

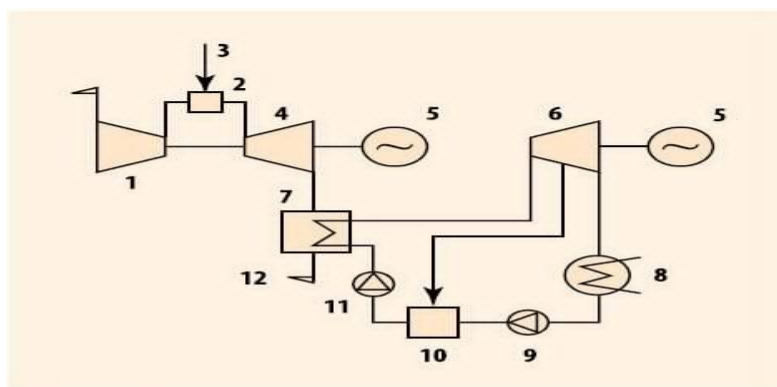
С.Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық университетінің 60 жылдығына арналған «Сейфуллин оқулары– 13: дәстүрлерді сақтай отырып, болашақты құру» атты Республикалық ғылыми-теориялық конференциясының материалдары = Материалы Республиканской научно-теоретической конференции «Сейфуллинские чтения – 13: сохраняя традиции, создавая будущее», посвященная 60-летию Казахского агротехнического университета имени С.Сейфуллина. - 2017. - Т.1, Ч.5. - С.32-36

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

Умирзаков Р. А. , Амангелді А.

В статье рассматриваются перспективы использования парогазовых газотурбинных установок на впрыска воды в компрессор

Одним из перспективных направлений развития теплоэнергетики РК является использование парогазовых установок (ПГУ). Парогазовую установку можно назвать объединением в единой тепловой схеме комбинируя газотурбинная установку и паротурбинная установка.



Принципиальная схема парогазовой установки (1 — компрессор; 2 — камера сгорания; 3 — топливо; 4 — газовая турбина; 5 — электрический генератор; 6 — паровая турбина; 7 — котел-утилизатор; 8 — конденсатор паровой турбины; 9 — конденсатный насос; 10 — регенеративный подогреватель в паровом цикле; 11 — питательный насос котла-утилизатора; 12 — дымовая труба).

Принцип действия Парогазовых установок состоит из двух отдельных установок: паросиловой и газотурбинной. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом может служить как природный газ, так и продукты нефтяной промышленности (мазут, солярка). На одном валу с турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток [1].

Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей лишь часть своей энергии и на выходе из газотурбины все ещё имеют высокую

температуру. С выхода из газотурбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 градусов по Цельсию позволяет получать перегретый при давлении около 100 атмосфер. Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор [2].

Парогазовые установки позволяют достичь электрического КПД более 50%. Для сравнения, у работающих отдельно паросиловых установок КПД обычно находится в пределах 33-45%, для газотурбинных установок — в диапазоне 28-42%. Кроме этого, они соответствуют экологическим требованиям благодаря значительно более низкому уровню выбросов в атмосферу.

Повышение эффективного КПД парогазовой установки с утилизацией тепла отработавших газов газовой турбины в котле-утилизаторе, с впрыском воды в поток воздуха, сжимаемого в компрессоре, с конденсацией водяного пара, содержащегося в рабочем теле газотурбинной установки в контактном конденсаторе, обеспечивается тем, что рабочее тело для газовой турбины получают смешением продуктов сгорания с водяным паром котла-утилизатора газовой турбины и отбором пара паротурбинной установки в зоне законченного горения камеры сгорания. Это позволяет повысить эффективность работы, обеспечить независимость нагрузки по мощности паротурбинной и газотурбинной установок, повысить надежность и маневренность парогазовой установки [3].

Последние десятилетия КПД газовых турбин повышается за счет увеличения температуры и степени сжатия на входе в турбину. Промышленные газовые турбины работают при температуре рабочего тела до 1400°C с повышенной степенью сжатия.

Данное направление повышения эффективности работы газовых турбин является тупиковым по двум причинам:

- дальнейшее повышение начальных параметров рабочего тела ограничивается конструкционными материалами, обеспечивающими надежность и необходимый ресурс работы ГТУ, кроме того, полученное снижение удельного расхода топлива не компенсирует дополнительные затраты на ГТУ высоких параметров; потери тепла на охлаждение проточной части турбины достигают 3-4%;

- у паротурбинных установок относительная работа сжатия питательной воды не превышает 3-4%, тогда как у газотурбинных с повышением степени сжатия работа достигает 70% и более от мощности турбины.

В установках со сбросом отработавших газов ГТУ в топку тепло этих газов используется для генерации пара в котле, а сами газы, содержащие большое количество кислорода (до 16%), используются вместо воздуха для горения. Поскольку дополнительный воздух не требуется, то и воздухоподогреватель у котлов отсутствует. Для снижения температуры

уходящих газов часть воды поступает в котел, минуя регенеративные подогреватели.

Удельный расход топлива у ПГУ на 3-4% ниже, чем у паротурбинной установки с теми же начальными параметрами.

В ПГУ с высоконапорным парогенераторе (ВПГ) сжигание топлива и передача тепла происходят при весьма высоком давлении (0,6-0,7 МПа), благодаря чему металлоемкость и габариты парогенератора существенно меньше, чем обычного котла. Продукты сгорания после парогенератора поступают в газовую турбину, а генерируемый пар - в паровую турбину.

Охлаждение уходящих газов производится частью питательной воды. Удельный расход топлива у таких установок на 4-6% ниже, чем у паротурбинных блоков (при равенстве параметров пара) [4].

По достигаемым результатам и техническим решениям является способ повышения эффективности работы газотурбинной установки, включающий впрыск воды в компрессор по ступеням давления, горение топлива в камере сгорания осуществляется с избытком воздуха 1,5, температуру рабочего тела перед турбиной регулируют подачей пара из котла-утилизатора и конденсата водяного пара в камеру сгорания, конденсат улавливают из парогазовой смеси выхлопа ГТУ в контактном конденсаторе с активной насадкой.

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является повышение эффективности работы парогазовой энергоустановки смешения, обеспечение независимой нагрузки паротурбинной и газотурбинной установки и повышения их единичной мощности.

Новым в предлагаемом техническом решении повышения эффективного КПД ПГУ и единичной мощности ГТУ и ПТУ является разгрузка компрессора, которая обеспечивает:

- сжигание топлива в камере сгорания газовой турбины с избытком воздуха 1,1-1,5;

- снижение температуры сжимаемого воздуха посредством испарения впрыскиваемого конденсата до 8% от количества сжимаемого воздуха, охлажденного подпиточной водой водоподготовки тепловой электростанции;

- замещение избытка воздуха в рабочем теле турбины, необходимого для снижения температуры рабочего тела на вход в турбину водяным паром котла-утилизатора и регенеративного отбора паротурбинного энергоблока.

Работы по изучению эффективности впрыска в компрессор ГТУ начаты еще в 60-е годы. Впервые был сделан термодинамический анализ эффекта впрыска воды на входе в компрессор, проведены испытания компрессоров с впрыском воды в полупромышленных и промышленных условиях. В опытах для впрыска использовали дистиллированную воду.

Внедрение известного способа впрыска воды на вход компрессора сдерживается из-за опасения, что проточная часть будет подвергаться эрозионному воздействию капельной влаги, которая исчезает в зоне, где температура сжимаемого воздуха превышает температуру насыщения водяного пара при давлении в данной зоне.

В то же время необходимо учитывать, что проточная часть последних ступеней паровых турбин работает при более высокой влажности. «На основании эксплуатационных данных допустимую величину конечной влажности пара в конденсационных турбинах принимают равной 14%» [4].

По термодинамическими анализами было доказано что в сухом сжатии на привод компрессора расходуется до 67% мощности турбины, тогда как при влажном сжатии впрыск до 8% влаги от массы циклового воздуха расходуется 30-35% мощности турбины, полезная мощность турбины увеличивается практически в 2 раза. Указанная концентрация пара в воздухе ограничивается по условиям горения топлива. При повышении концентрации пара необходимо создание специальных камер сгорания.

В процессе сжатия впрыскиваемая вода испаряется, на что затрачивается тепло, отнимаемое от воздуха, и температура воздуха снижается. Благодаря этому уменьшается работа, потребляемая компрессором, и тем самым возрастает полезная работа турбины и КПД установки.

Влажное сжатие позволяет практически на 1/2-1/3 уменьшить затраты энергии в компрессоре. Это имеет принципиальное значение для резкого увеличения мощности ГТУ. Дело в том, что в ГТУ на привод циклового компрессора с сухим сжатием расходуется около 2/3 мощности турбины и только 1/3 является ее полезной мощностью. При «влажном сжатии» на привод компрессора расходуется 1/3 мощности турбины, а 1/2 является ее полезной мощностью. Следовательно, сохранение мощности компрессора (по сравнению с сухим сжатием) позволяет на 1/3 увеличить полезную мощность турбины и в 2 раза полезную мощность ГТУ. Вместе с тем, вследствие испарения жидкости в компрессоре увеличивается количество рабочего тепла, причем дополнительное рабочее тело - водяной пар - обладает теплоемкостью, почти вдвое превышающей теплоемкость воздуха, что в свою очередь также заметно увеличивает мощность турбины и экономичность.

Широкое внедрение влажного сжатия, несмотря на термодинамическую эффективность, сдерживается необходимостью применения для этих целей дистиллированной воды.

Для избежание отложения солей в проточной части вода, предназначенная для впрыска, должна пройти систему водоподготовки, например, в выпарной установке.

В предлагаемом техническом решении указанные выше трудности устранены простыми инженерными решениями:

- влажное сжатие циклового воздуха обеспечивается впрыском дистиллированной воды, конденсата, получаемого конденсацией водяных паров, содержащихся в отработанной парогазовой смеси рабочего тела, в контактном конденсаторе с активной насадкой (КТАН) при температуре ниже 30°C, охлаждением впрыскиваемого конденсата подпиточной водой водоподготовки ТЭС до 20-30°C, в зависимости от сезона.

Необходимо учитывать, что при сгорании 1 м³ газа выделяется 1,6 кг водяных паров, что перекрывает со значительным избытком потери из-за неполной конденсации водяных паров и уноса с продуктами горения.

Известно, что содержание кислорода в выхлопных газах современных энергетических ГТУ составляет 13-16%, избыток воздуха 2,6-4,2.

Температура выхлопных газов современных энергетических ГТУ в большинстве случаев составляет 450-560°С, а содержание кислорода в них 13-16% по объему. Такие параметры выхлопных газов позволяют успешно использовать их в качестве как окислителя при сжигании топлива в котле, так и теплоносителя, передающего часть теплоты топлива ГТУ рабочему телу паротурбинной установки. Что касается газовой турбины ГТЭ-115, то минимальное содержание кислорода равно 14%.

В отличие от получивших довольно широкое распространение ПГУ с надстройкой паротурбинных энергоблоков газотурбинными установками, тепловые схемы со сбросом газов ГТУ в котел (ПГУ ПК), дополнительное использование пара регенеративного отбора для подогрева питательной воды парогенератора и замещения избыточного воздуха пропорционально повышает КПД цикла паротурбинной установки.

В проточную часть компрессора, на лопаточный аппарат, поступает влажный пар с температурой, соответствующей парциальному давлению в ступени сжатия. Интенсивность испарения воды дополнительно обуславливается многократным увеличением времени пребывания влаги в зоне испарения.

Существующие схемы впрыска на входе в компрессор всего расчетного количества воды в проточную часть, в зону с температурой значительно ниже температуры насыщения, приводят к потере энергии в компрессоре из-за воздействия на лопаточный аппарат дисперсной влаги. Процесс испарения влаги в компрессоре при впрыске по ступеням сжатия подтверждается описанным в статье испарением воды при влажной регенерации. «Влага, содержащаяся в воздухе за компрессором, попадая на теплопередающую поверхность регенератора, образует на ней пленку жидкости. Максимальная температура этой пленки, обогреваемой как отработанным в ГТ газами (через стенку), так и горячим сжатым воздухом при прямом контакте с ним, при реальных уровнях тепловых потоков близка к температуре насыщения, отвечающей парциальному давлению водяных паров во влажном воздухе» [4].

Организация впрыска воды в компрессор дает возможность одновременно реализовать и другие меры по повышению эффективности установки, в частности: замену воздушного охлаждения лопаточного аппарата турбины более эффективным паровоздушным для повышения температуры газа перед турбиной при той же температуре материала лопаток и (или) повышения ресурсов элементов высокотемпературного тракта ГТУ снижением температуры лопаток и дисков.

Список литературы

1. Гиршфельд В.Я. "Тепловые электростанции". Москва, "Энергия", 1973 г.
2. Кириленко В.Н. и др. "Способ повышения эффективности работы ГТУ". Патент RU 2229030 С2, 20.02.2002 г.
3. Полетавкин П.Г. "Как улучшить технико-экономические показатели ГТУ". "Газовая промышленность", 1984 г., № 10.
4. Керцелин Л.И., Рыжков В.Я. "Тепловые электрические станции". "Госэнергоиздат", 1956 г.
5. Ахмедов Р.Б. и др. "Рациональное использование газа в энергетических установках". "Недра", 1990 г.
6. Автор: Romashova, Olga; Belyaev, Leonid; Tubolev, Aleksandr; и др. 4th International Youth Forum on Smart Grids Местоположение: Tomsk, RUSSIA публ.: OCT 10-14, 2016