

УДК 621.165

Субботин В.Г., Левченко Е.В., Швецов В.Л., Бураков А.С., Кожешкурт И.И.
ОАО "Турбоатом". Украина, Киев

ПАРОВАЯ ТУРБИНА К-240-4,0 ДЛЯ АЭС В ИНДИИ

Анотація

Викладений досвід створення і введення в експлуатацію турбоустановки К-240-4,0 для АЕС Індії. Приведені конструктивні особливості і технічні характеристики турбіни, до яких відносяться виконання в двох циліндрах, використання існуючих фундаментів, застосування ціліснофрезерованих бандажів, робота в широкому діапазоні зміни частоти і так далі. Описані система регулювання, контролю і діагностики, яка реалізована на базі цифрової техніки. Підтверджені позитивні результати експлуатації.

Abstract

There is stated experience of creation and commissioning of the K-240-4.0 turbine plant for Indian NPPs. There are given design features and technical characteristics of the turbine comprising two-cylinder version, use of existing foundations, application of all-milled shrouds, operation in the wide range of frequency variation and others. There is described system of control, monitoring and diagnostics based upon digital technology. There are attested positive results of operation.

В период 2002–2006 годов по заказу Корпорации атомной энергетики Индии ОАО "Турбоатом", на условиях генподряда, выполнило поставку оборудования для четырех энергоблоков АЭС "Кайга-3, 4" и АЭС "Раджастан-5, 6".

В соответствии с требованиями контракта, под "ключ", было спроектировано, изготовлено и поставлено оборудование машзала в объеме:

1. Паровая турбина К-240-4,0 с конденсатором и вспомогательными системами, включая:

- регулирование и защиты турбины;
- маслоснабжение и гидроподъем;
- воздухоудаление и уплотнения;
- отборы и дренажи турбины;
- охлаждение выхлопных патрубков и паросборных устройств;
- контроля и диагностики турбины;
- сепарации и промперегрева.

2. Генератор ТГВ-250-2ПТЗ со вспомогательными системами, включая:

- маслоснабжение уплотнений вала генератора;
- водяное охлаждение обмоток статора генератора;

- водородное охлаждение генератора;
- температурный контроль генератора.

3. Сепараторы-пароперегреватели.

4. Комплексная АСУТП в зоне проектирования и поставки оборудования.

В качестве основных подрядчиков в проекте приняли участие:

ГП завод "Электротяжмаш", г. Харьков, Украина — проектирование и поставка генератора и оборудования вспомогательных систем генератора;

ОАО "Машиностроительный завод ЗИО Подольск", Россия — проектирование и поставка сепараторов пароперегревателей;

ХГПЗ им. Т.Г. Шевченко, г. Харьков, Украина — проектирование и поставка спецсистем турбины и генератора, верхнего уровня АСУТП;

Электротехническая корпорация "Элкор", г. Харьков, Украина — проектирование и поставка комплектных устройств нижнего уровня АСУТП и оборудования пультов управления;

ОАО "Корпорация Электроюжмонтаж", г. Харьков, Украина — проектирование и поставка оборудования установки и подключения КИП;

ОК КТП ЗАО "Энергомаш", г. Белгород, Россия — проектирование и поставка трубопроводов;

ООО "АРАКО", Чехия — изготовление и поставка арматуры;

Gardner Denver Nash, Германия — поставка водокольцевых насосов для систем воздухоудаления конденсаторов;

ЗАО "Сентравис Продакшн Юкрейн", г. Никополь, Украина — поставка нержавеющей труб для конденсаторов.

Контракт генподряда предусматривал шефнадзор за монтажом, пуско-наладочными работами и опытно-промышленной эксплуатацией, обучение персонала Заказчика и проведение гарантийных испытаний.

В апреле 2007 года произведен первый пуск и синхронизация энергоблока № 3 на АЭС "Кайга". По результатам освоения мощности и опытно-промышленной эксплуатации в июне 2008 года энергоблок принят в эксплуатацию. На остальных энергоблоках в стадии завершения монтажные и наладочные работы.

Проект предусматривал расширение действующих АЭС, где эксплуатируются турбины

производства индийской фирмы ВНЕЛ мощностью 235 МВт.

Повышение эффективности и надежности поставляемого оборудования, явились основными техническими критериями при выборе разработчика проекта.

Производительность реактора при тепловой мощности 757 МВт составляет 1330 т/ч насыщенного пара с давлением 41 кг/см² и степенью сухости 0,997.

ОАО "Турбоатом" обладает значительным опытом создания, производства и модернизации турбин К-220-44, которые успешно эксплуатируются на АЭС Украины, России, Венгрии и Финляндии.

Создание турбины К-240-4,0 для АЭС "Кайга" и АЭС "Раджастан" в Индии явилось следующим этапом в развитии турбин данного типа.

Вместе с тем, накопленный Заказчиком опыт эксплуатации действующего оборудования, наличие заделов по проекту, особенности работы в энергосистеме Индии, климатические условия потребовали отработки и внедрения ряда новых технических решений разработчиками проекта.

Требованиями контракта предусматривалось сохранение проектных решений по строительной части и фундаментам, конденсатно-питательному тракту, системе воздухоудаления и уплотнений турбины, охлаждающей воде конденсаторов и т.д.

Конструкция фундамента разрабатывалась для турбины ВНЕЛ К-235-4,0 в двухцилиндровом (ЦВД+ЦНД) исполнении. К особенностям тепловой схемы необходимо отнести невысокий уровень температуры (~ 170°C) питательной воды, повышенное разделительное давление (6,0 кг/см²) и давление в конденсаторе (0,086 кг/см²).

Очевидно, что повышение эффективности цикла, при заданных условиях, может быть достигнуто только за счет высокого технического уровня поставляемого оборудования. В свою очередь надежность может быть обеспечена применением отработанных и подтвержденных практикой технических решений и конструкций.

Паровая турбина спроектирована для работы на свежем паре давлением 40,33 кг/см² и температурой 249,7°C с промежуточным двухступенчатым перегревом до 232,9°C. При номинальных параметрах пара и температуре цирку-

ляционной воды 30°C гарантийная мощность турбины составляет 241,5 МВт. Значения основных параметров турбоустановки приведены в таблице 1.

Таблица 1

Основные расчетные характеристики

| Наименование | Величина |
|--|----------|
| Тепловая мощность реактора, МВт | 757 |
| Номинальные параметры свежего пара перед клапанами ЦВД: | |
| - расход, т/ч | 1330 |
| - давление, кгс/см ² абс | 40,33 |
| - температура, °С | 249,7 |
| - степень сухости | 0,997 |
| Температура промежуточного перегрева пара (после СПП), °С | 232,9 |
| Потеря давления пара в тракте промежуточного перегрева (от выхлопа ЦВД до заслонок ЦНД), кгс/см ² | 0,365 |
| Расчетная температура охлаждающей воды, °С | 30 |
| Максимальная температура охлаждающей воды, °С | 33 |
| Расход охлаждающей воды, м ³ /ч | 55740 |
| Номинальное давление пара в конденсаторе, кгс/см ² абс | 0,086 |
| Номинальное давление пара в деаэраторе, кгс/см ² абс | 5,79 |
| Номинальный массовый расход питательной воды на выходе из ПВД, т/ч | 1336,65 |
| Температура питательной воды на выходе из ПВД, °С | 171,3 |
| Электрическая мощность (без отборов пара сверх регенерации и добавка химически очищенной воды в цикл), МВт | 241,5 |
| Удельный расход теплоты брутто, ккал/кВтч | 2698,0 |

Турбина представляет собой одновалный двухцилиндровый агрегат, состоящий из цилиндра высокого давления (ЦВД) и цилиндра низкого давления (ЦНД). Продольный разрез представлен на рис. 1. Основные конструктивные характеристики приведены в таблице 2.

Парораспределение турбины дроссельное. Свежий пар подается через 2 вынесенных стопорных клапана и 2 регулирующих клапана, установленных на приливах верхней половины корпуса цилиндра высокого давления.

После сепараторов-пароперегревателей перегретый пар двумя ресиверами подводится к двухпоточному ЦНД. На каждом ресивере установлены стопорная и регулирующая заслонки.

В схеме турбоустановки установлено два сепаратора-пароперегревателя с двухступенчатым перегревом пара: отборным и острым паром. Имеется шесть нерегулируемых отборов на регенерацию.

Тепловая схема турбоустановки представлена на рис. 2.

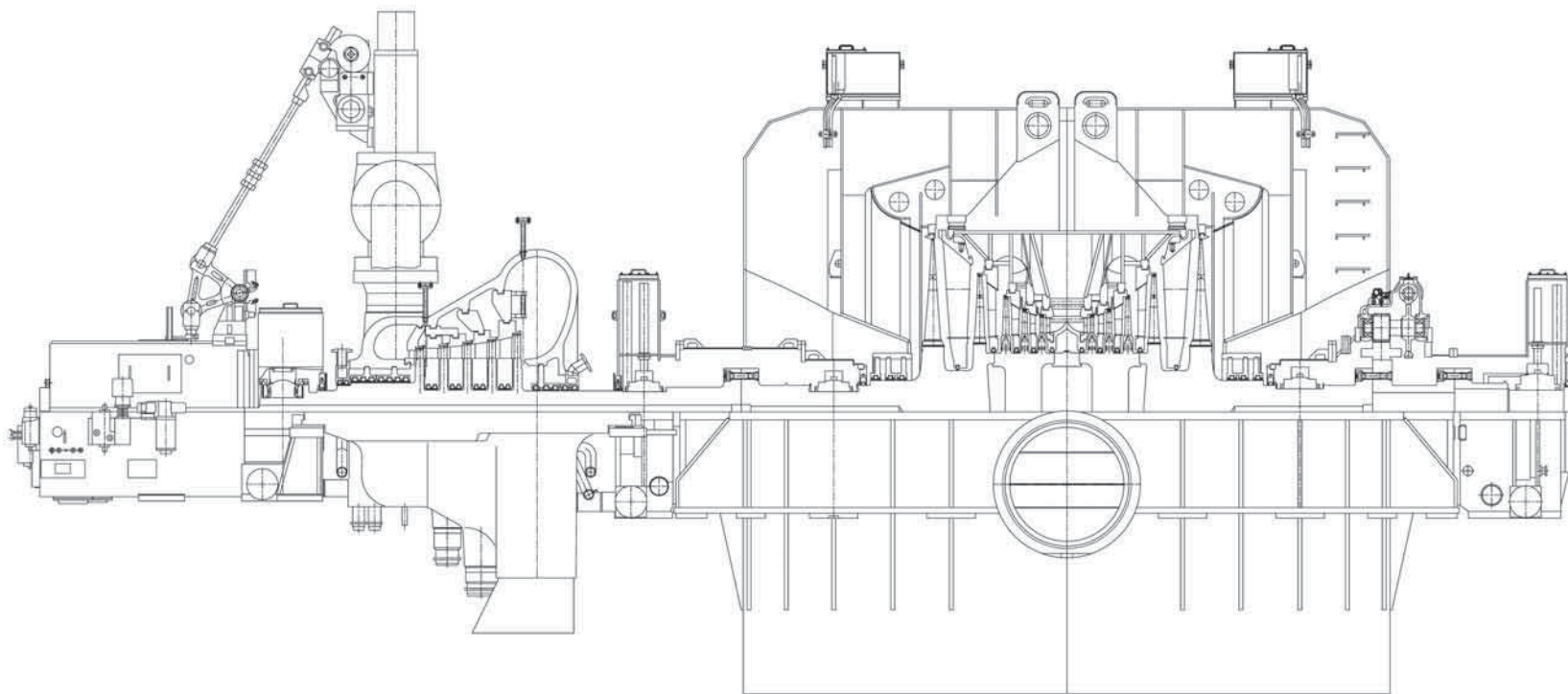


Рис. 1. Турбина К-240-4,0. Продольный разрез

Таблица 2

Конструктивные и режимные характеристики

| Наименование | Величина |
|--|---------------|
| Частота вращения ротора, с ⁻¹ (об/мин) | 50 (3000) |
| Тип парораспределения | дроссельное |
| Конструктивная схема | ЦВД + ЦНД |
| Количество ступеней: | |
| ЦВД | 5 |
| ЦНД | 2 × 5 |
| Длина лопатки последней ступени, мм | |
| Средний диаметр последней ступени, мм | |
| Площадь выхлопа, м ² | 2 × 8,19 |
| Количество регенеративных отборов | 6 |
| Структурная формула системы регенерации | ПВД+ДVAR+4ПНД |
| Габариты турбины, мм: | |
| длина (до полумуфты генератора) | 16040 |
| ширина (по балкону ЦНД) | 9205 |
| высота (от отметки обслуживания) | 5,192 |
| Общая масса турбины (без конденсатора), т | 453 |
| Допустимое количество циклов за срок эксплуатации турбины | |
| пусков из холодного состояния | 300 |
| пусков из неостывшего состояния | 500 |
| пусков из горячего состояния | 1000 |
| сбросов нагрузки до холостого хода | 200 |
| - набросов нагрузки, соответствующих 20% номинальной мощности | 200 |
| - изменений нагрузки ±5% номинальной | неограниченно |
| Межремонтный период, лет | 6 |
| Коэффициент готовности (в течение гарантируемого срока) | 0,98 |
| Наработка на отказ (в течение гарантируемого срока), час | 7000 |
| Срок службы (за исключением быстроизнашивающихся деталей и узлов), лет | 40 |
| Сейсмостойкость по шкале MSK-64, баллы | 5 |

Цилиндр высокого давления однопоточный, активного типа и состоит из пяти ступеней давления. Корпус выполнен литым с горизонтальным разъемом.

Цилиндр высокого давления лапами, отлитыми в нижней части цилиндра, опирается на опоры, установленные на фундамент. Опора стороны генератора жестко связана с цилиндром низкого давления. В нижней части опоры связаны с цилиндром высокого давления шпонками "тяги-толкай", что исключает возможность появления перекосов при тепловых перемещениях корпусов турбины. Плавному перемещению опор способствует также специальные съемные прокладки, установленные на поверхностях скольжения опор по фундаментным рамам.

надбандажные уплотнения. Диафрагменные и концевые уплотнения выполнены лабиринтного типа с гидростатическим прижатием уплотнительных сегментов к посадочным поверхностям корпуса.

Отличительной особенностью проточной части цилиндра высокого давления является оптимальная увязка конструктивной схемы пятиступенчатой проточной части с постоянным корневым диаметром и оптимизированными углами выхода потока, что характеризует высокое газодинамическое качество проточной части. Использование усовершенствованных направляющих и рабочих лопаток с оптимизированными профилями, многорядных осерadiальных надбандажных уплотнений, осевых уплотнений на бандажах и в корне

Ротор высокого давления цельнокованый с центральным отверстием, гибкий. Все рабочие лопатки с цельнофрезерованными бандажами, на которых выполнена перевязка вставками типа "ласточкин хвост".

Рабочие лопатки первых двух ступеней постоянного профиля, лопатки остальных ступеней выполнены с переменным по высоте профилем. Все лопатки имеют трехопорные "хвосты" с тангенциальной заводкой. Крепление замковых лопаток выполнено по принципу распределения усилий замковой лопатки на две предзамковые лопатки и диск.

Сопловой аппарат и все диафрагмы ЦВД выполнены сварными. В диафрагмах всех ступеней применены постоянные по высоте профили направляющих лопаток с увеличенным моментом сопротивления и удлиненной входной частью профиля.

Применение рабочих лопаток с цельнофрезерованными бандажами позволило выполнить на всех ступенях ЦВД многорядные осерadiальные

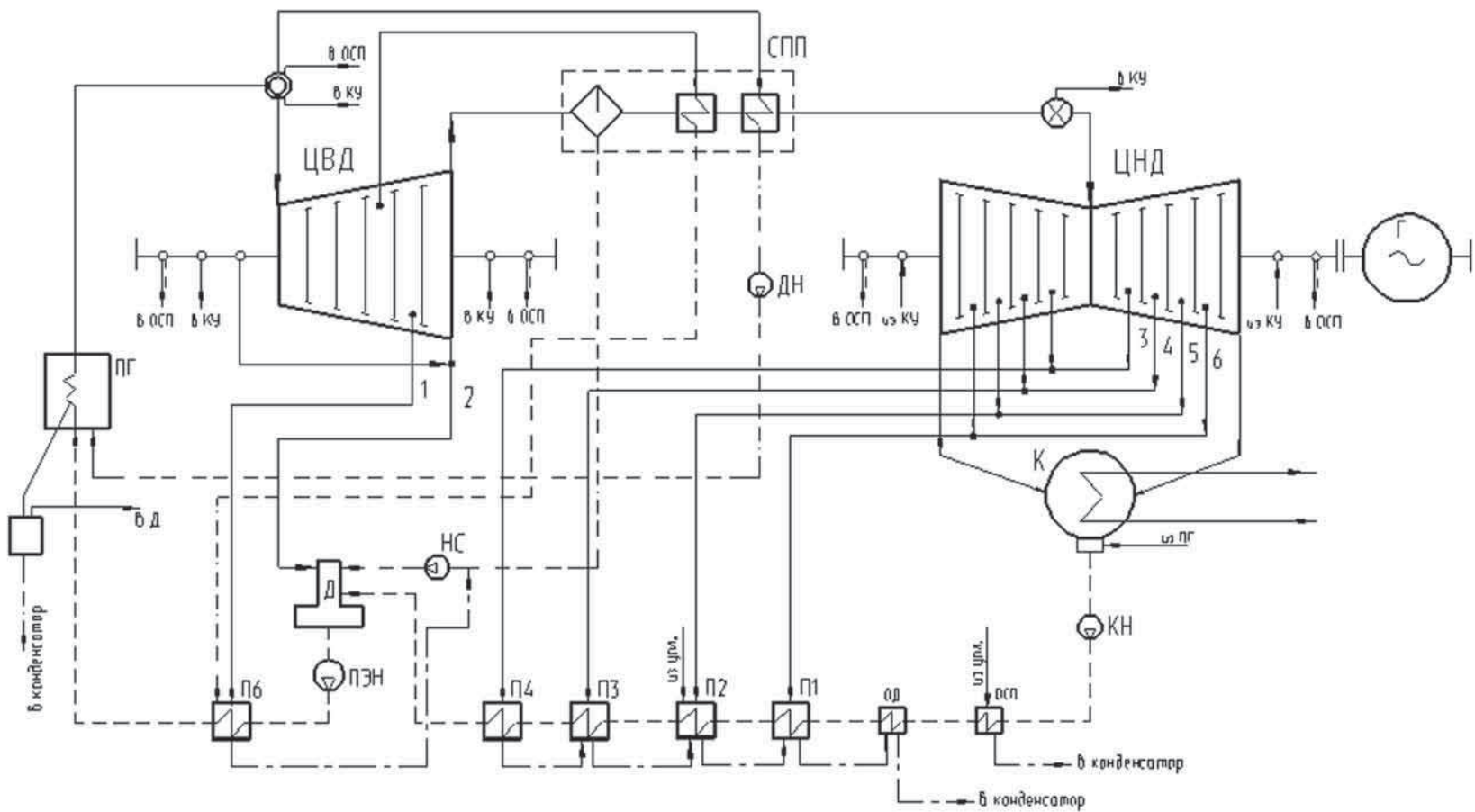


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-240-4,0



рабочих лопаток обеспечивает высокую экономичность проточной части за счет снижения протечек и обтекания активной части рабочих лопаток выровненным потоком. Выбранная степень реактивности, количество и диаметр пароразгрузочных отверстий обеспечивает оптимальное течение в корневой зоне ступеней.

Меридиональные обводы диафрагм и рабочих лопаток выбраны с положительными межвенцовыми и межступенчатыми перекрытиями.

В цилиндре высокого давления выполнена высокоэффективная система влагоудаления, реализованная системой дренажных отводов из межвенцовых и межступенчатых зазоров.

Для исключения размывания металла на разъемах и в местах контактирования статорных деталей применяются наплавки нержавеющей стали.

Корпус цилиндра низкого давления сварной, двустенной конструкции и состоит из внешнего корпуса и обоймы. В обойме размещена двухпоточная, по пять ступеней в каждом потоке, проточная часть. Для организации потока в выхлопном патрубке и уменьшения потерь с выходной скоростью в корпус вварены направляющие листы, образующие осерадиальный диффузор. Стержневая конструкция выхлопного патрубка позволила снизить выходные потери и металлоемкость турбины.

В корпус ЦНД встроены опоры подшипников. Необходимая жесткость опор подшипников, прочность стенок корпуса обеспечивается системой конусных оболочек, стержней и ребер.

Корпус цилиндра низкого давления опирается на фундамент через балкон, расположенный по всему периметру корпуса.

Ротор низкого давления сварнокованный, жесткий.

Проточная часть цилиндра низкого давления спроектирована с учетом опыта успешной модернизации целого ряда турбин мощностью 200, 220 и 300 МВт с использованием высокоэкономичных профилей рабочих и направляющих лопаток. Для обеспечения безотрывного течения на входе в проточную часть оптимизированы обводы раскателя паровпуска и периферийного обвода диафрагм первых ступеней. Меридиональные обводы направляющих аппаратов и рабочих ступеней обеспечивают условия их обтекания с малыми потерями. На последних ступенях применена рабочая лопатка 1030 мм. Ступень спроектирована с использованием методов пространственного формооборудования каналов направляющего аппарата для снижения периферийных надбандажных утечек и концевых потерь, обеспечения безотрывного обтекания в широком диапазоне объемных расходов. Опыт

работы ступени в турбинах К-220-44 подтвердил ее высокую надежность, экономичности и эрозионную стойкость. Объемный расход пара через ступень для турбин К-220-44 и К-240-4,0 практически одинаков. Несколько повышенная диаграммная влажность компенсируется эффективной работой системы влагоудаления и наличием запасов прочности конструкции.

Эрозионная стойкость рабочих лопаток последних ступеней обеспечивается комплексом мер: упрочнение входных кромок, повышенный теплоперепад на ступень, внутриканальное и периферийное влагоудаление, выбор оптимальной межвенцовой перекрыши и межвенцового зазора.

Все рабочие лопатки выполнены с цельнофрезерованными бандажами. Рабочие лопатки первых трех ступеней выполнены с кольцевой перевязкой типа "ласточкин хвост". Периферийные полочные бандажи 4 и 5 ступеней замыкаются и препятствуют раскрутке лопаток в поле центробежных сил. Реактивные усилия от раскрутки лопаток обеспечивают эффективное демпфирование колебаний.

В рабочих колесах 4 и 5 ступеней дополнительно установлено по одной проволоночной связи. Эффективность примененной конструкции была подтверждена натурными испытаниями на стенде завода, что позволило гарантировать надежную работу лопаточного аппарата в заданном диапазоне изменения частоты в энергосистеме Индии 47,5 + 51,5 Гц.

В первых двух ступенях применены осерадиальные многорядные надбандажные уплотнения, в третьей и четвертой ступенях используются многорядные прямоточные уплотнения.

Крепление лопаток 1, 2 и 3 ступеней трехопорное с тангенциальной заводкой. Замковые лопатки 1 и 2 ступеней крепятся на "Т" образных замковых вставках. Крепление замковой лопатки 3 ступени выполнено по принципу распределения усилия замковой лопатки на две предзамковые и диск. Крепление лопаток 4 и 5 ступеней елочного типа с торцевой заводкой. Фиксация лопаток 4, 5 ступеней и замковых вставок 1, 2 ступеней осуществляется стопорами.

Диафрагмы всех ступеней сварные. Направляющие лопатки первой ступени постоянного сечения, остальные переменного.

Направляющие лопатки 5-х ступеней ЦНД выполнены сварными полыми для организации внутриканальной сепарации влаги.

Диафрагменные и концевые уплотнения лабиринтного типа с прижатием сегментов витыми пружинами.

Роторы турбины соединены между собой и с ротором генератора жесткими муфтами. Ротор низкого давления соединен с ротором генератора

через промчасть, наличие которой обусловлено заданной геометрией фундамента.

Для обеспечения стабильности центровок при эксплуатации и ремонтах в соединении полумуфт применены "плотные" болты с коническими втулками.

Валопровод турбины опирается на один опорно-упорный подшипник и три опорных подшипника. Упорный подшипник двухсторонний, с механической системой выравнивания нагрузок. Опорные подшипники втулочные, двухклиновые.

Автоматическая система регулирования и защиты (АСРЗ) турбины сочетает электронные и электрические устройства формирования команд управления, быстродействующие исполнительные гидравлические приводы механизмов парораспределения и гидравлическую систему защиты. В качестве рабочей жидкости АСРЗ используется масло турбинное из системы смазки турбины. Снабжение маслом в эксплуатационных режимах осуществляется насосом регулирования, установленном на роторе турбины, а при пусковых операциях на остановленной турбине и развороте пусковым электронасосом.

Система защит обеспечивает экстренный останов турбины закрытием стопорных и регулирующих клапанов и заслонок в автоматическом или ручном режиме. Формирование команд на исполнительные устройства защит в автоматическом режиме осуществляется программно-техническим комплексом, реализованном на базе цифровой техники.

Механический автомат безопасности кольцевого типа обеспечивает защиту турбины от чрезмерного повышения частоты вращения.

Исполнительная часть системы защиты золотникового типа. Для повышения надежности системы защиты продублированы командные и исполнительные органы.

Стопорные клапаны выполнены с толкающим штоком и сервомотором одностороннего действия. Таким образом, обеспечена надежность срабатывания стопорного клапана на закрытие под действием усилия пружин сервомотора и острого пара.

Стопорные и регулирующие заслонки двухпозиционные, одинаковой конструкции и отличаются по принципу управления. Сервомоторы гидроприводов заслонок одностороннего действия. Действие пружин направлено на закрытие при снижении давления масла в рабочей полости сервомотора.

Для защиты турбины от угона обратным потоком пара на отборах турбины установлены обратные клапаны с принудительным приводом на закрытие. Особенностью конструкции явля-

ются пневматические сервоприводы со встроенными пневмоаккумуляторами для поддержания стабильного давления на время срабатывания.

Система регулирования турбины реализована на базе цифровых программно-технических комплексов и включает основную электрогидравлическую систему регулирования (ЭГСР) и резервный электронный регулятор скорости (ЭРС). ЭРС является электронным эквивалентом гидромеханического регулятора скорости и обеспечивает работу турбины при возможных отказах ЭГСР с ограниченными функциями. Гидромеханический регулятор скорости исключен. ЭГСР и ЭРС осуществляют управление главным сервомотором и гидроприводами регулирующих заслонок через отдельные электрогидравлические преобразователи.

Для исключения колебаний нагрузки при сбоях или отказах ЭГСР и ЭРС дополнительно установлен механизм управления с приводом от МЭО. Механизм управления управляет главным сервомотором и гидроприводами регулирующих заслонок параллельно с ЭПП и в одном направлении. Дополнительный медленнодействующий управляющий сигнал от механизма управления компенсируется уменьшением сигнала управления с ЭПП вплоть до его полного обнуления.

Электрогидравлический преобразователь (ЭПП) служит для преобразования электрического сигнала управления в пропорциональное механическое перемещение штока. Конструктивно ЭПП состоит из электромеханического преобразователя и двухкаскадного гидроусилителя.

Главный сервомотор двухстороннего действия, без пружин с электрической и гидравлической обратными связями.

Характеристика открытия клапана обеспечивается формой кулаков распределительного механизма. В закрытом положении клапан прижимается к седлу усилием пружин и давления пара.

Система маслоснабжения централизованная с демпферным баком. Демпферный бак обеспечивает стабильное давление масла, подаваемого к подшипникам турбины и генератора, в систему регулирования турбины и на уплотнения вала генератора.

В демпферный бак масло подается из основного тремя электронасосами, работающими по схеме основной, резервный и аварийный.

Подача масла к подшипникам турбины и генератора осуществляется через емкости, установленные на крышках опор подшипников. Количество масла в емкостях обеспечивает аварийный останов турбины при отказе всех электронасосов.

Для снижения момента страгивания валопровода турбоагрегата валоповоротным устройством и уменьшения износа вкладышей опорных



подшипников при вращении на малых оборотах предусмотрена система гидростатического подъема роторов. Масло к подшипникам подается из основного маслобака специальными электронными насосами высокого давления.

Валоповоротное устройство представляет собой двухступенчатый редуктор со встроенной обгонной муфтой. Приводом валоповоротного устройства является мотор-редуктор с электродвигателем. Частота вращения роторов турбоагрегата в режиме работы на валоповоротном устройстве составляет 0,1–0,15 об/мин.

Конденсационная установка турбины обладает рядом особенностей.

Фундамент турбоагрегата имеет высотное расположение (18 м) отметки обслуживания, что привело к увеличению размеров переходного патрубка. Проведенные расчетные исследования и внедренные конструктивные решения, включая жесткое соединение переходного патрубка и выхлопного патрубка цилиндра низкого давления, опирание конденсатора на пружинные опоры, ужесточение переходного патрубка позволили обеспечить стабильность центровок валопровода на всех режимах эксплуатации.

Учитывая химический состав и температурный режим охлаждающей воды, трубные системы конденсатора и водяные камеры выполнены из нержавеющей стали. Внедрена технология обварки трубок в трубных досках.

По требованиям Заказчика в проекте применены водокольцевые насосы в системе воздухоудаления из конденсаторов, сальниковый подогреватель в системе уплотнений турбины.

В соответствии с условиями контракта спроектирована, поставлена и введена в эксплуатацию полномасштабная АСУТП, охватывающая зону проектирования Генподряда, а также обеспечена стыковка со смежными системами АСУТП энергоблока.

АСУТП является многоуровневой децентрализованной системой, по вертикали имеет четыре уровня функционирования:

1 уровень — полевые средства управления, измерения и коммутации;

2 уровень — релейные шкафы питания и управления исполнительными механизмами, локальные панели;

3 уровень — программно-технических комплексов (ПТК), шкафы питания ПТК и релейно-кроссовые средства;

4 уровень — средства оперативного контроля и управления блочного щита управления.

ПТК являются цифровыми управляющими комплексами, децентрализованными по технологическому и функциональному признакам, на базе которых реализованы технологические алгоритмы

контроля, регулирования, управления и сбора информации.

По целевому назначению управления технологическими процессами ПТК включает следующие подсистемы:

- технологических защит;

- регулирования турбины;

- контроля, управления и регулирования вспомогательным оборудованием турбины и генератора;

- температурного контроля турбины и генератора;

- контроля тепломеханического состояния турбины и генератора.

На панелях блочного щита для управления и контроля за технологическим объектом размещаются:

- две операторские станции;

- диагностическая станция.

В составе АСУТП реализована диагностическая система, база данных которой включает параметры:

- частота вращения ротора на ВПУ;

- частота вращения ротора;

- средние квадратические значения виброскорости в трех направлениях вертикальном, радиальном и осевом по каждой из 6 опор;

- статические зазоры и размах относительных виброперемещений ротора в вертикальном и горизонтальном направлениях по пяти опорам;

- гармонические составляющие сигналов вибрации опор и ротора кратные оборотной частоте (1/3F, 1/2F, 1F, 3/2F, 2F...10F). Амплитудные и фазовые значения составляющих рассчитываются на основе БПФ;

- прогиб ротора;

- относительные расширения ротора;

- абсолютное расширение корпуса ЦВД;

- электростатический ток ротора турбины;

- активная мощность;

- осевой сдвиг ротора;

- температура баббита;

- температура металла цилиндров в различных точках;

- положение сервомотора регулирующего клапана;

- положение клапана промперегрева;

- давление пара в конденсаторе.

В процессе обработки текущей информации о вибрационных и тепломеханических параметрах с учетом режимов работы турбоагрегата диагностическая система позволяет с определенной достоверностью выявить следующие дефекты:

- трещина в роторе;

- внезапный дисбаланс;

- механический дисбаланс;

- тепловой дисбаланс;

- расцентровка роторов;
- коленчатая стыковка;
- износ баббита подшипника;
- ослабление в опорной системе;
- торцевые и радиальные задевания;
- низкочастотная вибрация.

Экспертный алгоритм генерирует сообщение на диагностической матрице о месте возникновения неисправности в соответствующем оборудовании и наиболее вероятной его причине, сопровождаемое краткими рекомендациями о достоверизации или устранении дефекта.

Проведение тепловых испытаний и подтверждение гарантийных испытаний турбоустановок является заключительным этапом контракта, который подлежит выполнению. Предварительный экспресс анализ работы турбоустановки

К-240-4,0 на АЭС "Кайга-3" подтвердил заявленную гарантированную мощность 241,5 МВт.

Литература

1. *Модернизация турбин НПО "Турбоатом" мощностью 220 МВт для АЭС* / Левченко Е.В., Галацан В.Н., Аркадьев Б.А., Сухинин В.П., Потапов А.Н. / Теплоэнергетика, 1997. — № 7. — С. 16–20.
2. *Паротурбинные установки атомных электростанций* / Под редакцией Ю.Ф. Косяка. — М.: Энергия, 1978.
3. *Пути совершенствования турбоустановок АЭС* / Вирченко М.А., Косяк Ю.Ф., Левченко Е.В., Аркадьев Б.А., Сухинин В.П., Палей В.А., Галацан В.Н. / Теплоэнергетика, 1991. — № 11. — С. 16–24.