

**А. Е. ВАЛАМИН, А. Ю. КУЛТЫШЕВ, Т. Л. ШИБАЕВ, А. А. ГОЛЬДБЕРГ,
Ю. А. САХНИН, М. Ю. СТЕПАНОВ, М. В. ШЕХТЕР, В. Н. БИЛАН**

ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ТУРБИНА Т-295/335-23,5 ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ТУРБИНАМИ Т-250/300-240

АННОТАЦИЯ Представлено описание теплофикационной турбины Т-295/335-23,5, разработанной для замены отработавших свой парковый ресурс турбин серии Т-250/300-240. Турбины Т-250 установлены в таких крупных городах, как Москва, Санкт-Петербург, Киев, Харьков, Минск, для обеспечения нужд централизованной выработки тепловой и электрической энергии. Представлен ряд предпосылок и вариантов, рассматриваемых при реконструкции энергоблоков с турбинами Т-250. Дано описание конструкции новой турбины Т-295, обозначены некоторые схемные и компоновочные решения, показаны основные достигаемые технико-экономические характеристики с учетом одновременной реконструкции котельного оборудования для увеличения паропроизводительности и температуры свежего пара и промперегрева. С учетом необходимости обеспечения ресурса узлов собственно турбины, работающих при температуре более 450 °С, – не менее 250000 часов эксплуатации, обозначены выбранные материалы для выполнения указанного требования.

Ключевые слова: паровая турбина, принципиальная тепловая схема, реконструкция, компоновка турбоустановки.

**A. E. VALAMIN, A. Yu. KULTISHEV, T. L. SHIBAEV, A. A. GOLDBERG,
Yu. A. SAKHNIN, M. Yu. STEPANOV, M. V. SHEKHTER, V. N. BILAN**

THE COGENERATION TURBINE T-295/335-23.5 DESIGNED FOR THE RECONSTRUCTION OF POWER-GENERATING UNITS EQUIPPED WITH T-250/300-240 TURBINES

ABSTRACT A description of the cogeneration turbine T-295/335-23,5 developed to replace T-250/300-240 turbines with exhausted stock life has been given. The turbines T-250 are installed in such big cities as Moscow, St. Petersburg, Kiev, Kharkov, and Minsk to meet the needs for centralized heat and electric power production. The prerequisites and options that are examined during the reconstruction of power units equipped with T-250 turbines have been given. The structure of new T-295 turbine has been described, some circuitry and layout solutions have been defined and the main obtained techno-economic characteristics are shown taking into account the simultaneous reconstruction of boiler equipment to increase the steam output and live steam temperature and the reheat. Taking into account the need for the life maintenance of the units of turbine proper operating at a temperature higher than 450 °C for about 250000 hours the materials selected to meet the above requirement were designated.

Key words: steam turbine, schematic heat circuit, reconstruction, and the turbine unit layout.

Введение

Паротурбинная установка (ПТУ) с теплофикационной турбиной Т-295/335-23,5 (далее Т-295) разработана для выработки электрической и тепловой энергии и предназначена для замены ПТУ с теплофикационными турбинами Т-250/300-240 (далее Т-250), выработавших свой ресурс.

Серия ПТУ Т-250 была разработана для одновременной выработки тепловой и электрической энергии при их установке в крупных городах, таких как Москва, Ленинград, Киев, Минск, Харьков. ПТУ Т-250 на момент ввода в эксплуатацию являлась самой мощной теплофикационной турбоустановкой в мире. В процессе их эксплуатации решалось множество задач по их оптимизации и усовершенствованию, часть из данных работ представлено в [1–6].

Цель работы

В рамках данного проекта требовалось разработать новую паровую турбину Т-295 для реконструкции головного образца турбины семей-

ства Т-250, установленного на ТЭЦ-22 в Москве. В рамках работы требовалось решить накопленные за многолетний опыт эксплуатации проблемы и учесть требования и предложения Заказчика, рассмотреть возможность сохранения существующего фундамента, проработать вопрос по увеличению расхода свежего пара, выполнить усовершенствование конструкции проточной части турбины и вспомогательного оборудования для повышения технико-экономических показателей энергоблока и ряд других вопросов. В результате была спроектирована ПТУ с турбиной Т-295, описание которой представлено далее.

Описание основных решений

Турбина Т-295 выполнена в четырех цилиндрах: цилиндр высокого давления (ЦВД), цилиндр среднего давления-1 (ЦСД-1), цилиндр среднего давления-2 (ЦСД-2) и цилиндр низкого давления (ЦНД) с возможностью полного использования фундамента ПТУ Т-250 (рис. 1).

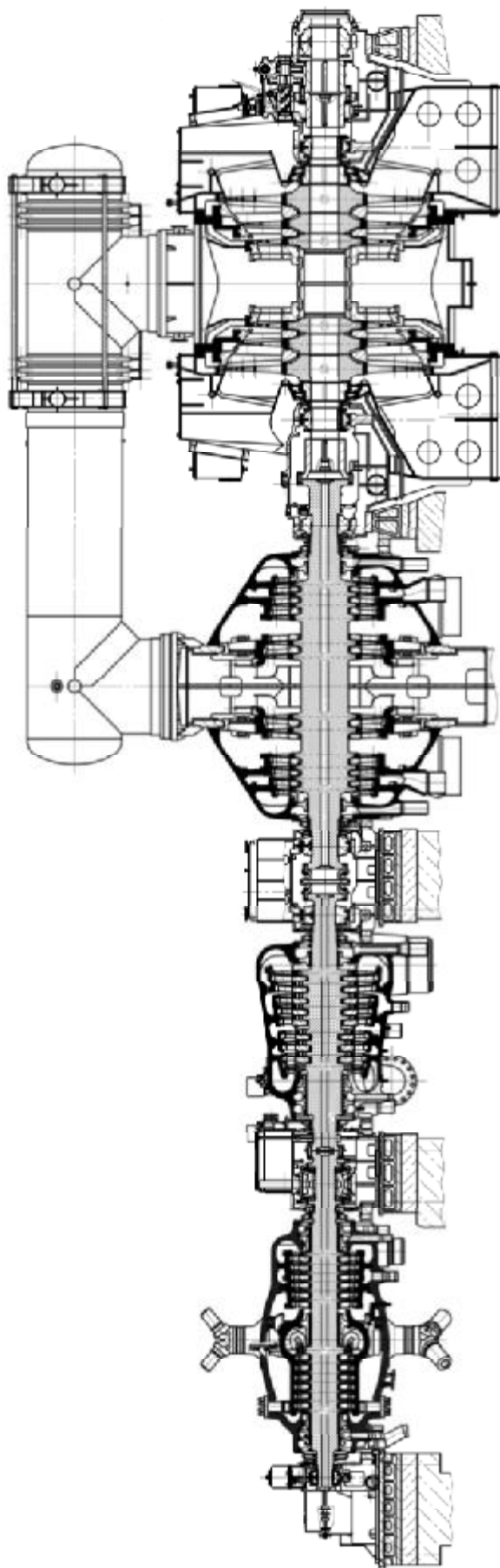


Рис. 1 – Продольный разрез турбины Т-295/335-23,5

По результатам оценки технико-экономических показателей ПТУ на разные параметры пара наилучшие показатели коммерческой эффективности достигаются для вариантов энергоблока, в котором параметры свежего пара и промежуточного перегрева находятся в диапазоне давлений 23,5–25,0 МПа и температур пара 565/560–575/570 °С, при этом срок окупаемости проекта составляет 7,5 лет. С учетом же выдерживания требований по сроку окупаемости, обеспечению расчетного ресурса деталей собственно турбины – не менее 250 тысяч часов, возможности выполнения необходимой модернизации котельного оборудования, выбраны параметры: 23,5 МПа и 565/565 °С.

ЦВД выполнен двухстенным и противоточным. Парораспределение свежего пара сопловое и выполнено в виде четырех сегментов сопел, размещенных в четырех сопловых коробках, сваренных в паровпускные патрубки внутреннего корпуса ЦВД, а индивидуальные привода регулирующих клапанов и система управления позволяют организовывать открытие регулирующих клапанов в любой последовательности. Для того же, чтобы достичь максимальной экономичности сегменты сопел и сопловые коробки выполнены с максимально возможной для заданных параметров парциальностью – 87 %. Пар поступает в ЦВД через два отдельно стоящих блока стопорно-регулирующих клапанов, каждый из которых состоит из стопорного клапана и двух регулирующих клапанов. По восьми перепускным симметрично распределенным трубопроводам пар поступает в сопловые коробки, расположенные во внутреннем корпусе ЦВД. Затем проходит через семь ступеней давления во внутреннем корпусе цилиндра и направляется в шесть ступеней, установленных в наружном корпусе. После ЦВД пар уходит на промежуточный перегрев в котел и возвращается по двум паропроводам в ЦСД-1, на входе которого установлено два блока стопорно-регулирующих клапанов. Пройдя ЦСД-1 по перепускным трубам направляется в двухпоточный ЦСД-2 и далее в двухпоточный однокорпусный ЦНД.

С целью обеспечения высоких технико-экономических показателей турбины и достижения высоких значений относительного внутреннего КПД цилиндров выполнена оптимизация рабочих и направляющих лопаток путем проведения трехмерного 3D-моделирования газодинамических процессов проточных частей каждого цилиндра турбины, по результатам которого в ЦВД турбины отсутствует явно выраженная регулирующая ступень, а относительный внутренний КПД достигает в ЦВД 88,0 % и ЧСД до 91 %.

Для исключения механического эрозионного износа направляющих и рабочих лопаток первых ступеней ЦСД-1 твердыми частицами окалины из котла проведен газодинамический расчет с

оптимизацией камеры паровпуска и с увеличением ее сечения. Механической обработкой камеры паровпуска обеспечено аксиальное направление парового потока на входе в 14 ступень (первую ступень ЦСД-1). Но тем не менее, надбандажные уплотнения рабочих лопаток 14 и 15 ступеней размещены на козырьках, приваренных к паровпускной стороне диафрагм последующих ступеней.

По условиям прочности и надежности роторы ВД и СД-1, работающие в условиях высоких температур (565 °С), выполнены из мартенситной высокохромистой стали 12Х10В1М1ФБА, ротор СД-2 – цельнокованный из стали 26ХНЗМ2ФА, ротор НД с насадными дисками, вал ротора также из стали 26ХНЗМ2ФА.

Корпуса блоков клапанов ВД выполнены кованными из стали 20Х12ВНМФБ, внутренний корпус ЦВД, корпуса блоков клапанов СД, корпус ЦСД-1 выполнены литыми из коррозионной и жаропрочной стали ZG1Cr10MoNiVNbN (аналог 20Х12ВНМФЛ ГОСТ 977), что на базе принятых конструктивных решений также обеспечивает ресурс по жаропрочности не ниже 250000 часов.

Наружный корпус ЦВД и узлы паровпуска ЦВД выполнены из стали 15Х1М1ФЛ. Литые корпуса ЦСД-2 выполнены из стали 25Л, средняя часть ЦСД-2 и корпуса ЦНД – сварные из углеродистой стали.

ЦНД турбины оборудован системой охлаждения, предназначенной для недопущения повышения температуры в зоне работы последней ступени выше допустимой. ЗАО «УТЗ» принял заградительный тип системы охлаждения выхлопа ЦНД, которая показала положительный опыт эксплуатации на турбинах Т-250/300-240 Минской ТЭЦ-4 и турбине Т-113/145-12,4 на Краснодарской ТЭЦ, где удалось избежать значительной эрозии путем использования дробления жидкости сверхкритическим паровым потоком, тем самым, повысив надежность последних ступеней и турбины в целом.

Включение охлаждающего устройства предусмотрено при работе турбины на теплофикационном режиме с малым пропуском пара через ЦНД с закрытыми регулируемыми диафрагмами ЧНД и работе турбины в режиме холостого хода во время испытаний генератора для обеспечения допустимого теплового состояния рабочих лопаток последних ступеней и выхлопных патрубков ЦНД.

Система охлаждения одновременно выполняет заградительную функцию, предотвращая попадание влажного пара из конденсатора на выходные кромки лопаток и их эрозионного износа. По опытным и расчетным данным для охлаждения ЦНД требуется около 10 т/ч расхода пара. Для уменьшения расхода пара конденсационного пропуска в ЦНД регулирующие диафрагмы ЧНД выполняются плотными и величина протечек пара

при их полностью закрытом положении не превышает 7 т/ч, что в свою очередь позволяет повысить тепловую нагрузку отопительных отборов пара турбины на 30 Гкал/ч.

Опорно-упорный и опорные подшипники турбины повторяют ранее принятую конструкцию в турбине ПТУ Т-250 и снабжены бачками аварийного маслоснабжения. Корпуса маслозащитных уплотнений крепятся к корпусам подшипников фланцами, конструкция уплотнений включает в себя маслосбросные канавки на роторах и маслоприёмные камеры в корпусах уплотнений. Дополнительно уплотнены масляные сливы из вкладышей. Маслоснабжение турбины и генератора выполнено по ранее отработанной в эксплуатации схеме маслоснабжения ПТУ Т-250. В качестве маслонапорных устройств используются четыре электронасосных масляных агрегата – два основных с двигателями переменного тока и два резервных с двигателями на постоянном токе. Для осуществления постоянной и полноценной очистки масла на напорной линии маслонасосных агрегатов установлен дуплексный полнопроходный фильтр тонкой очистки. С целью максимального приближения реальных характеристик системы смазки в части расходов и вязкости к расчетным при пуске турбины из холодного состояния, после ремонтов, длительных простоев, в системе маслоснабжения предусмотрен масляный электрический нагреватель. Отличительной особенностью нового турбоагрегата является наличие системы гидростатического подъема его роторов. Система гидрподъема обеспечивает надежное жидкостное трение в подшипниках турбоагрегата при его пусках, остановах при работе на валоповоротном устройстве (ВПУ) до создания условий гидродинамической смазки с образованием устойчивого масляного клина, а также позволяет обеспечивать всплытие валопровода во время ремонтных работ.

Тепловое перемещение корпусов подшипников осуществлено скольжением закаленных стальных пластин, закрепленных на опорных поверхностях корпусов, по поверхности фундаментных рам, выполненных из высокопрочного чугуна повышенной твердости. Дополнительно корпус переднего подшипника защищается от опрокидывания сцепным устройством, прикладывающим перемещающие усилия от корпуса цилиндра непосредственно к опорной поверхности корпуса подшипника.

Тепловая схема новой ПТУ разработана с учетом использования опыта Мосэнерго по использованию бездеаэрационной схемы. Также большинство принятых решений по конструкции турбины могут быть применены в варианте с деаэрационной схемой.

Основной конденсат откачивается из конденсатосборников конденсаторов четырьмя конденсатными насосами первой ступени (КЭН-1 ст.) с напором не более 85 м. Такой напор насосов

обусловлен необходимостью направлять основной конденсат в блочную обессоливающую установку (БОУ). При этом схемой турбоустановки предусмотрена возможность 100 % очистки конденсата в БОУ. Однако для обеспечения нормальной работы фильтров БОУ в современной ПТУ необходима подача конденсата в БОУ с температурой не более (75–80) °С. Для обеспечения этого требования в схеме использован один охладитель конденсата турбины (ОКТ). Для охлаждения основного конденсата используется охлаждающая вода замкнутого контура станции. Также в связи с ограничением максимального давления в аппаратах БОУ подъем основного конденсата выполнен двухступенчатым. Первая ступень конденсатных насосов откачивает конденсат непосредственно из конденсатосборников конденсаторов. Напором насосов первой ступени конденсат прокачивается через ОКТ, БОУ, охладители основных эжекторов (ЭО), включенные параллельно, охладители эжектора уплотнений (ЭУ), включенные последовательно, сальниковый подогреватель (ПС), охладитель конденсата бойлеров (ОКБ), ПНД-1 и подается в ПНД-2. В новой бездеаэрационной ПТУ в качестве устройства, выполняющего функции деаэраатора – первичная деаэрация и сбор тепловых потоков различных параметров, установлен подогреватель низкого давления № 2 (ПНД-2) смешивающего типа. Подогреватель устроен таким образом, что поступающий через дырчатый щит основной конденсат распыляется и смешивается с паром из отбора турбины, осуществляя с одной стороны подогрев конденсата, с другой стороны конденсируя пар. Вторая ступень конденсатных насосов основного конденсата (КЭН-2 ст.) по схеме была перенесена на слив ПНД-2. Смесь основного конденсата и конденсата греющего пара ПНД-2 поступает на всас четырех вертикальных конденсатных насосов с номинальным напором 220 м. Далее конденсат подается через ПНД-3, ПНД-4, ПНД-5 на всас питательного насоса. С напора питательного насоса питательная вода подается в группу ПВД, которая защищена групповым защитным устройством, обеспечивающим отключение группы по питательной воде в аварийных ситуациях. После ПВД подогретая питательная вода направляется в котел. Поскольку в схеме отсутствует деаэраатор, при недостаточном давлении в ПВД-7 и ПВД-8 их конденсат греющего пара направляется в линию основного конденсата за ПНД-5. При недостаточном давлении в ПВД-7 конденсат греющего пара ПВД-8 и ПВД-7 может быть направлен в ПВД-6. Конденсат ПВД-6 может быть направлен как в паровое пространство ПНД-5 так и, при недостаточном давлении, в расширитель конденсатора. Конденсат греющего пара ПНД-5 сливается в паровое пространство ПНД-4, откуда общий конденсат двух отборов откачивается двумя конденсатными насосами вертикального типа с подачей 200 м³/ч каждый. При этом насосы выбраны таким образом, чтобы

имелась возможность 100 % резерва. Конденсат греющего пара ПНД-3 самотеком направляется в ПНД-2. Регулирование уровня конденсата в ПВД-6,7,8, ПНД-3,4,5 осуществляется посредством регулирующих клапанов, управляемых автоматическими регуляторами уровня. ПНД-1 и ПС работают без уровня, со сливом конденсата через гидрозатвор в расширитель конденсатора. Регулирование уровня в ПНД-2 осуществляется посредством регулирующего клапана, установленного на напоре КЭН-1 ст. перед подачей конденсата в ОКБ, ОКТ, ПНД-1. При этом регулирование уровня конденсата в конденсатосборниках конденсаторов осуществляется посредством рециркуляции основного конденсата, а также с помощью регулируемого добавка хим. воды в расширитель конденсатора. При этом на напоре КЭН-2 ст. регулирование расхода конденсата не осуществляется, так как в связи с отсутствием деаэрата напор КЭН-2 ст. непосредственно сообщен с питательными электронасосными агрегатами (ПЭН) и регулирование расхода основного конденсата – питательной воды осуществляется посредством регулирования характеристик ПЭН (гидромуфта, либо частотный привод). Это, вкпе с рециркуляцией питательной воды, обеспечивает надежное поддержание давления и соответствия расхода питательной воды паровой нагрузке котла.



Рис. 2 – Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-4900

ПТУ Т-295 оборудована установкой для ступенчатого подогрева сетевой воды в горизонтальных подогревателях ПСГ-4900 (рис. 2). При этом максимальная тепловая нагрузка 376 Гкал/ч может быть обеспечена как при двухступенчатом последовательном подогреве сетевой воды, так и при одноступенчатом подогреве только в ПСГ-1. При двухступенчатом подогреве регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды паром только нижнего отопительного отбора температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем. Регулирование давления в верхнем отопительном от-

боре при двухступенчатом подогреве сетевой воды и в нижнем отопительном отборе при одноступенчатом подогреве сетевой воды осуществляется регулируемыми диафрагмами ЧНД. Сетевые подогреватели ПСГ-4900 представляют собой кожухотрубные теплообменные аппараты с площадью теплообмена 4900 м² образованной центральным трубным пучком из прямых труб из нержавеющей стали, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Максимальный расход сетевой воды, проходящей через ПСГ, составляет 8000 м³/ч (минимальный расход – 2600 м³/ч). Максимальное давление нагреваемой сетевой воды – 11,4 кгс/см². Недогрев сетевой воды для чистых труб при номинальной теплопроизводительности и номинальном расходе сетевой воды при $t_{cp} = 70$ °С составляет 3,5 °С. Благодаря тому, что водяное пространство ПСГ рассчитано на повышенное давление сетевой воды, может быть исключена необходимость в двух ступенях подъема сетевой воды в рамках общестанционных решений. Слив конденсата греющего пара из ПСГ-1 (нижнего) осуществляется тремя конденсатными насосами с подачей по 320 м³/ч каждый. На сливе конденсата из ПСГ-2 (верхнего) установлено два аналогичных конденсатных насоса вертикального типа. При этом производительность выбрана таким образом, что и на сливе из ПСГ-2 и на сливе из ПСГ-1 один насос всегда находится в резерве. Напор насосов выбран таким же, как у насосов КЭН-1 ст. и составляет 85 м. Конденсат греющего пара ПСГ при штатной работе направляется совместно в линию основного конденсата непосредственно перед ПНД-2. Такая схема с подачей конденсата ПСГ в линию основного конденсата до напора КЭН-2 ст. позволяет значительно экономить на электроэнергии собственных нужд на привод конденсатных насосов ПСГ. В случае появления неплотностей между водяным и паровым пространствами подогревателя и повышения содержания солей натрия в конденсате греющего пара, такой конденсат направляется в ОКБ для расхолаживания. После ОКБ конденсат направляется в расширитель конденсатора, откуда откачивается КЭН-1 ст. и подается в БОУ на обессоливание. Для исключения процессов завоздушивания парового пространства ПСГ предусмотрены линии отсоса паровоздушной смеси: из ПСГ-2 в отбор пара на ПСГ-1, из ПСГ-1 в конденсатор. Дополнительно, для обеспечения максимальной деаэрации конденсата из конденсатосборников выполнены отсосы паровоздушной смеси: из конденсатосборника ПСГ-1 в отбор пара на ПСГ-2, из конденсатосборника ПСГ-2 в расширитель конденсатора. Для обеспечения слива конденсата из конденсатосборников при простое ПСГ предусмотрены переливы: из ПСГ-2 в конденсатосборник ПСГ-1 через гидрозатвор глубиной 14 м, из ПСГ-1 в расширитель конденсатора через гидрозатвор глубиной 14 м.

ПТУ комплектується конденсаторною групою КГ-14000 с суммарною площею поверхності теплообмена 14000 м² і расходом охолоджуючої води до 28000 т/ч. Конденсаторна група складається з двох конденсаторів К-7000 (рис. 3), з'єднаних паралельно по охолоджуючій воді, основному конденсату і паровоздушній суміші.

Кожний конденсатор складається з корпусу і розташованих в ньому двох трубних пучків. В отличие від вихідного конденсатора К-14000, конденсатори К-7000 не мають вбудованого пучка. Існує збірник конденсату. Пучки по водній стороні виконані двохходовими. Матеріал труб поверхності теплообміну визначається в залежності від якості охолоджуючої води і може бути вибрано як з міднонікелевого сплаву, так і з нержавіючої сталі. Кожний конденсатор комплектується деаераційним барботажним збірником конденсату і гідравлічним пароперепускним клапаном. Останній розділяє парові просторів корпусу конденсатора і збірника. Дане конструктивне рішення дозволяє поряд з деаерацією здійснювати підігрів основного конденсату на (2–6) °С вище температури насичення пари в конденсаторі за рахунок використання тепла постійних дренажів і рециркуляції основного конденсату на теплофікаційних режимах.

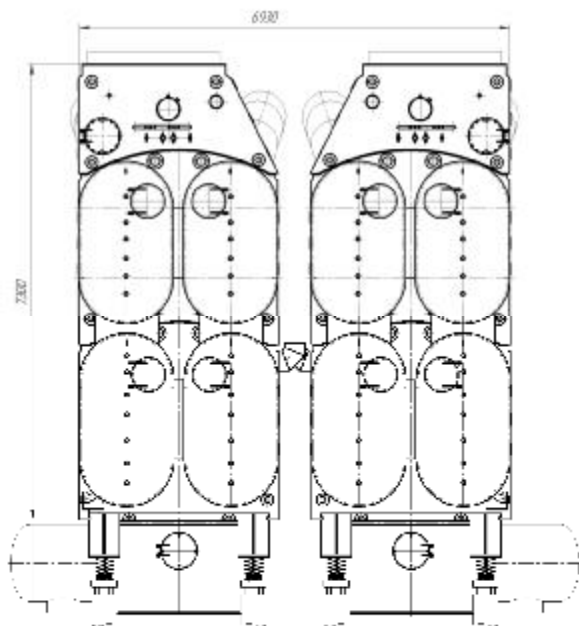


Рис. 3 – Конденсаторна група КГ-14000

На конденсаційних режимах деаерація конденсату, в разі недопустимого підвищення його кислородосодержання може бути додатково збільшена за рахунок використання обводу клапана рециркуляції для повернення частини нагрітого конденсату в барботажний відсік збірника. Крім того, в конденсаторах передбачено прийом пари від БРОУ і пари від розопочного розширювача котла. Перехідний патрубков конденсатора обору-

дован декількома колекторами форсунок, забезпечують можливість утримання температури вихлопного і перехідного патрубков в допустимих межах при режимах сброса пари від БРОУ. Розширювач дренажів конденсатора виконаний в формі горизонтального посуду, куди скидаються дренажі паротурбінної установки, продувка тракту гарячого промперегріву, потоки конденсату від теплообмінних апаратів, сброс від основної захисної мембрани. Розширювач обладнано форсунками для охолодження випару, направляемого в перехідний патрубков конденсаторів. Крім того, конденсаторна група обладнана розширювачем дренажів високого тиску для прийому продувки паропроводу свіжого пари до ГПЗ, дренажі паропроводів високого тиску блоку. Також окремо передбачено колектор низкого тиску для збору дренажів низкого тиску турбоустановки. Циркуляційна вода підводиться до кожного пучка конденсаторів знизу і відводиться від вхідних камер зверху. Для трубних пучків передбачено можливість їх відключення на працюючій турбіні. При цьому в зв'язі з тим, що ЦНД турбіни виконаний двохпоточним (кожен потік направляється в свій конденсатор), відключення трубних пучків по охолоджуючій воді допускається тільки для симетричних пучків: зовнішній пучков лівого конденсатора і внутрішній пучков правого конденсатора і внутрішній пучков лівого конденсатора і внутрішній пучков правого конденсатора.

Для охолодження масла системи маслонаблення встановлені три кожухотрубні маслоохладители. Сумарний максимальний расход охолоджуючої води для маслоохладителей складає не більше 450 м³/ч. На сливе охолоджуючої води з маслоохладителей встановлено регулюючий клапан, що дозволяє точно регулювати температуру охолоджуемого масла на виході з маслоохладителей.

ПТУ серії Т-250 спроектовані для установки в машинний зал станції поперек осі рядов колонн будівлі з шириною прольоту 54 м. При проектуванні нової ПТУ Т-295 було вирішено зберегти не тільки «форм-фактор» власне турбіни, але і «вписатися» в машзал ПТУ Т-250. Крім того, при проектуванні як власне турбіни, так і обладнання ПТУ, вдалося забезпечити можливість установки турбіни Т-295 на фундамент турбіни Т-250 без серйозної реконструкції останнього. Очевидно, що обсяг реконструкції фундаменту визначається як фактичним станом власне фундаменту, так і спорядженим з турбіною генератором. Наприклад, для першого проекту заміни турбіни Т-250 на турбіну Т-295 прийнято рішення використовувати генератор потужністю 350 МВт з водородним охолодженням. Такий генератор в значительній мірі співпадає з встановленими в складі турбоагрегатів генераторами всіх турбоустановок серії Т-

250. Однако именно для первого проекта замены турбины Т-250 в связи с несоответствием существующего фундамента действующим нормативным документам (не допускается применение фундаментов турбоагрегатов из сборного железобетона) пришлось реконструировать фундамент практически полностью. Таким образом, новый турбоагрегат Т-295+ТВВ-350-2У3 размещается в существующем машзале шириной 54 м на новом фундаменте, выполненном по современным нормам проектирования и расчетов но практически полностью по своему конструктивному исполнению повторяющему существующий фундамент.

Благодаря тому, что новая конденсаторная группа КГ2-14000 является более эффективной, чем конденсатор К-14000, удалось разместить два отдельно стоящих конденсатора К-7000 в исходных габаритах – между колонн фундамента под выхлопом ЦНД.

Подогреватели сетевой воды, как и в исходной установке, размещены внутри фундамента турбоагрегата: ПСГ-1 располагается под ЦСД-1, ПСГ-2 располагается под генератором. Отметки обслуживания организованы таким образом, что отметка пола подвала составляет –3,9 м, отметка пола конденсационного помещения составляет +0,6 м, оперативная отметка пола машзала составляет +9,6 м.

Оборудование масляного хозяйства расположено с правой стороны от оси паротурбинного агрегата и включает в себя: электронасосные масляные агрегаты – два основных и два аварийных, размещенных на отметке +0,6 м; электронасосные агрегаты системы гидроподъема валопровода, размещенные на отметке +0,6 м, масляный бак ёмкостью 66 м³, размещенный на промежуточной отметке +3,6 м.

При компоновке ПТУ Т-295 было необходимо решить задачи, связанные с использованием новейших сталей мартенситного класса, таких как Р-91. Для трассировки перепускных труб применены гнутые и крутоизогнутые отводы, выполняемые по имеющимся стандартам. Для компоновки паропровода свежего пара применена, в том числе, арматура, обеспечивающая надежную работу при температуре 570 °С и ресурс работы не менее 200 тыс. часов.

В ПТУ Т-295 система автоматического регулирования и защиты выполнена электрогидравлической с использованием технологии высокого давления и структурно состоит из следующих основных частей:

- электрической части (ЭЧ);
- механической части (МЧ);
- электрогидравлических преобразователей (ЭГП).

ЭЧ предназначена для формирования сигналов регулирования и защиты в соответствии с заложенными алгоритмами во всем возможном диапазоне эксплуатационных режимов работы, а

также при возникновении аварийных ситуаций. ЭЧ выполнена на базе современных промышленных контроллеров «МФК3000» российского производства в составе программно-технического комплекса (ПТК) «Текон» (производитель ГК «Текон», г. Москва).

В ЭЧ реализуются:

- система регулирования паровой турбины, включая систему управления электрогидравлическими приводами;
- система управления вспомогательным оборудованием системы регенерации;
- система контроля работы блоков азотных аккумуляторов;
- система управления маслораспределительной станцией высокого давления, в том числе система контроля качества рабочей жидкости и система управления температурой рабочей жидкости в баке;
- электронный автомат безопасности (ЭАБ). ЭАБ состоит из шести независимых от основного контроллера ПТК микропроцессорных измерителей, каждый из которых принимает сигнал от собственного датчика оборотов.
- система общетурбинных технологических защит;
- приём и обработка аварийных сигналов энергосистемы;
- механизм аварийного останова турбины.

Все органы парораспределения паровой турбины представляют собой МЧ и включают в себя четыре РК ВД, два РК СД, два отсечных клапана СД, два СК ВД и две поворотнорегулирующие диафрагмы ЧНД.

ЭГП строятся на базе индивидуальных электрогидравлических сервоприводов (ИП), непосредственно управляющих всеми парораспределительными органами с увеличением рабочего давления в системе регулирования до 180 кгс/см². Обеспечение смазкой подшипников турбины осуществляется независимой системой смазки. ИП предназначены для прямого управления регулирующими, стопорными и отсечными клапанами паровой турбины.

ИП включает в себя: гидравлический цилиндр, блок управления, датчики обратной связи, пакеты дисковых пружин.

Все гидравлические цилиндры за исключением гидравлического цилиндра привода регулирующей диафрагмы выполняются одностороннего действия с закрытием от усилий пакета пружин, что гарантированно обеспечивает закрытие паровых клапанов в аварийных режимах. ИП поворотных регулирующей диафрагмы выполнен двухсторонним, ввиду значительных перестановочных усилий от воздействия потока пара и сил трения при полном ходе более 200 мм. Непосредственно на корпусе каждого цилиндра устанавливается блок управления, что минимизирует вероятность утечек и уменьшает время реакции на команды

ПТК. Блок управління строится на базе электрогидравлических сервоусилителей с управлением от ПТК, гидравлических распределителей встроеного и стыковочного монтажа. В состав каждого блока управления также входит гидропанель, внутри которой реализована гидравлическая схема, обеспечивающая требуемые характеристики контура управления. Все гидравлические элементы монтируются внутри и на поверхности гидропанели. Быстродействующий электрогидравлический сервоусилитель используется в процессе нормального управления регулирующими клапанами, в то время как, для управления стопорными и отсечными клапанами используется гидрораспределитель. В нештатной ситуации требуется быстрое перемещение всех парораспределительных органов в сторону закрытия, которое не может быть выполнено устройствами управления. Для этого используются гидрораспределители с электромагнитным управлением и картриджные клапаны встроеного монтажа.

Источником гидравлической энергии системы регулирования и защиты служит маслонапорная установка высокого давления (МНУ ВД). В составе МНУ ВД имеются дублированные аксиально-поршневые насосы подачи рабочей среды в линию напорного давления трубопроводов системы регулирования. В алгоритмах управления МНУ ВД реализуется периодическое автоматическое переключение насосов с основного на резервный для обеспечения равного времени наработки каждого насоса. Масляный бак МНУ ВД изготавливается из нержавеющей стали с внутренними перегородками между отсеками. Для постоянного поддержания необходимой чистоты рабочей жидкости в контуре системы регулирования используется вспомогательная установка, встроена непосредственно в МНУ ВД. Вспомогательная установка с помощью винтовых насосов обеспечивает постоянную циркуляцию части рабочей жидкости через дублированную систему фильтрации, что позволяет производить замену фильтроэлементов на работающем оборудовании без его останова. С целью обеспечения пожаробезопасности ПТУ в контуре регулирования применяется огнестойкая рабочая жидкость. Данная жидкость не передает горение по струе, не токсична, а биоразлагаемость достигает уровня в 90 %. Для поддержания рабочей температуры в контуре системы регулирования МНУ ВД оснащена двумя резервированными теплообменниками с водяным охлаждением и погружными подогревателями, которые используются для подогрева рабочей жидкости во время пусковых операций для снижения вероятности появления кавитации насосов вследствие повышенной вязкости рабочей среды. Все системы МНУ ВД оснащены встроеными датчиками, что позволяет обеспечить максимальный уровень автоматизации, диагностики и полный контроль работоспособности установки. Дополнительно в МНУ ВД встро-

на автономная аналитическая система контроля качества рабочей жидкости с возможностью выдачи информации в ПТК.

Для длительного хранения аккумулированной энергии жидкости используются аккумуляторные батареи, которые обеспечивают следующий минимальный объем функций: гарантированное закрытие ИП поворотных регулирующих диафрагм при внештатных и аварийных ситуациях, компенсацию скачков и падения давления в основном контуре подачи рабочей жидкости, поддержание на определенное время устойчивой работы всех сервоприводов в случае отказа МНУ ВД и обеспечение плавного останова паровой турбины, при необходимости. При работе в базовом режиме аккумуляторные батареи также позволяют значительно снизить потребляемую мощность основной моторно-насосной группы, одновременно повышая ресурс работы последней, за счет использования аккумулированной энергии в основном контуре регулирования и поддержания заданного положения паровых клапанов. В составе батареи применяются поршневые гидроаккумуляторы, заряженные азотом.

Обеспечение высокого уровня безопасности и надежности системы защиты турбины достигается за счет применения в качестве «пассивной» мажоритарного элемента блока защиты с логикой срабатывания «2 из 3-х». Конструкцией блока предусмотрено автоматическое независимое тестирование каждого канала на работающей турбине. Во время тестирования одного из каналов блока, два других канала остаются в работе и обеспечивают необходимую защиту турбины.

Таблица 1 – Основные технические параметры турбины

Наименование параметра	Значение
Электрическая мощность, МВт	
номинальная	295
максимальная (на конденсационном режиме)	335
Параметры свежего пара:	
давление, МПа	23,5
температура, °С	565
Расход свежего пара, т/ч:	
на номинальном режиме	1007
на конденсационном режиме	980
максимальный	1030
Температура пара после промпрегрева, °С	565
Тепловая нагрузка номинальная, Гкал/ч	373
Охлаждающая вода, проходящая через конденсаторную группу:	
расход максимальный, м ³ /ч	28000
температура на входе в конденсаторы, °С	20

Для экстренного останова турбины оператором, помимо ПТК, используется механизм ручного останова, который представляет собой гидрораспределитель с ручным управлением. При его перемещении происходит сброс давления в линии

защиты и, как следствие, закрытие стопорных и регулирующих клапанов турбины.

Основные технические параметры турбины представлены в табл. 1.

Выводы

В результате работы разработана ПТУ с турбиной Т-295 с увеличением технико-экономических показателей. Турбина спроектирована для работы на повышенные параметры свежего пара – температура 565 °С (ранее турбины Т-250 эксплуатировались при температуре 540 °С), давление – 23,5 МПа, и повышенную температуру пара промперегрева – 565 (ранее турбины Т-250 эксплуатировались при температуре 540 °С). В турбине применены материалы и конструкция узлов и деталей, обеспечивающих ресурс эксплуатации в 250000 часов. Также в рамках проекта полностью проработана тепловая схема ПТУ с осуществлением выбора вспомогательного оборудования.

Список литературы

- 1 Баринберг, Г. Д. Об основных направлениях развития теплофикации и теплофикационного турбостроения в России [Текст] / Г. Д. Баринберг, В. В. Кортенко, А. А. Чубаров // Теплоэнергетика. – 2001. – № 11. – С. 7–12.
- 2 Симою, Л. Л. Повышение эффективности работы турбоустановки Т-250/300-240 путём модернизации ЦНД [Текст] / Л. Л. Симою, В. Ф. Гудоров, В. П. Лагун, Г. Д. Баринберг // Теплоэнергетика. – 2005. – № 11. – С. 68–74.
- 3 Костюк, А. Г. Об условиях перевода паровой турбины Т-250/300-23,5 ТМЗ в режим работы без рабочих лопаток последней ступени [Текст] / А. Г. Костюк, А. Д. Трухний, Б. В. Ломакин // Теплоэнергетика. – 2004. – № 5. – С. 23–30.
- 4 Слабченко, О. Н. Оценка эффективности работы ЦНД турбины Т-250/300-23,5 Харьковской ТЭЦ-5 [Текст] / О. Н. Слабченко, М. В. Зайцев, А. Ю. Козлоков, А. Д. Золотухин // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Харків : НТУ «ХПІ», 2009. – № 3. – С. 41–48. – Бібліогр.: 11 назв. – ISSN 2078-774X.
- 5 Баринберг, Г. Д. Паровые турбины и турбоустановки Уральского турбинного завода [Текст] / Г. Д. Баринберг, Ю. М. Бродов, А. А. Гольдберг,

Л. С. Иоффе, В. В. Кортенко, В. Б. Новоселов, Ю. А. Сахнин ; под общ. ред. проф. д.т.н. Ю. М. Бродова и к.т.н. В. В. Кортенко. – Екатеринбург : Априо, 2010. – 488 с.

- 6 Симою, Л. Л. Повышение экономичности теплофикационных турбин с двухпоточным ЦНД [Текст] / Л. Л. Симою, В. Ф. Гудоров, Е. И. Эфрос, Г. Д. Баринберг, В. В. Кортенко, В. Д. Гаев, Ю. Н. Неженцев, В. Н. Плахтий // Теплоэнергетика. – 2000. – № 11. – С. 14–17.

Bibliography (transliterated)

- 1 **Barinberg, G. D., Kortenko, V. V. and Chubarov A. A.** (2001), ²Ob osnovnyh napravlenijah razvitiya teplofikacii i teplofikacionnogo turbostroenija v Rossii [Some topic about district heating and district heating equipment development in Russia]², *Teploenergetika*, vol. 11, pp. 7–12.
- 2 **Simou, L. L., Gutorov, V. F., Lagun, V. P. and Barinberg, G. D.** (2005) ²Povyshenie jeffektivnosti raboty turboustanovki T-250/300-240 putem modernizacii CND [Turbine T-250/300-240 improving efficiency via LPC modernization]², *Teploenergetika*, vol. 11, pp. 68–74.
- 3 **Kostuk, A. G., Trukhniy, A. D. and Lomakin, B. V.** (2004) ²Ob uslovijah perevoda parovoj turbiny T-250/300-23,5 TMZ v rezhim raboty bez rabochih lopatok poslednej stupeni [About changing mode conditions to the mode without last stage bucket for T-250/300-240 TMZ]², *Teploenergetika*, vol. 5, pp. 23–30.
- 4 **Slabchenko, O. N., Zaycev, M. V., Kozlokov, A. U. and Zolotuhin, A. D.** (2009) ²Ocenka jeffektivnosti raboty CND turbiny T-250/300-23,5 Har'kovskoj TJeC-5 [Estimation Of LPC Efficiency Of The T-250/300-23.5 Turbine Of The Kharkov HPP-5]², *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Power and heat engineering processes and equipment*, vol. 3, pp. 41–48, ISSN 2078-774X.
- 5 **Barinberg, G. D., Brodov, Y. M., Goldberg, A. A., Yoffe, L. S., Kortenko, V. V., Novoselov, V. B. and Sakhnin, Y. A.** (2010) *Parovye turbiny i turboustanovki Ural'skogo turbinnogo zavoda* [Ural Turbine Works steam turbines and turbine units], in Brodov, Y.M. and Kortenko, V.V. (ed.), Aprio, Yekaterinburg, Russian.
- 6 **Simou, L. L., Gutorov, V. F., Efros, E. I., Barinberg, G. D., Kortenko, V. V., Gaev, V. D., Nezentcev, Y. N. and Plakhty, V. N.** (2000) ²Povyshenie jekonomichnosti teplofikacionnyh turbin s duvhpotochnym CND [Improving efficiency for district heating turbines with dual LPC]², *Teploenergetika*, vol. 11, pp. 14–17.

Сведения об авторах (About authors)

Валамин Александр Евгеньевич – технический директор ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия, e-mail: energo@utz.ru, myustepanov@utz.ru.

Valamin Alexander Evgenievich – Technical director of CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Култышев Алексей Юрьевич – кандидат технических наук, главный конструктор ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Kultyshev Alexey Yurevich – Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), Chief Designer of CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Шибяев Тарас Леонидович – кандидат технических наук, заместитель главного конструктора ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Shibaev Taras Leonidovich – Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), Deputy Chief designer CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Гольдберг Александр Айзикович – главный специалист по паротурбинным установкам ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Goldberg Alexander Aizikovich – Main steam turbine specialist CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Сахнин Юрий Абрамович – начальник отдела паровых турбин ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Sakhnin Yuriy Abramovich – Head of Steam turbine design department CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Степанов Михаил Юрьевич – начальник отдела расчётов паровых турбин ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Stepanov Mikhail Yurevich – Head of steam turbine calculation department CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Шехтер Михаил Валерьевич – начальник отдела систем автоматического управления ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Shekhter Mikhail Valerievich – Head of Automatic Control system design department CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Билан Виталий Николаевич – кандидат технических наук, заместитель начальника отдела расчётов паровых турбин ЗАО «УТЗ», г. Екатеринбург, Россия.

Bilan Vitaly Nikolaevich – Candidate of Technical Sciences (Ph. D.), Deputy Head of steam turbine calculation department CJSC “UTW”, Yekaterinburg, Russia.

Пожалуйста ссылаетесь на эту статью следующим образом:

Валамин, А. Е. Теплофикационная турбина Т-295/335-23,5 для реконструкции энергоблоков с турбинами Т-250/300-240 [Текст] / **А. Е. Валамин, А. Ю. Култышев, Т. Л. Шibaев, А. А. Гольдберг, Ю. А. Сахнин, М. Ю. Степанов, М. В. Шехтер, В. Н. Билан** // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Харків : НТУ «ХПІ», 2016. – № 8(1180). – С. 37–46. – Бібліогр.: 6 назв. – ISSN 2078-774X. – doi: 10.20998/2078-774X.2016.08.05.

Please cite this article as:

Valamin, A. E., Kultyshev, A. Yu., Shibaev, T. L., Goldberg, A. A., Sakhnin, Yu. A., Stepanov, M. Yu., Shekhter, M. V. and Bilan, V. N. (2016), ²The Cogeneration Turbine T-295/335-23,5 Designed for the Reconstruction of Power-Generating Units Equipped with T-250/300-240 Turbines², *Bulletin of NTU “KhPI”. Series: Power and heat engineering processes and equipment*, no. 8(1180), pp. 37–46, ISSN 2078-774X, doi: 10.20998/2078-774X.2016.08.05.

Будь ласка посилаетесь на цю статтю наступним чином:

Валамін, О. Є. Теплофікаційна турбіна Т-295/335-23,5 для реконструкції енергоблоків с турбінами Т-250/300-240 / **О. Є. Валамін, О. Ю. Култишев, Т. Л. Шibaев, О. А. Гольдберг, Ю. А. Сахнин, М. Ю. Степанов, М. В. Шехтер, В. М. Білан** // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Харків : НТУ «ХПІ», 2016. – № 8(1180). – С. 37–46. – Бібліогр.: 6 назв. – ISSN 2078-774X. – doi: 10.20998/2078-774X.2016.08.05.

АНОТАЦІЯ Представлено опис теплофікаційної турбіни Т-295/335-23,5, розробленої для заміни турбін серії Т-250/300-240, що відпрацювали свій парковий ресурс. Турбіни Т-250 встановлені в таких потужних містах, як Москва, Санкт-Петербург, Київ, Харків, Мінськ, для забезпечення потреб централізованого вироблення теплової та електричної енергії. Представлено ряд передумов і варіантів, що розглядаються при реконструкції енергоблоків з турбінами Т-250. Дано опис конструкції нової турбіни Т-295, відзначені деякі схемні і компоновальні рішення, показані досягнуті основні техніко-економічні характеристики з урахуванням одночасної реконструкції котельного обладнання для збільшення паропродуктивності і температури свіжої пари і промперегріву. З урахуванням необхідності забезпечення ресурсу вузлів власне турбіни, що працюють при температурі понад 450 °С – не менше 250000 годин експлуатації, позначені вибрані матеріали для виконання зазначеної вимоги.

Ключові слова: парова турбіна, принципова теплова схема, реконструкція, компоновання турбоустановки.

Поступила (received) 08.01.2016