

И.В. Будаков¹, В.С. Рабенко²

Филиал «Ивановские ПГУ» ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», г.Комсомольск (1)

Ивановский государственный энергетический университет, г.Иваново (2)

О ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ДВУХКОНТУРНОЙ БИНАРНОЙ ПГУ

АННОТАЦИЯ

Температура наружного воздуха оказывает значительное влияние на работу парогазовых установок (ПГУ) и требует дополнительных мероприятий для надежной и эффективной работы в первичном регулировании частоты электросети при нерасчетных режимах. При эксплуатации блока ПГУ в нерасчетных режимах работы, в зависимости от времени года, возникает проблема набора как максимальной нагрузки, так и снижения её до технического минимума.

1. ВВЕДЕНИЕ

Отечественные газотурбинные установки (ГТУ) проектируются по ГОСТ [1] для параметров атмосферного воздуха: $p_{атм} = 101,3$ кПа и $t_{нв} = +15^{\circ}\text{C}$. Однако температура наружного воздуха в течение годового цикла эксплуатации изменяется в широких пределах. Например, среднегодовая температура воздуха в г.Комсомольске Ивановской области, где установлены отечественные газотурбинные двигатели ГТД-110 в составе парогазовой установки ПГУ-325 (Филиал «Ивановские ПГУ» ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), составляет $+3,3^{\circ}\text{C}$. Следовательно, эксплуатация газотурбинного двигателя (ГТД) осуществляется преимущественно в режимах ниже расчетных.

КПД компрессора ГТУ зависит от положения входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора. Максимальному КПД компрессора газовой турбины (ГТ) соответствует полное открытие ВНА.

2. ВЛИЯНИЕ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА РЕЖИМЫ РАБОТЫ ПГУ

2.1. Особенности работы ПГУ-Б

Для наиболее распространенных в отечественной энергетике бинарных ПГУ с котлами-утилизаторами (ПГУ-Б) характерным является поддержание постоянства температуры газов на входе в котел-утилизатор (КУ). Регулирование частоты и мощности ПГУ-Б осуществляется ГТУ с учетом соотношения газотурбинной и паротурбинной частей мощности ПГУ.

Поддержание контролируемого значения температуры газов за газовой турбиной, поступающих в КУ, производится путем автоматического изменения положения входного направляющего аппарата (ВНА), установленного перед первой ступенью компрессора. Нагрузка ГТУ в диапазоне $100 \div 60\%$ от номинальной мощности и температура газов на

выходе из газовой турбины регулируются путем изменения расхода воздуха через компрессор с помощью ВНА и расхода топлива регулирующим топливным клапаном (РКТ).

Исходя из вышеизложенного электрическая нагрузка на энергоблоках ПГУ с КУ (без дожигания топлива в котлах), также находится в зависимости от температуры наружного воздуха. Поэтому регулировочный диапазон нагрузки и управление нагрузкой ПГУ-Б существенно зависят от температуры наружного воздуха. Это накладывает определенные трудности в планировании электрической нагрузки по диспетчерскому графику.

2.2. Работа ПГУ-Б зимой

В холодное время года при работе ГТУ в составе ПГУ утилизационного типа [4], где одним из критериев является фиксированная температура газов за турбиной перед КУ, снижение температуры наружного воздуха приводит к необходимости прикрытия ВНА и, следовательно, к снижению КПД ГТУ и ПГУ в целом (рис. 1).

При сравнении составляющих мощности газовой турбины зимой и летом, паровая мощность КУ летом будет выше, так как с увеличением расходов отработанных в турбине газов возрастает и количество выработанного пара в КУ. Это также связано со степенью открытия ВНА.

Зимой существенно снижается возможность более глубокой разгрузки ПГУ из-за уменьшения регулировочного диапазона ВНА. В холодное время года ВНА закрывается при большей мощности ГТ и не регулирует температуру газов за турбиной. Естественно, дальнейшее снижение мощности ГТ приведет к снижению температуры газов поступающих в КУ и снижению параметров пара.

Ограничение по мощности (технического минимума) возникает не только из-за критериев надежности ПТ. При регулировании расхода воздуха в компрессор только одним ВНА, без промежуточного направляющего аппарата (ПНА), 2,3,4 ступени компрессора оказываются в зоне неустойчивой работы и предрасположены к помпажу. В этом случае основной задачей является не регулирование мощности или температуры за турбиной, а недопущение разрушения проточной части турбокомпрессора.

Из-за относительно высокой температуры воздуха перед компрессором и, как следствие, за ним,

ВНА находится практически в полностью открытом положении. Поэтому подъем мощности ПГУ может осуществляться лишь повышением расхода топлива в камеру сгорания. Это приводит к увеличению температуры газов за газовой турбиной сверх нормируемого значения. Сохранить постоянство температуры газов за газовой турбиной в данном случае возможно исключительно путём снижения мощности ГТУ (ПГУ). Однако в этих условиях возможна более глубокая разгрузка энергоблока ПГУ (разгрузка до технического минимума).

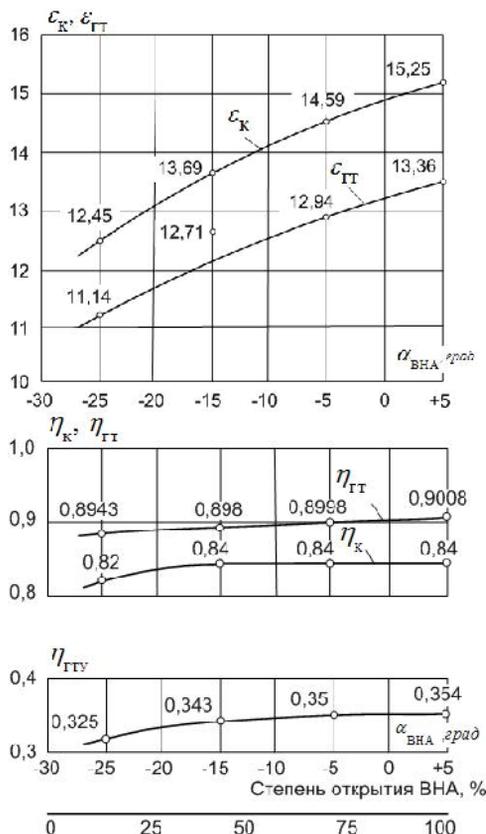


Рис.1. Влияние степени открытия ВНА на эффективность работы турбомашин: а — компрессора; б — газовой турбины; ϵ_K — степень повышения давления воздуха в компрессоре; $\epsilon_{ГТ}$ — степень понижения давления газов в ГТ; η_K — КПД компрессора; $\eta_{ГТ}$ — КПД ГТ; $\eta_{ГТУ}$ — КПД ГТУ

2.4. Участие ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистеме

При увеличении температуры наружного воздуха первичное регулирование частоты для ПГУ в настоящее время представляет затруднение. Без обеспечения регулирования параметров воздуха перед компрессором, ГТУ не может участвовать в регулировании частоты сети при её снижении, и одновременно вносит определенное снижение активной мощности.

Поэтому ПГУ в летний период работы не приспособлены к ведению суточного графика нагрузки. В период времени, когда спрос на генерацию возрастает (день), располагаемая мощность снижается; а при уменьшении спроса на генерацию (ночь)

располагаемая мощность возрастает.

В этом случае дефицит мощности в системе ложится на ТЭС, мощность которых не зависит от температуры наружного воздуха. Климатические условия для ТЭС не создают значительных препятствий при генерации требуемой мощности.

3. О ПОТЕНЦИАЛЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ПАРОГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ

В энергетике России электрические станции с блоками ПГУ мало изучены, по сравнению с традиционными паросиловыми блоками ТЭС. Тепловые схемы ПГУ, в которых отсутствуют ПНД и ПВД, а также более современные бездеаэрационные схемы, относительно просты, но в тоже время обладают достаточно высоким потенциалом для их оптимизации.

Повышение эффективности ПГУ путем совершенствования проточной части газовой турбины, требует весьма дорогостоящих мероприятий. В мировой практике при создании стационарных энергетических ГТУ с более высокими параметрами принято сохранять их традиционные силовые схемы и конструктивные решения по крупногабаритным деталям ротора и статора. Вложения в модернизацию уже работающих ПГУ прежде всего направлены на снижение вредных выбросов в атмосферу.

Больших затрат требует привлечение НИИ с целью доработки камеры сгорания с последующим её изготовлением и внедрением, замена комплектов рабочих и сопловых лопаток турбокомпрессора на более эффективные и более дорогостоящие изделия, чем поставляемые в заводском исполнении. Заказчик несет определенную степень экономического риска из-за того, что срок окупаемости от модернизации ГТУ может превысить ресурс установки ввиду незначительного увеличения КПД по сравнению с затратами на модернизацию. Прогнозируемое расчетное увеличение экономической эффективности от реализации затратных мероприятий по модернизации оборудования не всегда подтверждается последующей практикой эксплуатации. Практический результат может быть как выше, так и ниже прогнозируемого. Как правило, это не ошибки в расчетах, а частая работа ГТУ в нерасчетных режимах. Время пребывания энергоблока в широком спектре располагаемой мощности, ограниченной максимальной и минимальной мощностью, а также степень загрузки турбин зависит не от желания производителя, а от спроса на рынке электроэнергии. Чем ниже нагрузка на блоке ПГУ, тем ниже её КПД и, соответственно, ниже эффективность от модернизации.

На крупных паросиловых ТЭС, эксплуатируемых достаточно длительный срок, тепловые схемы из года в год совершенствуются; при этом происходит снижение расхода условного топлива на выработанный киловатт час, несмотря на износ оборудования.

Процесс производства электроэнергии на наиболее распространенных бинарных ПГУ утилизационного типа осуществляется в газотурбинной и паротурбинных частях. В связи с этим совершенствование тепловой схемы может повысить эффективность генерации как отдельно газотурбинной части, так и паротурбинной части, а также при их совместном рассмотрении – всей ПГУ в целом. Как правило, проектные решения ПГУ с КУ в своем большинстве типовые, поэтому совершенствование тепловой схемы по результатам накопленного опыта эксплуатации приемлемо практически для всех ПГУ данного типа.

Тепловая схема ПГУ рассчитывается и проектируется исходя из заводских данных. Следует констатировать тот факт, что каждый завод-изготовитель основного энергооборудования в составе ПГУ, прорабатывает автономную работу своего изделия, как правило не учитывая комплексные связи отдельных единиц оборудования между собой при работе в составе ПГУ: ГТУ+КУ+ПТУ. Поэтому вопросы энергоэффективности, энергосбережения, экологической безопасности, маневренности и надежности ПГУ в настоящее время решаются на частном уровне автономной работы отдельных единиц энергооборудования. При рассмотрении ПГУ в целом, как отдельного объекта эксплуатации, выявляется большое количество направлений совершенствования ее характеристик.

Решение комплексной задачи совершенствования ПГУ позволит дополнительно сократить затраты на собственные нужды и повысить эффективность использования топлива.

3.1. Пути совершенствования газотурбинной части ПГУ

КПД ГТУ играет значительную роль при определении технико-экономических показателей (ТЭП) ПГУ и напрямую влияет на КПД ПГУ. Работы по повышению ТЭП ГТУ, ведутся разработчиками газовых турбин по нескольким направлениям:

- а) снижение мощности на работу компрессора путем усложнения профиля лопаток;
- б) применение промежуточного охлаждения воздуха, проходящего через компрессор;
- в) повышение эффективности сжигания топлива в камерах сгорания;
- г) увеличение параметров газа (рабочего тела) турбины, повышением эффективности охлаждения лопаточного аппарата турбины;
- д) использование более сложных конструкций лопаток;
- е) снижение отбора воздуха на охлаждение, путем последовательного охлаждения ступеней газовой турбины;
- ж) управление температурой газов перед первой ступенью турбины, а не за последней.

Применение открытого воздушного охлаждения проточной части газовых турбин характеризуется существенным снижением положительного эффек-

та от повышения начальной температуры цикла, ввиду снижения температуры рабочего тела воздухом, поступающим в проточную часть с охлаждаемых деталей.

Переход к паровому или комбинированному охлаждению проточной части газовой турбины (пар + воздух) позволяет снизить затраты мощности на работу компрессора и увеличить температуру газов за ГТД.

Закрытая схема парового охлаждения потребует не только полной замены лопаток, но и реконструкцию подводящих каналов для их охлаждения, а также установку отводящих каналов.

Открытая схема охлаждения элементов ротора – воздухом, и статора – паром высокого (2-й ступени турбины) и низкого давлений (3-й ступени турбины) не требует существенных изменений в конструкции газовой турбины, и может стать перспективной для перехода к более экономичной схеме газотурбинной части ПГУ. Кроме того, следует отметить, что в пар легче вводить аммиак в виде водного раствора аммиака (NH_4OH) для снижения окислов азота в уходящих газах ПГУ.

В своем большинстве ПГУ работают на природном газе, в котором практически отсутствуют соединения серы. При этом возникает возможность подогрева воздуха компрессора уходящими газами через теплообменник или путем смешения холодного воздуха комплексной воздухоочистительной установкой (КБОУ) с отработанными в КУ газами. При использовании этой схемы требуется дополнительное устройство (сепаратор) для улавливания конденсата водяных паров, содержащихся в рециркуляционных газах из КУ в ГТУ.

В состав КБОУ входит антиобледенительная система (АОС). КБОУ и АОС, несмотря на отдельные конструктивные особенности, имеют идентичные принципиальные схемы включения. Рабочим телом для работы АОС является горячий воздух, как правило, отбираемый из компрессора. В результате компрессор совершает дополнительную работу сжатия отбираемого воздуха, которая компенсируется работой турбины путем увеличения расхода топлива, сжигаемого в камере сгорания. На любой ГТУ, ПГУ или ТЭС, имеется неутраченная теплота, которую можно использовать для нагрева воздуха перед компрессором. Это уходящие из рекуператора или из котла газы, низкопотенциальный отбор пара из паровой турбины, отбор воздуха из здания главного корпуса. Можно рассмотреть возможность нагрева воздуха прямой или обратной сетевой водой. Любой из перечисленных способов будет экономически оправдан в сравнении с подогревом воздуха перед компрессором путем его сжатия в компрессоре. К тому же, сжатый воздух при выходе из АОС в атмосферу принимает (исходное!) давление наружного воздуха, и снижает свою температуру при расширении. Эффективность работы АОС зависит от расхода отбираемого из компрессора воздуха. Чем больше рас-

ход отбираемого из компрессора воздуха, тем выше температура воздуха, подаваемого на фильтры КВОУ, выше и расход топлива.

3.2. Пути совершенствования парового тракта паротурбинной части ПГУ

Один из путей повышения эффективности ПГУ – использование высокой температуры уходящих газов после КУ. Он в настоящее время недостаточно проработан, хотя известно, что самыми большими тепловыми потерями в котле являются потери тепла с уходящими газами (q_2).

Введение рециркуляции уходящих газов в топку котлов ТЭС позволяет значительно снизить NO_x в уходящих газах.

Учитывая, что последние поверхности нагрева в КУ (по ходу газов) выполнены из относительно дешевой стали (сталь 20), то дополнительный отбор тепла уходящих газов, снизит их температуру. При снижении температуры на трубках хвостовых поверхностей нагрева образуется конденсат, который инициирует возникновение коррозии металла. Используя дополнительные поверхности нагрева из стойких к коррозии сплавов, можно повысить эффективность использования поступающего в котел-утилизатор тепла. При организации подачи рециркуляционных газов на вход компрессора появляется возможность частичного подогрева воздуха перед компрессором теплом отработанных газов, а также снижения содержания в них окислов азота NO_x .

В летний период времени, когда число тепловых потребителей резко сокращается, водоводяной теплообменник (ВВТО) КУ используется только для подогрева топливного (природного) газа, сжигаемого в камере сгорания газовой турбины. Максимальная температура топливного газа за пунктом подготовки газа (ППГ), предусмотренная проектом, 40°C . Из-за незначительной затраты теплоты на подогрев газа в ВВТО, температура конденсата перед ГПК становится выше требуемой, что приводит к увеличению температуры уходящих из КУ газов. Конденсат за ГПК имеет достаточно высокую температуру (до 180°C), что позволяет использовать тепло конденсата для подогрева исходной воды в испарительных установках. С установкой испарительной установки, появляется возможность восполнять потери конденсата, увеличивая эффективность использования тепла в котле-утилизаторе. Комплексный подход к использованию тепла, получаемого с ВВТО, с работой адсорбционной установки позволит снижать температуру воздуха перед компрессором.

3.3. Пути совершенствования конденсатного тракта паротурбинной части ПГУ

Как уже отмечалось выше, ПГУ не имеют ПНД и ПВД. Единственным теплообменником, в котором подогревается конденсат после конденсатора, является конденсатор пара уплотнений (КПУ). КПУ предназначен для охлаждения и конденсации пара,

поступающего из уплотнений паровой турбины, основным конденсатом. Далее конденсат перед поступлением в газовый подогреватель конденсата (ГПК) подогревается путем смешения с горячим конденсатом за ГПК. Для предотвращения выпадения конденсата из уходящих газов на поверхностях нагрева, их температура поддерживается не ниже 65°C . Нагрев конденсата смешением производится, установленным на блоке насосом рециркуляции (РЭН). В тоже время с сепараторов паровой турбины происходит постоянный сброс пара в конденсатор. Температура сбрасываемого с сепаратора в конденсатор пара колеблется от 85°C до 114°C в зависимости от нагрузки паровой турбины. Следовательно, утилизируя влажный пар с сепаратора, можно нагревать конденсат перед ГПК, снижая затраты на работу РЭН, вплоть до полного вывода его из работы.

Таким образом, анализ и исследование совместной работы газотурбинной и паротурбинной частей бинарной ПГУ утилизационного типа в различных режимах ее работы позволяет определить пути повышения её технико-экономических показателей. Инструментом для выполнения такой работы должна быть методика комплексного расчета ПГУ, а не так называемая «поузловая» методика определения экономически выгодного и технологически надежного режима работы отдельного вида основного оборудования, которая практикуется в области наладки оборудования в настоящее время.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Отечественный опыт показывает, что проектируемые и уже эксплуатируемые ПГУ не удовлетворяют техническим требованиям энергосистем, предъявляемым к объектам электроэнергетики России. Наиболее слабым звеном ПГУ следует считать компрессор одновальных ГТУ. Предрасположенность компрессора к помпажу в малорасходных режимах резко снижает надежность работы всей ПГУ.

2. Решение комплексной задачи совершенствования ПГУ как единого объекта, позволит сократить затраты на собственные нужды, повысить эффективность использования топлива путем дополнительной выработки тепловой и электрической энергии.

3. Для повышения надежности работы ГТУ в переменных климатических условиях необходимо управление качеством воздуха (в данном случае не чистотой воздуха, а его параметрами) на входе в компрессор ГТУ с целью приближения его параметров к расчетным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.