

ПЕРСПЕКТИВЫ ПАРОТУРБИННОЙ ТЕХНОЛОГИИ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Кандидат технических наук, директор центра инновационного развития
И.И. КОМАРОВ
(ФГБОУ ВО "НИУ "МЭИ")

DOI: 10.7868/50233361923120054

История, текущее состояние и перспективы развития парогазовой технологии в России

В российской теплоэнергетике за последние 20 лет широкое распространение получили парогазовые тепловые электрические станции (ТЭС). За 12 лет, в период с 2010 по 2021 г., доля парогазовых установок (ПГУ) и газотурбинных электростанций (ГТУ) возросла с 5 до почти 21% в структуре установленной мощности тепловых электростанций единой энергетической системы. Безусловное преимущество данного типа энергоустановок – более высокий уровень КПД нетто по сравнению с традиционными паротурбинными электростанциями. Эффективность современных генерирующих объектов, работающих на базе комбинированного цикла, достигает 62–64% с учётом затрат на собственные нужды станции. Примеры наиболее экономичных ПГУ приведены в табл. 1.

В России уровень эффективности ПГУ редко превышает 58% и чаще на-

ходится в интервале значений 52–58%. Основная причина этого в том, что в эксплуатируемых российских ПГУ газотурбинных установок предыдущего поколения начальная температура газа не превышает 1350 °С.

На ГТУ, работающую в составе ПГУ, приходится примерно 2/3 электрической мощности и КПД ГТУ во многом определяет экономичность всей станции, работающей по комбинированному циклу. Перечень самых современных ГТУ производства компаний-лидеров на мировом рынке энергетического машиностроения представлен в табл. 2.

Один из ключевых факторов повышения КПД нетто ГТУ, помимо совершенствования конструкции проточной части и профилирования лопаточных аппаратов с использованием инструментов пространственного компьютерного моделирования, – повышение температуры газов на входе в газовую турбину. В передовых образцах ГТУ начальная температура достигла отметки 1650 °С. Обеспечение требуемого ресурса ГТУ при таких рабочих температурах достигается за счёт совершен-

Таблица 1

Наиболее эффективные ПГУ в мире

Страна	Название станции	Топливо	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию	Газовая турбина	Кол-во ГТУ	КПД нетто, %
Малайзия	JOHOR	ПГ	1440	2021	9HA.02	2	64.00
Япония	T-Point 2	ПГ	566	2020	M501JAC	1	64.00
Япония	TOHOKU ELECTRIC POWER CO., INC. (JOETSU)	ПГ	2380	2012	7F.04	8	63.62
Япония	Electric Nishi Nagoya	ПГ	2376	2018	7HA.01	2	63.08
Пакистан	Balloki Power Plant	ПГ	1223	2018	9HA.01	2	62.40
Франция	EDF Bouchain	ПГ	605	2016	9HA.02	1	62.22
Германия	Fortuna	ПГ	603.8	2016	SGT-8000H	1	61.50

Таблица 2

Передовые газотурбинные установки

Производитель	General Electric	Mitsubishi	Siemens	Ansaldo
Модель	9HA02	M701JAC	SGT5-8000HL	GT-36
Мощность, МВт	571	574	593	538
КПД нетто, %	44	43.4	42.8	42.8
КПД ПГУ нетто, %	64.1	64	63.5	62.6
Температура на входе, °С	1650	1650	1650	1650

ствования систем охлаждения горячего тракта газотурбинной установки, в котором наиболее теплонапряжённые элементы – жаровые трубы камер

сгорания и лопатки первых двух ступеней газовой турбины. В настоящее время применяются следующие комбинированные методы защиты таких

деталей от воздействия сверхвысоких температур: термобарьерные покрытия; выдув охлаждающего воздуха в выходной и входной кромках, а также на выпуклой и вогнутой сторонах; транспирационное охлаждение; совершенствование конвективных методов интенсификации теплообмена.

В России эксплуатируются в основном ГТУ с начальной температурой газа t_0 до 1300 °С. Более совершенные образцы газотурбинной техники крайне редки. К их числу можно отнести ГТУ Mitsubishi M701F4 (электрическая мощность 305 МВт, $t_0 = 1398$ °С) и GE9HA.01 (электрическая мощность 406 МВт, $t_0 = 1350$ °С). Обе машины существуют в России в единственном экземпляре. Первая ГТУ эксплуатируется в составе Краснодарской ТЭЦ, а вторая – Казанской ТЭЦ-3.

В силу санкционных ограничений запрещена поставка российским энергетическим компаниям как передовых, так и морально устаревших ГТУ, а также запчастей к ним. В этой связи особую актуальность приобретают собственные разработки полностью российских ГТУ. В сегменте средней и большой мощности разработками и производством энергетических ГТУ занимаются две компании – АО «Силловые машины» и ПАО «ОДК-Сатурн».

В конце 2022 г. компания «Силловые машины» завершила сборку головного образца российской газовой турбины большой мощности – ГТЭ-170. Этот агрегат прошёл программу контрольных операций на сборочном стенде Ленинградского металлического завода (ЛМЗ), подтвердив соответствие требованиям качества. Газовые тур-

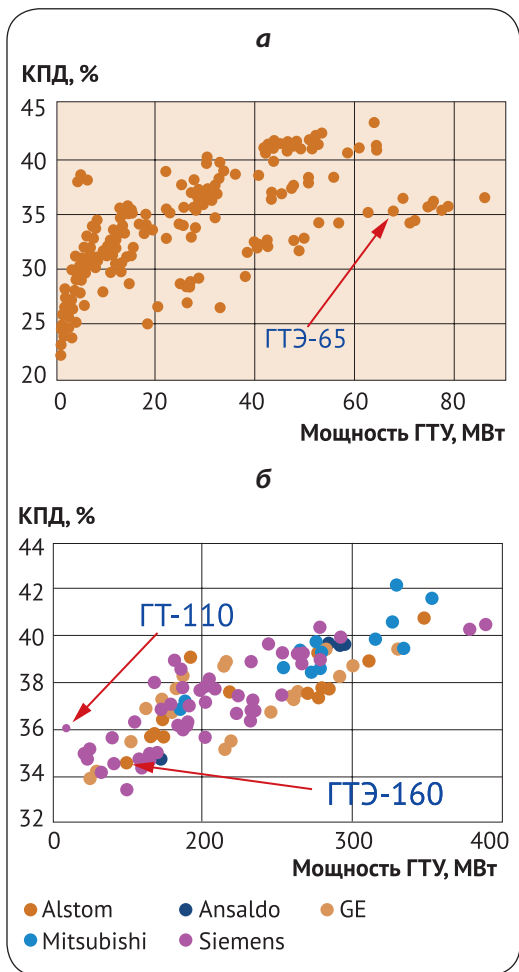


Рис. 1. Сравнение отечественных и зарубежных ГТУ по мощности и эффективности: **а** – сравнение КПД нетто ГТУ в диапазоне мощности до 100 МВт; **б** – сравнение КПД нетто ГТУ в диапазоне мощности от 100 до 400 МВт.

бины типа ГТЭ-170 планируется поставить на Нижнекамскую ТЭЦ «Татнефти» в конце 2023 г., затем четыре газовые турбины в 2024–2025 гг. будут поставлены на Каширскую ГРЭС «Интер РАО» и ещё четыре в 2025–2026 гг. – на

объекты “РусГидро” на Дальнем Востоке. Кроме того активно ведутся разработки газовой турбины ГТЭ-65, головной образец которой планируется создать в 2024 г.

В свою очередь в ПАО “ЭОДК-Саурн” изготовлена в 2019 г. серийная российская турбина ГТД-110М мощностью 116.5 МВт для эксплуатации на ПГУ-ТЭС “Ударная” в Краснодарском крае. Её планируется ввести в эксплуатацию в 2024 г.

Несмотря на успехи российских производителей энергетических ГТУ Россия пока не может осуществить равнозначную замену зарубежного оборудования на российское.

Можно отметить три причины этого:

1. Российские ГТУ пока отстают от образцов американских и японских производителей по уровню энергетической эффективности на 3–5%. Сравнение отечественных и зарубежных ГТУ по эффективности представлено на рис. 1.

2. Россия не производит и не разрабатывает в текущий момент ГТУ мощностью свыше 170 МВт. Весь парк ГТУ мощностью 170–400 МВт в количестве 25 машин – зарубежного производства.

3. Темпы серийного выпуска газотурбинных установок в ближайшее время могут оказаться недостаточными не только для замены выбывающих паротурбинных установок (ПТУ), но и для импортозамещения зарубежных ГТУ, сервис которых в существенной мере осложнился в последние два года.

В данной ситуации России следует рассмотреть в целях обеспечения энергетической безопасности альтернативные варианты надёжного энергообеспечения с высоким уровнем энерге-

тической и экономической эффективности. В контексте данного вопроса в первую очередь необходимо оценить перспективы развития паротурбинной технологии в России.

Мировой опыт развития высокотемпературных ПТУ

На долю паротурбинных ТЭС в настоящее время приходится 79% всей установленной мощности объектов тепловой генерации. Из них примерно 59% – паротурбинные установки на природном газе мощностью от нескольких десятков мегаватт до 1200 МВт. В России, кроме ЛМЗ, действует ещё два завода, производящих стационарные паровые турбины для теплоэнергетики – КТЗ (Калужский турбинный завод и УТЗ (Уральский турбинный завод). Из этих трёх заводов крупнейший – Ленинградский металлургический завод, входящий в состав АО “Силовые машины”.

В России паротурбинные ТЭС на природном газе при сверхкритических начальных параметрах пара 24 МПа/540/540 °С (однократный промежуточный перегрев пара) обеспечивают сегодня КПД нетто до 41%. Дальнейшее повышение экономичности паротурбинных установок, как известно, сопряжено с увеличением начальных параметров. В ряде стран мира в настоящее время промышленно освоен уровень параметров 30 МПа/600/620/620 °С (двукратный промежуточный перегрев пара), что позволило достигнуть КПД нетто свыше 48%. Странами-лидерами в развитии паротурбинной технологии выступают Китай, Япония, Германия и США.

Таблица 3

Параметры современных энергетических блоков на ССКП пара

№ энерго-блока п/п	Страна и электростанция	Год ввода в эксплуатацию	Топливо	Температура свежего пара и пара промежуточных перегревов $t_0/t_{п.п1}/t_{п.п2}$, °С	Начальное давление, МПа	Электрическая мощность, МВт	КПД энергоблока нетто, %
1	Хуанэн Лайу № 6 (Китай)	2015	уголь	600/620/620	29.84	1000	48.12
2	Годиан Суцянъ № 4–5 (Китай)	2019	уголь	600/620/620	29.84	660	48.12
3	Годянь Тайчжоу № 1–2 (Китай)	2015	уголь	600/610/610	29.84	1000	47.82
4	РДК-8 (Германия)	2013	уголь	600/620	27.5	919	47.5
5	Нордъюлланд, № 3 (Дания)	1998	уголь	580/580/580	28.5	410	47.2
6	Хуанэн Аньюань № 1–2 (Китай)	2015	уголь	600/620/620	29.84	660	46.86
7	Вайгаоцяо № 7–8 (Китай)	2008	уголь	600/600	27	1000	46.5
8	Кавагоэ № 1 (Япония)	2001	газ	593/593/593	31	1000	46
9	Ольборг, (Дания)	1997	уголь	580/580/600	28.5	400	45.7
10	Мацура № 2 (Япония)	1992	уголь	566/566/566	26	700	45.7
11	Норджил-ланд (Дания)	1998	уголь	582/580/580	29,5	385	45.4
12	Хуанэн Юйхуань, № 1 (Китай)	2007	уголь	600/600	26.25	1000	45.4
13	Скербек № 1 и 2 (Дания)	1997	газ	582/580/580	29.5	395	45.1
14	Любек (Германия)	1995	уголь	580/560	27.5	400	44.9
15	Эддистоун-1 (США)	1970	уголь	648/565/565	29,4	325	–
16	СКР-100 (Россия)	1966	уголь	650/565	29.4	100	–

Сегодня в Японии примерно 15% установленной мощности вырабатывают угольные паротурбинные ТЭС. Начальная температура пара большинства современных японских паротурбинных энергоблоков превышает 580 °С, а среднее значение КПД нетто составляет приблизительно 42%. Общая установленная мощность паротурбинных ТЭС на сверхкритических параметрах (СКП) и суперсверхкритических параметрах (ССКП) пара – 39.8 ГВт, из которых 25.8 ГВт приходится непосредственно на блоки с ССКП пара. К ПТУ на ССКП пара принято относить энергоустановки с начальной температурой 580–620 °С и начальным давлением 27–30 МПа. Как правило, такие ПТУ обладают однократным или двукратным промежуточным перегревом пара.

В Китае в регионе Внутренняя Монголия первую ТЭС на ССКП ($t_0 = 593$ °С) построили в 2003 г. с использованием импортных материалов. В 2022 г. суммарная установленная мощность энергетических блоков на ССКП пара в КНР ровнялась 313 МВт. В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков тепловых станций на суперсверхкритических параметрах, построенных в основном в Китае, Германии, Дании, Японии, Южной Корее, Индии и США. Характеристики некоторых из них представлены в табл. 3.

Дальнейшее повышение эффективности ТЭС сопряжено с переходом на более высокий уровень параметров пара: 31–36 МПа/700–760 °С, которые принято называть ультрасверхкритическими параметрами (УСКП) пара. Для создания и промышленной реализации новых технологий Европейский Союз,

США, Китай и Япония сформировали и реализовали/ют 27 крупных национальных программ с участием научных организаций и производителей энергетического оборудования. По имеющимся оценкам переход на энергоблоки с УСКП пара позволит повысить КПД нетто до 49–50%, а это сопоставимо с уровнем эффективности ПГУ на базе российских газовых турбин (52–55%).

Существенное препятствие на пути создания энергоблоков на УСКП пара – снижение ресурса и повышение стоимости оборудования вследствие увеличения рабочей температуры и давления пара.

Инновационные способы повышения конкурентоспособности ПТУ на ССКП и УСКП пара

Один из способов решения проблемы значительного роста удельной стоимости оборудования с УСКП пара – это пересмотр ряда компоновочных решений. Примерно до 2–3% общей стоимости электростанции с ультрасверхкритическими параметрами пара приходится на паропроводы, из-за чего снижение длины трубопровода в котельном агрегате становится важнейшей задачей. Учёными из НИУ “МЭИ” предложена оригинальная горизонтальная компоновка котельной установки, реализация которой позволит сократить протяжённость главных паропроводов в 3.3 раза (рис. 2).

Добиться значительного сокращения доли жаропрочных сталей и сплавов в структуре металлозатрат энергетического оборудования на ультрасверхкритических параметрах пара можно за

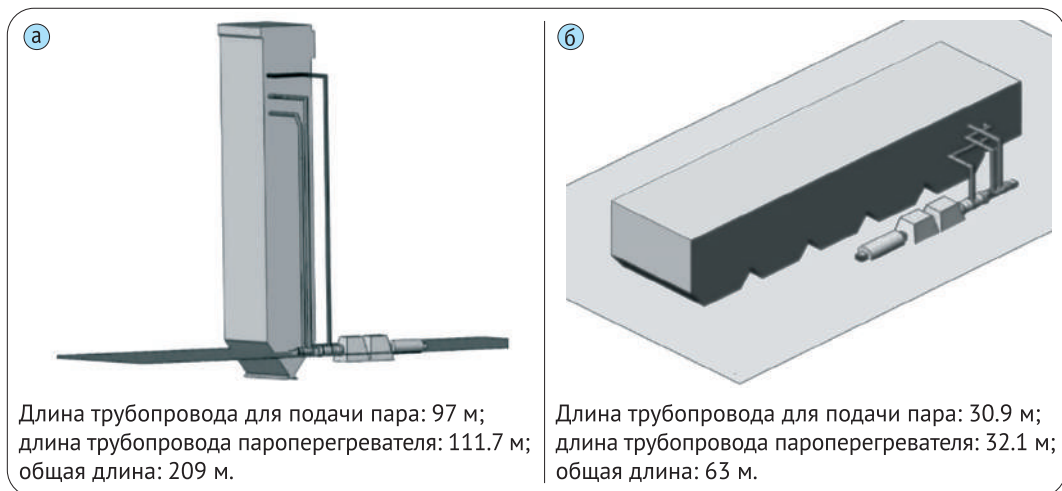


Рис. 2.
Сравнение компоновок паровых котлов:
а – башенная компоновка КУ;
б – горизонтальная компоновка КУ.

счёт применения гибридных паротурбинных установок. Перегрев пара в гибридных ПТУ осуществляется одновременно двумя способами: в котельной установке и затем в выносных камерах сгорания в результате сжигания топлива с кислородом в паровом потоке.

Гибридные ПТУ обладают рядом неоспоримых преимуществ по сравнению с традиционными паротурбинными ТЭС. Положительные стороны гибридной технологии наиболее ощутимы при переходе на ССКП и УСКП пара:

1. Выносная камера сгорания, где происходит внешний (по отношению к котлу) перегрев пара, обладает существенно более высокой объёмной теплонапряжённостью (в 10–15 раз), чем топочные камеры КУ, что обеспечивает снижение металлоёмкости высокотемпературной части оборудования, определяемое соотношением объёмных теплонапряжённостей и отноше-

нием тепловых мощностей камеры сгорания и котельной установки.

2. В выносной камере сгорания эффективность сжигания топлива выше – отсутствуют потери с уходящими газами. Эта особенность обуславливает возможность дополнительного прироста КПД нетто при переходе на повышенные параметры пара.

3. Высокотемпературный перегрев пара до ССКП и УСКП пара может осуществляться от температуры 540 °С – отметки, достигнутой отечественной энергетикой более чем 50 лет назад. Отсутствие необходимости увеличивать температуру перегретого пара свыше 540 °С при переходе на повышенные начальные параметры в силу высокой металлоёмкости котельного агрегата обеспечивает значительную по сравнению с обычными паротурбинными энергоблоками экономию, выраженную в стоимости оборудования.

4. Выносные камеры сгорания могут быть установлены в непосредственной близости от паровой турбины, благодаря чему можно до минимума сокра-

Таблица 4

Энергетические параметры ТЭС на различных параметрах пара

Тип станции	Давление, МПа	Температура пара на входе в цилиндр высокого/среднего давления, °С	КПД, %
ТЭС с докритическими параметрами пара	16,7	538/538	40.5
ТЭС со сверхкритическими параметрами пара	25	566/566	42.5
ТЭС с суперсверхкритическими параметрами пара (двукратный ПП)	29.84	600/620/620	48.12
ТЭС с ультрасверхкритическими параметрами пара (однократный ПП)	35	700/720	48.4
ТЭС с ультрасверхкритическими параметрами пара (двукратный ПП)	35	700/720/720	50
ТЭС с водородным перегревом пара	25	840/840	48.2*
ТЭС с метано-кислородным перегревом пара	14	1000/1250	51.7**
ТЭС с метано-кислородным перегревом пара	30	1250/1500	54.4

тить длину участка главных паропроводов, изготовленных из теплостойких сталей.

Охлаждение горячего тракта в паровой турбине при температурах выше 700–720 °С (подобно газовым турбинам) в совокупности с внешним перегревом пара в охлаждаемых камерах сгорания предоставляет возможность дальнейшего роста параметров пара до 1000 °С и больше, что повышает уровень конкурентоспособности ПТУ в сравнении с ПГУ. Значения энергетических параметров паротурбинных ТЭС при различных параметрах пара приведены в табл. 4.

В связи с перспективами существенного снижения стоимости основного высокотемпературного оборудования ПТУ в результате выносно-го перегрева пара при переходе на ССКП или УСКП пара, а также снятия технологического барьера на пути дальнейшего роста параметров пара до температуры 1000 °С и выше (что позволяет достичь значения КПД нетто 54.4%) гибридные паротурбинные ТЭС становятся весьма интересными как одна из возможных технологических основ развития российской теплоэнергетики наряду с парогазовыми установками.