

ИССЛЕДОВАНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, РАСЧЕТЫ

ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ ОДНО- И МНОВАЛЬНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

К.т.н. Неуймин В.М.¹ (ОАО «ОГК-4»), к.т.н. Рабенко В.С.² (ИГЭУ)

АННОТАЦИЯ: Представлены основные характеристики одно- и мновальных ПГУ, которые могут быть использованы генерирующими компаниями Российской Федерации для подготовки предТЭО сооружения современных энергоблоков ТЭС.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газотурбинная установка, парогазовая установка, надежность, экономичность.

Россия – обладатель одной из крупнейших в мире энергосистем. Установленные мощности КЭС (ГРЭС) и ТЭС страны примерно равны. Состав эксплуатируемого на ТЭС тепломеханического оборудования показан, например, в работе [1]. Уровень надёжности работы котлов и турбин ТЭС, входящих в состав Холдинга РАО «ЕЭС России», приведен в работе [2]. Топливный баланс ТЭС на 2/3 (~68%) состоит из природного газа и до 1/3 (~25%) – из твёрдого топлива (в основном – каменного угля) и незначительных количеств топочного мазута (~2%). Установленная мощность ТЭС страны ежегодно используется в среднем на 50 – 60%. Особенно высокий уровень энергопотребления наблюдается в центральном и уральском регионах страны.

Использование природного/попутного газа в парогазовом цикле на основе современных газовых турбин позволяет существенно повысить экономичность и удовлетворить возрастающие требования по экологии при выработке электрической и тепловой энергии.

Объём заказов энергетических ГТУ в мире в середине первого десятилетия наступившего века ежегодно превышает 100 млн. кВт. При этом более 60% ГТУ изготавливалось для работы в составе крупных (средней мощностью 350-380 МВт) ПГУ бинарного типа [4].

Ещё 12 лет назад на долю ПГУ приходилось ~35% общего объёма новых генерирующих мощностей, вводимых на ТЭС стран мира [5]. В эксплуатации находится ~300 ПГУ.

Показатели готовности ПГУ приведены в работах [6, 7]. Техничко-экономические показатели современных ГТУ и ПГУ на их основе достаточно высоки: КПД ГТУ мощностью 265 – 310 МВт достигает 38 – 39%, а КПД ПГУ на их основе ~58 – 60% [3, 4, 8].

Генерирующие компании страны, созданные в процессе реформирования российской электроэнергетики, проявляют неподдельный интерес к освоению ПГУ. Однако они «варятся в

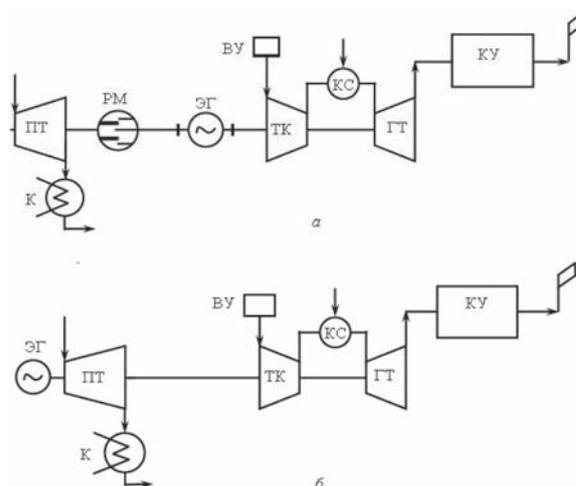


Рис. 1. Структурная схема одновальной ГТУ: а – компоновка с расцепной муфтой; б – компоновка без расцепной муфты

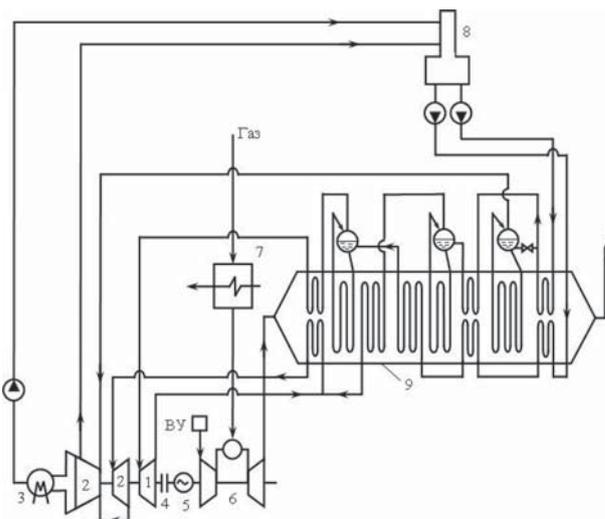


Рис. 2. Принципиальная схема одновальной ПГУ мощностью 360 МВт на базе ГТУ GT26 ABB ТЭС Tarakanoko с расцепной муфтой: 1 – ЦВД; 2 – ЦСНД; 3 – конденсатор; 4 – расцепная муфта; 5 – генератор; 6 – ГТУ; 7 – подогреватель топлива (газа); 8 – деаэрактор; 9 – горизонтальный котел-утилизатор; ВУ – воздухоочистительное устройство

¹ 119017, г. Москва, ул. Б. Ордынка, д.40, стр.4, (495) 411-50-55

² 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, д. 34, тел. (4932) 33 89 33

собственном соку» в вопросе выбора типов ПГУ при реализации своих инвестиционных программ в рамках среднесрочной перспективы: научно-обоснованных рекомендаций по выбору конкретных типов ПГУ для региональных условий страны научно-исследовательские и проектные организации отрасли генерирующим компаниям до настоящего времени не предоставили.

Предложения по техническому перевооружению ТЭС путём реконструкции (расширения) и первый опыт освоения новых энергоблоков на ТЭС страны изложен в целой серии работ, в т.ч. в работах [1, 4, 8 – 15].

Планируется построить ограниченное число бинарных установок типа ПГУ-450 мощностью 450 МВт с газовыми турбинами типа ГТЭ-160 мощностью 160 МВт отечественного производства (прототип изделия V94.2 (современное обозначение – SGC5-2000E), изготавливаемого фирмой Сименс). Следует особо отметить, что филиалами ОАО «ОГК», «ТГК» принят для ввода в указанный период преимущественно одновальный энергоблок типа ПГУ-400 (410, 420) мощностью ~ 400 МВт на базе энергетического оборудования исключительно зарубежной поставки.

Рассмотрим достоинства и недостатки одно- и многовальных ПГУ, имеющих различные схемные решения. При этом частично используем информацию, представленную Вице-Президентом Bechtel Power Corporation (Maryland USA) на ASME TURBOEXPO 8 – 11 мая 2000 (Munich Germany).

ПГУ с расположением в плане турбогенератора, ГТУ и паровой турбины на общем валу носит название одновальной («1–1»), рис. 1, 2. При этом паровая турбина может присоединяться к валу посредством расцепной муфты или без нее. ПГУ, в которой паровая турбина приводит во вращение отдельный турбогенератор, называется многовальной (число ГТУ в ней может быть равно 1÷4: «1+1»; «2+1»; «3+1»; «4+1»). Конфигурации ПГУ по схемам «3+1», «4+1» встречается достаточно редко.

ПГУ конфигурации «1+1» может выполняться как в многовальном, так и в одновальном исполнении. В одновальной конструкции ПГУ газовая и паровая турбины соединены с одним турбогенератором, что обеспечивает снижение капитальных вложений за счет сокращения вспомогательного оборудования в энергоблоке.

В многовальной ПГУ газовая и паровая турбины сопряжены напрямую с собственными турбогенераторами (рис. 3).

Конфигурация ПГУ, выполненной по схеме дубли-блока («2+1»), состоит из двух полублоков и включает две газовые турбины, каждая из которых сопряжена с собственным котлом-утилизатором, и единую на ПГУ паровую турбину с конденсатором (рис.4). Такое решение допускает большую гибкость в работе: если потребность в электроэнергии невелика, то один полублок (газовая турбина

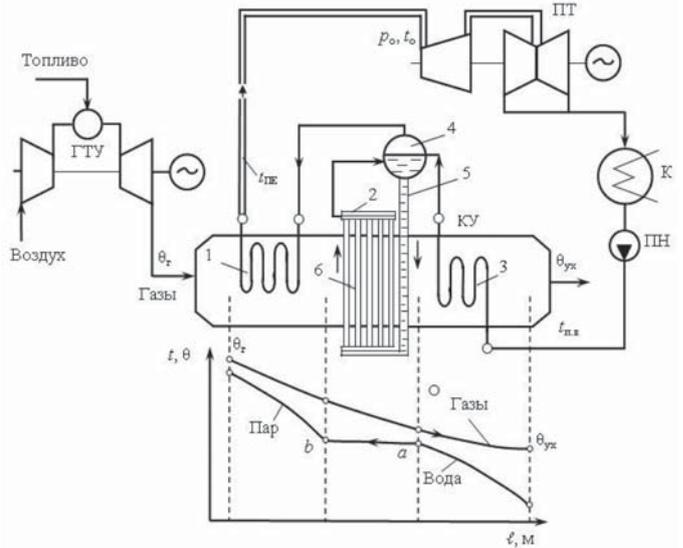


Рис. 3. Принципиальная схема одноконтурной ПГУ утилизационного типа: 1 – пароперегреватель; 2 – испаритель; 3 – экономайзер; 4 – барабан; 5 – опускные трубы; 6 – испарительные трубы

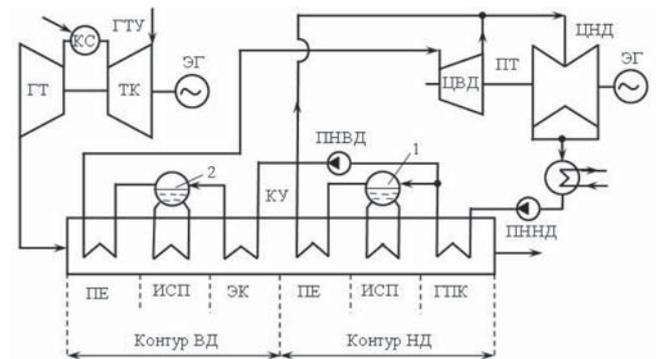


Рис. 4. Принципиальная схема двухконтурной утилизационной ПГУ

со своим котлом-утилизатором) можно отключить, в то время как другой аналогичный полублок будет работать на полную мощность, обеспечивая высокую эффективность ПГУ.

В мировой практике реализованы одновальные ПГУ двух разновидностей:

- с расцепной синхронизирующей муфтой, присоединяющей ротор паровой турбины к ротору турбогенератора при достижении синхронной частоты вращения (главной проблемой обслуживания является извлечение ротора турбогенератора при ремонтах);

- с единым валопроводом, состоящим последовательно из ротора ГТУ, ротора паровой турбины, ротора турбогенератора, соединённых жёсткими муфтами (главная проблема обслуживания – разворот длинного массивного валопровода при пуске, делающий необходимым использование отдельной котельной).

Самосинхронизирующиеся расцепные муфты для соединения двух вращающихся валов приме-

няются давно. Однако, передача через них мощности свыше 100 МВт – дело относительно новое. Оно требует дополнительного пространства, увеличивает капитальные затраты и расходы на ремонт и техническое обслуживание, потенциально уменьшает коэффициент готовности ПГУ.

Применение расцепной муфты в одновальном ПГУ создаёт возможность простого и быстрого пуска (как и многовальных ПГУ) без установки вспомогательного парового котла.

Важнейшим недостатком при использовании в схемах ПГУ расцепной муфты является усложнение и удорожание установки турбогенератора, осуществление его ремонтов, а также и выдачи мощности из-за расположения в середине валопровода.

Применение расцепной муфты в одновальном ПГУ позволяет получить ряд преимуществ:

- исключается вспомогательный котёл для пуска;
- уменьшается мощность тиристорного пускового устройства;
- допускается возможность автономной работы ПГУ;
- возможно использование паровой турбины с боковым выхлопом.

К недостаткам применения расцепной муфты в одновальном ПГУ могут быть отнесены:

- увеличение глубины и длины машзала главного корпуса;
- увеличение длины критических паропроводов (паропроводов горячей и холодной ниток промпрегрева);
- усложнение работы валопровода на скручивание;
- усложнение установки турбогенератора и удорожание вывода мощности;
- увеличение капитальных затрат и расходов на ремонты и обслуживание;
- снижение коэффициента готовности ПГУ.

Основные показатели современных мощных одно- и многовальных ПГУ при частоте вращения валов 50 Гц показаны в табл. 1.

Преимуществом одновального ПГУ типа «1–1» является возможность использования одного турбогенератора, одного трансформатора и одной связанной с ними электрической системы вместо двух. При использовании в схеме ПГУ двух или

трёх ГТУ это преимущество уменьшается. При схеме ПГУ «3+1», т.е. 3xГТУ+1xПТ, необходимо 4 турбогенератора, а для трёх моноблоков той же мощности – только 3 турбогенератора. Для рассматриваемых ПГУ крупным недостатком моноблоков является большое число паровых турбин, конденсаторов, возможно, градирен и циркуляционных систем.

В ПГУ, выполненных по схеме «2+1» и «3+1», с ростом мощности остаётся одна паровая турбина, один конденсатор, одна система отвода тепла (увеличиваются лишь их геометрические размеры), снижаются удельные капитальные вложения.

Конфигурация площадки для размещения ПГУ обычно не является критичной. Для одновального ПГУ идеальны длинные узкие площадки.

Мощные паровые турбины обычно выполняются с выхлопом пара вниз и размещаются на отметке ~ 10,0 м, под которой находится конденсатор.

При использовании паровых турбин с нижним выхлопом здание получается более высоким и дорогостоящим.

Одновальные ПГУ с расположением турбогенератора между турбинами требуют большей ширины здания: требуется дополнительное пространство для сдвижки турбогенератора для выемки и контроля ротора. Это увеличивает затраты на здание, на фундамент турбогенератора, на кран с увеличенным пролётом.

Проектные соображения

Компоновка. Многовальные ПГУ создают больше возможностей для оптимизации компоновки: легче избежать взаимного наложения (пересечения) паропроводов, воздухозаборного канала, конденсатора и каналов вывода электроэнергии. Одной из основных особенностей является то, что паропроводы не требуется трассировать параллельно оси ГТУ. Воздухозабор ГТУ мало влияет на общую компоновку, может осуществляться как сверху, так и сбоку. Расположение котлоутилизаторов относительно паровой турбины создаёт естественные условия для компенсации тепловых расширений паропроводов. Можно более свободно выбирать осевой, боковой или нижний выхлоп паровой турбины.

В одновальном ПГУ с расцепной муфтой или без неё возникают трудности с ремонтом ГТУ передвижным краном в связи с боковым расположением воздухозаборного устройства и подводом воздуха. Для обеспечения доступа крана к оборудованию с одной из сторон трассы паропроводов должны прокладываться со стороны воздухозабора. При использовании козлового или мостового крана на ТЭС не-

Таблица 1. Основные показатели современных мощных одно- и многовальных ПГУ при частоте вращения валов 50 Гц

Показатели ПГУ	Тип и схема ПГУ					
	Одновальная			Многовальная		
	«1+1»	2 x («1+1»)	3 x («1+1»)	«1+1»	«2+1»	«3+1»
Общая мощность ТЭС, МВт	390	780	1170	390	780	1170
Мощность ГТУ, МВт	1 x 260	2 x 260	3 x 260	260	2 x 260	3 x 260
Мощность паровой турбины, МВт	1 x 130	2 x 130	3 x 130	130	260	390
Мощность турбогенератора, МВт	1 x 390	2 x 390	3 x 390	260+130	3 x 260	3x260 + 1x390

сколькими одновальными ПГУ каждый энергоблок должен оснащаться своим краном, тогда как в многовальной ПГУ все ГТУ и паровая турбина обслуживаются одним краном.

В одновальной ПГУ с расцепной муфтой длина паропроводов оказывается наибольшей и может потребоваться устройство петель для компенсации их температурных расширений.

В многовальной ПГУ с одной ГТУ длина критических паропроводов существенно меньше.

Важным недостатком одновальной ПГУ с расцепной муфтой и центральным расположением турбогенератора является увеличение длины шин вывода мощности и увеличение ширины машзала в связи с их трассировкой; увеличивается площадь ПГУ в плане и, соответственно, стоимость машзала. Для указанных ПГУ доступ к ротору турбогенератора при ремонтах требует смещения вбок всего турбогенератора, что увеличивает продолжительность и стоимость ремонтных работ.

Традиции советской школы проектирования складывались в те времена, когда заказчики стремились захватить как можно больше территории вокруг стоящих ТЭС, на которой впоследствии располагались многочисленные вспомогательные сооружения самой электростанции и сооружения подрядных организаций. Действующее законодательство страны полностью освобождало строительство от выплат налогов за пользование землей. В результате действующие ТЭС располагают большими территориями, поддерживать в рабочем порядке которые – довольно трудоёмкий и затратный процесс. Это же самое можно отметить и про главные корпуса электростанций. Сложившийся подход к проектированию ТЭС существенно влияет на стоимость строительства новых электростанций или техническое перевооружение путём реконструкции (расширения) действующих энергообъектов. Опыт строительства зарубежных ТЭС свидетельствует о том, что главный корпус может быть размещён на территории вдвое меньшей, чем принимается в настоящее время для ТЭС, строительство которых осуществляется в рамках инвестиционной программы ОАО РАО «ЕЭС России» на 2006 – 2010 гг. [9].

В качестве примера обратимся к компоновочным решениям по главному корпусу ПГУ-ТЭС, принятыми зарубежными и российскими проектантами.

Габариты главного корпуса энергоблока ПГУ-450 (Северо-западная ТЭЦ, Россия, проектант – ОАО «ТЭП») располагаются на площади, равной 15600 кв. м, в то время как специалисты ведущих мировых фирм более мощные ПГУ располагают на площади почти в 2 раза меньшей: главный корпус ПГУ-490 занимает 7884 кв. м, а ПГУ-500-7500 кв. м. Следует отметить, что компоновка оборудования внутри главного корпуса, принятая для Северо-западной ТЭЦ, начала «клонироваться» и на других стройках: по аналогичному проекту

были построены главные корпуса ПГУ энергоблоков филиала «Калининградская ТЭЦ», филиала «Ивановские ПГУ» (ЗАО «ИнтерРАО»), филиала «ТЭЦ-27» и филиала «ТЭЦ-21» ОАО «ТГК-3» (ОАО «Мосэнерго»).

В качестве типового принятое решение может распространяться и на другие стройки. Однако это не самый лучший проект. Наиболее удачными представляются компоновочные решения проектировщиков фирмы «Дженерал электрик». Паровая турбина в разработанных ею проектах установлена между котлами-утилизаторами, что позволяет существенно сократить длину (следовательно, и сопротивление) паропроводов, более рационально спроектировать кабельные трассы и др. Аналогичные замечания можно предъявить и к проекту ПГУ-325 (филиал «Ивановские ПГУ» ЗАО «ИнтерРАО»).

На данном фоне особенно выделяются компоновочные решения Сочинской ТЭЦ: энергоблок мощностью 82 МВт занимает площадь 4000 кв. м. Если бы, по примеру проектировщиков фирмы «Дженерал электрик», паровую турбину разместить между котлами-утилизаторами, то на данной строительной площадке можно было бы разместить две ПГУ (на Сочинской ТЭЦ начато строительство энергоблока № 2, на котором компоновка основного оборудования повторяет решения первого энергоблока). В дальнейшем, на указанной ТЭЦ предполагается строительство энергоблока № 3, для которого опять нужно будет готовить новую площадку (при разумном подходе этого можно было бы избежать) [9].

Тепломеханическое оборудование.

Многовальные ПГУ с одной паровой турбиной большой мощности позволяют применять более экономичный паровой цикл с повышенным давлением острого пара. Увеличение мощности даёт экономию на паровой турбине, конденсаторе и связанном с ним оборудовании (вакуумные насосы, конденсатные насосы и др.). Меньшее количество вращающегося оборудования в энергоблоке уменьшает число электрических контуров.

Одновальная ПГУ без расцепной муфты нуждается во внешнем источнике пара для уплотнения цилиндров и охлаждения паровой турбины во время пуска. Обычно, это вспомогательный котёл средних размеров со своими системами подачи воздуха и питательной воды и соответствующими собственными нуждами. Указанное оборудование требует дополнительной площади для своего размещения и увеличивает стоимость ТЭС.

Безусловно, внешний источник пара был бы крайне полезен для ускорения пуска и многовальных ПГУ или одновальных ПГУ с расцепной муфтой. Однако, на ПГУ-ТЭС установку вспомогательных котлов по экономическим соображениям всюду стремятся избегать. Кроме того, вспомогательные котлы являются дополнитель-

ным источником выбросов, затрудняющим согласование площадки строительства ПГУ.

Система байпасов сброса пара в конденсатор помимо паровой турбины в режимах пуска и останова важна и сложна, добавляет заметную часть стоимости ТЭС. Её размеры (40, 70, и 100% и т.д.) зависят от предполагаемых режимов работы, а для одновальных ПГУ – от наличия/отсутствия расцепной муфты. Наибольшие размеры байпасов требуются в одновальной ПГУ без расцепной муфты: при развороте приходится прибегать к форсированию путём повышения температуры газов для преодоления инерции и ГТУ и паровой турбины.

Для комбинированной выработки электроэнергии и тепла на ПГУ-ТЭЦ многовальные ПГУ-Т дешевле и обладают большей гибкостью, чем несколько одновальных ПГУ-Т на ту же мощность, а именно: при регулировании парового коллектора, применении дополнительного сжигания топлива перед котлом-утилизатором, регулировании отборов и противодействия паровой турбины, поскольку они не столь жёстко привязаны к ГТУ.

Обеспечение различных паровых и электрических нагрузок осуществляется легче и более экономично от одной мощной паровой турбины, чем от нескольких турбин меньшей мощности.

Энергомашиностроительными фирмами разработаны и внедрены последние ступени для паровых турбин с большой кольцевой площадью выхода отработанного пара. Так, фирма Сименс в качестве стандартной использует последнюю ступень с площадью выхлопа 12,5 кв. м (для сравнения: аналогичная площадь последней ступени со стальными лопатками турбины К-300-23,5 равна 7,6 кв. м). Наличие в турбине одного выходного диффузора потока отработавшего пара позволило использовать осевой диффузор и аксиальный конденсатор и тем самым исключить необходимость в подвальном помещении, что, в свою очередь, позволило разместить оборудование конденсационной ПГУ на нулевой отметке главного корпуса и перейти на одновальную конструкцию ПГУ. Компактные конденсационные паровые турбины на расходы пара 300 – 400 т/ч с одним выхлопом (используются в ПГУ-400) состоят из двух цилиндров: ЦВД, из которого пар поступает на промперегрев, и ЦСНД, совмещающего в себе в одном потоке проточные части ЦСД и ЦНД. Пар в ЦСНД поступает после смешения пара, выходящего из ЦВД, с паром контура среднего давления котла-утилизатора и после его последующего перегрева в промежуточном пароперегревателе.

Электротехническое оборудование.

Большую электрическую мощность турбогенераторов и главных трансформаторов следует учитывать при оценке расходов на трассировку кабелей, выполнение монтажных и ремонтных работ.

При использовании расцепной муфты в одновальной ПГУ необходимо осуществление специ-

альных мероприятий, связанных с монтажом и дальнейшим ремонтом с выемкой ротора турбогенератора. При этом длина кабельных каналов для вывода мощности на главный трансформатор увеличивается на ~30 м. Если пуск ГТУ осуществляется через тиристорное пусковое устройство, наличие на валу более мощного электрического турбогенератора с большей массой ротора требует для разворота ГТУ значительного увеличения мощности системы пуска, мощности собственных нужд и обслуживающего трансформатора, а при необходимости, и оборудования для автономного пуска.

На два одновальных энергоблока ПГУ требуется 2 трансформатора собственных нужд, тогда как для многовальной ПГУ той же мощности, выполненной по схеме «2-1», – только 1 трансформатор собственных нужд (собственные нужды ПГУ питаются из одного источника). Общее количество кабелей и выводов в электрической части ТЭС с одновальными ПГУ меньше вследствие на единицу меньшего количества турбогенераторов главных трансформаторов и систем возбуждения. Данное преимущество нивелируется наличием дополнительной паровой турбины со своими системами контроля и управления, а также системой отвода тепла. Большой объём здания под одновальные ПГУ также увеличивает среднюю длину трасс и стоимость строительства.

ТЭС с одновальными ПГУ требует на одну ячейку распредустройства меньше (стоимость распредустройства будет ниже), чем с многовальными установками. Экономия будет зависеть от схемы и напряжения распредустройства.

Строительная часть. Задачей проекта строительства ПГУ является уменьшение площади и объёма здания (уменьшение стоимости фундамента и строительства, уменьшение затрат на отопление и вентиляцию, трубопроводы, электропитание, оборудование и др.) при сохранении благоприятных условий для ремонтного обслуживания.

Трудозатраты на строительство и его стоимость зависят от сложности проекта, массо-габаритных характеристик применяемого оборудования, общего количества комплектующих, кабельной продукции и материалов, которые предстоит использовать, от сроков реализации проекта. Производительность труда на объекте зависит также от подготовленности стройплощадки, сменности работы, типа турбогенератора и гибкости графика строительства.

Многовальные ПГУ допускают большую гибкость графика строительства. Одновальные ПГУ с расцепной муфтой и центральным расположением турбогенератора требуют наиболее филигранной работы. Процедура установки на одной оси основного оборудования для одновальной ПГУ приводит к более жёсткому графику выполнения строительно-монтажных работ. Центровка валопровода одновальных ПГУ сложнее и более длительна по времени.

Таблица 2. Отношение строительных частей одно- и многовальнй ПГУ одинаковой мощности.

Тип ПГУ	Схема ПГУ	
	Многовальная ПГУ, выполненная по схеме «2+1»	Две одновальнй ПГУ с расцепной муфтой, выполненные по схеме «1-1»
Объём здания, %/%	1,00	1,20
Площадь машзала главного корпуса, %/%	1,00	1,20
Площадь застройки (земли), %/%	1,00	1,35

В одновальнй ПГУ без расцепной муфты фундамент паровой турбины необходимо поднимать для устройства нижнего выхлопа. Это влияет на конструкцию здания и выбор мостового крана (если он предусматривается проектом). Всё это увеличивает продолжительность и материалоемкость, а, следовательно, и стоимость строительства ПГУ.

Сроки строительства одно- и многовальнй ПГУ могут быть близки. Однако большая сложность строительно-монтажных работ на ТЭС с одновальными ПГУ и их единый фундамент требуют дополнительных расходов и больших затрат времени на выполнение нулевого цикла работ по сравнению с ТЭС с многовальными ПГУ.

Перемещение, ремонт турбогенератора массой ~ 200 т, расположенного в середине валопровода одновальнй ПГУ, и восстановление его положения после ремонта также требуют большего времени.

Сравнение двух произвольных ПГУ-ТЭС одинаковой мощности по относительным параметрам строительной части (объём здания, площади машзала и застройки), приведено в табл. 2.

Соотношение стоимостей строительства ПГУ

Строительная часть ТЭС с одновальнй ПГУ стоит на 2 – 4 доллара США/кВт дороже строительной части ТЭС с многовальнй ПГУ вследствие большего объёма здания, особенно закрытого, нуждающегося в освещении, отоплении и вентиляции, и более сложного фундамента, необходимого для ремонта турбогенератора.

Расстояние от котла-утилизатора до паровой турбины и конденсатора в одновальнй ПГУ без расцепной муфты больше, а с муфтой – намного больше, чем в многовальнй ПГУ. Это приводит к увеличению на 10 – 20% количества (массы) очень дорогих главного паропровода, паропроводов промперегрева (горячих и холодных ниток) и

трубопроводов питательной воды в одновальнй ПГУ.

По сравнению с многовальнй ПГУ для двух одновальнй ПГУ той же мощности количество механического оборудования и трубопроводов увеличивается почти вдвое: два конденсатора, две градирни, две циркуляционные системы.

В целом, эти две особенности увеличивают удельную стоимость ТЭС с одновальнй ПГУ на 3 – 4 доллара США/кВт.

Разница в стоимости трубопроводов пароводяного тракта в ПГУ с расцепной муфтой и без неё компенсируется стоимостью вспомогательного котла, необходимого при отсутствии муфты, для уплотнения и охлаждения паровой турбины, которая вместе с питательной установкой, вентилятором добавляет к стоимости ТЭС 1 – 2 доллара США/кВт.

В отличие от бытующих представлений стоимость электротехнической части одновальнй ПГУ, включая стоимость распределительных устройств, и стоимость электротехнической части многовальнй ПГУ одинаковой мощности практически одинаковы. Экономия от уменьшения числа главных трансформаторов (2 вместо 3) в одновальнй ПГУ более, чем перекрывается: увеличением стоимости шин вывода мощности (повышение мощности тока и мощности короткого замыкания, увеличенная длина); увеличением с 1 до 2 числа трансформаторов собственных нужд и выключателей в многовальнй ПГУ.

Разница в стоимости электротехнической части ПГУ, выполненной по схеме «3 – 1», и трёх одновальнй ПГУ втрое меньшей мощности, будет больше. Стоимость электротехнической части многовальнй ПГУ, выполненной по схеме «1 – 1», превышает стоимость одновальнй ПГУ аналогичной мощности.

Стоимость электротехнической части одновальнй ПГУ ниже, чем у многовальнй ПГУ, за счёт меньшего на одну числа ячеек распределительных устройств ТЭС.

Учитывая особенности строительства одинаковых по мощности одновальнй и многовальнй ПГУ, приводим соотношение их полных стоимостей (табл. 3).

Пределы изменения разницы в стоимости ПГУ характеризуют особенности площадок строительства.

Бытующее представление о том, что одноваль-

Таблица 3. Соотношение стоимостей строительства одинаковых по мощности одно- и многовальнй ПГУ*

Число ПГУ на ТЭС	Одновальная ПГУ	Многовальная ПГУ
1	Разница в стоимости составляет +/- 2%	
22	Дороже на (2-4)%	Дешевле на (2-4)%
3	Дороже на (4-6)%	Дешевле на (4-6)%

* Абсолютные значения полной стоимости строительства различных энергоблоков, включая стоимости строительства различных ПГУ, по состоянию на начало и середину нового тысячелетия приведены в работе [9]. В российской электроэнергетике стоимость завершённого в третьем тысячелетии и нового строительства ПГУ вдвое превышают аналогичную стоимость энергоблоков, сооружённых на ТЭС мира в указанный период.

ные ПГУ дешевле, компактнее и экономичнее многовальных ПГУ, спорно.

Одновальные ПГУ с расцепной муфтой, обеспечивающей, примерно, такую же, как и многовальные ПГУ гибкость при пуско-наладке, нормальных пусках и эксплуатации, занимают больше места, чем многовальные ПГУ.

КПД одновальных ПГУ при нагрузках 50-100 % от номинальной ниже КПД многовальных ПГУ.

Некоторые особенности ввода ПГУ в эксплуатацию и эксплуатации ПГУ

Режимы пуска одновальных ПГУ определяются наличием/отсутствием расцепной муфты. ПГУ с муфтой пускается практически аналогично пуску многовальной ПГУ.

В одновальной ПГУ без расцепной муфты зажигание топлива в ГТУ невозможно до того, как паровая турбина и весь паровой контур (конденсатор, паропроводы и т.д.) не будут полностью готовы к работе (турбоустановка должна держать вакуум, должна быть готовой принять пар с параметрами, характерными для толчка ротора, последние ступени паровой турбины должны охлаждаться низкопотенциальным паром или мелкодисперсной влагой).

Многовальные ПГУ более гибки. Они не нуждаются в стороннем источнике пара для вращения и охлаждения паровой турбины при пуске ГТУ. Паровая турбина проворачивается ВПУ, а вырабатываемый при работе ГТУ пар сбрасывается через систему байпасов до достижения требуемых для работы параметров.

Пуск одновальной ПГУ после монтажа требует более детального планирования; с нею меньше возможностей, чем на многовальной ПГУ. Все системы ТЭС должны быть закончены и испытаны перед первым горячим пуском ГТУ, а все системы управления – подготовлены для автоматического режима работы. Любая трудность с оборудованием, находящимся на общем валу (повышенная вибрация, повышенная температура подшипников, отказы приборов и т.д.), вызывает удлинение периода пуска энергоблока. Критический путь пуска одновальной ПГУ проходит через первое зажигание топлива в ГТУ, которое происходит до паровой продувки.

В многовальной ПГУ критический путь пуска проходит через толчок паровой турбины, который назначается обычно через месяц после начала пусковых работ. Продолжительность пуско-наладочных работ на ПГУ обоих типов примерно одинакова. Однако, для одновальных ПГУ необходимость более тщательного сетевого планирования и составления детальных свободных графиков увеличивает затраты на проектирование.

В целом, можно принять, что продолжительность пуска ПГУ обоих типов, стоимость их текущих (несмотря на извлечение ротора турбогенератора у одновальной ПГУ) и капитальных ремонтов, экономия, связанная с меньшим коли-

чеством основного оборудования у одновальной ПГУ, теряется вследствие увеличения габаритных размеров оборудования.

В ПГУ стоимость топлива обычно превышает 60% стоимости электроэнергии. КПД ПГУ имеет важнейшее значение, особенно при нагрузках 50-100% от номинальной.

Сравним показатели экономичности работы одной многовальной ПГУ (схема «2+1») и двух одновальных ПГУ (схема 2х «1+1») одинаковой мощности с расцепными муфтами (в сумме равной мощности двухвальной ПГУ) при их эксплуатации на частоте 50 Гц. Многовальная ПГУ, выполненная по схеме «2+1», на полной нагрузке на 0,5% более экономична, чем две одинаковые одновальные ПГУ меньшей мощности (разница в экономичности установок возрастает до 1,0% при 50%-ой нагрузке, когда работают обе ГТУ). Разница в экономичности объясняется более высокой экономичностью паровой турбины большей мощности и возможностью использования в ней высоких давлений острого пара (например, переход от турбины с давлением 10,1 МПа к более мощной турбине с давлением 12,5 МПа увеличивает КПД турбины на 0,9%, а экономичность ПГУ – на 0,3%).

ТЭС с двумя одновальными ПГУ будет предпочтительнее ТЭС с одной многовальной ПГУ большой мощности при нагрузке ниже 50%-ой суммарной нагрузки, так как одна одновальная ПГУ может быть остановлена, а вторая может работать на скользящем давлении. В этих условиях в многовальной ПГУ будет уже достигнут нижний предел давления острого пара.

Ухудшение показателей при эксплуатации примерно одинаково влияет на ПГУ обоих типов.

Мощные многовальные ПГУ имеют более мощные паровые турбины, поэтому, более экономичны и более подходят для работы в базовом режиме эксплуатации.

Производители импортных ПГУ/ГТУ крайне заинтересованы в заключении контрактов на долгосрочное сервисное обслуживание оборудования: отечественный опыт эксплуатации газовых турбин зарубежных производителей свидетельствует, что инофирмы нередко занижают стоимость поставляемой техники, одновременно в обязательном порядке заключая дорогостоящие контракты на долгосрочное сервисное обслуживание.

Структура тарифа на электроэнергию для ПГУ, работающей в течение года в базовой части графика электрических нагрузок, выглядит примерно так:

- а) 73% – стоимость топлива;
- б) 20% – капиталовложения;
- в) 7% – расходы на ремонт и техническое обслуживание.

При этом, калькуляция себестоимости:

– расходов на ремонт и техническое обслуживание ПГУ (7%) выглядит следующим образом:

- 41% – затраты на запчасти для ГТУ;
- 24% – затраты на работы по ГТУ;
- 35% – затраты на ремонт паровой турбины, турбогенератора, котла-утилизатора и вспомогательного оборудования ПГУ.

– затрат на запчасти для ГТУ (41%):

- 55% – рабочие лопатки газовой турбины;
- 11% – сопла турбины;
- 6% – ободья рабочих колес;
- 10% – форсунки;
- 6% – газоподводящие патрубки;
- 12% – остальное.

Из анализа структуры тарифа следует, что основные затраты требуется произвести на закупку запасных деталей горячего тракта ГТУ. Например, одна новая рабочая лопатка ГТУ может стоить ~ 30 тыс. долл. США (для сравнения: полный комплект рабочих лопаток последней ступени турбин типа К-300-23,5 или К-800-23,5 стоит ~ 8 млн. руб.). Разрушенная лопатка газовой турбины обычно повреждает большое число других лопаток, нанося владельцу оборудования ущерб в несколько миллионов долларов.

Зарубежные генеральные подрядчики сооружения ПГУ «под ключ» на ТЭС стран мира (компании Дженерал Электрик, Сименс и др.) на каждый миллиард долларов США стоимости контракта с генерирующей компанией как правило заключает с нею же долгосрочный контракт на сервисное обслуживание оборудования ПГУ стоимостью ~2 млрд. долларов.

С учётом того, что назначенный ресурс ГТУ составляет 100 тыс. ч (~ 15 лет), а возможность длительной работы оборудования без технического обслуживания – не менее 25 тыс.ч, для отечественных генерирующих компаний столь высокий уровень стоимости сервисного обслуживания импортных газовых турбин может стать тяжёлым бременем. Приведём пример: филиал «Южная ТЭЦ» ОАО «ТГК-1» (ОАО «Ленэнерго») в 90-е годы минувшего столетия осуществил техническое перевооружение путём реконструкции одного из энергоблоков мощностью 250 МВт за счёт сооружения газотурбинной надстройки со сбросом газов в котёл. Для этой цели у фирмы Альстом была закуплена газовая турбина мощностью ~ 50 МВт. При наступлении времени плановой проверки инофирмой был выставлен счет, который ОАО «ТГК-1» оказалось не в состоянии оплатить. В результате, вместо высокоэкономичной ПГУ на филиале ОАО «ТГК-1» продолжает работать менее экономичная ПСУ.

Филиал «Елецкая ТЭЦ» ОАО «ТГК-4», на которой установлены газовые турбины фирмы Сименс, согласно контракту на сервисное обслуживание вынужден один раз в четыре года отправлять их на сервисное обслуживание в Канаду.

Предпочтительным вариантом является сервисное обслуживание эксплуатируемых ПГУ отечественными изготовителями оборудования.

Производство мощных газовых турбин среднего уровня экономичности, но хорошо отработанных, типа ГТЭ-160 мощностью 160 МВт налажено филиалом ОАО «Ленинградский Металлический завод» (ОАО «Силовые машины»). Однако полностью рынок энергетических ГТУ в России одно предприятие обеспечить не может.

НПО «Сатурн» и американская фирма GE Energy более двух лет обсуждали планы по совместному производству в России газовых турбин. Соответствующее соглашение Стороны подписали в октябре 2006 года: предполагалось полностью удовлетворить потребности российского рынка в ГТУ мощностью 40 – 150 МВт. В создание производства мощностью 10 – 12 турбин/год планировалось вложить 100 млн. долл. США. При этом НПО «Сатурн» было готово уступить контроль в создаваемом предприятии в обмен на технологии инофирмы. Однако, в начале 2009 г. в связи с изменением рыночных условий Стороны отказались от создания совместного предприятия и объявили о переносе проекта на неопределенный срок.

Выводы

1. Зарубежный опыт эксплуатации одновальных ПГУ свидетельствует, что одновальные ПГУ при определённых условиях конкурентоспособны с мновальными ПГУ. Для одно- и мновальной ПГУ аналогичной мощности с одной ГТУ показатели обоих типов ПГУ примерно одинаковы. Мновальные ПГУ, выполненные по схеме «2+1» или по схеме «3+1», на 2 – 6% дешевле одновальных ПГУ, и обеспечивают несколько лучшую тепловую экономичность при нагрузках 50-100% номинальной, чем 2 – 3 одновальных ПГУ на ту же суммарную мощность.

2. При выборе одно- или мновальной конфигурации ПГУ целесообразно руководствоваться, прежде всего, основным критерием: надёжностью работы оборудования ПГУ с циклическими нагрузками в резко переменных климатических условиях (ПГУ под климатические условия России инофирмами специально не разрабатывались, имеющееся оборудование инофирмы пытаются приспособлять к требованиям российских Заказчиков: потребуется длительный период освоения ПГУ, сооружаемых энергокомпаниями страны в рамках инвестиционных программ). При сравнении современных ПГУ различных типов вопросы некоторого различия в тепловой экономичности и сроках ввода в эксплуатацию вторичны, так как в условиях энергорынка недовыработка мощности по причине аварийного простоя энергоблока приведет к значительному коммерческому ущербу, перекрывающему некоторые недостатки в тепловой экономичности в режимах нормальной работы любой ПГУ.

3. С позиций надёжности генерации электроэнер-

гии предпочтительными, безусловно, являются ПГУ, выполненные по схеме дубль-блока. Следует признать, что надежность современных ГТУ в циклическом режиме работы значительно ниже надежности паротурбинных установок. Поэтому конденсационные бинарные утилизационные ПГУ (ПГУ-К) наиболее оптимально выполнять по схемам:

2х(ГТУ + КУ) + ПТУ; 3х(ГТУ + КУ) + ПТУ; 4х(ГТУ + КУ) + ПТУ.

В случае строительства одновальных ПГУ целесообразно также рассматривать схему дубль-блока, т.е. устанавливать, как минимум, две однотипных одновальных ПГУ.

Во всех указанных схемах временный выход из работы одной газовой турбины позволяет продолжать работу энергоблока и, тем самым, снизить коммерческий ущерб от недовыработки электроэнергии.

По этой причине ПГУ, выполненная по схеме моноблока, к которой относится одновальная ПГУ, менее привлекательна с экономической точки зрения. Как правило, одновальные ПГУ выполняются большой мощности, конструктивно сложнее, менее мобильны. Их целесообразно использовать в базовой части графика электрических нагрузок, который в перспективе будет полностью занят АЭС: Стратегией развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 г. доля энерговыработки АЭС предусматривается на уровне 20 – 25%.

4. В связи с активным внедрением парогазовых технологий в электроэнергетику страны целесообразно ускорить разработку нормативной базы по режимам эксплуатации ПГУ.

Литература

1. Неуймин В.М. Состояние энергетического оборудования ТЭС и возможные направления его обновления. – Новое в российской электроэнергетике, 2003, № 9.
2. Неуймин В.М. К вопросу о ресурсе и надёжности работы котлов и турбин ТЭС Холдинга РАО «ЕЭС России». – Энергосбережение и водоподготовка, 2004, № 5.
3. Turukey Combined Cycle Budget Price Levels. Gas Turbine Generator Set Budget Price Levels// Gas Turbine World, 1999-2000, 2000-2001, 2001-2002, Handbook.
4. Мировой опыт и перспективы внедрения парогазовых и газотурбинных технологий в теплоэнергетику России на основе возможностей отечественного энергомашиностроения /Фаворский О.Н., Полищук В.Л., Лившиц И.М. и др.// Теплоэнергетика, 2007, № 9.
5. Hennagir T. Combined cycles meet the market need //Power Engineering International, 1997, Vol. 5, № 5. P. 25-32.
6. Саламов А.А. Показатели готовности дизельных, газотурбинных и паротурбинных установок Северной Америки. – Теплоэнергетика. 2003, № 3.
7. Ольховский Г.Г. Показатели готовности ГТУ и ПГУ, работающих в базовом режиме. – Теплоэнергетика, 1999, № 7.
8. Неуймин В.М. Тенденции совершенствования основных оборудования и технологий ТЭС. – Новое в российской электроэнергетике, 2008, № 11.
9. Салихов А.А. Пути повышения технико-экономических показателей действующих ТЭС. – Минск: Ковчег, 2009, - 512 с.: ил.
10. О применении газотурбинных генераторов в энергосистемах России. //Борисов Ю.В., Гуревич Ю.Е., Пойдо А.И. и др./ – Электричество, 1995, № 10.
11. Гуревич Ю.Е., Мамиконянц Л.Г., Шакарян Ю.Г. Проблемы обеспечения надёжного электрообеспечения потребителей от газотурбинных электростанций небольшой мощности. – Электричество, 2002, № 2.
12. Возможные перспективы использования газовых турбин при техническом перевооружении и реконструкции тепловых электрических станций. – // Неуймин В.М., Коротков В.А., Кондратьев В.Н. и др./ – Новое в российской электроэнергетике, 2002, № 3.
13. Ревзин Б.С., Комаров О.В., Стяжкин А.А. О роли теплофикации и о развитии энергетических ГТУ и ПГУ в новых условиях. - Газотурбинные технологии, 2007, № 3.
13. Ильин Е.Т., Неуймин В.М. Особенности выбора газовых турбин для ТЭЦ России. – Надёжность и безопасность энергетики, 2008, № 2.
14. Применение ПГУ на ТЭЦ. /Батенин В.М., Зайгарик Ю.А., Масленников В.М. др.// – Теплоэнергетика, 2008, № 12.
15. Карачев А.И., Будаков И.В., Рабенко В.С. О некоторых итогах эксплуатации современных отечественных ПГУ. – Новое в российской электроэнергетике, 2007, № 12.

