

ГАЗОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА ГТЭ-190

В. Г. Субботин

Кандидат экономических наук, генеральный директор*
Контактный тел. 349-22-92
E-mail: office@turboatom.com.ua

Е. В. Левченко

Кандидат технических наук, генеральный конструктор*
Контактный тел. 349-22-65
E-mail: office@turboatom.com.ua
*ОАО «Турбоатом»
пр. Московский 199, Харьков, Украина, 61037

В. Л. Швецов

Главный конструктор паровых и газовых турбин**
Контактный тел. 349-23-50
E-mail: shvetsov@turboatom.com.ua

В. П. Решитько

Начальник отдела газовых турбин**
Контактный тел. 349-27-48
E-mail: shvetsov@turboatom.com.ua

А. В. Росинская

Ведущий конструктор отдела газовых турбин**
Контактный тел. 349-28-35
E-mail: shvetsov@turboatom.com.ua
**СКБ «Турбоатом»
пр. Московский 199, Харьков, Украина, 61037

У статті наведені тенденції розвитку світової електроенергетики, обґрунтована доцільність розробки та організації виробництва ГТЕ-190 в ВАТ «Турбоатом». Наведені технічні показники та конструкція ГТЕ-190

Ключові слова: ГТЕ, компресор, турбіна, охолоджена лопатка, пальник

В статье приведены тенденции развития мировой электроэнергетики, обосновывается целесообразность разработки и организации производства ГТЭ-190 в ОАО «Турбоатом». Описаны технические характеристики и конструкция турбокомпрессора ГТЭ-190

Ключевые слова: ГТЭ, компрессор, турбина, охлаждаемая лопатка, горелка

In the article there are presented the trends of the world electroenergetics development ; it is justified the expedience of the development and arrangement of ГТЭ-190 gas-turbine manufacture at JSC «Turboatom». There are given the technical features and description of ГТЭ-190 design

Key words: GTE, compressor, turbine, cooled blade ,burner

1. Прогноз для производителей электроэнергии

По прогнозу аналитиков мировой спрос на электроэнергию через 25 лет, вероятно, увеличится в 2 раза. Для этого нужно построить около 5000 ГВт новых мощностей, и большинство из них должны будут работать на газе и угле. Мировые запасы угля достаточно велики, чтобы можно было использовать их, по меньшей мере, в течение века. Природного газа также достаточно для удовлетворения спроса в ближайшие 60 лет.

Актуальной задачей энергокомпаний становится также замена морально и физически изношенного паротурбинного оборудования, введенного в эксплуатацию в 60 – 70 гг. прошлого века.

Украине при замещении вырабатывающих ресурс пылеугольных паротурбинных блоков, необходимых для покрытия только переменной составляющей на-

грузок электростанций, в ближайшей перспективе требуется 5-7 ГВт мощностей.

Возможности совершенствования традиционного паротурбинного цикла исчерпаны. Повышение параметров пара до 30 МПа, 650°C позволяют повысить КПД конденсационных блоков до 43%. Блоки со столь высокими параметрами созданы давно, но не нашли широкого распространения из-за значительного удорожания и снижения маневренности оборудования.

Комбинирование паро- и газотурбинных установок в одном тепловом цикле позволяет сочетать высокотемпературный (в ГТУ) подвод и низкотемпературный (в конденсаторе паровой турбины) отвод тепла и в результате обеспечивает повышение термического КПД цикла.

Существуют различные схемы ПГУ, которые отличаются количеством теплоты, подводимой в паровом

цикле, или относительной мощностью паровой турбины, определенной как $\bar{N} = N_{пт}/N_{пгу}$.

Наиболее экономичными являются утилизационные ПГУ без дополнительного сжигания топлива перед котлом утилизатором. Реально достигнутый КПД в таких установках в настоящее время составляет 52-58% и зависит от начальной температуры газа ГТУ, которая определяет ее совершенство.

Наряду с приведенной экономической эффективностью другими важнейшими факторами, работающими в пользу ПГУ, являются:

- Низкие инвестиционные затраты;
- Относительно небольшое время сооружения объекта и поэтапность его введения в эксплуатацию;
- Незначительная потребность в площади для размещения объекта;
- Незначительное влияние на почву, грунтовые воды, окружающую флору и фауну;
- Нет проблем с удалением отходов;
- Незначительные выбросы вредных веществ.

2.О целесообразности разработки и организации производства новой газотурбинной установки ГТЭ-190 в развитие существующих проектов ГТЭ-45 и ГТЭ-115

Во все периоды существования завода в номенклатуру выпускаемой продукции наряду с паровыми и гидравлическими турбинами входили и энергетические газовые турбины.

Установка ГТЭ-45-3 была спроектирована в 1979 г. Ее технические данные соответствовали в то время зарубежным проектам. Конструктивно установка выполнена в виде единого транспортабельного блока, расположенного на раме. Впервые в стационарном газотурбостроении применена встроенная кольцевая камера сгорания. Благодаря совершенству конструкции, высокой надежности и простоте в эксплуатации и ремонтах, она получила высокую оценку потребителя. Дальнейшим шагом в развитии газотурбостроения на заводе были проекты ГТЭ-115 и парогазовой установки на ее основе ПГУ-345, выполненные в конце 80-х годов.

Для реализации этих проектов были привлечены ведущие научные организации энергомашиностроительного комплекса и авиапрома СССР, такие как ЦКТИ, ЦНИИТМаш, ВТИ, ИПМаш, ЦИАМ и др. В обоснование принятых решений был выполнен большой объем НИР и ОКР.

В это же время ведущими мировыми фирмами Сименс, Джeneral Электрик, АББ и др. было начато производство образцов газовых турбин V94.3, PG171E, 13E и ряд других с приблизительно такими же показателями: начальной температурой 1100...1150°C и КПД ГТУ 33...34%, а в цикле ПГУ – 50...51%. В силу сложившихся обстоятельств производство ГТЭ-115 и ПГУ-345 было прекращено на заводе в 1994 г.

В настоящее время мировыми фирмами сделан еще один крупный шаг в развитии газовых турбин. Достигнутый уровень начальной температуры составляет 1300...1350°C, а экономичность в режиме автономного использования 35...37% (по ISO). Максимальная единичная мощность газовых турбин достигла 260...320 МВт. Максимальный достигнутый КПД ПГУ в настоящее время составляет 57...58%.

Благодаря столь высокой экономичности, а также с учетом меньших капитальных затрат и сокращения сроков строительства ТЭС на основе газотурбинных технологий, газовые турбины и парогазовые установки являются основой развития тепловой энергетики как ведущих держав, так и развивающихся стран.

Уже сейчас насущные вопросы, которые стоят перед тепловой энергетикой Украины, могут решаться путем создания парогазовых блоков на базе установок ГТЭ-45 и ГТЭ-115. В ОАО «Турбоатом» имеются предложения по использованию ГТЭ-45 в тепловых схемах ПГУ с использованием низкокалорийного газа или в схемах с внутрицикловой газификацией угля. К сведению, опытно-промышленная парогазовая установка ПГУ-250 с внутрицикловой газификацией угля на базе ГТЭ-45-2 планировалась к вводу в эксплуатацию на Новотульской ТЭС еще во второй половине 80-х годов прошлого столетия. И только черныбильская катастрофа остановила эти работы.

Если сейчас найти решение для возобновления изготовления ГТЭ-115 и строительства блока ПГУ-345, то можно рассчитывать на ввод их в эксплуатацию через 2...2,5 года. Они не будут соответствовать лучшим мировым образцам, но они будут соответствовать работающим аналогичным установкам, которых в энергетике большинство. Для нашей энергетики – это экономия 30...40% топлива на выработку электроэнергии и тепла.

В СКБ «Турбоатом» выполняются расчетные исследования и конструкторские проработки более современной газотурбинной установки ГТЭ-190. Концептуальные конструкторские решения этой установки являются логическим продолжением конструкторских решений, принятых в газотурбинных установках ГТЭ-45 и ГТЭ-115. Вместе с тем показатели экономичности (КПД 37%) соответствуют лучшим современным образцам газотурбинных установок такого класса.

В Российской Федерации принята широкая программа строительства блоков ПГУ. Принятие аналогичной программы в Украине, которая бы основывалась на использовании отечественных газотурбинных установок, позволило бы развернуть работы по созданию газотурбинной установки ГТЭ-190.

3.Назначение и технические характеристики ГТЭ-190

Газотурбинная установка ГТЭ-190 мощностью 190 МВт предназначена для производства электрической энергии в базовом и полупиковом режимах.

Установка может работать в составе парогазовых блоков, а также автономно для целей теплофикации.

При проектировании ГТУ использовался опыт ОАО «Турбоатом» по созданию газотурбинных установок ГТЭ-45, ГТЭ-115 и ГТЭ-115М.

ГТУ выполнена в виде единого транспортабельного блока, расположенного на раме, обеспечивающей его транспортировку и установку на фундаментные плиты.

Преимуществом с конструкциями ГТЭ-115 и ГТЭ-115М сохранена при проектировании проточных частей компрессора и турбины, системы охлаждения корпуса и ротора турбины. В результате конструкция сварных роторов компрессора и турбины, лопаточного аппарата компрессора и турбины максимально унифицированы. Традиционной для газотурбинных установок ОАО «Турбоатом» является кольцевая ка-

мера сгорания. Такой подход позволяет значительно уменьшить затраты на подготовку производства.

Технические характеристики ГТЭ-190

Температура газа перед турбиной, °С	1300
Мощность на клеммах генератора по ISO, МВт	190,0
Мощность на клеммах генератора, МВт	185,3
КПД ГТУ по ISO, %	37,0
КПД ГТУ, %	36,3
Степень повышения давления в компрессоре	15,8
Температура воздуха за компрессором, °С	405,0
Расход топлива, кг/с ($Q_{p^{11}} = 47313$ кДж/кг)	10,815
Расход газа за турбиной, кг/с	533,0
Температура газа за турбиной, °С	553,0
Выбросы NO_x (при 15% содержании O_2), ppm	25
КПД ПГУ-280 брутто (1ГТУ+1ПТУ), %	53,4
Мощность ПГУ брутто, МВт	273,3
Количество валов	1
Количество ступеней в турбине	4
Количество ступеней в компрессоре	15
Частота вращения ротора, об/мин	3000
Давление природного газа перед стопорным клапаном (избыточное), кгс/см ²	25

Газотурбинная установка ГТЭ-190 может работать в широком интервале температур наружного воздуха; При работе с температурой наружного воздуха ниже минус 25°С производится его подогрев воздухом, отбираемым из компрессора.

В качестве топлива может быть использован природный газ, жидкое дизельное топливо, продукты газификации твёрдого топлива.

4. Описание турбокомпрессора

4.1 Турбокомпрессор

Газотурбинная установка выполнена по простой схеме и включает в себя четырехступенчатую газовую турбину, пятнадцатиступенчатый осевой компрессор и кольцевую камеру сгорания, выполненные в общем корпусе, который устанавливается на раме. Продольный разрез ГТУ представлен на рис. 1.

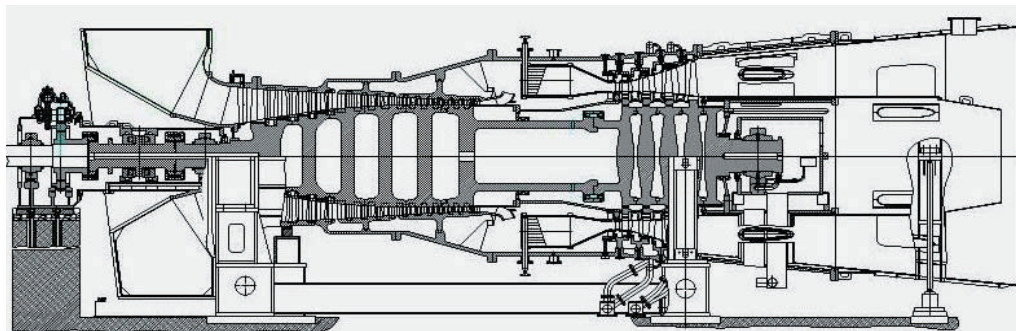


Рис. 1. Продольный разрез ГТЭ-190

Турбокомпрессор может транспортироваться единым блоком на раме без валопровода; ротор компрессора и турбины, составляющие валопровод, в сборе отправляются заказчику отдельно. Сборка турбокомпрессора производится на монтажной площадке.

Валопровод турбокомпрессора выполнен двухопорным. Конструкция без промежуточного подшипника между ротором компрессора и турбины исключает потери рабочего тела через концевые уплотнения, повышает ремонтпригодность и надежность ГТУ в целом. Окончательная сборка и балансировка валопровода производится в заводских условиях.

Сварно-литой корпус турбокомпрессора выполнен с горизонтальными и вертикальными разъемами.

Со стороны входа в компрессор корпус жестко соединяется с опорой рамы (фиксипункт корпуса). В средней части турбины (в районе расположения направляющего аппарата 4-ой ступени) корпус опирается на раму посредством качающихся опор. Выходная часть корпуса турбины посредством вертикальных стоек опирается на опоры фундамента. Корпус центруется относительно рамы осевыми шпонками.

Рама устанавливается на две фундаментные плиты. Опора подшипника генератора устанавливается на третьей фундаментной плите. На плитах турбокомпрессора, а также на плите опоры подшипника генератора имеются продольные и поперечные шпонки, фиксирующие раму и опору генератора относительно плиты.

К плитам рама и опора генератора крепятся при помощи болтов. В каждой фундаментной плите имеются резьбовые отверстия для болтов, которыми плиты выставляются в нужном положении.

К фундаменту плиты крепятся анкерными шпильками.

4.2 Компрессор

Компрессор - 15-и ступенчатый; спроектирован на базе 14-ступенчатого компрессора ГТЭ-115М, созданного для двухопорной конструкции ГТУ. С целью уменьшения осевых габаритов компрессор состоит из высоконапорных ступеней и обеспечивает степень повышения давления 14-14,5 и расход воздуха $G = 418$ кг/с.

Для обеспечения параметров цикла ГТУ-190 ($G=523$ кг/с и $\epsilon = 16-17$) компрессор ГТЭ-115М смоделирован с коэффициентом 1,05114, после чего к нему добавлена предвключенная трансзвуковая ступень со степенью повышения давления $\sim 1,36$.

Расчётные исследования проточной части компрессора проводились ЦКТИ им. Ползунова и ХАИ им. Жуковского. Были определены оптимальные углы установки направляющих аппаратов и рабочих лопаток, при которых компрессор устойчиво работает во всем диапазоне нагрузок. КПД компрессора составляет $\sim 86,5\%$.

Патрубок компрессора обеспечивает осевой вход воздуха в компрессор.

Корпус компрессора сварно-литой, состоит из трех частей, образующих входной конфузор, проточную часть первых четырех ступеней компрессора и выходную часть Проточная часть 5...15 ступеней образована обоймами, расположенными в средней и выходной частях корпуса компрессора; в выходной части корпуса расположен также выходной диффузор. Во входной части корпуса компрессора расположены опорный подшипник №2 и упорный подшипник валопровода. Входная часть корпуса опирается жестко на раму.

Входной направляющий аппарат выполнен с поворотными лопатками. Направляющие аппараты 1-4 ступеней выполнены в виде сварных диафрагм, остальные ступени – наборные, сбросного типа. Компрессор имеет два отбора для сброса воздуха за 4 и 8 ступенями при запуске и останове ГТУ, отборы воздуха на уплотнение подшипников и систему охлаждения турбины.

На корпусе предусмотрены отверстия, закрываемые заглушками, для осмотра проточной части эндоскопом.

Ротор компрессора диско-барабанного типа, сварной.

Для соединения ротора компрессора с ротором генератора предусмотрен промежуточный вал, на котором расположен гребень упорного подшипника.

Тип лопаток компрессора - с 50 % реактивностью.

Подшипник скольжения (№ 2) втулочного типа;

Тип упорного подшипника - с рычажной уравнивательной системой (типа Кингсбери);

Уплотнение вала – лабиринтовое.

4.3 Турбина

Четырехступенчатая турбина выполнена с осевым входом и выходом, спроектирована на базе турбины ГТЭ-115М путём увеличения диаметров. Параметр $U/C0$ по ступеням составляет 0,52; 0,55; 0,58; 0,61. Профильная часть лопаток сохранена. Скорректированы углы установки направляющих аппаратов с целью получения оптимальных треугольников скоростей. Скорости потока в рабочей лопатке последней ступени приближается к звуковым ($Mw \sim 0,92 - 0,93$). КПД турбины равен 91%.

Турбина имеет 6 рядов охлаждаемых лопаток. Отборы охлаждающего воздуха расположены за 8, 13 и 15 ступенями компрессора.

Тип охлаждения лопаток:

- направляющая и рабочая лопатки 1-й ступени – пленочное;

- направляющая лопатка 2-й ступени – дефлекторное;

- направляющая лопатка 3 ступени и рабочие лопатки 2-й и 3-й ступеней – канально-петлевое

Общий расход охлаждающего воздуха на турбину с учетом охлаждения корпусных и роторных элементов составляет 18 %.

Корпус турбины состоит из трех кольцевых частей, первая по ходу газа представляет собой силовой корпус камеры сгорания и корпус проточной части 4-х ступеней турбины. В нём размещены обоймы направляющих аппаратов 1...4 ступеней турбины. Вторая и третья части корпуса турбины образуют выходной диффузор; они опирается на фундамент посредством качающихся опор. Во внутренней части второго корпуса расположен корпус первого подшипника валопровода и думис для компенсации осевых усилий валопровода.

Охлаждение корпуса, обойм направляющих аппаратов и лопаток направляющих аппаратов 1 и 2 ступеней осуществляется воздухом, отбираемым за компрессором. Обоймы 3 и 4 ступеней, направляющий аппарат 3 ступени и выходная часть корпуса охлаждаются воздухом, отбираемым за 10 ступенью компрессора.

На корпусе предусмотрены отверстия, закрываемые заглушками, для осмотра проточной части эндоскопом.

Ротор турбины сварной конструкции. Между основными дисками установлены промежуточные сегменты, которые организуют тракт охлаждения ротора.

Замки рабочих лопаток, диски и рабочие лопатки 1...3 ступеней охлаждаются воздухом, отбираемым после рабочего колеса 13 ступени компрессора. Роторы турбины и компрессора своими хвостовиками образуют жесткое муфтовое соединение.

Продольный разрез турбины приведен на рис. 2.

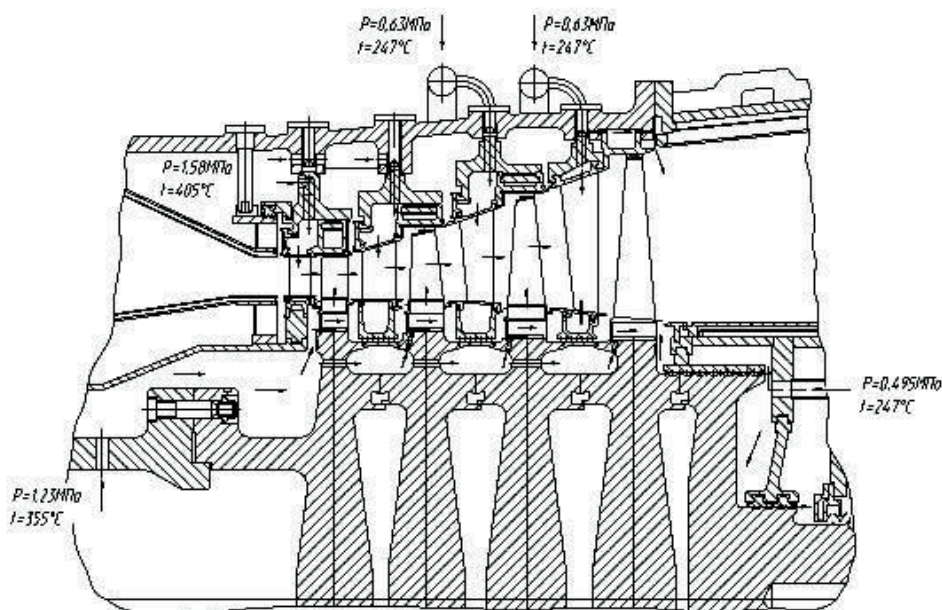


Рис. 2. Проточная часть турбины ГТЭ-190

Опорный подшипник (№1) – подшипник скольжения втулочного типа;

Уплотнения вала – лабиринтовые.

4.4 Камера сгорания

Камера сгорания – встроенная, кольцевого типа, прямоточная. Она состоит из пламенной трубы и фронтного устройства, состоящего из 24 струйностабилизаторных горелочных устройств..

Конструкция пламенной трубы – двухстенная. Наружная относительно зоны горения стенка образует несущий корпус с горизонтальным разъемом, который системой опор крепится к прочному корпусу турбокомпрессора. Внутренняя стенка состоит из отдельных экранов коробчатой конструкции, выполненных из жаропрочного никелевого сплава. Эффективная струйно-плёночная система охлаждения, опробованная в камерах сгорания ОАО “Турбоатом” прежних поколений, обеспечивает работоспособность конструкции.

Фронтное устройство, образованное 24 струйностабилизаторными горелочными устройствами обеспечивает подачу воздуха и топлива в зону горения, а также стабилизацию факела. Конструкция горелочных устройств обеспечивает микрофакельный процесс горения и предварительное смешение топлива и воздуха, тем самым обеспечивает горение с низкими выбросами NO_x .

Топливо к камере сгорания подводится системой коллекторов и трубопроводов.

Зажигание факела в камере сгорания обеспечивается запальниками факельного типа с системой плазменного воспламенения.

Контроль за горением осуществляется фотодатчиками.

4.5. Горелочное устройство

Струйностабилизаторное горелочное устройство обеспечивает подачу воздуха и топлива в камеру сгорания, их смешение и стабилизацию горения (см. рис. 3).

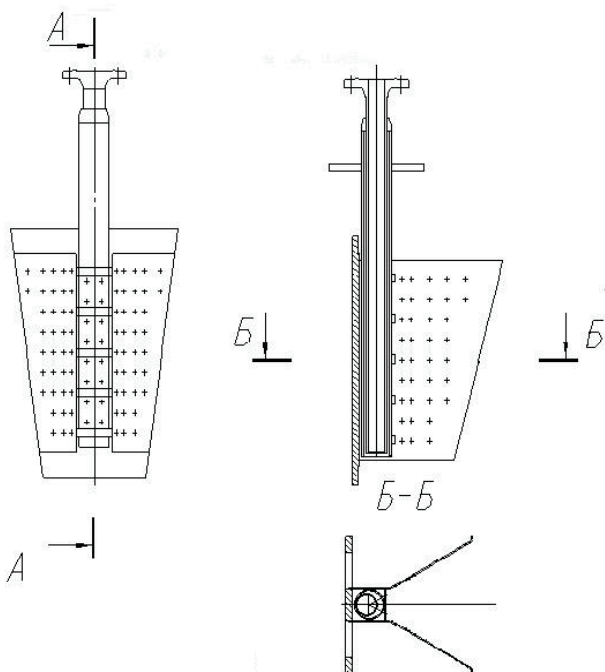


Рис. 3. Горелочное устройство

Горелочное устройство – линейного типа; состоит из V-образного стабилизатора и линейного топливного коллектора, расположенного в месте стыковки пластин стабилизатора. Пластины стабилизатора соответствующим образом перфорированы. Линейный топливный коллектор имеет систему отверстий для подачи топлива в зону горения. В основу рабочего процесса положено диффузионное или кинетическое горение струй топлива, развивающихся в затенённых зонах между спаренными рядами воздушных отверстий. Таким образом, реализуется микрофакельная модель сжигания топлива.

Такой способ сжигания газообразного топлива в камере сгорания с заранее отработанным алгоритмом его подачи обеспечивает низкий уровень эмиссии NO_x и CO .

Струйностабилизаторное горелочное устройство данного типа для камер сгорания ГТУ было разработано в ОАО “Турбоатом” в содружестве с Киевским политехническим институтом.

5. Система автоматизированного управления

Турбина оснащается системой контроля и регулирования газовой турбины (СКРГТ).

СКРГТ обеспечивает:

- сбор и обработку информации;
- выработку управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы регулирования турбины в автоматическом режиме и по командам оператора;
- обмен информацией со смежными системами АСУТП энергоблока;
- выдачу аварийных и предупредительных сигналов в схемы сигнализации;
- представление оператору аналоговой и дискретной информации в объеме, достаточном для проведения анализа тепломеханического состояния газовой турбины.

СКРГТ построена на базе программно-технических средств автоматизации. Основным звеном СКРГТ является программно - технический комплекс (ПТК) Разработчиком и изготовителем ПТК является предприятие Монолит, г.Харьков, Украина.

В состав ПТК СКРГТ входят:

- ПТК системы регулирования турбины;
- ПТК системы контроля тепломеханического состояния газовой турбины.

Также в состав ПТК входит пульт управления и индикации, который может быть выполнен встроенным (в виде отдельной секции ПТК), либо как автономное рабочее место оператора на базе промышленного РС-совместимого промышленного компьютера, размещенного на щите управления энергоблоком.

6. Система контроля

ПТК системы контроля тепломеханического состояния обеспечивает контроль следующих параметров турбины:

- температура и давление воздуха перед и за компрессором;

- температура и давление продуктов сгорания перед и за турбиной;
 - температура, давление и расход топлива;
 - линейные перемещения (осевой сдвиг ротора, относительное расширение ротора, тепловое расширение корпуса);
 - частота вращения ротора;
 - вибрацию опор подшипников турбины и генератора;
 - температура металла корпуса компрессора и турбины;
 - температура баббита подшипников.
- В состав ПТК системы контроля тепломеханического состояния турбины входят:
- микропроцессорный шкаф;
 - датчики, устанавливаемые на турбине;
 - измерительные преобразователи, устанавливаемые рядом с турбиной;
 - комплект кабельных связей.

7. Автоматизированная система регулирования и защиты

САР ГТУ – электрогидравлическая с электро-механическими преобразователями (ЭМП) и топливными регулирующими клапанами газа и жидкого топлива, управляемыми непосредственно электро-механическими преобразователями.

В состав системы входят: узлы и механизмы, арматура, маслопроводы, контрольно-измерительная аппаратура, программно-технический комплекс.

ЭГСР обеспечивает управление регулирующими клапанами подачи топлива (КР), антипомпажными клапанами (АПК), входным направляющим аппаратом (ВНА) в пусковых, эксплуатационных и аварийных режимах работы установки.

Основными функциями ЭГСР являются:

- опробование ГТУ к работе на остановленной турбине;
- автоматизация пуска и планового останова;
- поддержание заданного уровня частоты вращения в режиме разворота;
- автоматизация синхронизации турбогенератора;
- плавное изменение мощности по команде оператора при работе под нагрузкой и поддержание ее на заданном уровне;
- вывод ГТУ на режим холостого хода при сбросе нагрузки;
- защитные мероприятия при аварийных ситуациях;
- диагностика систем защиты с применением моделирования аварийной ситуации;
- перевод турбины с одного вида топлива на другой.