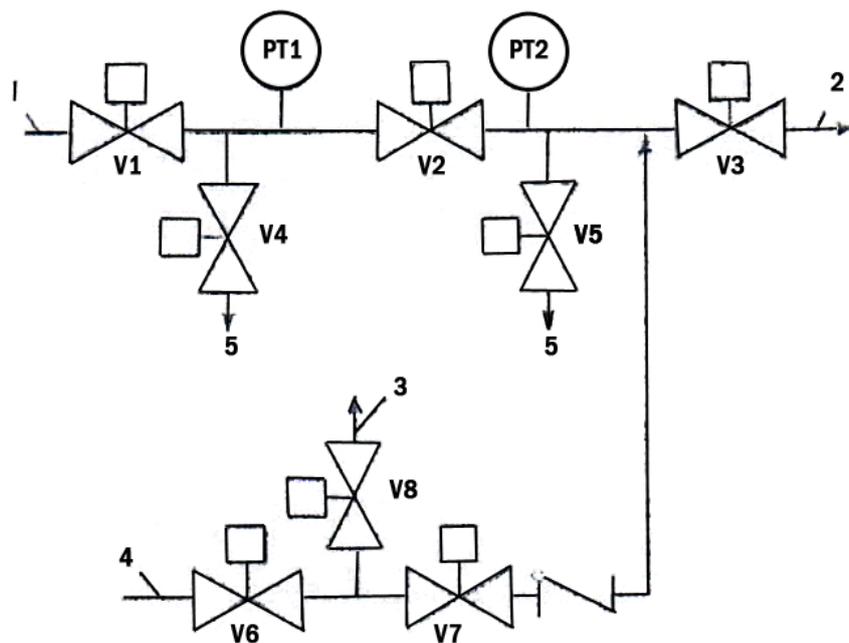


Рис. 4. Схема тракта жидкого топлива V1, V2, V3 — запорные клапаны, V4, V5 — дренажи; V6, V7 — запорные клапаны на подаче воздуха или инертного газа; V8 — сброс на свечу; PT1, PT2 — измерители давления; 1 — подача топлива; 2 — топливо к горелкам камеры сгорания ГТУ; 3 — сброс в атмосферу; 4 — воздух или инертный газ; 5 — дренаж

Исключение предпускового вентилирования при пусках ПГУ из неостывшего и горячего состояний позволяет на 15–20 мин сократить продолжительность пусковых операций, уменьшить энергозатраты на пуск, сократить использование пусковых устройств и избежать термоциклических напряжений в элементах парового контура, возникающих из-за их захлаживания при вентилировании.

Такие пуски необходимо отработать на отечественном оборудовании, оптимизировать режимы вентилирования и внести необходимые изменения в нормативные акты.

**РАСШИРЕНИЕ РАБОЧЕГО ДИАПАЗОНА ПГУ****А.В. АГЕЕВ, А.Д. РОЖКОВ**

(ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

Международными и отечественными стандартами установлено значение номинальных наружных условий для энергетических ГТУ: температура наружного воздуха 15 °С, барометрическое давление 101,3 кПа, относительная влажность 60 %. При этих наружных условиях приводятся и сопоставляются их номинальные параметры и показатели [1, 2].

В действительности режимы работы и показатели ГТУ и ПГУ изменяются в широких пределах в зависимости от нагрузок и наружных (атмосферных) условий и определяются прежде всего газотурбинной частью.

Наиболее мощные энергетические ГТУ выполняются, как правило, одновальными. Их компрессор и турбина вращаются на одном валу с электрическим генератором с изменяющейся в очень узких пределах (не зависящей от нагрузки ГТУ) частотой.

В регулировочном диапазоне изменения электрической нагрузки ПГУ состав работающего оборудования не изменяется при сохранении нормативных показателей выбросов вредных веществ.

Нижний предел регулировочного диапазона — «технологический минимум» — реализуется при минимально допустимом составе оборудования и сохранении автоматического управления. Для ПГУ с двумя ГТУ и котлами-утилизаторами (КУ) возможен «технический минимум» с отключением одной ГТУ и КУ за нею.

В прошлом изменение мощности ГТУ при изменении их нагрузки обеспечивалось при мало меняющемся в соответствии с характеристикой компрессора расходе воздуха путём изменения расхода топлива в камеру сгорания (КС), приводившего к снижению/повышению температуры продуктов сгорания перед турбиной, и развиваемой ею мощности при значительно меньшем изменении мощности компрессора.

При разгрузке ГТУ до нуля (холостого хода), мощности компрессора и вращающейся его турбины оставались ещё достаточно большими, а требуемый для их баланса расход топлива в КС составлял около 40 % его расхода на полной нагрузке. При характерной для одновальных ГТУ линейной зависимости расхода тепла от нагрузки это означало быстрое снижение их КПД при разгрузке.

В настоящее время разгрузка одновальных ГТУ сопровождается снижением производительности их компрессоров на 30–45 % путём прикрытия (поворота) лопаток входного направляющего аппарата (ВНА), а иногда и направляющего аппарата ещё одной — двух первых ступеней. Хотя при этом КПД компрессора снижается на 5–15 %, расход топлива на холостом ходу уменьшается до 25–30 % его номинальных значений, а экономичность ГТУ при разгрузке от 100 до 50 % существенно повышается.

Изменения условий работы и показателей ГТУ и КУ распространённых в РФ ГТУ SGT5-4000F [2] в пределах нагрузок показаны на рис. 1–5.

Номинальная мощность ГТУ при стандартной наружной температуре составляет 290 МВт, её КПД (брутто) — примерно 38 %.

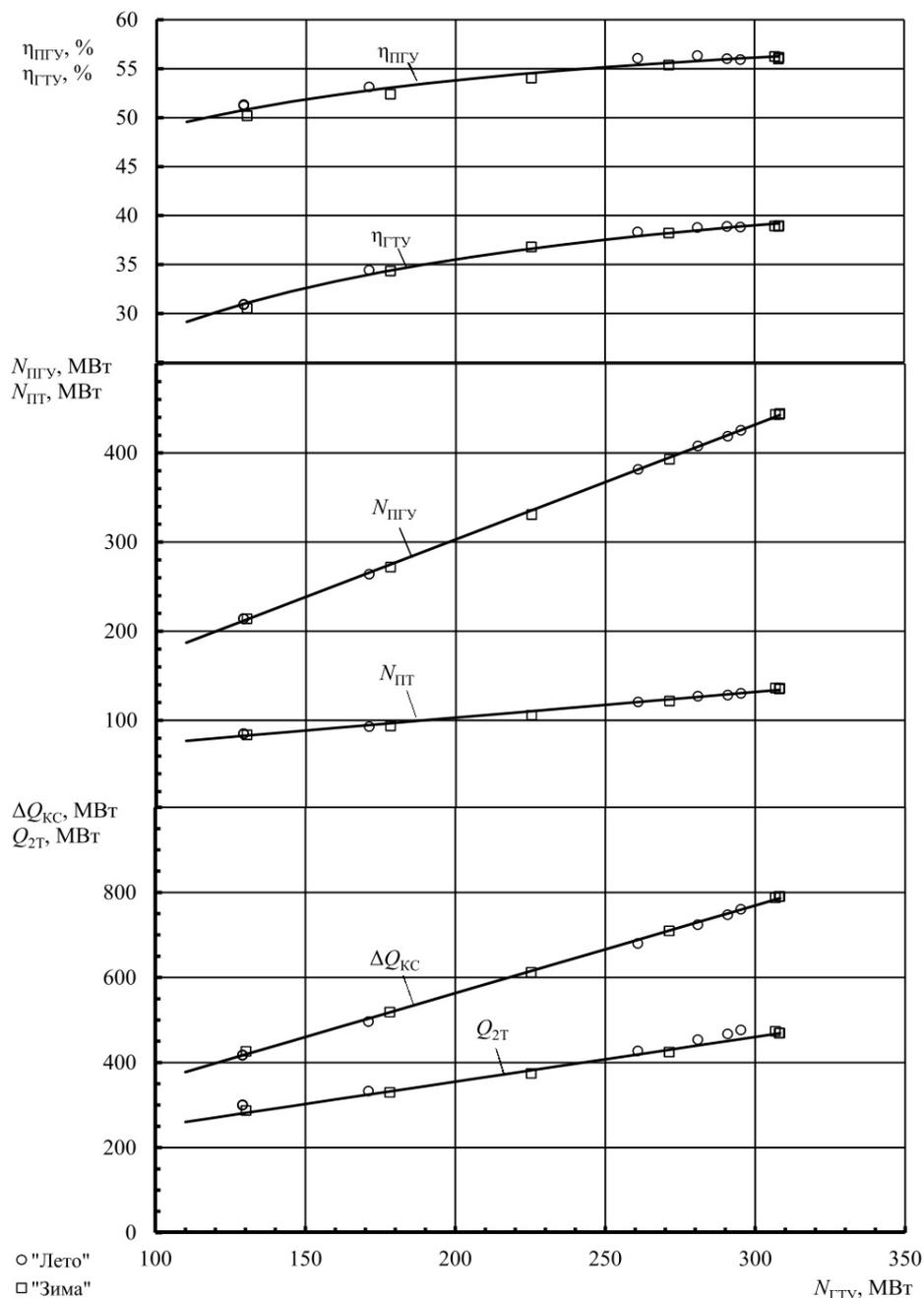


Рис. 1. Зависимости показателей ПГУ от мощности ГТУ:  $\Delta Q_{\text{КС}}$  — расход тепла топлива;  $Q_{2\text{T}}$  — энтальпия отработавших в турбине газов;  $\eta_{\text{ПГУ}}$ ,  $\eta_{\text{ГТУ}}$  — КПД ПГУ и ГТУ;  $N_{\text{ПГУ}}$ ,  $N_{\text{ГТУ}}$ ,  $N_{\text{ПТ}}$  — мощности ПГУ, ГТУ и ПТ; «Лето», «Зима» — измерения при наружной температуре примерно 15 °С и 3 °С соответственно

При температуре наружного воздуха минус 7–10 °С характер изменения параметров и показателей от нагрузки не изменяется (рис. 2–5) при количественных изменениях некоторых из них. Расход воздуха, несмотря на большее прикрытие ВНА, немного увеличился, а температуры газов до и после турбины снизились: на входе примерно на 50 °С, на выходе — примерно на 30 °С. Большее прикрытие ВНА и повышение приведенных оборотов компрессора вызвали заметное снижение его КПД (рис. 2). Технологический минимум нагрузки остался на том же уровне. Дальнейшее снижение нагрузки ограничивается быстрым ростом концентраций СО в продуктах сгорания (рис. 3).

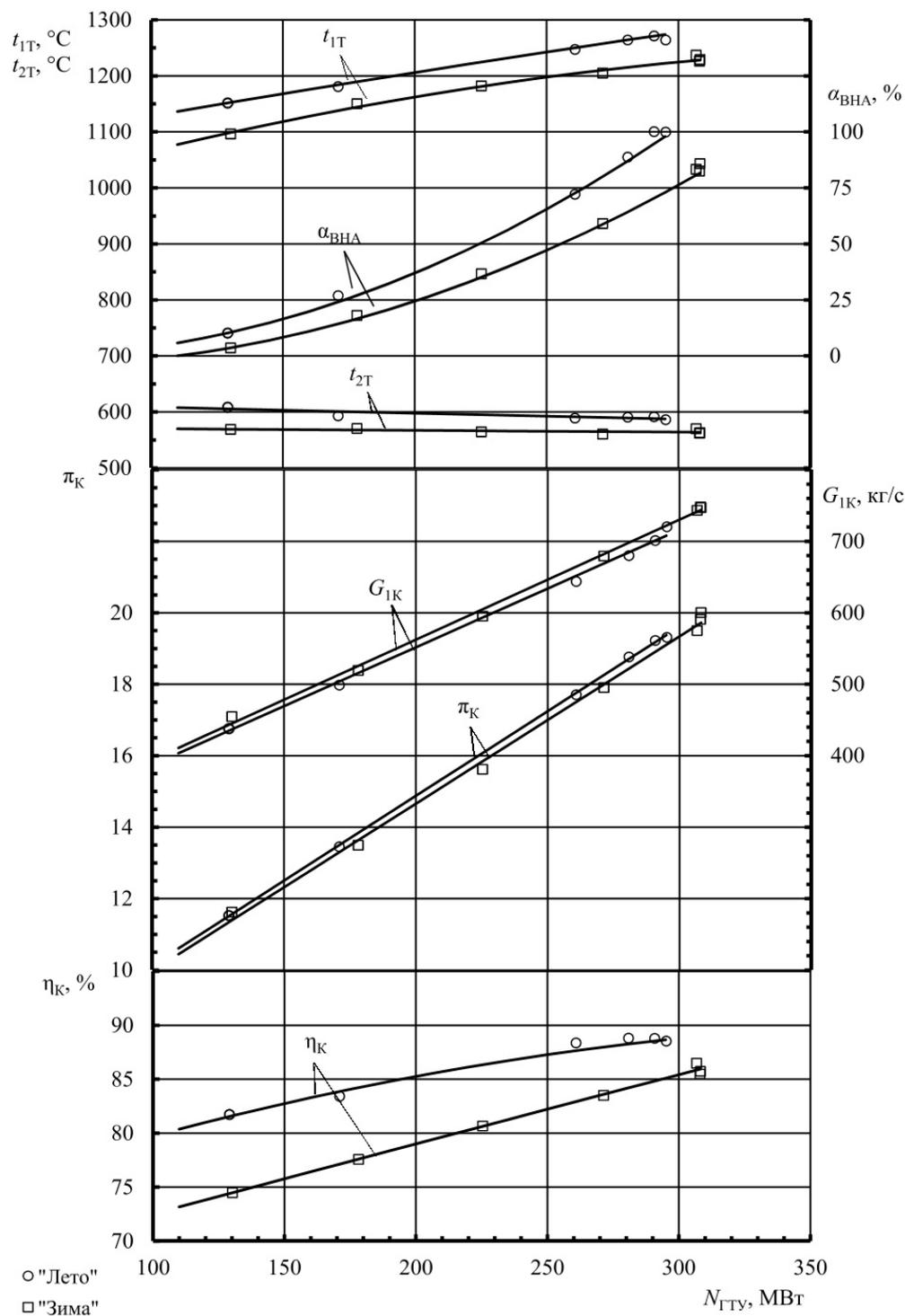


Рис. 2. Изменения важнейших параметров ГТУ и КПД её компрессора в зависимости от нагрузки:  $\alpha_{ВНА}$  — положение ВНА компрессора;  $\eta_K$  — КПД компрессора;  $\pi_K$  — степень повышения давления;  $t_{1T}$ ,  $t_{2T}$  — температуры газов до и после газовой турбины;  $G_{1K}$  — расход воздуха через компрессор

На многих современных ГТУ при  $5 > t_{нар} > -10$  °С, чтобы избежать конденсации паров содержащейся в воздухе воды, при ускорении воздушного потока на деталях входного тракта, и её замерзания на лопатках ВНА и первой ступени компрессора, производится подогрев воздуха с помощью специальных антиобледенительных устройств. Это снижает мощность ГТУ примерно на 7 %.

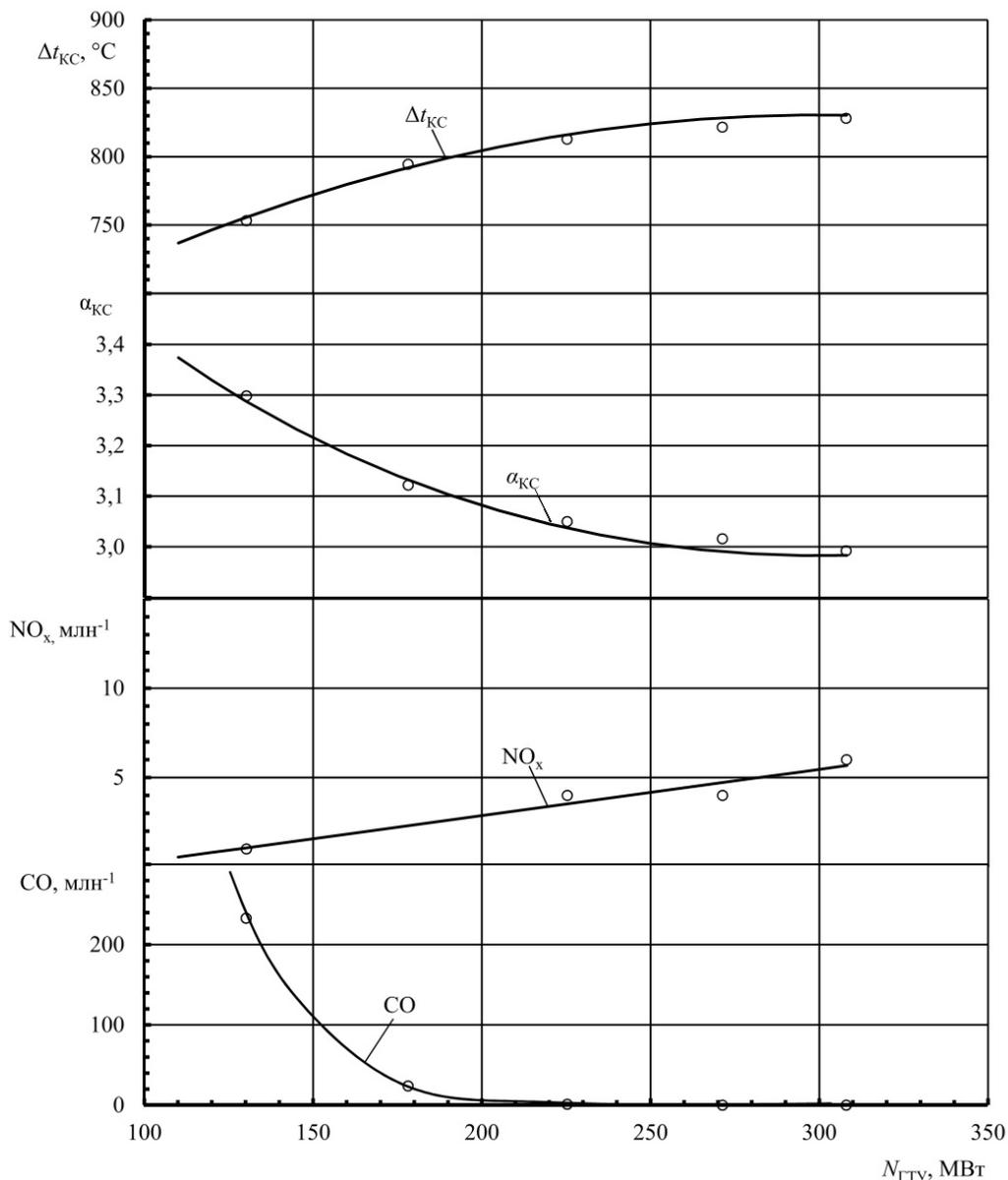


Рис. 3. Условия сжигания топлива и выбросы оксидов азота и СО при изменениях нагрузки ГТУ:  $\alpha_{КС}$  — коэффициент избытка воздуха;  $\Delta t_{КС}$  — повышение температуры в КС;  $NO_x$ , CO — концентрация  $NO_x$  и СО в продуктах сгорания

При низких наружных температурах мощность ГТУ по прочностным соображениям ограничивается уровнем 310 МВт путём прикрытия ВНА компрессора. При  $t_{нар} \sim -10$  °С его открытие при полной нагрузке составляет примерно 85 %. Массовый расход воздуха поддерживается близким к 760 кг/с. Расход тепла в КС и энтальпия отработавших в турбине газов немного снижаются, а КПД ГТУ растёт до примерно 39 %.

При повышении наружной температуры до 20 °С мощность ГТУ снижается до 285 МВт, КПД — до 38,5 %, расход воздуха — до примерно 700 кг/с, температуры газов до и после турбины линейно растут с повышением наружной температуры от 1230 и 565 °С (при  $t_{нар} = -10$  °С) до 1260 и 590 °С (при  $t_{нар} = 25$  °С) соответственно.

Для повышения мощности ПГУ при высоких наружных температурах находят применение испарительное охлаждение [3] засасываемого из атмосферы воздуха, впрыск воды в проточную часть компрессора или камеру сгорания, добавление перед нею стороннего

сжатого воздуха. Эффект испарительного охлаждения ограничивается при высокой влажности атмосферного воздуха. Впрыск воды создает большие возможности, но требует её полного обессоливания.

Технологический минимум нагрузок при  $-10 < t_{\text{нар}} < 30$  °С практически не изменяется:  $N_{\text{ГТУ}} \sim 130$  МВт,  $N_{\text{ПТ}} \sim 85$  МВт,  $\eta_{\text{ПГУ}} \cong 50\%$ . Эти режимы реализуются при полном или значительном прикрытии ВНА (зимой практически закрыт —  $\leq 4\%$ ), табл. 1.

Таблица 1

Параметры и показатели ГТУ на технологическом минимуме нагрузок

Параметр	Дата проведения измерений (режимов)				
	15.12.18 г.	11.11.18 г.	интер- поляция	10.07.18 г.	24.07.18 г.
Температура воздуха до компрессора $t_{1К}$ , °С	-9,3	0,6	8,3	16,4	30,5
Положение ВНА, $\alpha_{\text{ВНА}}$ , %	4	3	6	10	10
Электрическая мощность ГТУ, $N_{\text{ГТУ}}$ , МВт	130,2	128,5	130	131,0	129,1
Электрическая мощность ПТ, $N_{\text{ПТ}}$ , МВт	83,8	85,5	84,0	83,0	85,1
Электрическая мощность ПГУ, $N_{\text{ПГУ}}$ , МВт	214,0	214,0	214,0	214,0	214,2
Расход тепла топлива, $\Delta Q_{\text{КС}}$ , МВт	426,5	423,6	422,0	418,7	417,7
КПД ГТУ, $\eta_{\text{ГТУ}}$ , %	30,5	30,3	30,8	31,3	30,9
КПД ПГУ, $\eta_{\text{ПГУ}}$ , %	50,2	50,55	50,8	51,1	51,3
Степень повышения давления в компрессоре, $\pi_{\text{К}}$	11,62	11,34	11,48	11,59	11,52
КПД компрессора, $\eta_{\text{К}}$ , %	74,6	76,1	78,0	79,7	81,8
Расход воздуха через компрессор $G_{1К}$ , кг/с	455	450	447	444	437
Повышение температуры в КС, $\Delta t_{\text{КС}}$ , °С	753	753	760	765	765
Температура газов $t$ , °С:					
до турбины	1 096	1 107	1 124	1 141	1 152
за турбиной	569	581	550	597	608
КПД турбины $\eta_{\text{Т}}$ , %	87,6	87,5	87,5	87,9	87,5
Тепло отработавших газов $Q_{2Т}$ , МВт	287	290	275	290	298

При снижении нагрузки ГТУ температура газов перед турбиной снижается на примерно 100 °С, а за турбиной остаётся примерно постоянной (рис. 2), массовый расход газов вследствие прикрытия ВНА уменьшается летом на примерно 40 % (с 720 до 435 кг/с). В этих условиях паропроизводительность КУ снижается на почти 35 %, а мощность ПТ — на 40 % (рис. 4, 5). Удельный расход тепла ПГУ увеличивается примерно на 10 % из-за уменьшения степени сжатия и КПД компрессора и, в меньшей мере, КПД газовой турбины при некотором повышении КПД парового контура.

Экспериментальные данные о технологическом минимуме нагрузок ГТУ SGT5-4000F при различных температурах наружного воздуха ( $t_{1К} \cong t_{\text{нар}}$ ) приведены в табл. 1. Вне зависимости от них минимальная нагрузка ПГУ поддерживается примерно постоянной — 214 МВт, что составляет около 50 % номинальной. Это осуществляется небольшим приоткрытием

ВНА компрессора и существенным повышением температуры газов в ГТУ с ростом наружной температуры. Режим работы КС практически не изменяется. Средний коэффициент избытка воздуха в ней сохраняется не выше 3,3, при которых в продуктах сгорания появляется уже заметное количество CO (до примерно  $200 \text{ млн}^{-1}$ ). Дальнейшее разгружение заставляет переходить на диффузионный режим горения с недопустимо высокими для длительной работы выбросами  $\text{NO}_x$ .

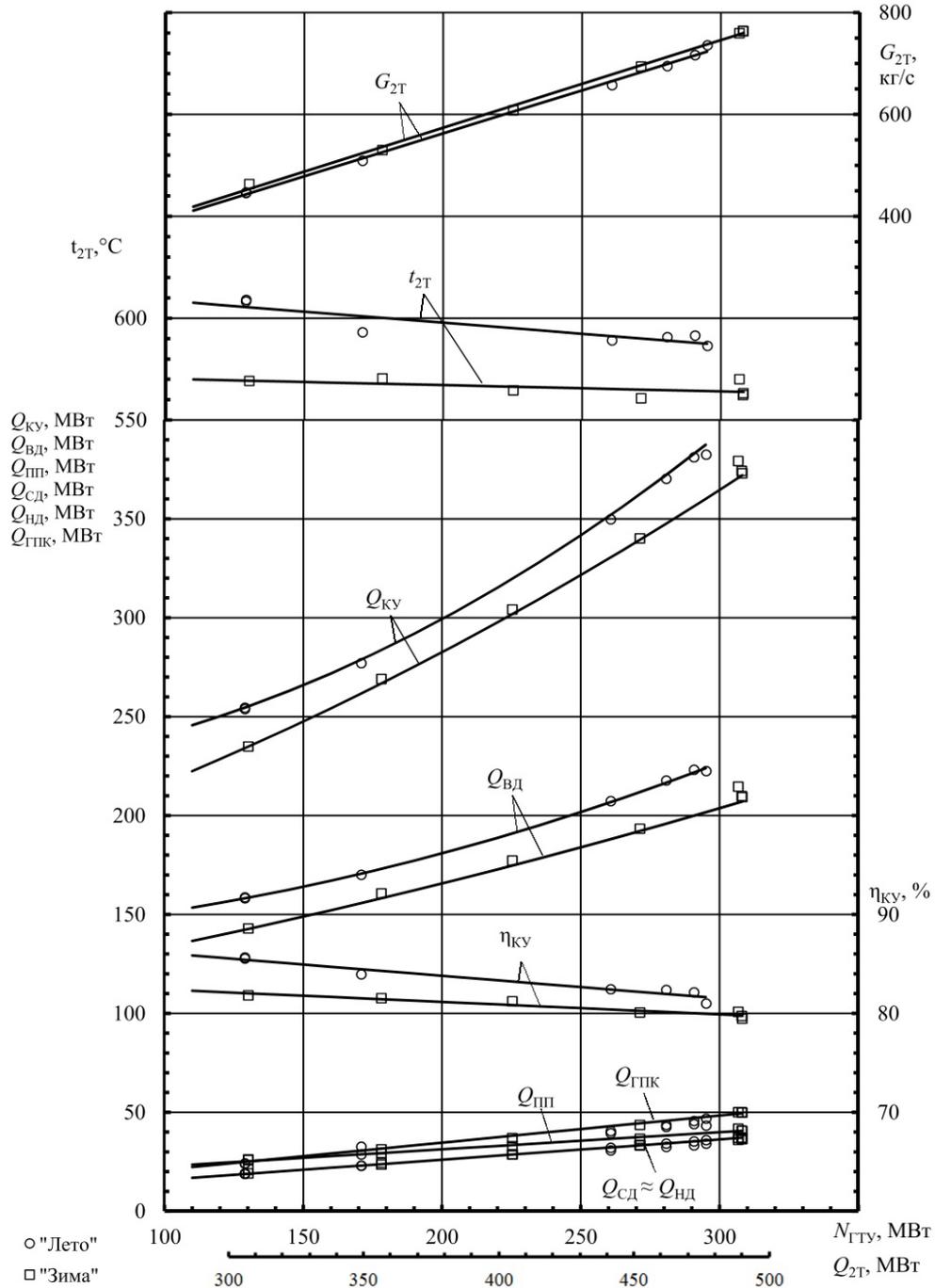


Рис. 4. Изменения условий работы и КПД котла-утилизатора в зависимости от энтальпии отработавших в ГТУ газов  $Q_{2T}$ :  $\Delta Q_{КУ}$ ,  $\Delta Q_{ВД}$ ,  $\Delta Q_{СД}$ ,  $\Delta Q_{НД}$ ,  $Q_{ПП}$ ,  $\Delta Q_{ГПК}$  — количество переданного пару тепла в КУ, в контурах ВД, СД, НД, ПП и в газовом подогревателе конденсата (ГПК);  $\eta_{КУ} = \Delta Q_{КУ} / Q_{2T}$ ,  $N_{ГТУ}$  — электрическая мощность ГТУ;  $G_{2T}$  — расход отработавших в турбине газов

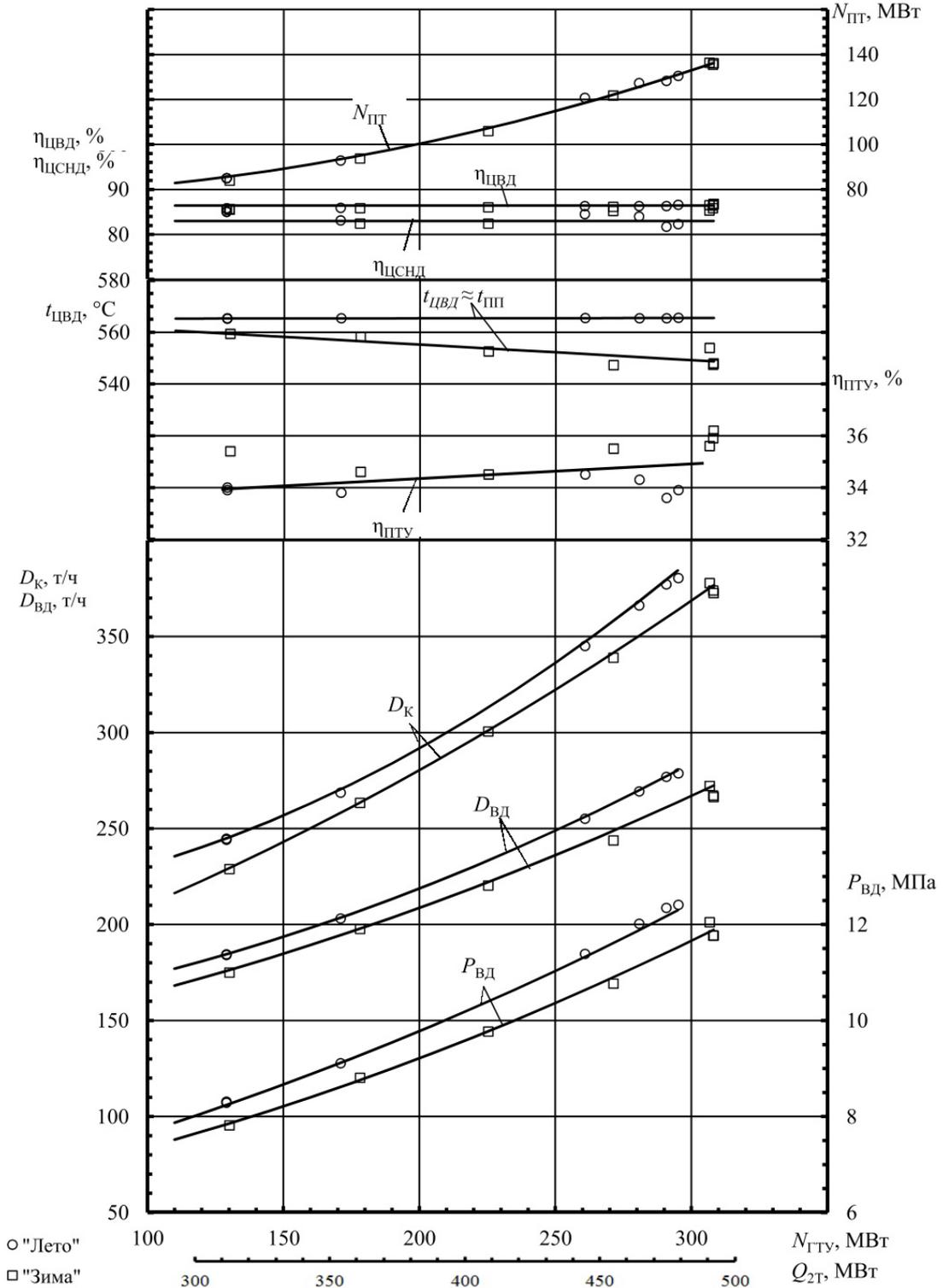


Рис. 5. Изменение условий работы и КПД паровой турбины в зависимости от энтальпии отработавших в ГТУ газов:  $P_{ВД}$  — давление пара ВД;  $D_{ВД}$ ,  $D_K$  — расходы пара ВД и пара в конденсатор;  $t_{ЦВД}$ ,  $t_{ПП}$  — температура пара ВД и промперегрева;  $\eta_{ЦВД}$ ,  $\eta_{ЦСНД}$  — КПД цилиндров ВД и СНД

Имеется промышленный опыт ограничения в этих условиях выбросов CO путём ступенчатого сгорания или перепуска воздуха мимо зоны горения на выход из КС [2]. Они, однако, требовали непростых конструкторских решений.

Интеграция ПТ в схему ПГУ иллюстрируется рис. 6. На нём показаны процессы расширения пара в  $hs$ -диаграмме на номинальном и режиме технологического минимума. Паровой контур эксплуатируется на скользящем давлении пара. При разгрузке ГТУ влажность пара в конце расширения снижается.

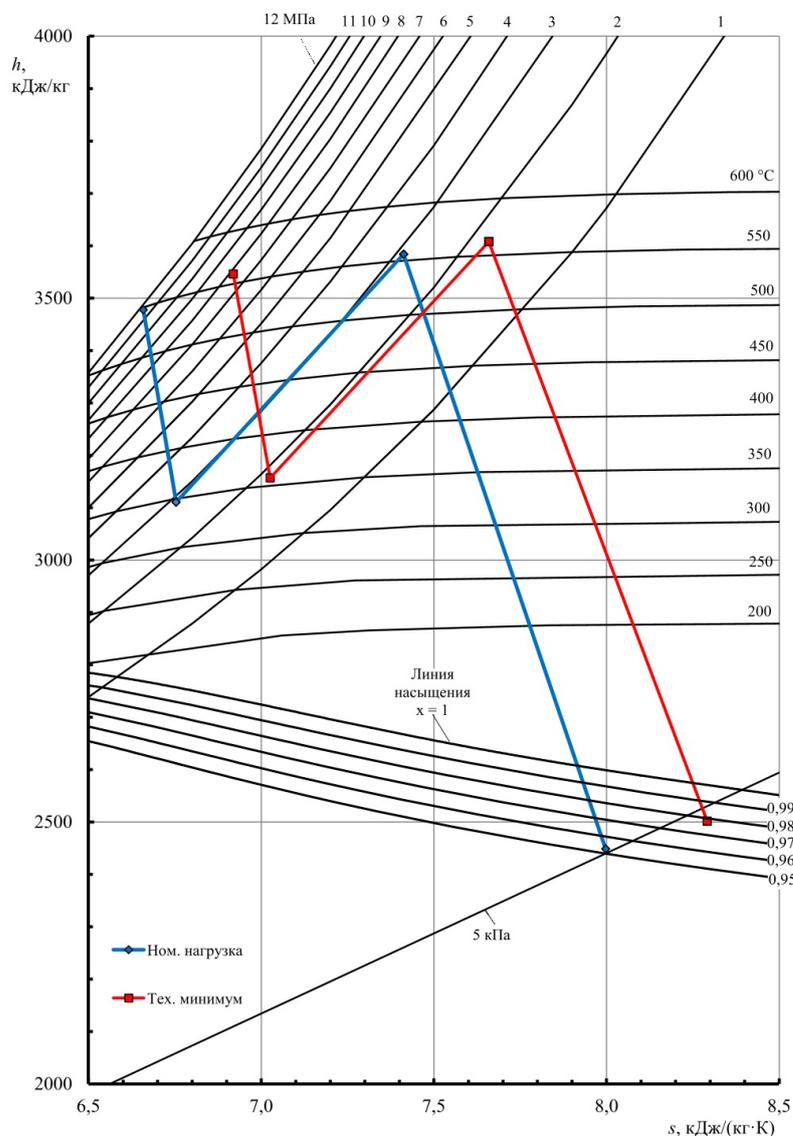


Рис. 6. Процессы расширения в ПТ ( $hs$ -диаграмма)

Снизить технологический минимум нагрузки и расширить таким образом располагаемый диапазон режимов можно путём перепуска части сжатого в компрессоре воздуха на вход в него, сохраняя при этом полное прикрытие ВНА компрессора и приемлемые условия работы КС. Результаты сделанных для этого расчётов при предельно низкой наружной температуре ( $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) сведены в табл. 2 и показаны на рис. 7. При проведении их условия работы компрессора ГТУ принимались такими же, как на приведенных в табл. 1 режимах при соответствующих температурах на входе в компрессор. При разгрузке ГТУ коэффициент избытка воздуха в камере сгорания не должен быть выше  $\sim 3,3$ , допускающих ещё малоэмиссионную (по  $\text{NO}_x$ ) работу с приемлемым недожогом топлива. Соответственно повышение температуры в КС не должно быть ниже  $760\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Рост температуры газов за турбиной до  $600\text{ }^{\circ}\text{C}$  и более в связи со снижением их расхода и степени расширения при рециркуляции может создавать ограничения. Избежать их можно путём углубления регулирования с помощью ВНА.

**Режимы с рециркуляцией сжатого воздуха  
на вход в компрессор (температура наружного воздуха –40 °С)**

Параметр	Режимы		
	–10	0	10
Температура воздуха до компрессора, $t_{1К}$ , °С	–10	0	10
Расход воздуха через компрессор, $G_{1К}$ , кг/с	455	435	408
Расход рециркуляции, $\Delta G_p$ , кг/с	40	50	60
Расход наружного воздуха, $G_{нар}$ , кг/с	415	385	358
Положение ВНА, $\alpha_{ВНА}$	4	3	6
Температура газов до турбины, $t_{1Т}$ , °С	1 100		
Степень повышения давления в компрессоре, $\pi_k$	10,57	9,84	8,82
Температура воздуха за компрессором, $t_{2К}$ , °С	338	334	334
КПД компрессора, $\eta_k$ , %	73	75	75
Повышение температуры в КС, $\Delta t_{КС}$ , °С	762	766	766
Коэффициент избытка воздуха, $\alpha_{КС}$	3,28	3,26	3,26
Расход тепла топлива, $\Delta Q_{КС}$ , МВт	395	366	339,5
Энтальпия газов до турбины $Q_{1Т}$ , МВт	535,0	497,2	461,8
Степень расширения газов в турбине, $\pi_k$	9,96	9,27	8,29
КПД турбины $\eta_T$ , %	87,0	87,0	86,5
Температура газов за турбиной $t_{2Т}$ , °С	595	606	637
Энтальпия газов за турбиной $Q_{2Т}$ , МВт	274,8	260,5	255,0
Мощность газовой турбины $N_{iT}$ , МВт	260,3	236,7	206,3
Мощность компрессора $N_{iК}$ , МВт	158,0	148,2	146,9
Электрическая мощность ГТУ $N_{ГТУ}$ , МВт	99,8	86,0	57,1
КПД ГТУ, $\eta_{ГТУ}$ , %	25,3	23,5	16,8
Электрическая мощность ПТ, $N_{ПТ}$ , МВт	78	75	73
Электрическая мощность ПГУ, $N_{ПГУ}$ , МВт	177,8	161	130,1
КПД ПГУ, $\eta_{ПГУ}$ , %	45,0	44,0	38,3

На взгляд нормального человека сброс сжатого компрессором воздуха для регулирования режима выглядит нелепо, поскольку бесполезно выбрасывается затраченная на его сжатие работа. В действительности, однако, на реализуемых в настоящее время после технологического минимума режимах температуры отработавших в ГТУ газов быстро снижаются. Это делает невозможным выработку пара с параметрами, приемлемыми для паровой турбины. Ещё до холостого хода паровой контур ПГУ приходится отключать.

Сохранение высоких температур газов в результате сброса сжатого воздуха обеспечивает выработку пара с приемлемыми для паровой турбины параметрами и сохранение на холостом ходу ГТУ мощности ПТ на уровне около 20 МВт (рис. 7).

Повышение температурного уровня подвода тепла также в некоторой степени компенсирует потери из-за сброса воздуха. В итоге чрезмерного снижения КПД ПГУ на малых нагрузках не наблюдается (рис. 7, б).

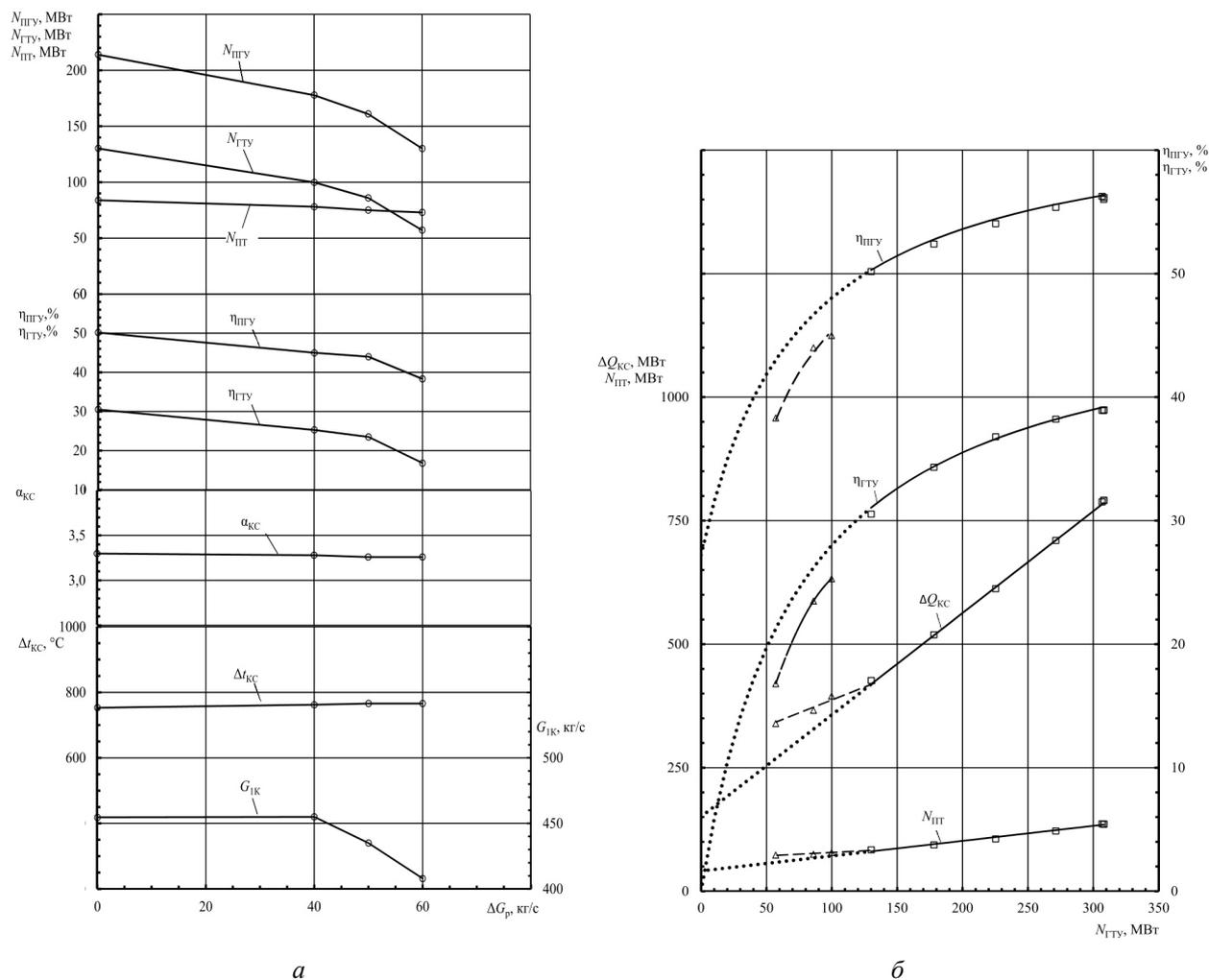


Рис. 7. Глубокое разгружение ПГУ: *а* — зависимость показателей от расхода рециркуляции; *б* — зависимость показателей от нагрузки ГТУ

## Выводы

Расширение рабочего диапазона нагрузок ПГУ существенно повышает их экономическую эффективность.

Зимой при низких наружных температурах углубление разгрузок ГТУ и ПГУ возможно с помощью перепуска на вход в компрессор сжатого в нём воздуха.

Возникающие при этом режимы целесообразно отработать в условиях характерных для нашей страны предельно низких температур.

## Список литературы

1. ГОСТ Р 52782-2007. Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания (Gas turbines. Test methods. Acceptance tests). — Введ. 2008-07-01. — М.: Стандартинформ, 2008.
2. Ольховский, Г.Г. Тепловые испытания мощных энергетических ГТУ / Г.Г. Ольховский. — М.: ИД «Фолиум», 2015. — 236 с.
3. Ленев, С.Н. Повышение мощности ПГУ путем испарительного охлаждения засасываемого компрессором ГТУ воздуха / С.Н. Ленев, Ю.А. Радин, И.С. Белянкин [и др.] // Электрические станции. — 2021. — № 4. — С. 11–14.

## ОБ ОЦЕНКЕ СТОИМОСТИ ПРОЕКТОВ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЭС С ГТУ И ПГУ

**А.В. АГЕЕВ**

(ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

В ежегодном американском каталоге GTW Handbook [1] приводятся оценки стоимости (в долларах на 1 кВт) для газотурбинных и парогазовых электростанций.

Для ГТУ каталожная стоимость базируется на поставке стандартного пэкиджа и отгрузке его поставщиком с завода (англ. FOB [2]). Она не включает возможные опции, поставку (доставку) оборудования и его установку (монтаж), затраты на проектирование и строительство электростанции.

Стоимостные оценки для ТЭС комбинированного цикла учитывают затраты на инжиниринг, поставку материально-технических средств и строительство (англ. EPC<sup>1</sup> [2]) для стандартного проекта. Они не охватывают стоимость опционального оборудования конкретного проекта, затраты в связи с индивидуальными требованиями к площадке его установки, дополнительные затраты владельца и иные траты, возникающие в связи с его вводом.

Примеры затрат для существующих электростанций с ГТУ и ПГУ можно найти в исследовании Sargent & Lundy (S&L) 2020 г., проведенном для Управления энергетической информации США (EIA) под названием «Оценки капитальных затрат и характеристик производительности для технологий производства электроэнергии в промышленных масштабах» [3], в котором используется методология оценки капитальных затрат сверху вниз («top-down»), основанная на фактических или планируемых проектах с аналогичными масштабами и конфигурациями оборудования и мероприятиями по защите окружающей среды ОВОС<sup>2</sup>.

Термин «капитальные затраты» охватывает затраты, понесенные во время строительства электростанции до даты коммерческого ввода в эксплуатацию. Капитальные затраты делятся между затратами подрядчика на проектирование, закупки и строительство (EPC) и затратами владельца (собственника).

В исследовании [3] предполагается, что разработчики/проектировщики или владельцы электростанций наймут EPC-подрядчика для закупки и поставки всего оборудования «под ключ», материалы и строителей — с оценкой затрат, представленной как «капитальные затраты за ночь<sup>3</sup>», так называемые «мгновенные» удельные капзатраты (overnight capital costs) на уровне цен 2019 г. Они представляют собой общую стоимость, которую застройщик ожидал бы понести за время сооружения объекта, за исключением разрешений, процентов на время строительства и других затрат и надбавок, зависящих от времени.

---

<sup>1</sup> EPC (Engineering, procurement and construction) — способ контрактования в строительной отрасли. При использовании EPC-контракта, подрядчик выполняет функции заказчика: инжиниринг (engineering) — изыскательные, проектные и согласовательные работы; снабжение (procurement) — выбор и закупка материалов и оборудования для выполнения всего проекта; строительство (construction) — строительные, сборочные и пусконаладочные работы [4].

<sup>2</sup> Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС, англ. EIA environmental — impact assessment) — термин Международной ассоциации IAIA (International Association for Impact Assessment), используемый для выявления характера, интенсивности и степени опасности влияния любого вида хозяйственной деятельности на состояние окружающей среды и здоровье населения [4].

<sup>3</sup> «Капитальные затраты за ночь» — термин, используемый в электроэнергетике для упрощения сравнения затрат на строительство электростанций [4]; overnight capital cost — это те средства (в долларах на 1 кВт), которые пришлось бы заплатить за строительство в том случае, если бы объект строился за один день (<http://www.atominfo.ru/news3/c0937.htm>).

**Затраты владельца** в основном состоят из затрат, понесенных на разработку проекта и оплату земельных участков и инженерных коммуникаций.

**Затраты на разработку** — это дополнительные расходы владельца, которые включают предварительные исследования проекта, выдачу разрешений, юридические услуги, управление проектом, проектирование и участие владельца в запуске и вводе в эксплуатацию.

**Затраты за пределами ограждения (территории объекта)** — это затраты владельца, которые включают в себя подключение к электросети и к природному газу, основанные на номинальных расстояниях до подстанций и отводов газопровода, при отсутствии дополнительных работ на подстанциях.

**Стоимость передачи/транспортировки электроэнергии** по линии электропередачи протяженностью 1 миля (1,61 км) напряжением от 230 до 500 кВ в зависимости от мощности энергоустановки.

**Требования к территории** являются типовыми для каждой ГТУ- или ПГУ-технологии с затратами, отнесенными на единицу площади. Они определяются на основе затрат на земельные участки по всей территории США.

Все (суммарно) непредвиденные обстоятельства (нештатные, аварийные ситуации, неопределенности и т. п.) проекта также учитываются исходя из его объема, цен, конъюнктуры и иных затрат владельца. Их уровни могут отличаться в зависимости от технологии (основного оборудования энергоблока на ТЭС) и её сложности.

Предполагается некое среднее местоположение энергообъекта в Соединенных Штатах; список коэффициентов корректировки капитальных затрат для конкретного региона США содержится в полном отчете [3].

Нормы рабочей силы для каждого места (территории) разработаны на основе публикации<sup>1</sup> R.S. Means «Labor Rates for the Construction Industry» (издание 2019 г.) с добавлениями для покрытия социального обеспечения, компенсаций работникам, а также федерального и государственного страхования по безработице.

Факторы местоположения уточняются с учетом регионального коэффициента производительности труда на основе публикации<sup>2</sup> Compass «International Global Construction Costs Yearbook» (издание 2018 г.).

Экологические факторы местоположения учитывают путём корректировки капитальных затрат для условий различных районов США. При этом считается, что признанные национальные проектные кодексы и стандарты (например, Американское общество инженеров-строителей, Международный строительный кодекс) всюду действительны.

Для каждого местоположения разрабатывают комбинированный экологический фактор для учета различных воздействий (сейсмических, ветровых, снежных и цунами), который уточняется путем корректировки материальных затрат на строительные, механические, электрические и другие работы в соответствии с общей планировкой ТЭС, её оборудованием и зданиями.

Базовые затраты не предполагают существенных ограничений в отношении водных ресурсов, требований к сбросу сточных вод и экстремальных температур окружающей среды. На территориях, где эти ограничения могут увеличить стоимость установленного оборудования, капитальные затраты корректируются (по местоположению).

<sup>1</sup> Актуальная редакция (2021 г.). — (<https://www.bnibooks.com/products/rs-means-2021-labor-rates-for-the-construction-industry/>).

<sup>2</sup> Актуальная редакция (2021 г.). — (<https://compassinternational.net/product/global-construction-costs/>).

Для учета мест с ограниченными водными ресурсами, таких как Калифорния, юго-запад США и горные западные регионы, вместо градирен с искусственной тягой используются конденсаторы с воздушным охлаждением.

В регионах, где сбросы сточных вод в реки и водохранилища все более ограничиваются, добавляется система нулевого сброса жидкости<sup>1</sup> (ZLD) и принимаются другие меры для их минимизации.

Для ПГУ принято, что котлы-утилизаторы (КУ) устанавливаются на открытом воздухе во всех регионах, а оборудование для ГТУ и паровой турбины (ПТ) — внутри зданий, защищенных от пожаров. В местах с экстремально низкими температурами окружающей среды затраты включают строительные ограждения КУ.

**Эксплуатация и техническое обслуживание (ЭиТО).** Когда ТЭС переходит в коммерческую эксплуатацию, владельцы несут постоянные и переменные текущие затраты на её ЭиТО. Постоянные затраты обычно определяются ежегодно в долларах на 1 кВт, в то время как переменные затраты, связанные с фактической выработкой, обычно указываются в долларах за 1 кВт·ч.

Фиксированные затраты на ЭиТО не меняются в зависимости от выработки электроэнергии. Они включают в себя текущие работы и материалы, необходимые для регулярного технического обслуживания, рекомендованного поставщиком оборудования, и обычно не требуют отключения энергоустановки.

Они также включают контрактные услуги, такие как долгосрочное соглашение об обслуживании с регулярными ежемесячными платежами, и стоимость запасных частей, связанных с фактическим производством. Не включены другие расходы владельца, связанные с местоположением, в частности, налоги на недвижимость и страхование.

Фиксированные затраты на ЭиТО, указанные в исследовании [3], основаны на фактических проектах, публикациях поставщиков и внутренних ресурсах S&L.

Отчет S&L [3] включал тематические исследования для 25 различных конфигураций электростанций, охватывающие полный спектр генерирующего оборудования, технологий, топлива и источников энергии, включая уголь, атомную энергию, природный газ, биомассу, возобновляемые источники энергии разных типов, аккумуляторные батареи и др.

В этой статье обобщены результаты исследований S&L для четырех вариантов ТЭС с использованием газотурбинных технологий:

- простой цикл, авиапроизводные ГТУ, электростанция мощностью 100 МВт;
- простой цикл, промышленная ГТУ мощностью 240 МВт (F-класс);
- одновальная ПГУ мощностью 430 МВт H-класса;
- многовальная ПГУ мощностью 1100 МВт H-класса.

### **Стоимостные оценки для электростанции мощностью 100 МВт простого цикла с авиапроизводными ГТУ**

На рис. 1 показана схема ГТУ простого цикла, а далее приведено краткое описание ТЭС, данные о затратах и подробная разбивка основных компонентов затрат на закупку и установку оборудования, а также материалов и трудозатрат, необходимых для создания современной технологичной электростанции простого цикла, включающей две авиапроизводные ГТУ.

---

<sup>1</sup> Нулевой сброс жидкости (ZLD) — это процесс очистки, предназначенный для удаления всех жидких отходов из системы. Цель ZLD — экономичное сокращение сточных вод и производство чистой воды, пригодной для повторного использования (например, для орошения), что позволяет сэкономить деньги и приносить пользу окружающей среде. Системы ZLD используют передовые технологии очистки сточных вод/опреснения для очистки и рециркуляции практически всех производимых сточных вод (Wikipedia).

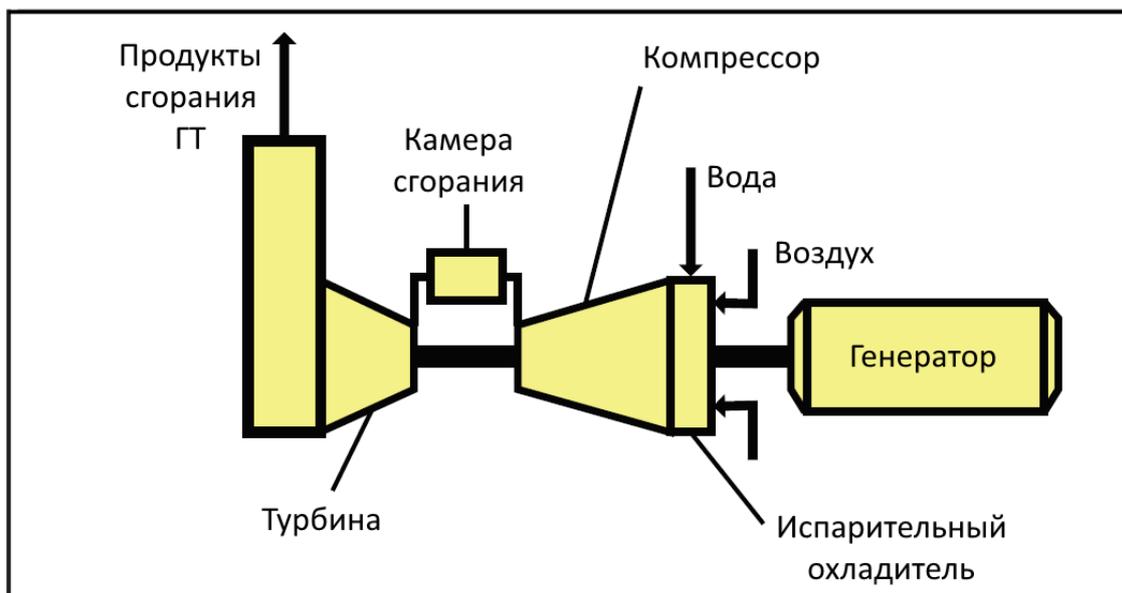


Рис. 1. Схема ГТУ простого цикла

*Основное оборудование.* Электростанция включает в себя две пэкиджированные ГТУ на раме и отдельные блочные контейнеры вспомогательных механизмов. В пэкидже ГТУ имеются системы входа и фильтрации атмосферного воздуха (КВОУ — комплексное воздухоочистительное устройство), выпуска и отвода через дымовую трубу отработавших газов (продуктов сгорания).

КВОУ ГТУ оснащены испарительными охладителями, установленными для снижения температуры засасываемого компрессором воздуха во время работы в жаркие дни для увеличения мощности и КПД установки. Также в КВОУ и в системе выхлопа отработавших газов смонтированы шумоглушители.

В камере сгорания (КС) ГТУ применяется технология сухого сжигания (DLE) с низким уровнем выбросов для подавления выбросов  $\text{NO}_x$ . Установки с технологиями селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота или СО для ещё большего сокращения выбросов не используются.

*Электрическая часть.* Каждая ГТУ на ТЭС оснащена своим электрогенератором (ЭГ) на частоту 60 Гц с мощностью около 54 МВ·А и выходным напряжением 13,8 кВ. Выходная мощность ЭГ преобразуется в более высокое напряжение повышающими трансформаторами, подключенными к распределительному устройству, далее электроэнергия передается на подстанцию и в сеть.

Система автоматического управления (САУ) ГТУ дополнена станционными системами управления (например, подача воды в испарительные охладители, подача топлива).

В отдельных помещениях (самостоятельных закрытых вспомогательных отсеках) смонтированы электрические системы, локальные САУ, оборудование регулирования напряжения и управления ГТУ.

*Взаимосвязи и присоединения.* Внешние соединения включают в себя трубопровод природного газа длиной около 0,8 км (0,5 мили) и узел учета газа, а также высоковольтную линию электропередачи длиной примерно 1,6 км (1,0 миля).

Кроме того, на границе территории ТЭС предусмотрено подключение к водоснабжению и отвод очищенных сточных вод.

Основные характеристики, стоимостные и технико-экономические показатели ТЭС мощностью 100 МВт с двумя авиапроизводными ГТУ простого цикла представлены в табл. 1, а основные составляющие затрат — в табл. 2.

**Основные характеристики, стоимостные и технико-экономические показатели ТЭС**

Параметр	ТЭС простого цикла с ГТУ		ПГУ-ТЭС с ГТУ Н-класса	
	100 МВт	240 МВт	одновальная, 430 МВт	многовальная, 1100 МВт
ГТУ	авиапроизводная, 2 шт.	F-класса	Н-класса	Н-класса
Мощность (брутто) ГТУ, МВт	2 × 53,7 ИСО*	237 ИСО*	297,2 ИСО*	385,2 ИСО*
Тип КС	DLE	DLE	DLE	DLE
Двухтопливная система	основное — природный газ / резервное — дизельное			
Мощность (брутто) ПТ, МВт	—	—	133,2	344,4
<b>Показатели ТЭС</b>				
Мощность (нетто), МВт	105,1	232,6	418,3	1083,3
Удельный расход тепла по $Q_p^H$ , кДж/кВт·ч	8 672	9 414	6 113	6 056
КПД (нетто), %	41,5	38,2	58,9	59,4
<b>Затраты</b>				
Плата за заключение ЕРС-контракта, % от прямых и косвенных затрат	10	10	10	10
Непредвиденные расходы по проекту, % от стоимости проекта	10	10	10	10
Расходы владельца, % от стоимости проекта	7	7	7	7
Расчётная стоимость земли, долл./м <sup>2</sup>	7,41	7,41	7,41	7,41
Площадь участка земли, м <sup>2</sup>	80 940	80 940	242 820	242 820
<b>Подключения и взаимосвязи</b>				
Длина топливопровода подачи природного газа, км	0,8	0,8	0,8	0,8
Расчётная стоимость газопровода, долл./км	1 739 130	1 739 130	1 739 130	1 739 130
Узел учёта природного газа, млн долл.	3,1	3,1	4,5	4,5
Линия электропередачи (ЛЭП), км	1,61	1,61	1,61	1,61
Расчётная стоимость ЛЭП, долл./км	745 342	745 342	1 118 012	1 565 217
<b>Продолжительность проекта</b>				
Разработка, разрешение, проектирование, мес.	18	18	18	18
Срок строительства ТЭС, мес.	22	22	22	24
Срок службы (эксплуатации), лет	40	40	25	40

\* При внешних условиях по стандарту ИСО.

## Основные составляющие затрат

Параметр	ТЭС простого цикла с ГТУ		ПГУ-ТЭС с ГТУ Н-класса	
	100 МВт	240 МВт	одно-вальная, 430 мВт	много-вальная, 1100 мВт
<b>Стоимость ЕРС-проекта</b>				
гражданские/строительные/архитектурные, тыс. долл.	6 300	12 300	31 000	60 000
основное оборудование, тыс. долл.	43 400	54 000	130 000	294 000
общестанционное (вспомогательное) оборудование, тыс. долл.	9 900	17 200	73 000	196 000
электрические системы/системы ввода-вывода, тыс. долл.	15 400	20 200	28 000	93 000
косвенные затраты по проекту, тыс. долл.	15 000	19 000	80 000	150 000
<i>Общая стоимость (до уплаты налогов), тыс. долл.</i>	<i>90 000</i>	<i>122 700</i>	<i>342 000</i>	<i>793 000</i>
Стоимость ЕРС-контракта, тыс. долл.	9 000	12 270	34 200	79 300
<b>Промежуточный итог ЕРС, тыс. долл.</b>	<b>99 000</b>	<b>134 970</b>	<b>376 200</b>	<b>872 300</b>
<b>Расходы владельца</b>				
сервисные услуги, тыс. долл.	6 930	9 448	26 334	61 061
приобретение земли, тыс. долл.	600	600	1 800	1 800
электрические присоединения, тыс. долл.	1200	1200	1 800	2 520
подключение газотранспортной системы, тыс. долл.	4500	4500	5 900	5 900
<b>Промежуточный итог владельца, тыс. долл.</b>	<b>13 230</b>	<b>15 748</b>	<b>35 834</b>	<b>71 281</b>
<i>Непредвиденные расходы по проекту, тыс. долл.</i>	<i>11 223</i>	<i>15 072</i>	<i>41 203</i>	<i>94 358</i>
<b>Итоговая стоимость ТЭС, тыс. долл.</b>	<b>123 453</b>	<b>165 790</b>	<b>453 237</b>	<b>1 037 939</b>
<b>Мощность ТЭС (нетто), кВт</b>	<b>105 100</b>	<b>232 600</b>	<b>418 399</b>	<b>1 083 300</b>
<b>Удельная стоимость (нетто), долл./кВт</b>	<b>1 175</b>	<b>713</b>	<b>1 084</b>	<b>958</b>

*Затраты на эксплуатацию и обслуживание.* Переменные затраты на ЭиТО, оцениваемые в 4,70 дол/(МВт·ч), включают расходные материалы, такие как вода, смазочные материалы и химикаты, и зависят от количества часов работы. Также учитывается среднегодовая стоимость мероприятий по техническому обслуживанию, основанная на количестве эквивалентных часов работы (ЕОН) ГТУ.

ГТУ обычно имеют два критерия планирования капитальных ремонтов: количество пусков и ЕОН. В авиационных газовых турбинах всегда (независимо от профиля эксплуатации) используется график технического обслуживания и капитального ремонта по ЕОН.

Ремонт с инспекцией горячего тракта авиапроизводных ГТУ обычно выполняется каждые 25 000 ЕОН, а капитальный ремонт двигателя целиком — каждые 50 000 ЕОН.

Одним из преимуществ авиапроизводных ГТУ является то, что в зависимости от условий долгосрочного соглашения об обслуживании основные узлы двигателя могут быть заменены аналогичными на месте эксплуатации. Как правило, это сокращает время простоя при капитальном ремонте (до менее чем одной недели), в отличие от более чем двухнедельного простоя для крупных энергетических ГТУ.

**Стоимостные оценки для электростанции мощностью 240 МВт простого цикла с ГТУ F-класса**

*Основное оборудование.* Электростанция состоит из одной ГТУ F-класса (см. рис. 1). Стандартная поставка с завода включает ГТУ в контейнере и отдельные модули/блоки вспомогательных механизмов, системы входа воздуха и выпуска отработавших газов, КВОУ и выхлопную трубу.

КВОУ ГТУ оснащено испарительным охладителем, установленным для снижения температуры засасываемого компрессором воздуха во время работы в жаркие дни для увеличения мощности и КПД установки. Также в КВОУ и в системе выхлопа смонтированы шумоглушители.

В КС ГТУ применяется малоэмиссионная технология сжигания топлива (DLE) для минимизации выбросов  $\text{NO}_x$ . Установки с технологиями селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота или СО для сокращения выбросов не используются.

Мощные промышленные ГТУ отличаются от авиапроизводных своими эксплуатационными характеристиками. Они работают при более низких степенях сжатия/расширения и большем массовом расходе и могут с большей эффективностью использоваться в составе ПГУ.

Мощность крупных промышленных ГТУ для энергетики значительно превышает мощность авиапроизводных агрегатов. На частоту 60 Гц сегодня доступны ГТУ мощностью свыше 400 МВт. Их удельная стоимость (в долларах на 1 кВт) ниже.

*Электрическая часть.* ГТУ вращает электрический генератор с частотой 60 Гц мощностью около 240 МВ·А с выходным напряжением 13,8 кВ.

Через повышающий трансформатор и распределительное устройство электроэнергия подается на подстанцию и в сеть.

САУ ГТУ поставляется комплектно с нею и дополняется стационарными системами управления (например, подача воды в испарительные охладители, подача топлива).

В самостоятельных вспомогательных отсеках (помещениях) смонтированы электрические системы, локальные САУ, оборудование регулирования напряжения и управления двигателем.

*Взаимосвязи и присоединения.* Внешние соединения включают в себя трубопровод природного газа длиной примерно 0,8 км (0,5 мили) и узел учета газа, а также высоковольтную линию электропередачи длиной около 1,6 км (1,0 мили).

Кроме того, на границе территории ТЭС предусмотрено подключение к водоснабжению и отвод очищенных сточных вод.

Основные характеристики, стоимостные и технико-экономические показатели ТЭС мощностью 240 МВт простого цикла с промышленной ГТУ представлены в табл. 1, а основные составляющие затрат — в табл. 2.

*Затраты на эксплуатацию и обслуживание.* Для мощной промышленной ГТУ, как в данном случае, предполагаемый режим работы — частые циклы пуска/останова и непродолжительные периоды работы. Подобный профиль эксплуатации ведет к составлению графика капитального ремонта, привязанного к планируемым пускам ГТУ.

Планируемые затраты на техническое обслуживание ГТУ в течение года основаны на количестве накопленных эквивалентных пусков. Крупный капитальный ремонт (как правило, с инспекцией горячего тракта) выполняется каждые 900 запусков, а капитальный ремонт ГТУ целиком — каждые 2400 запусков.

Постоянные затраты на ЭиТО для мощной промышленной ГТУ простого цикла оцениваются в 7,00 долл. за 1 кВт в год. Переменные затраты на ЭиТО такой установки оцениваются в 0,60 дол/(МВт·ч) работы плюс 18 500 дол/пуск для основных затрат на техническое обслуживание ГТУ при 2400 эквивалентных пусках.

## Стоимостные оценки для одновальной ПГУ-ТЭС мощностью 430 МВт с ГТУ Н-класса

На рис. 2 показана схема одновальной ПГУ мощностью 430 МВт и далее приведены краткое описание ТЭС, данные о затратах и разбивка основных компонентов затрат, включая инжиниринг, поставку и монтаж оборудования, а также материалы и трудозатраты, необходимые для сооружения ТЭС с высокотехнологичной одновальной ПГУ на базе ГТУ Н-класса.

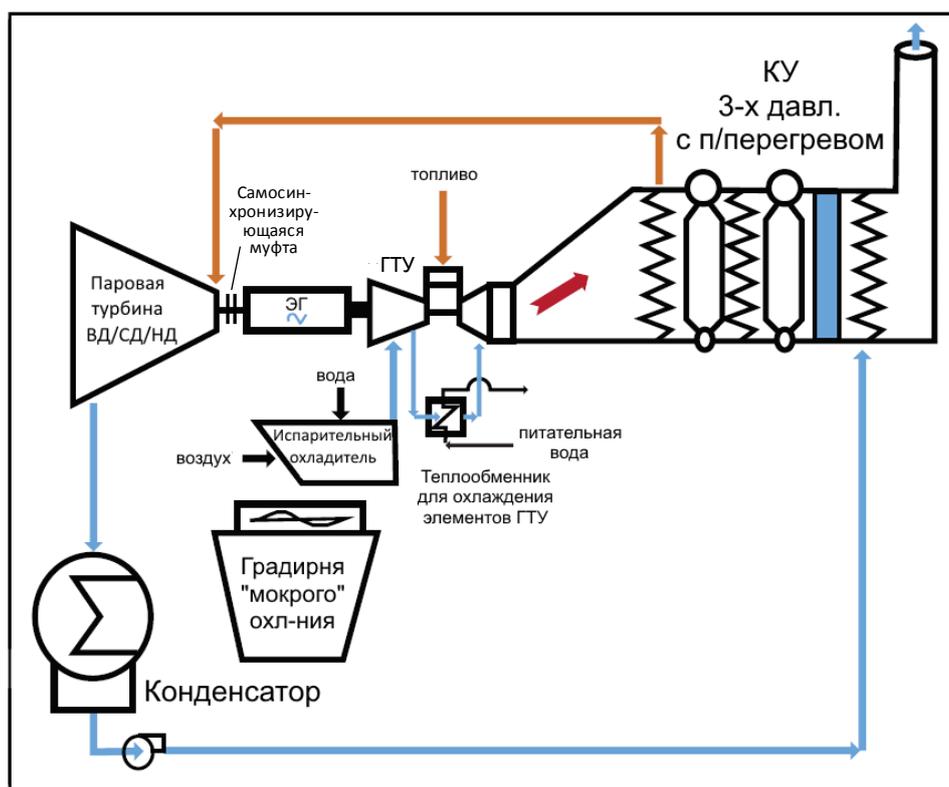


Рис. 2. Схема одновальной ПГУ мощностью 430 МВт

*Силовой модуль (основное оборудование).* Схема одновальной ПГУ 1×1×1 состоит из одной ГТУ, одной паровой турбины и общего для ГТУ и ПТ электрогенератора и КУ с тремя контурами давления.

Мощность ГТУ составляет 297,2 МВт, паровой турбины — 133,2 МВт; суммарная мощность ПГУ — 430,4 МВт. Мощность (нетто) ПГУ (за вычетом мощностей вспомогательных механизмов) составляет 418,3 МВт.

*Одновальная компоновка.* ПГУ не обеспечивает значительного повышения мощности и КПД по сравнению с двухвальной. Преимущества её заключаются в более низких затратах на оборудование, поскольку в одновальной ПГУ (схема 1×1×1) имеется только один электрогенератор вместо двух с примерно той же мощностью при мновальной компоновке.

Как правило, в одновальных конфигурациях имеется самосинхронизирующаяся муфта между электрогенератором и паровой турбиной. Она позволяет ГТУ запускаться и работать независимо от паровой турбины; последняя пускается позже после начала выработки в котле-утилизаторе собственного пара.

ГТУ смонтирована на раме и размещена в контейнере. Помимо отдельного помещения для вспомогательных механизмов, комплект поставки ГТУ включает в себя системы фильтрации, шумоглушения и вентиляции.

Испарительный охладитель засасываемого атмосферного воздуха увеличивает мощность и КПД ГТУ при высоких наружных температурах.

В ГТУ используется технология малоэмиссионного сжигания с низким уровнем выбросов  $\text{NO}_x$  без впрыска воды или пара. Для дальнейшего снижения вредных выбросов КУ оснащен системами каталитического восстановления  $\text{NO}_x$  (СКВ) и доокисления  $\text{CO}$ .

Мощные промышленные ГТУ Н-класса работают при температуре газов на входе в турбину около  $1600\text{ }^\circ\text{C}$ . Это стало возможным благодаря жаропрочным сплавам, теплозащитным покрытиям и передовой технологии охлаждения.

*Пароводяной контур.* Отработавшие в ГТУ горячие газы с температурой около  $650\text{ }^\circ\text{C}$  направляются в трехконтурный КУ. Вырабатываемый в нем пар подается в паровую турбину, подключенную через расцепную муфту к валу электрического генератора.

Местоположение площадки ТЭС не препятствует использованию системы водяного охлаждения конденсатора паровой турбины с градирней, как более предпочтительной перед воздушным охлаждением, так как приводит к повышению мощности паровой турбины из-за более низкого давления в конденсаторе и росту КПД ПГУ. При этом капитальные затраты, как правило, оказываются ниже.

*Электрическая часть.* Применяется ЭГ на частоту 60 Гц с мощностью примерно 435 МВ·А и выходным напряжением 13,8 кВ.

Эксплуатация ПГУ осуществляется с использованием центральной распределенной системы управления (блочной АСУТП), которая включает в себя элементы управления системами парового цикла и вспомогательного оборудования ТЭС, такого как системы водоснабжения, топливные системы, основные системы охлаждения и технологически связана с поставляемой САУ ГТУ.

*Взаимосвязи и присоединения.* Внешние соединения включают в себя трубопровод природного газа протяженностью около 0,8 км (0,5 мили) и узел учета газа, а также высоковольтную ЛЭП длиной около 1,6 км (1,0 мили).

На границе территории ТЭС также имеются водопровод для подачи воды в градирню, испарительные охладители и для подпитки парового цикла.

Предусмотрено также подсоединение для отвода сбросов, удаления продувочных отходов и других сточных вод.

Основные характеристики, стоимостные и технико-экономические показатели одной ПГУ-ТЭС мощностью 430 МВт с ГТУ Н-класса представлены в табл. 1, а основные составляющие затрат — в табл. 2.

*Затраты на эксплуатацию и обслуживание.* Постоянные затраты на ЭиГО включают расходы на персонал и административные траты, поставки и небольшое текущее техническое обслуживание (за исключением налогов на имущество и страхования) плюс фиксированную часть оплаты долгосрочного соглашения об обслуживании ГТУ.

Переменные затраты на ЭиГО включают расходные материалы, такие как вода, смазочные материалы, химикаты и периодические замены катализаторов и СКВ  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ .

Учитываются среднегодовые затраты на плановые мероприятия по техническому обслуживанию ГТУ и паровой турбин в течение продолжительных интервалов их эксплуатации. Планируемые затраты на техническое обслуживание ГТУ основаны на количестве эквивалентных часов работы (ЕОН).

Как правило, капитальный ремонт с инспекцией горячего тракта выполняется для ГТУ Н-класса каждые 25 000 ЕОН и крупный капитальный ремонт — каждые 50 000 ЕОН.

Критериями для планирования технического обслуживания ГТУ являются: число эквивалентных пусков и количество эквивалентных часов работы (ЕОН). Для ПГУ с мощной промышленной ГТУ Н-класса график технического обслуживания и капитальных ремонтов привязывается к эквивалентной наработке.

Ремонтные работы на остановленной паровой турбине и генераторе планируются и проводятся реже, чем для газовой турбины, обычно раз в шесть-восемь лет.

Постоянные затраты на ЭиТО на ТЭС с одновальной ПГУ по схеме 1×1×1 оцениваются на основе режима (профиля) её эксплуатации в 14,10 долл. за 1 кВт в год.

Переменные затраты на ЭиТО включают замену катализатора, аммиак, подготовку воды и очистку сточных вод, оцениваются в 2,55 долл./ (МВт·ч).

### Стоимостные оценки для многовальной ПГУ-ТЭС мощностью 1100 МВт с ГТУ Н-класса

Схема многовальной ПГУ мощностью 1100 МВт показана на рис. 3, а далее приведены краткое описание ТЭС, данные о затратах и разбивка основных компонентов затрат, включая инжиниринг, поставку и монтаж оборудования, а также материалы и трудозатраты, необходимые для сооружения ТЭС с высокотехнологичной многовальной ПГУ на базе ГТУ Н-класса.

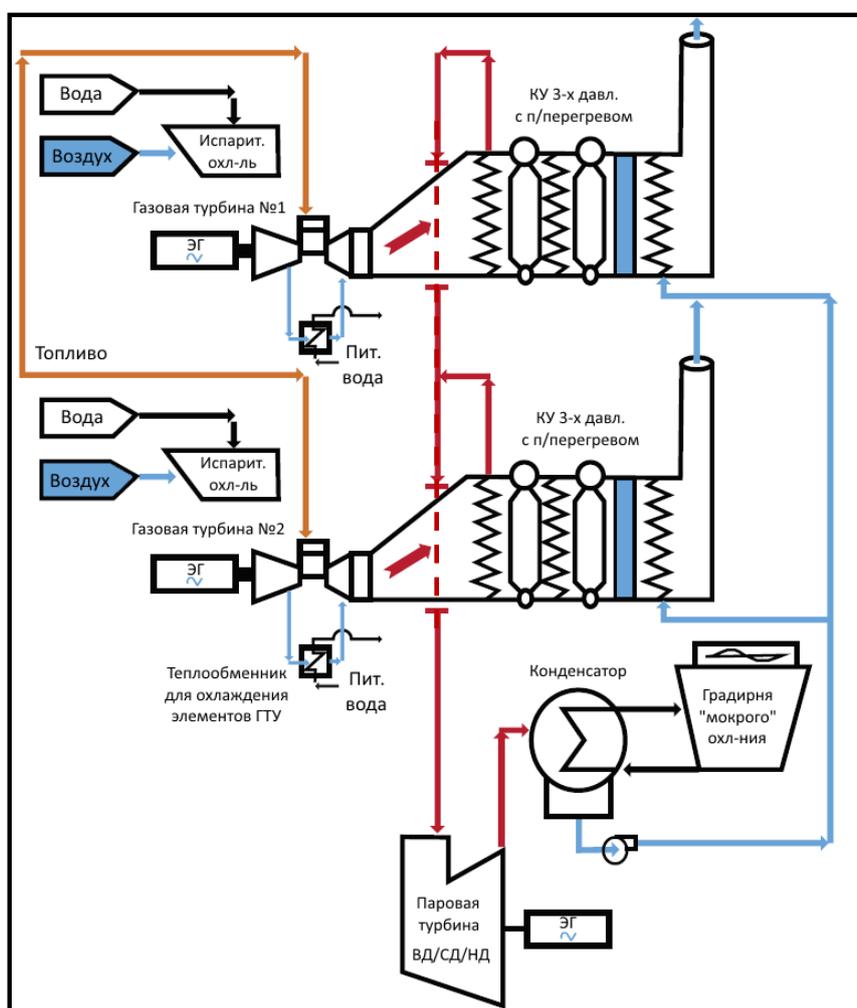


Рис. 3. Схема многовальной ПГУ мощностью 1100 МВт

*Энергоблок (основное оборудование).* Многовальный ПГУ-энергоблок выполнен по схеме 2×2×1.

Электрическая мощность (брутто) такой ПГУ-ТЭС составляет 1114,7 МВт (по ИСО) при мощности одной ГТУ 385,2 МВт и паровой турбины 344,3 МВт. После вычета мощности, потребляемой механизмами собственных нужд, мощность (нетто) установленного на ТЭС энергоблока ПГУ составляет 1083,3 МВт.

*Мощные промышленные ГТУ* Н-класса работают при температуре на входе в турбину примерно 1600 °С. Каждая из двух ГТУ смонтирована на раме и установлена в собственном контейнере. Вспомогательные механизмы размещены в отдельном помещении. Комплект поставки ГТУ включает в себя КВОУ, системы фильтрации и шумоглушения, вентиляции и отвода газов.

Испарительный охладитель воздуха, поступающего в компрессоры ГТУ, увеличивает электрическую мощность и КПД ГТУ (и ПГУ) при высоких наружных температурах.

В КС ГТУ Н-класса используется технология «сухого» (без впрыска воды или пара) сжигания с низким уровнем выбросов NO<sub>x</sub>. Для дальнейшего снижения выбросов ТЭС КУ оснащён системами селективного каталитического восстановления NO<sub>x</sub> и доокисления СО.

*Пароводяной контур.* Отработавшие в ГТУ газы с температурой примерно 650 °С направляются в трёхконтурные КУ. Выработываемый в них пар подается в паровую турбину.

На площадке ТЭС возможно использование водяного охлаждения с градирней для конденсатора ПТ.

*Электрическая часть.* На рассматриваемой ПГУ-ТЭС применяются три ЭГ на частоту 60 Гц: собственный для каждой ГТУ мощностью примерно 390 МВ·А и выходным напряжением 13,8 кВ и ЭГ паровой турбины мощностью около 350 МВ·А.

Выходная мощность ЭГ преобразуется в более высокое напряжение повышающими трансформаторами, подключенными к распределительному устройству, далее электроэнергия передается на подстанцию и в электрическую сеть.

Эксплуатация ПГУ осуществляется с использованием центральной распределенной системы управления (блочной АСУТП), которая включает элементы управления системами парового цикла и вспомогательного оборудования ТЭС (водоснабжения, топливных систем, основных систем охлаждения), и технологически связана с поставляемыми производителем САУ ГТУ.

Электрические системы, локальные САУ, оборудование регулирования напряжения и управления ГТУ смонтированы в отдельных помещениях (самостоятельных закрытых отсеках).

*Взаимосвязи и присоединения.* Внешние соединения включают в себя трубопровод природного газа протяженностью 0,8 км (0,5 мили) и узел учета газа, а также высоковольтную ЛЭП длиной около 1,6 км (1,0 мили).

На границе территории ТЭС также имеются подвод воды для подачи в градирню, испарительные охладители и для подпитки парового цикла.

Предусмотрены также отвод сбросов, удаление продувочных отходов и других сточных вод.

Основные характеристики, стоимостные и технико-экономические показатели многовальной ПГУ-ТЭС мощностью 1100 МВт с ГТУ Н-класса представлены в табл. 1, а основные составляющие затрат — в табл. 2.

*Затраты на эксплуатацию и обслуживание.* Постоянные затраты на ЭиТО на ПГУ-ТЭС со схемой 2×2×1 оцениваются на основе режима (профиля) её эксплуатации в 12,20 долл. за 1 кВт в год.

Переменные затраты на ЭиТО включают замену катализатора, аммиак, подготовку воды и очистку сточных вод, оцениваются в 1,87 долл./(МВт·ч).

### Список литературы

1. Gas Turbine World Handbook 2021.
2. Гольдберг, А.С. Энергетика в акронимах и сокращениях: словарь англо-русский / А.С. Гольдберг. — М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2009.
3. Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies, Sargent & Lundy, 2020.
4. Википедия (Wikipedia). Свободная интернет-энциклопедия.

## **РАЗВИТИЕ МАЛОЭМИССИОННЫХ КАМЕР СГОРАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГТУ**

**Л.А. БУЛЫСОВА<sup>1</sup>, М.Н. ГУТНИК, В.Д. ВАСИЛЬЕВ, К.С. ПУГАЧ**  
(ОАО «ВТИ», г. Москва, Россия)

### **Введение**

Современное развитие материалов и технологий позволяет поднять температуру газов перед турбиной ГТУ до 1600 °С и выше и тем самым увеличить мощность и КПД ГТУ. Требования же по экологии сохраняются и даже ужесточаются. Также возрастают требования к расширению малоэмиссионного диапазона работы. Всё это требует от разработчиков камер сгорания новых форм организации сжигания топлива.

Для снижения эмиссий NO<sub>x</sub> традиционно используют организацию сжигания близкой к гомогенной топливовоздушной смеси, минимизацию времени пребывания реагентов в области высоких температур, подмешивание охлаждённых продуктов сгорания в топливный газ или воздух, впрыск в зону горения воды или пара, а также различных добавок, влияющих на реакцию горения.

В последнее время передовыми фирмами-производителями наземных ГТУ развивается организация последовательного двухзонного горения в пространстве жаровой трубы (ЖТ) камеры сгорания.

Для этого используются два горелочных устройства, последовательно расположенных на жаровой трубе. Первое располагается в торце ЖТ и является традиционным для МЭКС. Второе горелочное устройство расположено ниже по потоку, за первой зоной горения. На вход в него подаётся топливо или топливовоздушная смесь. Последовательное сжигание с пониженным содержанием кислорода во второй зоне горения позволяет снизить пиковые температуры пламени, скорости протекания химических реакций и время пребывания реагентов в области высоких температур, что способствует снижению образования оксидов азота.

### **Основная часть**

Фирма производитель энергетических ГТУ Kawasaki Heavy Industries, Ltd одной из первых применила МЭКС с организацией последовательного двухступенчатого сгорания. В 1990-х годах были введены в эксплуатацию ГТУ L20A (18 МВт) и M7A (7 МВт), в которых использовались секционные МЭКС с уровнем NO<sub>x</sub> = 42 млн<sup>-1</sup> при 15 % O<sub>2</sub>. Они же послужили прототипом более современной высокотемпературной ГТУ L30A, номинальной мощностью 30,9 МВт с КПД 41,2 % и уровнем эмиссий NO<sub>x</sub> уже 15 млн<sup>-1</sup>. ГТУ — двухвальная. Её компрессор со степенью сжатия 24,5 обеспечивает расход воздуха 86,5 кг/с. МЭКС состоит из 8 жаровых труб.

В камере сгорания L30A DLE имеется два последовательно расположенных горелочных устройства: ГУ1 и ГУ2. ГУ1 находится у основания ЖТ и состоит из диффузионной пилотной горелки (ПГ) и основной горелки (ОГ) с предсмешением. Дополнительное ГУ2 находится ниже по потоку примерно в середине ЖТ и состоит из 4-х, расположенных по окружности ЖТ горелок с предварительным смешиванием.

Последовательное двухступенчатое горение использовано в МЭКС ГТУ 9HA (50 Гц) фирмы Дженерал Электрик (GE). Мощность этой новейшей ГТУ составляет 446 МВт с КПД

---

<sup>1</sup> bulysov@mail.ru.

43,1 %. Компрессор ГТУ со степенью сжатия 23,5, подаёт ~800 кг/с воздуха. Температура газов на входе в рабочие лопатки первой ступени превышает 1400 °С. МЭКС состоит из 14 ЖТ. ГТУ может разгружаться до 30 % от полной нагрузки с соблюдением норм выбросов  $\text{NO}_x$  и  $\text{CO}$ . Возможно использование топлива разного состава с изменением числа Воббе в пределах  $\pm 10$  %.

В МЭКС ГТУ 9НА применена система последовательного двухступенчатого сгорания. В качестве ГУ1 используется освоенная технология сжигания GE — горелка DLN-2.6+, отработавшая более 1,3 млн часов в составе ГТУ 9FA.03, 9F.05 и 7FA. ГУ2 состоит из 4-х смесительных устройств, расположенных по окружности ЖТ. В каждом из смесителей имеется осевой завихритель и форсунка подачи топлива. Топливо во все четыре смесителя ГУ2 поступает из одного коллектора, управляемого одним регулирующим клапаном. Часть охлаждающего воздуха, движущегося между стенками газосборника, поступает в смесители ГУ2 и обдувает топливные форсунки. Все топливопроводы выведены наружу корпуса. Риск самовоспламенения в предварительных смесителях ГУ2 минимален, поскольку максимальная температура воздуха, поступающего на них, не превышает 540 °С, а время смешивания составляет менее 1 мс.

ГТУ GT36 мощностью 538 МВт (50 Гц) с КПД 42,8 %, степенью сжатия компрессора 25 и расходом воздуха 1020 кг/с производится фирмой Ансальдо. Её КС состоит из 16 секционных ЖТ. Предусмотрена возможность разгрузки ГТУ до 25 % нагрузки с допустимыми эмиссиями  $\text{CO}$  и  $\text{NO}_x$  и сжигания топлива разного состава (изменения числа Воббе в пределах  $\pm 15$  %).

ГУ1 состоит из воспламенителя, пилотной, пилотной с предсмещением и основной горелок, имеет три подвода топлива к каждой из горелок. Воздух, поступающий на ГУ1, разделяется на два потока: пилотный предсмещения и основной.

Второе, последовательно установленное ГУ2, состоит из нескольких пилонов, на торцевой поверхности которых расположены форсунки впрыска топлива, окружённые воздушным кольцом по схеме, аналогичной SEV-горелкам. Также по высоте пилона на его боковых поверхностях расположены вихрегенераторы, выполненные так же, как вихрегенераторы SEV горелок.

Одним из наиболее успешно модернизированных авиационных двигателей является разработанный фирмой Rolls-Royce промышленный двигатель Trent — трёхвальный газотурбинный двигатель, мощностью в диапазоне от 42 до 66 МВт, используемый для привода электрических генераторов и механизмов. Степень сжатия составляет 35, температура газов на выходе из КС — 1500 °С, КПД энергетической установки — 43,1 %. В МЭКС этого двигателя имеются две последовательные зоны горения (первичная и вторичная), что повышает устойчивость и гибкость её работы. Эмиссии  $\text{NO}_x$  изменяются в пределах 20–50 мг/м<sup>3</sup>,  $\text{CO}$  — не более 100 мг/м<sup>3</sup> в зависимости от режима работы.

В ОАО «ВТИ» были проведены многовариантные расчётные и экспериментальные исследования модельной двухзонной КС с температурой газов на выходе до 1700 °С. Проведен поиск оптимальных соотношений топлива и воздуха по зонам горения, временам пребывания, геометрическим размерам зон горения.

В результате проведенных работ была подтверждена эффективность схемы последовательного двухзонного сжигания топливовоздушной смеси. Снижение выбросов  $\text{NO}_x$  относительно одной зоны горения при прочих равных условиях составило более 40 % (рис. 1).

Применение схемы двухзонного сжигания топлива позволяет не только иметь допустимый уровень оксидов азота при высоких температурах газов перед турбиной, но и существенно увеличить гибкость регулирования КС, расширить диапазон её малоэмиссионной работы в область низких температур наружного воздуха.

Анализ режимных параметров одной из отечественных авиапроизводных ГТУ средней мощности показал существенное изменение условий работы (а именно – температуры в зоне горения) в зависимости от температуры наружного воздуха для режимов от 50 до 100 % нагрузки. Если соблюсти условия малоэмиссионного горения на режимах 70–100 % для температуры наружного воздуха от  $-40$  до  $-60$  °С, то при температурах наружного воздуха выше  $0$  °С из-за повышения температура в зоне горения ограничения концентрации оксидов азота выполнены не будут. Одна зона горения даже с отдельными зонами стабилизации пламени и тремя топливными подводами, позволяющими достаточно гибко управлять пламенем, оказывается не достаточной для сильно меняющихся условий, соответствующих температурам наружного воздуха от  $-60$  до  $+40$  °С. Наличие четвертого топливного канала и второй последовательной зоны горения, в которой происходит сжигание топливовоздушной смеси в горячем потоке газов первой зоны с пониженным содержанием кислорода, решает эту проблему. На рис. 2, а и 2, б показано изменение основных параметров на 70 и 100 % нагрузки при двухзонной схеме сжигания топлива соответственно.

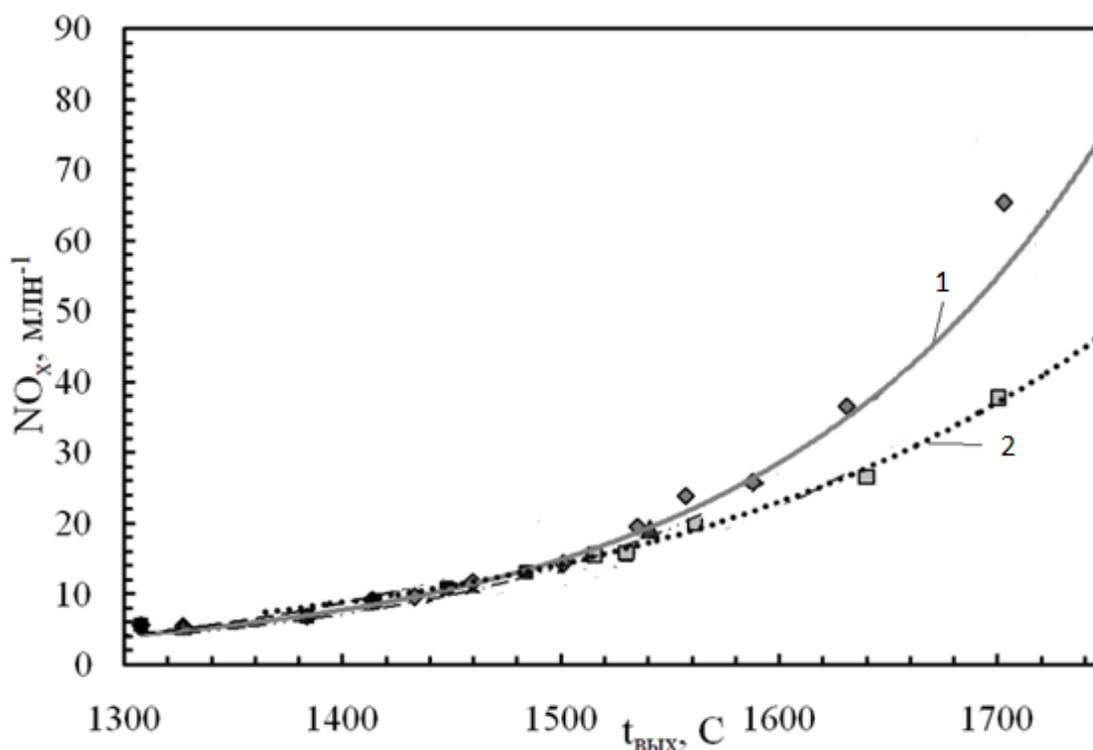
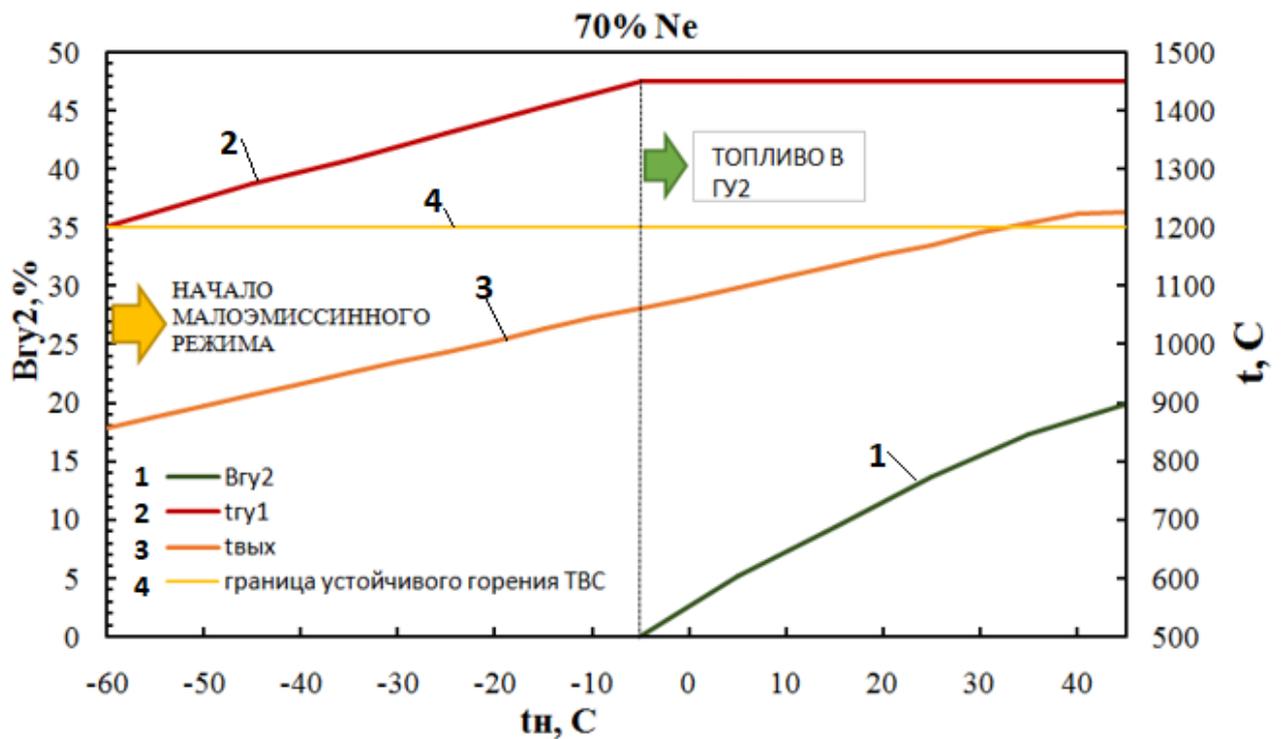
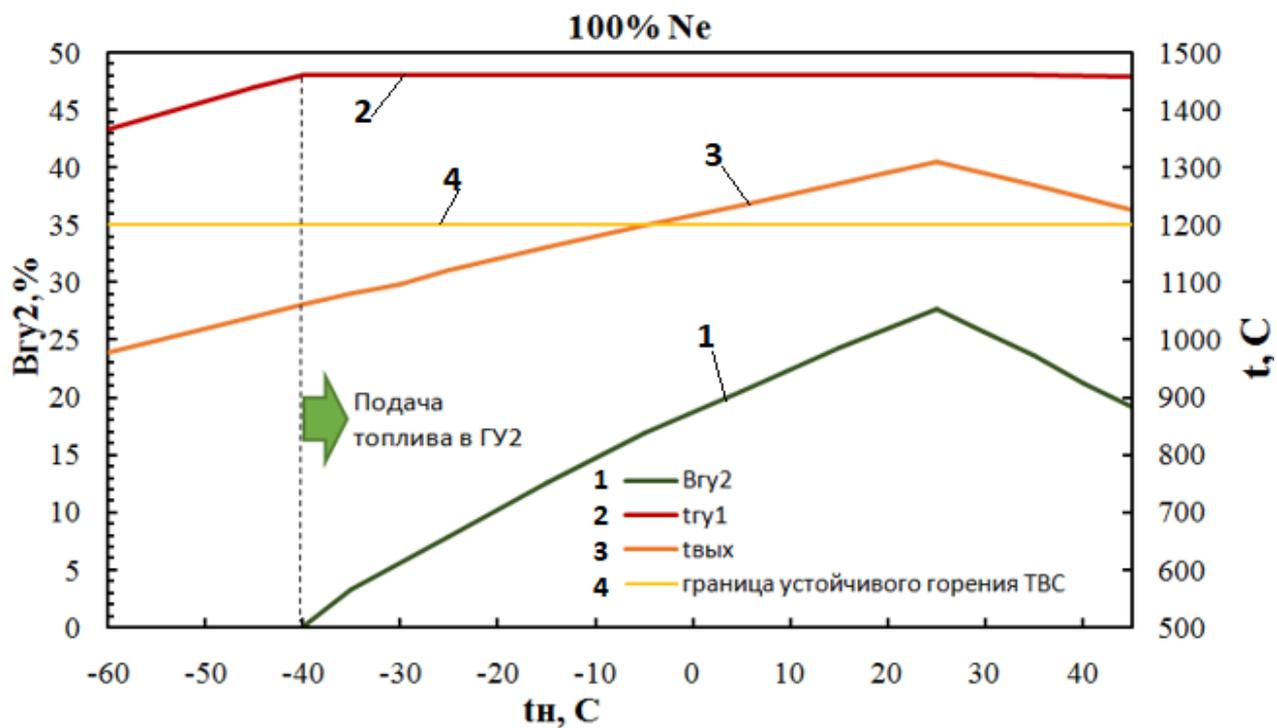


Рис. 1. Изменение  $\text{NO}_x$  от температуры газов на выходе для:  
1 — однозонного горения; 2 — двух последовательных зон горения

Видно, что режимы горения во всём малоэмиссионном диапазоне нагрузок при всех температурах наружного воздуха подобраны таким образом, что температура в зоне горения изменяется от 1200 до 1450 °С, что соответствует устойчивому малоэмиссионному сжиганию топлива. Это стало возможным при организации четвертого топливного канала и использования последовательной схемы сжигания.



a)



б)

Рис. 2. Изменение основных характеристик МЭКС: а — на 70 % нагрузки; б — на 100 % нагрузки от температуры наружного воздуха;  $B_{гу2}$  — доля топлива в ГУ2;  $t_{г1}$  — температура на выходе из первой зоны горения ГУ1;  $t_{вых}$  — температура на выходе из КС

## **Выводы**

Основные производители современных энергетических ГТУ разработали и провели исследования МЭКС с последовательной схемой двухступенчатого сжигания газового топлива. При этом:

- в обеих ступенях производится кинетическое сжигание ТВС с высокими избытками воздуха;
- зажигание и работа до определённой температуры газов перед турбиной осуществляется с помощью ГУ первой ступени сгорания;
- после достижения температуры газов, обеспечивающей надёжное самовоспламенение в их среде ТВС второй ступени, топливо подаётся в ГУ2;
- дальнейшее повышение мощности ГТУ до номинальной производится путём нагружения второй ступени горения при сохранении режима работы первой ступени;
- в первую ступень сгорания всегда подаётся больше воздуха, чем во вторую;
- на номинальной нагрузке ТВС первой зоны всегда беднее, чем второй.

Проведенные разными авторами исследования свидетельствуют о возможности повышения температуры газов перед турбиной до 1600–1700 °С и существенного расширения эксплуатационного диапазона нагрузок ГТУ (снижения технологического минимума мощности до 20–25 %) при допустимых выбросах NO<sub>x</sub> и СО и сохранении устойчивости горения.

## ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ГТУ ПУТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ЦИКЛОВОГО ВОЗДУХА НА ВХОДЕ В КВОУ

**В.И. БЫЛИЧКИН<sup>1</sup>, А.Р. БОГДАН**

(ООО «ЕМВ фильтртехник рус», г. Москва, Россия)

Тепловые электростанции ещё долго будут основным генерирующим источником в стране, а эффективность энергоснабжения потребителей в значительной степени будет определять технический уровень их основного оборудования [1]. По состоянию на конец 2020 г. 21,18 % мощности тепловых электростанций России представлено электростанциями с парогазовыми и газотурбинными установками [2]. Ввод парогазовых блоков является перспективным направлением развития энергетики и позволяет повысить коэффициент полезного действия установок до 50 % и более.

В отличие от паросиловых установок работа энергетической ГТУ существенно зависит от параметров наружного воздуха [3, 4], таких как давление, влагосодержание и температура. Колебание давления наружного воздуха на действующих установках происходят в сильно ограниченных пределах. Ещё меньшее влияние оказывает влагосодержание рабочего тела. Изменение температуры наружного воздуха оказывает наибольшее влияние на работу ГТУ. Снижение температуры наружного воздуха увеличивает его плотность, массовый расход воздуха через компрессор, электрическую мощность и КПД (коэффициент полезного действия) ГТУ. На рис. 1 представлено изменение относительной мощности и КПД в зависимости от температуры наружного воздуха для турбин компании Siemens SGT5-2000E (а) и SGT5-4000F (б).

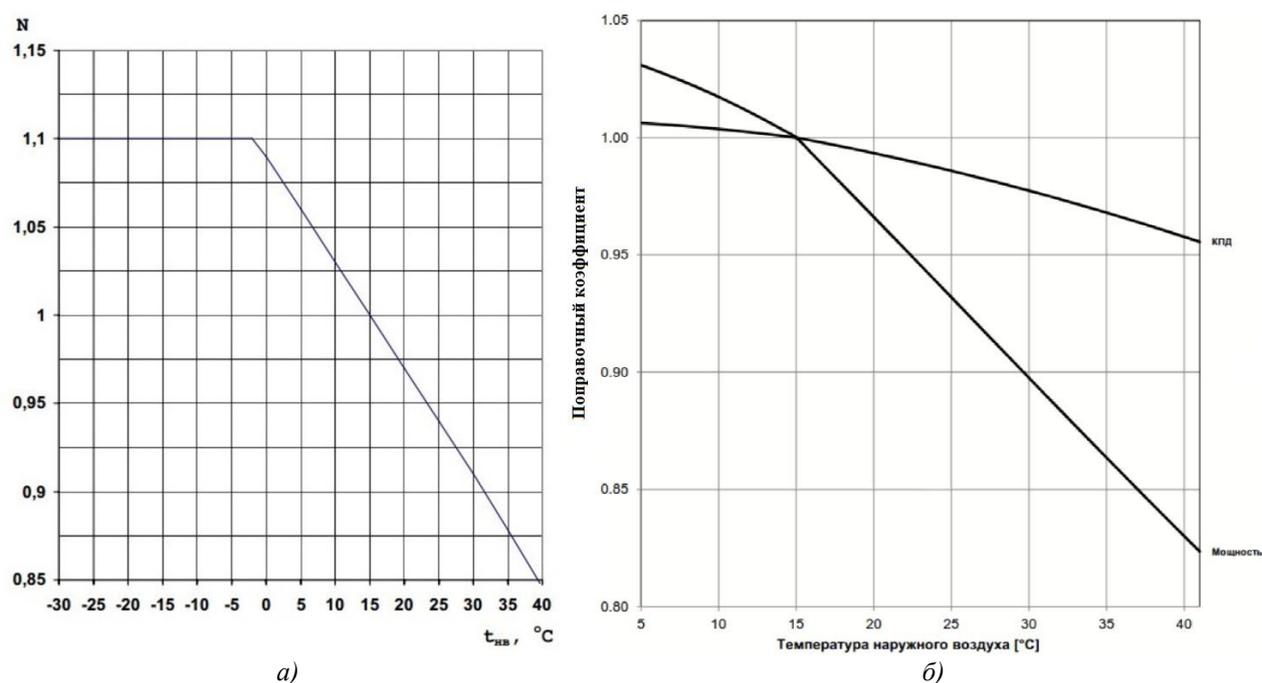


Рис. 1. Зависимости относительной мощности от температуры наружного воздуха

Для лучшего понимания приведём пример в цифрах. В табл. 1 показано, что повышение температуры воздуха на входе в компрессор ГТУ с 15 до 30 °С приводит к снижению

<sup>1</sup> bylichkin.v@emwtech.ru.

мощности ГТУ на 8,6 % со 157,0 до 143,5 МВт для SGT5-2000E и на 11,4 % с 278,0 до 249,5 МВт для SGT5-4000F (при постоянстве остальных параметров).

Мощность ГТУ соответствует номинальному значению при стандартных внешних условиях: температуре наружного воздуха 15 °С, барометрическом давлении 101,325 кПа и относительной влажности 60 % [5]. Диспетчерский график электрических нагрузок составляется исходя из аттестованной (установленной) мощности ГТУ, при стандартных условиях. Повышение температуры воздуха приводит к снижению мощности ГТУ ниже аттестованного значения, что, в свою очередь, вызывает снижение маржинальной прибыли от продажи электроэнергии и мощности. Наиболее актуально это для блоков ПГУ, заключивших договор о предоставлении мощности (ДПМ). С учётом стояния в течение 3–5 месяцев высоких температур наружного воздуха экономические потери от сокращённой выработки электроэнергии с высоким удельным расходом топлива оказываются весьма значительными.

Таблица 1

**Влияние температуры наружного воздуха  
на располагаемую мощность ГТУ**

Температура наружного воздуха, °С	Тип и располагаемая мощность ГТУ, МВт	
	SGT5-2000E	SGT5-4000F
15	157,0	278,0
20	152,5	268,5
25	148,0	259,0
30	143,5	249,5

Одним из способов повышения эффективности ГТУ является снижение внутренней мощности компрессора. В зимний период эксплуатации при низких значениях температуры атмосферного воздуха снижается его расход на единицу мощности ГТУ и, следовательно, потребляемая компрессором мощность. Это позволяет повысить электрическую мощность и КПД ГТУ.

Охлаждение воздуха на входе в ГТУ широко применяется для повышения КПД и мощности энергоблоков, прежде всего, в странах с жарким климатом. Одним из вариантов является охлаждение при испарении капель воды, которое приводит к увеличению влагосодержания (отношение массы влаги к массе сухого воздуха) и относительной влажности воздуха соответственно (рис. 2). Температура воздуха после системы охлаждения рассчитывается по формуле 1:

$$T_B = T_A - CE \cdot (T_A - T_{\text{влаж}}), \quad (1)$$

где  $T_A$  — температура сухого термометра перед системой охлаждения;  $T_B$  — температура воздуха после системы охлаждения;  $T_{\text{влаж}}$  — температура влажного термометра;  $CE$  — эффективность насыщения (КПД испарителя).

Основным недостатком такой системы является то, что уровень охлаждения ограничен температурой влажного воздуха, то есть зависит от условий окружающей среды. Максимальная эффективность достигается в сухую и жаркую погоду, но при высокой относительной влажности она резко падает.

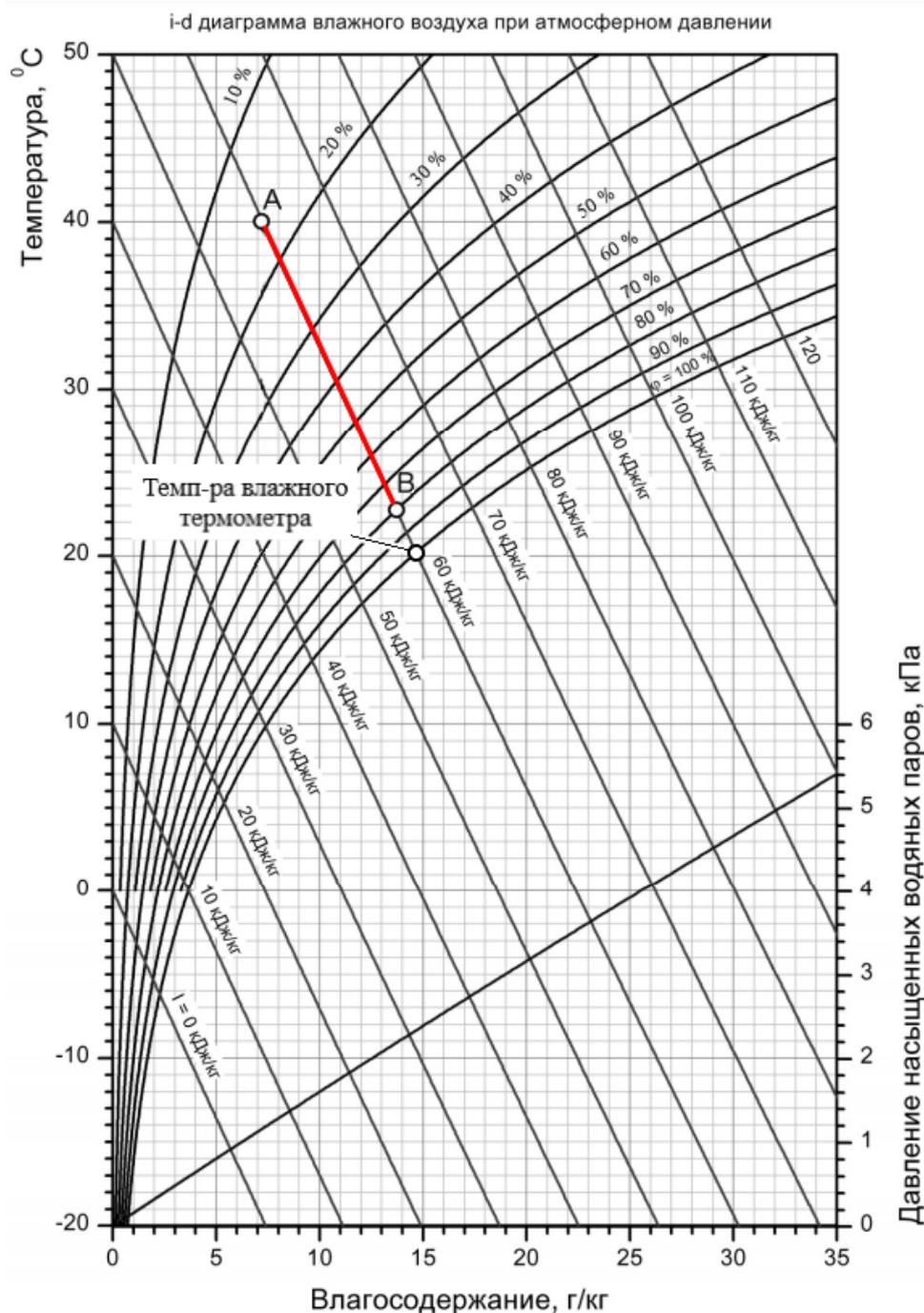


Рис. 2. Процесс охлаждения воздуха при испарении

Принципиальная схема системы охлаждения испарительного типа приведена на рис. 3. Вода непрерывно подается насосом низкого давления в распределительный коллектор системы испарительного охлаждения. Она равномерно стекает по пористому материалу. Воздух, проходя через смоченный материал, насыщается влагой до 97–98 %, охлаждается и направляется на вход компрессора ГТУ. Часть воды, которая не испарилась, поступает в нижний коллектор, откуда возвращается в аккумулирующий бак. Предусматривается линия подпитки и дренирования для поддержания качества воды на заданном уровне. Подача воды автоматически прекращается при снижении температуры воздуха ниже 12 °С.

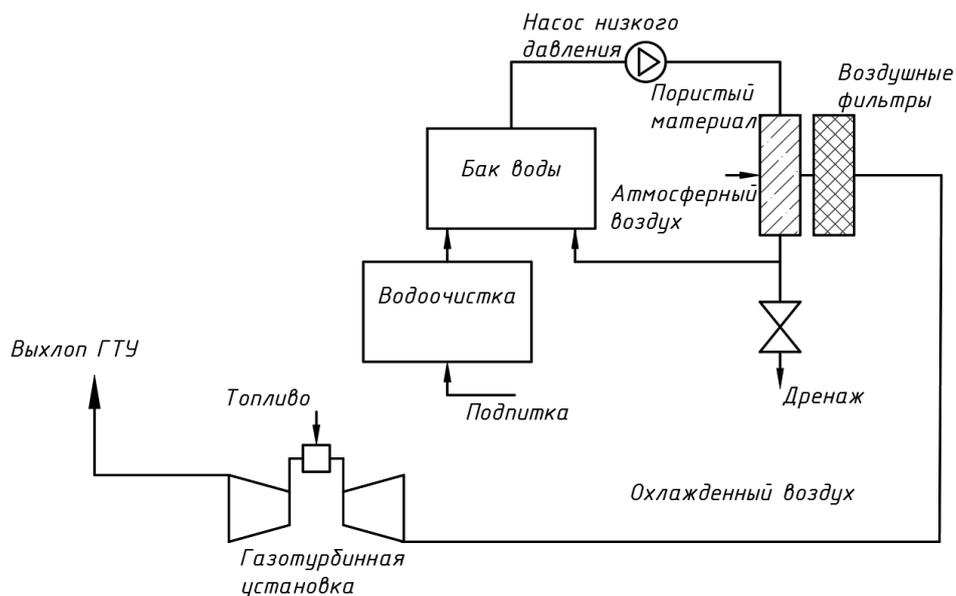


Рис. 3. Принципиальная схема работы системы охлаждения испарительного типа

Системы охлаждения испарительного типа позволяют использовать для подпитки воду относительно низкого качества (техническая / сырая / водопроводная). В табл. 2 представлены требования к качеству подпиточной воды.

Таблица 2

#### Основные показатели качества подпиточной воды

Показатель	Уровень	
	min	max
Электропроводимость общая, мкСм/см	50	750
Жёсткость (CaCO <sub>3</sub> ), млн <sup>-1</sup> (мг/дм <sup>3</sup> )	45	170
Щёлочность общая, млн <sup>-1</sup> (мг/дм <sup>3</sup> )	45	170
pH	7	8,5

Испарительный охладитель, как правило, проектируется на эффективность насыщения не менее 88 %, для чего толщина пористого материала должна быть порядка 300 мм. Материал на основе пропитанных бумажных волокон (рис. 4) устанавливается в воздушном канале КВОУ ГТУ до системы фильтрации. Это позволяет значительно сократить пылевую нагрузку на первую ступень фильтрации и продлить ресурс её работы. За материалом возможна установка сепаратора капель, однако при скорости воздуха менее 2,5 м/с и размещении системы охлаждения перед фильтрами нет необходимости в его установке. Также между материалом и каплеуловителем может находиться площадка обслуживания шириной 700–800 мм. Таким образом, ширина всего модуля системы охлаждения не превышает 1500 мм. Аккумулирующий бак может располагаться как в цеху, так и под открытым небом на нулевой отметке по отношению к установке. Испарительный материал создаст дополнительные потери давления на всасе КВОУ ГТУ (120–140 Па при номинальной нагрузке), это приведёт к снижению мощности на 0,10–0,15 % [9]. На осенне-зимний период материал может быть демонтирован для снижения перепада давления на входе в КВОУ.

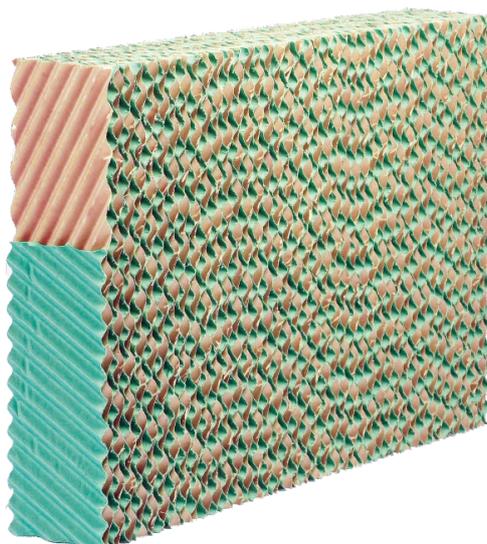


Рис. 4. Пористый материал

Сборка и монтаж охладителя осуществляется в период плановых остановов ГТУ.

В табл. 3 приведены основные преимущества и недостатки системы охлаждения испарительного типа.

Таблица 3

#### Преимущества и недостатки системы охлаждения испарительного типа

Преимущества	Недостатки
Низкие капитальные затраты Низкие затраты на ремонт и обслуживание Быстрый монтаж Возможность работать на воде низкого качества Дополнительная ступень фильтрации Не оказывает негативного влияния на проточную часть ГТУ	Ограниченная глубина охлаждения Дополнительные потери давления на входе в КВОУ (~140 Па)

Была разработана математическая модель, позволяющая оценить эффективность внедрения системы охлаждения воздуха испарительного типа, рассчитать глубину охлаждения воздуха, увеличение мощности ПГУ, увеличение расхода топливного газа в камеру сгорания, и рассчитывается изменение основных параметров наружного воздуха и увеличение мощности ГТУ (табл. 4) [8].

Таблица 4

#### Изменение параметров наружного воздуха

Показатель	май	июнь	июль	август	сентябрь
Средняя температура воздуха (без ИУ), °С	16,54	21,23	23,44	25,08	17,07
Средняя влажность воздуха (без ИУ), %	69,03	68,54	60,52	58,69	62,73
Средняя температура воздуха (с ИУ), °С	13,25	17,12	18,00	19,13	12,91
Средняя влажность воздуха (с ИУ), %	95,64	96,75	95,74	95,49	93,22
Среднее увеличение мощности ГТУ, МВт	4,84	7,99	10,62	11,64	6,21

Изменение температуры и мощности ГТУ в разрезе одного дня при использовании системы охлаждения испарительного типа для ГТУ SGT5-4000F приведено на рис. 6.

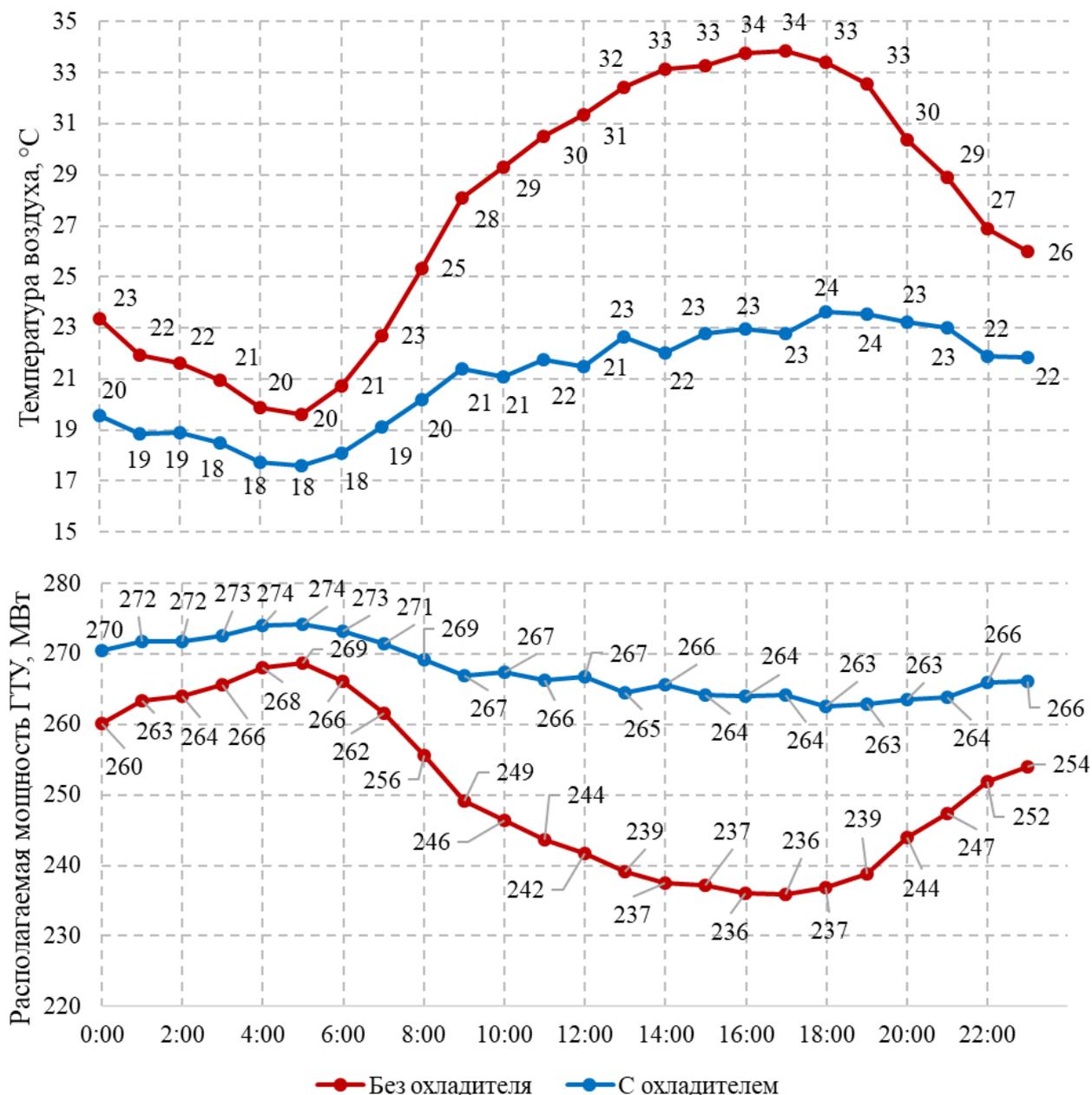


Рис. 6. Увеличение мощности ГТУ при работе системы охлаждения испарительного типа

В ноябре 2018 г. начались основные работы по проектированию, строительству и монтажу испарительной установки на блоке ПГУ-420 ТЭЦ-20 ПАО «Мосэнерго» (ГТУ Siemens SGT5-4000F, ПТУ SST5-5000). Комплекс работ был завершён и пусконаладочные работы были произведены в мае 2019 г. Тогда же началась реализация аналогичного проекта на блоке ПГУ-420 ТЭЦ-16 ПАО «Мосэнерго» (ГТУ Siemens SGT5-4000F) и уже в 2020 г. испарительная установка была введена в эксплуатацию к началу летнего сезона. В мае 2020 г. началась реализация проекта на блоке ПГУ-220Т ТЭЦ-12 ПАО «Мосэнерго» (ГТУ — ГТЭ-160) и в мае 2021 г. оборудование было запущено в работу.

## Выводы

1. Внедрение технологий, снижающих температуру воздуха на входе в компрессор, позволяет повысить эффективность работы ГТУ.
2. Система охлаждения испарительного типа – относительно простое и дешёвое решение для увеличения располагаемой мощности ГТУ в период высоких температур, позволяющее увеличить прибыль от продажи электроэнергии и мощности.
3. Комплекс работ (проектирование, поставка, строительные-монтажные работы, пусконаладочные работы) по внедрению системы охлаждения испарительного типа может быть выполнен менее чем за 1 год.
4. Мероприятия по охлаждению наружного воздуха окупаться менее чем за семь лет (дисконтированный срок окупаемости).

## Список литературы

1. Энергетическая стратегии Российской Федерации на период до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 г. № 1523р (редакция от 30.09.2016). [Электронный ресурс] // Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации – 2018.
2. Отчет о функционировании ЭЭС России в 2020 году [Электронный ресурс]. — Режим доступа: [https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups\\_rep2020.pdf](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2021/ups_rep2020.pdf). — Дата обращения: 03.03.2021.
3. **Цанев, С.В.** Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для студентов вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов. — М.: МЭИ, 2002. — 584 с.
4. **Цанев, С.В.** Газотурбинные энергетические установки / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.С. Земцов, А.С. Осыка. — М.: МЭИ, 2011. — 427 с.
5. ГОСТ Р 55798-2013 (ИСО 2314: 2009/ISO 2314: 2009). Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания. — Введ. 2015-01-01. — М.: Стандартинформ, 2015.
6. **Шахин, Н.Н.** Системы охлаждения воздуха на входе в газотурбинные установки / Н.Н. Шахин, Х. Акул // Турбины и дизели. — 2011. — №. 3. — С. 8–11.
7. **Анисимов, С.Н.** Повышение производительности ГТУ при высоких температурах наружного воздуха / С.Н. Анисимов, Д.Е. Круговых, Д.С. Молодкин // Турбины и дизели. — 2013. — №. 6. — С. 34.
8. **Богдан, А.Р.** Повышение мощности ГТУ за счет охлаждения циклового воздуха / А.Р. Богдан, К.И. Леликов, В.И. Быличкин // Турбины и дизели. — 2019. — №. 5. — С. 22.
9. **Трухний, А.Д.** Парогазовые установки электростанций / А.Д. Трухний. — М.: МЭИ, 2013.
10. **Бурцев, С.И.** Влажный воздух. Состав и свойства: учеб. пособие / С.И. Бурцев, Ю.Н. Цветков. — СПб.: СПбГАХИПТ, 1998. — 146 с.

**ОСОБЕННОСТИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОСЕВОГО КОМПРЕССОРА ПРИ НАЛИЧИИ ЛОПАТОК С ГЕОМЕТРИЧЕСКИМИ ОТКЛОНЕНИЯМИ**

**В.Л. БЛИНОВ, И.С. ЗУБКОВ, О.В. БЕЛЯЕВ, Е.Ю. ИСКОРЦЕВ, П.И. ПЛИШКИН**  
(ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия)

Широкое распространение газотурбинных установок (ГТУ) в различных отраслях промышленности предъявляет повышенные требования к поддержанию их работоспособности, которая, в свою очередь, зависит от состояния лопаточного аппарата осевого компрессора (ОК).

Актуальной задачей является создание статистической математической модели, позволяющей с достаточной точностью предсказывать влияние геометрического отклонения на характеристики ОК и ГТУ. Помимо сбора и анализа информации о дефектах, проявляющихся на работающих агрегатах или получаемых по итогам ремонтных работ [1], ещё одной частью модели могут выступать данные, полученные при численном моделировании газодинамики (CFD) и прочности, дающие представление об интегральных и локальных характеристиках работы ОК [2 и др.]. Такой подход, прежде всего, позволяет проследить динамику развития процессов в проточной части и оценить влияние различных изменений без существенных затрат по сравнению с натурным экспериментом.

Алгоритм построения рассматриваемой математической модели подробно рассмотрен в работе [3]. В качестве объекта исследования выбран низкоскоростной двухступенчатый осевой компрессор с известными рабочими характеристиками [4]. В рамках работы рассматривались как интегральные параметры (расходно-напорная характеристика и положение рабочей точки), так и локальные (распределения скоростей, углов и напоров по высоте канала в сечениях проточной части). Построение геометрических моделей велось при помощи специально разработанного математического описания лопаточных профилей кривыми Безье [5]. В окончательных расчётах для моделирования турбулентных течений выбрана низкорейнольдсовая модель Ментера SST с учётом коэффициента  $A_1$ , отвечающего за ограничение вихревой вязкости. С учётом опыта решения подобных задач сеточная модель строилась из условия соответствия параметра  $y^+$  диапазону значений  $1 \dots 3$ : в таком случае общее число элементов для всей модели составило 2,4 млн ячеек. В качестве граничных условий были заданы значения составляющих скорости по высоте канала и температура на входе и статическое давление на выходе. Для рабочих (РК) и направляющих (НА) лопаток задан радиальный зазор 1,4 % от их высоты. Под НА первой ступени задано вращение втулки с частотой, равной частоте вращения ротора, под НА второй ступени вращение отсутствовало. Интерфейсы между доменами — Stage. Результатами расчётов являлись коэффициенты расхода и напора ОК, а также распределения следующих параметров по высоте канала за венцами: относительные и абсолютные углы потока для РК ( $\beta_1$  и  $\beta_2$ ) и для НА ( $\alpha_2$  и  $\alpha_3$ ) соответственно, осевые составляющие абсолютной скорости, а также полный напор в сечении за венцом. Выбранные данные позволят получить представление о поведении потока в проточной части компрессора и оценить качество моделирования течения, сформировать рекомендации по дальнейшему развитию работы с учётом различных лопаточных дефектов.

На рис. 1 представлено сравнение экспериментальной и двух расчётных изодром компрессора: в случае CFD 1 граничные условия на входе были заданы в виде полного давления, а в случае CFD 2 — в виде распределения составляющих скорости по высоте, на выходе; в обоих случаях было задано статическое давление. В области коэффициентов расхода от 0,50 до 0,63 наблюдается смещение расчётной изодромы влево от экспериментальной, а до 0,50 — вправо. Среднее отклонение всей расчётной характеристики в указанном диапазоне режимов составляет 0,69 % и 4,61 % для CFD 1 по расходу и напору соответственно. Для CFD 2 среднее отклонение по расходу составляет 0,74 %, по напору — 2,50 %. При коэффициенте расхода менее 0,46 точность моделирования снижается, что вызвано приближением

рабочей точки к границе устойчивой работы ОК, а численная модель при этом завышает напор.

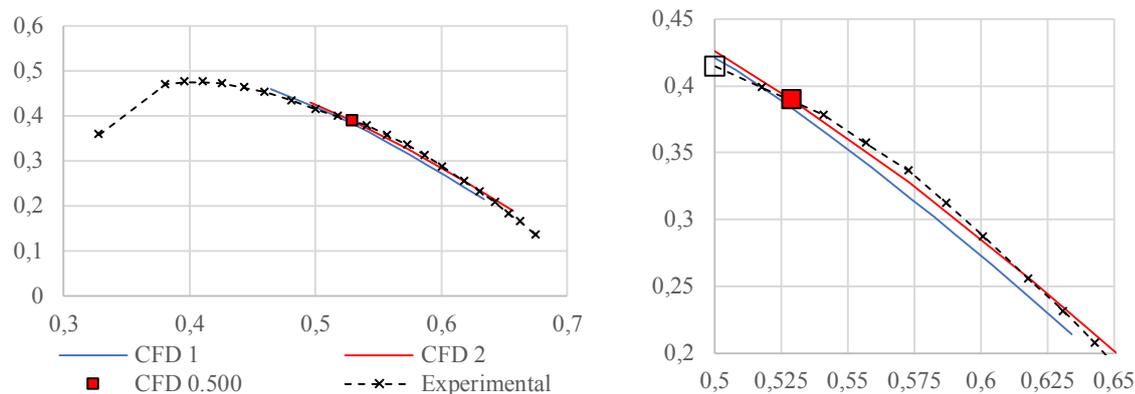


Рис. 1. Расходно-напорная характеристика исследуемого ОК

Ввиду определённых особенностей расчётные модули в трёхмерной постановке не могут в полной мере предсказать некоторые явления, протекающие в проточной части, например, отрыв потока [6] и перетечки через радиальные зазоры [7] или достоверно определить углы атаки или отставания [8]. При этом совпадение определённых интегральных характеристик не может гарантировать совпадение среднемассовых параметров потока (скоростей, углов и др.) и их распределений по каналу: совпадение одного параметра с экспериментом может быть вызвано ошибками в определении другого [9]. Из рис. 1 видно, что при удовлетворительной точности моделирования интегральных параметров, наблюдается смещение рабочей точки в сторону границы записания (точка CFD 0,500): разница по напору составляет 6,20 %. Связать такой эффект можно с тем, что, несмотря на задание поточного угла на входе в РК в качестве граничных условий через компоненты скорости, решателем неверно предсказано его распределение: угол оказывался в среднем меньше на  $0,71^\circ$  (рис. 2, а) при совпадении качественной формы кривых с экспериментом.

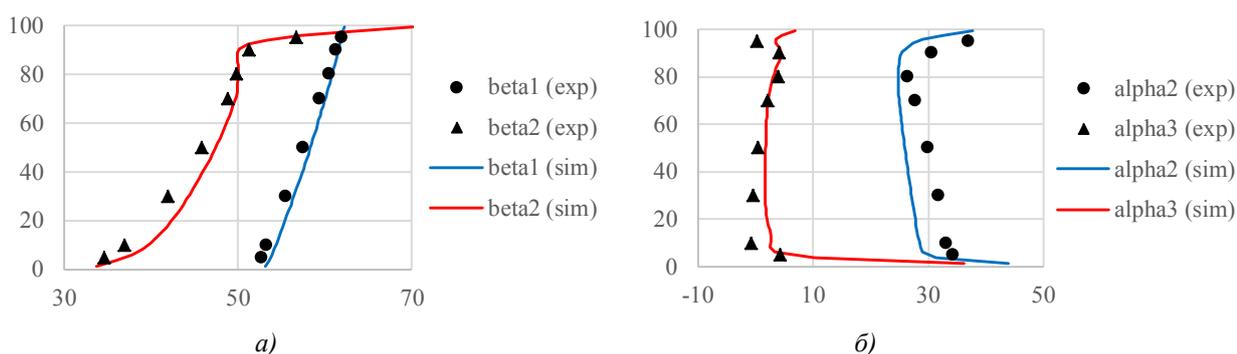


Рис. 2. Углы потока для первой ступени компрессора: а — относительный; б — абсолютный

Накопление ошибок происходило и в последующих венцах. Относительный угол потока на выходе превышает экспериментальные значения в среднем на  $1,61^\circ$  (рис. 2, а). Для НА первой ступени абсолютный угол входа потока имеет значения меньше в среднем на  $4,59^\circ$  по сравнению с экспериментом (рис. 2, б). А для абсолютного поточного угла на выходе значения оказались выше экспериментальных; среднее отклонение составляет  $1,45^\circ$ . При этом все

расчётные углы имели положительное значение, тогда как вблизи корня в эксперименте наблюдались отрицательные значения.

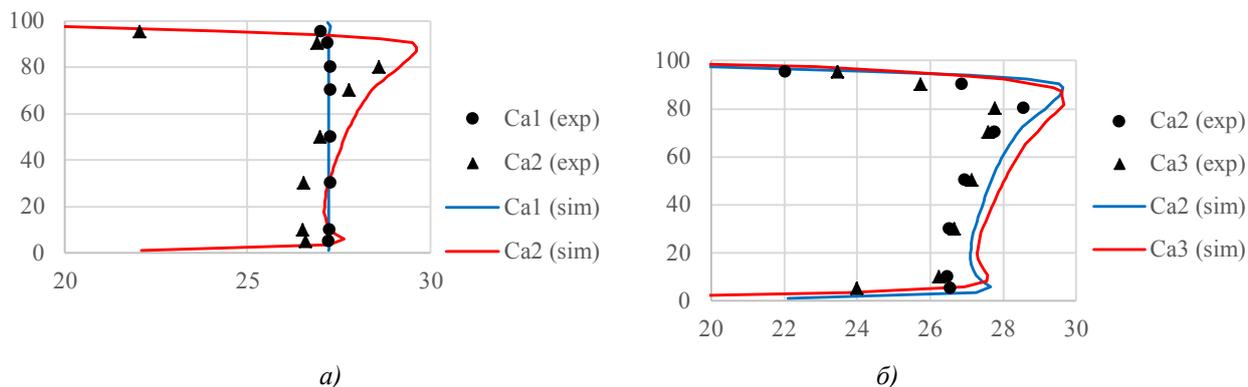


Рис. 3. Осевая скорость потока для первой ступени компрессора:  
*a* — осевая скорость потока для РК; *б* — осевая скорость потока для НА

Несовпадение поточных углов приводит к изменению напора за венцами, что, в свою очередь, оказывает влияние на значения осевой скорости (рис. 3). Осевая составляющая скорости потока на входе в РК совпадает с экспериментом, поскольку была задана в качестве граничных условий, при этом за РК она оказывается выше экспериментальной в среднем на 4,22 % (рис. 3, *a*), а на выходе из НА — выше в среднем на 6,12 % (рис. 3, *б*). Выводы по результатам расчётов параметров в лопаточных венцах второй ступени аналогичны первой ступени.

Эти особенности и ряд других допущений, например, точность описания геометрии лопаток при построении дефектов и точность описания лопаток сеткой конечных элементов накладывают определённые ограничения на тип и глубину исследуемых отклонений. В качестве примера были рассмотрены три дефекта, внесенные с применением разработанного алгоритма профилирования: утонение входной кромки, деформация и загибы лопатки при задевании, а также эрозионный износ поверхности пера лопатки. На основании результатов расчётов отмечено, что при малой величине утонения кромок, их загибов и деформаций пера при задеваниях, их влияние находится в пределах погрешности определения параметров потока. Более существенным оказывается влияние эрозионного износа и существенных деформаций пера лопаток, проявляющееся, в первую очередь, в падении напора и КПД ОК.

На рис. 4 представлены результаты прочностных расчётов лопаток РК с эрозионным износом. Для оценки степени эрозии использовались данные открытых источников: при помощи математического описания [3, 5] задавалась конфигурация профилей, соответствующая 25 % (FEM 1) и 50 % (FEM 2) эрозионному износу периферийной части лопатки. Для каждого варианта проводились газодинамический и прочностной расчёты, на основании результатов которых было установлено, что максимальные напряжения имели значения 12,2; 11,3; 10,6 МПа для бездефектной лопатки и лопатки с разной степенью износа соответственно (рис. 4, *a*). Можно заметить, при увеличении степени эрозии пера лопатки значения максимальных напряжений уменьшаются, что вызвано уменьшением действия центробежных сил вследствие уноса материала лопатки и газодинамических сил за счёт уменьшения площади взаимодействия с потоком и возрастания перетечек через радиальный зазор. В процессе изменения формы пера меняется и вибрационная характеристика лопатки: частоты собственных колебаний возрастают для всех рассмотренных форм при росте степени эрозионного износа (рис. 4, *б*). Аналогичные результаты получены разными исследователями, например, в работе [10].

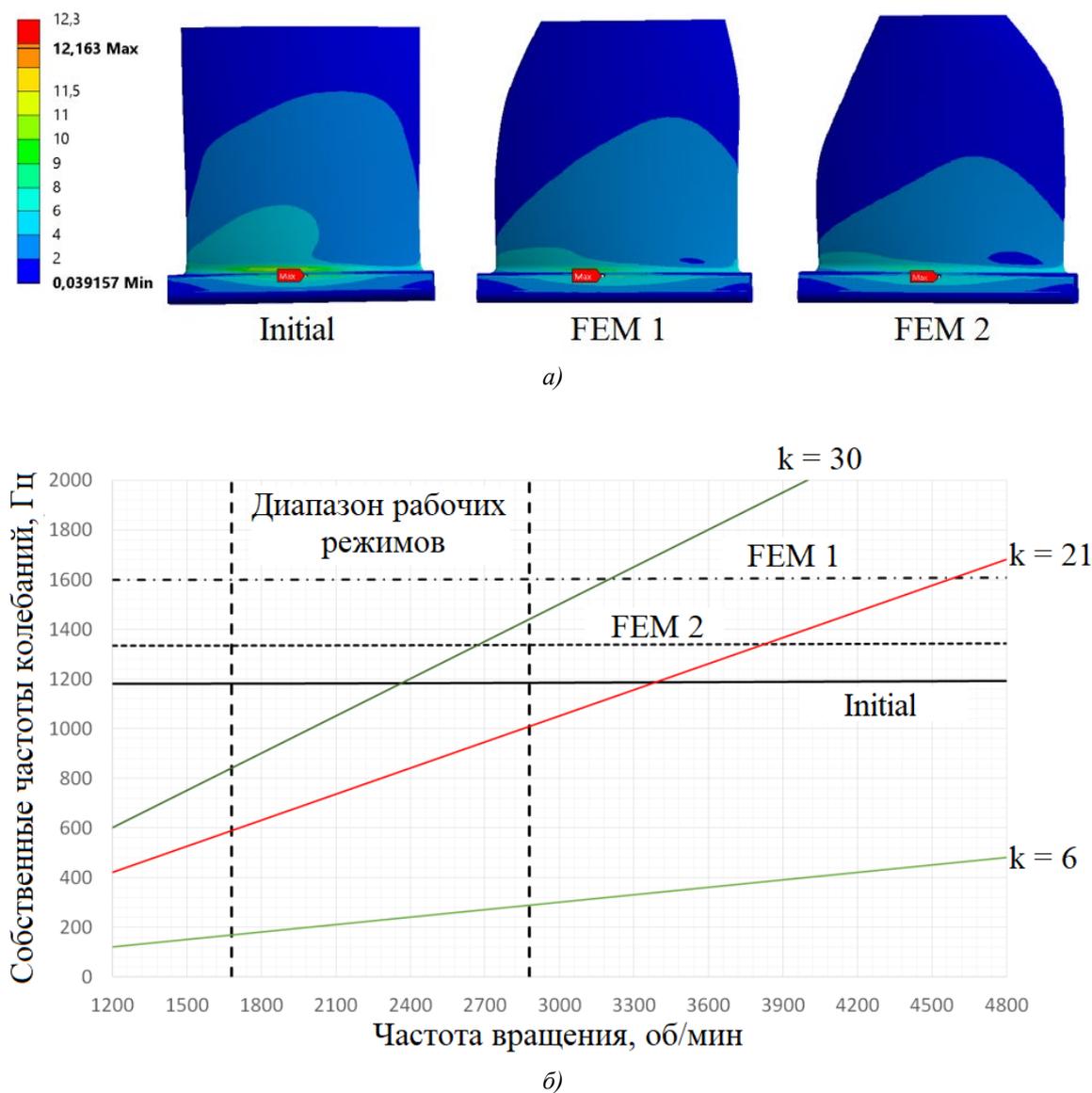


Рис. 4. Результаты прочностного и модального анализа РК

В итоге на основании проведенного исследования можно предложить классификацию дефектов по степени влияния на работу ОК и ГТУ:

1. **Сильная.** Данные для дефектов такого типа, как правило, находятся в открытых источниках: они наиболее исследованы, поскольку оказывают наибольшее влияние на надёжность работы оборудования. С использованием можно проводить верификацию численных моделей в рамках разрабатываемого подхода.

2. **Средняя.** Подобные дефекты встречаются реже и их влияние изучено в меньшей степени, они наиболее перспективны к исследованию в рамках разрабатываемой модели.

3. **Слабая.** Дефекты, оказывающие незначительное влияние на работу оборудования, а их исследование требует построения более сложных и точных численных моделей, значительно повышающих затраты вычислительных ресурсов. Поэтому их исследование имеет наименьший приоритет.

На основании подобной классификации был отобран ряд дефектов лопаток ОК, исследование которых возможно с учётом всех представленных в работе особенностей. Примеры таких дефектов представлены в табл. 1.

## Дефекты, возможные для рассмотрения при помощи описанного метода

№ п/п	Дефект	Геометрическая характеристика	Описание	Влияние на работу ОК
1	Эрозия	- радиусы кромок; - высота лопатки; - радиальный зазор; - шероховатость; - толщина профиля;	При недостаточной очистке воздуха попадание в ОК механических частиц различного размера (например, пыли, капель воды), вызывающих разрушение поверхности лопатки тем более существенное, чем больше размер частиц	- повышение уровня вторичных потерь; - уменьшение диапазона устойчивой работы; - ухудшение/улучшение вибронадёжности венца; - повышение вероятности срыва потока вблизи кромок
2	Коррозия	- радиусы кромок; - шероховатость;	Возникновение коррозионных язв при работе ГТУ в морских условиях: содержащиеся в воздухе соли взаимодействуют с материалом лопатки, вызывая повреждения в области кромок лопатки	- уменьшение диапазона устойчивой работы; - ухудшение вибронадёжности венца; - повышение вероятности срыва потока вблизи кромок
3	Отложения	- толщина профиля;	Некоторые частицы (например, масло, сажа) могут задерживаться на поверхности лопатки, образуя слой определенной толщины, влияющий на условия течения потока	- увеличение потерь на трение; - изменение углов атаки и отставания

При проведении дальнейшей работы целесообразно:

1. Выбрать такие дефекты, влияние которых будет вызывать смещение рабочей точки на расходно-напорной характеристике; в ином случае влияние будет попадать в погрешность модели.

2. Улучшить геометрическую и сеточную модели с целью исключения различных расчетных ошибок, приблизить моделирование поведения лопатки под нагрузкой к действительному и повысить точность предсказания влияния дефектов.

3. Для проведения последующих исследований провести классификацию дефектов по степени их влияния, выделить наиболее предпочтительные отклонения, изменяющие положение рабочей точки на расходно-напорной характеристике, а также те, моделирование которых возможно в осесимметричной постановке.

Следующий этап представленной работы заключается в выборе определенного объекта исследования — компрессора, находящегося в эксплуатации, и применении всех разработанных инструментов и рекомендаций для формирования базы данных о дефектах и вызываемых ими отклонениях в работе данного компрессора (и ГТУ в целом) с применением методов численного моделирования. Полученные данные станут основой разработки прогностической модели для оценки влияния дефектов на работу оборудования или для прогнозирования развития дефектов по отклонению рабочих параметров от номинального режима.

## Список литературы

1. **Aust, J.** Taxonomy of Gas Turbine Blade Defects / J. Aust, D. Pons // Aerospace. — 2019. — 6. — 58 p.
2. **Cornelius, C.A.** Experimental and computational analysis of a multistage axial compressor including stall prediction by steady and transient CFD methods / C.A. Cornelius, T. Biesinger, P. Galpin, A. Braune // Journal of Turbomachinery. — 2014. — 136 (6). — 061013.

3. **Zubkov, I.S.** Mathematical model of the axial compressor blade in system assessing technical condition of the industrial gas turbine / V.L. Blinov, I.S. Zubkov // IOP Conference Series Materials Science and Engineering. — 2021. — 1089 (1). — 012004.
4. **Hathaway, M.D.** Aerodynamic design and performance of a two-stage axial-flow compressor (baseline). Technical Report / M.D. Hathaway, T.H. Okiishi. — Iowa State University, 1983. — 190 p.
5. **Zubkov, I.S.** Influence of the axial compressor blade row defects on the industrial gas turbine performance / V.L. Blinov, I.S. Zubkov // Journal of Physics: Conference Series. — 2020. — 1683 (4). — 042049.
6. **Taylor, J.V.** Competing 3D mechanisms in compressor flows / J.V. Taylor, R.J. Miller // Proceedings of the ASME Turbo Expo 2015: Turbine Technical Conference and Exposition. — 2015. — Vol. 2A: Turbomachinery. — GT2015-43322.
7. **Shabbir, A.** The effect of hub leakage on two high speed axial flow compressor rotors / A. Shabbir, J.J. Adamczyk, A.J. Strazisar, M.L. Celestina // Proceedings of the ASME 1997 International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exhibition. — 1997. — Vol. 1: Aircraft Engine; Marine; Turbomachinery; Microturbines and Small Turbomachinery. — 97-GT-346.
8. **Bianchini, A.A.** computational procedure to define the incidence angle on airfoils rotating around an axis orthogonal to flow direction / A. Bianchini, F. Balduzzi, G. Ferrara, L. Ferrari // Energy Conversion and Management. — 126. — Pp. 790–798.
9. **Cumpsty, N.A.** Some lessons learned / N.A. Cumpsty // Journal of Turbomachinery. — 2010. — 132. — 041018-1.
10. **Двирник, Я.В.** Оценка предельного состояния лопаток компрессора вертолетных ГТД по частоте собственных колебаний / Д.В. Павленко, Я.В. Двирник // Авиационно-Космическая Техника и Технология. — 2016. — 7 (134). — С. 79–83.

## ОБРАБОТКА ДАННЫХ ШТАТНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ ГТУ С ЦЕЛЬЮ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

**В.Л. БЛИНОВ, Г.А. ДЕРЯБИН<sup>1</sup>**

(Уральский федеральный университет им. Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург, Россия)

### Введение

ГТУ нашли широкое распространение в газотранспортной отрасли и расходуют свыше 5 % транспортируемого газа на собственные нужды [1]. Увеличение количества ГТУ отработавших свой нормативный срок службы повышает важность технической диагностики, предиктивного обслуживания и ремонта. Перспективным считается переход с планово-предупредительной системы эксплуатации на эксплуатацию по техническому состоянию [2]. Одним из методов является мониторинг и прогнозирование технического состояния (ТС) ГТУ и её узлов [3].

В газотранспортной системе имеется большое количество систем диагностики состояния ГТУ в режиме реального времени [4–6]. Менее развиты системы и алгоритмы, направленные на онлайн мониторинг эффективности и коэффициента деградации оборудования в течение жизненного цикла.

Точное определение мощности — основная задача при оценке ТС по коэффициентам технического состояния (КТС). Основное распространение получил метод определения мощности ГТУ по мощности ЦБН, вычисляемой методом энтальпий [7], этот метод используется в данном исследовании. Существуют методы определения мощности по сдвигу характеристики ГТУ [8], по параметрам силовой турбины [9, 10]. Также мощность ГТУ может быть определена из теплового баланса, составленного для контрольного объема [11]. С использованием данных по изменению КТС ГТУ, а также статистики по дефектам основных узлов ГТУ, можно спрогнозировать вероятное изменение ТС установки с течением времени [12].

Согласно утвержденным стандартам оценка располагаемой мощности должна проводиться по результатам натурных испытаний, что не всегда возможно, особенно если речь идет о мониторинге и прогнозировании в реальном времени. В таком случае для расчёта мощности могут использоваться параметры работы ГПА, измеряемые штатной аппаратурой. Такие параметры должны проходить фильтрацию, а режимы, использующиеся для оценки техсостояния, подвергаться строгому отбору.

Целью данной работы является создание программного комплекса для обработки исходных данных, расчета параметров работы газоперекачивающего агрегата (ГПА) и определение технического состояния для его прогнозирования. Комплекс разработан на языке программирования Python, для анализа используются данные эксплуатации реальной газотурбинной установки приводного типа за календарный год.

**Материалы и методы.** В качестве объекта исследования рассмотрена ГТУ для привода центробежного нагнетателя (ЦБН) природного газа. Для анализа использовались параметры работы ЦБН и ГТУ, записанные системой автоматического управления (САУ) агрегата с шагом 2...6 часа в течение 11 месяцев. Информация о причинах и типах остановов, технических обслуживаниях и ремонтах, режимах работы КЦ отсутствует. Исходными данными являлись исключительно числовые значения параметров, описанных в табл. 1. Место измерения на ГПА показаны на рис. 1. Большой шаг между измерениями и неполнота информации снизят точность определения и прогнозирования ТС, однако данные за длительный период времени хранятся в таком виде, в частности по этой причине нужен создаваемый алгоритм. В ходе работы сформулированы требования к полным исходным данным, ведется их сбор.

<sup>1</sup> deryabingleb.were@gmail.com.

## Описание исходных данных

№	Параметр	Обозначение	Единица измерения	Погрешность измерения	Шаг, ч	Примечание
1	Барометрическое давление	Pa	МПа	±0,05 %	1	Дублирование
2	Температура атмосферного воздуха	Ta	К	±0,2 К	1	Дублирование
3	Температура на входе компрессора	T3	К	±0,2 К	1	
4	Потери давления входного тракта	ΔP3	кПа	±50 Па	6	
5	Частота вращения ротора компрессора НД	пкнд	об/мин	±0,25 %	2	Дублирование
6	Частота вращения ротора ВД	пквд	об/мин	±0,25 %	2	Дублирование
7	Частота вращения ротора СТ	пст	об	±0,25 %	2	Дублирование
8	Температура за компрессором	T4	К		2	Осреднение
9	Температура перед силовой турбиной	Tст	К	±3 К	2	Осреднение
10	Абсолютное давление после компрессора	P4	МПа		3	Дублирование
11	Потери давления в выхлопном тракте	ΔP2	кПа	±50 Па	6	
12	Абсолютное давление топливного газа	Pтг	МПа	±0,25 %	4	
13	Температура топливного газа	Tтг	К	±0,2 К	4	
14	Абсолютное давление газа на входе нагнетателя	P1н	МПа	±0,25 %	2	Дублирование
15	Абсолютное давление на выходе нагнетателя	P2н	МПа	±0,25 %	2	Дублирование
16	Температура газа на входе нагнетателя	T1н	К	±0,2 К	2	Дублирование
17	Температура газа на выходе нагнетателя	T2н	К	±0,2 К	2	Дублирование
18	Перепад давлений на сужающем устройстве	ΔPд	кПа		2	Дублирование

В качестве критерия технического состояния ГТУ рассматривался коэффициент технического состояния (КТС) по мощности ГТУ, предложенный ВНИИГАЗ и используемый ПАО «Газпром» для оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем [13]:

$$K_{Ne} = \frac{N_{e0\text{пр}}^{\phi}}{N_{e0}}, \quad (1)$$

где  $N_{e0}$  — номинальная (паспортная) мощность ГТУ, кВт,  $N_{e0\text{пр}}^{\phi}$  — фактическая приведенная мощность ГТУ.

Для определения КТС наиболее важным является достоверная оценка фактической мощности установки. В данной работе для расчета эффективной мощности ГТУ выбрана методика ВНИИГАЗ по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов [7]. Расчет основан на определении потребляемой мощности ЦБН. Напор и КПД ЦБН рассчитываются по методу энтальпий.

Выбранные методы реализованы в виде сочетания табличных данных и программного кода на языке Python 3. Решение использовать язык программирования для реализации алгоритмов было связано с необходимостью обрабатывать большие объемы данных и воспроизводить много раз повторяющиеся циклы, а также использовать полученные результаты для прогнозирования изменения ТС ГТУ. Для создания кода в Python использовались библиоте-

ки: Pandas — для организации табличных данных и операций над ними; Matplotlib — для визуализации данных и построения графиков; Numpy — для математических операций.

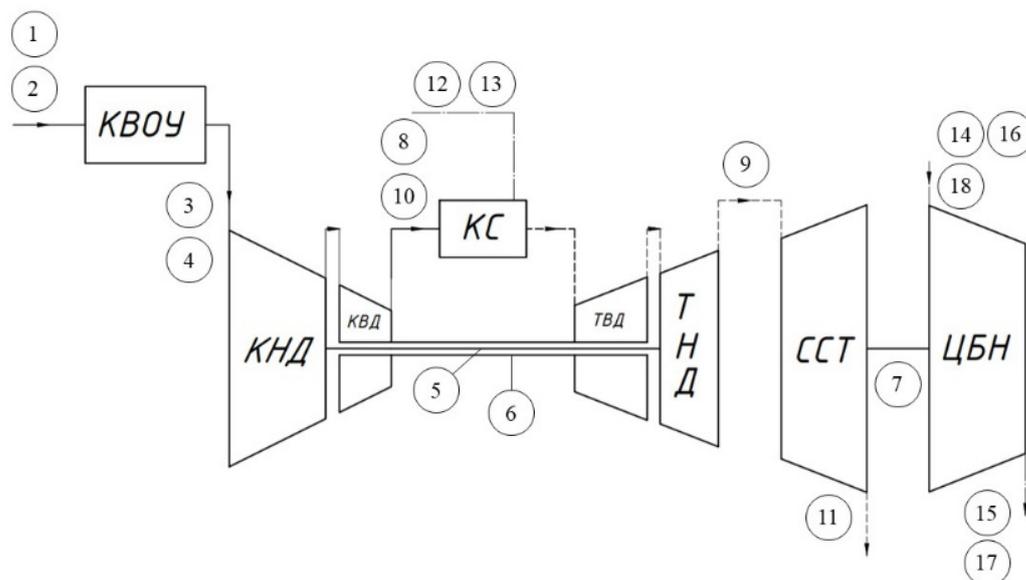


Рис. 1. Места измерения параметров ГПА  
(1, 2...18 — положение измерительного оборудования в соответствии с табл. 1)

В ходе работы для оценки коэффициента технического состояния ГТУ в режиме разработан алгоритм, состоящий из нескольких этапов (рис. 2).

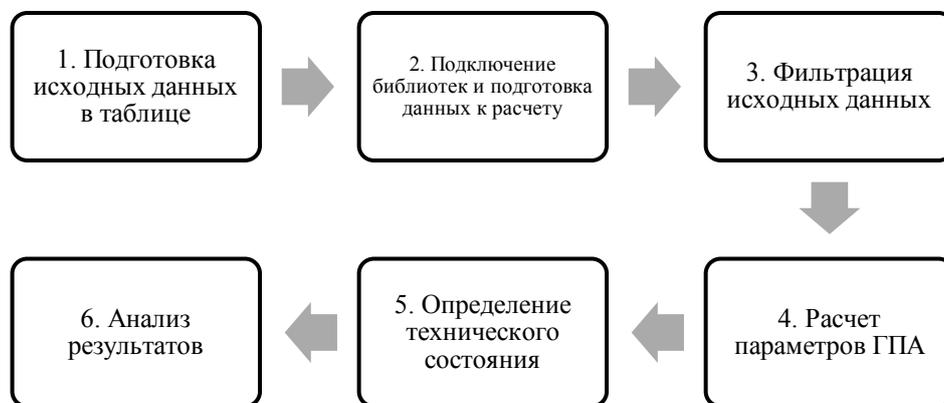


Рис. 2. Этапы разработанного алгоритма

На первом этапе осуществляется подготовка исходных данных для расчетов в табличном виде, то есть реализуется адаптация записей САУ в требуемый для разработанного программного кода формат. На втором этапе происходит подключение необходимых библиотек, загрузка адаптированного архива со штатно-измеряемыми параметрами ГПА. Поскольку ТС ГТУ определяется не по результатам испытаний (как этого требует ГОСТ [14]), а по архивным записям, то необходимо осуществлять фильтрацию параметров работы установки для отсева недостоверных и неустановившихся режимов работы, которые отрицательно скажутся на точности получаемых результатов и дальнейшего прогнозирования. Таким образом, третий этап направлен на фильтрацию режимов работы ГПА [15]. Для потенциальных исследований в разработанном программном коде реализована возможность включения и отключе-

ния различных шагов фильтрации. На этом же этапе авторами статьи предлагается деление данных всего рассматриваемого периода работы ГТУ (в рамках имеющейся выборки) на следующие категории:

- номер измерения (НИ) — строка из исходных данных от САУ ГПА;
- режим работы (РР) — режим, который характеризуется набором нескольких НИ, которые прошли фильтрацию. РР получаем по медиане отфильтрованных начальных измерений;
- период работы (ПР) — набор режимов (не менее 5), по которым определяется КТС (средний КТС за ПР);
- промежутки непрерывной работы (ПНР) — набор ПР, при которых не было останова агрегата.

На четвертом этапе выполняется расчет параметров работы ГПА и эффективной мощности ГТУ на различных режимах работы в рамках рассматриваемого периода. На пятом этапе осуществляется оценка технического состояния ГТУ по заданным периодам работы (ПР). Для определения фактической приведенной мощности необходимо построить зависимость от одного из ограничивающих параметров: частоты вращения силовой турбины (СТ), степени сжатия осевого компрессора или температуры перед СТ. В реализованном программном комплексе используются все три перечисленных ограничивающих параметра, определение мощности по ним автоматизировано, и для подстановки в формулу КТС выбирается наименьшее значение.

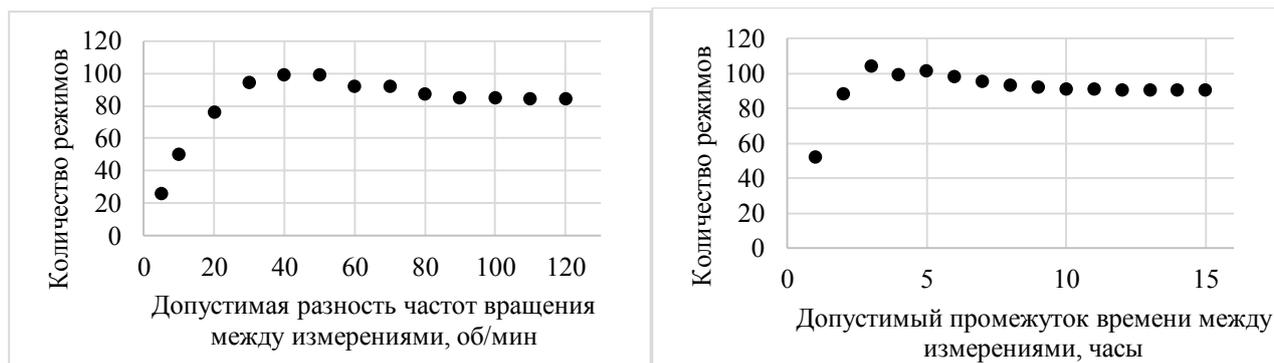
На заключительном этапе осуществляется анализ полученных результатов, оценка их достоверности и доработка алгоритма и программного кода (при необходимости). На этом же этапе проводится прогнозирование ТС ГТУ на основании методов математической статистики [16].

## Результаты

Режимы работы ГПА часто изменяются ввиду многих факторов: изменение режима компримирования газа, изменение атмосферных условий, изменение режима работы цеха и других. При испытаниях измерения проводят только для установившихся режимов. Так как исследование проводится с архивными данными эксплуатации, была реализована фильтрация по частоте вращения СТ. Фильтрация состоит из следующих этапов:

1. Проверка количества датчиков, осреднение при необходимости.
2. Фильтрация переходных режимов работы — пуск, останов — и время простоя ГПА. Для этого значения частоты вращения СТ ниже частоты холостого хода исключаются из расчета.
3. Фильтрация неустановившихся режимов работы, при которых параметры работы ГПА изменяются в течение нескольких минут или секунд. Измерения, проходящие проверку условиями, описанными в работе [17], формируют режим работы ГПА.
4. Проверка количества измерений в режиме. При количестве точек менее 5 линия режима может быть недостоверной, поэтому такие режимы исключаются из анализа.
5. Осреднение по медианной частоте для сокращения количества расчетов. Остальные измеренные параметры также выбираются для медианной частоты.

Алгоритм допускает выбор степени фильтрации для нахождения оптимальных параметров, обеспечивающих максимальное количество режимов для анализа индивидуального набора данных. С целью определения таких параметров для исследуемого набора данных был проведен анализ основных факторов, влияющих на количество режимов — допустимую разницу по частоте  $\Delta n_{\text{СТ доп}}$  и допустимую разницу по времени  $\Delta T_{\text{доп}}$  между соседними измерениями. В качестве примера проведены тесты фильтрации с разными значениями этих параметров. Результаты представлены на рис. 3.

Рис. 3. График зависимости количества режимов от  $\Delta n_{\text{ст доп}}$  и  $\Delta T_{\text{доп}}$ 

При  $\Delta n_{\text{ст доп}} = 40$  об/мин возможно получить наибольшее количество режимов для анализа. С дальнейшим увеличением  $\Delta n_{\text{ст доп}}$  количество режимов начинается снижаться и выходит на «полку», так как исходно режимов, подходящих под более мягкие требования, становится больше, а потом они начинают объединяться. 40 об/мин составляет 0,75 % от номинальной частоты вращения СТ, а весь режим лежит в пределах 80 об/мин (1,5 %), что позволяет считать его установившимся на первом этапе фильтрации.

На основании проведенных тестов можно выбрать обоснованный режим фильтрации для выбранного набора данных. Параметры  $\Delta n_{\text{ст доп}} = 40$  об/мин и  $\Delta T_{\text{доп}} = 3$  ч позволяют получить наибольшее количество данных для анализа. Однако выбор параметров фильтра остается предметом исследования и может, в том числе, зависеть от качества исходных данных, типа ГПА, условий эксплуатации и иных факторов.

С применением данного алгоритма проведена оценка технического состояния ГТУ с использованием архивных параметров работы за календарный год, результаты которой показаны на рис. 4. На графике представлены значения КТС ГТУ, изменяющиеся во времени. Области между красными линиями соответствуют периодам останова агрегата, не заштрихованные – ПНР. Количество точек на графике (значения КТС за заданный период времени) соответствует числу ПР. В данном случае было определено 7 ПНР и 47 ПР. Точки цвета соответствуют разным степеням фильтрации: мягкие соответствуют более широким допустимым значениям по разности частот вращения и времени между измерениями. На основании анализа полученных данных можно отметить, что техническое состояние ГТУ со временем ухудшается. Однако, следует выделить некоторые периоды, когда техническое состояние изменилось резко. Задачей исследователя в данном случае становится анализ достоверности полученных результатов, а также поиск причин наблюдаемого характера изменения технического состояния.

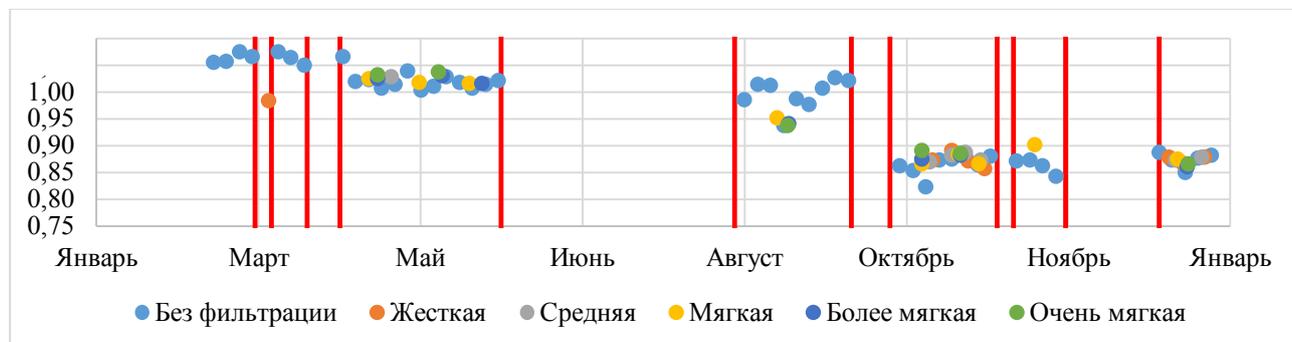


Рис. 4. График зависимости КТС от времени и степени фильтрации

## Обсуждение

Для визуальной оценки влияния разной степени фильтрации исходных данных на рис. 4 нанесены значения КТС, отмеченные разным цветом. Из анализа положения точек можно сделать вывод, что для рассматриваемой выборки фильтрация существенно не повлияла на величину КТС, что обусловлено большим интервалом времени между записанными режимами работы ГПА, не позволяющим достоверно определить установившиеся режимы работы, так как набор и сброс мощности ГТУ происходит за несколько секунд, минут.

Также на рис. 5, а и 5, б нанесены линии тренда с экстраполяцией значений с целью прогноза изменения КТС на три месяца. Проанализировав графики, можно сделать несколько выводов. Выбор типа аппроксимирующей прямой оказывает существенное влияние на величину КТС при его прогнозировании. При линейной экстраполяции на три месяца КТС лежит в пределах 0,790–0,835, степенной — 0,80–0,84. Для достоверного прогнозирования КТС ГТУ необходимо описать характер распределения полученных точек и выбрать правильный инструмент для прогнозирования значения КТС.

Вертикальными красными линиями на графиках обозначены периоды, в течение которых двигатель не работал. КТС ГТУ в обычных условиях эксплуатации снижается по экспоненциальному закону. За короткий период времени возможно использовать линейное снижение тренда. Для оценки математической точности уравнения тренда можно использовать среднюю относительную ошибку аппроксимации; проверка статистической значимости уравнения линейного тренда в целом осуществляется с помощью F-критерия Фишера. При наличии в исторических данных резких скачков уровня КТС (например, падения в случае аварийного останова агрегата с нарушением в работе отдельных узлов или роста после промывки загрязненной проточной части осевого компрессора) рекомендуется делить выборку на периоды, для которых может выбираться свой тип линии тренда. В таких случаях могут использоваться полиномы различной степени или степенную функцию (однако стоит аккуратно использовать их при длительном прогнозе).

Анализировать деградацию ТС также можно по смещению линии тренда. При этом точное значение мощности ГТУ определять не обязательно, главное отслеживать её количественное изменение (например, в %). Также начинать отслеживать не обязательно с «идеального» состояния ГТУ. Данный признак может использоваться в диагностических системах для оценки и предсказания деградации технического состояния ГТУ [17–20].

Можно сделать вывод, что строить линии трендов можно только для периодов непрерывной работы, как показано на рис. 5, в. Анализируя этот график, можно предположив, что происходило во время остановов, дополнить набор данных. В марте КТС сохранялся на одном уровне, а в течение апреля-мая и августа-сентября снизился на 2 %. Можно предположить, что в летний простой никаких работ с ГТУ не проводилось, она стояла по причине смены режима работы компрессорной станции или с целью равномерной наработки других ГТУ, поскольку КТС не изменился. Однако к следующим ПНР значение КТС резко снизилось на 13 % и в дальнейшем держалось на уровне 0,87. Можно сделать предположение, что ПНР перед снижением закончился отказом по какой-то причине, которая в дальнейшем повлияла на ТС двигателя, либо такой характер может быть вызван неточностью исходных данных.

Строить прогноз на основании короткого периода времени неверно, поскольку разброс точек КТС может формировать неверный тренд. Достаточный для прогноза диапазон времени является предметом исследования в будущем.

Для объяснения падения ТС проведен анализ исходных данных. Сформулированы две гипотезы, объясняющие возможную ошибку в определении КТС: недостоверность определения расхода газа через ЦБН и включение противообледенительной системы (ПОС) ГТУ.

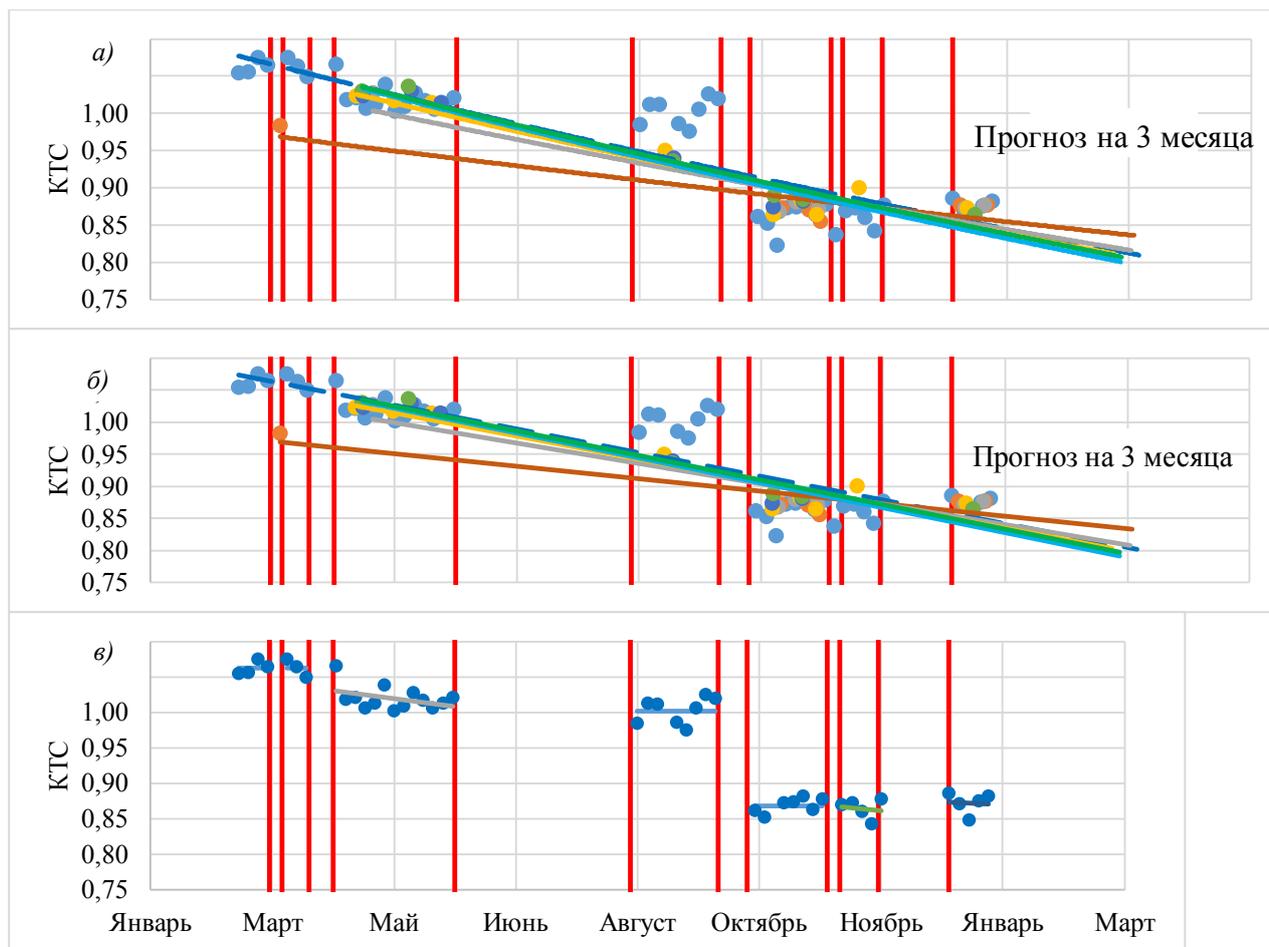


Рис. 5. График зависимости КТС от времени: *а* — степенные линии тренда для всего периода; *б* — линейные линии тренда для всего периода; *в* — линейные линии тренда для каждого ПНР

Одновременно с падением КТС отмечено снижение на 30 % перепада давления на сужающем устройстве ЦБН с помощью которого определяется расход газа через ЦБН, и, следовательно, мощность ГТУ. Оценка достоверности определения расхода проводилась путем нанесения фактических рабочих точек ЦБН на его штатную газодинамическую характеристику (рис. 6). Точка 1 характеризует режим работы до снижения КТС, точка 2 — после, то есть режимы, между которыми поменялся расход и мощность.

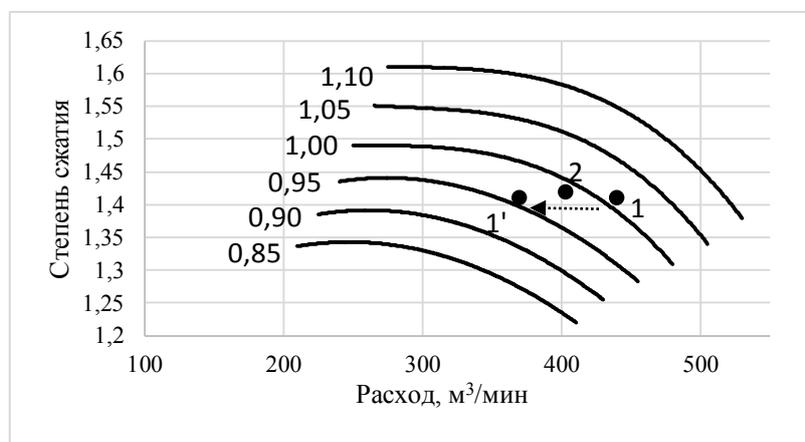


Рис. 6. Газодинамическая характеристика нагнетателя с точками режимов

Точка 2 лежит в своей области характеристики, а точка 1 лежит на большей изодроме, точка 1' показывает действительное положение точки. Аналогичный анализ других режимов работы показал, что точки режимов до 28 сентября должны быть смещены влево, то есть с корректировкой расхода. Таким образом установлено, что период до резкого снижения КТС характеризуется завышенным расчетным значением расхода. Засорение или искажение формы отверстий отбора газа на входе в импульсные трубки могло привести к искажению измерения статического давления и повлиять на точность расчета. В период простоя могли проводиться подготовительные работы к зимнему периоду, которые исключили данную неточность. Это означает, что расход и мощность были завышены, а КТС в действительности не снижался, а был на том же уровне (что также объясняет  $КТС > 1$  в первой половине года).

С другой стороны, согласно ГОСТ [14] о порядке проведения испытаний, ПОС в период испытаний должна быть отключена, либо учтена в расчетах. Параметры, записанные в процессе эксплуатации, менее точные в сравнении с результатами испытаний, а в рассмотренной выборке нет информации о функционировании вспомогательных систем ГТУ. Была выдвинута гипотеза, что на падение мощности повлияла работа противообледенительной системы, которая могла начаться в период снижения мощности.

Для подтверждения гипотезы о включении ПОС сравнивались температура атмосферного воздуха с температурой на входе в ГТУ. На рис. 7 изображен график среднесуточной температуры атмосферного воздуха за 2013 г. и температура на всасе ОК.

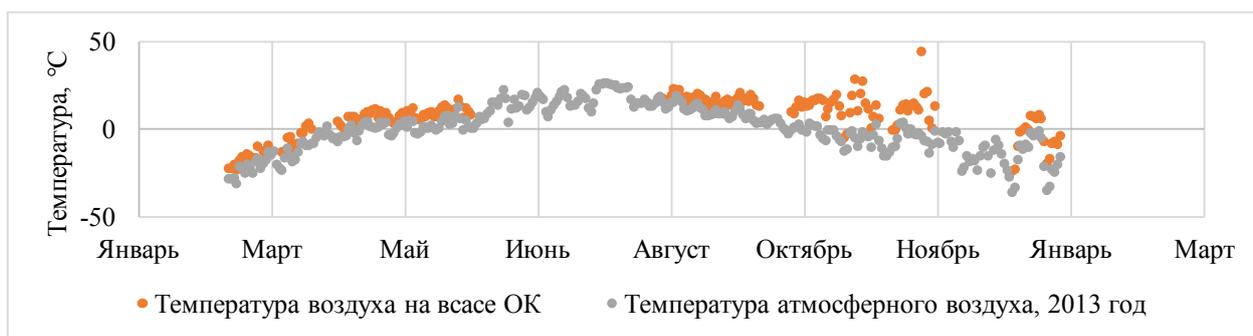


Рис. 7. Распределение температур в течение исследуемого периода

В период с 28 сентября, совпадающий с периодом снижения мощности, наблюдается увеличение расхождения между температурами.

На основании анализа подтверждено, что в период с октября по декабрь температура на входе в ГТУ превышала атмосферную, что указывает на включенный подогрев воздуха. По статистической информации, включение ПОС снижает мощность ГТУ до 10 % [21].

На основании проведенного анализа подтверждены обе гипотезы, и в действительности КТС ГТУ за весь календарный год снизился на 10 %. Скорректированный график изображен на рис. 8, при помощи линейной линии тренда (лучше всего описывающей распределение точек) сделан прогноз снижения ТС на один месяц.

Для перехода к этапу прогнозирования ТС для подготовки данных предлагается использовать описанный алгоритм с дополнением в виде модуля выявления ошибок, возникновение которых требует проведения анализа экспертом. Модуль выявления ошибок может состоять из следующих этапов:

- расчет разности между соседними значениями КТС. При изменении более чем на 10 % за определенный период времени — выдача сообщения о необходимости экспертной оценки;
- если снижение КТС связано с действительным снижением ТС агрегата, то проводится анализ локальных параметров ГПА с поиском причины снижения КТС;

- если снижение КТС не связано с действительным снижением ТС агрегата, то выполняется поиск ошибки в исходных данных, рассматриваются гипотезы о возможных причинах завышения или занижения измеряемых параметров;
- если  $KTC > 1$  — поиск завышенных параметров в исходных данных, сравнение с другими ПНР;
- если изменяется скорость падения КТС — сравнение с другими ПНР, поиск причины.

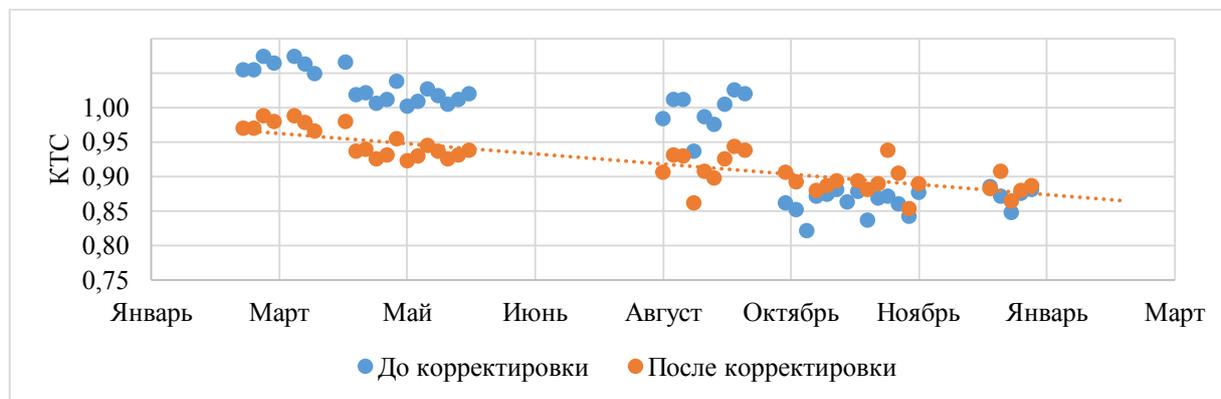


Рис. 8. Скорректированный график зависимости КТС от времени

### Заключение

1. Выбраны методики, позволяющие отфильтровать устоявшиеся режимы, описать работу ГПА по штатно-измеряемым параметрам, определить КТС двигателя. Создан программный комплекс, позволяющий рассчитать мощность, КТС и другие параметры ГПА по штатно-измеряемым параметрам. С его помощью проведен анализ годовой выборки данных из архивных записей САУ ГПА. Сделан вывод, что нужно использовать несколько методик определения мощности по разным параметрам для снижения риска использования недостоверных исходных данных.

2. Предложен комплекс подготовки штатно-измеряемых параметров ГПА для определения и прогнозирования технического состояния.

3. Сформулированы требования к исходным данным для повышения точности оценки и прогнозирования КТС ГТУ:

- данные должны быть отсортированы по степени достоверности — низкая, средняя, высокая;
- реальные параметры с датчиков должны быть записаны в таблицу исходных данных без обработки в САУ (например, без осреднения);
- частота измерений параметров — не более 1 минуты;
- исходные данные должны включать информацию о техническом обслуживании и ремонтах ГТУ, данные о причинах остановов, данные о заданном режиме компримирования газа, данные о включении/отключении других агрегатов на станции, влияющих на работу рассматриваемого, данные о включенных вспомогательных системах двигателя, влияющих на его мощность и режим работы.

### Список литературы

1. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год. — Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2020-ru.pdf> — Дата обращения: 01.06.2021.
2. **Акимов, В.М.** Основы надежности газотурбинных двигателей / В.М. Акимов. — М.: Машиностроение, 1981. — 207 с.
3. **Шайхутдинов, А.З.** Научно-техническая политика ОАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники: потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования / А.З. Шайхутдинов, С.Ф. Жданов, С.Ю. Сальников. — 2010. — С. 11–16.

4. Основы надежности и технической диагностики турбомашин: учебное пособие / Е.В. Урьев. – Екатеринбург: УГТУ, 1996. — 71 с.
5. Надежность и эффективность в технике: справочник в 10 т. / ред. совет: В.С. Авдеевский (пред.) и др. — М.: Машиностроение, 1987. — (В пер.). Т. 9. Техническая диагностика / под общ. ред. В.В. Клюева, П.П. Пархоменко. — 352 с.
6. Основы диагностического обследования газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций: учебное пособие / Р.Р. Кантюков и др. — Казань: КНИТУ, 2018. — 88 с.
7. ПР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. — М.: ВНИИГАЗ.
8. **Ванчин, А.Г.** Экспресс-метод оценки располагаемой мощности ГТУ и коэффициента технического состояния по мощности на основе закономерностей сдвига характеристик ГТУ при изменении её технического состояния / А.Г. Ванчин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2012. — № 5. — С. 287–292.
9. Parametrical diagnostics of gas turbine performance on site at gas pumping plants based on standard measurements / Oleg V. Komarov, Viacheslav A. Sedunin, Vitaly L. Blinov, Alexander V. Skorochodov // ASME Turbo Expo, Dusseldorf, Germany, 16–20 June 2014. — P. 1–8.
10. Estimation of the driven gas turbine unit technical performance using the standard measuring systems / V.L. Blinov, O.V. Komarov, E.A. Zaslavskiy // E3S Web of Conferences 178. — 2020. — 01044.
11. Gas turbines. Test methods. Acceptance tests, ISO/DIS 2314, 2007.
12. **Заславский, Е.А.** Оценка технического состояния газотурбинной установки в составе газоперекачивающего агрегата / Е.А. Заславский, В.Л. Блинов // Вестник молодежной науки. — 2020.
13. СТО Газпром 2-3.5-113-2007. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и система. — М.: ВНИИГАЗ, 2007.
14. ГОСТ Р 52782-2007. Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания. — М.: ЦИАМ, 2008.
15. **Якименко, И.С.** Фильтрация параметров работы газотурбинной установки для оценки ее технического состояния: материалы конференции молодых ученых / И.С. Якименко, В.Л. Блинов // УралЭНИН. — 2018. — С. 105–107.
16. **Кобзарь, А.И.** Прикладная математическая статистика / А.И. Кобзарь. — М.: Физико-математическая литература, 2006. — 813 с.
17. Degradation in gas turbine systems / R. Kurz, K. Brun // Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. — 2001. — Vol. 123. — P. 70–77.
18. Effects of Engine Wash Frequency on GT Degradation in Natural Gas Compressor Stations / K.K. Botros, H. Golshan, D. Rogers // ASME Turbo Expo, 2013.
19. Remaining Useful Life Prediction of Gas Turbine Engine using Autoregressive Model / S. Ahsan, T.A. Lemma // MATEC Web of Conferences. — 2017. — 131. — 04014.
20. Estimation of Gas Turbine Unmeasured Variables for an Online Monitoring System / Loboda, I., Miró Zárate, L.A., Yepifanov, S., Maravilla Herrera, C., Pérez Ruiz, J.L. // International Journal of Turbo and Jet Engines. — 2020. — 37 (4). — С. 413–428.
21. **Зарицкий, С.П.** Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / С.П. Зарицкий. — М.: Недра, 1987. — 198 с.

**РАЗРАБОТКА ПГУ НА ОСНОВЕ АВИАПРОИЗВОДНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ГТУ ПОЛУЗАМКНУТОЙ СХЕМЫ****Г.К. ВЕДЕШКИН, А.А. ПУЗИЧ, Ю.Б. НАЗАРЕНКО**

(Центральный институт авиационного моторостроения им. П.И. Баранова)

Поиск путей скорейшего возобновления производства ГТУ для модернизации действующих ТЭС с максимальным использованием технологий и опыта разработки авиапроизводных ГТУ привёл к рассмотрению ПГУ с «полузамкнутой» ГТУ (ПЗГТУ), предложенной в середине прошлого века профессором В.М. Уваровым.

Основная идея В.М. Уварова заключалась в замене воздуха, подаваемого во вторичную зону диффузионной камеры сгорания продуктами сгорания, охлажденными в котле-утилизаторе (КУ) и подаваемыми дополнительным компрессором балластного газа во вторичную зону камеры сгорания. Специалистами ЦИАМ эта схема была усовершенствована: воздушный компрессор низкого давления (1) с автономным приводом от газовой турбины (2) (рис. 1) вынесен в отдельный агрегат наддува (АН). Также увеличены давление и температура газа на выходе из турбин (8) ПЗГТУ. Давление увеличено до 4–7 бар, соответствующего давлению на выходе из АН, а температура до  $\approx 1000$  К. В результате КУ стал напорным, и его габариты и вес уменьшились примерно пропорционально давлению. Он может целиком изготавливаться на заводе и поставляться в монтаж как готовое изделие.

ПЗГТУ создается на основе конструкции и технологий изготовления базовой ГТУ с сохранением температуры и давления газов перед газовой турбиной. Необходимость подачи дополнительного расхода балластного газа, равного расходу воздуха базовой ГТУ, вдвое увеличивает расход рабочего тела через камеру сгорания и турбину, а, следовательно, удваивает мощность ПЗГТУ. Поэтому наиболее рациональной компоновкой ПЗГТУ является двухдвигательная компоновка, которая в максимальной степени сохраняет основные узлы базового ГТД: компрессор, турбину, электрогенератор и даже корпус. Изменению и доработке подлежит только камера сгорания. При двухдвигательной схеме ПЗГТУ воздух от агрегата наддува смешивается с балластным газом и эта смесь подаётся на вход обоих ГТД (см. рис. 1). При этом каждый двигатель работает на номинальной мощности базового ГТД.

Увеличение давления и температуры газа в КУ повышает долю мощности паровой турбины (ПТ) в балансе мощностей ПГУ, что видно на рис. 2. Так, для ПГУ на базе ГТУ АЛ-31СТ мощностью 16 МВт мощность ПЗГТУ увеличивается до 33 МВт, а мощность ПТ достигает 50 МВт. В данной схеме одна ПЗГТУ обеспечивает паром ПТ большей мощности, что дает возможность компоновать ПГУ в двух вариантах: в варианте «Моно-блок» (одна ПЗГТУ и одна ПТ), и в варианте «Дубль-блок» (две ПЗГТУ и две ПТ, или одна ПТ удвоенной мощности). С учетом уменьшенных размеров КУ (например, для ПГУ на основе ГТУ мощностью 16 МВт КУ состоит из двух цилиндров диаметром 3 м и длиной 10 м). Такие ПГУ в варианте «Моно-блок» могут размещаться на весьма малой площади, что делает их привлекательными для использования в качестве судовых энергоустановок.

На выходе из КУ продукты сгорания разделяются на два потока. Часть газа, около 50 %, после охлаждения в теплообменнике (15) и перемешивания с воздухом агрегата наддува, подается в компрессоры (4) и далее в камеры сгорания (5). Оставшийся расход балластного газа подается на турбину (2) АН и далее выбрасывается в атмосферу. Таким образом, удельный расход на единицу мощности выбрасываемого в атмосферу парникового газа уменьшается в 2 раза с соответствующим сокращением тепловых потерь.

Особо следует подчеркнуть важную особенность ПГУ с ПЗГТУ. Регулирование мощности ПГУ осуществляется изменением оборотов вала воздушного компрессора низкого давления (1) АН, то есть изменением расхода и давления воздуха на входе в КВД (4) ПЗГТУ. При этом в газогенераторах ПЗГТУ поддерживаются постоянными приведенные расходы воздуха

и балластного газа на входе в компрессоры (4) за счет поддержания постоянными их температур регулированием теплообменников (14) и (15), степени сжатия в компрессорах и степени расширения газов в турбинах (6, 7, 8), а также температуры газа на выходе из камеры сгорания и коэффициента избытка окислителя. В этом случае сохраняется постоянной температура газа на входе в КУ (9) по всей дроссельной характеристике.

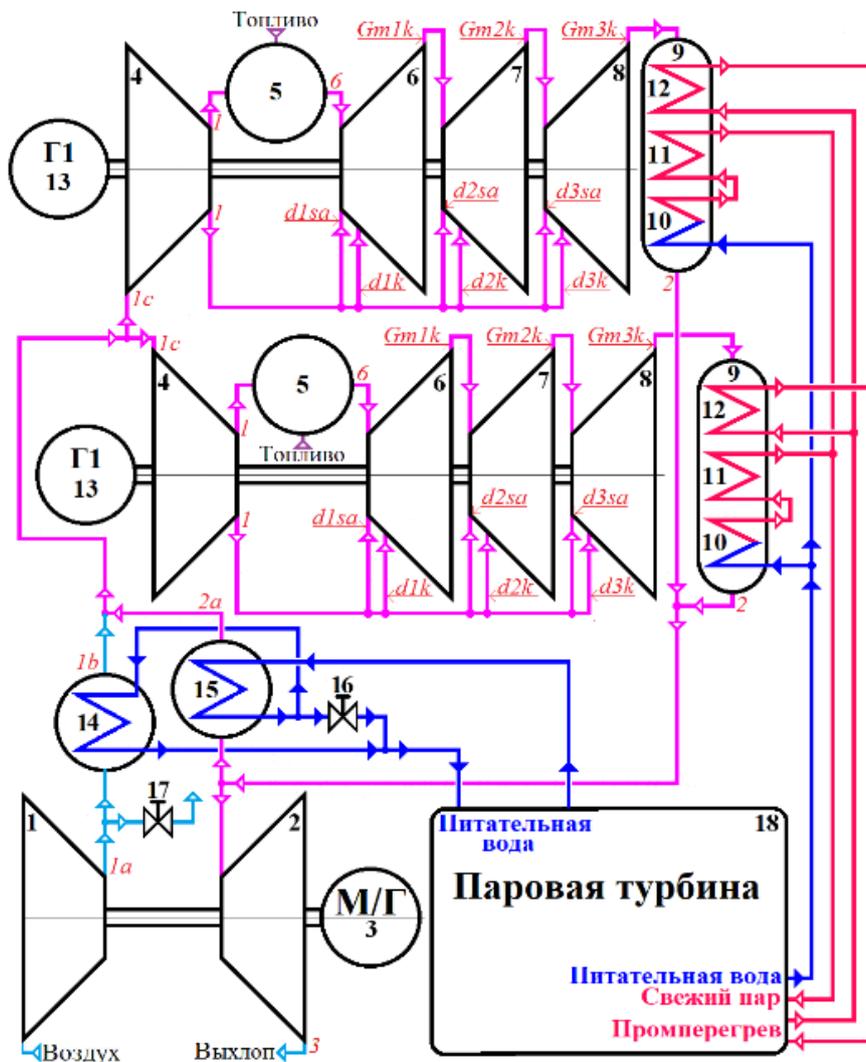


Рис. 1. ПГУ на основе ГТУ полузамкнутой схемы

Таким образом, исключается тепловая инерция КУ, что позволяет регулировать мощность ПГУ в темпе изменения оборотов ротора АН. Характерное время переходного режима от 100 % до 50 % мощности составляет около одной минуты, что придает новое, уникальное качество ПГУ на основе ПЗГТУ — регулирование мощности в темпе изменения нагрузки. Это позволяет использовать ПГУ с ПЗГТУ не только в качестве мобильных электростанций, но и в качестве судовых энергоустановок. Кроме этого, постоянство приведенных расходов воздуха и балластного газа на входе в компрессоры при постоянных оборотах ротора ПЗГТУ позволяют снизить потери КПД ПГУ по дроссельной характеристике. Как показано на рис. 3, максимальные значения КПД ПГУ равны 0,53–0,565 (в зависимости от степени сжатия и температуры газа в ПЗГТУ), а снижение КПД при уменьшении мощности в два раза составляет всего 2–3 %. На рис. 4 представлены диапазоны мощностей ПГУ с ПЗГТУ, на основе выпускаемых в России авиапроизводных ГТУ. В варианте «Моно-блок» они обеспечивают электрическую мощность от 25 до 190 МВт, а в варианте «Дубль-блок» — от 50 до 380 МВт.

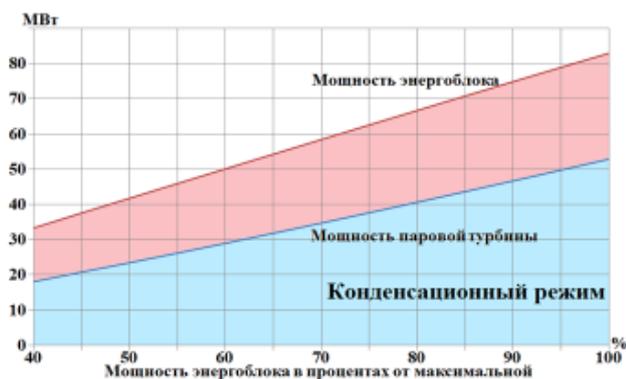


Рис. 2. Электрическая мощность энергетической установки с ПЗГТУ на базе ГТУ-АЛ31 и паровой турбиной Т-60/65

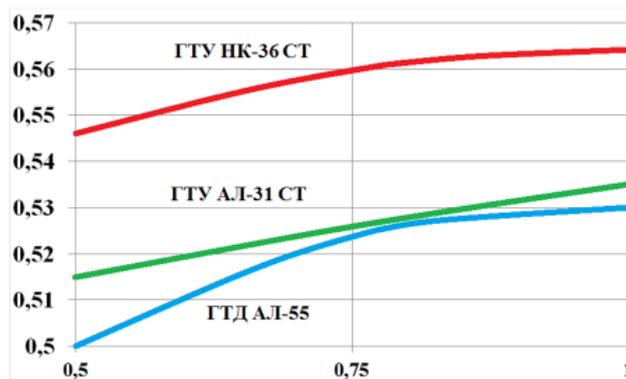


Рис. 3. КПД ПГУ с ПЗГТУ в зависимости от относительной мощности

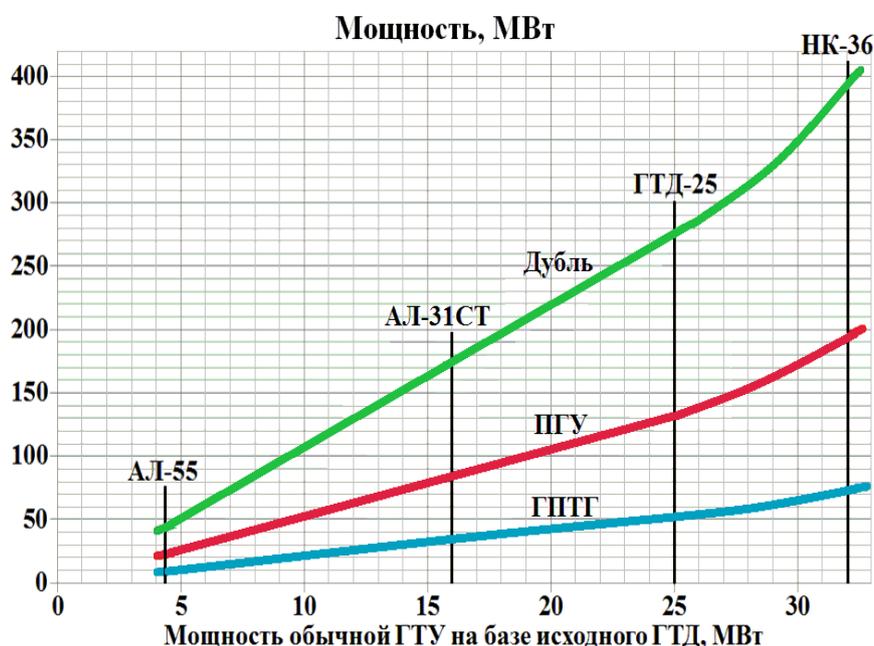


Рис. 4. Диапазоны мощности ПГУ на основе авиапроизводных ГТУ полузамкнутой схемы

Таким образом, разработанная схема ПГУ на основе ПЗГТУ не только обеспечивает возможность скорейшей модернизации парка газотурбинных электростанций, но и обладает уникальными характеристиками:

- высокая эффективность использования топлива. Топливная эффективность ПГУ с ПЗГТУ в конденсационном режиме находится на уровне современных ПГУ аналогичной мощности производства Siemens, General Electric, Ansaldo, а по показателю КИТ в теплофикационном режиме превосходит их;

- компактность. Компактные компоновочные решения ПГУ с ПЗГТУ, определяемые сниженными массогабаритными характеристиками напорного котла-утилизатора, позволяют использовать ПГУ с ПЗГТУ в качестве судовых энергоустановок, энергоустановок береговых газо-нефтедобывающих платформ, береговых электростанций, газо- и нефтеперекачивающих станций;

- регулируемость электрической мощности в темпе изменения нагрузки позволяет создавать высокоэффективные энергосистемы с высокой динамикой регулирования мощности, а также судовые энергоустановки для перспективных кораблей и судов с электродвижением;

- экологичность. Объем выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания на единицу вырабатываемой мощности в ПГУ с ПЗГТУ примерно в два раза меньше, чем в классических ПГУ;

- импортнезависимость. Все узлы и системы ПГУ с ПЗГТУ производятся на российских машиностроительных предприятиях с использованием только российских технологий, материалов и комплектующих;

- когерентность выработки электрической и тепловой энергии. Глубокая интеграция технологических систем паровой турбины и газотурбинной установки позволяет производить тепловую и электрическую энергию одновременно. При этом объем тепловой энергии может изменяться в диапазоне от 30 до 70 % от общего объема вырабатываемой энергии, что позволяет широко использовать энергоустановки в различных технологических процессах, использующих тепловую и электрическую энергию.

Полузамкнутая схема ГТУ в составе ПГУ может использоваться и с промышленными ГТУ большой мощности, например, с ГТЭ-110. На рис. 5 показаны зависимости мощности от степени сжатия. При суммарной степени сжатия 15 и степени сжатия в КНД, равной 3,25 мощность ПГУ составляет около 500 МВт, а КПД около 0,557 (рис. 6). Таким образом, реализация ПГУ с ГТЭ-110, выполненного по полузамкнутой схеме заметно увеличивает мощность и КПД ПГУ «классической схемы».

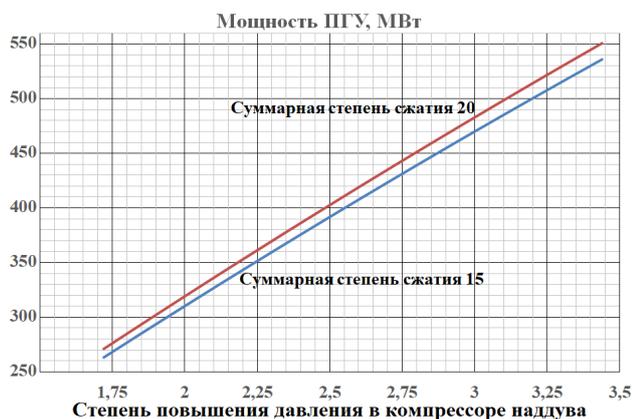


Рис. 5. Мощность ПГУ с ПЗГТУ на основе ГТЭ-110

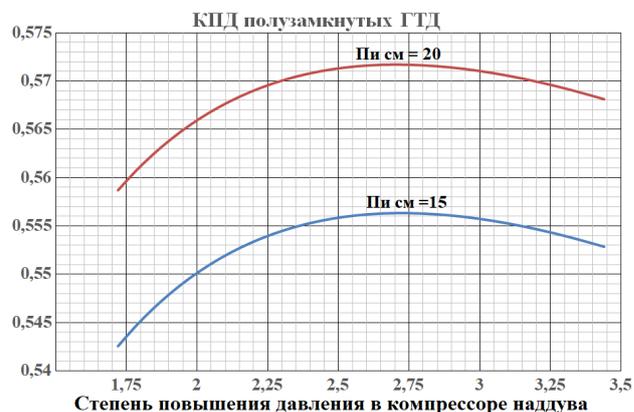


Рис. 6. КПД ПГУ с ПЗГТУ на основе ГТЭ-110

ОКБ и заводы Объединенной авиадвигательной корпорации могли бы наладить выпуск ПЗГТУ для ПГУ в кратчайшие сроки.

## НАПРЯЖЕННОЕ И ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ ТУРБИННЫХ ДИСКОВ

И.А. ГАЛДИН<sup>1</sup>

(АО «РЭП Холдинг», г. Санкт-Петербург, Россия)

Вопросы прочности и надёжности являются важными в турбостроении. От правильно рассчитанных и назначенных материалов зависит как ресурс всей газотурбинной установки (ГТУ) в целом, так и её экономическая эффективность, количество и периодичность текущих и капитальных ремонтов и время простоя всего газоперекачивающего агрегата, и его экономическая эффективность в целом. Повышением ресурса также можно существенно снизить стоимость и повысить экономическую эффективность всей установки.

В настоящее время в АО «РЭПХ» ведется разработка перспективной газотурбинной установки мощностью 16 МВт. Одной из важных частей её разработки является прочностной расчет всех элементов, особенно элементов проточной части.

### Исследование статической прочности

Объектом исследования является ранее полученная модель сектора рабочего колеса последней ступени турбины; целью — является изучение напряженного состояния сконструированного сектора от воздействия центробежных сил с учетом ползучести и пластических деформаций, и выбор материала для рабочей лопатки и диска, а также назначение ресурса рабочей лопатки.

### Нагрузки от центробежных сил с учетом температурных нагрузок

Объектом расчета является сектор рабочего колеса газотурбинной установки с предварительно рассчитанным тепловым состоянием. На расчетную модель были наложены граничные условия закрепления диска и его вращения, представленные на рис. 1. Здесь и далее граничные условия применимы ко всем остальным этапам расчета.

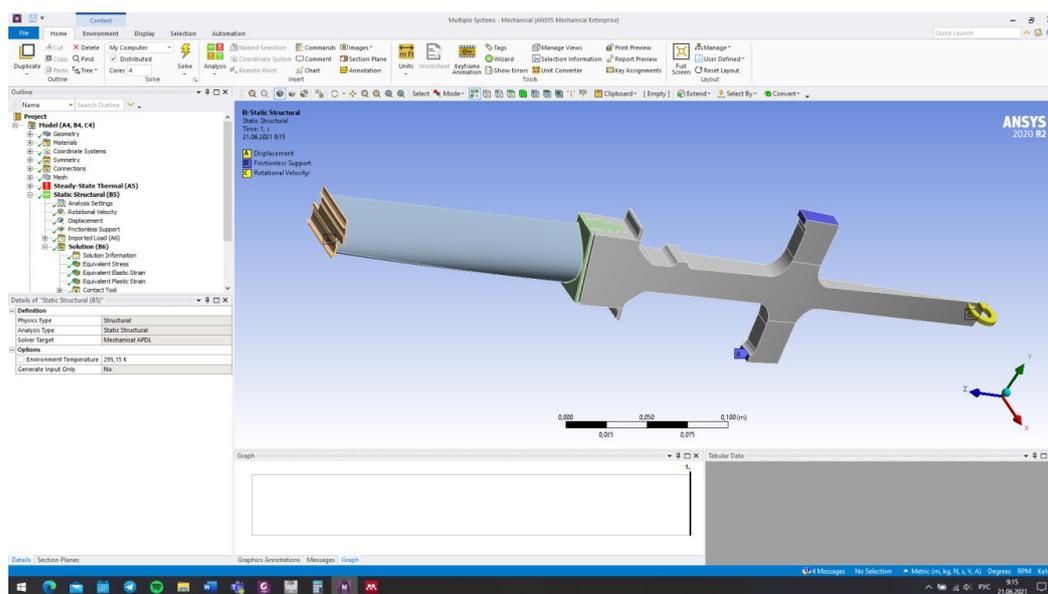


Рис. 1. Граничные условия расчетной модели

<sup>1</sup> i.galdin@reph.ru.

По результатам расчета были получены распределение напряжений по рабочему колесу, представленные на рис. 2–3 и в тексте, а также назначен предварительный ресурс.

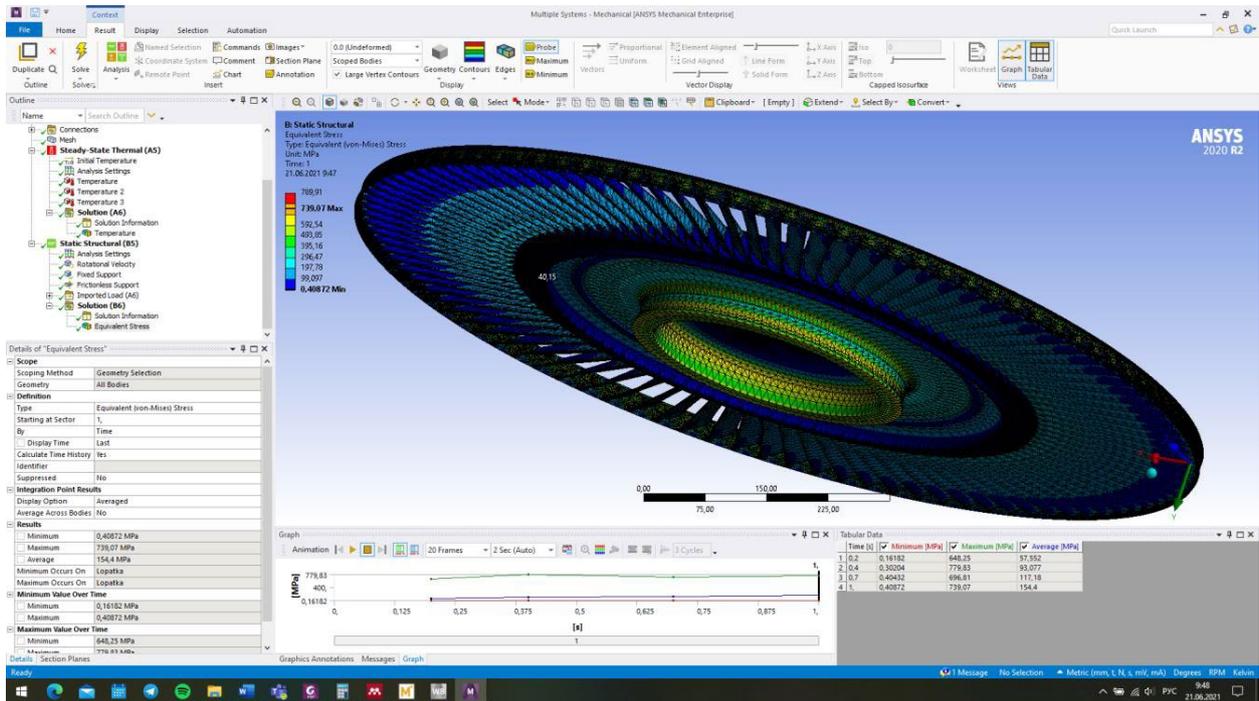


Рис. 2. Распределение напряжений по фон Мизесу

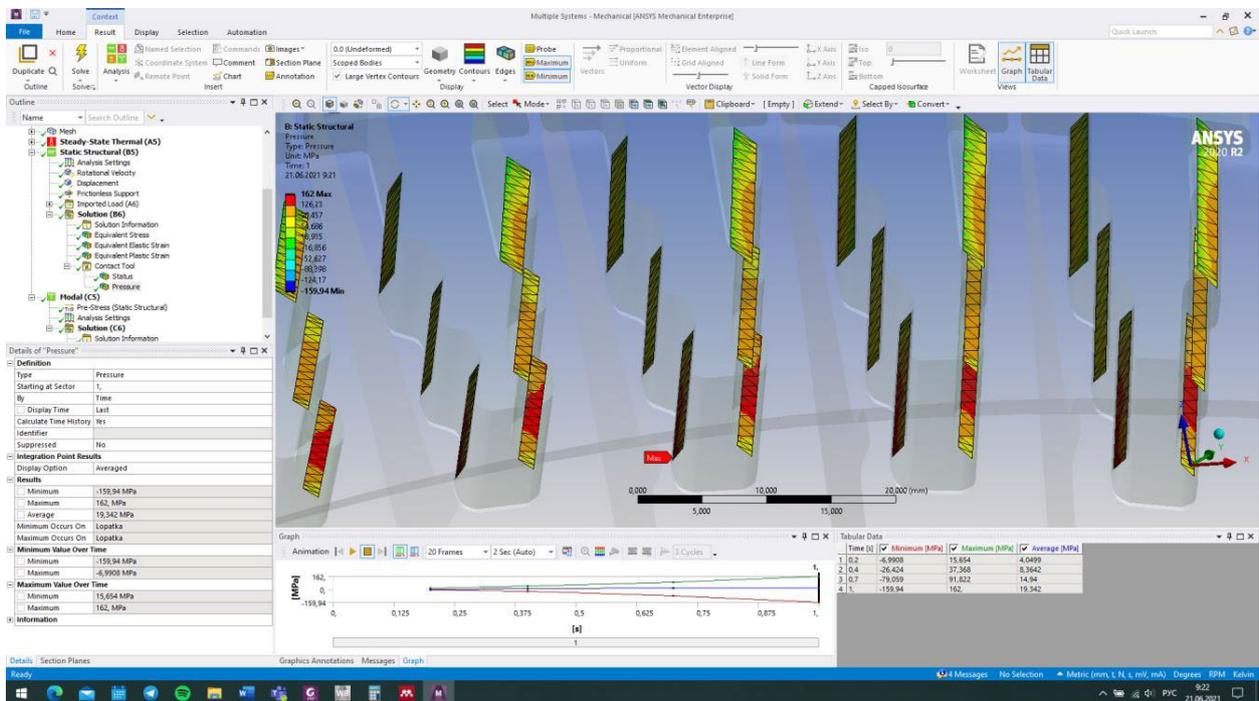


Рис. 3. Распределение контактных напряжений в хвостовом соединении

Ниже приведены данные о напряжениях и коэффициенты запаса для различных опасных участков диска.

$$\text{ЭИ929, } T=780, t=30\ 000.$$

$$P := T \cdot 10^{-3} \cdot (\log(t) - 2 \cdot \log(T, e) + 28,497) = 15,331$$

$$\sigma_1 := 31,291 - P - 2,4 \cdot \log(a) - 0,0684 \cdot a \xrightarrow{\text{solve,a}} 156,34345928644659723$$

$$\sigma_d := \sigma_1 \cdot 10 = 1,563 \cdot 10^3 \text{ МПа}, \sigma := \frac{\sigma_d}{625,9} = 2,598 \text{ полка},$$

$$\sigma := \frac{\sigma_d}{613,1} = 2,55 \text{ крепление диска.}$$

На основании вышеприведенных расчётов можно сделать следующие выводы:

1. Напряжения в хвостовом сечении находятся в допустимых значениях коэффициента запаса.
2. Назначается материал для всего рабочего колеса ЭИ 929А.
3. Предварительно назначается ресурс рабочих лопаток в 30 000 ч.

### Рабочее колесо газотурбинной установки в условиях ползучести

Для пояснения особенностей напряженного состояния диска в условиях ползучести приведен пример расчета рабочего колеса при наличии вращения (центробежных нагрузок) и радиального градиента температур.

В дополнении к граничным условиям, описанным в предыдущем пункте, необходимо задать коэффициенты ползучести по закону Нортона, представленные на рис. 4.

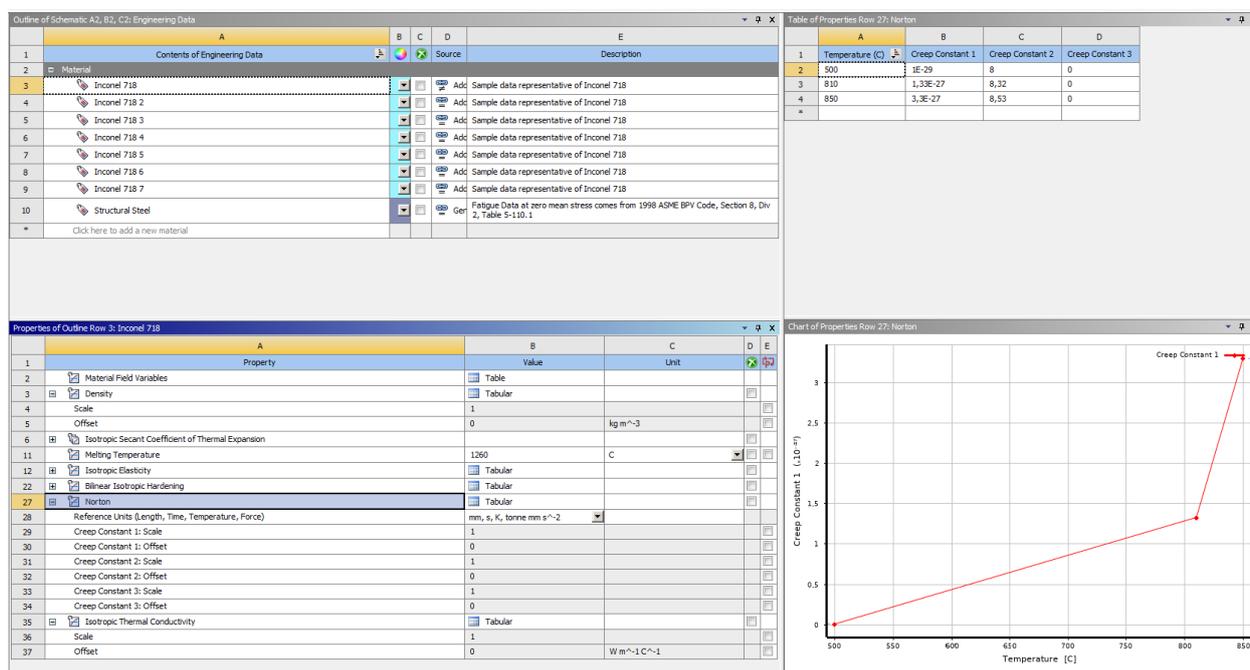


Рис. 4. Задание коэффициентов ползучести по закону Нортона

В результате расчета получим распределение напряжений по рабочему колесу с учетом ползучести, а также процент остаточных деформаций. На рис. 5 представлены данные распределения через 20 000 ч работы рабочего колеса.

На рис. 6 представлена кривая ползучести по результатам расчета рабочего колеса. На нем хорошо просматриваются все три стадии ползучести.

Как видно, стадия I длится непродолжительное время (примерно 300 ч), что хорошо согласуется с опытом эксплуатации современных ГТУ. Стадия III начинается примерно на рубеже 20 000 ч работы и к 30 000 ч остаточные деформации достигают 8 %. Это значительно выше допустимых, так что ресурс рабочего колеса в 30 000 ч в целом не обеспечивается. Приемлемое значение остаточных деформаций наблюдается до достижения ресурса рабочего колеса в 20 000 ч.

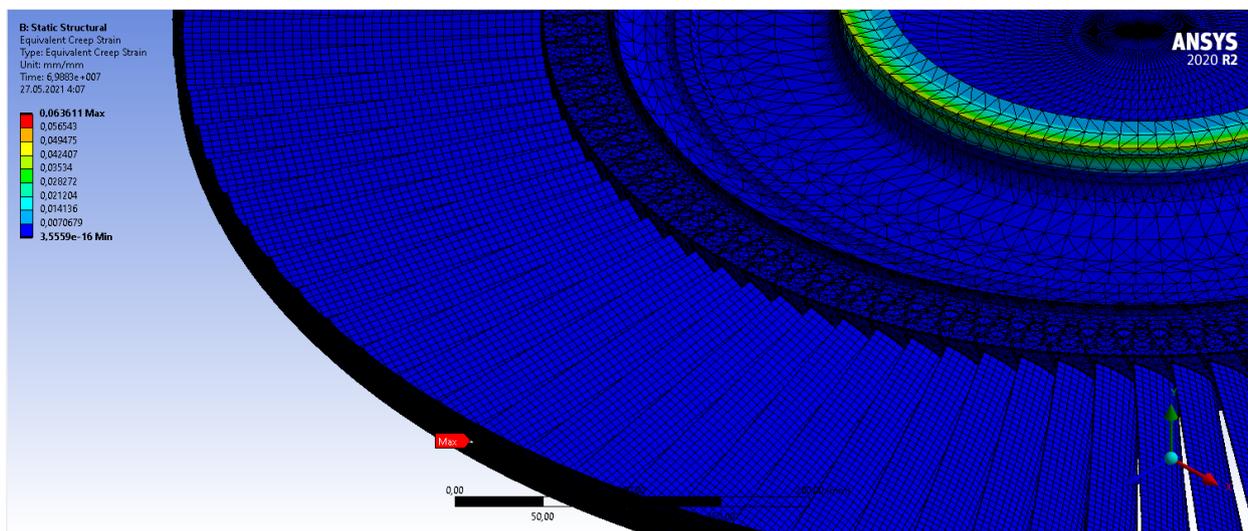


Рис. 5. Результаты расчета напряженного состояния диска с учетом ползучести на временном промежутке 20 000 ч

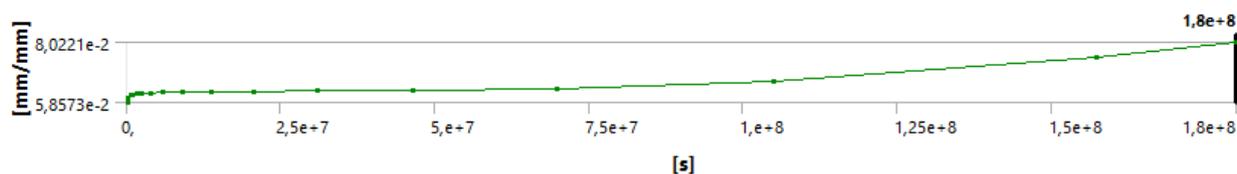


Рис. 6. Кривая ползучести рабочего колеса через 30 000 ч работы

На основании вышеприведенных расчетов можно сделать вывод о необходимости снижения ранее рассчитанного ресурса рабочих лопаток до 20 000 ч.

### Расчет элементов рабочего колеса с учетом пластических деформаций

На данном этапе расчета необходимо оценить напряжения рабочего колеса с учетом пластических деформаций и допустимое для него число циклов пуска-останова.

В результате получаем значение относительных удлинений при упругих и пластических деформациях (рис. 7–8).

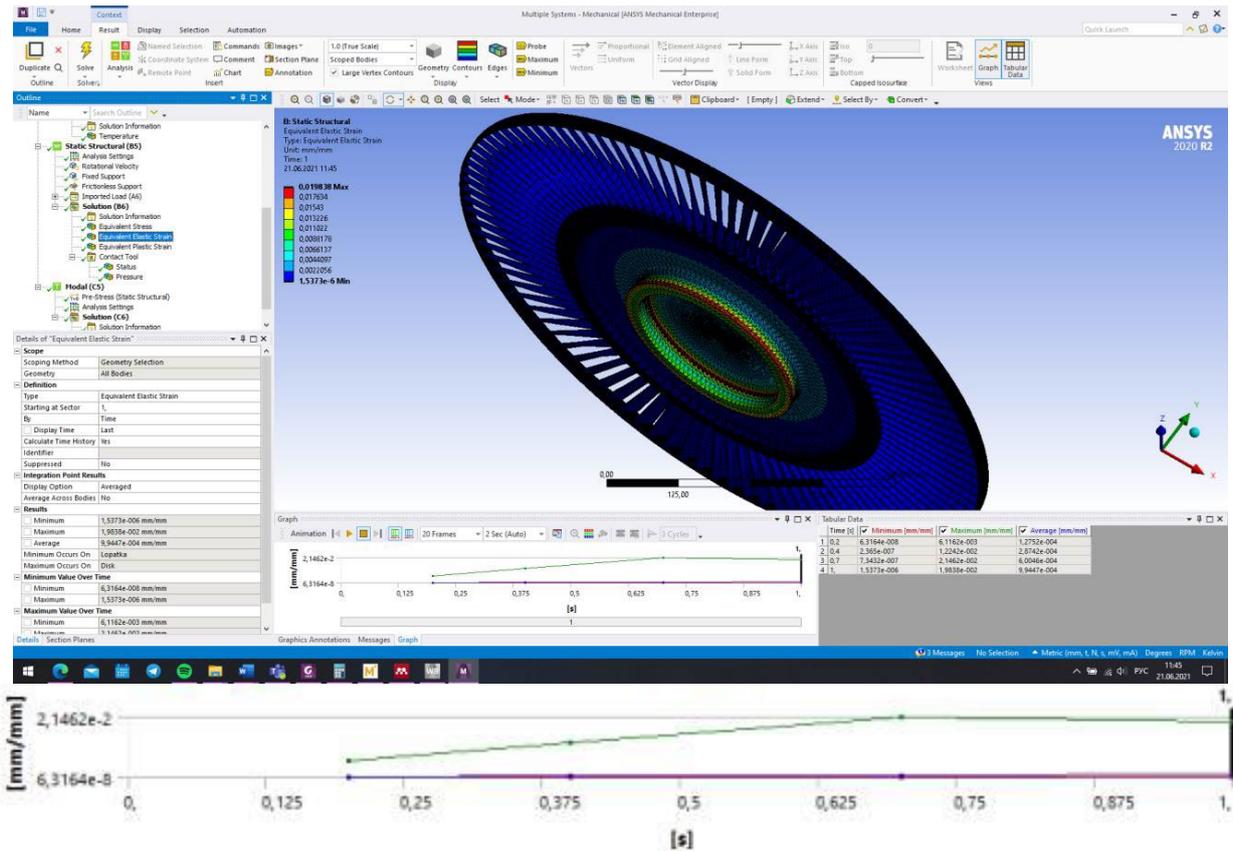


Рис. 7. Распределение упругих деформаций

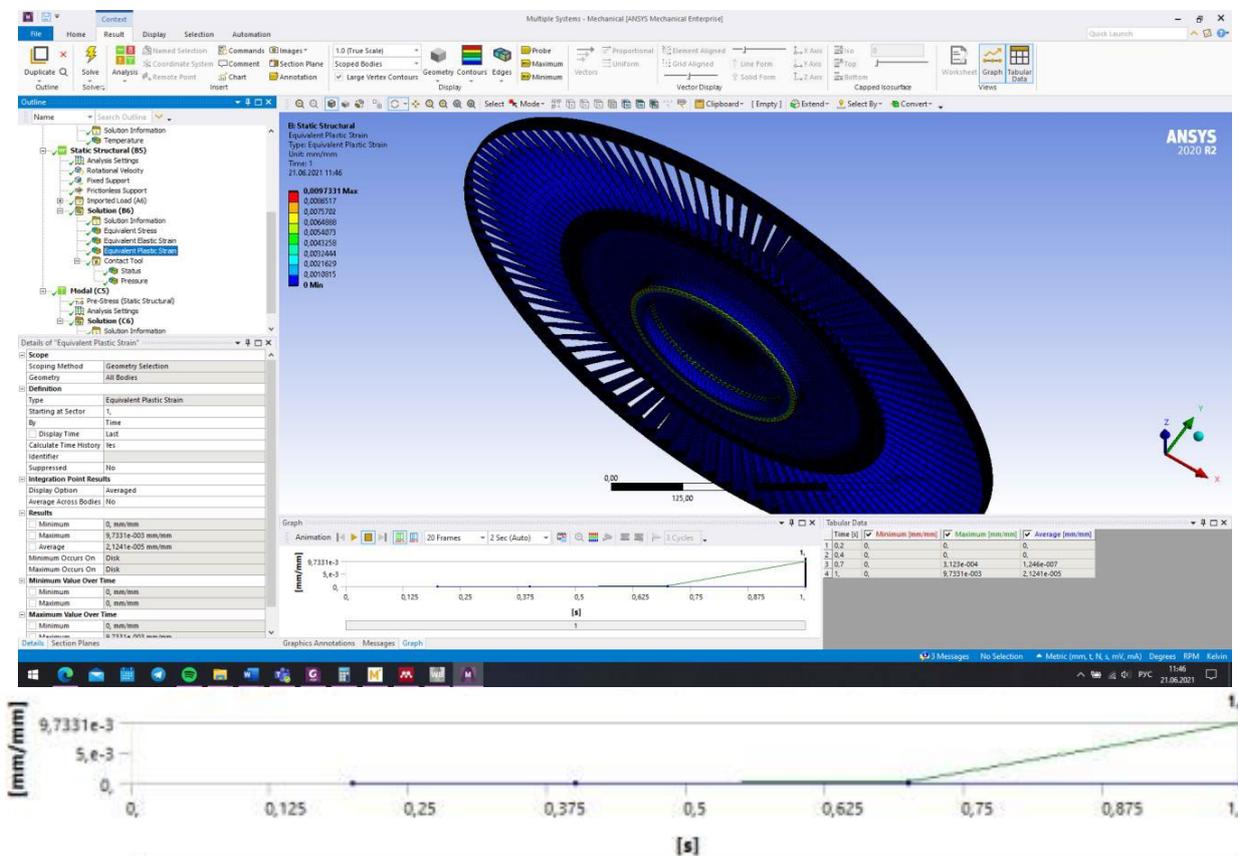


Рис. 8. Распределение пластических деформаций

В основном упругие и пластические деформации преобладают в месте закрепления диска. Как видно из расчетов, уровень пластических деформаций не превышает 1 %, что является допустимой величиной. Далее рассчитаем число циклов пуска/останова для данного рабочего колеса по зависимости Коффина.

$$\varepsilon_e := 0,019838 \quad \Delta\varepsilon_p := 2 \cdot 0,0097331 \quad \varepsilon_p := 0,0097331$$

$$\varepsilon_c := \varepsilon_e + \varepsilon_p = 0,03 \quad C := 2,8 \quad k := 1,233$$

$$N_p := \frac{C}{(\Delta\varepsilon_p)^k} = 360,142.$$

На основе данных расчётов принимаем число циклов пуска-останова равным 360.

### Выводы

Выполненные исследования позволяют сделать следующие выводы:

1. Напряжения в хвостовом соединении лопатки и диска находятся в допустимых пределах. Коэффициент запаса обеспечен.
2. В результате расчёта НДС рабочего колеса с учетом ползучести был назначен ресурс 20 000 ч и выбран материал.
3. В результате расчета малоциклового усталости было получено допустимое значение циклов пуска/останова ГТУ.

Стоит отметить, что работа является оценкой прочностных характеристик перспективной ГТУ. В ней не учитываются многие факторы, которые существенно влияют на ресурс как рабочего колеса, так и всей ГТУ (трещинообразование, вибрационная надёжность и т. п.). Дальнейшие расчёты этой ГТУ должны опираться на бóльший массив данных для должного проектирования.

## ПРИМЕНЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

П.Н. КООК<sup>1</sup>

(АО «РЭПХ», г. Санкт-Петербург, Россия)

### Перспективы применения ОЦР

С учетом перспектив развития добычи и переработки углеводородов в Арктике возникает необходимость надёжного энергоснабжения промышленных объектов в этой климатической зоне, характеризующейся низкими температурами атмосферного воздуха в течение всего года. Эта задача может быть решена за счет использования газотурбинных электростанций (ГТЭ). При этом в качестве эффективного способа повышения КПД и мощности энергоблока может быть рассмотрена надстройка ГТЭ котлом-утилизатором и паротурбинной установкой.

Однако эксплуатация парового контура в условиях экстремально низких температур и ограниченных водных ресурсов потребует значительных затрат на обеспечение его надёжности.

Одним из путей решения может стать использование паротурбинных установок, работающих по циклу Ренкина на органическом рабочем теле (ОЦР) с низкой температурой замерзания.

Другим перспективным направлением использования ОЦР может быть установка утилизационного контура на существующие и работающие газоперекачивающие агрегаты (ГПА) с целью выработки дополнительной электроэнергии для покрытия собственных нужд промышленных объектов.

В рамках НИОКР в АО «РЭПХ» ведется проработка утилизационного контура ОЦР как для работающих газоперекачивающих агрегатах ГПА-32 «Ладога» с целью покрытия их собственных нужд, так и парогазовой установки (ПГУ) на основе газотурбинной электростанции ГТЭ-32.

По предварительной оценке, надстройка ГТЭ-32 энергоустановкой, работающей по ОЦР, с полной утилизацией тепла уходящих газов ГТУ, позволит увеличить электрическую мощность энергоблока на 5–6 МВт. На рис. 1 представлена T-Q диаграмма полной утилизации уходящих газов ГТУ Т-32 в ОЦР (без термомасляного контура).

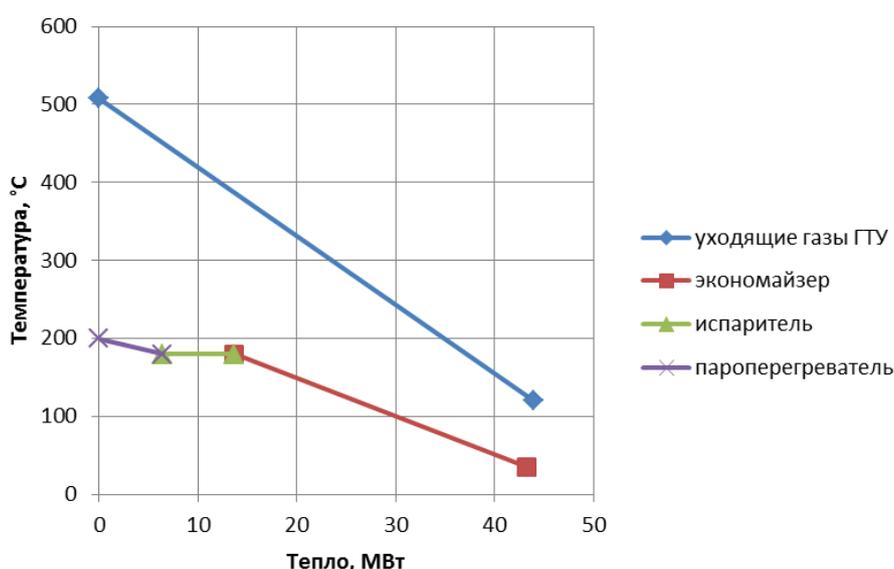


Рис. 1. T-Q диаграмма утилизации уходящих газов ГТУ Т-32 в ОЦР

<sup>1</sup> p.kook@reph.ru.

Данные о возможной электрической мощности ОЦР установок для работающих компрессорных цехов приведены на рис. 2.

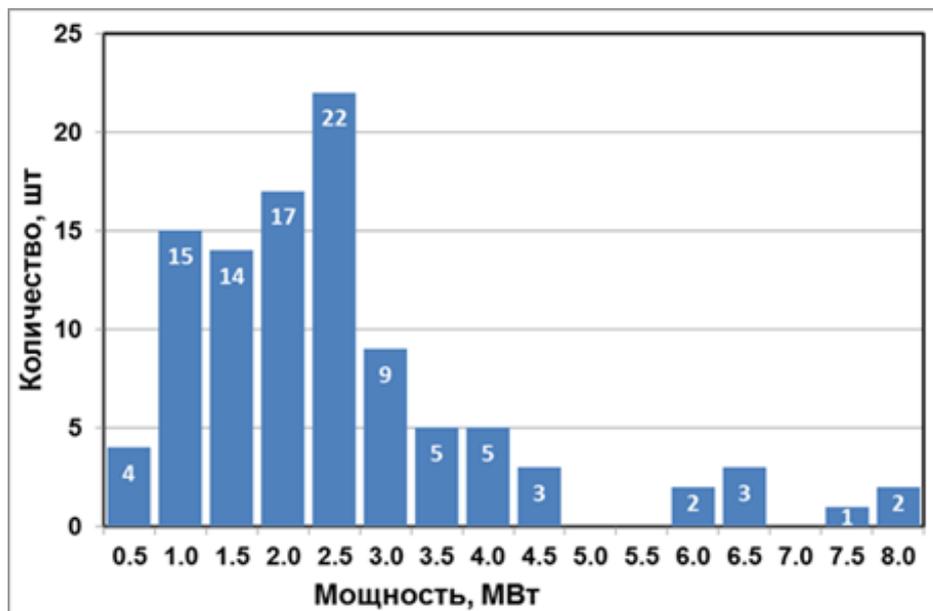


Рис. 2. Электрические мощности ОЦР установок для компрессорных цехов

Наиболее востребованной на эксплуатируемых ГПА будет установка ОЦР мощностью 1–4 МВт, целесообразно создание линейки турбоагрегатов в этом диапазоне мощностей с максимальной унификацией.

### Особенности рабочего тела и связанные с этим конструктивные решения

На рис. 3 показана принципиальная схема газоперекачивающего агрегата с утилизационным контуром ОЦР, заполненным изопентаном. Так как он относится к категории взрывоопасных смесей ПА-Т1 по ГОСТ 12.1.011, его прямой нагрев в котле-утилизаторе нецелесообразен с точки зрения пожаро- и взрывобезопасности. Поэтому в установку введен промежуточный термомасляный контур с дополнительным теплообменным и насосным оборудованием.

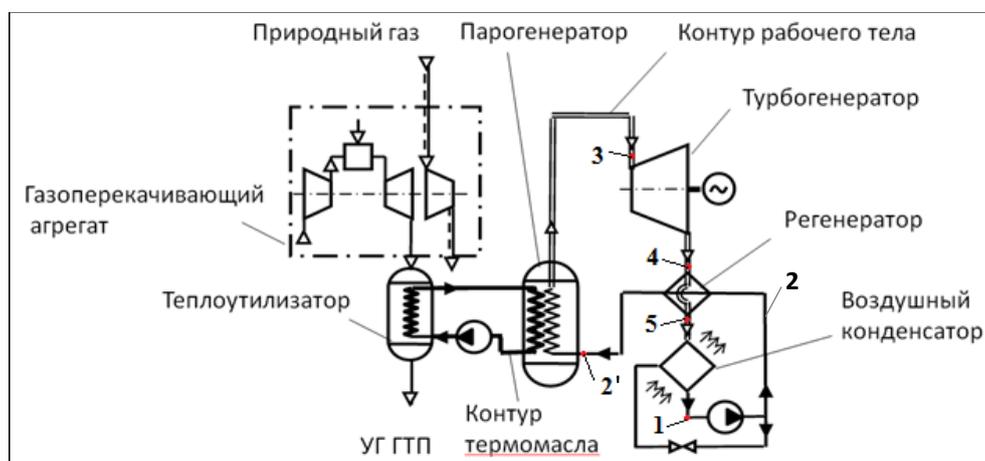


Рис. 3. Принципиальная схема энергетической установки с ОЦР: 1–5 — тракт изопентана (1, 2 — жидкий: 1 — холодный, 2' — подогретый); 2–2' — подогрев в регенераторе; 3 — на входе в турбину; 4 — за нею; 5 — охлажденный в регенераторе

У большинства органических рабочих тел (ОРТ) и изопентане, в частности, пограничная кривая пара в T-S диаграмме состояний (рис. 4) имеет положительный наклон. Поэтому процесс расширения заканчивается в области перегретого пара, без появления в конце его конденсата, соответствующих потерь энергии и эрозии рабочих лопаток.

На нем видно, что температура торможения пара на выходе из турбины, определяемая давлением за её последней ступенью, существенно превышает нижнюю температуру цикла. Для компенсации этой особенности фазовой диаграммы в цикл вводится регенератор теплоты — сконденсированное рабочее тело подогревается в нем за счёт охлаждения выходящего из турбины пара (2–2').

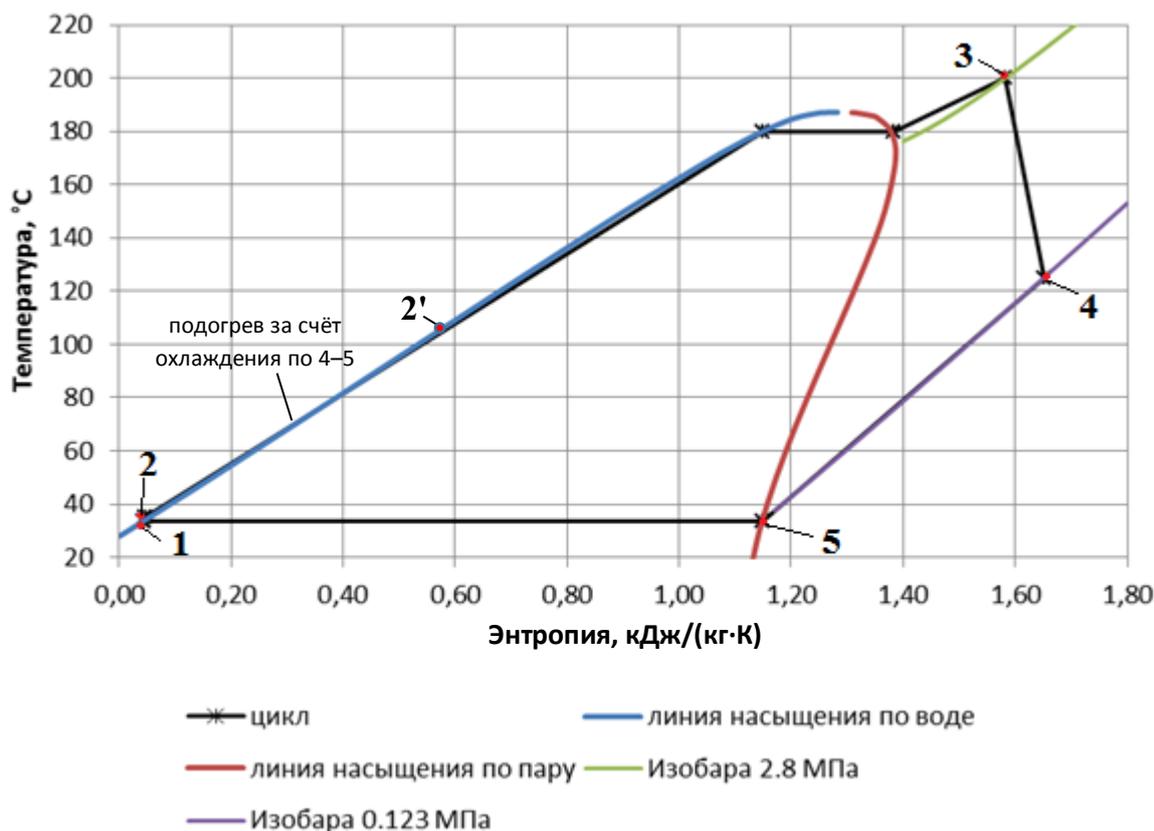


Рис. 4. T-S диаграмма состояния изопентана с нанесенной на нее линией ОРЦ

Минимизация возможных утечек рабочего тела из цикла обеспечивается как путём создания надёжных уплотнений в самой паротурбинной установке, так и обеспечения герметичности используемых в установке ОЦР теплообменных аппаратов. Одним из возможных вариантов является размещение турбины и электрогенератора в герметичном кожухе с патрубками для подвода и отвода рабочего тела.

Относительно невысокие температуры рабочего тела минимизируют термические напряжения в элементах конструкции турбины и создают благоприятные условия для применения систем магнитного подвеса.

### Параметры перед турбиной и варианты конструкции

Из рис. 5 видно, что при фиксированном статическом давлении за турбиной (0,123 МПа) увеличение давления перед турбиной выше 2,8 МПа практически не приводит к увеличению располагаемого теплоперепада, а удельный объём рабочего тела перед турбиной при этом уменьшается.

Это приводит к необходимости снижать пропускную способность турбины для обеспечения требуемого расхода — уменьшать высоту лопаток, эффективный угол выхода и вводить парциальность.

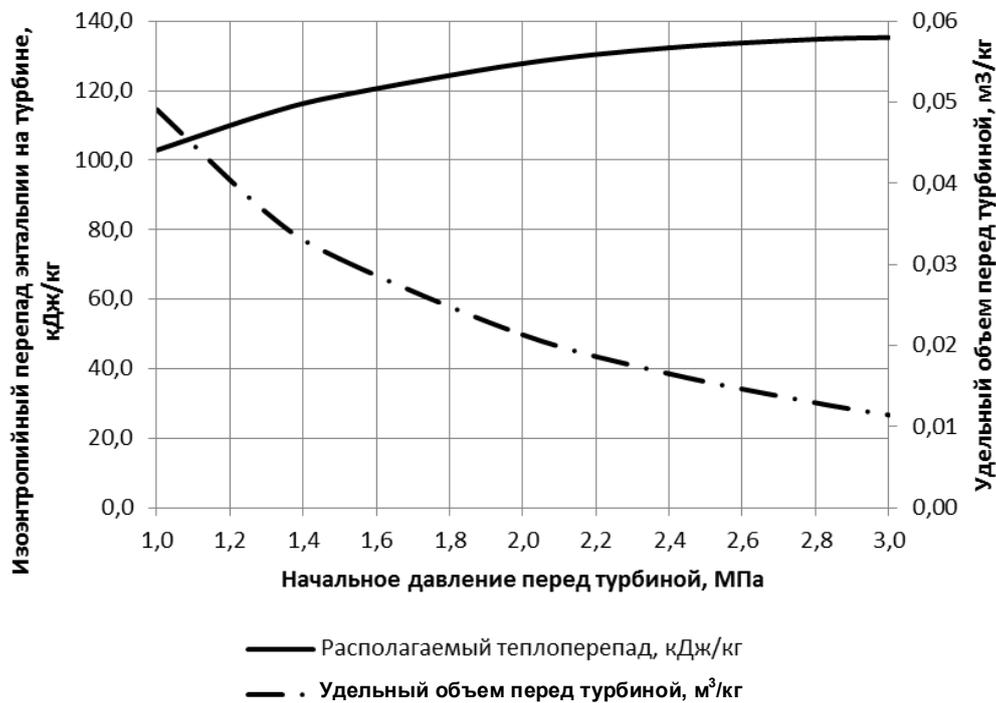


Рис. 5. Зависимость располагаемого теплоперепада и удельного объема рабочего тела перед турбиной от давления перед ней при фиксированном статическом давлении за турбиной 0,123 МПа

На рис. 6 на T-S диаграмму состояния изопентана нанесены линии процесса при давлении перед турбиной 2,8 МПа и 1,0 МПа.

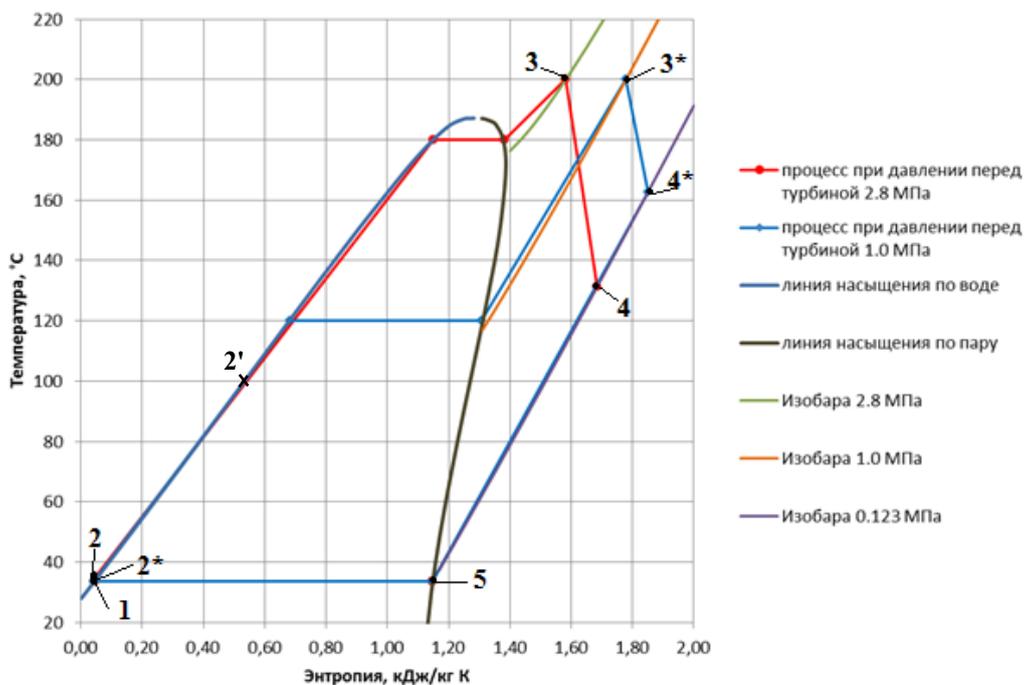


Рис. 6. T-S диаграмма состояния изопентана с линиями процесса при давлении перед турбиной 2,8 МПа и 1,0 МПа

Уменьшение давления перед турбиной может позволить отказаться от парциальности на первых ступенях, увеличить высоты лопаток, сократить число ступеней. С другой стороны, это приведёт к изменению площадей поверхностей теплообмена в регенераторе и котле-утилизаторе. Выбор оптимального давления перед турбиной проводится с учётом всех элементов установки ОЦР. В частности, интенсивное увеличение удельного объёма в процессе расширения при относительно небольших перепадах давления приводит к необходимости резкого увеличения проходных сечений лопаточных венцов, особенно на последних ступенях (рис. 7).

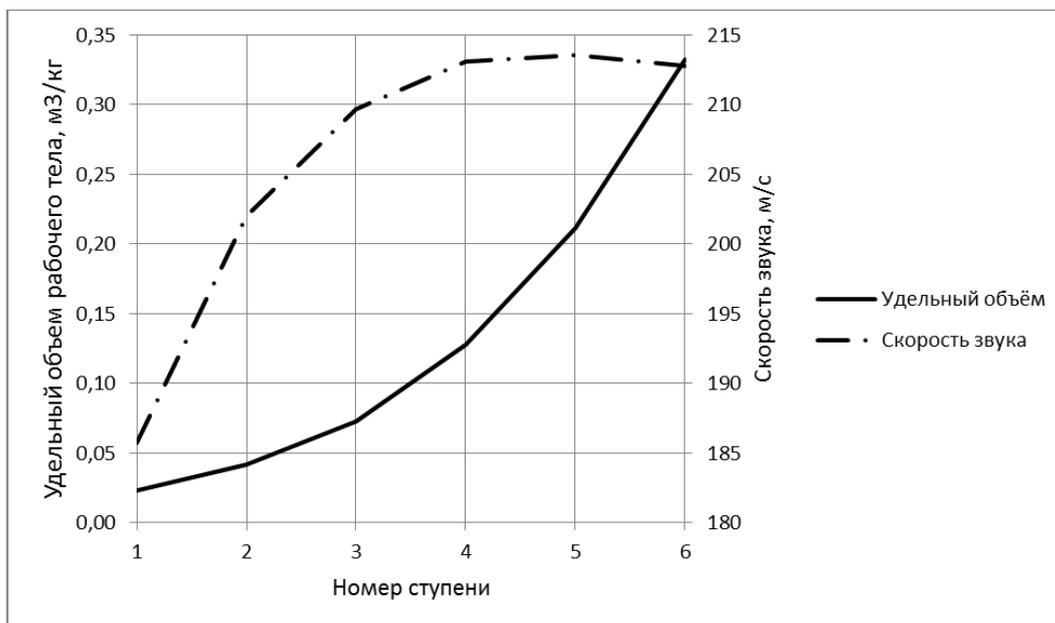


Рис. 7. Изменение удельного объёма рабочего тела (изопентана) по ходу проточной части

Ещё одной особенностью изопентана, оказывающей значительное влияние на конструкцию, является относительно невысокая скорость звука в области расширения в турбине.

При принятых начальных параметрах это приводит к тому, что даже при небольшом теплоперепаде на ступень числа Маха на выходе из соплового аппарата для всех ступеней близки к 1. Если требуется сохранять дозвуковой режим течения в ступенях, теплоперепады на них должны быть небольшими (до 20 кДж/кг), что, соответственно, приведёт к увеличению числа ступеней.

Как известно, теоретическая скорость выхода из сопла  $c_0$  при изоэнтропийном перепаде  $\Delta H$  составит:

$$c_0 = \sqrt{2 \cdot \Delta H}. \quad (1)$$

При скорости звука  $a_{зв}$  и параметрах за сопловой лопаткой число Маха на выходе из соплового аппарата ступени  $M_{CA}$  составит:

$$M_{CA} = \frac{c_0}{a_{зв}} = \frac{\sqrt{2 \cdot \Delta H / n_{ступ}}}{a_{зв}}, \quad (2)$$

где  $n_{ступ}$  — число ступеней в турбине.

Так, если принять теплоперепад на турбину 135 кДж/кг, что соответствует начальному давлению 2,8 МПа и давлению за турбиной 0,123 МПа, а скорость звука средней по турбине — 206 м/с, то минимальное количество ступеней при дозвуковом режиме работы составит:

$$n_{\text{ступ\_мин}} = \frac{2 \cdot \Delta H}{M^2 \cdot a_{\text{ср}}^2} = \frac{2 \cdot 135 \cdot 10^3}{1^2 \cdot 206^2} \approx 6. \quad (3)$$

Оценки минимального числа ступеней турбины для разных начальных давлениях перед первой ступенью и статическом давлении за турбиной 0,123 МПа приведены ниже.

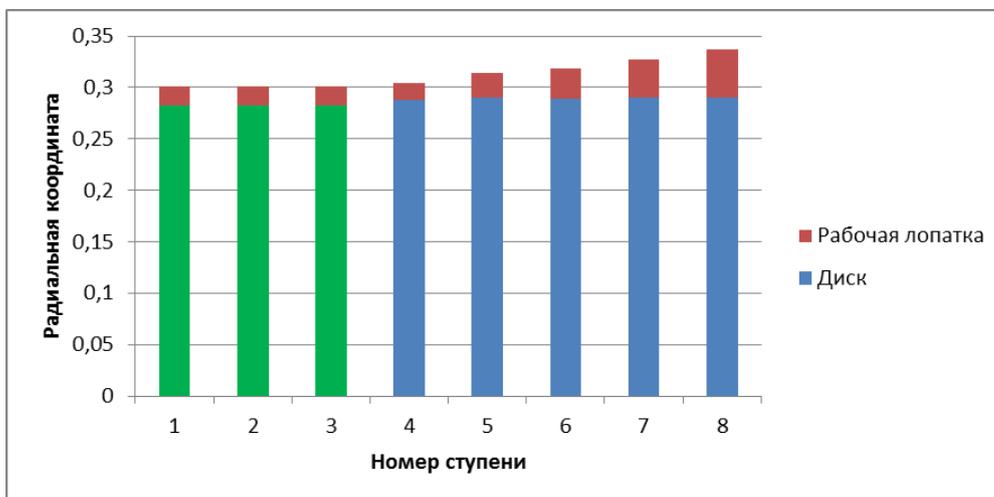
Начальное давление перед турбиной, МПа	2,80	1,00	
Изоэнтروпийный перепад на турбину, кДж/кг	134,8	102,9	
Средняя скорость звука на выходе из соплового аппарата по всем ступеням, м/с	206,0	224,0	
Минимальное число ступеней для различных чисел Маха	M = 1,2	4	3
	M = 1	6	4
	M = 0,85	9	6

Одним из вариантов оптимизации проточной части турбины является переход на более высокую частоту вращения — по предварительным оценкам до 10 000 об/мин. Средние диаметры ступеней в высокооборотной турбине при тех же начальных параметрах перед первой ступенью будут значительно меньше, интенсивность раскрытия проточной части и высоты лопаток — больше. Интенсивное раскрытие проточной части потребует в этом варианте отдельного рассмотрения вопросов прочности рабочих лопаток и дисков последних ступеней.

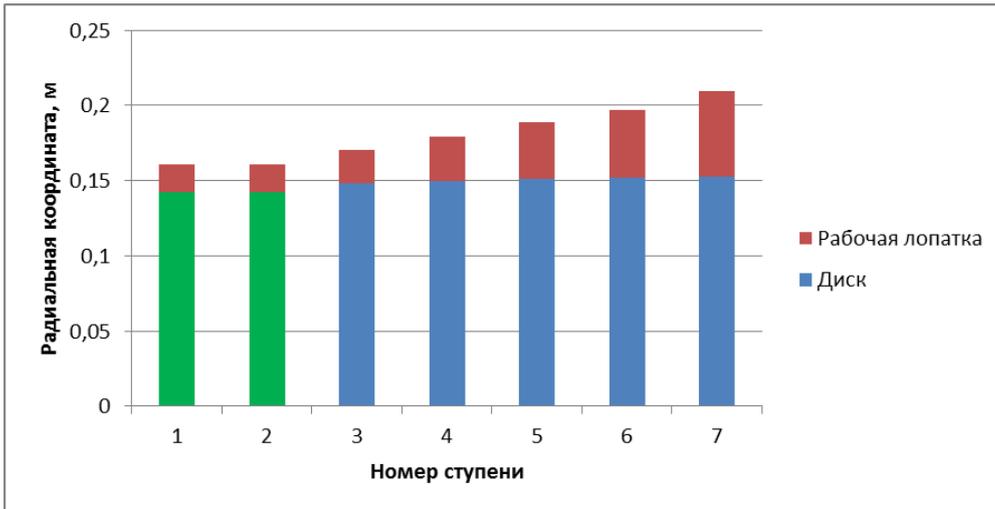
Переход на более высокую чем 3 000 об/мин частоту вращения в энергетической турбине потребует установки редуктора для привода электрического генератора.

Проработка вариантов конструкции паровой турбины, рабочим телом в которой является изопентан, показала, что ожидаемый её КПД не превысит 45–65 % при выбранных начальных параметрах.

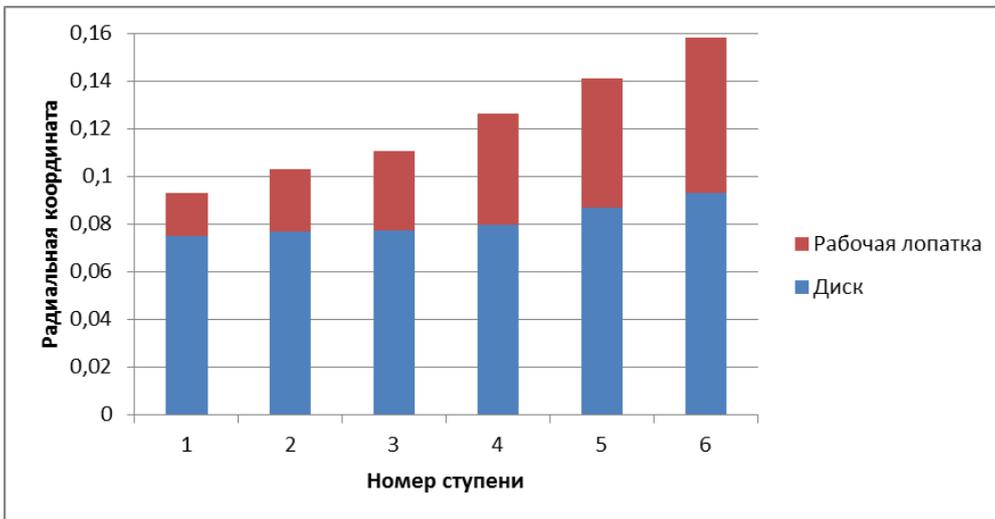
На рис. 8 представлены предварительные геометрические характеристики для различных вариантов конструкции проточных частей паровых турбин парциальные ступени выделены зелёным цветом.



a)



б)



в)

Рис. 8. Геометрия проточной части турбины: а — частота вращения 3 000 об/мин, б — 6 000 об/мин; в — 10 000 об/мин с полным подводом рабочего тела

**РЕШЕНИЕ**  
**LXVIII НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СЕССИИ**  
**ПО ПРОБЛЕМАМ ГАЗОВЫХ ТУРБИН**

Москва, ВТИ, Мосэнерго, 23–24 сентября 2021 г.

LXVIII научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин проводилась в Москве в ВТИ. 24 сентября 2021 г. участники посетили ТЭЦ-20 Мосэнерго: ознакомились с ПГУ мощностью 450 МВт и музеем Мосэнерго. В работе сессии приняли участие более 70 специалистов из более 40 организаций (НИИ, заводов проектных организаций и высших учебных заведений). Были заслушаны и обсуждены более 20 докладов и сообщений по теме сессии: «Научно-технические аспекты применения газотурбинных установок в экономике страны».

Доложенные на сессии результаты исследований и конкретных проработок свидетельствуют о восстановлении работ, направленных на создание отечественных ГТУ и ПГУ для импортозамещения аналогичного оборудования. Эти усилия необходимо поддержать созданием благоприятных условий для освоения и доводки таких ГТУ и ПГУ, поскольку рыночные перспективы их внедрения в рамках реализуемых ДПМ пока отсутствуют.

Необходим комплексный подход к созданию перспективных высокотемпературных ГТУ и ПГУ с ними; уточнение технических требований, развитие связанных производств и технологий, проектирование перспективных энергоблоков ПГУ, их схем и оборудования, формирование единой государственной стратегии технического перевооружения ТЭС, в частности на основе отечественных ГТУ и ПГУ.

**Сессия отмечает:**

Осуществляется программа восстановления производства газовых турбин большой мощности в АО «Силловые машины». Создание отечественных газовых турбин мощностью 65 и 170 в АО «Силловые машины» с выпуском первой ГТЭ-170 в 2022 г. и ГТЭ-65.1 в 2024 г. получило государственную поддержку.

**Сессия постановляет:**

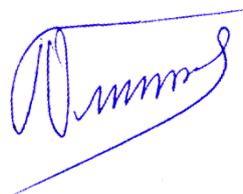
Просить Минэнерго, Минэкономразвития, Министерство науки и высшего образования, Министерство промышленности и торговли:

1. Выделить в «Энергетической стратегии развития России» роль ГТУ и ПГУ в теплоэнергетике с указанием перспективных объектов для их внедрения.

2. Создать хозяйственные условия для испытаний и доводки отечественных инновационных ГТУ.

3. Осуществлять государственную поддержку НИОКР по созданию перспективных ГТУ мощностью 500–600 МВт.

Председатель Комиссии РАН  
по газовым турбинам  
член-корр. РАН



Г.Г. Ольховский

