

Использование газовых турбин для комбинированного производства энергии

Рецензия эксперта на статью получена 27.09.2019 [Expert review on the article received on September 27, 2019].

Введение

Исследуемая проблема состоит в том, что ранее в СССР, а затем в странах СНГ газотурбинные (ГТУ) и парогазовые (ПГУ) установки использовались в ограниченном количестве, несмотря на очевидность и целесообразность их широкого внедрения. В этой статье указаны основные причины и потенциальная эффективность использования газовых турбин. Рассмотрены принципиальные схемы и конструкции газотурбинных установок, технические и технико-экономические характеристики и оценка целесообразности их использования.

Актуальность проблемы заключается в том, что паротурбинные тепловые электростанции (ТЭС) исчерпали свои возможности повышения эффективности использования топлива и капитальных вложений. В мировой практике природный газ используют в первую очередь в газотурбинных и парогазовых установках. В странах СНГ до последнего времени не было достаточного опыта проектирования, строительства и эксплуатации энергетических ГТУ и ПГУ. Исследования в данной области носили, как правило, эпизодический характер. Необходимо систематизировать результаты этих исследований, провести оценку состояния исследований на мировом уровне, определить программу исследований с учётом региональных особенностей.

Основными производителями электроэнергетики в России являются мощные ГЭС, АЭС и ТЭС. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 31 марта 2019 года приведена в табл. 1.

Мощность ГТУ и ПГУ составляет 14 ГВт. Это менее 9% от всего парка тепловых электростанций ЕЭС России. Количество ТЭЦ меньшей мощности незначительно, в связи с чем теплоснабжение городов с численностью населения менее 500 тыс. человек, как правило, осуществляется от котельных

Распределение тепловых электростанций по установленной мощности следующее: ГРЭС (государственные районные электрические станции) — 38%, ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) — 30%. Развитие энергетики России было представлено в «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2012–2018 годы» (приказ Минэнерго России от 13 августа 2012 года №387).

В России действуют 163 тепловых электростанций, из которых 124 составляют ТЭЦ с давлением пара 9 МПа и более, суммарная мощность последних — 54,8 ГВт (электрическая). Эти ТЭЦ имеют следующее распределение по мощностям (табл. 2).

Мощность ГТУ и ПГУ составляет 14 ГВт. Это менее 9% от всего парка тепловых электростанций ЕЭС России. Как видно из представленных данных, количество ТЭЦ меньшей мощности незначительно, в связи с чем теплоснабжение городов с численностью населения менее 500 тыс. человек, как правило, осуществляется от котельных. За последние 20 лет доля теплофикационной выработки ТЭС уменьшилась с 34 до 28% [5].

УДК 621.438. Научная специальность: 05.23.03.

Использование газовых турбин для комбинированного производства энергии

В.А. Буланин, к.т.н., генеральный директор ООО «Инновационные технологии — Энергетика» («ИТ-Энергетика», г. Белгород)

Статья посвящена обоснованию целесообразности применения газовых турбин и газотурбинных электростанций на их основе для комбинированного производства электрической и тепловой энергии (когенерации) в системах централизованного теплоснабжения городов. Исследованы принципиальные схемы и конструкции газотурбинных установок (ГТУ), технические и технико-экономические характеристики и оценка целесообразности их использования. В результате научного исследования выявлены основные причины и потенциальная эффективность использования газовых турбин. Повсеместное (в центрах тепловых и электрических нагрузок) внедрение газотурбинных установок позволит сократить потребность экономики регионов в энергетическом топливе и обеспечить простоту энергетических мощностей без строительства новых неэкономичных и сложных паротурбинных конденсационных электростанций. Обоснована целесообразность применения ГТУ в топливно-энергетическом комплексе, промышленности, сельском хозяйстве и коммунальной энергетике при техническом перевооружении этих отраслей, проектировании и строительстве новых источников энергии.

Ключевые слова: газовая турбина, теплоэнергетика, газотурбинные установки, теплоснабжение, когенерация, впрыск пара.

UDC 621. 438. The number of scientific specialty: 05.23.03.

The use of gas turbines for cogeneration of energy

V.A. Bulanin, PhD, CEO of "Innovative technologies — Energy", LLC (Belgorod city)

The article is devoted to substantiating the feasibility of using gas turbines and gas turbine power plants based on them for combined production of electric and thermal energy (cogeneration) in district heating systems of cities. The basic schemes and designs of gas turbine units (GTU), technical and technical-economic characteristics and evaluation of the feasibility of their use are studied. As a result of scientific research, the main reasons and potential efficiency of using gas turbines have been identified. The widespread introduction of gas turbine units (in the centers of heat and electric loads) will reduce the need for energy fuel in the regional economy and ensure an increase in energy capacity without the construction of new uneconomical and complex steam turbine condensing power plants. The expediency of using GTU in the fuel and energy complex, industry, agriculture and municipal energy in the technical re-equipment of these industries, design and construction of new energy sources is justified.

Key words: gas turbine, heat power engineering, gas turbine installations, heat supply, cogeneration.

При этом, например, Белгородская область не обременена, как другие регионы, большим количеством морально и физически устаревших паротурбинных электростанций, которые даже после их технического перевооружения не смогут составить конкуренции новым электростанциям, использующим современные газотурбинные технологии. С ростом цен на энергоресурсы до уровня мировых будут расти и тарифы на электроэнергию, производимую на федеральных электростанциях. Поэтому сохранение ориентации на электроснабжение преимущественно от внешних энергоисточников, через Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ), станет фактором, сдерживающим экономический рост Белгородской области.

Кроме электроэнергетики в область по магистральным газопроводам поступает также природный газ, значительная доля которого используется неэффективно — на подогрев воды для горячего водоснабжения и отопления.

Обзор и анализ и современного состояния газовых турбин

В статье [9] рассмотрено и проанализировано состояние мирового и отечественного рынков газотурбинных установок разной мощности. Приведены прогнозы и перспективы выпуска ГТУ.

Газотурбинные установки имеют следующие преимущества [3]: малая стоимость, высокая степень автоматизации всех процессов, незначительное влияние на окружающую среду, маневренность и многое другое. Относительно малая удельная стоимость газотурбинных установок обеспечивается тем, что в схеме ГТУ отсутствуют такие дорогостоящие элементы паротурбинного цикла, как паровой котёл, конденсационная паротурбинная установка с системой технического водоснабжения, водоподготовительная установка. Все эти факторы делают газо-



Пример ГТУ — газотурбинная электростанция «Урал-4000» на базе ГТУ-4П

турбинную установку в 2–2,5 раза дешевле конденсационной электростанции соответствующей мощности.

С развитием газотурбостроения значительно улучшены технико-экономические характеристики газотурбинных установок. Турбогруппа ГТУ (компрессор, камера сгорания, газовая турбина) выполняется, как правило, как единый блок на одной раме, испытывается на заводе и при монтаже не требует разборки. Турбогруппа доставляется на стандартной железнодорожной платформе, и после монтажа её необходимо подключить только к топливopодаче и электрооборудованию. Строительные работы и монтаж ГТУ длятся от двух до шести месяцев.

КПД газотурбинных установок в последние годы повышается за счёт начальной температуры в камере сгорания до 1100 °С. Если в 1960-е годы КПД ГТУ составлял 20 %, то в настоящее время достигнут и превышен уровень 40 %. Кроме того, значительно увеличился ресурс газотурбинных установок.

К недостаткам ГТУ относят большие потери теплоты с уходящими газами, температура которых достигает 500 °С. Однако использование этой теплоты возможно, например, в котлах-утилизаторах, в топках действующих котлов.

Газотурбинные установки имеют преимущества: малая стоимость, высокая степень автоматизации всех процессов, незначительное влияние на окружающую среду, маневренность и многое другое. Относительно малая удельная стоимость газотурбинных установок обеспечивается тем, что в схеме ГТУ отсутствуют дорогостоящие элементы паротурбинного цикла

Первое практическое применение газовых турбин в энергетике относится к 1932 году, когда швейцарская компания Brown Boveri (ныне Asea Brown Boveri, ABB) применила сетевой компрессор с турбоприводом для наддува котла (так называемый «цикл Веллокса»). Первая электростанция с газовыми турбинами была пущена фирмой Escher Wyss в Швейцарии в 1939 году, и лишь к концу 1940-х годов газовые турбины нашли применение в энергетике США. В конце 1976 года установленная мощность американских ГТУ составила 45,6 ГВт, то есть приблизительно 8,5 % от мощности всех энергетических установок страны. К концу 1975 года в США в эксплуатации находились установки комбинированного цикла общей мощностью около 1000 МВт.

Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России

табл. 1

Электростанции	Установленная мощность, МВт	Установленная мощность, %
ЕЭС России, всего, в том числе:	245 810	100,00
1. Тепловые электростанции	166 070	67,56
2. Гидроэлектростанции	49 469	20,12
3. Солнечные электростанции	954	0,39
4. Ветровые электростанции	184	0,07
5. Атомные электростанции	29 132	11,85

Распределение тепловых электростанций в России по мощностям

табл. 2

Мощность ТЭЦ, МВт (эл.)	50–100	101–200	201–500	501–750	751–1000	> 1000
Количество ТЭЦ	4	12	78	18	4	8
Суммарная мощность, МВт (эл.)	267	1932	28 647	11 229	2505	10 280

Анализ новых технических решений, связанных с использованием природного газа в электроэнергетике, которые содержатся в зарубежных докладах и других материалах XIV конгресса Мировой энергетической конференции (МИРЭК) [1], свидетельствует о том, что в Западной Европе, США и Японии широко используются газотурбинные и парогазовые установки с газовыми турбинами единичной мощностью до 200 МВт и с начальной температурой до 1250 °С.

В СССР разработка стационарных газовых турбин проходила по двум основным направлениям: в качестве приводов для компрессорных станций на газопроводах и энергетических установок для несения пиковых и полупиковых нагрузок.



Город Строитель Белгородской области

Фото: Вадим Радченко, Twitter: @Aeronaut_ru

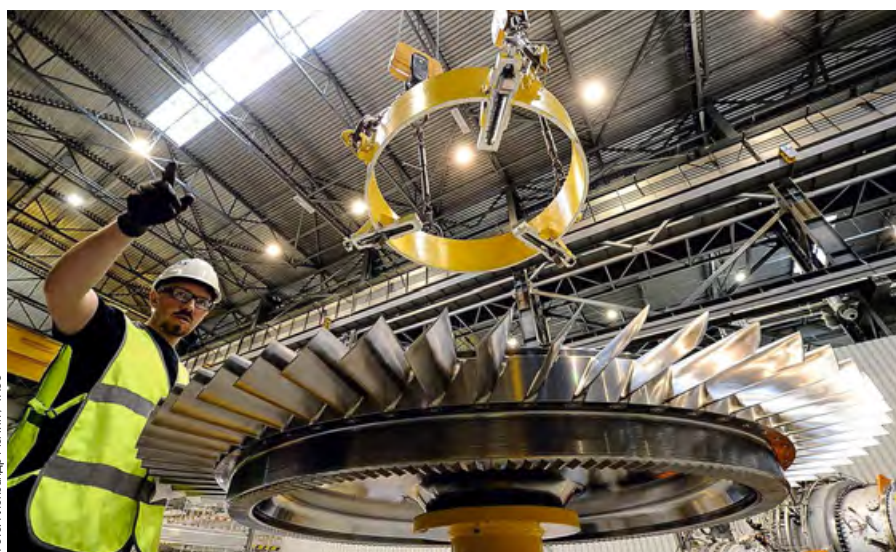


Фото: Александр Рюмин / ТАСС

Завод по производству и обслуживанию газовых турбин ООО «СТГТ»

Таким образом, основная задача советского газотурбостроения на тот период заключалась в строительстве стационарных газовых турбин для привода нагнетателей. В начале 1975 года в эксплуатации находилось более 600 установок с турбинным приводом общей мощностью более 37 ГВт. Тем не менее, к 1975 году были пущены и функционировали около 20 энергетических установок мощностью от 10 до 100 МВт. Они предназначались прежде всего для покрытия пиковых нагрузок, хотя некоторые из них применялись и как базисные. Кроме того, функционировало несколько установок комбинированного цикла.

В настоящее время в импортозамещении и локализации производства в России импортных газовых турбин намечались определённые движения. Например, ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» («СТГТ»), созданное в 2011 году в Санкт-Петербурге, занимается разработкой, сборкой, продажей и обслужива-

нием газовых турбин мощностью свыше 60 МВт для рынка России и стран СНГ, а также локализацией производства. Завод, построенный с нуля и оснащённый самым высокотехнологичным оборудованием, стал одним из крупнейших предприятий энергетического сектора в регионе. Продуктовая линейка «СТГТ» включает в себя газовые турбины SGT5-2000E мощностью 187 МВт и SGT5-4000F мощностью 329 МВт.

Правительство РФ готово предоставлять субсидии российским организациям на финансовое обеспечение части затрат на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в рамках создания производства газовых турбин большой мощности в диапазоне 60–80 и 150–180 МВт с КПД не менее 35 % в простом цикле [8]. Примером является ввод в эксплуатацию в Крыму в 2019 году двух газотурбинных электростанций мощностью по 470 МВт — Балаклавской и Таврической ТЭС.

Общее описание газотурбинных установок

Одним из наиболее важных факторов, которые должны быть изучены при разработке ГТУ, является график нагрузки системы. В тех случаях, когда установка рассчитана на использование в течение коротких отрезков времени при высокой нагрузке с частыми пусками и остановками, важно учитывать не только требуемую мощность, но и число планируемых пусков и остановов, а также скорость нагружения установки. Если имеется возможность повышать нагрузку со сравнительно малой скоростью и при этом выполнять все необходимые требования, то износ оборудования будет минимальным. При быстром пуске с быстрым нагружением межремонтный период потребует сократиться.

Как указывалось выше, одними из первых парогазовых установок, реализованных на практике, были газотурбинные надстройки к паротурбинным блокам, в которых выхлопные газы газовой турбины сбрасывались в обычный паровой котёл. Поскольку мощность газотурбинной установки по сравнению с паровой турбиной относительно была мала, этот тип устройств не позволял выявить все преимущества ПГУ.

В связи с этим для дальнейшего анализа рассматриваются две наиболее характерные разновидности парогазовых установок.

1. Парогазовая установка с высоконапорным парогенератором. В данной установке теплота к паротурбинному циклу подводится как от уходящих газов газовой турбины, так и путём расхолаживания продуктов сгорания перед газовой турбиной. Коэффициент избытка воздуха в камере сгорания близок к стехиометрическому.

2. Парогазовая установка с котлом-утилизатором. В данной установке тепло к паротурбинному циклу подводится только от уходящих газов газовой турбины. Для регулирования параметров пара в котле-утилизаторе и повышения тепловой экономичности паротурбинной части цикла возможно дожигание дополнительного топлива в содержащих остаточный кислород уходящих газах. Температура рабочего тела перед газовой турбиной поддерживается регулированием избытка воздуха.

Применение ГТУ в качестве энергетических установок

Внедрение газотурбинных установок в энергетику идёт в двух направлениях: в качестве самостоятельных энергетических установок и в составе ПГУ.

Современные газотурбинные установки мощностью 12–150 МВт с температурой газов перед турбиной 900 до 1200 °С имеют КПД на уровне 28–33 %, что обеспечивает удельные расходы топлива на выработку электроэнергии 440–370 г у.т. на 1 кВт·ч. Хотя ГТУ по экономичности заметно уступают паросиловым энергоблокам, благодаря более низким капитальным вложениям, простоте сооружений, малой потребности в охлаждающей воде и высоким маневренным характеристикам ГТУ находят применение в качестве пиковых мощностей в энергосистемах (ГРЭС-3 «Мосэнерго», Ивановская и Симферопольская ГРЭС, Краснодарская ТЭЦ) и базовых энергетических установках в отдалённых районах и изолированных энергосистемах (Якутская ГРЭС, Небит-Дагская ГРЭС, плавучие электростанции «Северное сияние», передвижные электростанции на Севере и т.п.).

Газовые турбины мощностью до 25 МВт, выполненные на базе авиационных и судовых двигателей, имеют независимые валы для привода компрессора (группы компрессоров) и генератора. Мощные современные ГТУ выполняются одновальными с единым приводом компрессора и генератора.

После освоения в энергетическом газотурбостроении газовых турбин с высокими начальными температурами газов (на уровне 1100–1300 °С) температура газов на выходе газовых турбин достигла значений 520–550 °С, и утилизация теплоты стала возможной путём выработки пара достаточных параметров для его использования в мощных паросиловых установках. При применении газовых турбин с более низкими начальными температурами газов, когда на выходе их температура составляет 350–450 °С,

По схеме парогазовой установки с высоконапорным парогенератором топливо сжигается в топке под давлением, а теплота сожжённого топлива одновременно используется для производства пара и подачи в газовую турбину горячих газов

теплота газов может использоваться в котлах паросиловой установки, для подогрева питательной воды и конденсата, для производства пара для технологических нужд, для подогрева сетевой воды.

Наиболее экономичной ПГУ является установка, работающая по чисто утилизационной схеме, в которой утилизируемая теплота уходящих газов используется для производства пара, направляемого в паровую турбину. В утилизационных ПГУ мощность газовых турбин достигает 60–65 % мощности энергоблока, а КПД нетто составляет 50–51 %. При сооружении новых мощностей на электростанции, сжигающих только газовое топливо, приоритет за ПГУ утилизационного типа неоспорим. В этом типе ПГУ максимальная единичная мощность блока определяется мощностью газовых турбин. Газотурбинная надстройка по мощности может составлять 1/3 мощности паровой турбины, а с учётом повышения мощности паровой турбины, при отключении отбора пара на подогреватель высокого давления (ПВД), мощность блока после надстройки повышается на 50 %. КПД ПГУ с вытеснением регенерации на базе блока сверхкритического давления (СКД) мощностью 300 МВт достигает 45 %.

В процессе освоения газовых турбин, когда температура газов перед газовыми турбинами определялась величиной от 700 до 800 °С, были разработаны парогазовые установки с высоконапорным парогенератором (Невинномысская ГРЭС, ПГУ-170). По схеме ПГУ с высоконапорным парогенератором (ВПГ) топливо сжигается в топке под давлением, а теплота сожжённого топлива одновременно используется для производства пара и подачи в газовую турбину горячих газов. Схема сложная, имеет дополнительные камеры сгорания, а сравнительно малая мощность газовой турбины (около 15 %) делает цикл малоэкономичным. Основным преимуществом ПГУ с ВПГ являются малые металлоёмкость и габариты котла.

Следует отметить, что для оперативного резерва и пикового режима должны выбираться наиболее дешёвые и мобильные типы газовых турбин. Для полупиковых и базовых режимов (как для авто-

номно работающих ГТУ, так и для ГТУ, работающих в составе ПГУ) должны использоваться наиболее экономичные газотурбинные двигатели.

Специфические условия эксплуатации оборудования ГТУ и ПГУ

Технические требования к ГТУ изложены в ГОСТ 29328–92 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические требования», а также в главе 4.6 «Правил технической эксплуатации электростанций и сетей».

Оборудование ГТУ выполняется в виде блочных конструкций. Блоки должны быть готовыми к монтажу без разборки и ревизии. У ГТУ со свободной турбиной более высокий уровень заброса частоты вращения при сбросах нагрузки. ГТУ с подобными турбинами не могут разворачиваться при пусках от генератора через ТПУ, но на разворот требуются значительно меньшие мощности.

Номинальная скорость пуска и нагружения устанавливается в технических условиях (ТУ) на газотурбинные установки конкретного типа заводом-изготовителем и обычно составляет для ГТУ мощностью до 25 МВт — 10 минут, для ГТУ большей мощности — до 20 минут.

Технико-экономическое обоснование применения ГТУ-ТЭЦ

Самым эффективным способом энергоснабжения и энергосбережения в мировой практике признан способ комбинированного производства электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). При этом для производства электрической энергии в газотурбинных установках используется природный газ, а для производства тепловой энергии — низкопотенциальная теплота отработавшего в турбине газа. За счёт утилизации этого тепла покрывается более 70 % годовой потребности в тепловой энергии. Водогрейные котлы, в топках которых сжигается природный газ, используются, как правило, для снятия пиковых тепловых нагрузок в наиболее холодные периоды отопительного сезона и обеспечивают выработку до 30 % годовой потребности.

ГТУ малой и средней мощности (от 2,5 до 30 МВт) найдут применение при реконструкции и модернизации систем энергоснабжения промышленных предприятий области, систем теплоснабжения ЖКХ. Газотурбинные установки большой мощности (до 100 МВт и более) целесообразно использовать в системах централизованного тепло- и электроснабжения крупных городов и горно-металлургического комплекса области.

В настоящее время известно много технологических схем ГТУ, каждая из которых учитывает специфику их применения и предъявляемые к ним требования. Они отличаются друг от друга экономичностью, параметрами и формой теплоносителя, но основная идея высокоэффективного применения ГТУ — утилизация теплоты выхлопных газов (комбинированная схема) на ГТУ-ТЭЦ.

Основными преимуществами газотурбинных электростанций являются:

- низкий удельный расход условного топлива на производство электроэнергии (150–180 г/кВт·ч) по сравнению с действующими ГРЭС (360–390 г/кВт·ч);
- меньшие на 30–70 % удельные капитальные вложения;
- сокращённые в два-три раза сроки строительства;
- низкая удельная численность эксплуатационного персонала;
- пониженные в два-три раза выбросы вредных веществ в окружающую среду;
- отсутствие потребности в системах технического водоснабжения;
- максимальная приближённость к потребителю (не требуется весьма дорогостоящее строительство дополнительных ЛЭП и подстанций 110–500 кВ);
- значительное сокращение затрат в газодобывающую отрасль и магистральные газопроводы.

При реконструкции существующих котельных дополнительную экономию можно получить путём внедрения комбинированной схемы производства энергии за счёт уменьшения затрат на строительство подъездных путей, здания для ГТУ-ТЭЦ, систем топливоподачи и дымоудаления, водоподготовительной установки и пр.

Один из показателей энергетической эффективности ТЭЦ — удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении; её зависимость на ГТУ-ТЭЦ от КПД газовой турбины представлена на рис. 1.

Применение современных газотурбинных технологий и высокий уровень их самокупаемости положительно влияет как процесс привлечения инвестиций, так и на наращивание степени надёжности и экономичности основных производств области: сельскохозяйственные перерабатывающие предприятия, горно-металлургический комплекс и др.

В городе Белгороде построены и действуют две газотурбинные ТЭЦ с утилизацией теплоты отработавших газов в котлах-утилизаторах на ГТУ-ТЭЦ «Луч» и на Белгородской ТЭЦ мощностью каждой по 60 МВт (2 × 30 МВт).

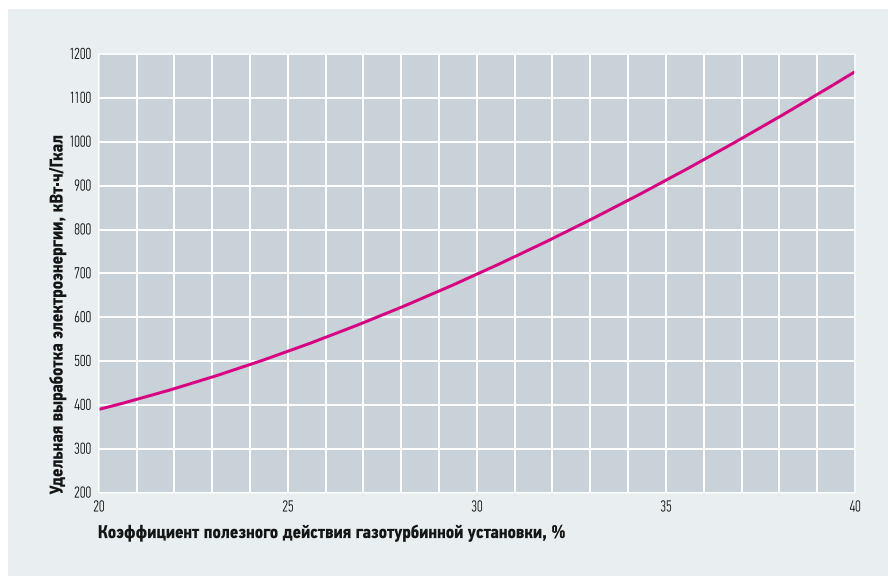


Рис. 1. Удельная выработка электроэнергии ГТУ-ТЭЦ на тепловом потреблении

Пути совершенствования теплоэнергетики Белгородской области с использованием ГТУ

Для примера возьмём Белгородскую область. Современное состояние экономики области таково, что при суммарной присоединённой нагрузке потребителей порядка 2 ГВт поставки электроэнергии на 93 % осуществляются с федеральных электростанций по магистральным линиям электропередачи — её электроснабжение полностью зависит от ситуации, складывающейся на ФОРЭМ [4]. Сохранение ориентации на электроснабжение области преимущественно от внешних энергоисточников через оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) станет одним из основных факторов, сдерживающих её экономический рост.

Основными потребителями электроэнергии в Белгородской области являются устойчиво работающие и постоянно наращивающие своё производство энергоёмкие предприятия одного из крупнейших в мире горно-металлургического комплексов. Область не обременена, как другие регионы, большим количеством морально и физически устаревших паротурбинных электростанций, которые даже после их техперевооружения не смогут составить конкуренции новым электростанциям, использующим современные газотурбинные технологии.

Кроме электроэнергии в область по магистральным газопроводам поступает также природный газ, значительная доля которого используется неэффективно — на подогрев воды для горячего водоснабжения и отопления.

Таким образом, экономика Белгородской области находится в двойной энергетической зависимости, обусловленной: постоянно возрастающим потреблением производимой в других регионах электроэнергии; ростом использования при-

родного газа для покрытия потребности промышленности, а также нагрузок отопления и горячего водоснабжения (80 %).

Подъём экономики области немыслим без снижения стоимости энергетической продукции и, как следствие, снижения затрат на производство, например, энергоёмкой продукции её горно-металлургического комплекса.

Реальный путь решения этой проблемы — сократить на 15–20 % расход природного газа в промышленности и в жилищно-коммунальном секторе за счёт внедрения энергосберегающих мероприятий и направить его на производство электроэнергии по комбинированному циклу на собственных газотурбинных ТЭЦ (ГТУ-ТЭЦ) [2]. Это, в свою очередь, на 50–70 % сократит поставки электроэнергии в область с ОРЭМ.

Одним из путей развития энергетики региона является использование в системах теплоснабжения ГТУ с энергетическим впрыском пара в камеру сгорания — ГТУ-STIG.

ГТУ с энергетическим впрыском пара в камеру сгорания

ГТУ-STIG (Steam Injection Gas Turbine) являются одним из перспективных направлений для применения в источниках централизованного теплоснабжения. Под энергетическим впрыском обычно понимают подачу в камеру сгорания газотурбинной установки пара, произведённого в котле-утилизаторе теплотой уходящих газов газовой турбины, в количестве 10–25 % по отношению к расходу воздуха, поступающего через компрессор. Такой впрыск обеспечивает значительный рост КПД (на 20–60 %) и мощности ГТУ (в 1,5–2 раза). Подробный обзор состояния разработок ГТУ-STIG (с энергетическим впрыском пара в камеру сгорания) за рубежом представлен в [6, 10–14].

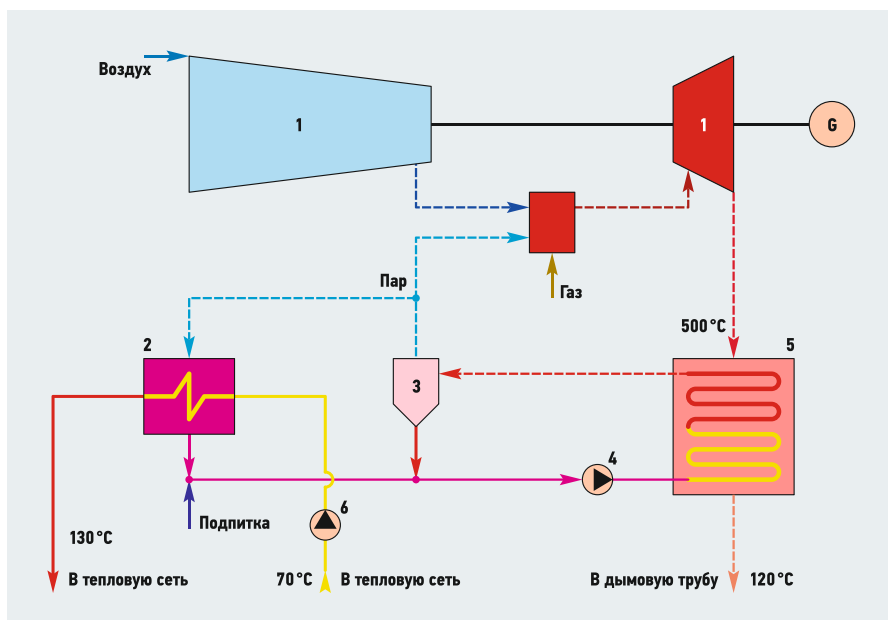


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема газотурбинной электростанции мощностью 25 МВт с энергетическим впрыском пара в камеры сгорания ГТУ (1 — ГТУ 25 МВт; 2 — пароводяной подогреватель сетевой воды производительностью 50 Гкал/ч, 850 т/ч; 3 — сепаратор пара; 4 — питательный насос; 5 — паровой котёл-утилизатор; 6 — сетевой насос)

Газотурбинные электростанции эффективнее паротурбинных, а в связи с тем, что впрыск пара в камеру сгорания ГТУ дополнительно повышает их экономичность и экологичность, целесообразнее всего их применение в системах централизованного теплоснабжения городов. ТЭЦ, источники систем теплоснабжения, размещаются, как правило, в центрах теплоснабжения в пределах радиуса эффективного теплоснабжения населённого пункта. Поэтому, исходя из вышеизложенного, предлагается в системах централизованного теплоснабжения городов, во-первых, вместо паротурбинных ТЭЦ применять газотурбинные установки, во-вторых, для более эффективного применения ГТУ целесообразно предусматривать в их технологической схеме энергетический впрыск пара.

На рис. 2 показана, как один из предпочтительных вариантов, ГТУ-ТЭЦ с впрыском пара. Эта задача актуальна, например, для Белгородской области, установленная мощность объектов генерации на территории которой — 251 МВт, из них 185 МВт приходится на ТЭЦ и 66 МВт — на станции промышленных предприятий (сахарные заводы). Эти электростанции покрывают менее 5% потребности региона в электроэнергии. Поэтому теплоснабжение потребителей обеспечивается преимущественно от отопительных котельных.

Газотурбинные установки мощностью 25 МВт работают в базовом режиме со сбросом отработавших газов с содержанием кислорода 15% и температурой 450–500 °C в ПКУ. Выработываемый пар используется: в летний период — преимущественно в качестве энергетического впрыска в ГТУ, в зимний период —

преимущественно для подогрева сетевой воды на отопление и горячее водоснабжение потребителей. Пиковая отопительная нагрузка кратковременно покрывается за счёт дополнительного сжигания природного газа в ПКУ.

Основные научно-технические проблемы, которые решаются при создании ГТУ-ТЭЦ по предложенной технологической схеме с впрыском пара в камеру сгорания: подготовка умягчённой воды требуемого качества для восполнения безвозвратных потерь пара на впрыск в камеру сгорания ГТУ с расходом ориентировочно 1 т на 1 МВт·ч; разработка проточного парового котла-утилизатора оптимальной конструкции.

Прогноз мирового выпуска газотурбинного оборудования в 2012–2021 годах представлен в [7].

Выводы

Учитывая положительный мировой опыт, уровень развития газотурбинных технологий и наличие природного газа, целесообразно и необходимо использовать ГТУ и ПГУ в топливно-энергетическом комплексе, промышленности, сельском хозяйстве и коммунальной энергетике при техническом перевооружении этих отраслей, проектировании и строительстве новых источников энергии. Повсеместное (в центрах тепловых и электрических нагрузок) внедрение газотурбинных устано-

Выработываемый пар используется в летний период преимущественно для энергетического впрыска в ГТУ, в зимний — для подогрева сетевой воды

вок позволит сократить потребность экономик регионов в энергетическом топливе и обеспечить прирост энергетических мощностей без строительства новых неэкономичных и сложных паротурбинных КЭС. Для выбора оптимальных вариантов технологических схем и оборудования ГТУ и ПГУ с учётом специфики и климатических условий региона целесообразно проведение комплекса прикладных научно-исследовательских работ. При этом необходимо максимально использовать опыт и технологии передовых зарубежных стран и России.

1. Кожуховский И.С. Перспективы развития тепловой энергетики России // Российская энергетика: VII ежегодная конференция газеты «Ведомости». — М., 2013.
2. Скиба М.В. Тенденции развития рынка газотурбинных установок // Вестник СамГУ. Серия: Экономика и управление, 2015. №9/2. С. 156–164.
3. Буланин В.А., Закидов Р.А. Пути совершенствования теплоэнергетики Узбекистана // Проблемы информатики и энергетики (Узбекистан), 1992. №2. С. 23–28.
4. Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационных турбин / В сб.: Опыт создания турбин и дизелей. — Свердловск: Средне-Уральское книжное изд-во, 1969. С. 97–102.
5. Правила предоставления из федерального бюджета субсидий российским организациям на финансовое обеспечение части затрат на проведение научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ в рамках создания производства газовых турбин большой мощности: Постановление Правительства РФ от 21.03.2019 №301-ПП.
6. Вольфберг Д.Б. XIV Конгресс мировой энергетической конференции // Энергохозяйство за рубежом, 1990. №1. С. 1–5.
7. Буланин В.А., Буланин А.В., Лапин Е.А. Газотурбинные технологии — в энергетику Белгородской области // Газотурбинные технологии, 2001. №1. С. 14–16.
8. Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики / В.М. Масленников, Ю.А. Выхубенко, В.Я. Штеренберг (СССР); Г.Р. Смитсон, Ф.Л. Робсон, А.В. Лемон, В.Т. Лохон (США). — М.: Наука, 1983. 264 с.
9. Kadi R., Bouam A., Aissani S. Analyze of gas turbine performances with the presence of the steam water in the combustion chamber. Revue des Energies Renouvelables: International Conference on Renewable Energy and Sustainable Development (ICRESDD) 2007. Tlemcen, Algeria. 2007. Pp. 327–335.
10. Haselbacher H. Performance of water/steam injected gas turbine power plants consisting of standard gas turbines and turbo expanders. International Journal of Energy Technology and Policy. 2005. Vol. 3. No. 1/2.
11. Mathioudakis K. Evaluation of steam and water injection effects on gas turbine operation using explicit analytical relations. Proc. of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy. 2002. Vol. 216. Issue 6. Pp. 419–431.
12. Cheng D.Y., Nelson A.L.C. The chronological development of the change cycle steam injected gas turbine during the past 25 years. Proc. of the American Society of Mechanical Engineers (ASME) Turbo Expo 2002. Amsterdam, Netherlands. June 3–6, 2002.
13. Zhao D., Ohno Y., Furuhashi T., Yamashita H., Arai N., Hisazumi Y. Combustion technology in a novel gas turbine system with steam injection and two-stage combustion. Journal of Chemical Engineering of Japan. 2001. Vol. 34. No. 9. Pp. 1159–1164.
14. Ольховский Г.Г., Гончаров В.В. Конструкции некоторых современных ГТУ и ПГУ и прогноз мирового выпуска газотурбинного оборудования в 2012–2021 гг. (обзор). — М.: Ассоциация газотурбинных технологий для энергетики и промышленности, 2014. References — see page 78.

The use of gas turbines for cogeneration of energy. Pp. 46–51.

Vladimir A. Bulanin, PhD, CEO of "Innovative technologies — Energy", LLC (Belgorod city)

1. I.S. Kozhuhovskij. *Perspektivy razvitiya teplovoj jenergetiki Rossii* [Prospects for the development of thermal energy in Russia]. *Rossijskaja jenergetika: VII ezhegodnaja konferencija gazety "Vedomosti"* [Russian energy: VII Annual Conference of the "Vedomosti" Newspaper]. Moscow. 2013. [In Russian]
2. M.V. Skiba. *Tendencii razvitiya rynka gazoturbinnih ustanovok* [Trends in the development of the market of gas turbine units]. *Vestnik SamGU. Serija: Jekonomika i upravlenie* [Bulletin of Samara State University. Series: Economics and Management]. 2015. No. 9/2. Pp. 156–164. [In Russian]
3. V.A. Bulanin, R.A. Zahidov. *Puti sovershenstvovaniya teplojenergetiki Uzbekistana* [Ways to improve the heat power industry of Uzbekistan]. *Problemy informatiki i jenergetiki (Uzbekistan)* [Problems of computer science and energy]. 1992. No. 2. Pp. 23–28. [In Russian]
4. G.D. Barinberg, E.I. Benenson. *Vlijanie parametrov svezhego para, promezhutochnogo peregreva i edinichnoj moshhnosti na jekonomichnost' teplofikacionnyh turbin* [The influence of the parameters of fresh steam, intermediate overheating and unit power on the efficiency of cogeneration turbines]. *V sb.: Opyt sozdaniya turbin i dizelej* [In the collection "Experience in creating turbines and diesel engines"]. Sverdlovsk. *Sredne-Ural'skoe knizhnoe izd-vo* [Middle Ural Book Publishing House]. 1969. Pp. 97–102. [In Russian]
5. *Pravila predostavlenija iz federal'nogo bjudzhetu subsidij rossijskim organizacijam na finansovoe obespechenie chasti zatrat na provedenie nauchno-issledovatel'skih, opytno-konstruktorskih i tehnologicheskikh rabot v ramkah sozdaniya proizvodstva gazovyh turbin bol'shoj moshhnosti: Postanovlenie Pravitel'stva RF ot 21.03.2019 №301-PP* [Rules for the provision of subsidies from the federal budget to Russian organizations for the financial provision of part of the costs of research, development and technological work in the framework of the creation of the production of high-power gas turbines: Resolution of the Government of Russian of March 21, 2019 No. 301-RoG]. [In Russian]
6. D.B. Vol'fberg. *XIV kongress Mirovoj jenergeticheskoj konferencii* [XIV Congress of the World Energy Conference]. *Jenergohozjajstvo za rubezhom* ["Energy economy abroad" Magazine]. 1990. No.1. Pp. 1–5. [In Russian]
7. V.A. Bulanin, A.V. Bulanin, E.A. Lapin. *Gazoturbinnye tehnologii — v jenergetiku Belgorodskoj oblasti* [Gas turbine technologies — into the energy sector of the Belgorod region]. *Gazoturbinnye tehnologii* ["Gas turbine technology" Magazine]. 2001. No. 1. Pp. 14–16. [In Russian]
8. V.M. Maslennikov, Ju.A. Vyskubenko, V.Ja. Shterenberg (USSR); G.R. Smitson, F.L. Robson, A.V. Lemon, V.T. Lohon (USA). *Parogazovye ustanovki s vnutriciklovoj gazifikaciej topliva i jekologicheskie problemy jenergetiki* [Combined cycle gas turbine gasification plants and environmental problems of energy]. Moscow. *Nauka* ["The Science" Publishers]. 1983. 264 p.
9. R. Kadi, A. Bouam, S. Aissani. Analyze of gas turbine performances with the presence of the steam water in the combustion chamber. *Revue des Energies Renouvelables: International Conference on Renewable Energy and Sustainable Development (ICRESD) 2007*. Tlemcen, Algeria. 2007. Pp. 327–335.
10. H. Haselbacher. Performance of water/steam injected gas turbine power plants consisting of standard gas turbines and turbo expanders. *International Journal of Energy Technology and Policy*. 2005. Vol. 3. No. 1/2.
11. K. Mathioudakis. Evaluation of steam and water injection effects on gas turbine operation using explicit analytical relations. *Proc. of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*. 2002. Vol. 216. Issue 6. Pp. 419–431.
12. D.Y. Cheng, A.L.C. Nelson. The chronological development of the change cycle steam injected gas turbine during the past 25 years. *Proc. of the American Society of Mechanical Engineers (ASME) Turbo Expo 2002*. Amsterdam, Netherlands. June 3–6, 2002.
13. D. Zhao, Y. Ohno, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai, Y. Hisazumi. Combustion technology in a novel gas turbine system with steam injection and two-stage combustion. *Journal of Chemical Engineering of Japan*. 2001. Vol. 34. No. 9. Pp. 1159–1164.
14. Y. Ohno, D. Zhao, T. Furuhashi, H. Yamashita, N. Arai, Y. Hisazumi. Combustion characteristics and NOX formation of a gas turbine system with steam injection and two-stage combustion. *Journal of Chemical Engineering of Japan*. 2001. Vol. XX. No. X. Pp. XX–XX.
15. G.G. Ol'hovskij, V.V. Goncharov. *Konstrukcii nekotoryh sovremennyh GTU i PGU i prognoz mirovogo vypuska gazoturbinnogo oborudovanija v 2012–2021 gg. (obzor)* [The design of some modern gas turbine plants and combined cycle plants and the forecast for the global production of gas turbine equipment in 2012–2021: An overview]. Moscow. *Associacija gazoturbinnih tehnologij dlja jenergetiki i promyshlennosti* [Association of gas turbine technologies for energy and industry of Russia]. 2014. [In Russian]