

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГОУСТАНОВКИ ДЛЯ
ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

6.2. Газотурбинные и парогазовые установки

6.2.2. Парогазовые установки

Березинец П.А., Ольховский Г.Г.; ОАО «ВТИ»

В течение 1990—1995 гг. в России были разработаны проекты бинарных ПГУ, показатели которых приведены в табл. 6.8.

Ниже следует подробное описание представленных в таблице ПГУ.

Парогазовая установка ПГУ-450Т. Пущенная в 2000 г. Северо-Западная ТЭЦ г. Санкт-Петербурга является первой в России электростанцией, оснащенной мощными парогазовыми блоками бинарного типа (ПГУ-450Т) с высокими экономическими показателями, недостижимыми в ПСУ. КПД энергетических блоков ПГУ-450Т ТЭЦ в конденсационном режиме составляет более 50 %, коэффициент использования топлива — бо-

лее 85 %, а выработка электроэнергии на тепловом потреблении — более 1300 кВт·ч/Гкал. Каждый из запланированных четырех блоков включает в себя:

- две газотурбинные установки типа V94.2 фирмы «Сименс», изготовленные СП «Интертурбо»;
- два котла-утилизатора производства ОАО «ЗиО-Подольск»;
- одну паровую турбину производства ОАО «ЛМЗ»;
- четырехступенчатую теплофикационную установку;
- вспомогательное оборудование и системы.

Таблица 6.8. Показатели бинарных ПГУ, разработанных в России

Показатель	ПГУ-80	ПГУ-325	ПГУ-450Т ^{1*}	ПГУ-450 ^{2*}
<i>Газовая турбина</i>				
Разработчик, изготовитель	НТК «Двигатели НК»	НПО «Машпроект»	«Сименс»	«Сименс»
Тип	НК-37-1	ГТЭ-110	V94.2	V94.2
Мощность, МВт	30	107,5	166	145,8
Количество	2	2	2	2
<i>Паровая турбина</i>				
Изготовитель	Кировский завод	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ
Тип	T-20	K-110-7,5	T-150-7,5	K-150-7,5
Мощность, МВт	20	107,3	114	165,6
Количество	1	1	1	1
<i>Котел</i>				
Изготовитель	БЗЭМ ^{3*}	ЗиО ^{4*}	ЗиО	ЗиО
Тип	Двухбарабанный	Двухбарабанный	Двухбарабанный	Двухбарабанный
Число	2	2	2	2
<i>ПГУ</i>				
Мощность электрическая, брутто, МВт	80	322,3	446	457,2
Отпуск тепла, Гкал/ч	42	0	350	0
Удельный расход топлива г у.т/(кВт·ч)	252,7	234,26	142	239,9
КПД брутто, %	—	52,43	—	51,19
Расход пара ВД перед турбиной, т/ч	72	297,3	480	470
Давление пара ВД за котлом, МПа	4,0	7,2	8,0	8,0
Температура пара ВД за котлом, °С	430	498	515	515
Расход пара НД перед турбиной, т/ч	20	73,2	86	61
Давление пара НД за котлом, МПа	0,75	0,66	0,65	0,65
Температура пара НД за котлом, °С	205	245	205	225
Температура уходящих газов, °С	125	101	105	101
Год первичного внедрения	—	—	2000	—

^{1*} $t_{н.в} = -2,2$ °С.

^{2*} Высота над уровнем моря 410 м.

^{3*} БЗЭМ — Барнаульский завод энергетического машиностроения.

^{4*} ЗиО — Подольский завод имени С. Орджоникидзе.

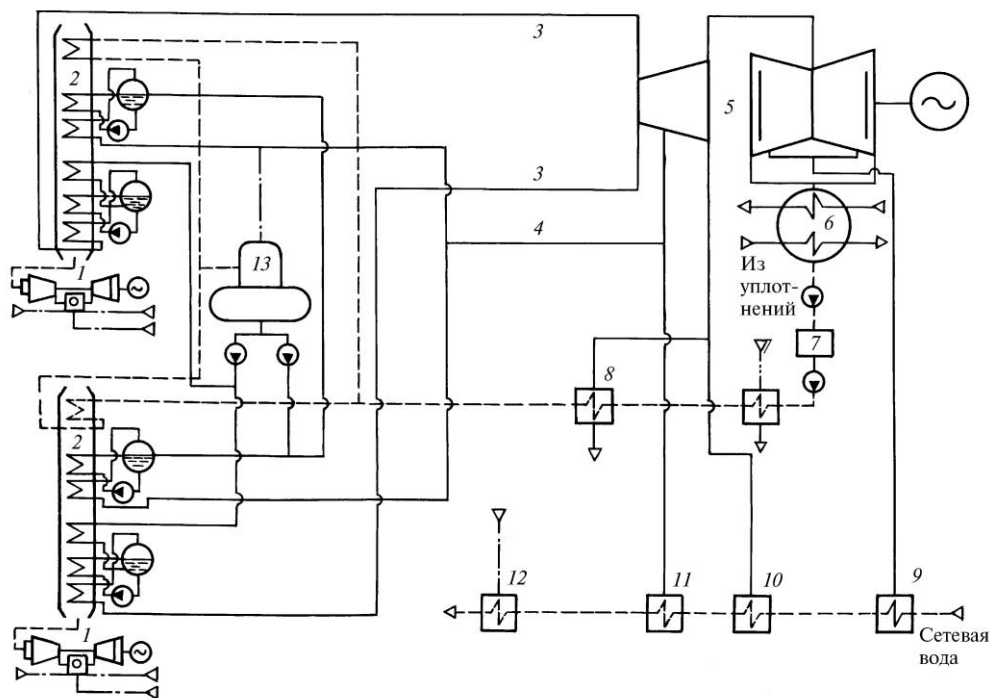


Рис. 6.8. Принципиальная тепловая схема энергоблока ПГУ-450Т:

1 — газовая турбина (ГТ); 2 — барабанный котел-утилизатор двух давлений типа П-90; 3 — паропроводы контура высокого давления к паровой турбине; 4 — паропроводы контура низкого давления к паровой турбине; 5 — паровая турбина; 6 — конденсатор паровой турбины; 7, 8 — подогреватели низкого давления; 9, 10 — горизонтальные подогреватели сетевой воды ПСГ-1 и ПСГ-2; 11, 12 — вертикальные подогреватели сетевой воды ПСВ-3 и ПСВ-4; 13 — деаэрактор (0,65 МПа)

Принципиальная тепловая схема разработанной в ВТИ ПГУ-450Т для Северо-Западной ТЭЦ г. Санкт-Петербурга (рис. 6.8) является первой в ряду унифицированных схем утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ, которые реализованы на ряде электростанций: ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2, ТЭЦ-27 и ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго», ПГУ-325 Ивановской ГРЭС, ПГУ-39 Сочинской ТЭС.

Комплектные ГТУ V94.2 (в России выпускается в ОАО «Силовые машины» — филиал ЛМЗ под названием ГТЭ-160) широко используются в ПГУ за рубежом. Конденсационные ПГУ на их базе имеют КПД 51...52 %. Каждая ГТУ представляет собой одновальный агрегат, оснащенный двумя вынесенными малотоксичными камерами сгорания, которые обеспечивают концентрацию оксидов азота в выхлопных газах не более 25 млн^{-1} (при 15% O_2 в выхлопных газах). Поскольку в качестве аварийного для ГТУ предусматривается дизельное топливо, то для подавления эмиссии оксидов азота предусматривается впрыск в камеры сгорания воды.

Электрический генератор ГТУ охлаждается воздухом, охлаждаемым в замкнутом контуре конденсатом, отвод тепла от которого осуществляется циркуляционной водой в водо-водяном теплообменнике.

Котлы-утилизаторы имеют башенную компоновку поверхностей нагрева, выполненных из труб с поперечным спиральным оребрением. Выхлопные газы ГТУ в каждый котел-утилизатор подводятся снизу. Для глубокого охлаждения выхлопных газов в каждом котле размещаются два парогенерирующих контура — высокого давления (8,0 МПа) и низкого давления (0,65 МПа). Контур высокого давления состоит из экономайзера, испарителя и пароперегревателя, контур низкого давления состоит из испарителя и пароперегревателя. Первым по ходу газов располагается контур высокого давления, вторым — контур низкого давления, на выходе из котла располагается

газовый подогреватель конденсата (ГПК). Для исключения конденсации водяных паров из уходящих газов на последних трубах ГПК температура конденсата перед ним поддерживается не ниже $60 \text{ }^\circ\text{C}$ посредством рециркуляции на вход в него подогретого конденсата. Для дополнительного снижения температуры уходящих газов в линию рециркуляции конденсата включен водо-водяной теплообменник, охлаждаемый подпиточной водой теплосети.

Паровая турбина имеет два цилиндра — ЦВД и ЦНД. Подвод пара высокого давления осуществляется через два блока стопорно-регулирующих клапанов. К каждому блоку клапанов подводится пар от одного котла. Каждый паропровод отключается от паровой турбины двумя главными паровыми задвижками (ГПЗ-1 и ГПЗ-2). Пар низкого давления подводится непосредственно через корпус ЦВД, между 16-й и 17-й ступенями. В ресивере между ЦВД и ЦНД предусмотрен сепаратор для отвода влаги. Для эффективного регулирования тепловой нагрузки применена плотная поворотная диафрагма, закрытие которой обеспечивает минимальную протечку пара в конденсатор. Конденсатор турбины охлаждается циркуляционной водой, тепло от которой отводится в «мокрой» градирне. Для снижения потерь тепла с циркуляционной водой конденсатор оснащен также встроенным теплообменником, охлаждаемым подпиточной водой теплосети.

Электрические генераторы паровой и газовой турбин охлаждаются воздухом.

Теплофикационная установка состоит из четырех ступеней подогрева сетевой воды в двух горизонтальных (ПСГ-1 и ПСГ-2) и двух вертикальных (ПСВ-3 и ПСВ-4) подогревателях. Подогреватели ПСВ-3 и ПСВ-4 по пару подключены таким образом, что могут питаться как от отборов паровой турбины, так и непосредственно от котлов-утилизаторов. В последнем случае паровая турбина

может быть отключена, при этом блок имеет максимальную тепловую нагрузку. По сетевой воде ПСВ-3 и ПСВ-4 подключены таким образом, чтобы можно было отпускать горячую воду двумя потоками с разной температурой.

Конденсатно-питательный тракт включает в себя блочную обессоливающую установку, конденсатор пара уплотнений паровой турбины, подогреватель низкого давления, включаемый при работе ГТУ на жидком топливе, деаэратор с рабочим давлением 0,65 МПа, конденсатные и питательные насосы.

Для пуска блока при различных сочетаниях работающего оборудования в схеме предусматриваются пускособросные устройства, блочная редуцирующая установка (БРОУ) высокого давления и редакционная установка (РУ) низкого давления. Кроме прямого назначения, они используются для редуцирования пара при работе блока только с ПСВ-3 и ПСВ-4. При пусках блока пар может сбрасываться либо в конденсатор, либо в ПСВ при наличии тепловой нагрузки. Последний

вариант является предпочтительным, так как исключает пусковые потери тепла. Пуск паровой турбины при этом осуществляется посредством постепенного перевода пара с ПСВ на паровую турбину в соответствии с графиком ее пуска.

Для исключения недопустимой температуры пара высокого давления перед паровой турбиной (выше 545 °С), что возможно при высоких температурах атмосферного воздуха, в каждом паропроводе предусматриваются впрыскивающие пароохладители. Эти же пароохладители могут использоваться для снижения температуры пара при пуске паровой турбины.

Парогазовый блок ПГУ-450Т может эксплуатироваться в следующих режимах (ПТ — паровая турбина, КУ — котел-утилизатор, К — конденсатор, ВТ — встроенный теплообменник, ТФ — теплофикационная установка, в скобках указана относительная тепловая нагрузка, 100 %-ная нагрузка обеспечивается при полностью закрытой диафрагме):

2×ГТУ + 2×КУ + ПТ + К	Конденсационный режим
1×ГТУ + 1×КУ + ПТ + К	Конденсационный режим
2×ГТУ + 2×КУ + ПТ + К + ВТ + ТФ (100 %)	Теплофикационный режим
1×ГТУ + 1×КУ + ПТ + К + ВТ + ТФ (100 %)	Теплофикационный режим
2×ГТУ + 2×КУ + ПТ + К + ВТ + ТФ (более 0 — менее 100 %)	Комбинированные режимы
1×ГТУ + 1×КУ + ПТ + К + ВТ + ТФ (более 0 — менее 100 %)	Комбинированные режимы
2×ГТУ + 2×КУ + ТФ	Теплофикационный режим
1×ГТУ + 1×КУ + ТФ	Теплофикационный режим

Котлы-утилизаторы и паровая турбина являются пассивными элементами блока, паропроизводительность и мощность которых полностью зависят от режима работы газовых турбин. Нагрузка каждой ГТУ может изменяться двумя способами: с помощью ВНА и регулирующего топливного клапана, а также с помощью только топливного клапана. В первом случае обеспечивается максимальная экономичность блока, диапазон изменения нагрузки каждой ГТУ при этом составляет от 100 до примерно 60 %. Во втором случае ГТУ может быть разгружена вплоть до холостого хода при значительном снижении КПД. Основным режимом работы паровой части блока является режим скользящего давления, нижняя граница которого по техническим ограничениям котла-утилизатора соответствует примерно 50 %-ной нагрузке ГТУ.

Питательная вода из деаэратора отбирается тремя питательными насосами высокого давления (один из них в резерве) и тремя питательными насосами низкого давления (один из них в резерве) и подается:

- в контур низкого давления — непосредственно в паровой барабан;
- в контур высокого давления — в водяной экономайзер.

Регулирующий питательный клапан контура высокого давления установлен за водяным экономайзером для исключения возможного закипания в нем воды и нарушения гидродинамики. Генерация пара осуществляется в испарителе с многократной принудительной циркуляцией среды, создаваемой двумя циркуляционными насосами (один из них в резерве). Для исключения заброса котловой воды в пароперегреватель при набухании уровня во время пуска диаметры паровых барабанов существенно больше, чем у энергетических котлов: барабан высокого давления имеет диаметр 2400 мм, барабан низкого давления — 2200 мм. Для исключения высоких термонапряжений стенка барабана высокого давления выполнена из

специальной стали толщиной 52 мм. Испаритель низкого давления также выполнен с многократной принудительной циркуляцией.

Насыщенный пар из барабана направляется в пароперегреватель, где перегревается до температуры, соответствующей нагрузке ГТУ. Какие-либо средства регулирования температуры пара отсутствуют.

Как уже упоминалось, в паровую турбину пар от каждого котла поступает по отдельному паропроводу. При работе двух ГТУ в диапазоне нагрузок 60...100 % регулирующие клапаны высокого и низкого давления полностью открыты, при нагрузках ниже 60 % номинальной клапаны турбины поддерживают давление 4,0 МПа за контуром высокого давления и 0,45 МПа за контуром низкого давления. После конденсатора турбины конденсат конденсатными насосами первой ступени подается в блочную обессоливающую установку, сюда же после дополнительного охлаждения подается конденсат сетевых подогревателей. При нормативном качестве конденсата блочная обессоливающая установка (БОУ) может байпасироваться. Конденсатными насосами второй ступени конденсат направляется в ГПК, после которых поступает в деаэратор. Для исключения кипения конденсата за каждым ГПК перед деаэратором устанавливается регулирующий клапан, обеспечивающий в ГПК давление, превышающее давление насыщения. Для обеспечения недогрева конденсата до температуры насыщения в деаэраторе (5...10 °С) в непредвиденных случаях предусматривается полный байпас ГПК.

Тепловая схема ПГУ-450Т разработана таким образом, чтобы обеспечить любое сочетание электрической и тепловой нагрузок из технического диапазона электрических нагрузок и от максимального значения тепловой нагрузки до полного ее отсутствия (конденсационного режима). В теплофикационном режиме в отопительный период при оптимальных составах оборудования и пара-

метрах его работы обеспечиваются следующие удельные расходы условного топлива на выработанную электро-

энергию:

Температура наружного воздуха, °С	—40		—26		—14,7		—2,2		+8	
	Более	Менее	Более	Менее	Более	Менее	Более	Менее	Более	Менее
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	140	70	130	110	130	100	120	100	160	100
Удельный расход топлива, г/(кВт·ч)	150...160	210	150	180...206	143...148	165...205	140...145	160...185	135...145	154

Парогазовая установка ПГУ-325. Энергетический блок ПГУ-325 является ПГУ бинарного типа, предназначенной для выработки электроэнергии в базовом и полупиковом режимах. Основным и резервным топливом является природный газ, аварийным — дизельное топливо.

В состав энергоблока входят:

- две ГТУ типа ГТЭ-110, разработанные НПО «Машпроект» (г. Николаев) и изготовленные ОАО «Сатурн», с турбогенераторами ТФГ-110-2УЗ АО «Электросила» (г. Санкт-Петербург);
- два горизонтальных котла-утилизатора типа П-88 ОАО «ЗиО» (г. Подольск);
- одна паротурбинная установка типа К-110-6,5 с теплофикационной установкой ОАО «ЛМЗ» (г. Санкт-Петербург) с турбогенератором ТФП-110-2УЗ АО «Электросила»;
- общеплочное (вспомогательное) оборудование;
- автоматизированная система управления (АСУ ТП).

Суммарная мощность брутто ПГУ при температуре наружного воздуха +15 °С составляет 327 МВт, КПД — 51,5 %, концентрация NO_x в уходящих газах не превышает 50 мг/м³ (при 15 % O₂).

Принципиальная тепловая схема ПГУ-325 показана на рис. 6.9.

Газы, отработавшие в газовых турбинах, поступают в

котлы-утилизаторы, содержащие по два контура давления, где охлаждаются примерно до 100 °С, а затем выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу. За каждым котлом-утилизатором устанавливается газовый запорный клапан, который закрывается при останове ГТУ и выводе котла-утилизатора в горячий резерв. Байпасная пусковая дымовая труба не предусматривается. Конденсат из конденсатора паровой турбины откачивается конденсатными насосами и через конденсатор пара уплотнений подается в газовые подогреватели конденсата (ГПК), расположенные на выходе из каждого котла-утилизатора. После ГПК конденсат направляется в деаэратор. Питание деаэратора осуществляется паром низкого давления. Для исключения кислородной коррозии входных труб к конденсату перед ГПК с помощью насоса рециркуляции подмешивается нагретый в ГПК конденсат в таком количестве, чтобы его температура после смешения составляла не менее 60 °С. На второй линии рециркуляции, подключенной параллельно первой линии, с отдельным насосом устанавливается водо-водяной теплообменник (ВВТО), являющийся первой ступенью подогрева сетевой воды перед ее поступлением в теплофикационную установку. Подогрев сетевой воды осуществляется подогретым в ГПК конденсатом. Использование ВВТО позволяет более глубоко охладить дымовые

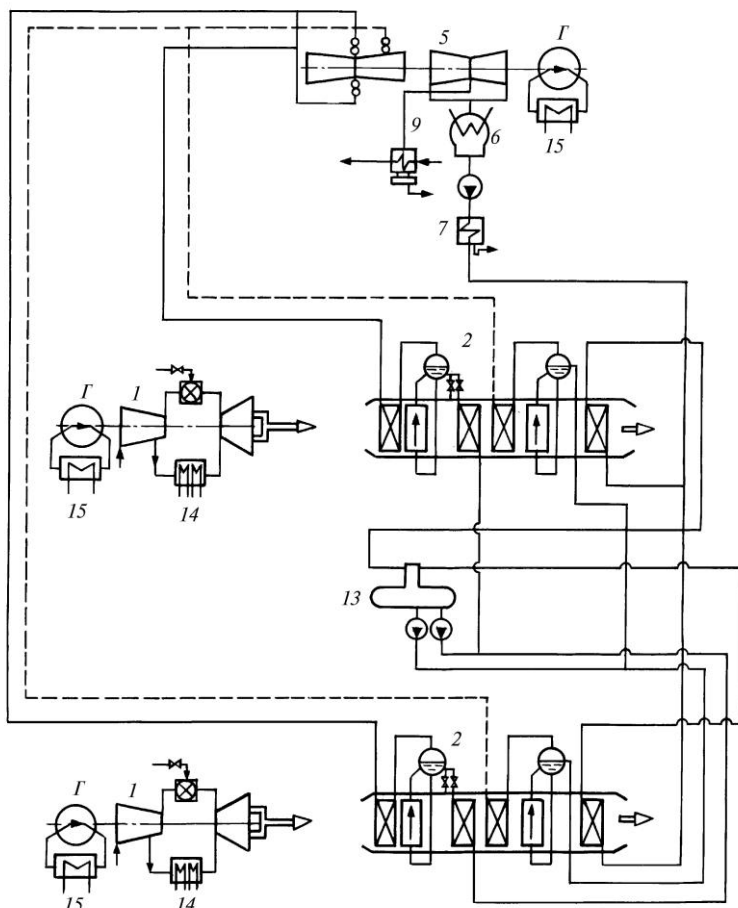


Рис. 6.9. Принципиальная схема ПГУ-325:

1—13 — то же, что и на рис. 6.8; 14 — воздухоохладитель ГТУ; 15 — воздухоохладитель генератора

газы. При дополнительном охлаждении газов на 10 °С в каждом котле можно получить около 3,5 Гкал/ч теплофикационной нагрузки. Для предотвращения кипения конденсата в ГПК регулирующие питательные клапаны устанавливаются за ним. Основное их назначение — распределение расхода конденсата между котлами в соответствии с тепловой нагрузкой ГТУ. Кроме того, при дальнейшей разработке возможно возложение на них функции регулирования уровня воды в деаэраторе. Питательная вода из деаэратора, работающего при давлении 0,6...0,7 МПа, питательными электронасосами низкого давления (ПЭН НД) подается непосредственно в барабан низкого давления, а питательными электронасосами высокого давления (ПЭН ВД) — в экономайзер контура высокого давления. Регулирование уровня воды в барабане низкого давления осуществляется питательным клапаном, установленным перед ним. Вода, поступающая в барабан низкого давления, испаряется в испарителе низкого давления, а полученный пар перегревается и направляется в промежуточную точку паровой турбины. Часть выработанного в контуре низкого давления пара до поступления в турбину отбирается в деаэратор для деаэрации конденсата. В контур высокого давления питательная вода подается ПЭН ВД. Пар, полученный в контуре высокого давления, направляется в ЦВД паровой турбины. Оба барабана котла оснащены аварийными сливами на случай повышения уровня воды выше заданного. Кроме того, из нижних точек испарителей высокого и низкого давления предусмотрена периодическая продувка. Регулирование температуры пара высокого и низкого давления не предусматривается. Котельные паропроводы высокого и низкого давления перед паровой турбиной объединяются перемычкой для обеспечения равномерного подвода пара в ЦВД при работе с одним котлом. Для обеспечения независимых пусков газовых турбин с котлами-утилизаторами и паровой турбины для каждого котла предусматриваются паровые байпасы паровой турбины по высокому и низкому давлению. Для каждого котла предусматривается отдельная быстродействующая редуционно-охлаждающая установка (БРОУ), рассчитанная на номинальный расход пара при работе паровой турбины с одной ГТУ. На паровых байпасах низкого давления устанавливаются только редуционные клапаны. Теплофикационная установка паротурбинной установки К-110-6,5 состоит из одного подогревателя сетевой воды, предварительный подогрев воды перед которым осуществляется в ВВТО. Электрические генераторы охлаждаются кондиционированным воздухом, который в свою очередь охлаждается в водовоздушном теплообменнике технической водой.

Охлаждение воздуха, предназначенного для охлаждения лопаток ГТУ, осуществляется в вынесенном теплообменнике.

Вентиляция кожуха ГТУ осуществляется воздухом, отбираемым с помощью дымососов из шахты комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ).

Парогазовая установка ПГУ-80. Энергетическая установка ПГУ-80 предназначена для электротеплоснабжения средних и малых городов и поселков, резервирования электроснабжения ответственных объектов. Парогазовая установка ПГУ-80 может использоваться как в отдаленных от энергосистем и вновь осваиваемых районах страны, так и в черте крупных городов при реконструкции выработавших ресурс паротурбинных ТЭС. Для работы ПГУ-80 необходим подвод газа с давлением

не ниже 0,18 МПа и расходом до 13 000 кг/ч и воды с расходом до 6 м³/ч.

Парогазовая установка предназначена для работы в базовом и полупиковом режимах. При необходимости она может использоваться и для покрытия пиковых нагрузок при работе газотурбинной части, обладающей высокой маневренностью (время пуска примерно 12 мин).

Основным топливом для ПГУ является природный газ. В качестве резервного топлива предусмотрено дизельное топливо.

В состав полнокомплектной ПГУ входит перечисленное ниже оборудование:

Основные модули:

- два газотурбогенераторных модуля с двигателями НК-37-1, электрогенераторами номинальной мощностью 32 МВт и обслуживающими системами;
- модули компрессорного оборудования;
- модуль паросилового оборудования с паровой конденсационной турбиной и электрогенератором номинальной мощностью 20 МВт;
- модуль оборудования воздушного охладителя конденсата, включающий трубопроводы и арматуру подачи, распределения и отвода охлаждающей воды от охладителя конденсата («сухой» градирни);
- модуль химводоподготовки;
- электротехнические системы. Всего поставляется 14 контейнеров (модулей). Система АСУ ТП ПГУ. Отдельно устанавливаемое оборудование:
- два котла-утилизатора;
- воздушный охладитель конденсата («сухая» градирня);
- две установки нейтрализации оксидов азота в дымовых газах (установки газоочистки);
- два бункера-накопителя отходов от установок нейтрализации оксидов азота;
- воздушный маслоохладитель системы маслоснабжения паротурбогенератора;
- воздушный водоохладитель системы охлаждения генератора паротурбогенераторного блока;
- газоходы с шиберами и глушителями шума для подвода газов от газовых турбин к котлам-утилизаторам и в обвод их.

При работе одной ГТУ и парового контура максимальная мощность ПГУ (температура воздуха 15 °С) составляет 32,1 МВт, при этом электрическая мощность паровой турбины равна 8,5 МВт в конденсационном режиме; в режиме с отбором пара на теплофикацию максимальное количество вырабатываемого тепла (температуры сетевой воды 70/118 °С) составляет 24 Гкал/ч при электрической мощности турбины 3,15 МВт.

При работе парового контура ПГУ только на выработку тепла при остановленной паровой турбине обеспечивается отпуск теплоты в количестве:

- 60,4 Гкал/ч — при двух работающих ГТУ, расходе 1000 м³/ч, температурах воды 70/130 °С;
- 29,8 Гкал/ч — при одной работающей ГТУ, расходе сетевой воды 500 м³/ч, температурах воды 70/130 °С.

Продолжительность пуска и нагружения первого пускаемого газотурбогенератора составляет 12 мин, в экстренных случаях — не более 5 мин.

Продолжительность пуска котла-утилизатора до полной нагрузки — не более 60 мин.

Продолжительность пуска паровой турбины, начинающегося при высоком давлении пара 1,2 МПа (абс.), из холодного состояния — не более 40 мин, из прогрето-

го состояния — не более 25 мин.

Изменение нагрузки работающей ПГУ в регулируемом диапазоне производится без ограничения по времени за счет изменения нагрузки ГТУ.

Работа парового контура ПГУ обеспечивается в режиме скользящего высокого давления пара с изменением величины давления в зависимости от нагрузки от 4,0 до 2,0 МПа (абс.). Низкое давление пара на всех режимах поддерживается постоянным и равным 0,75 МПа (абс.).

Для пуска ГТУ предусмотрены дизель-компрессор топливного газа, обеспечивающий давление газа перед двигателем примерно 1,7 МПа, и электрокомпрессор пускового воздуха для пуска двигателя от пневмостартера.

При наличии питания во внешней сети станции пуск выполняется с использованием основных топливных компрессоров.

Компрессоры пускового газа и воздуха являются общими для двух ГТУ и размещены в отдельном контейнере. Компрессоры оборудованы обслуживающими системами по обеспечению их пуска и работы, устройствами очистки подаваемого газа и воздуха. Необходимые в системе пускового воздуха ресиверные емкости и арматура установлены в отдельном модуле (блоке).

Уходящие газы после каждого котла поступают в установку нейтрализации сырой водой оксидов азота, образовавшихся в камере сгорания ГТУ. Эффективность очистки газов 90...95 %. Содержание оксидов азота за установку ожидается не более 50 мг/м³.

Конденсат из всех аппаратов установки отводится в электрофлотационный фильтр, из которого очищенная вода возвращается в ионизаторы для дальнейшего использования в цикле очистки газов, а твердые отходы высушиваются и сбрасываются в бункер, откуда с расходом (от двух установок) примерно 3,5 т/сут направляются в два бункера-накопителя, рассчитанных на трехсуточную загрузку. Оборудование подготовки воды и ее очистки после использования в установке размещается в отдельных модулях.

В ПГУ-80 все загрязненные, засоленные и замасленные стоки, а также эксплуатационные протечки через неплотности соединений оборудования, собираемые в стационарный бак-накопитель, поступают в установку термического обезвреживания (УТО). Способ термического обезвреживания стоков не является экономичным, но это практически единственный комплексный метод утилизации сточной воды для экологически чистой технологии производства электроэнергии. Эффективность очистки сточной воды 96...99 %. Принцип действия УТО основан на выпаривании сточной воды в огневой камере, работающей на природном газе, концентрировании примесей и выделении твердой фазы в узле разделения суспензий. Расход газа 0,1 м³ на 1 кг сточной воды. Твердая фаза, собираемая в бункер, должна периодически удаляться с территории станции в места складирования.

В ПГУ предусмотрены две установки обезвреживания сточной воды, одна из которых выполняет функции резервной.

Все оборудование УТО располагается в отдельном модуле.

Основные характеристики ПГУ-80 приведены ниже:

Электрическая мощность электростанции (брутто/нетто), МВт:	
в конденсационном режиме	66,84/63,94*
с отбором на теплофикацию	58,11/55,21

Количество тепла на теплофикацию при температуре сетевой воды 150/70 °С, Гкал/ч	40
Коэффициент полезного действия в конденсационном режиме (брутто/нетто), %	47,12/45,08*
Коэффициент использования тепла (брутто/нетто), %	73,8/71,7*
Номинальная мощность генератора, МВт:	
с приводом от газовых турбин	32
с приводом от паровых турбин	20

Примечания.

1. Характеристики обеспечиваются: при расчетной температуре наружного воздуха 15 °С; при расчетном давлении наружного воздуха 0,1013 МПа; при работе дожигающего устройства КУ.
2. Характеристики, отмеченные звездочкой, указаны при давлении топливного газа перед ПГУ-80 4,5 МПа.

Парогазовые установки небольшой мощности.

На базе ГТУ мощностью до 20 МВт могут быть созданы ПГУ небольшой мощности для промышленных и муниципальных нужд. Ниже коротко изложены проектные проработки, выполненные российскими организациями [6].

В институте «Теплоэлектропроект» разработаны проекты нескольких ПГУ на базе двигателя АЛ-31СТЭ, показатели которых представлены в табл. 6.9.

По проекту НПП «Энергоперспектива» построена Шахтинская ТЭЦ в Ростовской области. На ТЭЦ установлены четыре двигателя ДЖ-59ЛЗ НПО «Машпроект». Первые два двигателя Шахтинской ТЭЦ оснащены газовыми подогревателями сетевой воды (ГПСВ), третий и четвертый — паровыми котлами-утилизаторами, на ТЭЦ предусматривается установка паровой турбины. Во всех вариантах предусматривается дожигание топлива перед котлами. Проектные показатели ТЭЦ представлены ниже:

Установленная электрическая мощность, МВт	63,2
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	547,8
Число часов использования установленной электрической мощности, ч	7465
Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч)	193,2
Удельные капитальные вложения, руб/кВт (1991 г.)	2717

В институте «ВНИПИэнергопром» разработан проект ПГУ-40 мощностью около 40 МВт по сбросной схеме. Парогазовая установка включает в себя одну ГТУ-16 (НПО «Машпроект»), энергетический котел Е-160 (Сибэнергомаш) и паровую турбину Т-25/30.

Показатели ТЭЦ на базе ПГУ-40 представлены ниже:

Установленная электрическая мощность, МВт	188
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	350
Число часов использования установленной электрической мощности	6500
Число часов использования установленной тепловой мощности	6500
Вид топлива (основное/резервное)	Газ/мазут
Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч)	290
Удельные капитальные вложения, руб/кВт (1991 г.)	672,2
Удельная численность производственного персонала, чел/МВт	1,39

Описанными выше установками не исчерпываются возможные комбинации оборудования и единичные мощности ПГУ. Разработкой подобных установок занимаются практически все проектные организации РАО «ЕЭС России», разработчики и изготовители ГТУ.

Газотурбинные ТЭЦ. Наиболее простой комбинированной установкой является ГТУ-ТЭЦ, представляющая собой сочетание ГТУ и газового подогревателя сетевой воды (ГПСВ). Первая такая ГТУ-ТЭЦ была сооружена в

1978 г. для теплоснабжения г. Якутска. На ней сегодня работают четыре ГТУ типа ГТЭ-35 и три ГТУ типа ГТЭ-45 («Турбоатом»). Суммарная электрическая мощность составляет 300 МВт, максимальная тепловая нагрузка, отпускаемая электростанцией, составляет около 350 Гкал/ч.

Газовые подогреватели сетевой воды эксплуатируются практически без ремонтов более 15 лет и показали высокие эксплуатационные и теплотехнические показатели.

Таблица 6.9. Проектные показатели некоторых ПГУ

Показатель	ТЭЦ-20 ОАО «Мосэнерго»	Новороссийская ТЭЦ	Калужская ТЭЦ (пл. 1)	Калужская ТЭЦ (пл. 2)
Установленная электрическая мощность, МВт	162	216	110	92
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	200	144	122	190
Число часов использования установленной электрической мощности, ч	5570	6500	6610	6460
Число авиадвигателей	6	8	4	4
Удельный расход условного топлива, г/(кВт·ч)	204,8	220	218	180
Удельные капитальные вложения, руб/кВт (1991 г.)	345	472	625	647
Численность производственного персонала, чел.	116	196	187	187
Удельная площадь застройки, м ² /кВт	—	—	0,386	0,325

Предложения фирм-изготовителей авиационных и судовых двигателей по выпуску энергетических ГТУ небольшой мощности, а также разработка таких турбин энергомашиностроительными заводами усилили интерес к созданию ГТУ-ТЭЦ для замены, в первую очередь, районных котельных в небольших городах, обеспеченных природным газом. Это, конечно, не исключает применения в составе ГТУ-ТЭЦ ГТУ большой мощности, если требуется постоянный большой отпуск тепла.

Любая ГТУ может быть оснащена либо ГПСВ для нагрева сетевой воды, либо котлом-утилизатором для отпуска производственного пара.

Кроме упомянутых выше Якутской ГРЭС, Шах-

тинской ТЭЦ, которые, по сути, представляют собой ГТУ-ТЭЦ, следует назвать Дзержинскую ТЭЦ ОАО «Нижененовэнерго», где эксплуатируется ГТУ-ТЭЦ с паровым котлом-утилизатором на базе ГТУ типа V94.2 фирмы «Сименс».

Гибридные установки с ГТУ. Следующим шагом в развитии комбинированных циклов для тепловой энергетики может стать создание «гибридных» установок (рис. 6.10), в которых ГТУ или ПГУ надстраиваются топливным элементом [7].

Высокотемпературные топливные элементы, работающие при температурах 850 °С (твердоокисидные) и 650 °С (на основе расплавленных карбонатов), могут служить источником тепла для газотурбинного или парогазового цикла. В последнем случае получается уже не бинарная, а «триарная» система. При проработках конкретных установок мощностью около 20 МВт, проведенных в основном в США, получены КПД на уровне 70 % при работе на природном газе с внутренним реформингом на СО и Н₂. Существуют, конечно, возможности питания топливных элементов синтез-газом или чистым водородом, полученными, например, путем газификации углей. В имеющихся программах ставится задача повышения в перспективе мощности гибридных установок до 300 МВт и более, а их КПД — до 75 % на природном газе и 60 % на угле. В «прорывном» проекте угольной ТЭС без выбросов [8] речь идет даже о КПД, равном 70 %. Трудности связаны с высокой стоимостью топливных элементов и ограниченной мощностью отдельных ячеек, которые конструктивно сложно объединить в большой установке. С учетом этого первые коммерческие энергоустановки с топливными элементами будут, скорее всего, небольшими (от 3...5 до 1100...3000 кВт) и предназначены для автономных установок генерации электроэнергии и тепла.

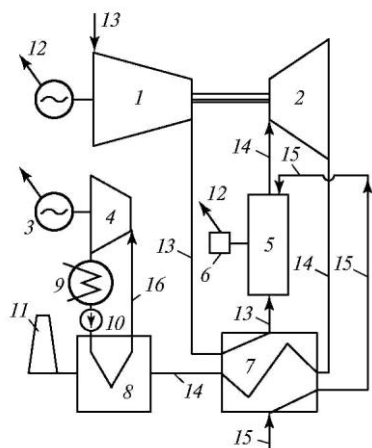


Рис. 6.10. Гибридная энергоустановка:

1 — компрессор ГТУ; 2 — турбина ГТУ; 3 — электрический генератор; 4 — паровая турбина; 5 — батарея топливных элементов; 6 — инвертор; 7 — теплообменный аппарат; 8 — котел-утилизатор; 9 — конденсатор; 10 — насос; 11 — дымовая труба; 12 — электроэнергия в сеть; 13 — воздух; 14 — продукты окисления топлива; 15 — очищенный природный газ; 16 — пар