

НОВАЯ СХЕМА ЭФФЕКТИВНОЙ ГАЗОПАРОВОЙ УСТАНОВКИ***М.С. Иваницкий, А.Д. Грига, А.В. Благочиннов***

Филиал НИУ «МЭИ» в г. Волжском
 404110 г. Волжский, Волгоградская обл., пр. Ленина, д. 69
 Тел.: (8443) 210160, факс: (8443) 210166, e-mail: vfmei@vfmei.ru

Заключение совета рецензентов: 03.09.15 Заключение совета экспертов: 06.09.15 Принято к публикации: 09.09.15

В статье рассмотрены наиболее распространенные конструкции газотурбинных установок, эксплуатируемые в широком диапазоне режимных характеристик и климатических условий. Отмечены достоинства и недостатки схемных решений газопаровых установок.

Приведено описание новой схемы газопаровой установки, в которой рабочий процесс осуществляется в двух проточных частях энергетических газотурбинных установок, частично объединенных, с отдельными выходами газов. Пар генерируется в выходном потоке одной проточной части установки и подводится в проточную часть другой энергетической газотурбинной установки. Показано, что повышается эффективный КПД установки, увеличивается мощность. Тепловая схема ГПУ разработана с учетом современных экологических требований.

Отмечено, что вопрос о целесообразности улавливания введенных в камеру сгорания водяных паров не имеет универсального решения и определяется конкретными условиями работы вновь сооружаемых или реконструируемых ТЭС.

Ключевые слова: газопаровая установка, генерация пара, мощность, котел-утилизатор.

THE NEW SCHEME EFFECTIVE GAS-STEAM INSTALLATION***M.S. Ivanitskii, A.D. Griga, A.V. Blagochinnov***

Volzhsy Branch of the National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
 69 Lenin str., Volzhsky, Volgograd reg., 404110, Russia
 Tel.: (8443) 210160, fax: (8443) 210166, e-mail: vfmei@vfmei.ru

Referred: 03.09.15 Expertise: 06.09.15 Accepted: 09.09.15

The article describes the most common design of gas turbine units operated in a wide range of performance characteristics and climatic conditions. The advantages and disadvantages schematics of gas-steam units.

The description of the new scheme of gas turbine installations in which the working process is carried out in two flow-through units of power gas turbines, partially combined, with separate outputs gases. Steam is generated in the output stream of one flow-through part of the installation and is supplied to the flow path of the other energy gas turbine power plant. Shown that increases the effective efficiency of the plant increases capacity. Thermal scheme of the GPU designed to meet modern environmental requirements.

Observed that the question whether the capture is introduced into the combustion chamber water vapor does not have a universal solution and is determined by the specific working conditions of newly built or renovated power station.

Keywords: gas-steam-turbine facility, steam generation, power, the recovery boiler.



*Максим Сергеевич
 Иваницкий
 Maxim S. Ivanitskii*

Сведения об авторе: канд. техн. наук, доцент кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника» ВФ МЭИ.

Образование: ВФ МЭИ (2011).

Область научных интересов: процессы горения топлива, экология энергетики.

Публикации: 47.

Author information: Ph.D., associate professor of department "Heat and Heat Engineering".

Education: Volzhsky Branch of Moscow Power Engineering Institute (2011).

Research interests: fuel combustion processes, ecology of energy.

Publications: 47.



Анатолий Данилович
Грига
Anatoliy D. Griga

Сведения об авторе: д-р техн. наук, профессор кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника» ВФ МЭИ.

Образование: Харьковский авиационный институт (1961).

Область научных интересов: компрессоры, экология энергетики.

Публикации: более 200.

Author information: Ph.D., professor of "Heat and Heat Engineering".

Education: Kharkov Aviation Institute (1961).

Research area: compressors, ecology of energy.

Publications: more than 200.



Алексей Викторович
Благочиннов
Alexey V. Blagochinnov

Сведения об авторе: ассистент кафедры «Теплоэнергетика и теплотехника».

Образование: ВФ МЭИ (2010).

Область научных интересов: газотурбинные установки.

Публикации: 3.

Author information: art. lecturer of department "Heat and Heat Engineering".

Education: Volzhsky Branch of Moscow Power Engineering Institute (2010).

Research area: gas turbine plants.

Publications: 3.

Введение

Энергетическая отрасль страны нуждается в обновлении оборудования в условиях роста потребности тепла и наметившегося роста потребления электроэнергии. Тем самым угроза небаланса электрической мощности в период сезонного максимума нагрузки становится вполне реальной (небольшой расчетный дефицит тепловой мощности существует уже сегодня). При этом сохраняется огромный недостаток инвестиций, затрудняющий ввод новых мощностей, модернизацию действующего оборудования, освоение новых технологий. Крайне неблагоприятным фактором является сокращение поставок природного газа электростанциям, что также потребует значительных дополнительных капиталовложений в энергетику.

Важная задача для энергетических систем – выбора оптимальных в техническом и экономическом плане решений для предотвращения дефицита энергии.

Выбор таких решений потребовал проведения предварительного сравнительного технико-экономического анализа существующих технологий, их ранжирования по стоимости выработки электроэнергии, срокам окупаемости капитальных затрат, степени готовности к внедрению в энергетику.

Проанализируем энергоустановки, относящиеся к газопаровым установкам (ГПУ), в которых с целью уменьшения температуры газа перед турбиной до приемлемых значений в камеру сгорания впрыскивается водяной пар. В газотурбинных установках простого цикла это достигается за счет того, что в камеру сгорания (КС) подается от компрессора воздуха

больше, чем это требуется для сгорания топлива. Коэффициент избытка воздуха находится на уровне 2,0–2,5, поэтому для сжатия избыточного воздуха, т.е. воздуха, не участвующего в горении, затрачивается значительная доля работы турбины. Эту работу можно уменьшить, если уменьшить коэффициент избытка воздуха, что может быть достигнуто за счет ввода в цикл дополнительного рабочего тела, которое требует малых затрат энергии на его сжатие. Этому требованию отвечает пароводяное рабочее тело, которое сжимается в жидкой фазе и характеризуется относительно малой работой сжатия. Ввод пароводяной среды в газовый поток является средством повышения удельной работы установки. При этом относительный расход вводимой среды может достигать 50–60% по отношению к расходу воздуха. Соответственно этому увеличивается мощность и КПД ГТУ.

Газопаровые установки, в свою очередь, подразделяются на установки с впрыском пара (STIG) и установки с вводом в газовый тракт воды и пароводяной смеси (НАТ и СНАТ). В первом случае пар, генерируемый в котле-утилизаторе, вводится в проточную часть высокого давления после компрессора (в камеру сгорания). Во втором случае вода или пароводяная смесь испаряется в самом тракте высокого давления как до, так и после камеры сгорания. В обоих типах ГПУ предусматривается химическая очистка поступающей воды. При этом пары воды вместе с уходящими продуктами сгорания выбрасываются в атмосферу, что приводит к потере теплоты испарения и воды [1–3].

Парогазовая установка STIG

Существует парогазовая установка с впрыском вырабатываемого в котле-утилизаторе пара в камеру сгорания ГТУ и использованием парового охлаждения лопаточного аппарата. За рубежом эта технология получила название ПГУ-STIG (при наличии промежуточного охлаждения воздуха в компрессоре – ISTIG). После проведения проектными институтами сравнительного технико-экономического анализа существующих технологий более подготовленной к практической реализации оказалась технология ПГУ-STIG с впрыском пара. Областью ее преимущественного применения является замещение выводимых из эксплуатации работающих на газе паротурбинных блоков.

Рост мощности в ПГУ-STIG достигается увеличением расхода рабочего тела (впрыск пара в КС). Кроме того, исключается расход сжатого воздуха на охлаждение лопаток (замена воздушного охлаждения более эффективным паровым) использованием термодинамически более благоприятных свойств добавляемого пара.

Дополнительный выигрыш можно получить, если сработать часть потенциала перегретого пара высокого давления в противодавленческой паровой турбине-приводе компрессора с последующим возвратом пара в цикл ГТУ или применить вторичный подогрев рабочего тела ПТУ во второй (промежуточной) КС перед силовой турбиной.

Значительный резерв повышения удельной и абсолютной мощности установки содержится в использовании охлаждения воздуха в компрессоре (впрыском воды или с помощью поверхностного охладителя) с целью реализации квазиизотермического сжатия воздуха взамен адиабатического [3].

В теплофикационном варианте ПГУ-STIG вырабатываемый в котле-утилизаторе (КУ) пар может быть использован в технологических целях или для нужд теплофикации. При этом распределение пара между КС и производством определяется диспетчерским графиком и может варьироваться (в ограниченных пределах). Кроме того, для теплофикации может быть использовано физическое и скрытое тепло продуктов сгорания за КУ и физическое тепло, отданное воде в охладителе компрессора.

Необходимо подчеркнуть, что ввод пара в камеру сгорания существенно снижает эмиссию NO_x , особенно при воздействии высоких температур.

Преимуществами ПГУ-STIG по сравнению с традиционными ПТУ являются:

- высокий электрический КПД (51-55% по сравнению с 38-43% у ПТУ);
- более низкие (на 20-25%) капитальные затраты (они на 10-12% ниже, чем у ПТУ бинарного цикла);
- меньшая себестоимость электроэнергии (на 25-30%);
- более быстрая окупаемость инвестиций (в 2-3 раза);

- более простой состав оборудования, компактность, более низкие массогабаритные показатели;
- меньший срок ввода в эксплуатацию;
- улучшенные экологические характеристики.

Недостаток ПГУ-STIG – потеря с уходящими газами рабочего тела (воды), которую следует компенсировать подпиткой.

Энергетическая установка ПГУ – Водолей

В рассматриваемом варианте газопаротурбинной установки (ГПТУ) существенный резерв мощности скрыт в теплоте конденсации водяного пара, полученного в котле-утилизаторе ПГУ-STIG и введенного в качестве дополнительного рабочего тела в камеру сгорания ГТУ. Пар конденсируется в контактном конденсаторе, установленном по ходу газов вслед за теплофикационным (сетевым) подогревателем воды КУ в тракте ПТУ. Аппарат подобного типа в течение длительного времени успешно работает в ПГУ-STIG «Водолей» мощностью 25 МВт на стенде НПО Машпроект (г. Николаев).

Этого тепла в количественном отношении достаточно, чтобы обеспечить приемлемую тепловую мощность установки. Соотношение электрической и тепловой мощностей составит примерно 1:1, что позволяет оптимизировать теплофикационные возможности ТЭЦ, реконструируемой с помощью ПГУ-STIG.

Однако тепло, отводимое в контактном конденсаторе (КК), низкопотенциальное, поскольку для того чтобы обеспечить достаточно полную конденсацию водяных паров, вода, циркулирующая в контуре охлаждения контактного конденсатора, должна иметь невысокую температуру (не превышающую 25-30 °С). Повысить уровень температуры отводимого в КК тепла до температуры воды в напорном коллекторе теплосети позволяет теплонасосная установка.

Газотурбинная установка «Водолей-16» (ГТУ-16К) имеет целый ряд преимуществ по сравнению с предыдущими конструкциями такого типа. Среди главных – увеличение в 1,5 раза мощности, уменьшение на 25% расходов топлива и значительное снижение количества вредных выбросов в атмосферу. Такого эффекта удалось достичь путем внедрения новой схемы работы двигателя. Она состоит в использовании энергии уже отработанных в турбине продуктов сгорания топлива. В установке «Водолей-16» пар, произведенный в утилизационном котле, используется принципиально новым способом. На пути выпускных газов после утилизационного котла установлено еще одно устройство – контактный конденсатор, отбирающий влагу, которая всегда присутствует в продуктах сгорания топлива. Она превращается в утилизационном котле в пар и направляется в турбину, разделяясь по дороге на два потока. Первый (энергетический) попадает в камеру сгорания и дает возможность получить дополнительную мощность. Второй поток (экологический) поступает в топливные форсунки турбины и, в конечном счете, обеспе-



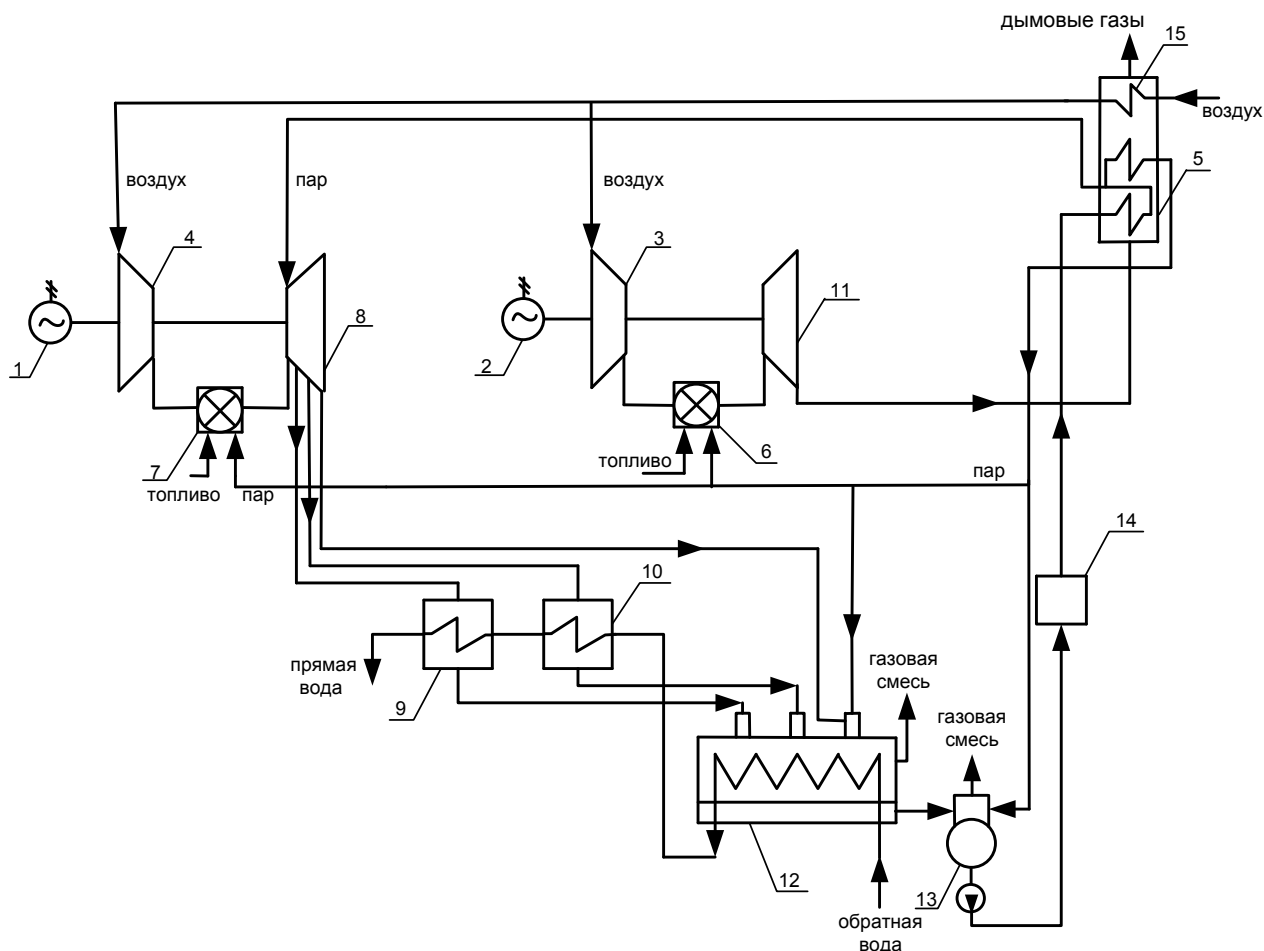
чивает резкое уменьшение вредных выбросов. Установка окупается за 3-4 года. Однако ее конструкция имеет потенциальные резервы. Сегодня срок эксплуатации газопаротурбинной технологии «Водолей» составляет около 30 тысяч часов, однако при серийном производстве создаются условия для дальнейшего совершенствования и обеспечения моторесурса установки до 50 тысяч часов.

В последние годы все большую популярность и развитие получают энергетические установки, сочетающие в себе газовый и пароводяной циклы. В их числе и парогазовые установки, в которых весь генерируемый в котле-утилизаторе пар направляется на впрыск в проточную часть газовой турбины и камеру сгорания, а полученная газопаровая смесь расширяется и совершает работу в турбине. Охлаждение этой смеси происходит по традиционной схеме в котле-утилизаторе. Поскольку водяной пар, содержащийся в газовой смеси, имеет высокое значение теплоты конденсации, невыгодно с точки зрения тепловой экономичности выбрасывать ее в окружающую среду, дополнительно при этом теряется и рабочее тело (вода), прошедшее соответствующую очистку.

Пиковая ГТУ на базе ГПУ с котлом-утилизатором двух давлений

Схема установки сочетает в себе технологии вышеперечисленных установок. Пар генерируется в котле-утилизаторе, а затем подводится в промежуточные ступени ГТУ для охлаждения дисков и лопаток рабочих колес. При этом увеличивается расход рабочей среды через проточную часть турбины (энергетический впрыск), а также в камеры сгорания (экологический впрыск). Конденсацию пара из продуктов сгорания осуществляют в двух сетевых подогревателях, в которых происходит нагрев сетевой воды для нужд теплового потребителя, и в трехступенчатом пароструйном эжекторе, в который подается пар из котла-утилизатора, образующийся при этом конденсат подвергают очистке в деаэраторе и конденсатоочистном устройстве, а затем направляют в котел-утилизатор.

Схема ГПТУ, реализующая указанный способ работы, представлена на рисунке.



Газопаровая турбоустановка
The gas-steam turbine plant

Газопаротурбинная установка состоит из двух независимых двигателей, которые включают потребителей мощности 1 и 2, компрессоры 3 и 4, котел-утилизатор двух давлений 5, камеры сгорания 6 и 7, газовую турбину 8, два сетевых подогревателя 9 и 10, газопаровую турбину 11, трехступенчатый пароструйный эжектор 12, деаэратор 13, противоточное конденсатоочистное устройство 14 и воздухоподогреватель 15.

Работа газопаротурбинной установки осуществляется следующим образом. Компрессоры обоих двигателей 3 и 4 всасывают предварительно подогретый в воздухоподогревателе 15 воздух, сжимают его и подают в камеры сгорания 6 и 7, а продукты сгорания ГТУ расширяются в турбинах 8 и 11. Получаемая при расширении избыточная мощность передается потребителям 1 и 2. На выхлопе турбины 11 размещен котел-утилизатор двух давлений 5, испаряющий подаваемую в него воду за счет утилизации остаточного тепла выхлопных газов, причем пар, полученный в первом контуре котла-утилизатора 5, подводится в промежуточные ступени ГПТУ 8 для охлаждения дисков и лопаток рабочих колес, а пар более высоких параметров, полученный во втором контуре, направляется в турбину для увеличения расхода рабочей среды через турбину (энергетический впрыск) и в камеры сгорания 6 и 7 (экологический впрыск) при соотношении расхода пара к расходу топлива не более 0,2. Часть пара подается на трехступенчатый пароструйный эжектор 12 и деаэратор 13. При этом концентрация пара в выхлопном потоке турбины 8 получается повышенной. Два отбора ГПТУ на сетевые подогреватели 9 и 10 позволяют нагреть воду для потребителя и сконденсировать часть подводимого пара в ГПТУ. Газовая

смесь после трехступенчатого пароструйного эжектора 12 и деаэратора 13 направляется на выхлоп. Пароводяная смесь с подогревателями 9 и 10 поступает в конденсационную установку для полной конденсации паров. Весь конденсат направляется в противоточное конденсатоочистное устройство 14, где очищается от примесей и направляется в котел-утилизатор двух давлений.

Выводы

По совокупности теплотехнических характеристик и величины капитальных затрат ГПУ обеспечивают более низкую стоимость производства электроэнергии в сравнении с бинарными установками, имеют относительно простую тепловую схему и обеспечивают более быстрый возврат капитала.

ГПУ в сочетании с теплофикационной установкой могут обеспечивать базовую часть сезонного графика тепловой нагрузки. Они, как и бинарные теплофикационные ПГУ, должны быть дополнены пиковыми водогрейными котлами, или их котлы-утилизаторы должны иметь возможность сжигать дополнительное топливо.

Вопрос о целесообразности улавливания введенных в камеру сгорания водяных паров не имеет универсального решения и определяется конкретными условиями работы вновь сооружаемых или реконструируемых ТЭС.

Разработка тепловых схем и малотоксичных камер сгорания ГПУ с учетом современных экологических требований является одним из приоритетных направлений «Энергетической стратегии развития России до 2030 года».

Список литературы

1. Стырикович М.А., Фаворский О.Н., Батенин В.М. Парогазовая установка с впрыском пара: возможности и оптимизация параметров цикла // Теплоэнергетика. 1995. № 10. С. 52-57.
2. Батенин В.М. и др. Парогазовая установка с вводом пара в газовую турбину – перспективное направление развития энергетических установок // Теплоэнергетика. 1993. № 10. С. 46-52.
3. Цанев С.В., Буров В.Д., Земцов А.С., Осыка А.С. Газотурбинные энергетические установки. М.: Издательский дом МЭИ, 2011.

References

1. Styrikovič M.A., Favorskij O.N., Batenin V.M. Parogazovaâ ustanovka s vpryskom para: vozmožnosti i optimizaciâ parametrov cikla // Teploënergetika. 1995. № 10. S. 52-57.
2. Batenin V.M. i dr. Parogazovaâ ustanovka s vvodom para v gazovuû turbinu – perspektivnoe napravlenie razvitiâ ènergetičeskikh ustanovok // Teploënergetika. 1993. № 10. S. 46-52.
3. Canev S.V., Burov V.D., Zemcov A.S., Osyka A.S. Gazoturbinnye ènergetičeskie ustanovki. M.: Izdatel'skij dom MÈI, 2011.

Транслитерация по ISO 9:1995

