

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

О.В. БОРУШ, О.К. ГРИГОРЬЕВА

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ

Утверждено Редакционно-издательским советом
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2016

УДК 621.1(075.8)
Б 837

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. *П.А. Щинников*
канд. техн. наук, доцент *М.А. Купарев*

Работа подготовлена кафедрой тепловых электрических станций
по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции»
для студентов IV курса ФЭН всех форм обучения
(направления 13.03.01, 15.03.04)

Боруш О.В.

Б 837 Парогазовые установки : учебное пособие / О.В. Боруш,
О.К. Григорьева. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2016. – 64 с.

ISBN 978-5-7782-3074-3

Рассмотрены типы парогазовых установок, дана их классификация с описанием схем и параметров энергетических установок. Выполнен обзор существующих ПГУ-ТЭС за рубежом и в России. Изложены основы расчета тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа на примере двухконтурной ПГУ с котлом-утилизатором. Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по бакалаврской программе направления «Теплоэнергетика и теплотехника». Оно может быть также использовано при обучении магистрантов направлений «Теплоэнергетика и теплотехника», «Электроэнергетика и электротехника».

УДК 621.1(075.8)

ISBN 978-5-7782-3074-3

© Боруш О.В., Григорьева О.К., 2016
© Новосибирский государственный
технический университет, 2016

ВВЕДЕНИЕ

С ускорением темпов общественного прогресса, экономических и социальных преобразований неизбежен значительный рост мирового потребления электроэнергии, что должно сопровождаться повышением эффективности ее использования за счет высокоэффективных технологий производства электроэнергии.

Тепловая энергетика обеспечивает наряду с другими факторами современный уровень жизни населения страны, в то же время она оказывает заметное влияние на окружающую среду: потребление первичных энергоресурсов, выбросы теплоты, продуктов сгорания топлива, шумовые воздействия. Для обеспечения экологической безопасности необходимы качественные изменения, включая дальнейшее техническое совершенствование, переход на принципиально новые технологии, способствующие повышению эффективности процессов производства электрической и тепловой энергии и сокращению выбросов. К таким технологиям, например, относятся угольные ТЭС с суперкритическими параметрами пара и его двойным промежуточным перегревом на твердом топливе, позволяющие вырабатывать в конденсационном режиме электроэнергию с КПД нетто 44...46 %. Развитие парогазовых ТЭС, сочетающих газотурбинные и парогазовые циклы с использованием высокотемпературных ГТУ, в настоящее время сопровождаются непрерывным совершенствованием качественных показателей, что позволяет обеспечить КПД на уровне 55...60 %. Парогазовые установки на базе ГТУ в настоящее время широко применяются за рубежом при строительстве новых электростанций.

Наиболее распространенными являются бинарные ПГУ, работающие на природном газе. Такие ПГУ называют бинарными потому, что в них осуществляется двойной термодинамический цикл: пар в котле-утилизаторе и работа паровой турбины производятся за счет тепла, подведенного в камере сгорания ГТУ и уже отработавшего в верхнем газотурбинном цикле.

В учебном пособии приведена необходимая информация по схемам и параметрам энергетических парогазовых установок (ПГУ); рассмотрены методика расчета тепловых схем бинарных (утилизационных) ПГУ, выбора основного и вспомогательного оборудования ПГУ, расчет показателей энергетической эффективности работы оборудования.

При написании учебного пособия использовались многочисленные труды известных специалистов ряда институтов и организаций, а информация по современным энергетическим ПГУ и ГТУ взята из работ зарубежных фирм.

1. КЛАССИФИКАЦИЯ И ВИДЫ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Энергетические установки, в которых теплота уходящих газов газотурбинных установок (ГТУ) прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле, называются *парогазовыми установками* (ПГУ) [1]. Таким образом, устройство состоит из двух блоков: газотурбинной и паротурбинной (ПТУ) установок.

Объединение ГТУ и ПТУ осуществляют различными способами, при этом получаются различные тепловые схемы, разные основные характеристики работы и состав оборудования. Тепловая схема парогазовой установки, определяющая её тип, энергетические, экономические и экологические характеристики, в значительной степени зависит от конфигурации термодинамического цикла и организации его процессов [2].

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПГУ

По количеству рабочих тел, используемых в ПГУ, их делят на *бинарные* (БПГУ) и *монарные*. В БПГУ рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты горения топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены. В монарных установках рабочим телом турбины является смесь продуктов сгорания и водяного пара. За рубежом такая установка получила название STIG – Steam Iniected Gas Turbine [1, 3].

Бинарные ПГУ **по технологической схеме** делятся на *одноконтурные* (в котле-утилизаторе (КУ) располагается один контур генерации пара) и *многоконтурные*:

- двухконтурные – в котле-утилизаторе располагаются два контура, генерирующих пар высокого и низкого давлений;
- трехконтурные – в котле-утилизаторе располагаются три контура генерации пара.

По двухконтурной схеме выполняется подавляющее число утилизационных ПГУ, обеспечивающих КПД в 48...55 %. Самые современные ПГУ выполняются *трехконтурными*. Увеличение числа контуров более трех нецелесообразно, так как выигрыш в экономичности не окупается ростом капиталовложений.

Многоконтурные ПГУ могут быть выполнены без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе. Как и в традиционных ПТУ, главная цель промежуточного перегрева в ПГУ – обеспечить допустимую влажность в последних ступенях паровой турбины. Однако, как правило, промежуточный перегрев используют в трехконтурных ПГУ.

По назначению ПГУ подразделяют на *конденсационные* и *теплофикационные*. Первые из них вырабатывают только электроэнергию, вторые служат и для нагрева сетевой воды в подогревателях, подключаемых к паровой турбине.

По количеству ГТУ, технологически связанных с одной паротурбинной установкой, ПГУ делятся:

- на моноблочные, технологическая схема $1 \times (\text{ГТУ} + \text{КУ}) \rightarrow 1 \times \text{ПТУ}$;
- дубль-блочные, $2 \times (\text{ГТУ} + \text{КУ}) \rightarrow 1 \times \text{ПТУ}$;
- полиблочные, $n \times (\text{ГТУ} + \text{КУ}) \rightarrow m \times \text{ПТУ}$.

По числу валов турбогенераторов ПГУ делят на *одновальные* и *многовальные*. Преимущество одновальной конструкции очевидно: вместо двух генераторов требуется только один генератор суммарной мощности. Вместе с тем одновальные ПГУ имеют и недостатки: затрудняется ремонт электрогенератора; невозможна автономная работа ПТУ и ГТУ; пуск всей установки определяется пуском паровой турбины, время которого существенно больше, чем время пуска ГТУ. Моноблочные ПГУ по конструктивному исполнению являются одновальными и двухвальными, дубль-блочные и полиблочные ПГУ – трех- и многовальными. Большинство ПГУ выполнено трехвальными.

1.2. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПГУ

В настоящее время в энергетике получили распространение ПГУ следующих основных типов:

- 1) с высоконапорным парогенератором (ПГУ с ВПГ);
- 2) со сбросом газов в топку низконапорного парогенератора (ПГУ с НПГ);

- 3) с котлом-утилизатором (ПГУ с КУ);
- 4) с газовой водяной подогреватель (ПГУ с ГВП);
- 5) со сбросом газов в сетевую установку (ПГУ с ГСП);
- 6) с впрыском пара в проточную часть газовой турбины (ПГУ с ВП).

Первые пять типов ПГУ реализуют термодинамические циклы с раздельными потоками рабочих тел, а в ПГУ с ВП рабочим телом газовой турбины является смесь водяного пара и продуктов сгорания.

В ПГУ с высоконапорным парогенератором парогенератор одновременно играет роль и энергетического котла ПТУ, и камеры сгорания ГТУ (рис. 1.1). Для этого в ВПГ поддерживается высокое давление (1,0...2,0 МПа), создаваемое компрессором ГТУ. Повышенное давление продуктов сгорания в парогенераторе приводит к более интенсивному теплообмену, чем в обычных паровых котлах, и, соответственно, к уменьшенным металлозатратам в поверхности нагрева. Для повышения экономичности перед ВПГ устанавливается *газовый подогреватель конденсата*, уменьшающий температуру уходящих газов ГТУ. Существенными недостатками этой схемы являются сложность эксплуатации, необходимость разработки специальных ГТУ и ПТУ или реконструкции серийных, а также невозможность автономной работы ГТУ и ПТУ.

Экономия топлива в такой установке также зависит от соотношения мощностей ГТУ и ПТУ и находится на таком же уровне, как и у сбросных ПГУ. В настоящее время широкого распространения данная схема не получила. Однако применение данной схемы может быть интересно при использовании в ПГУ твердого топлива (например, его сжигание в циркулирующем кипящем слое под давлением – технология ЦКСД).

Парогазовые установки с НПП используются в основном при реконструкции существующих паротурбинных энергоблоков, чем объясняется их небольшое количество. В сбросной ПГУ топливо направляется не только в камеру сгорания ГТУ, но и в энергетический котел (рис. 1.2), причем ГТУ работает на легком топливе (газ или дизельное топливо), а энергетический котел – на любом топливе. В сбросной ПГУ реализуется два термодинамических цикла. При этом отпадает необходимость в воздухоподогревателе котла, так как уходящие газы ГТУ имеют высокую температуру. Однако достаточно высокое содержание кислорода в уходящих газах ГТУ, а также необходимость иметь за энергетическим котлом малый коэффициент избытка воздуха приводят к тому, что доля мощности паротурбинного цикла составляет примерно 2/3, а доля мощности ГТУ – 1/3 (в отличие от ПГУ с КУ, где это соотношение обратное).

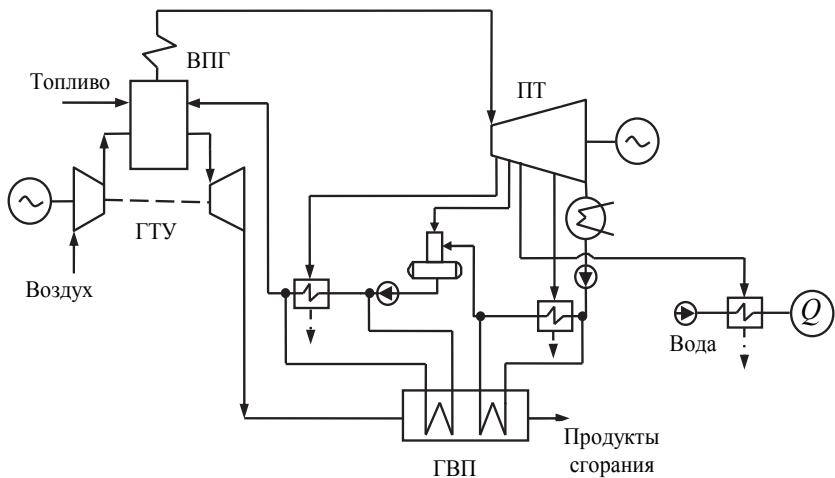


Рис. 1.1. Принципиальная тепловая схема ПГУ с ВПГ:

ВПГ – высоконапорный парогенератор; ПТ – паровая турбина;
ГТУ – газотурбинная установка; ГВП – газовойодной подогреватель

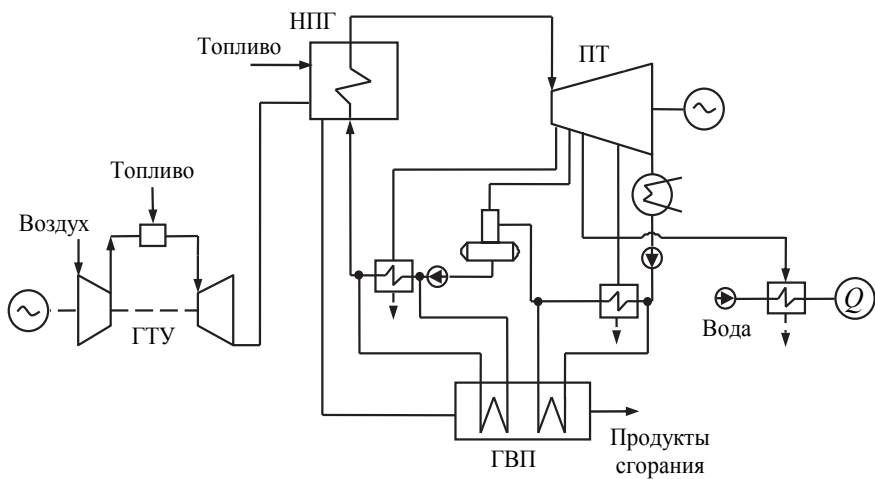


Рис. 1.2. Принципиальная тепловая схема ПГУ с НПГ:

НПГ – низконапорный парогенератор

Кроме того, схема сбросной ПГУ оказывается очень сложной, так как необходимо обеспечить автономную работу паротурбинной части (при выходе из строя ГТУ), а поскольку воздухоподогреватель в котле отсутствует, то необходима установка специальных калориферов, нагревающих воздух перед подачей его в энергетический котел.

Длительная эксплуатация этих ПГУ показала их надежность, хорошие маневренные качества, определяемые возможностью автономной работы ГТУ и ПТУ [2, 4, 5]. Главным преимуществом сбросной схемы является возможность использования в паротурбинном цикле недорогих энергетических твердых топлив.

Установки с НПГ и ВПГ работают по одному и тому же термодинамическому циклу и при одинаковых параметрах и расходах рабочих тел будут иметь одинаковую тепловую экономичность. В ПГУ с НПГ можно использовать как специально разработанные, так и серийные ГТУ и сохранить регенерацию в ПТУ.

ПГУ с котлом-утилизатором называют бинарными или утилизационными. Для бинарных ПГУ характерны относительно простая конструкция, монтаж, эксплуатация и наименьшие капиталовложения. По этой схеме газы после ГТУ сбрасываются в котел-утилизатор, где генерируется пар для ПТУ (рис. 1.3). Утилизационные ПГУ требуют высокоэкономичных высокотемпературных газовых турбин с температурой уходящих газов 630...640 °С [6] для генерирования пара высоких параметров паротурбинной установки (ПТУ). Современные ГТУ, отвечающие этим требованиям, пока могут работать либо на природном газе, либо на легких сортах жидкого топлива. Мощность ГТУ в этих установках составляет примерно 70 % мощности ПГУ. Одним из недостатков схемы является невозможность автономной работы паротурбинной части установки при останове ГТУ.

Парогазовые установки с ГВП созданы одними из первых среди ПГУ. Идея такой ПГУ состоит в том, что регенеративные подогреватели отключаются от паровой турбины, а для подогрева питательной воды энергетического котла используется тепло уходящих газов ГТУ (рис. 1.4). Сэкономленный пар отборов служит для выработки дополнительной мощности в паровой турбине.

ПГУ с вытеснением регенерации позволяют использовать имеющиеся газовые и паровые турбины, а также пылеугольные котельные агрегаты без всяких изменений. Кроме того, возможна автономная работа газовой и паровой частей ПГУ, а также применение различных

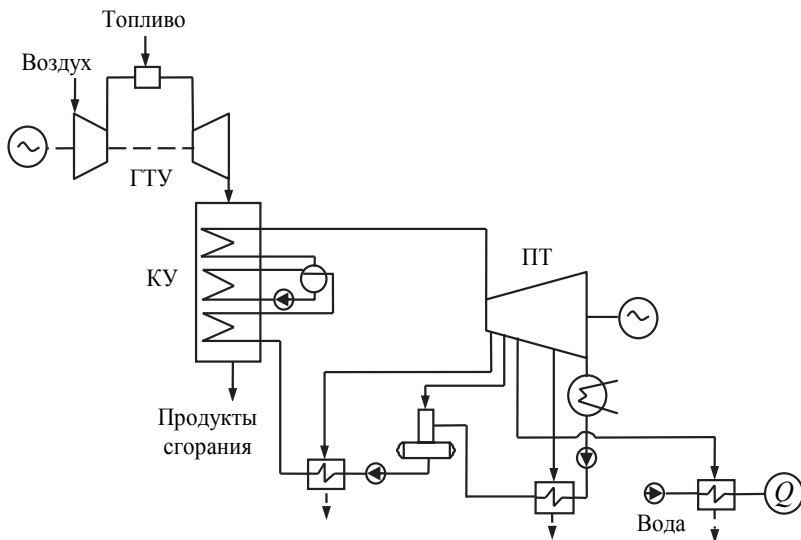


Рис. 1.3. Принципиальная тепловая схема ПГУ с КУ:

КУ – котел-утилизатор; ПТ – паровая турбина; ГТУ – газотурбинная установка

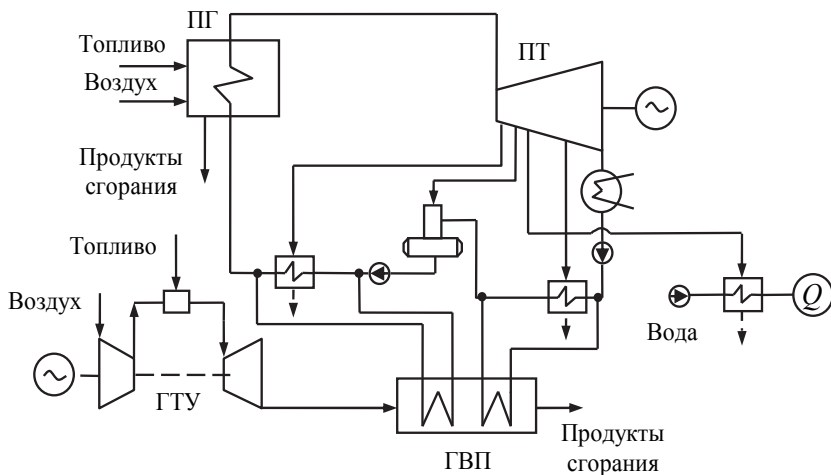


Рис. 1.4. Принципиальная тепловая схема ПГУ с ГВП:

ПГ – парогенератор; ГВП – газовойдяной подогреватель

видов топлив. Вместе с тем тепловая экономичность такой ПГУ оказывается более низкой, чем установок с ВПП, НПП и бинарных. Как правило, такие установки создают, пристраивая ГТУ и ГВП к действующим паротурбинным энергоблокам.

Парогазовые установки со сбросом газов в сетевую установку (рис. 1.5) отличаются от ПГУ с ГВП тем, что в теплофикационной ПТУ сохраняется полная система регенерации, а газы после ГТУ сбрасываются в сетевой подогреватель, вытесняя регулируемый Т-отбор и обеспечивая нагрузку горячего водоснабжения (при минимальной отопительной нагрузке). Такая схема позволяет использовать Т-отбор только для качественного регулирования и уменьшить расход острого пара на теплофикационную турбину. При этом ПТУ может работать на твердом топливе, а ГТУ – на природном газе.

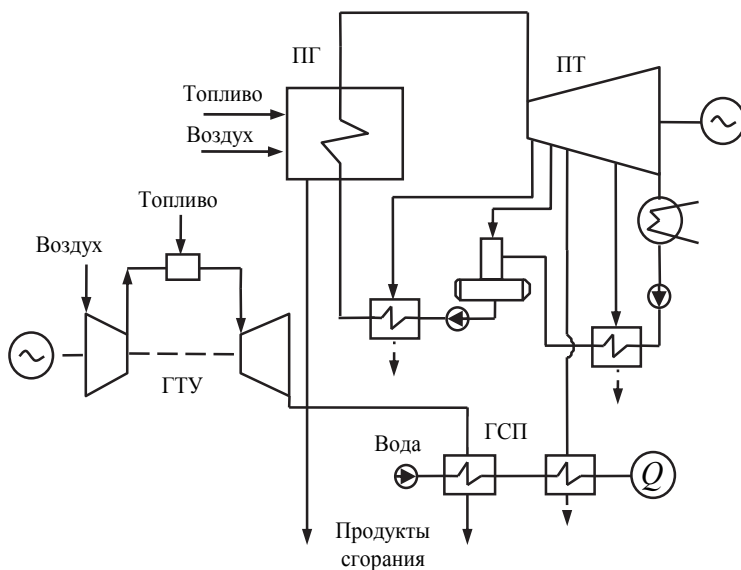


Рис. 1.5. Принципиальная тепловая схема ПГУ с ГСП:

ПГ – парогенератор; ПТ – паровая турбина; ГТУ – газотурбинная установка;
ГСП – газовый сетевой подогреватель

ПГУ со смешением рабочих тел (монарные) образуют группу газопаровых установок (ГПУ). 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) [7]. В первом случае пар, генерируемый в котле-утилизаторе, вводится в тракт 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 ПГУ с *впрыском пара* в проточную часть газовой турбины возрастает полезная работа по сравнению с обычной ГТУ и улучшаются экологические характеристики. Водяной пар генерируется в установленном на выхлопе ГТУ котле-утилизаторе (рис. 1.6). Выходные газы ГТУ направляются в котел-утилизатор, в который подается питательная вода. Получаемый на выходе пар поступает в камеру сгорания, смешивается с продуктами сгорания, и образующаяся однородная смесь направляется в газовую (правильнее сказать – в парогазовую) турбину.

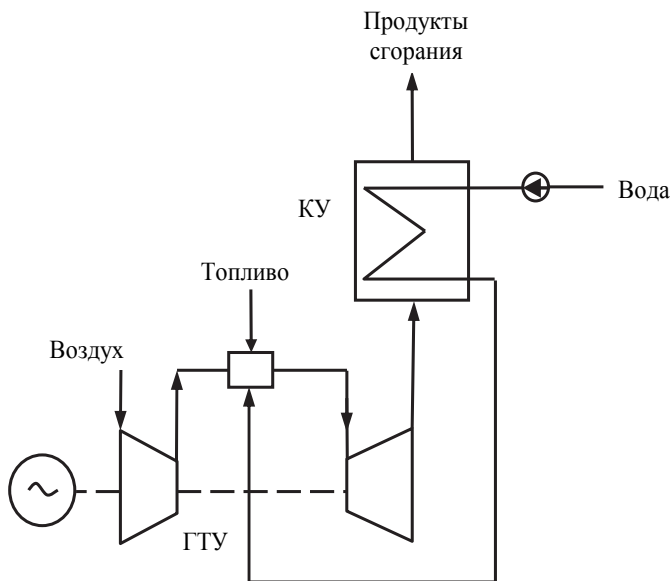


Рис. 1.6. Принципиальная тепловая схема с впрыском пара:

КУ – котел-утилизатор; ГТУ – газотурбинная установка

Необходимость подачи значительного количества обессоленной воды, выбрасываемой в атмосферу в виде пара вместе с продуктами сгорания, снижает эффективность таких схем [9].

Рассмотренные типы ПГУ позволяют создать энергоблоки с тепловой экономичностью на уровне 45...60 %, что в настоящее время трудно реализуемо для других типов энергоблоков.

На основе анализа состояния и перспектив развития ПГУ в России, странах СНГ и за рубежом проведено сравнение эффективности различных типов комбинированных ПГУ, результаты которого показаны в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Сравнение эффективности различных типов ПГУ

Тип ПГУ	Россия		Зарубежные страны		Уд. капвложения, долл./кВт
	N_{Σ} , МВт	η_{Σ}^{HT} , %	N_{Σ} , МВт	η_{Σ}^{HT} , %	
ПГУ с КУ	80...490	48,6...54,9	62...972	44,8...58,2	450...800
ПГУ с ВПГ	200	37,1	70...425	40,0...44,0	1000...1600
ПГУ с НПГ	250...410	37,4...47,7	550...765	41,2...46,5	700...900
ПГУ с ГВП	410...550	43,4...47,4	—	—	700...800
ПГУ с ГСП	150...450	45,0...47,0	—	—	500...700
ПГУ с ВП	—	—	17,2...52,4	38,9...55,0	400...500

Видно, что создание и совершенствование ПГУ является перспективным направлением, при этом ПГУ с КУ отличаются высокой эффективностью.

1.3. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА БИНАРНОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Принципиальная схема простейшей парогазовой одноконтурной установки показана на рис. 1.7.

Уходящие газы ГТУ поступают в котел-утилизатор, который представляет собой шахту прямоугольного сечения, где размещены поверхности нагрева, образованные оребренными трубами, внутрь которых подается рабочее тело паротурбинной установки (вода или пар). В простейшем случае поверхности нагрева котла-утилизатора состоят из трех элементов: экономайзера, испарителя и пароперегревателя. Центральным элементом является испаритель, состоящий из барабана, нескольких опускающих труб и достаточно плотно установленных вертикальных труб собственно испарителя. Испаритель работает по прин-

ципу естественной конвекции. В экономайзере происходит нагрев поступающей питательной воды практически до температуры кипения (на $10 \dots 20^\circ\text{C}$ меньше, чем температура насыщенного пара в барабане, полностью определяемая давлением в нем).

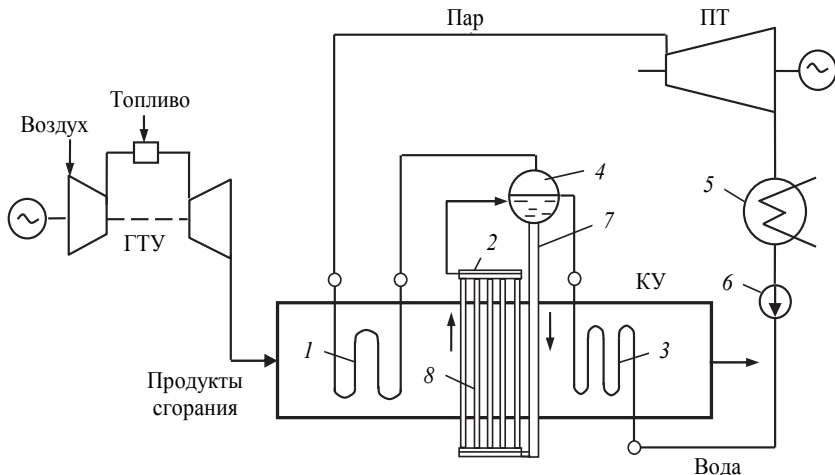


Рис. 1.7. Принципиальная схема простейшей парогазовой одноконтурной установки:

КУ – котел-утилизатор; ПТ – паровая турбина; ГТУ – газотурбинная установка; 1 – пароперегреватель; 2 – испаритель; 3 – экономайзер; 4 – барабан; 5 – конденсатор; 6 – питательный насос; 7 – опускные трубы; 8 – вертикальные трубы испарителя

Из барабана сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура получаемого перегретого пара всегда меньше, чем температура газов, поступающих из газовой турбины (обычно на $25 \dots 30^\circ\text{C}$).

Образующийся на выходе из пароперегревателя пар направляется в паровую турбину, где, расширяясь, совершает работу. Из турбины отработанный пар поступает в конденсатор, конденсируется и с помощью питательного насоса, повышающего давление питательной воды, направляется снова в котел-утилизатор.

Через поверхности нагрева котла-утилизатора проходит одинаковое количество рабочего тела (воды и пара). При этом КУ должен генерировать пар высоких параметров, для того чтобы обеспечить высокую экономичность ПТУ, но запас тепловой энергии, содержащийся в выходных газах ГТУ, может обеспечить эти параметры только при ма-

лых расходах питательной воды. Однако этот расход не может охладить газы, поступающие в котел, до низкой температуры, тем самым уменьшая КПД котла-утилизатора.

С другой стороны, пропуск большого количества питательной воды хотя и обеспечивает низкую температуру уходящих газов котла и его высокую экономичность, не позволяет получить высокие параметры пара за ним, что приводит к снижению КПД ПТУ. Отсюда возникает идея двухконтурной ПГУ: через «хвостовые» поверхности котла (по газу) пропускать большое количество воды, а через входные – малое (рис. 1.8).

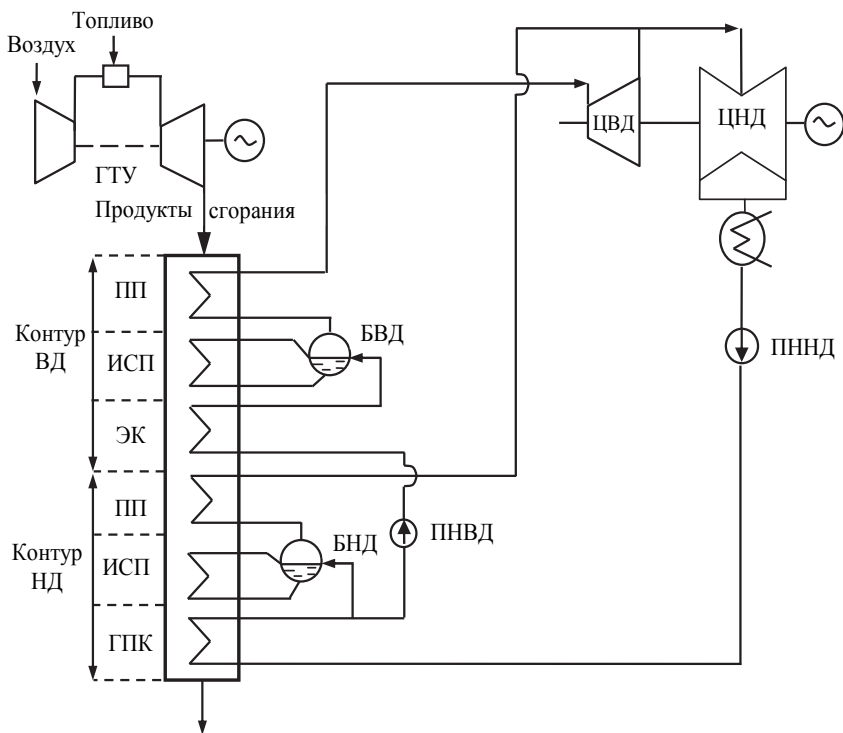


Рис. 1.8. Принципиальная схема двухконтурной ПГУ:

БНД, БВД – барабан низкого и высокого давления соответственно; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ИСП – испаритель; ПННД, ПНВД – питательный насос низкого и высокого давления соответственно; ПП – пароперегреватель; ЦВД, ЦНД – цилиндр высокого и низкого давления паровой турбины соответственно; ЭК – экономайзер

Конденсат из конденсатора паровой турбины питательным насосом низкого давления подается в экономайзер контура низкого давления (НД), который обычно называют газовым подогревателем конденсата (ГПК). Часть конденсата (25...30 %), нагретого в ГПК почти до температуры кипения, подается в барабан низкого давления, где он испаряется. Сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель контура низкого давления и из него направляется в ЦНД паровой турбины. Большая часть питательной воды через ПНВД подается в контур высокого давления (ВД). Полученный пар высокого давления направляется в ЦВД паровой турбины.

Пройдя ЦВД, он смешивается с паром из контура низкого давления, и суммарный расход пара поступает в ЦНД.

Описанная двухконтурная схема является наиболее распространенной для утилизационных ПГУ на сегодняшний день.

2. ПРИМЕРЫ ВНЕДРЕНИЯ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК НА ТЭС

2.1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПГУ В РОССИИ

В настоящее время ПГУ в России, как правило, создаются на базе зарубежных ГТУ таких компаний, как Capstone (Кэпстоун), General Electric (Дженерал Электрик), Kawasaki (Кавасаки), Mitsubishi Heavy Industries (Митсубиши Хэви Индастриз), OPRA (ОПРА), Rolls-Royce (Роллс-Ройс), Siemens (Сименс), Solar Turbines (Солар Турбайнз), Turbomach (Турбомах). Отсутствие опыта создания и эксплуатации подобных установок обусловило стремление к упрощению технологических схем и выбору надежных, но не самых экономичных ГТУ. В табл. 2.1 приведены данные о некоторых зарубежных и российских ГТУ [9].

Таблица 2.1

Основные характеристики ГТУ

Завод-изготовитель	Модель	Мощность, МВт	Температура газов перед турбиной, °С	Температура газов за турбиной, °С	Степень сжатия	КПД, %
Теплоэнерго-сервис-ЭК	ГТЭ-45У	45	1227	550	13,5	35
ЛМЗ	ГТЭ-160	157	1060	537	11,3	34,4
«Сатурн»	ГТД-110	114,5	1210	517	14,7	36,3
Siemens	V64.3	62,5	1160	531	16,1	35,3
	V84.3A	170	1315	562	16,6	38
	V94.3A	265	1315	584	17	38,5
	W501G	230	1426	593	19,2	38,5
	W501ATS	300	1510	610	27	38,5

Окончание табл. 2.1

Завод-изготовитель	Модель	Мощность, МВт	Температура газов перед турбиной, °С	Температура газов за турбиной, °С	Степень сжатия	КПД, %
Alstom Power	GT13E2	165,1	1100	524	14,6	35,7
	GT13D	97,9	990	490	11,9	32,3
	GT11N2	109,3	1085	527	14,7	34,2
GE	MS9001FA	255,6	1288	609	15,4	36,5
Mitsubishi	MW701G	334	1410	587	21	39,5
	MW701F	270,3	1350	586	17	38,2
	MW701DA	144,1	1180	536	14	34,8

Краткий обзор парогазовых установок, введенных в эксплуатацию в России с 2000 по 2016 г. [9–23], приведен в табл. 2.2

Таблица 2.2

Внедрение ПГУ в России

Название ТЭС	Конфигурация мощность	Оборудование	КПД, %	Год ввода
С.-Петербургская Северо-Западная ТЭЦ	Многовальная (2 + 1), 2 × 450 МВт	2 × (V94.2 «Интертурбо» + + П-90 «ЗиО-Подольск») + + Т-170-7,8 ЛМЗ	51	2000
		2 × (ГТЭ-160 «Силовые машины» + П-90 «ЗиО-Подольск») + + Т-170-7,8 ЛМЗ	51	2006
Сочинская ТЭС	Многовальная (1 + 1), 2 × 39 МВт	2 × (GT10C Siemens + + Пр-39/8-5,5/0,62-487/212 «ИК «ЗИОМАР» + + Т-10/11-5,2/ 0,2 КТЗ)	51	2004
	Многовальная (2 + 1), 80 МВт	2 × (GT-700 Siemens + + Пр-41,5/7,8-5,41/0,61-493/213 «ЗиО Подольск») + SST400 Siemens	52	2009
Тюменская ТЭЦ-1	Многовальная (1 + 1), 2 × 220 МВт	Siemens V64.3 + + Е-500-13,8-560ГН «ЭМАльянс» + + Т-130/160-12,8 «Силовые машины»	48,5	2004

Продолжение табл. 2.2

Название ТЭС	Конфигурация мощность	Оборудование	КПД, %	Год ввода
		AnsaldoEnergia AE64.3A + + ТГТ-435-А/ПГУ «ЭМАльянс» + + Т-130/160-12,8 «Силовые машины»	46,7	2011
Калининградская ТЭЦ-2	Многовальная (2 + 1), 2 × 450 МВт	2 × (ГТЭ-160 ЛМЗ + + П-96 «ЗиО Подольск») + + Т-150-7,7 ЛМЗ	51	2005, 2010
Московская ТЭС Международная	Многовальная (2 + 1), 116 МВт, 120 МВт	2 × (SGT-800 Siemens + + HRSG-21 Alstom) + МР-160Н Siemens	52	2007, 2009
Московская ТЭЦ-27	Многовальная (2 + 1), 2 × 450 МВт	2 × (ГТЭ-160 «Силовые машины» + П-107 «ЗиО-Подольск») + + Т-125/150-7,4 «Силовые машины»	52	2007, 2008
Московская ТЭЦ-21	Многовальная (2 + 1), 450 МВт		52	2008
Ивановская ГРЭС	Многовальная (2 + 1), 2 × 325 МВт	2 × (ГТЭ-110 НПО «Сатурн» + + Е-148/35-6,7/0,6-493/229 «ЗиО-Подольск») + + К-110-6,5 «Силовые машины»	51	2007, 2012
Шатурская ГРЭС	Одновальная (1 + 1), 400 МВт	PG9351FA General Electric + + КУ CMI Energy + + D10 General Electric	56	2010
Московская ТЭЦ-26	Многовальная (1 + 1), 420 МВт	Alstom KA26-1: GT-26 + КУ трехконтурный + STF30с	59	2010
С.-Петербургская Южная ТЭЦ	Многовальная (2 + 1), 450 МВт	2 × (ГТЭ-160 «Силовые машины» + Пр-228/47-7,86/0,62-515/230 «ЗиО-Подольск») + + Т-125/150 «Силовые машины»	51	2011
Краснодарская ТЭЦ	Многовальная (1 + 1), 450 МВт	M701 F4 Mitsubishi Heavy Industry + КУ трехконтурный «ЭМАльянс» + + Т-113/145-12,4 УТЗ	57,4	2011

Продолжение табл. 2.2

Название ТЭС	Конфигурация мощность	Оборудование	КПД, %	Год ввода
Челябинская ТЭЦ-3	Многовальная (1 + 1), 230 МВт	ГТЭ-160 «Силовые машины» + Пр-224/52-7,6/0,58-503/202 «ЗИОМАР» + Т-50/70-6,8/0,12 КТЗ	52	2011
Среднеуральская ГРЭС	Многовальная (1 + 1), 410 МВт	PG9371 General Electric + N1HRSG, с дожиганием Nooter/Eriksen + MTD 60 CR Skoda	58	2011
Невинномысская ГРЭС	Многовальная (1 + 1), 410 МВт	SGT5-4000F Siemens + КУ CMI Energy + SST 700-B/900-C Siemens	54	2011
Яйвинская ГРЭС	Одновальная (1 + 1), 424,6 МВт	SGT5-4000F Siemens + КУ трехконтурный с естественной циркуляцией CMI Energy + SST5-3000 Siemens	58,2	2011
Сургутская ГРЭС-2	Многовальная (1 + 1), 2 × 400 МВт	PG 9351(FA) General Electric + КУ CMI EPTI + D10 General Electric	56	2011
Астраханская ГРЭС	Многовальная (2 + 1), 110 МВт	2 × (LM 6000 General Electric + 44/4,6-435-13,0/0,5-210 ЗАО «Белэнепромаш») + Т-14/23-4,5/0,18 КТЗ	51	2011
С.-Петербургская Первомайская ТЭЦ	Многовальная (2 + 1), 2 × 180 МВт	2 × (V64.3A Ansaldo Energia + E-99,5 «ЗиО Подольск») + Т-50/64-7,4/0,12 «Силовые машины»	52	2011, 2012
Строгино, г. Москва	Многовальная (2 + 1), 2 × 130 МВт	2 × (SGT-800 Siemens + Пр-58/12-7,4/0,7-525/209 «ИК «ЗИОМАР») + SST PAC-400 Siemens	52,6	2011, 2013
С.-Петербургская Правобережная ТЭЦ	Многовальная (2 + 1), 450 МВт	2 × (ГТЭ-160 «Силовые машины» + Пр-227/55-7,65/0,53-516/228 «ЗиО-Подольск») + Т-125/150-7,4 «Силовые машины»	51	2012

Продолжение табл. 2.2

Название ТЭС	Конфигурация мощность	Оборудование	КПД, %	Год ввода
Новгородская ТЭЦ	Многовальная (1 + 1), 220 МВт	ГТЭ-160 «Силовые машины» + Пр-223/52-9,6/0,87-509/217 «ИК ЗиОМАР» + ПТ-60-130/13 «Силовые машины»	51	2012
Уренгойская ГРЭС	Многовальная (2 + 1), 450 МВт	2 × (ГТЭ-160 «Силовые машины» + Е-229/51,8-7,85/0,59-507/227 «ЗиО-Подольск») + К-160-7,5 «Силовые машины»	50,6... 52,5	2012
Няганьская ГРЭС	Одновальная (1 + 1), 3 × 410 МВт	SGT5-4000F Siemens + Еп-270/316/46-12,5/3,06/0,46-560/560/237 «ЭМАльянс» + SST 5-3000 Siemens	55	№ 1, 2 в 2013, № 3 в 2014
Московская ТЭЦ-16	Многовальная (1 + 1), 420 МВт	SGT5-4000F Siemens + Еп-258/298/45-12,4/3,0/0,4-533/533/234 «ЭМАльянс» + SST5-5000 Siemens	58,2	2014
Вологодская ТЭЦ	Многовальная (1 + 1), 110 МВт	PG 6111FA «General Electric» + КУ двухконтурный горизонтальной компоновки Austrian Energy Environment CZ s.r.o. (108/21 т/ч – 93/6 бар – 545/227 °C) + Т-28/35-8,8/0,1 КТЗ	51	2014
Новогорьковская ТЭЦ	Многовальная 2 × 175 МВт	GT13E2 Alstom + Е-293/84,02-14/1,5-560/294 «ЗиО-Подольск»	50	2014
Нижневартовская ГРЭС	Многовальная (1 + 1), 400 МВт	PG9351FA General Electric + П-143 «Атомэнергомаш» + 109D12 General Electric	55,9	2014
Колпинская ТЭЦ	Многовальная (1 + 1), 2 × 110 МВт	PG6111FA General Electric + Е-116/16,2-8,16/0,7-535/218 «ЗиО-Подольск» + Т-25/33-7,6/0,12 КТЗ	57	2014
Владимирская ТЭЦ-2	Многовальная (1 + 1), 230 МВт	ГТЭ-160 «Силовые машины» + Е-236/40,5-9,3/1,5-520/299-22,2 вв «ЭМАльянс» + Т-63/76-8,8 УТЗ	52	2014
Ижевская ТЭЦ-1				

Окончание табл. 2.2

Название ТЭС	Конфигурация мощность	Оборудование	КПД, %	Год ввода
Московская ТЭЦ-20	Многовальная (1 + 1), 420 МВт	SGT5-4000F Siemens + + Еп-270/316/46-12,5/3,06/0,46-560/560/237 «ЭМАльянс» + + SST5-5000 Siemens	58	2015
Московская ТЭЦ-12	Многовальная (1 + 1), 220 МВт	ГТЭ-160 «Силовые машины» + + ПК-74 «ЗиО-Подольск» + + Т-56/73-7,8/0,04 КТЗ	49	2015

2.2. СОСТОЯНИЕ УТИЛИЗАЦИОННЫХ ПГУ ЗА РУБЕЖОМ

Успехи во внедрении ГТУ и ПГУ в электроэнергетику промышленно развитых стран (табл. 2.3) явились результатом целенаправленной технической политики ряда ведущих энергомашиностроительных фирм, уделяющих большое внимание совершенствованию конструкций агрегатов ГТУ [24, 25], технологии их изготовления. В первую очередь это Siemens (Германия), General Electric (США), Alstom (Франция, Швейцария, Швеция), Westinghouse (Германия, США). Это обеспечило возможность организации серийного выпуска энергетических ГТУ мощностью 10...250 МВт с КПД 28,5...41,9 % [26]. При этом значительная часть ГТУ (более 60 %) предназначена для работы в составе крупных бинарных ПГУ со средней мощностью порядка 350 МВт. Так, например, на электростанциях США с 90-х годов XX века более 60 % вводимых и модернизируемых мощностей составляли ПГУ, а в некоторых странах в отдельные годы их доля достигала 90 %.

Созданию ПГУ предшествовала разработка паровых турбин мощностью 100...180 МВт, которые имеют свои особенности (в частности, отсутствует развитая система регенеративного подогрева конденсата и питательной воды). Некоторые паровые турбины выполняются с приемом пара в проточную часть турбины.

Таблица 2.3

Внедрение ПГУ ТЭС в мировой энергетике [27–33]

Название ТЭС	Страна	Конфигурация, мощность	Год ввода
San Pedro de Macoris	Доминиканская Республика	Одновальная (1 + 1), 305 МВт	2001–2002
Ballylumford	Великобритания	Многовальная (2 + 1), 500 МВт + Одновальная (1 + 1), 100 МВт	2003
Ferrera Erbognone	Италия	Многовальная $2 \times (1 + 1)$, 800 МВт + одновальная (1 + 1), 200 МВт, синтез-газ	2003–2004
Ravenna		Многовальная $2 \times (1+1)$, 800 МВт	2004
Mantova		Многовальная $2 \times (1+1)$, 800 МВт	2005
Brindisi		Многовальная $3 \times (1 + 1)$, 1200 МВт	2005–2006
Voghera		Одновальная (1 + 1), 400 МВт	2005
Rosignano		Одновальная (1 + 1), 400 МВт	2007
Sparanise		Многовальная $2 \times (1+1)$, 800 МВт	2007
Ferrara		Многовальная $2 \times (1 + 1)$, 800 МВт	2008–2009
Leini		Многовальная (1 + 1), 400 МВт	2007
Vado Ligure		Многовальная (2 + 1), 800 МВт	2007
Escatron	Испания	Многовальная (2 + 1), 800 МВт	2008
Rizziconi	Италия	Многовальная $2 \times (1 + 1)$, 800 МВт	2008
Moncalieri	Италия	Многовальная (1 + 1), 400 МВт	2008
Napoli Levante	Италия	Многовальная (1 + 1), 400 МВт	2009
Irsching 5*	Германия	Многовальная (2 + 1), 860 МВт	2009
Malmo	Швеция	Многовальная (1 + 1), 440 МВт	2009
Scandale	Италия	Многовальная $2 \times (1 + 1)$, 814 МВт	2009–2010

Окончание табл. 2.3

Название ТЭС	Страна	Конфигурация, мощность	Год ввода
Turano Lodigiano	Италия	Многовальная (2 + 1), 800 МВт	2010
San Severo	Италия	Одновальная (1 + 1), 400 МВт	2010
ALgeciras	Испания	Многовальная (2 + 1), 820 МВт	2010
Thisvi	Греция	Многовальная (1 + 1), 400 МВт	2010
Malzenice	Словакия	Одновальная (1 + 1), 430 МВт	2010–2011
Grain	Великобритания	Одновальная $3 \times (1 + 1)$, 1275 МВт	2010
Emile Huchet	Франция	Одновальная $2 \times (1 + 1)$, 860 МВт	2010
Bayet	Франция	Многовальная (2 + 1), 400 МВт	2011
Irsching 4	Германия	Одновальная (1 + 1), 555 МВт	2011
Gonyu	Венгрия	Одновальная (1 + 1), 433 МВт	2011
Aprilia	Италия	Многовальная (2 + 1), 800 МВт	2012
Yeni elektrik uretim	Турция	Многовальная (2 + 1), 850 МВт	2014
Sousse C	Тунис	Одновальная (1 + 1), 400 МВт	2015
Mirfa IWPP	ОАЭ – Абу-Даби	Многовальная (3 + 2), 1000 МВт	2017
Ibri	Оман	Многовальная $2 \times (2+1)$, 1510 МВт	2019
Sohar III		Многовальная $2 \times (2+1)$, 1710 МВт	2019

2.3. ПРИМЕРЫ ПГУ ОДНОВАЛЬНОГО ТИПА

Одноконтурные ПГУ

В конце 2003 г. в Бразилии сооружена по контракту с фирмой Alstom одновальная парогазовая установка мощностью 190 МВт. Общий объем инвестиций в ее сооружение составил примерно 230 млн долларов. Тепловая электростанция Termobahia расположена в округе Mataripе штата Bahia в 60 км от Сальвадора. Топливо к ней поступает от крупнейшего на северо-востоке Бразилии газового месторождения. ПГУ Termobahia отпускает 350 т/ч пара нефтеперегонному заводу Landulpho Alves Refinery (RLAM) [34].

Кроме стандартного природного газа в качестве топлива на ПГУ используется природный газ с содержанием углеводородов 16 %, а также нефтяной газ, подаваемый с завода RLAM. Оба вида природного газа могут сжигаться в камерах сгорания газовой турбины и в дополнительных горелках котла-утилизатора, в то время как нефтяной газ сжигается только в котле-утилизаторе.

Данная установка – первая одновальная энергоустановка комбинированного цикла производства энергии, сооруженная фирмой Alstom в Бразилии. Главные ее элементы – газотурбинная установка на базе газовой турбины GT24 с котлом-утилизатором, паровая турбина и электрогенератор. Эффективность использования топлива в данной ПГУ составляет 90 %. Тепловая схема представлена на рис. 2.1 [26].

Установка рассчитана на частоту вырабатываемого тока 60 Гц. Степень повышения давления в компрессоре – 30. Температура выхлопных газов за турбиной 630 °С, их массовый расход 391 кг/с. Перед турбиной установлены две камеры сгорания – высокого и низкого давлений, природный газ сжигается в них последовательно [34].

Часть воздуха из компрессора охлаждается в двух прямоточных охладителях 7 и 8 за счет передачи питательной воде теплоты, отбираемой из котла-утилизатора после экономайзера, и используется для внутреннего охлаждения различных элементов газовой турбины (ГТ). Полученный в охладителях пар возвращается в систему перегрева котла-утилизатора.

Котел-утилизатор вертикального типа фирмы Cockerill Mechanical Industries (СМІ, Бельгия) с одним уровнем давления выполнен с естественной циркуляцией. Однако при его пусках для повышения надежности пусковых режимов используется специальный насос принудительной циркуляции воды. Параметры пара за котлом p/t – 12,44 МПа /

567,7 °С. Температура горячих дымовых газов на входе в котел после дополнительного сжигания 794 °С, их массовый расход 399,4 кг/с.

Котел-утилизатор обеспечивает паром одноцилиндровую паровую турбину типа НД1-С с противодавлением 4,23 МПа производства фирмы Alstom, рассчитанную на скорость вращения ротора 3600 об/мин. После расширения в турбине отработавший пар поступает в коллектор производственного пара к заводу RLAM.

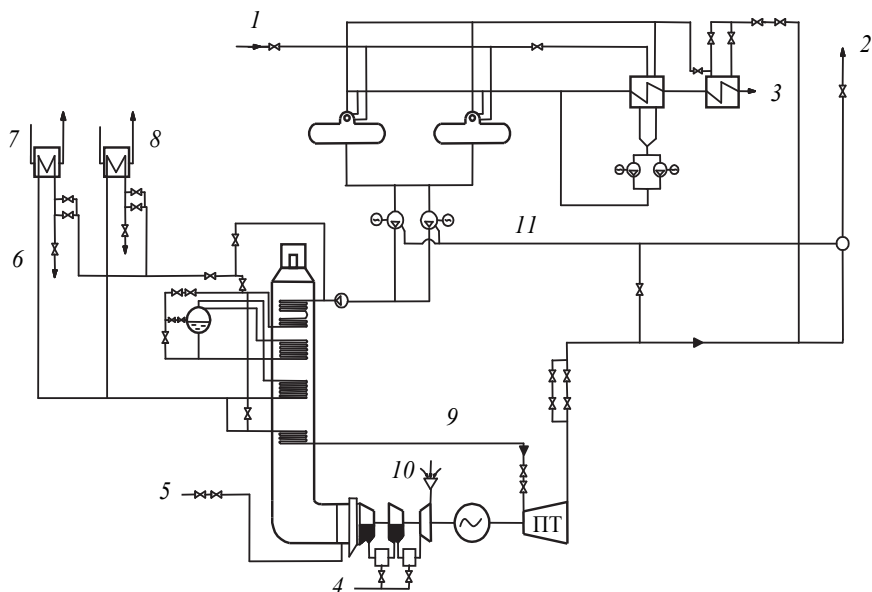


Рис. 2.1. Принципиальная тепловая схема ПГУ с производственным отбором пара:

ПТ – паровая турбина; 1 – пар к деаэраторам с производства; 2 – пар на производство; 3 – очищенная вода; 4 – природный газ к камерам сгорания; 5 – природный и нефтяной газ к котлу-утилизатору; 6 – продувка котла-утилизатора; 7 – охладитель воздуха газовой турбины высокого давления; 8 – охладитель воздуха газовой турбины низкого давления; 9 – пар; 10 – воздух; 11 – вода

Электрогенератор размещен со стороны холодного конца газовой турбины. С паровой турбиной он связан через муфту сцепления типа SSS, облегчающую работу ГТ при пусках и допускающую автономную работу ГТУ с использованием байпасной системы паровой турбины. Генератор может быть использован в качестве стартового

синхронного двигателя при пусках. Для этого применен статический преобразователь частоты.

Котел-утилизатор, резервные баки питательной воды, высоковольтное оборудование напряжением 230 кВ, трансформаторы, разъединители и некоторое другое оборудование установлены на открытом воздухе.

Двухконтурные ПГУ

Акционерным обществом «Ленинградский механический завод имени Карла Либкнехта» была предложена ПГУ-320, которая комплектуется в виде моноблока с конденсационной паротурбинной установкой типа К-120-130, горизонтальным котлом-утилизатором двух давлений, одной газотурбинной установкой типа ГТЭ-200 и общим электрогенератором номинальной мощностью 320 МВт (АО «Электросила») (рис. 2.2). Энергоблок мощностью 320 МВт имеет электрический КПД брутто в конденсационном режиме 54,9 % [26].

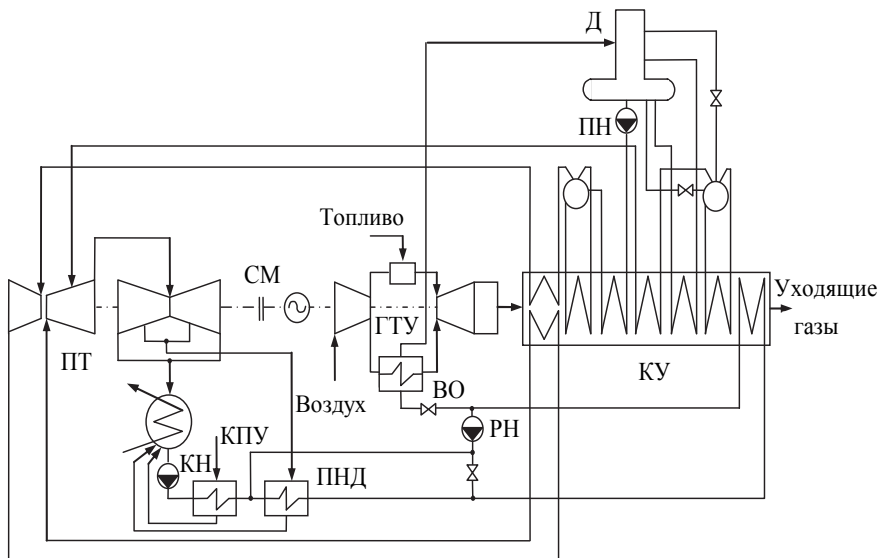


Рис. 2.2. Принципиальная тепловая схема блока ПГУ-320:

ПТ – паровая турбина; КУ – котел-утилизатор; ГТУ – газотурбинная установка; ВО – воздухоохладитель; СМ – сцепная муфта; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; РН – рециркуляционный насос; ПНД – подогреватель низкого давления; КПУ – концевой подогреватель уплотнений; КН – конденсатный насос

Тепловая электростанция San Pedro de Macoris в Доминиканской Республике состоит из трех одновальных ПГУ GUDIS.64.3A с ГТУ V64.3A компании Siemens. Строительство ТЭС началось в мае 2000 г: первая ПГУ была введена в эксплуатацию в ноябре 2001 г., вторая – в декабре 2001 г., а третья – в январе 2002 г. Электростанция расположена в 65 км от столицы страны г. Санто-Доминго вблизи реки Хигуамо.

Мощность ТЭС брутто $3 \times 101,7$ МВт, нетто $3 \times 99,2$ МВт, КПД нетто 48,28 %, давление в конденсаторе 7,7 кПа, температура выхлопных газов 605 °С [35].

Для снижения выбросов NO_x в камеры сгорания впрыскивается вода. В газоходах перед котлами-утилизаторами двух давлений с естественной циркуляцией установлены горелки для сжигания дополнительного топлива. В системе охлаждения ТЭС используется вентиляционная градирня.

Благодаря саморасцепляющейся муфте между генератором и паровой турбиной газовую турбину можно пускать и эксплуатировать независимо от паровой.

Трехконтурные ПГУ

На базе ГТУ V94.3A (Siemens) в Португалии (Tapada do Outeiro) разработана ПГУ мощностью 330 МВт (рис. 2.3) с КПД ~ 54 %.

Специалистами корпорации Siemens-Westinghouse разработан проект одновальной конденсационной установки на базе газовой турбины W501G (Westinghouse) установленной мощностью ~ 390 МВт (мощность ГТУ ~ 250 МВт) с КПД нетто ~ 58,4 %. Паровой цикл – трех давлений. Удельная стоимость ПГУ ~ 400 долл/кВт [26].

В 2009 г. в Нидерландах введена в эксплуатацию электростанция Sloe Centrale с двумя одновальными ПГУ. Энергоблоки мощностью по 435 МВт состоят из ГТУ Siemens SGT5-4000F (ранее V94.3A, в 2004 г. маркировка была изменена), соединенной с электрогенератором с водородным охлаждением мощностью брутто около 290 МВт; котла-утилизатора Бенсона трех давлений (прямоточный с начальным давлением пара 12,5 МПа); паровой турбины Siemens SST5-5000 мощностью брутто 145 МВт с продольно размещенным конденсатором, соединенной с электрогенератором саморасцепляющейся муфтой [36].

В ГТУ применены термобарьерные покрытия лопаток, гидравлическая оптимизация уплотнений, подогрев топливного газа питательной водой части среднего давления котла до 165 °С и высокотехнологич-

ные горелки с предварительным смешением топлива и воздуха; снижен расход охлаждающего воздуха.

Сокращению выбросов вредных веществ способствовали оптимизация процесса (подогрев топлива и воздуха) и использование гибридных горелок.

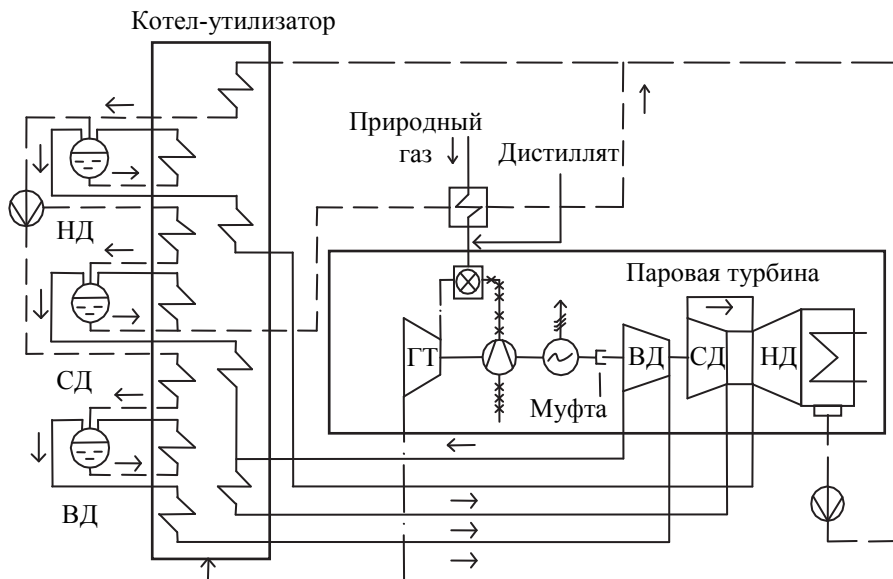


Рис. 2.3. Принципиальная тепловая схема ПГУ трех давлений в Португалии (Tapada do Outeiro):

ГТ – газовая турбина; ВД – высокое давление; СД – среднее давление; НД – низкое давление

Воздух для камеры сгорания можно подогревать с помощью водно-гликолевой системы, в которой используется конденсирующийся пар низкого давления. При этом предотвращается образование льда и CO.

Кольцевая камера сгорания оснащена 24 пилотными (с предварительным смешением) и основными горелками, функционирующими на обедненной смеси.

КПД установки на уровне 58 % [36].

В России на Шатурской ГРЭС в сентябре 2010 г. была введена в эксплуатацию парогазовая установка с установленной электрической мощностью 400 МВт. Для проекта использовалась технология STAGTM

(парогазовая) компании General Electric: система S109FA с газотурбинной установкой MS9001FA и паровой турбиной класса F. В состав системы входит газовая турбина модели PG9351FA мощностью 270 МВт и температурой уходящих газов 600 °С, паровая турбина D10 установленной мощностью 130 МВт, электрогенератор 390Н, один трехконтурный котел-утилизатор СМІ паропроизводительностью в контуре высокого давления 265 т/ч, в контуре среднего давления 58 т/ч, в контуре низкого давления 43,6 т/ч. [37, 38]

2.4. ПРИМЕРЫ ПГУ МНОГОВАЛЬНОГО ТИПА

Двухконтурные ПГУ

Одной из первых мощных теплофикационных ПГУ бинарного типа в России является ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ в Санкт-Петербурге. Ее схема позволяет в широких пределах изменять соотношение между электрической и тепловой нагрузкой, сохраняя общий высокий коэффициент использования тепла топлива. Блок ПГУ-450Т (рис. 2.4) включает две газовые турбины V94.2, два котла-утилизатора на два давления, паровую турбину Т-150-7.7.

Основные показатели энергоблока: электрическая мощность 450 МВт; тепловая мощность 407 МВт; удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии – 154,5 г у.т/(кВт·ч); удельный расход условного топлива на отпуск тепла 40,6 кг у.т/ГДж; КПД ТЭЦ по отпуску электрической энергии 79,6 %, тепловой энергии 84,1 %; КПД блока на конденсационном режиме составляет более 50 % [26].

Оборудование тепловой схемы Калининградской ТЭЦ-2 сходно с ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ. Отличия имеют котлы-утилизаторы, которые выполнены в горизонтальной компоновке, при этом испарительные контуры – с естественной циркуляцией.

Ниже представлено описание основного оборудования ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2.

Газотурбинная установка ГТЭ-160 (далее – ГТУ) является одновальным турбоагрегатом, работающим при начальной температуре газа 1060 °С, температуре газа на выходе из турбины 544 °С. Электрическая мощность ГТУ составляет 150 МВт при коэффициенте полезного действия 33,8 % при расчетных внешних условиях: температура наружного воздуха 15 °С, давление 1,013 бар, влажность 60 %, сопротивление на входе воздуха в компрессор 10 Мбар, сопротивление на выходе газа из турбины 30,4 Мбар [39].

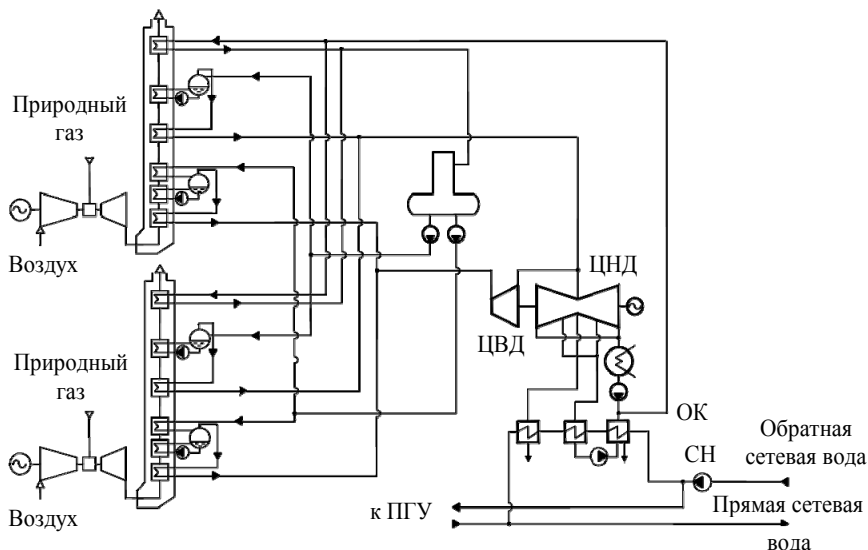


Рис. 2.4. Принципиальная тепловая схема блока ПГУ-450Т
Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга:

ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – цилиндр низкого давления,
ОК – основной конденсат; СН – сетевой насос

Газы после ГТУ поступают в барабанные котлы-утилизаторы типа П-96 двух давлений. Котлы-утилизаторы имеют горизонтальную компоновку, два парогенерирующих контура (высокого и низкого давления) с паровыми барабанами и с естественной циркуляцией в испарительных контурах. Сжигания топлива в котлах нет, пропуск выхлопных газов ГТУ через неработающий котел не допускается.

После ГПК на входе в дымовую трубу в газоходе каждого котла-утилизатора установлена дождевая заслонка, препятствующая расхолаживанию поверхностей нагрева котла после останова блока.

Пар после пароперегревателей высокого и низкого давлений поступает в ЦВД (пар низкого давления подводится в камеру между 16-й и 17-й ступенями) паровой турбины типа Т-150-7,7 производства АО «ЛМЗ».

Регулирования давления и температуры пара в котле в рабочем диапазоне нагрузок не предусмотрено, блок рассчитан для работы при скользящем давлении пара в контуре высокого давления, определяе-

мом температурой и расходом газов, поступающих в котел из ГТУ, а также режимом работы паровой турбины.

Теплофикационная паровая турбина T-150-7,7 с тремя регулируемыми отборами пара, номинальной мощностью 161,6 МВт на конденсационном режиме и 128,6 МВт на теплофикационном режиме предназначена для непосредственного привода генератора типа ТФГ-160-2УЗ производства ОАО «Электросила», монтируемого на общем фундаменте с турбиной, и отпуска тепла на теплофикацию до 329,7 Гкал/ч при расчетной температуре наружного воздуха 2,2 °С [39].

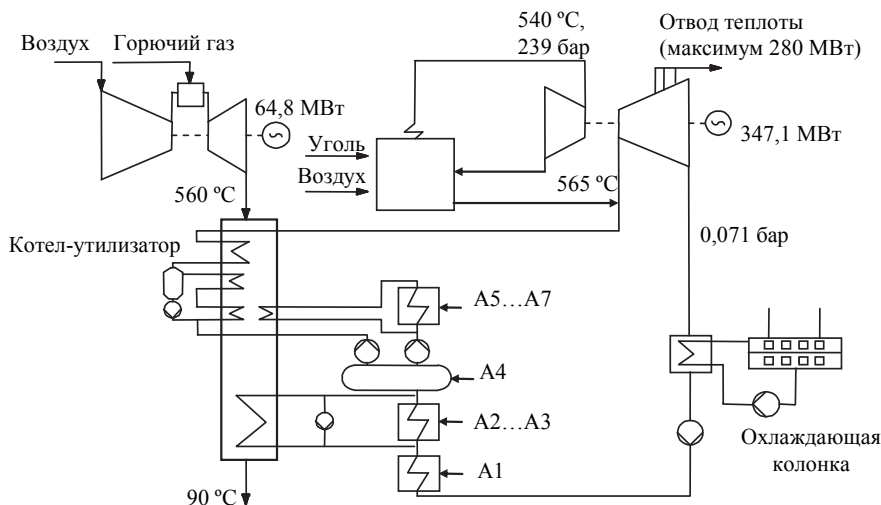
В 2011–2012 гг. введены два парогазовых энергоблока на Первомайской ТЭЦ-14 в Санкт-Петербурге. В состав каждого энергоблока входят две газотурбинные установки V64.3A производства Ansaldo Energia S.p.a. с единичной мощностью 68,5 МВт, одна паровая турбина ОАО «Силовые машины» Т-50/64-7,4/0,12 (электрическая мощность турбоагрегата 47 МВт, максимальная тепловая мощность 143 МВт), изготовленная Калужским турбинным заводом, один котел-утилизатор Е-99,5/13,5-7,6/0,59-545/210 паропроизводительностью 98,9 т/ч производства Подольского машиностроительного завода. Станция работает на природном газе, в качестве резервного возможно применение дизельного топлива.

На ТЭЦ применена новая закрытая система технического водоснабжения с использованием вентиляторных сухих градирен системы Геллера. Циркуляционная вода охлаждается в водовоздушных теплообменниках типа Форго при принудительной циркуляции наружного воздуха. Стоимость проекта составила около 15 млрд рублей [40].

В мировой энергетике достаточно широко внедрены ПГУ на базе ГТУ V64.3A (Siemens) в Германии (Ганновер–Линден, Альтбах–Дассау, Дюссельдорф), Доминиканской Республике (Сан Педро), Исландии. При этом для двухваловой ПГУ двух давлений в Альтбах–Дассау (Германия) использована схема с дожиганием твердого топлива для контура высокого давления (рис. 2.5). Технические параметры ПГУ следующие: установленная мощность 345 МВт, мощность ГТУ 65 МВт, КПД нетто 45 %; параметры пара высокого давления: давление 240 бар, температура 540 °С, расход 247 кг/с; параметры пара среднего давления: давление 70 бар, температура 542 °С, расход 272 кг/с [41].

В Байере (Германия) в 2005 г. введена ПГУ двух давлений установленной мощностью 561 МВт (мощность нетто ~ 494 МВт) с КПД нетто ~ 53 %. Параметры пара высокого давления: давление 110 бар, температу-

В ноябре 2009 г. в Азербайджане введена в эксплуатацию Сумгайтская парогазовая ТЭЦ мощностью 506 МВт. Парогазовая установка с КПД 52,7 % состоит из двух ГТУ SGT5-2000 (прежнее обозначение V94.2) мощностью по 163 МВт и паровой турбины SST-4000. Каждая из трех турбин приводит в действие электрогенератор SGen5-1000A с воздушным охлаждением. За каждой ГТУ установлен котел-утилизатор двух давлений компании CMI без байпаса. Газ поставляется по газопроводу с минимальным давлением 2,75 МПа и проектной теплотой сгорания 48,1 МДж/кг. Контракт на строительство стоимостью 260 млн евро подписан в 2005 г. [42].



В конце февраля 2009 г. на Минской ТЭЦ-3 введен в эксплуатацию блок ПГУ-230, включающий в себя парогазовую установку с двумя контурами давления пара, предназначенную для производства электроэнергии и тепла в базовом режиме работы. Основное и резервное топливо – природный газ.

33

горизонтальный двухконтурный барабанный котел-утилизатор HRSG/DP 01.1 производства фирмы SES ENERGY (Словакия); одна паровая турбоустановка Т-53/67-8,0 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» с генератором ТФ-80-2УЗ; автоматизированная система управления технологическим процессом. Установленная электрическая мощность 222 МВт, тепловая мощность 136 Гкал/ч, КПД блока 52,5 % [43].

Трехконтурные ПГУ

В Великобритании (King's Lynn) на базе ГТУ V94.3A (Siemens) разработана ПГУ трех давлений мощностью 350 МВт с КПД ~ 55,3 %. Мощность ГТУ на уровне 265 МВт [41].

На базе газовой турбины W501F (Westinghouse) в США (Тампа, Флорида) разработана ПГУ мощностью 520 МВт с КПД 56 %. Паровой цикл – трех давлений с использованием котлов системы Бенсона [41].

ПГУ с ГТУ M501GAC Fast конфигурации 1×1 развивает мощность 270 МВт через 10 мин после начала пуска из горячего состояния (после останова на 8 ч) и 400 МВт – еще через 20 мин. Мощность брутто 412,4 МВт, удельный расход тепла 6054 кДж/(кВт · ч), мощность ГТУ 273,6 МВт, степень повышения давления 20, мощность паровой турбины 138,8 МВт, КПД 59,5 % [36].

Во время работы установки ГТУ можно разгружать приблизительно до 50 % номинальной нагрузки без увеличения выбросов вредных веществ.

В ПГУ используется барабанный котел-утилизатор компании Mitsubishi трех давлений с промежуточным перегревом пара.

Электростанция Rizziconi расположена в сельской местности в Калябрии неподалеку от побережья Тирренского моря. Электростанция состоит из двух ПГУ мощностью 380 МВт каждая с двумя ГТУ V94.3A, двух паровых турбин MT15C и четырех электрогенераторов типов WY23Z и WX21Z. Все эти установки изготовлены компанией Ansaldo Energia в Генуе [44].

Каждая ПГУ оснащена горизонтальным котлом-утилизатором трех давлений и воздушным конденсатором. Система водоснабжения бессточная.

В феврале 2013 г. была введена в промышленную эксплуатацию Пекинская ТЭЦ Jingqiao мощностью 838 МВт – парогазовая, двухвальной конфигурации. На ней размещены две ГТУ SGT5-4000F, два

котла-утилизатора трех давлений вертикального типа, изготовленные компанией Wuxi Huaguang Boiler Co. Ltd. Котлы рассчитаны на давление пара 12,5 МПа и температуру перегрева 545°C/540°C, производительность пара 512 т/ч. Паровая турбина изготовлена компанией Shanghai Turbine Plant. ЦВД и ЦСД соединены с ЦНД расцепной муфтой. Мощность каждого электрогенератора 300 МВт. Генератор паровой турбины размещен со стороны ЦВД. КПД ПГУ составляет 59,5 %. Максимальная тепловая мощность ТЭЦ-592 МВт. Зимой и при необходимости в другие периоды пар в паровую турбину можно не подавать. В таком случае тепловая мощность ТЭЦ составляет 729 МВт [45].

ТЭЦ расположена внутри кольцевой дороги, высота труб котлов-утилизаторов соответствует высоте окружающих зданий, а воздухозаборное устройство ГТУ окружено звукопоглощающей стеной. Машинный зал размещен рядом с административным зданием на восточной стороне ТЭС (и экранирован им) для снижения уровня шума оборудования. За территорией ТЭЦ уровень шума составляет 45 дБ, что ниже, чем для типичного офисного здания. Здание подстанции расположено под землёй. Шины генератора расположены на глубине 3 м и направлены к трансформаторам, которые установлены на глубине 9 м. Кабели к городской сети проложены на глубине 9 м.

Удельная строительная площадь для данной ТЭС составляет 0,063 м²/кВт (для типичных парогазовых ТЭС США данный показатель достигает 1 м²/кВт и даже превышает это значение) [45].

В 2013 г. на морском побережье в 400 км к юго-востоку от Сеула сооружена ПГУ Ulsan 4 конфигурации 2 × 1. Общая стоимость проекта составила около 800 млн дол. Компания Mitsubishi Heavy Industries поставила для данной электростанции две ГТУ M501J мощностью по 317,5 МВт каждая, паровую турбину и три электрогенератора на частоту тока 60 Гц, компания Daelim Industrial – два котла-утилизатора трех давлений с промежуточным перегревом пара, КПД ПГУ по низшей теплоте сгорания 61,9 % [45]. За котлами-утилизаторами размещены системы селективного каталитического восстановления оксидов азота.

В декабре 2013 г. в Доминиканской Республике введены в строй две необычные парогазовые ТЭС San Pedro de Macoris общей стоимостью 700 млн долл. для энергоснабжения золотодобывающей шахты. Каждая из них состоит из 12 газовых дизель-генераторов 8V50DF компании Wartsila мощностью по 17,1 МВт каждая и паровой турбины. Мощность одной такой парогазовой системы составляет 215 МВт [46].

По данным Alstom (ABB), капитальные затраты на конденсационные бинарные ПГУ с новыми ГТУ мощностью 185 и 265 МВт при работе на природном газе составляют примерно 500 долл/кВт. В целом на мировом энергетическом рынке стоимость установленной мощности крупных конденсационных ПГУ на газе мощностью 200 МВт и более составляет 500...600 долл/кВт, а ПГУ меньшей мощности – 600...800 долл/кВт [47].

Многовальные ПГУ, в которых каждая ГТУ и паровая турбина имеют собственный электрогенератор, на 8...10 % дороже, чем одно-вальные ПГУ с одним генератором. Удельная стоимость теплофикационных ПГУ на 10...15 % выше, чем стоимость конденсационных ПГУ той же мощности.

3. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПГУ УТИЛИЗАЦИОННОГО ТИПА

3.1. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Как говорилось выше, наибольшее распространение получили схемы ПГУ с двух- и трехконтурными котлами-утилизаторами. От количества контуров напрямую зависит эффективность съема тепла от уходящих газов ГТУ. Количество ГТУ зависит от заданной мощности проектируемой станции и от мощности паровой турбины, входящей в состав ПГУ. При работе в составе ПГУ ограничением является температура уходящих газов ГТУ, от которой зависит температура острого пара, генерируемого в КУ. Кроме того, главным техническим ограничением ГТУ может быть заявленная заводом максимальная мощность, поэтому учитываются ограничения по температуре окружающего воздуха, которая влияет на мощность газотурбинной установки.

При проектировании станции важно понимать, что оборудование не всегда может по характеристикам подходить друг другу идеально в силу того, что оно зачастую произведено различными заводами-изготовителями.

Параметры паротурбинной части согласуются с параметрами котлов заводов-изготовителей.

Выбор котла-утилизатора осуществляется по количеству контуров паровой турбины, соотношению паропроизводительности котла и турбины, номинальным параметрам пара. Возможен выбор нескольких котлов-утилизаторов меньшей производительности, в сумме обеспечивающих паровую турбину паром необходимых параметров.

Паропроизводительность котла-утилизатора по каждому контуру, т/ч:

$$mD_{\max}^{\text{КУ}} \geq D_{\max}^{\text{T}}, \quad (3.1)$$

где $D_{\max}^{\text{КУ}}$ – максимальная паропроизводительность КУ, т/ч; $D_{\max}^{\text{T}}$ – максимальный расход пара на турбину, т/ч; m – число котлов-утилизаторов.

Параметры пара:

$$p_{\text{П}}^{\text{КУ}} \geq p_0^{\text{ПТ}}; \quad (3.2)$$

$$t_{\text{П}}^{\text{КУ}} \geq t_0^{\text{ПТ}}, \quad (3.3)$$

где $p_{\text{П}}^{\text{КУ}}$, $p_0^{\text{ПТ}}$ – давление пара на выходе из котла-утилизатора и перед турбиной соответственно, МПа; $t_{\text{П}}^{\text{КУ}}$, $t_0^{\text{ПТ}}$ – температура пара на выходе из котла-утилизатора и перед турбиной соответственно, °С.

Выбор ГТУ осуществляется в соответствии с необходимой электрической мощностью, количеством котлов-утилизаторов, температурой перегретого пара высокого давления и температурой уходящих из ГТУ газов.

Мощность газотурбинной части должна быть больше паротурбинной примерно в два раза, так как до 60 % мощности газовой турбины расходуется на привод компрессора [48].

При выборе ГТУ можно руководствоваться следующим соотношением [1]:

$$\frac{n \cdot N_{\text{ГТУ}}}{N_{\text{ПТУ}}} = \frac{\eta_{\text{ГТУ}}}{(1 - \eta_{\text{ГТУ}}) \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ПТУ}}}, \quad (3.4)$$

или

$$n \cdot N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}} \approx N_{\text{ПГУ}}, \quad (3.5)$$

где n – количество ГТУ, ед.; $N_{\text{ГТУ}}$ – мощность газотурбинной установки по параметрам ISO (Международная организация стандартов), МВт; $N_{\text{ПТУ}}$ – мощность паротурбинной установки, МВт; $\eta_{\text{ГТУ}}$, $\eta_{\text{ПТУ}}$, $\eta_{\text{КУ}}$ – КПД газотурбинной, паротурбинной установок и котла-утилизатора соответственно; $N_{\text{ПГУ}}$ – мощность парогазовой установки, МВт.

Температура газов после ГТУ должна обеспечивать выработку пара необходимых параметров с учетом температурного напора на «горячем» конце КУ, $\Delta t_0 = 20 \dots 30$ °С:

$$t_{\text{КТ}} = t_0^{\text{ВД}} + \Delta t_0, \quad (3.6)$$

где $t_{\text{КТ}}$ – температура газов на выходе из ГТУ, °С; $t_0^{\text{ВД}}$ – температура пара на входе в голову турбины, °С.

Расход и температура газов ГТУ должны обеспечивать паропроизводительность котла-утилизатора определенных параметров исходя из уравнения теплового баланса:

$$G_{\text{Г}} c_{\text{pГ}} (T_{\text{КТ}} - T_{\text{УХ}}) \varphi \approx \sum_{i=1}^3 [D_i (h_0 - h_{\text{ПВ}})_i], \quad (3.7)$$

где $G_{\text{Г}}$ – расход газов на выходе из ГТУ, кг/с; $c_{\text{pГ}}$ – теплоемкость газов, кДж/кг·К; $T_{\text{КТ}}$ – температура газов на выходе из ГТУ, К; $T_{\text{УХ}}$ – температура уходящих из КУ газов, К; φ – коэффициент сохранения теплоты в КУ; D_i – паропроизводительность соответствующего контура КУ, кг/с; h_0 , $h_{\text{ПВ}}$ – энтальпии свежего пара и питательной воды соответствующего контура, кДж/кг.

Выбор паровой турбины обусловлен мощностью и типом станции (блока). Так, для конденсационных энергоблоков основным критерием для выбора является электрическая мощность, для теплофикационных – мощность тепловых отборов турбины. При этом максимальная тепловая нагрузка отбора турбины должна быть равной или превышать тепловую мощность станции с учетом коэффициента теплофикации:

$$Q_{\text{T}}^{\text{М}} \geq Q_{\text{T}}^{\text{ТЭЦ}} \alpha_{\text{ТЭЦ}}, \quad (3.8)$$

где $Q_{\text{T}}^{\text{М}}$ – максимальная производительность тепловых отборов турбины, Гкал/ч (МВт); $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ – коэффициент теплофикации.

Выбор основного оборудования для теплофикационных энергоблоков следует начинать с паровой турбины.

3.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОГО РЕЖИМА ПГУ

Для парогазовых установок теплофикационного типа режим работы и показатели экономичности определяются графиками тепловых нагрузок, расходом и температурой сетевой воды. Отпуск теплоты, температуры прямой и обратной сетевой воды $t_{\text{ПС}}$, $t_{\text{ОС}}$ и расход воды определяются температурой наружного воздуха, соотношением нагрузок отопления и горячего водоснабжения. Отпуск теплоты в соответ-

ствии с графиком нагрузки обеспечивается за счет теплофикационных отборов турбин с подогревом сетевой воды в основных сетевых подогревателях и пиковых источников теплоты. Методика построения графиков тепловых нагрузок представлена в работе [49].

При наличии верхней срезки температурного графика осуществляется поддержание постоянной температуры теплоносителя в тепловой сети независимо от температуры наружного воздуха (например, график 150/70 со срезкой на 130). Это связано с тем, что теплоснабжающие организации зачастую не способны обеспечить столь высокие температуры теплоносителя. Однако, в современных реалиях отпуск теплоносителя подобных температур не является эффективным.

Действующие нормы, регламентирующие расчет тепловых потерь зданий с учетом однократной вентиляции отапливаемых помещений, обусловили ситуацию, при которой проектная тепловая мощность отопительных систем превышает фактические потребности зданий в тепловой энергии для отопления. Снижение температуры в подающей магистрали позволяет исключить перетопы и снизить потери в тепловых сетях. Возможность подачи теплоносителя с более низкими температурами обусловлена недостаточным однократным воздухообменом, который учитывается при расчете тепловых потерь зданий.

Основной особенностью показателей ГТУ является их зависимость от параметров окружающей среды. Поэтому расчет ПГУ необходимо производить на различных режимах. Так, для теплофикационной ПГУ режимы обычно определяются графиками тепловых нагрузок:

- конденсационный режим;
- точка включения ПВК;
- средняя температура воздуха за отопительный период;
- расчетная температура воздуха.

Для парогазовых установок конденсационного типа обычно задаются следующие режимы:

- режим номинальной нагрузки [50], по данным которого производится выбор вспомогательного оборудования;
- режим технического минимума нагрузки;
- режим частичной нагрузки установки.

В качестве основного режима ГТУ принят расчетный режим по ISO при следующих параметрах наружного воздуха:

$$t_{ВЗ} = 15^{\circ}\text{C}, \quad p_{ВЗ} = 0,1013 \text{ МПа}, \quad \phi_{ВЗ} = 60 \% \text{ [50]}.$$

3.3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Парогазовая установка – сложная система, соединяющая два термодинамических цикла со взаимосвязанными параметрами разных рабочих тел. Газотурбинная ступень находится в области высоких температур и описывается циклом Брайтона. Выходные газы ГТУ направляются в котел-утилизатор, где значительная часть теплоты передается

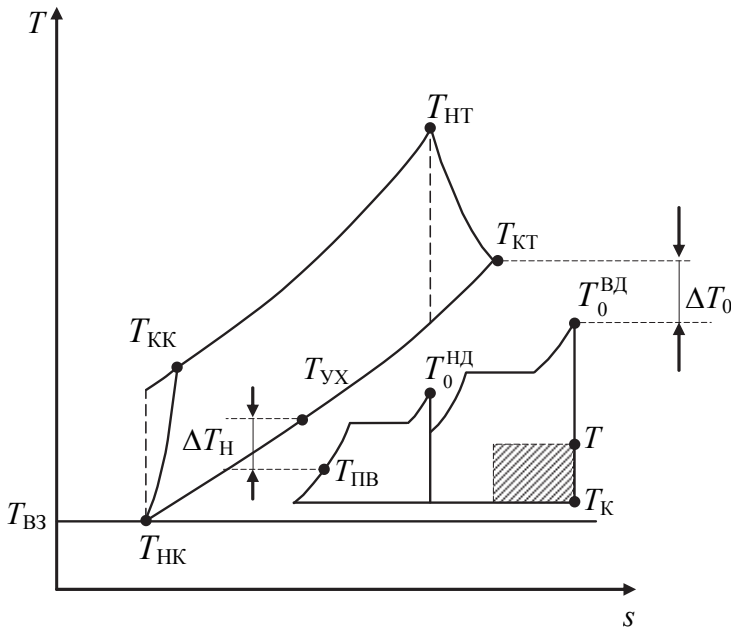


Рис. 3.1. Теоретический цикл теплофикационной ПГУ
двух давлений в T, s -диаграмме:

T_{HT} , T_{KT} – температура газов перед и после газовой турбины соответственно; T_{HK} , T_{KK} – температура воздуха перед компрессором и после него соответственно; T_{BZ} , $T_{УХ}$, $T_{ПВ}$, T – температура воздуха, уходящих газов в дымовую трубу, питательной воды, пара на теплофикационном отборе соответственно; $T_0^{ВД}$, $T_0^{НД}$ – температура пара контура высокого и низкого давления перед турбиной соответственно; ΔT_0 , ΔT_H – верхний и нижний температурные напоры на котле-утилизаторе соответственно; T_K – температура пара в конденсаторе

пароводяному рабочему телу, генерируется перегретый пар, который поступает в паровую турбину (цикл Ренкина). Для максимальной утилизации теплоты уходящих газов в КУ поддерживают минимальные значения температурных напоров.

На рис. 3.1 представлен теоретический цикл теплофикационной ПГУ двух давлений в T, s -диаграмме, состоящий из цикла Брайтона ($T_{HT} - T_{КТ} - T_{УХ} - T_{НК} - T_{КК} - T_{HT}$) и цикла Ренкина ($T_0^{ВД} - T - T_K - T_{ПВ} - T T_0^{HD} - T_0^{ВД}$).

Тепловая схема теплофикационной двухконтурной ПГУ утилизационного типа представлена на рис. 3.2.

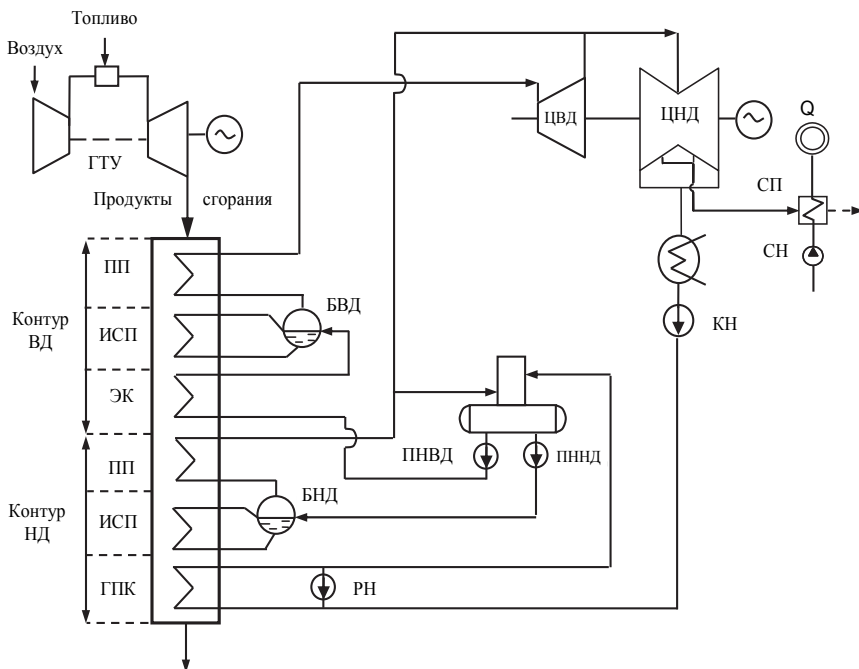


Рис. 3.2. Тепловая схема теплофикационной ПГУ двух давлений:

БНД, БВД – барабан низкого и высокого давления соответственно; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ИСП – испаритель; ПННД, ПНВД – питательный насос низкого и высокого давления соответственно; ПП – пароперегреватель; ЦВД, ЦНД – цилиндр высокого и низкого давления паровой турбины соответственно; ЭК – экономайзер; РН – рециркуляционный насос; КН – конденсатный насос; СН – сетевой насос; СП – сетевой подогреватель; Q – тепловой потребитель

Паротурбинная установка

Построение процесса расширения пара в турбине ведут с использованием внутренних относительных КПД отсеков ее проточной части, учитывая процесс дросселирования пара в регулирующих и стопорных клапанах, потери давления в которых составляют не более 5 %.

Построение начинают с начальных параметров пара $p_0^{\text{ВД}}, T_0^{\text{ВД}}$ (рис. 3.3). Давление пара ВД после части высокого давления (ЧВД) равно давлению пара НД на входе в турбину с учетом потерь на дросселирование. Смешивание потоков происходит при постоянном давлении.

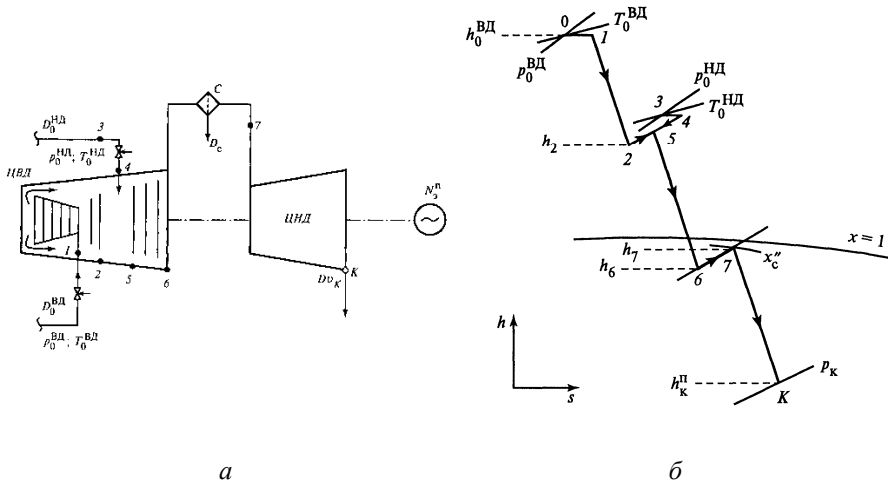


Рис. 3.3. Схема (а) и процесс расширения пара в паровой турбины (б):

С – сепаратор влаги; ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – цилиндр низкого давления [6]

Внутренний относительный КПД ЧВД турбины определяется по следующей зависимости [7]:

$$\eta_{0i}^{\text{ЧВД}} = \left(0,92 - \frac{0,2}{D_0^{\text{ВД}} 0,5(v_0 + v_2)} \right) \left(1 + \frac{H_0^{\text{ВД}} - 700}{2 \cdot 10^4} \right), \quad (3.9)$$

где $D_0^{\text{ВД}}$ – расход пара ВД, заданный заводом-изготовителем, кг/с; υ_0, υ_2 – удельные объемы в начальной и конечной точках процесса расширения в ЧВД, $\text{м}^3/\text{кг}$; $H_0^{\text{ВД}}$ – располагаемый теплоперепад ЧВД, кДж/кг.

Действительный теплоперепад пара в ЦВД до смешения определяется с учетом внутреннего относительного КПД ЧВД турбины.

Энтальпия пара в ЦВД после смешения, кДж/кг [6]:

$$h_{\text{см}} = \frac{D_0^{\text{ВД}} h_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} h_0^{\text{НД}}}{D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}}}, \quad (3.10)$$

где $D_0^{\text{НД}}$ – расход пара НД, заданный заводом-изготовителем, кг/с; $h_0^{\text{ВД}}$ – энтальпия пара ВД (при $p_0^{\text{ВД}}, t_0^{\text{ВД}}$), кДж/кг; $h_0^{\text{НД}}$ – энтальпия пара НД (при $p_0^{\text{НД}}, t_0^{\text{НД}}$), кДж/кг.

Давление пара за частью среднего давления (ЧСД) определяется по характеристикам завода-изготовителя. Если данная информация отсутствует, то для теплофикационной ПГУ давление может приниматься равным давлению пара в теплофикационном отборе. Когда части среднего и высокого давления скомпонованы в одном цилиндре, потери в стопорных клапанах не учитываются.

В зависимости от температуры охлаждающей воды $t_{\text{ОВ}}$ принимают расчетное абсолютное давление отработавшего пара $p_{\text{К}}$: для $t_{\text{ОВ}} = 10^\circ\text{C}$ $p_{\text{К}} = 2,8 \dots 3,4$ кПа; для $t_{\text{ОВ}} = 15^\circ\text{C}$ $p_{\text{К}} = 3,8 \dots 4,8$ кПа; для $t_{\text{ОВ}} = 20 \dots 25^\circ\text{C}$ $p_{\text{К}} = 5,9 \dots 6,8$ кПа [49].

Внутренний относительный КПД проточной части НД определяется по зависимости [6]

$$\eta_{0i}^{\text{НД}} = 0,87 \left(1 + \frac{H_0^{\text{НД}} - 400}{10^4} \right) K_{\text{ВЛ}} - \frac{\Delta H_{\text{ВС}}}{H_0^{\text{НД}}}, \quad (3.11)$$

где $\Delta H_{\text{ВС}}$ – потеря энергии с выходной скоростью пара, кДж/кг; $H_0^{\text{НД}}$ – располагаемый теплоперепад ЧНД, кДж/кг; $K_{\text{ВЛ}}$ – поправочный коэффициент влажности пара:

$$K_{\text{ВЛ}} = 1 - 0,4(1 - \beta_{\text{ВЛ}}) \left(y_0^{\text{НД}} + y_{\text{НД}} \right) \frac{H_0^{\text{ВЛ}}}{H_0^{\text{НД}}}, \quad (3.12)$$

где $\beta_{\text{ВЛ}} = 0,1 \dots 0,2$ – коэффициент учета влияния средней влажности на внутренний КПД; $y_0^{\text{НД}}$, $y_{\text{НД}}$ – влажность пара в начале и в конце ЧНД соответственно; $H_0^{\text{ВЛ}}$ – располагаемый теплоперепад в области влажного пара (определяется по h, s -диаграмме, в точке пересечения изоэнтропы и линии насыщения), кДж/кг.

Энтальпия пара в конце действительного процесса расширения ЧНД определяется с учетом давления в конденсаторе и внутреннего относительного КПД ЧНД.

Котел-утилизатор

В пароводяном цикле ПГУ, как правило, отсутствуют подогреватели низкого и высокого давления. Конденсат после конденсатора паровой турбины направляется в котел-утилизатор (при схеме с двумя КУ поток конденсата распределяется равномерно на каждый котел). К этому конденсату при помощи рециркуляционных насосов (РН) подмешивается часть подогретой воды после газового подогревателя конденсата (ГПК). Эти потоки смешиваются, и вода нагревается до температуры 60°C (рис. 3.4). С этой же целью в схеме ПТУ возможно наличие подогревателя низкого давления. Если эта температура будет меньшей, то на поверхности ГПК будет происходить конденсация водяных паров из дымовых газов, а имеющиеся в них агрессивные вещества будут растворяться в выпадающем конденсате, вызывая коррозию труб ГПК. Если температура на входе в ГПК будет больше 60°C , то, во-первых, это приведет к увеличению температуры уходящих газов КУ и снизит экономичность и, во-вторых, увеличит затраты мощности на привод электронасосов рециркуляции конденсата. Поэтому КУ снабжается регулятором температуры конденсата, поддерживающим его температуру близкой к 60°C [6].

Температуру воды за ГПК можно вычислить, зная подогрев воды в деаэраторе $\Delta t_{\text{Д}}$, $^\circ\text{C}$:

$$t_{\text{В}}^{\text{ГПК}} = t_{\text{Д}}^{\text{Н}} - \Delta t_{\text{Д}}, \quad (3.13)$$

где $t_{\text{Д}}^{\text{Н}} = f(P_{\text{Д}})$ – температура насыщения при давлении в деаэраторе, $^\circ\text{C}$.

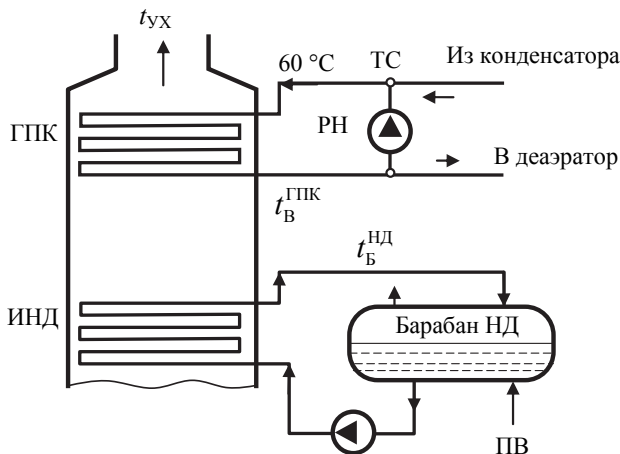


Рис. 3.4. Схема КУ с ГПК и точкой смешения конденсата:

ИНД – испаритель контура низкого давления; ТС – точка смешения; ПВ – питательная вода; РН – рециркуляционный насос;

$t_{\text{Б}}^{\text{НД}}$ – температура воды в барабане контура низкого давления;

$t_{\text{ух}}$ – температура уходящих газов; $t_{\text{Б}}^{\text{ГПК}}$ – температура воды за ГПК

Предварительный суммарный расход пара на турбине определяется по формуле, кг/с:

$$D = \frac{N_{\text{ПТУ}}}{\left[\alpha^{\text{ВД}} \left(H_0^{\text{ВД}} + H_0^{\text{НД}} \right) + \alpha^{\text{НД}} H_0^{\text{НД}} \right] \eta_{\text{ЭМ}}} + \sum_{i=1}^n y_{\text{Ti}} D_{\text{Ti}} + \sum_{j=1}^m y_j D_j, \quad (3.14)$$

где $N_{\text{ПТУ}}$ – номинальная мощность паровой турбины, МВт; $\eta_{\text{ЭМ}}$ – электромеханический КПД турбогенератора, принимается равным 0,98; $\alpha^{\text{ВД}}$, $\alpha^{\text{НД}}$ – относительный расход пара ВД и НД соответственно; y_{Ti} , y_j – коэффициент недовыработки отбора на теплофикацию и регенерацию соответственно; D_{Ti} , D_j – расход пара теплофикационного и регенеративного отборов соответственно, кг/с.

Параметры расходов пара на теплофикационные отборы и регенеративные подогреватели берутся из характеристик заводов-изготовителей или определяются по методике из работы [49].

Полученное значение предварительного расхода пара не может превышать максимального значения, заявленного заводом-изготовителем:

$$D \leq D_{\max} = D_{\max}^{\text{ВД}} + D_{\max}^{\text{НД}}, \quad (3.15)$$

где $D_{\max}^{\text{ВД}}$, $D_{\max}^{\text{НД}}$ – максимально возможные расходы пара на турбине для контура высокого и низкого давления соответственно, кг/с.

При превышении максимального расхода пара сохраняют нагрузку тепловых отборов, сокращают расход пара до максимального за счет уменьшения выработки электрической энергии турбины.

Электрическая мощность турбины при уменьшении количества пара на выработку электроэнергии пересчитывается по формуле, кВт:

$$N_{\text{ПТУ}} = \left(D_{\max} - \sum_{i=1}^n y_{Ti} D_{Ti} - \sum_{j=1}^m y_j D_j \right) \times \\ \times \left(\alpha^{\text{ВД}} \left(H_0^{\text{ВД}} + H_0^{\text{НД}} \right) + \alpha^{\text{НД}} H_0^{\text{НД}} \right) \eta_{\text{ЭМ}}. \quad (3.16)$$

Количество теплоты на выработку пара, переданное в КУ:

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{D}{\varphi} \left(1 + \alpha^{\text{ПР}} \right) \left[\alpha^{\text{ВД}} \left(h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{ПВ}} \right) + \alpha^{\text{НД}} \left(h_0^{\text{НД}} - h_{\text{ПВ}} \right) \right], \quad (3.17)$$

где $\varphi = 0,994 \dots 0,996$ – коэффициент сохранения теплоты в котле-утилизаторе; $\alpha^{\text{ПР}}$ – относительный расход насыщенной воды на продувку из барабана высокого / низкого давления, принимается 0,5...1 %; $h_0^{\text{ВД}}$, $h_0^{\text{НД}}$ – энтальпии перегретого пара контура высокого и низкого давления соответственно, кДж/кг; $h_{\text{ПВ}}$ – энтальпия воды, кДж/кг.

Давление в барабане НД определяется с учетом потерь, МПа [6]:

$$p_{\text{Б}}^{\text{НД}} = (0,85 \dots 0,9) p_{\text{ПН}}^{\text{НД}}, \quad (3.18)$$

а температура воды в барабане НД $t_{\text{Б}}^{\text{НД}} = f(p_{\text{Б}}^{\text{НД}})$, °С.

При укрупненном расчете котла-утилизатора можно использовать рекомендации заводов-изготовителей [51]:

- температура уходящих газов за КУ при сжигании природного газа принимают 80...100 °С, при сжигании жидкого газотурбинного топлива 120...125 °С;

- для полной утилизации теплоты уходящих газов минимальные температурные напоры на «холодных» концах поверхностей нагрева испарителей ВД и НД составляют $\Delta t_H = 8...10$ °С (рис. 3.1);

- для обеспечения допустимой влажности пара в последних ступенях паровой турбины и уменьшения аэродинамического сопротивления КУ температурный напор на «горячем» конце пароперегревателя высокого давления принимают $\Delta t_0 = 20...30$ °С (рис. 3.1);

- для предотвращения коррозии выходных поверхностей нагрева КУ температура основного конденсата на входе в ГПК должна быть 55...60 °С (рис. 3.4);

- для обеспечения устойчивой работы деаэрационной установки недогрев основного конденсата в ГПК до температуры насыщения в конденсаторе составляет 8...15 °С.

На деаэратор питательной воды в многоконтурных схемах подается пар из контура низкого давления котла-утилизатора или из паровой турбины. Деаэрированная вода питает контуры НД и ВД через два самостоятельных насоса (рис. 3.2). Иногда деаэратор совмещают с деаэрирующим конденсатосборником конденсатора или деаэрационную колонку устанавливают на барабане низкого давления КУ. Давление в деаэраторе принимается с учетом падения давления в паропроводах и коллекторе. Для деаэрации добавочной воды тепловой сети следует применять вакуумные деаэраторы.

Рабочая температура в деаэраторе определяется по давлению, нагрев воды в деаэраторе регламентирован ГОСТ 16860-88 [52] и представлен в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Значения нагрева воды в деаэраторе

Наименование параметра	Значение для деаэраторов типа		
	ДП	ДА	ДВ
Абсолютное рабочее давление, МПа	0,6...1,0	0,11...0,13	0,015...0,08
Нагрев воды в деаэраторе при номинальной производительности, °С	10...40	10...50	15...25

Расчет режимов работы газотурбинной установки

Энергетические ГТУ отличаются от паросиловых установок с паровыми турбинами тем, что они редко работают в расчетном режиме (по условиям ISO). В процессе эксплуатации энергетических ГТУ почти непрерывно изменяются не только параметры забираемого из атмосферы рабочего тела – воздуха, но также в незначительных пределах качество топлива, давление выходных газов ГТУ и др. В результате меняются основные технические данные установки: ее мощность, электрический КПД, потребление топлива, параметры выходных газов и др. Энергетическая ГТУ большую часть времени работает в нерасчетном (переменном) режиме, в связи с этим производятся расчеты работы ГТУ на нескольких режимах (см. п. 3.2.) [6].

При работе ГТУ в составе ПГУ необходимо поддерживать данные температуры газов перед турбиной и после нее **постоянными** для генерации пара нужных параметров. Поддержание постоянной температуры можно осуществлять регулированием расхода топлива в ГТУ, однако данный метод не является экономически приемлемым.

Регулирование температуры газов перед турбиной при неизменном расходе топлива осуществляют изменением расхода воздуха на входе в компрессор ГТУ с помощью первой регулируемой ступени компрессора (ВНА – входной направляющий аппарат).

Основные параметры ГТУ предоставляются заводом-изготовителем и для современных установок находятся на уровне 1250...1500 °С для начальной температуры газов перед турбиной ($T_{НТ}$), 540...630 °С для температуры газов за турбиной ($T_{КТ}$), 15...20 для степени повышения давления (σ).

Давление сжатого воздуха за компрессором, МПа:

$$p_{КК} = \sigma p_{НК}, \quad (3.19)$$

где $p_{НК} = p_{ВЗ}$ – давление воздуха на входе в компрессор без учета потерь во всасывающем тракте и комплексном воздухоочистительном устройстве (КБОУ), равное атмосферному давлению воздуха, МПа; степень повышения давления принимается одинаковой для всех режимов.

Адиабатная температура воздуха за компрессором, К:

$$T_{КК}^S = \sigma^m T_{ВЗ}, \quad (3.20)$$

где $m = 0,286$ – степенной показатель для воздуха.

Действительная температура воздуха за компрессором, К:

$$T_{\text{КК}} = T_{\text{КК}}^S \left(1 + \sigma^{-m} \left(\frac{1}{\eta_{\text{К}}} - 1 \right) \right), \quad (3.21)$$

где $\eta_{\text{К}}$ – изоэнтروпийный (адиабатный) КПД компрессора [7]:

$$\eta_{\text{К}} = 0,908 \cdot 10^{-5} \cdot G_{\text{В}} - 6,825 \cdot 10^{-3} \sigma + \\ + 0,3 \cdot 10^{-5} \cdot G_{\text{В}} \sigma + 7,0 \cdot 10^{-3} \sigma^2, \quad (3.22)$$

где $G_{\text{В}}$ – расход воздуха через компрессор, кг/с:

В зависимости от типа компрессора величина $\eta_{\text{К}}$ находится в пределах 0,84...0,9 для осевых и 0,75...0,85 для центробежных компрессоров [48].

Согласно циклу Брайтона, за процессом сжатия следует процесс подвода теплоты, который осуществляется в камере сгорания путем сжигания топлива. Определение коэффициента избытка воздуха в КС ГТУ [7]:

$$\alpha_{\text{КС}} = \left(Q_{\text{Н}}^{\text{Р}} \eta_{\text{КС}} + c_{\text{РГ}} (T_{\text{НТ}} - T_{\text{НК}}) - \frac{c_{\text{РВ}} L_0 (T_{\text{КК}} - T_{\text{НК}})}{c_{\text{РГ}} L_0 (T_{\text{НТ}} - T_{\text{НК}})} \right), \quad (3.23)$$

или

$$\alpha_{\text{КС}} = \frac{G_{\text{В}}}{B L_0}, \quad (3.24)$$

где $Q_{\text{Н}}^{\text{Р}}$ – теплота сгорания топлива (стандартное углеводородное топливо содержит 85 % углерода и 15 % водорода с теплотой сгорания 44,3 МДж/кг); B – расход топлива в камеру сгорания, кг/с; $\eta_{\text{КС}}$ – КПД камеры сгорания, в расчетах принимают 0,97...0,99; $c_{\text{РГ}}$, $c_{\text{РВ}}$ – изобарные теплоемкости газов и воздуха соответственно, кДж/(кг · К); $T_{\text{НТ}}$ – начальная температура газов перед турбиной, К (рис. 3.1); L_0 – теоретическая масса воздуха, необходимая для сжигания 1 кг топлива, кг/кг [48]:

$$L_0 = V_0 \frac{\mu_{\text{В}}}{\mu_{\text{CH}_4}}, \quad (3.25)$$

где V_0 – теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива, $\text{м}^3/\text{м}^3$; μ_B – молярная масса воздуха, 0,02898 кг/моль; μ_{CH_4} – молярная масса топлива, 0,016 кг/моль.

Расход воздуха через компрессор, кг/с:

$$G_B = G_T \frac{\alpha L_0}{1 + \alpha L_0}. \quad (3.26)$$

Полезная удельная работа ГТУ, кДж/кг [7]:

$$H_{ГТУ} = c_{pГ} T_{HT} \eta_{ГТ} (1 - \sigma^{-m}) - c_{pB} T_{HK} (\sigma^m - 1) \frac{1}{\eta_K}, \quad (3.27)$$

где $\eta_{ГТ}$ – внутренний КПД газовой турбины, в расчетах может быть принят на уровне 0,85...0,92 [48].

Расход газов через турбину в расчетном режиме по ISO, кг/с [6]:

$$G_T^0 = \frac{N_{ГТУ}}{H_{ГТУ} \cdot \eta_{ЭМ}}, \quad (3.28)$$

где $N_{ГТУ}$ – мощность ГТУ в расчетном режиме, кВт; $\eta_{ЭМ} = 0,98$ – электромеханический КПД.

Расход газов через турбину в нерасчетном режиме, кг/с [6]:

$$G_T = G_T^0 \sqrt{\frac{T_{B3}^0}{T_{B3}}}, \quad (3.29)$$

где G_T^0 – расход газов через турбину в базовом режиме, кг/с; T_{B3}^0 – температура наружного воздуха в расчетном режиме, равная 288,15 К; T_{B3} – температура наружного воздуха в текущем режиме, К.

При расчете тепловой схемы ГТУ следует учитывать, что расходы рабочего тела в компрессоре и турбине несколько разнятся. Поэтому для определения удельных показателей ГТУ необходимо относить их к какому-то одному расходу, обычно относят к расходу воздуха.

4. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ

Эффективность работы установки оценивается технико-экономическими (энергетическим) показателями. Основное требование, которое предъявляется к этим показателям, состоит в том, чтобы они позволяли оценить экономическую эффективность как работы энергоблока в целом, так и производства каждого вида энергии в отдельности. Обычно расчеты показателей ведутся для парогазовой установки в целом и отдельно для каждого элемента.

4.1. ПОКАЗАТЕЛИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Внутренняя мощность турбины, кВт:

$$N_T^{\Gamma\Gamma\Upsilon} = G_T H_T^{\Gamma\Gamma\Upsilon}, \quad (4.1)$$

где $H_T^{\Gamma\Gamma\Upsilon} = (h_{HT} - h_{KT})$ – работа расширения продуктов сгорания в газовой турбине, кДж/кг.

Внутренняя мощность воздушного компрессора, кВт:

$$N_K^{\Gamma\Gamma\Upsilon} = G_B H_K^{\Gamma\Gamma\Upsilon}, \quad (4.2)$$

где $H_K^{\Gamma\Gamma\Upsilon} = (h_{KK} - h_{HK})$ – работа, затраченная на сжатие воздуха в компрессоре, кДж/кг.

Внутренняя мощность ГТУ, кВт:

$$N_i^{\Gamma\Gamma\Upsilon} = N_T^{\Gamma\Gamma\Upsilon} - N_K^{\Gamma\Gamma\Upsilon} \quad \text{или} \quad N_i^{\Gamma\Gamma\Upsilon} = G_T H_{\Gamma\Gamma\Upsilon}. \quad (4.3)$$

Эффективная мощность ГТУ, кВт:

$$N_{\Gamma\Gamma\Upsilon}^{\text{эф}} = N_i^{\Gamma\Gamma\Upsilon} \eta_M, \quad (4.4)$$

где η_M – КПД, учитывающий механические потери в подшипниках, в расчетах можно принимать 0,99.

Электрическая мощность ГТУ, кВт:

$$N_{ГТУ} = N_{ГТУ}^{\text{эф}} \eta_{ЭГ}, \quad (4.5)$$

где $\eta_{ЭГ}$ – КПД, учитывающий потери в электрическом генераторе, в расчетах можно принимать 0,99.

Расход топлива на ГТУ, кг/с:

$$B_{ГТУ} = \frac{N_{ГТУ}}{Q_H^P \eta_{КС}}. \quad (4.6)$$

Теплота, подведенная в камеры сгорания ГТУ с топливом (при расчетной температуре воздуха), МВт:

$$Q_{КС} = B_{ГТУ} Q_H^P. \quad (4.7)$$

КПД ГТУ по производству электроэнергии:

$$\eta_{ГТУ}^N = \frac{N_{ГТУ}}{Q_{КС}}. \quad (4.8)$$

Собственные нужды

Для обеспечения стабильного горения природный газ должен поступать к горелочному устройству КС ГТУ при определенном давлении, зависящем от типа ГТУ. При отсутствии на площадке электростанции газопровода ВД требуемое для работы ГТУ давление топливного газа достигается путем повышения давления, поступающего на газораспределительный пункт (ГРП) природного газа с помощью дожимных компрессоров (ДК). Необходимость установки этих агрегатов оказывает существенное влияние на расход электроэнергии на собственные нужды.

Мощность привода дожимного компрессора составляет 1,5...3 % от мощности ГТУ [48].

4.2. ПОКАЗАТЕЛИ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Внутренняя мощность паровой турбины, кВт:

$$N_i^{\text{ПТУ}} = H_i^{\text{ВД}} D_0^{\text{ВД}} + H_i^{\text{НД}} (D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}}), \quad (4.9)$$

где $H_i^{\text{ВД}}, H_i^{\text{НД}}$ – использованный теплоперепад ЧВД и ЧНД соответственно, кДж/кг.

Электрическая мощность паровой турбины, кВт:

$$N_{\text{ПТУ}} = N_i^{\text{ПТУ}} \eta_{\text{М}} \eta_{\text{ЭГ}}. \quad (4.10)$$

КПД ПТУ по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{ПТУ}}^N = \frac{N_{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{КУ}}}. \quad (4.11)$$

Собственные нужды

Для определения собственных нужд ПТУ можно воспользоваться [49].

Мощность двигателя питательного насоса, кВт:

$$N_{\text{ПН}}^{\text{ВД}} = \frac{1,05 D_0^{\text{ВД}} \upsilon_{\text{ПН}}^{\text{ВД}} p_{\text{ПН}}^{\text{ВД}} 10^3}{\eta_{\text{ПН}}^{\text{ВД}}}; \quad (4.12)$$

$$N_{\text{ПН}}^{\text{НД}} = \frac{1,05 D_0^{\text{НД}} \upsilon_{\text{ПН}}^{\text{НД}} p_{\text{ПН}}^{\text{НД}} 10^3}{\eta_{\text{ПН}}^{\text{НД}}}, \quad (4.13)$$

где $\eta_{\text{ПН}}$ – КПД питательного насоса, в зависимости от типа насоса $\eta_{\text{ПН}}^{\text{ВД}} = \eta_{\text{ПН}}^{\text{НД}} = 0,72 \dots 0,86$; $\upsilon_{\text{ПН}}^{\text{ВД}}, \upsilon_{\text{ПН}}^{\text{НД}}$ – удельный объем воды для питательного насоса ВД и НД соответственно, м³/кг; $p_{\text{ПН}}^{\text{ВД}}, p_{\text{ПН}}^{\text{НД}}$ – давление воды в питательных насосах ВД и НД соответственно, МПа (принимается равным давлению в барабане соответствующего контура с учетом запаса давления 10...15 %).

Мощность двигателя рециркуляционного насоса ГПК, кВт:

$$N_{\text{ГПК}} = \frac{D_{\text{РЕЦ}} \Delta h_{\text{РЕЦ}}}{\eta_{\text{РН}}}, \quad (4.14)$$

здесь $D_{\text{РЕЦ}}$ – расход воды на рециркуляцию, кг/с; $\Delta h_{\text{РЕЦ}}$ – изменение энтальпии в рециркуляционном насосе, кДж/кг; $\eta_{\text{РН}}$ – КПД рециркуляционного насоса, в расчетах можно принимать 0,8.

4.3. ПОКАЗАТЕЛИ ПАРОВАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Электрическая мощность ПГУ

$$N_{\text{ПГУ}} = N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}}. \quad (4.15)$$

КПД ПГУ по выработке электрической энергии

$$\eta_{\text{ПГУ}}^N = \frac{N_{\text{ГТУ}} + N_{\text{ПТУ}}}{Q_{\text{КС}}}. \quad (4.16)$$

Для теплофикационной ПГУ определяется КПД по отпуску тепла:

$$\eta_Q = \eta_{\text{КУ}} \eta_{\text{ТР}} \eta_{\text{СУ}}, \quad (4.17)$$

где $\eta_{\text{ТР}}$ – КПД транспорта теплоты, 0,99; $\eta_{\text{СУ}}$ – КПД сетевой установки, 0,98; $\eta_{\text{КУ}}$ – КПД котла-утилизатора:

– при расчетной температуре воздуха [53]:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{h_{\text{КТ}} - h_{\text{УХ}}}{h_{\text{КТ}} - h_{\text{ВЗ}}}; \quad (4.18)$$

– если принять, что изобарные теплоемкости газов на входе в КУ и на выходе из него примерно равны, то можно использовать следующую зависимость:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{t_{\text{КТ}} - t_{\text{УХ}}}{t_{\text{КТ}} - t_{\text{ВЗ}}}, \quad (4.19)$$

где $h_{КТ}$, $h_{УХ}$, $h_{КТ}$, $h_{ВЗ}$, $t_{КТ}$, $t_{УХ}$, $t_{КТ}$, $t_{ВЗ}$ – параметры рабочего тела в характерных точках цикла (рис. 3.1).

Удельный расход условного топлива по отпускаемой электроэнергии, кг у.т/кВт · ч:

$$b_N = \frac{0,123}{\eta_{\text{ПГУ}}^N}. \quad (4.20)$$

Удельный расход условного топлива по отпускаемой теплоте, кг у.т/Гкал:

$$b_Q = \frac{143}{\eta_Q}. \quad (4.21)$$

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

К главе 1

1. По каким критериям классифицируют ПГУ?
2. Объясните особенности термодинамических циклов ГТУ и ПГУ.
3. Какие основные виды ПГУ получили распространение?
4. Назовите особенности различных схем ПГУ.
5. Объясните назначение основных элементов тепловой схемы ПГУ с котлом-утилизатором.
6. Почему переход к двухконтурному циклу повышает экономичность?

К главе 2

1. Назовите крупнейшие ПГУ в мире и России.
2. Какие тенденции прослеживаются в мире и России при внедрение ПГУ ТЭС?
3. Назовите основные варианты технического перевооружения паросиловых энергоблоков с применением парогазовой технологии.
4. ГТУ каких заводов-изготовителей используют в ПГУ?
5. Какие подходы в мировой практике сформировались к выбору схемы и типа ПГУ?
6. Назовите особенности схемы ПГУ с газификатором.

К главе 3–4

1. Как определяют температуры газа за турбиной и воздуха за компрессором?
2. От каких показателей ГТУ зависит увеличение полезной удельной работы цикла?
3. Как влияет начальная температура газов на эффективность ПГУ?
4. Что ограничивает температуру конденсата на входе в КУ?
5. Как зависит КПД ГТУ от степени сжатия?
6. Как влияют потери на экономичность ГТУ?
7. Какой режим работы ГТУ называют расчетным?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Обобщая современные разработки ПГУ, можно сделать следующие выводы.

1. Достигнут экономически целесообразный предел совершенствования тепловой схемы утилизационного контура ПГУ, направленный на увеличение числа уровней давления и ступеней перегрева пара.

2. Сформировались устойчивые подходы к выбору схемы и типа ПГУ (моно- или полиблок, одновальный или двухвальный), учитывающие требования заказчика, условия эксплуатации и стоимость топлива:

- для работы в базовой части графика электрических нагрузок и при использовании дорогого топлива применяются трехконтурные ПГУ с КУ и промперегревом; при этом ПГУ выполняется в виде дубль-блока мощностью 350...800 МВт или моноблока в одновальном исполнении мощностью 300...450 МВт [54];

- для работы в переменной части графика и использования дешевых топлив проектируют ПГУ с КУ по двухконтурной схеме без промперегрева. Мощность блоков находится в диапазоне от 350 МВт до 600 МВт.

3. Применение одноконтурных ПГУ из-за повышенной температуры уходящих газов (150...170 °С) возможно на промышленных ТЭЦ при мощности 100...150 МВт и, как правило, при комбинированной выработке тепла (пара) и электроэнергии.

4. По двухконтурной схеме выполняется подавляющее число утилизационных ПГУ, обеспечивающих КПД в 48...55 %.

5. Трехконтурная схема с промперегревом представляет на сегодняшний день предельно достигнутый уровень сложности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В.* Современная теплоэнергетика: учебник для вузов. В 2 ч. Ч. 1 / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.В. Аметишова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – 376 с.
2. *Григорьева О.К.* Комплексное исследование ПГУ пылеугольных ТЭЦ с газовыми сетевыми подогревателями: дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. – 124 с.
3. СТО 70238424.27.100.016-2009 Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 2010-01-29. – М.: НП ИНВЭЛ, 2009. – 74 с.
4. *Безлепкен В.П., Гольдштейн А.Д.* О схемах надстройки паротурбинных установок газовыми турбинами // Теплоэнергетика. – 2000. – № 5. – С. 56–58.
5. *Земцов А.С.* Проект Калининградской ТЭЦ-2 с двумя парогазовыми энергоблоками ПГУ-450 / А.С. Земцов, А.С. Брыскин, Н.А. Зыков и др. // Электростанции. – 2000. – № 12. – С. 48–53.
6. *Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н.* Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов. – М.: МЭИ, 2002. – 584 с.
7. Энергетика: история, настоящее и будущее. Кн. 3. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики [Электронный ресурс] – URL: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-3/3-8> (дата обращения: 25.09.2016).
8. *Читаишвили Г.П.* Расчет показателей тепловой экономичности и удельных расходов топлива на газотурбинных блок-ТЭЦ // Теплоэнергетика – 1996. – № 6. – С. 14–17.
9. Каталог энергетического оборудования. 2016: каталог газотурбинного оборудования. – Рыбинск: Издательский дом «Газотурбинные технологии», 2016. – 552 с.
10. Технопромэкспорт. Брошюра о компании. – Технопромэкспорт, 2016. – 52 с.
11. Южная ТЭЦ-22 г. Санкт-Петербург. – Технопромэкспорт, 2012. – 16 с.
12. Краснодарская ТЭЦ [Электронный ресурс] / Энциклопедия теплоснабжения РосТепло.ру. – Дата публикации в интернет: 11.10.2012. – URL: http://www.rosteplo.ru/w/Краснодарская_ТЭЦ (дата обращения 18.08.2016).
13. Краткая информация о компании ООО «ЭФ-Инжиниринг» [Электронный ресурс] / Energy Base. – 96 с. – URL: <http://energybase.ru/uploads/docs/MZFIBcb55mW8mWidiJW6Wa5yfKqDtXY5.pdf> (дата обращения 18.08.2016)

14. Наиболее крупные проекты АББ Силовые и Автоматизированные Системы – ПГУ ТЭС «Строгино» [Электронный ресурс] / Каталог компаний Чувашии. – 2 с. – URL: <http://www.chuvashia.com/home/abb/pdf/strogino.pdf> (дата обращения 20.08.2016)

15. Реконструкция Новогорьковской ТЭЦ [Электронный ресурс] / Холдинг СОЮЗ. – Дата публикации в Интернет: 25.03.2015. – 2 с. – URL: http://www.soyuz-http://www.soyuz-corp.ru/fileadmin/assets/Presentations/Лифлет_Новогорьковская_2015.pdf (дата обращения 20.08.2016).

16. Строительство ПГУ 220 МВт на Новгородской ТЭЦ [Электронный ресурс] / ЭФ-Инжиниринг. – 1 с. – URL: <http://www.ef-in.ru/project/iz/141-p8> (дата обращения 20.08.2016).

17. Группа компаний «ТЭПИНЖЕНИРИНГ» [Электронный ресурс] / ТЭПИН – URL: <http://www.tepin.ru> (дата обращения 20.08.2016).

18. Группа «ИНТЕР РАО ЕЭС» ввела в эксплуатацию энергоблок ПГУ-450 Уренгойской ГРЭС [Электронный ресурс] / Интер РАО – Электрогенерация. – Дата публикации в Интернет: 09.11.2012. – URL: <http://irao-generation.com/press/news/detail.php?ID=496> (дата обращения 20.08.2016).

19. Уренгойская ГРЭС [Электронный ресурс] / Интер РАО – Электрогенерация. – URL: <http://irao-generation.com/stations/urengoig/> (дата обращения 20.08.2016).

20. ТЭЦ-16 г. Москва [Электронный ресурс] / Трест Севзапэнерго-монтаж. – URL: <http://www.trestszem.ru/hpp-16.html> (дата обращения 20.08.2016).

21. Годовой отчет АО «Институт теплоэлектропроект» за 2014 год [Электронный ресурс] / «Институт Теплоэлектропроект» (ТЭП). – 97 с. – URL: http://www.tep-m.ru/userfiles/files/Annual_Report_2014.pdf (дата обращения 21.08.2016).

22. Введена в промышленную эксплуатацию АСУ ТП нового энергоблока ПГУ-220Т ТЭЦ 12 ПАО «Мосэнерго» [Электронный ресурс] / ИНТЕРАВТОМАТИКА – Дата публикации в Интернет: 26.06.2015. – URL: <http://www.ia.ru/news/289/> (дата обращения 20.08.2016)

23. Состоялся торжественный пуск ТЭЦ ПГУ «ГСР Энерго» 110 МВт, построенной ЭСК СОЮЗ [Электронный ресурс] / Холдинг СОЮЗ. – Дата публикации в Интернет: 29.07.2014. – URL: <http://www.soyuz-corp.ru/press-center/news/show/item/623/> (дата обращения 20.08.2016).

24. *Ольховский Г.Г.* Газотурбинные и парогазовые установки за рубежом // Теплоэнергетика. – 1999. – № 1. – С. 71–80.

25. *Ольховский Г.Г.* Масштабы и особенности применения газотурбинных и парогазовых установок за рубежом // Теплоэнергетика. – 2002. – № 9. – С. 72–77.

26. *Боруш О.В.* Эффективность применения парогазовых установок в условиях топливно-энергетического баланса региона: дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – 160 с.

27. Ansaldo Energia Power [Electronic resource] / Ansaldo Energia. – 5 p. – URL: http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/folder_power_generation.pdf (accessed 23.08.2016).
28. Power Generation Solution. [Electronic resource] / Ansaldo Energia – 46 p. – URL: <http://ansaldoenergia.it/easyUp/file/pgs.pdf> (accessed 23.08.2016).
29. Turano Lodigiano 800MW Combined Cycle Power Plant [Electronic resource] / Ansaldo Energia. – 2 p. – URL: http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/powergenerationsolutions_turanolodigiano.pdf (accessed 23.08.2016).
30. San Severo 400 MW Combined Cycle Power Plant [Electronic resource] / Ansaldo Energia. – 2 p. – URL: http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/powergenerationsolutions_sansevero400mwc.pdf (accessed 23.08.2016).
31. Yeni Elektrik 850 MW Combined Cycle Power Plant [Electronic resource] / Ansaldo Energia. – 2 p. – URL: http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/powergenerationsolutions_yenielektrik850.pdf (accessed 23.08.2016).
32. Sousse D 400 MW Combined Cycle Power Plant [Electronic resource] / Ansaldo Energia. – 2 p. – URL: http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/powergenerationsolutions_soussed400mwcom.pdf (accessed 23.08.2016).
33. Mirfa IWPP 1400 MW Combined Cycle Power Plant [Electronic resource] / Ansaldo Energia. – 2 p. – URL: http://www.ansaldoenergia.it/easyUp/file/powergenerationsolutions_mirfaiwpp1400mw.pdf (accessed 23.08.2016).
34. Вихрев Ю.В. Одновальная парогазовая установка мощностью 190 МВт в Бразилии // Энергетика за рубежом: Приложение к журналу «Энергетик». – 2004. – № 3. – С. 37–41.
35. Саламов А.А. Тепловая электростанция с одновальной парогазовой установкой // Энергетика за рубежом: Приложение к журналу «Энергетик». – 2004. – № 3. – С. 35.
36. Саламов А.А. Высокоэффективные ПГУ мощностью 400 МВт / Энергетика за рубежом: приложение к журналу «Энергетик». – 2015. – № 6. – С. 28–31.
37. Формат проектно-технической документации для проекта совместного осуществления. Редакция 01 от 15 июня 2006 [Электронный ресурс] – 62 с. – URL: <https://www.sberbank.ru/common/img/uploaded/files/npa/kioto/pdd/142.pdf> (дата обращения 25.08.2016).
38. 400 МВт новой мощности – энергетике России [Электронный ресурс] // E.ON Мегаватт. – 2010. – № 4. – 12 с. – URL: <http://www.unipro.energy/files/10640/> (дата обращения 25.08.2016).
39. Математическое моделирование пусковых режимов энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2 / Ю.А. Радин, А.С. Рубашкин, А.В. Давыдов, В.А. Рубашкин // Теплоэнергетика. – 2005. – № 10. – С. 61–65.
40. ТГК-1 поставляет электроэнергию от ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 (Санкт-Петербург) на оптовый рынок [Электронный ресурс] / Тригенерация. – Дата публикации в Интернет: 29.08.2011. – URL: <http://www.combienergy.ru/news/1314583574-TGK-1-postavlyayet-elektroenergiyu-ot-PGU-180-Pervomayskoy> (дата обращения 25.08.2016).

41. *Боруш О.В., Щинников П.А.* Некоторые особенности исследования ПГУ двух давлений // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: Сборник научных трудов. – 2005. – Вып. 9. – С. 64–73.
42. *Саламов А.А.* Сумгайтская парогазовая ТЭЦ // Энергетика за рубежом: Приложение к журналу «Энергетик». – 2012. – № 4. – С. 31–34.
43. Филиал Минской ТЭЦ-3 [Электронный ресурс] / Минскэнерго – URL: http://www.minskenergo.by/Filials/TEC-3/Minsk_tec3.asp (дата обращения 26.08.2016)
44. *Саламов А.А.* Парогазовые установки итальянской энергокомпании // Энергетика за рубежом: Приложение к журналу «Энергетик». – 2012. – № 2. – С. 28–33.
45. *Саламов А.А.* Развитие рынка парогазовых ТЭС в Китае // Энергетика за рубежом: Приложение к журналу «Энергетик». – 2015. – № 6. – С. 18–20.
46. Мировой опыт и перспективы внедрения парогазовых и газотурбинных технологий в теплоэнергетику России на основе возможностей отечественного машиностроения / О.Н. Фаворский [и др.] // Теплоэнергетика. – 2007. – № 9. – С. 46–51.
47. *Неуймин В.М., Рабенко В.С.* Достоинства и недостатки одно- и много-вальных парогазовых установок // Надежность и безопасность энергетики. – № 3(6). – 2009. – С. 39–41.
48. *Зысин Л.В.* Парогазовые и газотурбинные установки учеб. пособие. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 368 с.
49. Расчет тепловых схем теплофикационных паротурбинных установок: учеб.-метод. пособие / О.К. Григорьева, О.В. Боруш. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 63 с.
50. ГОСТ Р 52200-2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные Нормальные условия и номинальные показатели (дата введения 01.08.2004). – Москва: Изд-во стандартов, 2004. – 7 с.
51. *Качан С.А.* Расчет тепловой схемы утилизационных парогазовых установок. – Минск: БНТУ, 2007. – 130 с.
52. ГОСТ 16860-88 Деаэраторы термические. Типы, основные параметры, приемка, методы контроля (дата введения 01.01.1990). – Москва: Стандартинформ, 2007. – 10 с.
53. *Трухний А.Д., Петрунин С.В.* Расчет тепловых схем парогазовых установок утилизационного типа: методическое пособие по курсу «Энергетические установки». – М.: Изд-во МЭИ, 2001. – 24 с.
54. *Петреня Ю.К.* История парогазового цикла в России. Перспективы развития [Электронный ресурс] // Экологические системы – № 4. – 2008. – URL: http://www.esco.co.ua/journal/2008_4/art198.htm (дата обращения 27.08.2016).
55. Тепловые электрические станции: учебник для студ. вузов / В.Д. Буров и др.; под ред. В. М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. – 3-е изд., стереотип. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. – 466 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Классификация и виды парогазовых установок.....	5
1.1. Классификация ПГУ	5
1.2. Основные виды ПГУ	6
1.3. Принципиальная схема бинарной парогазовой установки	13
2. Примеры внедрения парогазовых установок на ТЭС.....	17
2.1. Современное состояние ПГУ в России.....	17
2.2. Состояние утилизационных ПГУ за рубежом.....	22
2.3. Примеры ПГУ одновального типа	25
2.4. Примеры ПГУ многовального типа	30
3. Методика расчета ПГУ утилизационного типа.....	37
3.1. Выбор оборудования	37
3.2. Определение расчетного режима ПГУ	39
3.3. Расчет тепловой схемы парогазовой установки.....	41
4. Показатели эффективности работы установки	52
4.1. Показатели газотурбинной установки	52
4.2. Показатели паротурбинной установки.....	54
4.3. Показатели парогазовой установки.....	55
Контрольные вопросы	57
Заключение.....	58
Библиографический список	59

**Григорьева Оксана Константиновна
Боруш Олеся Владимировна**

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ

Учебное пособие

В авторской редакции

Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *Л.Н. Кинит*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *Л.А. Веселовская*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 15.11.2016. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная. Тираж 100 экз.
Уч.-изд. л. 3,72. Печ. л. 4,0. Изд. № 257. Заказ № Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20