24277-91

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ
СОЮЗА ССР

УСТАНОВКИ ПАРОТУРБИННЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ДЛЯ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

ГОСТ 24277—91

Издание официальное

55 коп. БЗ 8—91

КОМИТЕТ СТАНДАРТИЗАЦИИ И МЕТРОЛОГИИ СССР
Москва

gost.e-ecolog.ru

УДК 621.165 : 006.354 Группа Е23

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР

УСТАНОВКИ ПАРОТУРБИННЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ДЛЯ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Общие технические условия

Stationary steam turbines for nuclear power plants. General specifications

ГОСТ 24277—91

ОКП 31 1115

Срок действия с 01.01.92
до 01.01.97

Настоящий стандарт распространяется на установки паротурбинные стационарные с паровыми турбинами мощностью 30 МВт и выше с номинальной частотой вращения ротора 50 и 25 $с^{-1}$, предназначенные для работы в составе энергоблока вместе с ядерной паропроизводительной установкой (ЯППУ) и электрическим генератором на атомных электростанциях.

Стандарт устанавливает обязательные требования к турбинам и другому оборудованию паротурбинной установки (ПТУ). Допускается уточнять указанные требования в техническом задании (ТЗ) на оборудование конкретных типоразмеров.

Термины, используемые в настоящем стандарте, и их пояснения приведены в приложении.

1. ТИПЫ И ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

1.1. Установки паротурбинные изготавливают с турбинами следующих типов:

К — конденсационными;

КТ — конденсационными с нерегулируемыми отопительными отборами пара;

Т — теплофикационными с регулируемыми отопительными отборами пара;

ТК — теплофикационными с регулируемыми отопительными отборами пара, с выработкой мощности в части низкого давления турбин при максимальной теплофикационной нагрузке.

Издание официальное

© Издательство стандартов, 1992

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Госстандарта СССР

1.2. Номинальные значения основных параметров турбоустановки, в том числе удельных расходов теплоты паротурбинных установок с турбинами типов К, КТ, ТК и с турбинами типа Т на конденсационном режиме, удельные расходы пара установок с турбинами типа Т при номинальных значениях параметров пара, а также условия, при которых обеспечиваются удельные расходы теплоты (пара), и допуски на их отклонения устанавливают в ТУ или технических заданиях (ТЗ) на турбины конкретных типоразмеров в соответствии с ГОСТ 15.001 или ГОСТ 15.005.

1.3. В соответствии с ГОСТ 183 направление вращения ротора должно быть правое (по часовой стрелке, если смотреть на передний подшипник в сторону турбогенератора).

1.4. Обозначение турбины должно включать тип турбины, номинальную электрическую мощность турбоагрегата для турбин типа К, номинальную и максимальную электрическую мощность турбоагрегата для турбин типов КТ, Т, ТК, номинальное абсолютное давление свежего пара, частоту вращения.

1.4.1. В условных обозначениях разрабатываемых турбин значение давления пара указывают в мегапаскалях (МПа). В условных обозначениях существующих турбин допускается указывать давление пара в килограмм-силах на квадратный сантиметр (кгс/см^2).

1.4.2. В конструкторской и нормативно-технической документации к обозначению турбины по настоящему стандарту допускается добавлять обозначение модификации.

1.4.3. Для турбин с частотой вращения 50 с$^{-1}$ в условном обозначении этот параметр допускается не указывать.

1.4.4. Пример условного обозначения конденсационной паровой турбины с номинальной электрической мощностью турбоагрегата 1000 МВт, номинальным давлением свежего пара 5,9 МПа и частотой вращения 25 с$^{-1}$:

Турбина паровая К-1000—5,9/25

То же, типа ТК с номинальной электрической мощностью 450 МВт, максимальной электрической мощностью 500 МВт, номинальным давлением свежего пара 5,9 МПа и частотой вращения 50 с$^{-1}$:

Турбина паровая ТК-450/500—5,9/50 или
Турбина паровая ТК-450/500—5,9

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Требования к турбине и оборудованию ПТУ

2.1.1. Турбины изготавливают в соответствии с требованиями настоящего стандарта, ТЗ или ТУ на турбины конкретных типораз-

меров по рабочим чертежам, утвержденным в установленном порядке.

2.1.2. Турбины должны обеспечивать длительную работу в диапазоне регулирования мощности от 30 до 100% номинальной. Скорости изменения мощности в этом диапазоне должны быть установлены в ТЗ или ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.3. В турбине должна быть предусмотрена возможность длительной работы в диапазоне регулирования мощности при отклонениях частоты вращения ротора от 98 до 101% номинальной, а также работа ограниченной продолжительности при указанных ниже значениях частоты сети в энергосистеме:

50,5—51,0 Гц — не более 3 мин в каждом отдельном случае и не более 500 мин за весь срок службы;

49,0—48,0 Гц — не более 5 мин в каждом отдельном случае и не более 750 мин за весь срок службы;

48,0—47,0 Гц — не более 1 мин в каждом отдельном случае и не более 180 мин за весь срок службы;

47,0—46,0 Гц — не более 10 с в каждом отдельном случае и не более 30 мин за весь срок службы.

2.1.4. Турбины должны обеспечивать длительную работу при температуре охлаждающей воды до 33°С.

По заказу потребителя турбины должны обеспечивать работу при температуре охлаждающей воды свыше 33°С. Условия такой работы должны быть указаны в ТЗ или ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.5. Турбины должны допускать работу при скользящем давлении свежего пара.

2.1.6. Турбины должны обеспечивать длительную работу при любых нагрузках с температурой пара в выхлопном патрубке не более 70°С.

2.1.7. Турбины должны обеспечивать длительную работу при влажности свежего пара не более 0,5%.

2.1.8 Показатели качества пара устанавливают в ТЗ или ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

В турбинах, работающих на радиоактивно загрязненном паре, допускается содержание в паре водорода. На выхлопе эжектора содержание водорода не должно превышать 13% объема.

2.1.9. Турбины должны допускать следующие режимы эксплуатации:

с отключенными подогревателями высокого давления;

с нагрузкой собственных нужд после сброса нагрузки;

на холостом ходу после сброса электрической нагрузки;

на холостом ходу для проведения испытаний генератора;

моторный.

Допустимая длительность непрерывной работы на этих режимах должна быть установлена в ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.10. Турбины должны обеспечивать не менее 1500 пусков за полный срок службы из любых тепловых состояний.

2.1.11. Среднее квадратическое значение виброскорости подшипников в вертикальном, поперечном и осевом направлениях на всех режимах работы турбин при номинальной частоте вращения должно соответствовать требованиям ГОСТ 25364.

Требования к вибрации другого оборудования ПТУ устанавливают в ТЗ или ТУ на конкретные типоразмеры этого оборудования.

2.1.12. В конструкции турбин и оборудования ПТУ должны быть предусмотрены взаимозаменяемость деталей и сборочных единиц, блочность компоновки. Конструктивное исполнение соединений базовых деталей с деталями, подлежащими замене в течение срока службы оборудования, должно обеспечивать легкосъемность при замене.

2.1.13. Конструктивное исполнение быстроизнашивающихся составных частей турбин и оборудования ПТУ должно обеспечивать их замену без вскрытия корпусов цилиндров турбины, насосов, теплообменных аппаратов и других крупногабаритных сборочных единиц оборудования, а также легкосъемность этих деталей при замене.

2.1.14. При разработке конструкции турбины и оборудования ПТУ следует предусматривать меры, снижающие или предупреждающие эрозионные разрушения элементов, работающих в зоне влажного пара. На указанных элементах следует предусмотреть меры по защите технологических баз, если они необходимы при восстановлении в течение срока службы.

2.1.15. Турбины должны быть снабжены валоповоротным устройством, автоматически включающимся в процессе останова турбины и отключающимся при ее пуске.

2.1.16. В турбине и другом оборудовании ПТУ предусматривают средства измерения и контроля теплового и механического состояний деталей и сборочных единиц.

2.1.17. В базовых частях турбин (включая устройства парораспределения) при необходимости должна быть предусмотрена возможность вырезок для механических испытаний металла в процессе эксплуатации.

2.1.18. Нижние половины корпусов цилиндров турбины должны иметь сварные соединения с трубопроводами.

2.1.19. В конструкции корпусов подшипников роторов турбины должны быть предусмотрены встроенные устройства или внешние специальные средства для подъема роторов при выемке нижних половин подшипников без разборки корпусов цилинд-

ров. Устройство сопряжения с внешними средствами подъема должны быть защищены от повреждений и обеспечивать легкость установки и снятия средств подъема.

Для роторов массой более 30 т должны быть предусмотрены встроенные устройства подъема.

2.1.20. Конструкция корпусов подшипников турбины должна исключать течи масла и выбросы масляных аэрозолей по валу наружу.

2.1.21. В конструкции диафрагм и обойм концевых уплотнений цилиндров турбины должны быть предусмотрены устройства, исключающие при замене сегментов уплотнительных колец и (или) регулировке зазоров в уплотнениях необходимость выполнения операций с обязательной укладкой обойм и диафрагм в корпуса цилиндров и многократной контрольной сборкой с роторами.

2.1.22. Для турбин с массой валопровода более 40 т в конструкции их подшипников должна быть предусмотрена система гидроподъема роторов.

2.1.23. При закрытых стопорных и регулирующих клапанах цилиндров высокого и среднего давления и номинальных параметрах пара ротор турбины не должен вращаться. При закрытых клапанах только стопорных (или только регулирующих) частота вращения не должна превышать 50 % номинальной.

2.1.24. В стопорных клапанах, обратных клапанах на трубопроводах отборов и заслонках на трубопроводах промежуточного перегрева должна быть предусмотрена возможность проверки их работоспособности при работе турбины. Порядок проверки работоспособности клапанов и заслонок указывают в эксплуатационной документации.

2.1.25. Трубопроводы в пределах ПТУ должны иметь уклоны и устройства дренирования. В трубопроводах не должно быть застойных участков, затрудняющих их очистку.

2.1.26. Валопровод должен выдерживать нагрузку от крутящего момента, возникающего при коротком замыкании в сети при номинальной мощности. Условия отключения генератора от сети, необходимые для выполнения расчетов, указывает заказчик.

2.1.27. Конструкция турбины должна обеспечивать балансировку роторов цилиндров среднего и низкого давления для снижения вибрации на критических и рабочих скоростях вращения без снятия верхних половин корпусов цилиндров.

2.1.28. Конденсаторы турбин должны иметь встроенные устройства для приема редуцированного пара от сбросной быстродействующей установки. Характеристики этих устройств устанавливают в ТЗ или ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.1.29. В конденсационной системе турбоустановки при необходимости должны быть предусмотрены устройства для очистки

трубок. Порядок очистки устанавливают в эксплуатационной документации.

2.1.30. Вид климатического исполнения турбоустановок — УХЛ4 по ГОСТ 15150, если иное не предусмотрено в ТЗ.

2.1.31. Массу и габариты наиболее крупных транспортируемых частей оборудования турбоустановки указывают в ТЗ или ТУ.

2.1.32. Сейсмостойкость конструкции турбины и другого оборудования ПТУ должна быть не менее 7 баллов по шкале MSK-64, если иное не предусмотрено в ТЗ.

2.1.33. На каждой турбине должна быть установлена табличка по ГОСТ 12971. Сведения об изделии, указываемые на табличке, устанавливают в ТУ на турбины конкретных типоразмеров. Надписи на табличке должны быть четкими и долговечными.

2.1.34. Маркировка упаковки должна соответствовать требованиям ГОСТ 14192.

В случае, если оборудование не подлежит упаковке, маркировку наносят на прочно прикрепленном ярлыке или на самом изделии.

2.1.36. *Требования к материалам*

2.1.36.1. Для изготовления деталей паровых турбин и другого оборудования ПТУ следует применять материалы и полуфабрикаты, номенклатура которых установлена в нормативно-технической документации.

2.1.36.2. Детали турбин, предназначенных для работы на радиоактивно загрязненном паре, изготавливают из материалов с содержанием кобальта не более 0,05 %.

Контролю на содержание кобальта подвергают:

сталь, предназначенную для изготовления роторов, дисков, рабочих лопаток, внутренних цилиндров и обойм, с содержанием никеля более 2 %;

хромоникелевую сталь для изготовления литых корпусов цилиндров и клапанов, сопловых камер, обойм, электродов для противоэрозионных наплавок, уплотнений диафрагм и концевых уплотнений, трубок конденсаторов и основных частей регенеративных подогревателей с содержанием никеля свыше 8 %.

2.1.36.3. Не допускается применять сплавы, содержащие цинк и медь, для трубок конденсаторов, регенеративных и сетевых подогревателей.

2.1.36.4. Рабочие среды для систем регулирования и смазочной должны быть установлены в ТЗ или ТУ на турбоустановки конкретных типоразмеров.

2.2. Требования к системам паротурбинной установки

2.2.1. *Требования к системе регулирования*

2.2.1.1. Система регулирования должна осуществлять:

регулирование частоты вращения от холостого хода до полной нагрузки включительно при работе на изолированную сеть;

регулирование мощности при работе турбогенератора в энергосистеме.

2.2.1.2. Степень неравномерности регулирования частоты вращения при номинальных параметрах пара должна быть в пределах 4—5% номинальной. Местная степень неравномерности должна быть не менее 2% номинальной частоты вращения. Увеличение местной степени неравномерности в диапазоне мощности до 15% номинальной не регламентируют; при дроссельном регулировании в диапазоне мощности от 90% до максимальной, а при сопловом регулировании — от 90 до 100% мощности, регулируемой очередной сопловой группой, местная степень неравномерности не должна превышать среднего значения степени неравномерности более чем в три раза.

2.2.1.3. Степень нечувствительности регулирования частоты вращения при любой мощности не должна превышать 0,06% номинальной частоты вращения для электрогидравлической системы регулирования (при ее наличии).

При гидравлической системе степень нечувствительности устанавливают в ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.2.1.4. Система регулирования турбин при внезапном сбросе нагрузки с отключением генератора от сети во всем диапазоне мощностей, включая номинальную, при номинальных параметрах пара и номинальной частоте вращения с учетом допустимых отклонений должна ограничивать заброс частоты вращения, не допуская срабатывания регулятора безопасности.

2.2.1.5. Регулирование частоты вращения и управление подачей пара считают устойчивым, если:

размах установившихся незатухающих колебаний, вызываемых устройствами регулирования частоты вращения, не превышает 0,2% номинальной частоты вращения турбоагрегата, работающего при установившейся нагрузке в изолированной сети и в режиме холостого хода;

размах установившихся незатухающих колебаний мощности, вызываемых устройствами регулирования подачи пара и частоты вращения, не превышает 4% номинальной мощности при работе турбогенератора параллельно с другими турбогенераторами при номинальной частоте вращения и установившейся нагрузке.

2.2.1.6. В системе регулирования должна быть предусмотрена ее совместимость с автоматизированной системой управления турбоустановки (АСУТ) и с автоматизированной системой управления технологическими процессами энергоблока (АСУТП).

2.2.1.7. В АСУТ турбоустановки должны быть предусмотрены устройства или способы, предотвращающие неправильную после-

довательность работы исполнительных устройств системы регулирования и самопроизвольные пуск и останов турбины.

2.2.2. *Требования к системе защиты турбины*

2.2.2.1. Система защиты должна срабатывать на отключение турбины при:

падении давления жидкости в системе регулирования ниже допустимого;

превышении допустимой частоты вращения ротора;

относительном осевом перемещении ротора, превышающем допустимое.

Дополнительные требования к срабатыванию системы защиты на отключение турбины должны быть установлены в ТЗ или ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.2.2.2. Предельное значение давления жидкости в системе регулирования устанавливают в эксплуатационной документации на турбины конкретных типоразмеров.

2.2.2.3. Регулятор безопасности должен срабатывать при повышении частоты вращения ротора до значения, превышающего на 10—12% номинальное, или до значения, указанного в ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

2.2.2.4. В системе защиты должны быть предусмотрены сигнализация и устройства отключения турбины при уменьшении подачи смазочной жидкости ниже установленного значения.

2.2.2.5. В системе защиты должна быть предусмотрена возможность аварийного местного или дистанционного отключения турбины оператором.

2.2.2.6. В системе защиты звуковая и световая сигнализации должны срабатывать при превышении установленных значений:

относительного теплового удлинения ротора;

температуры пара или металла в выхлопной части цилиндра низкого давления;

температуры (масла или металла) в подшипниках;

уровня вибрации и др.

Дополнительная сигнализация в системе защиты должна быть указана в ТЗ или ТУ на турбоустановки конкретных типоразмеров.

Предельные значения контролируемых величин устанавливают в эксплуатационной документации.

2.2.2.7. Цилиндры низкого давления турбины и (или) конденсатор должны быть защищены с помощью клапанов или предохранительных диафрагм от повышения давления сверх установленного значения. Трубопроводы отборов пара из турбины должны быть снабжены защитными устройствами для предотвращения разгона и попадания воды в проточную часть турбины.

Если для предотвращения разгона и попадания воды в проточную часть предусмотрены другие способы и устройства, то допускается защитные устройства на трубопроводах не применять.

2.2.2.8. Должны быть предусмотрены устройства или способы, предотвращающие заброс воды в проточную часть турбины из сепараторов и пароперегревателей.

2.2.2.9. В системе защиты должна быть предусмотрена ее совместимость с АСУТ и с АСУТП блока.

2.2.2.10. В АСУТ должны быть предусмотрены устройства или способы, предотвращающие неправильную последовательность работы и самопроизвольное срабатывание устройств системы защиты.

2.2.2.11. Конструкция устройств системы защиты должна предусматривать их установку в рабочее положение только путем местного или дистанционного воздействия оператора.

2.2.3. *Требования к смазочной системе*

2.2.3.1. Смазочная система должна обеспечивать подачу смазочного материала к подшипникам турбоагрегата на всех режимах работы установки, в том числе при пусках и остановах и при отказах смазочных насосов.

2.2.3.2. Число и производительность охладителей смазочного материала и фильтров его очистки должны обеспечивать возможность отключения любого из них в процессе эксплуатации.

2.2.3.3. Конструктивное исполнение смазочной системы, включая компоновку оборудования и трубопроводов, а также конструктивные исполнения соединений должны обеспечивать минимальную протяженность линий и герметичность системы, а также предотвращать попадание масла на горячие поверхности оборудования турбоустановки при нарушениях герметичности смазочных линий в процессе эксплуатации.

2.2.3.4. Смазочная система должна быть снабжена устройствами для вентиляции полостей возможного скопления масляных паров.

2.2.3.5. Сливные маслопроводы подшипников турбины должны иметь уклон в сторону главного масляного бака турбины, изгибы и колена маслопроводов не должны препятствовать свободному сливу масла.

2.3. Требования к надежности

2.3.1. Турбины должны иметь следующие показатели надежности:

средний срок службы до капитального ремонта — не менее 6 лет;

назначенный срок службы — не менее 30 лет (за исключением быстроизнашивающихся деталей);

средняя наработка на отказ — не менее 6000 ч;

коэффициент готовности — не менее 0,98;

коэффициент технического использования — не менее 0,8.

Примечание. При расчете коэффициента технического использования не учитывают простои ПТУ, вызванные отказами другого оборудования блока.

2.3.2. Показатели надежности другого оборудования ПТУ устанавливают в ТУ на изделия конкретного наименования.

2.3.3. В конструкции турбин и других систем ПТУ следует предусматривать встроенные устройства контроля технического состояния, включая индикацию опасных отказов и повреждений, а также применение внешних средств технического диагностирования (СТД). Требования к диагностированию и контролепригодности по ГОСТ 27518 и ГОСТ 26656. Конструктивное исполнение оборудования ПТУ (турбина, теплообменные аппараты, сосуды, трубопроводы, трубопроводная арматура и др.), включая устройства сопряжения со средствами диагностирования, должно обеспечивать доступность для размещения внешних СТД, их легкосоединяемость и легкосъемность.

2.3.4. Эксплуатационная документация должна содержать указания о диагностических признаках и параметрах, а также режимах работы систем ПТУ для определения технического состояния.

2.3.5. Критерии отказа устанавливают в эксплуатационной документации на турбоустановки конкретных типоразмеров.

При этом под отказом ПТУ понимают неспособность вырабатывать мощность на валу турбины из-за несоответствия значений эксплуатационных параметров (признаков) установленным в нормативно-технической документации или указанным в эксплуатационной документации пределам.

2.3.6. Критерии предельного состояния оборудования турбоустановки устанавливают в ТУ или эксплуатационной документации на оборудование конкретных наименований.

Критерии предельного состояния турбоустановки выражают предельными значениями следующих параметров ее технического состояния:

расхода пара и питательной воды;

температуры пара и питательной воды;

давления и температуры пара в камерах отборов;

химического состава примесей конденсата;

вибрации и (или) ее изменения в процессе эксплуатации;

температуры и давления смазочного материала.

В ТУ и эксплуатационной документации на турбоустановки конкретных типоразмеров по согласованию с заказчиком допускается устанавливать и другие параметры (признаки) технического состояния.

2.4. Требования к ремонтопригодности

2.4.1. Турбины, а также оборудование, входящее в системы ПТУ и являющееся объектом технического обслуживания и ре-

монта, в части ремонтопригодности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27.410, ГОСТ 23660, а также требованиям, изложенным в пп. 2.4.2—2.4.19 настоящего стандарта.

2.4.2. Оборудование, входящее в системы ПТУ, должно иметь ремонтный цикл, совместимый с ремонтным циклом турбины, а система технического обслуживания и ремонта (ТО и Р) этого оборудования должна быть увязана с системой ТО и Р турбины.

2.4.3. Системы и оборудование ПТУ, для контроля технического состояния которых предусматривают испытания на герметичность на месте эксплуатации, должны быть приспособлены к таким испытаниям и снабжены необходимыми устройствами сопряжения с внешними средствами испытаний.

2.4.4. В конструкции оборудования ПТУ, включая турбину, к которому в эксплуатации предъявляют требования горизонтальности или другие требования к положению в пространстве, должны быть предусмотрены защищенные от повреждений измерительные базы, легкодоступные для контроля.

2.4.5. В конструкции турбины предусматривают устройства, обеспечивающие контроль положения роторов в цилиндрах без разборки последних, в том числе при замене подшипников роторов.

2.4.6. Конструкция турбины должна обеспечивать легкодоступность подшипников роторов, включая нижние половины, при их замене или регулировании взаимного положения роторов без разборки корпусов цилиндров.

2.4.7. В конструкции составных частей оборудования ПТУ, включая турбину, к взаимному положению которых при эксплуатации предъявляют требования соосности или другие подобные требования, для снижения трудоемкости ремонта должны быть предусмотрены устройства для регулирования или способы сборки, исключающие слесарную пригонку, многократную контрольную сборку (настраиваемую сборку).

2.4.8. Турбина должна быть приспособлена к принудительному расхолаживанию, а также к консервации проточной части и концевых уплотнений цилиндров без разборки при длительных простоях.

2.4.9. Конструктивное исполнение обшивки цилиндров, блоков клапанов турбины и составных частей другого оборудования ПТУ должно обеспечивать легкосъемность и простоту установки.

2.4.10. В конструкции крупногабаритных составных частей турбины и другого оборудования ПТУ для обеспечения легкодоступности поверхностей, состояние которых при ремонте подлежит контролю, должны быть предусмотрены соответствующие встроенные устройства: скобы, поручни, люки и др.

2.4.11. Компоновка оборудования и конструктивное использование трубопроводов, входящих в состав ПТУ, должны обеспечи-

вать легкодоступность для контроля и ремонта, а также для монтажа тепловой изоляции, если в течение срока службы предусматривают контроль их технического состояния и ремонт.

2.4.12. Конструкция креплений тепловой изоляции на разбираемых при ремонте фланцевых соединениях составных частей турбины и другого оборудования ПТУ должна обеспечивать ее легкосъемность и сохраняемость.

2.4.13. В конструкции ответственных фланцевых соединений составных частей оборудования ПТУ, включая турбину, требующих для затягивания крепежа крутящего момента более 50 кг·м, должны быть предусмотрены соответствующие способы сборки с применением механизированных средств затяга крепежа, способы и средства контроля затягивания. В конструкции крепежных деталей следует предусматривать защищенные от повреждений измерительные базы.

2.4.14. Детали и сборочные единицы оборудования ПТУ, включая турбину, массой более 20 кг, конфигурация которых затрудняет применение для их подъема универсальных съемных грузозахватных приспособлений, должны иметь встроенные устройства сопряжения с этими приспособлениями или должны быть оснащены специальными съемными грузозахватными приспособлениями.

2.4.15. В конструкции крупногабаритных составных частей турбины и другого оборудования ПТУ массой более 5 т, если при монтаже и ремонте для обеспечения доступа к отдельным поверхностям необходим их поворот вокруг горизонтальной оси, должны быть предусмотрены встроенные устройства, обеспечивающие безопасность выполнения такой операции с помощью грузоподъемных средств.

2.4.16. Системы ПТУ, включающие неснимаемые с места установки при ремонте составные части (корпуса, баки, сосуды, аппараты и т. п.) и трубопроводы значительной протяженности, ремонт которых предусматривает операции очистки от различных отложений (смазочные системы, системы охлаждения и т. п.), должны быть приспособлены к выполнению таких операций без разборки. В эксплуатационной (ремонтной) документации указывают способы очистки и моющие жидкости.

2.4.17. В паротурбинных установках, работающих на радиоактивно загрязненном паре, должна быть обеспечена сохраняемость составных частей оборудования при дезактивации, которой подвергают их при ремонте, а корпуса и другие крупногабаритные части должны быть приспособлены к дезактивации.

2.4.18. В ремонтной документации на турбину и другое оборудование ПТУ приводят:

схемы строповки крупногабаритных составных частей с указанием их массы, центров массы (проекций центров массы) и дру-

гую информацию, обеспечивающую безопасность выполнения операций подъема и транспортирования;

схемы выполнения операций поворота вокруг горизонтальной оси крупногабаритных составных частей с помощью грузоподъемных средств, если такой поворот необходим при ремонте;

схемы испытаний на герметичность (прочность) систем и оборудования ПТУ на месте эксплуатации;

схемы установки крупногабаритных составных частей, подверженных упругой деформации под действием собственного веса, в том числе корпусных, на ремонтной площадке или в ремонтных приспособлениях для дефектации и ремонта поверхностей, включая ответственные разъемы;

номенклатуру составных частей, ресурс которых меньше ресурса базовых частей, с указанием их полного технического ресурса, а также составных частей неполной взаимозаменяемости.

2.4.19. В сопроводительной документации на турбину и другое оборудование ПТУ следует приводить сведения о составных частях, взаимозаменяемость которых ограничена в процессе изготовления.

3. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.1. Оборудование турбоустановки должно обеспечивать электро- и пожаробезопасность при его работе, а также безопасность труда технического персонала.

3.2. Фундаментные плиты корпусов подшипников и цилиндров низкого давления, а также роторы турбин должны быть заземлены.

3.3. Оборудование турбоустановки должно иметь предохранительные устройства, сигнализацию и ограждения, обеспечивающие безопасную эксплуатацию и обслуживание оборудования и систем турбоустановки.

3.4. Допустимый уровень вибрации на рабочих местах (отметках обслуживания) — по ГОСТ 12.1.012.

3.5. Шумовые характеристики турбин должны быть установлены в ТЗ или ТУ на турбины конкретных типоразмеров.

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах операторов и в зоне обслуживания должны быть определены в соответствии с ГОСТ 23941, ГОСТ 12.1.023 и ГОСТ 12.1.003.

3.6. Температура наружной поверхности обслуживаемых горячих частей оборудования должна быть не более 45°С.

3.7. Средства аварийного выключения (кнопки, рычаги) должны быть красного цвета, иметь указатели их расположения, надписи о назначении и быть легко доступными для обслуживающего персонала.

3.8. Сигнальные цвета и знаки безопасности — по ГОСТ 12.4.026.

3.9. Устройства ручного управления оборудования ПТУ в части размеров и перестановочных усилий должны соответствовать требованиям:

для рукояток рычагов — ГОСТ 21753;

для маховиков — ГОСТ 21752.

3.10. Температура поверхности устройств ручного управления оборудования, предназначенных для выполнения операций без применения средств индивидуальной защиты рук, а также для выполнения операций в аварийных случаях, не должна превышать 40°С для устройств управления, изготовленных из металла, и 50°С — для устройств управления, изготовленных из материалов с низкой теплопроводностью.

3.11. Оборудование ПТУ изготавливают с применением слабосорбирующих материалов или покрытий, обеспечивающих стойкость по отношению к применяемым для очистки веществам, реактивам, десорбирующим кислым и щелочным растворам.

3.12. Оборудование должно иметь поверхности и слабосорбирующие покрытия, облегчающие удаление радиоактивных загрязнений.

4. КОМПЛЕКТНОСТЬ

4.1. Комплектность ПТУ устанавливают по соглашению между заказчиком и изготовителем.

4.2. В комплект оборудования ПТУ, включая турбину, должны входить специальные инструмент и средства технологического оснащения монтажа и ремонта, включая средства контроля и испытаний, и в том числе:

специальные съемные грузозахватные приспособления и подъемные устройства;

специальные средства контроля, включая средства испытаний на герметичность;

специальные средства механической обработки составных частей оборудования на месте эксплуатации при замене деталей и сборочных единиц.

4.3. В комплект оборудования ПТУ включают эксплуатационную документацию по ГОСТ 2.601 и ремонтную документацию по ГОСТ 2.602, номенклатуру которой уточняют в ТУ на установки конкретных типоразмеров, или устанавливают по соглашению между заказчиком и изготовителем.

5. УПАКОВКА, ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

5.1. Все поставочные блоки турбины должны быть маркированы светлой несмываемой краской.

5.2. На изделиях, пакетах, связках массой более 3 т указывают их массу.

5.3. Окраска и консервация составных частей оборудования ПТУ должны соответствовать требованиям стандартов, ТУ и чертежей с учетом условий транспортирования и хранения.

Для окраски и консервации применяют материалы, отвечающие требованиям настоящего стандарта, а также конструкторской документации на изделия.

5.4. Вид упаковки (прочно укрепленные связки или пакеты, ящики, специальная упаковка или железнодорожные контейнеры) в зависимости от назначения и характера составных частей выбирает изготовитель оборудования.

В необходимых случаях в соответствии с ТЗ, кроме требований железнодорожного транспорта, должны быть учтены требования к транспортированию водным и автомобильным транспортом.

5.5. Для сопроводительной документации на отправляемых грузах закрепляют водонепроницаемые пеналы с плотно закрывающимися крышками, металлические (пластмассовые) ящики или карманы, места и способ крепления которых устанавливают в конструкторской документации на изделие.

5.6. Оборудование ПТУ транспортируют железнодорожным, автомобильным, морским и речным транспортом. Транспортирование морским транспортом осуществляют только в закрытых транспортных средствах. Условия транспортирования — 8 (ОЖ3) по ГОСТ 15150.

5.7. Блоки, подлежащие транспортированию по железной дороге, не должны превышать размеров, соответствующих негабаритности III степени*.

Масса одного блока должна быть не более 150 т.

Допускается транспортирование по железной дороге блоков массой свыше 150 т, которые не превышают размеров, соответствующих негабаритности IV степени*.

5.8. Условия хранения оборудования ПТУ — 6 (ОЖ2) по ГОСТ 15150. Условия хранения корпусов подшипников, устройств регулирования, электрооборудования, средств измерений и запасных частей — 1 (Л) или 2 (С) по ГОСТ 15150.

5.9. Детали и сборочные единицы турбин должны иметь противокоррозионную защиту по ГОСТ 9.014, отвечающую условиям хранения 8 (ОЖ3) по ГОСТ 15150.

Срок защиты без переконсервации — не менее одного года.

6. ПРИЕМКА

6.1. Турбины и системы паротурбинной установки должны проходить приемосдаточные испытания на стенде предприятия-изготовителя и на месте эксплуатации.

---

* Степень негабаритности — по «Инструкции по перевозке грузов негабаритных и нагруженных на транспортеры по железным дорогам СССР колеи 1525 мм», утвержденной МПС СССР.

6.2. Турбины должны проходить на стенде изготовителя полную сборку и испытания при вращении валоповоротными устройствами. Системы регулирования и защиты по частоте вращения испытывают на стендах изготовителя.

6.3. Прочее оборудование турбоустановки испытывают и (или) принимают на предприятиях-изготовителях в соответствии с требованиями конструкторской, технологической и нормативно-технической документации на это оборудование.

6.4. При приемке турбины на предприятии-изготовителе должны быть проверены:

соответствие деталей и сборочных единиц требованиям конструкторской документации;

взаимное расположение отдельных деталей и сборочных единиц и их взаимодействие при вращении роторов.

6.5. Приемосдаточные испытания турбинной установки на месте эксплуатации должны включать:

проверку исправности средств измерений, работы систем регулирования, защиты и смазочной системы турбоустановки;

снятие характеристик системы регулирования;

испытание регуляторов безопасности;

проверку вибрации подшипников турбины и турбогенератора;

проверку уровня шума;

проверку исправности предохранительных клапанов;

испытание качества тепловой изоляции корпусов цилиндров;

проверку герметичности частей турбоустановки, находящихся под давлением ниже атмосферного;

проверку герметичности затворов стопорных и регулирующих клапанов;

проверку мощности и расхода пара по соглашению между заказчиком и изготовителем.

6.6. Завершающим этапом приемки в эксплуатацию должны быть испытания в течение 72 ч при работе по прямому назначению и при нормальной электрической и тепловой нагрузках. Если по условиям работы электростанции номинальные нагрузки не могут быть достигнуты, то турбоустановка должна быть принята в эксплуатацию по результатам испытаний при максимально возможной нагрузке.

6.7. Комплектность приемосдаточной и сопроводительной документации устанавливают в ТУ на турбоустановки конкретных типоразмеров.

6.8. Полный перечень признаков соответствия ПТУ требованиям разд. 1—3 устанавливают в ТЗ или ТУ на турбоустановки конкретных типоразмеров.

Порядок и процедуру их определения регламентируют в конструкторской и технологической документации.

6.9. Головные ПТУ после приемосдаточных испытаний и приемки в эксплуатацию должны проходить приемочные испытания с целью проверки всех показателей качества:

тепловые испытания для определения экономичности турбинной установки;

испытания системы регулирования и защиты;

испытания для определения вибрационных характеристик подшипников, а для турбин мощностью св. 500 МВт также и валопровода;

испытания для определения шумовых характеристик.

6.10. Приемочные испытания головных ПТУ проводят в течение 12 мес после приемки их в эксплуатацию по программам и методикам, согласованным и утвержденным в установленном порядке.

7. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ

7.1. В процессе приемосдаточных испытаний для контроля эксплуатационных параметров установки применяют штатные средства измерений. По соглашению между заказчиком и изготовителем может быть предусмотрено использование специальных средств измерений.

7.2. Все средства измерений должны пройти метрологическую поверку в установленном порядке.

7.3. Места измерения шума устанавливают в технической документации на конкретную турбоустановку. Методы измерения — по ГОСТ 12.1.023.

7.4. Измерение вибрации — по ГОСТ 25364.

7.5. Показатели надежности турбин и другого оборудования ПТУ проверяют по данным эксплуатации.

7.6. Показатели долговечности базовых деталей и сборочных единиц паровой турбины и другого оборудования паротурбинной установки подтверждают расчетным путем.

7.7. Приемочные испытания головных образцов паротурбинных установок включают в себя все этапы приемосдаточных испытаний в соответствии с пп. 6.1—6.6 настоящего стандарта.

Дополнительные испытания для подтверждения соответствия показателей ПТУ требованиям ТЗ или ТУ проводят по программам и методикам, согласованным и утвержденным в установленном порядке.

8. УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

8.1. Эксплуатацию систем и оборудования ПТУ, включая турбину, осуществляют в соответствии с эксплуатационной и ремонтной документацией, разработанной в установленном порядке.

8.2. В эксплуатационной документации приводят полную характеристику условий и режимов эксплуатации, в которых должно быть обеспечено выполнение требований к надежности и эффективности использования установки.

Для всех обслуживаемых систем и оборудования указывают номенклатуру и периодичность выполнения операций технического обслуживания (ТО), средства ТО, порядок и способы выполнения операций ТО.

8.3. В ремонтной документации приводят структуру ремонтного цикла для всех ремонтируемых систем и оборудования установки, номенклатуру операций каждого вида планового ремонта, номенклатуру и количество инструмента, технологической оснастки и оборудования, включая средства контроля и испытаний, номенклатуру и количество запасных частей и материалов, а также указывают комплект рабочих конструкторских и других технических документов, обеспечивающих необходимое восстановление характеристик оборудования при ремонте.

9. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

9.1. Изготовитель гарантирует соответствие паровых турбинных установок требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

9.2. Гарантийный срок эксплуатации турбины — 24 мес со дня ввода в эксплуатацию.

9.3. Гарантийный срок эксплуатации другого оборудования, входящего в состав ПТУ, устанавливают в ТУ на оборудование конкретных наименований.

ПРИЛОЖЕНИЕ
Справочное

ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В НАСТОЯЩЕМ СТАНДАРТЕ, И ИХ ПОЯСНЕНИЯ

Термин	Пояснение
Головной образец	По ГОСТ 15.005
Установка паротурбинная	По ГОСТ 26691 В состав паротурбинной установки, как правило, входят: паровая турбина с системой регулирования и смазки; конденсационная установка; система сепарации и перегрева пара; трубопроводы турбоустановки с опорами и подвесками; система регенерации; деаэрационно-питательная установка

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ДАННЫЕ

1. **РАЗРАБОТАН И ВНЕСЕН** Министерством тяжелого машиностроения СССР

РАЗРАБОТЧИКИ

Н. Д. Маркозов, канд. техн. наук; **Т. И. Арефьева**; **О. А. Владимирский**; **В. И. Нишневич**, канд. техн. наук; **Д. М. Будняцкий**, канд. техн. наук; **В. В. Николаев**

2. **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** Постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 26.06.91 № 1027

3. Срок проверки стандарта — III квартал 1995 г., периодичность проверки — 5 лет

4. **ВВЕДЕН ВЗАМЕН ГОСТ 24277—85**

5. **ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ**

Обозначение НТД, на который дана ссылка	Номер пункта, приложения
ГОСТ 2.601—68	4.3
ГОСТ 2.602—68	4.3
ГОСТ 9.014—78	5.9
ГОСТ 12.1.003—74	3.5
ГОСТ 12.1.012—90	3.4
ГОСТ 12.1.023—80	3.5; 7.3
ГОСТ 12.4.026—76	3.8
ГОСТ 15.001—88	1.2
ГОСТ 15.005—86	1.2, приложение
ГОСТ 27.410—87	2.4.1
ГОСТ 183—74	1.3
ГОСТ 12971—67	2.1.33
ГОСТ 14192—77	2.1.34
ГОСТ 15150—69	5.6; 5.8; 5.9
ГОСТ 21752—76	3.9
ГОСТ 21753—76	3.9
ГОСТ 23660—79	2.4.1
ГОСТ 23941—79	3.5
ГОСТ 25364—88	2.1.11; 7.4
ГОСТ 26656—85	2.3.3.
ГОСТ 26691—85	Приложение
ГОСТ 27518—87	2.3.3

Редактор *В. М. Лысенкина*
Технический редактор *В. Н. Прусакова*
Корректор *В. С. Черная*

gost.e-ecolog.ru

Сдано в наб. 13.08.91 Подп. в печ. 02.12.91 Усл. печ. л. 1,5. Усл. кр.-отт. 1,5 Уч.-изд. л. 1,33. Тираж 610 экз. Цена 55 к.

Ордена «Знак Почета» Издательство стандартов, 123557, Москва, ГСП, Новопресненский пер., 3
Тип. «Московский печатник». Москва, Лялин пер., 6. Зак. 552