

СЕРВИС ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ



МИССИЯ

Предоставлять надежные и эффективные комплексные решения для удовлетворения нужд мировой энергосистемы, непрерывно совершенствуя свои технологии и бизнес-процессы.

ВИДЕНИЕ

Занимать первое место на рынке энергетического машиностроения России и СНГ и быть ключевым игроком на мировом рынке.

ЦЕННОСТИ



ВНИМАНИЕ К КЛИЕНТАМ

Компания существует только благодаря клиентам.



ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ОПЕРАТИВНОСТЬ

Это способность и желание «быстро и правильно делать правильные вещи» с первого раза.



ИННОВАЦИОННОСТЬ

Мы стремимся внедрять инновации и постоянные улучшения на основе лучших практик, превосходя их и создавая новые.



БЕЗОПАСНОСТЬ

Никакая цель не может оправдать нарушение требований охраны труда или пренебрежение жизнью и здоровьем людей.



КОМАНДНАЯ РАБОТА

Мы — команда единомышленников, разделяющая общие ценности.



УВАЖЕНИЕ К ЛЮДЯМ

Создание привлекательного места работы и атмосферы зависит от совместных усилий как организации в целом, так и руководителей и отдельных сотрудников.

ОГЛАВЛЕНИЕ

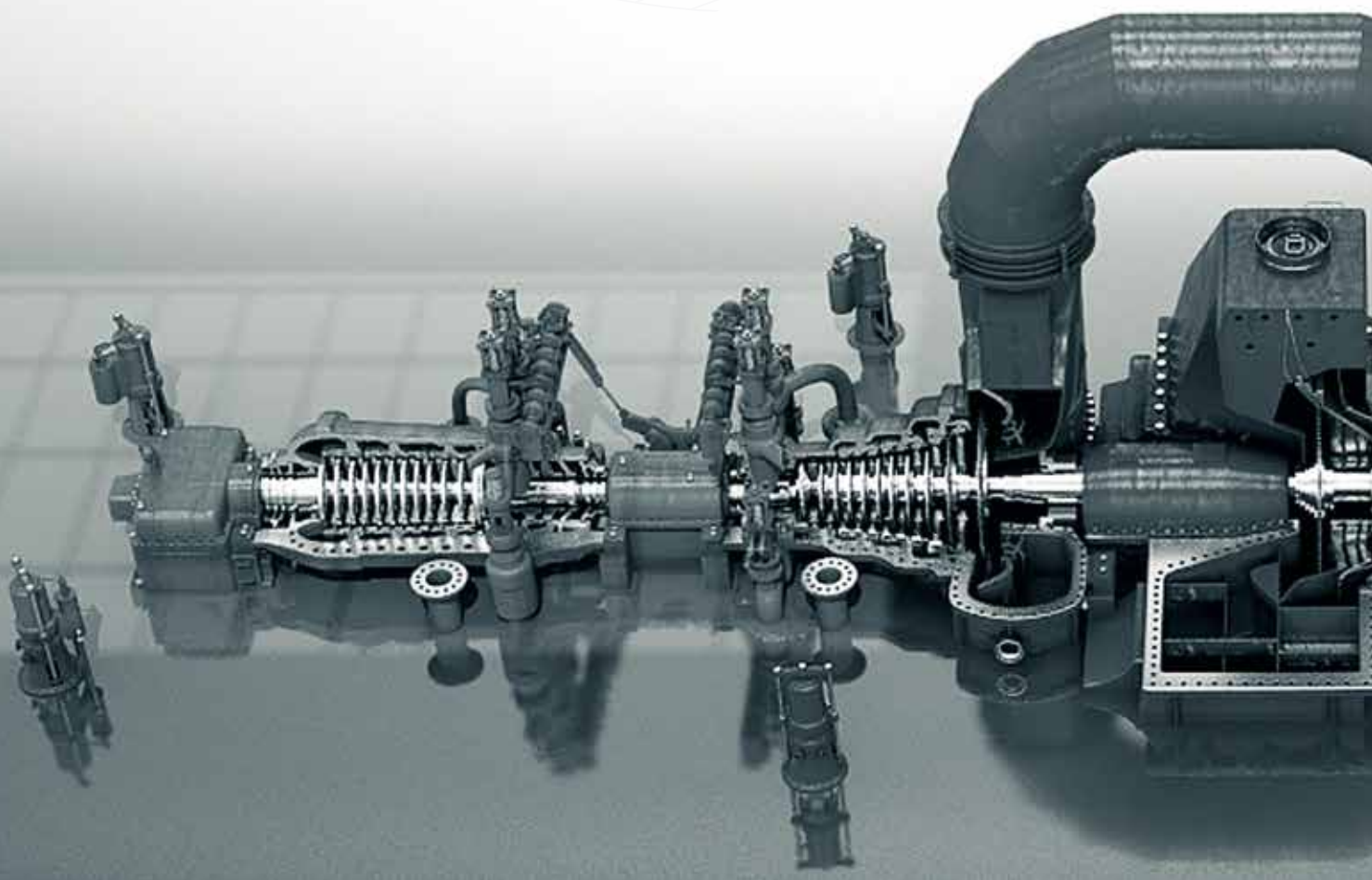
Единство сервисных решений	4	Замена обводки статора	105
ПАРОВЫЕ КОТЛЫ	6	Модернизация торцевой зоны активной стали статора	106
Сервис котельного оборудования	8	Замена активной стали сердечника статора	106
Техническое перевооружение котлов	14	Стабилизация усилия прессования активной стали турбогенераторов типа ТВВ-165, ТВВ-200, ТВВ-320	107
Ограничения при модернизации котлов	15	Модернизация систем вентиляции турбогенераторов типа ТВВ-200, ТВВ-320	107
Поэтапная модернизация котлов	16	Установка направляющих воздухопроводов для охлаждения нажимной плиты статора турбогенераторов ТЗФП(Г)-160(180)	108
Модернизация паровых котлов сторонних производителей	21	Основные референции по модернизации статоров турбогенераторов	108
Реконструкция газомазутных котлов с надстройкой паротурбинного блока ГТУ	26	Замена обмотки ротора бандажных колец	109
Модернизация регенеративного воздухоподогревателя	27	Замена торцевых уплотнений вала ротора турбогенераторов с водородным охлаждением на радиальные (кольцевого типа)	110
ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ	28	Основные референции по замене, ремонту и модернизации роторов	110
Диагностика и обследования	30	Дополнительные мероприятия по повышению надежности турбогенераторов	112
Обследование трубопроводов и опорно-подвесной системы	31	Требования к месту проведения модернизации или ремонта	113
Обследование системы тепловых решений турбоагрегата	32	Реконструкция на заводе-изготовителе	114
Комплексное вибрационное обследование турбоагрегата	34	Реконструкция турбогенератора ТВВ-165-2 с повышением мощности до 180 МВт и переходом на тип ТВФ	115
Обследование в целях продления срока службы паровых турбин сверх парового ресурса	35	Модернизация турбогенераторов стороннего производства на примере турбогенераторов типа ТГВ-200 «Электротяжмаш»	119
Ремонт на заводе-изготовителе	36	Замена турбогенераторов с водородным охлаждением, отработавших парковый ресурс, на новые турбогенераторы с воздушным охлаждением	120
Малые модернизации	40	СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ	122
Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение экономичности паровых турбин	41	Системы возбуждения турбогенератора	124
Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение надежности работы паровых турбин	44	Тиристорные пусковые устройства	128
Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение маневренности паровых турбин	52	Замена релейной защиты турбогенератора	129
Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение ремонтпригодности паровых турбин	56	Замена системы теплоконтроля турбогенератора	130
Пакеты малых модернизаций для паровых турбин, работающих по тепловому графику	58	Замена механогидравлических систем регулирования паровых турбин	131
Модернизация вспомогательного оборудования	63	Установка современных систем вибромониторинга	133
Программы технического перевооружения паровых турбин	64	ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	134
Модернизация паровых турбин малой мощности КТЗ	65	ДОЛГОСРОЧНЫЙ СЕРВИС	140
Общие технические решения при модернизации проточных частей паровых турбин ЛМЗ	68	ПРИЛОЖЕНИЯ	145
Модернизация паровых турбин типа К-50-90, К-100-90	70		
Модернизация паровых турбин типа К-200-130	72		
Модернизация паровых турбин типа К-300-240	77		
Модернизация паровых турбин типа К-150-130 (ХТЗ), К-300-240 (ХТЗ), Т-110-130 (УТЗ)	82		
Модернизация теплофикационных паровых турбин ЛМЗ	86		
ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ	94		
Диагностика и обследования	96		
Информационный анализ технического состояния турбогенератора	97		
Тепловые испытания турбогенератора	97		
Специальный технический контроль элементов конструкции турбогенератора	98		
Модернизация и ремонт в условиях станции	104		

ЕДИНСТВО СЕРВИСНЫХ РЕШЕНИЙ

Сервисные решения, предлагаемые нашим клиентам, позволяют снизить эксплуатационные издержки, повысить эффективность, надежность и безопасность работы оборудования, а также продлить срок его эксплуатации.



«Силовые машины»
предоставляют сервисные услуги
для каждого этапа жизненного цикла
энергетического оборудования.



Новое оборудование

Монтаж	Наладка	Ввод в эксплуатацию
--------	---------	---------------------

Шефнадзор и техническая поддержка 24/7

Постгарантийное обслуживание

Текущий ремонт	Средний ремонт
Капитальный ремонт	Аварийный ремонт

Шефнадзор и техническая поддержка 24/7

Поставка запасных частей

Диагностика и обследования

Проведение ремонтных работ на заводе-изготовителе или в условиях станции

Малые модернизации в период планового ремонта

Долгосрочный сервис

Программы технического перевооружения

Реновация – замена оборудования, выработавшего свой парк ресурс, восстановление параметров оборудования до проектного уровня

Модернизация – повышение параметров оборудования сверх проектных показателей с заменой части основных узлов и механизмов

Реконструкция – значительное повышение проектных параметров с заменой всех основных узлов и механизмов и проведением государственной экспертизы проектной документации

При поставке нового оборудования «Силовые машины» выполняют:

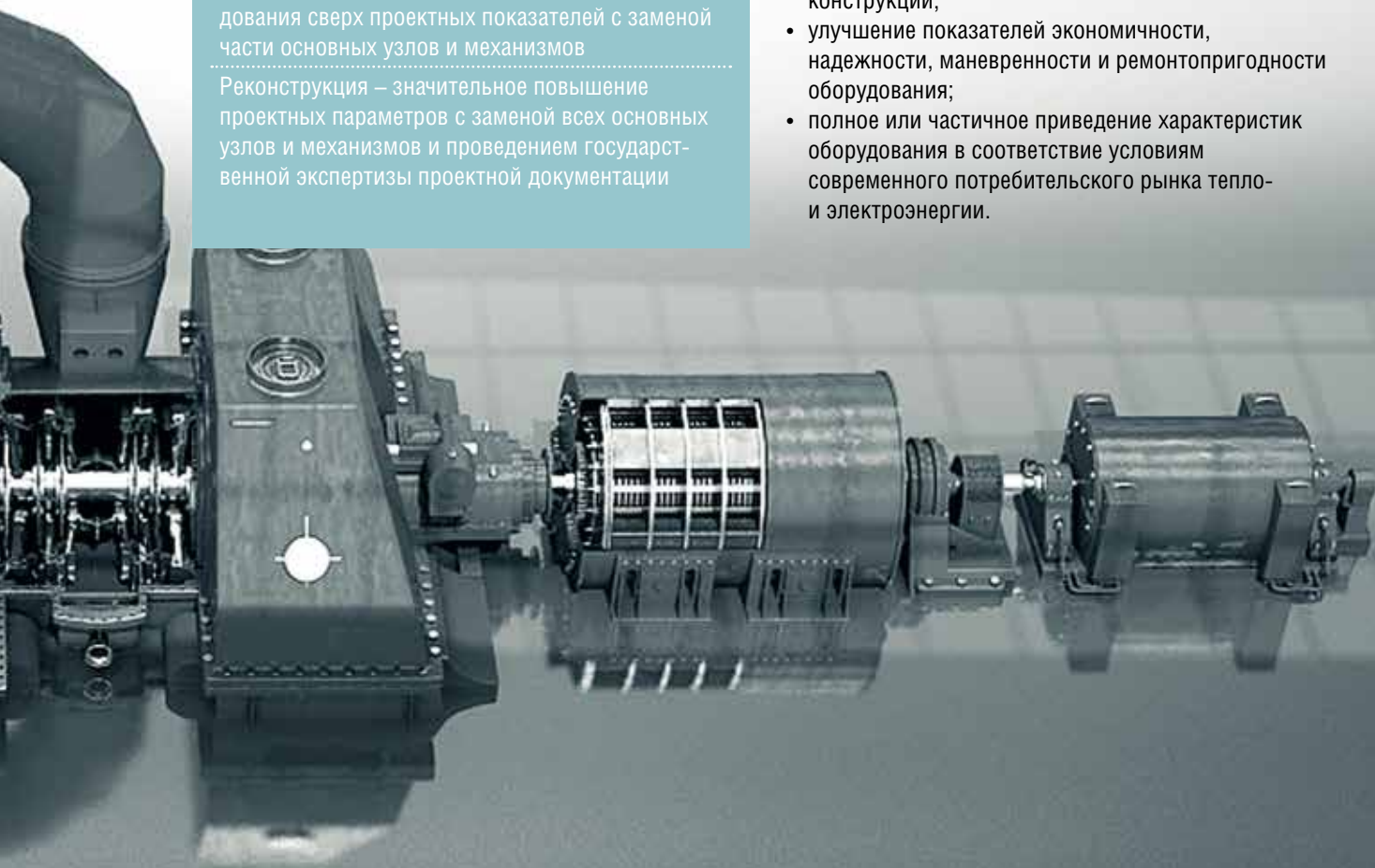
- техническое руководство и контроль качества выполнения монтажных работ;
- техническое руководство ПНР и согласование рабочих программ по наладке и вводу в эксплуатацию;
- инженерное сопровождение пусковых операций.

Преимущества постгарантийного сервиса оборудования от поставщика:

- проведение качественного ремонта оборудования в соответствии с требованиями нормативной документации;
- применение оригинальных запасных частей;
- разработка регламентов проведения ремонтных работ для конкретного типа оборудования;
- повышение проектных характеристик оборудования;
- рекомендации по продлению срока службы оборудования и повышению его эффективности работы;
- выявление скрытых повреждений оборудования на раннем этапе.

Основные цели программ технического перевооружения:

- продление срока службы оборудования, выработавшего свой парк ресурс за счет замены высокотемпературных элементов конструкции;
- улучшение показателей экономичности, надежности, маневренности и ремонтпригодности оборудования;
- полное или частичное приведение характеристик оборудования в соответствие условиям современного потребительского рынка тепло- и электроэнергии.



ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Таганрогский котлостроительный
завод «Красный котельщик»

>100 лет

на рынке энергомашиностроения

80%

установленного парка котельного
оборудования в РФ

60%

электростанций в СНГ

60%

котлов для угольных станций в РФ

43%

котлов-утилизаторов для ПГУ

>30 стран мира

используют оборудование ТКЗ

ПАРОВЫЕ КОТЛЫ



Типы изготавливаемых котлов:

Паровые котлы:

- котлы к энергоблокам 800 МВт (паропроизводительность 2650 т/ч)
- котлы к энергоблокам 600-660 МВт (паропроизводительность 1900-2225 т/час)
- котлы к энергоблокам 300-350 МВт (паропроизводительность 1000-1080 т/час)
- котлы к энергоблокам 200-225 МВт (паропроизводительность 640-670 т/час)
- котлы паропроизводительностью 420 т/час
- котлы паропроизводительностью 230-270 т/час
- котлы паропроизводительностью 50-150 т/час

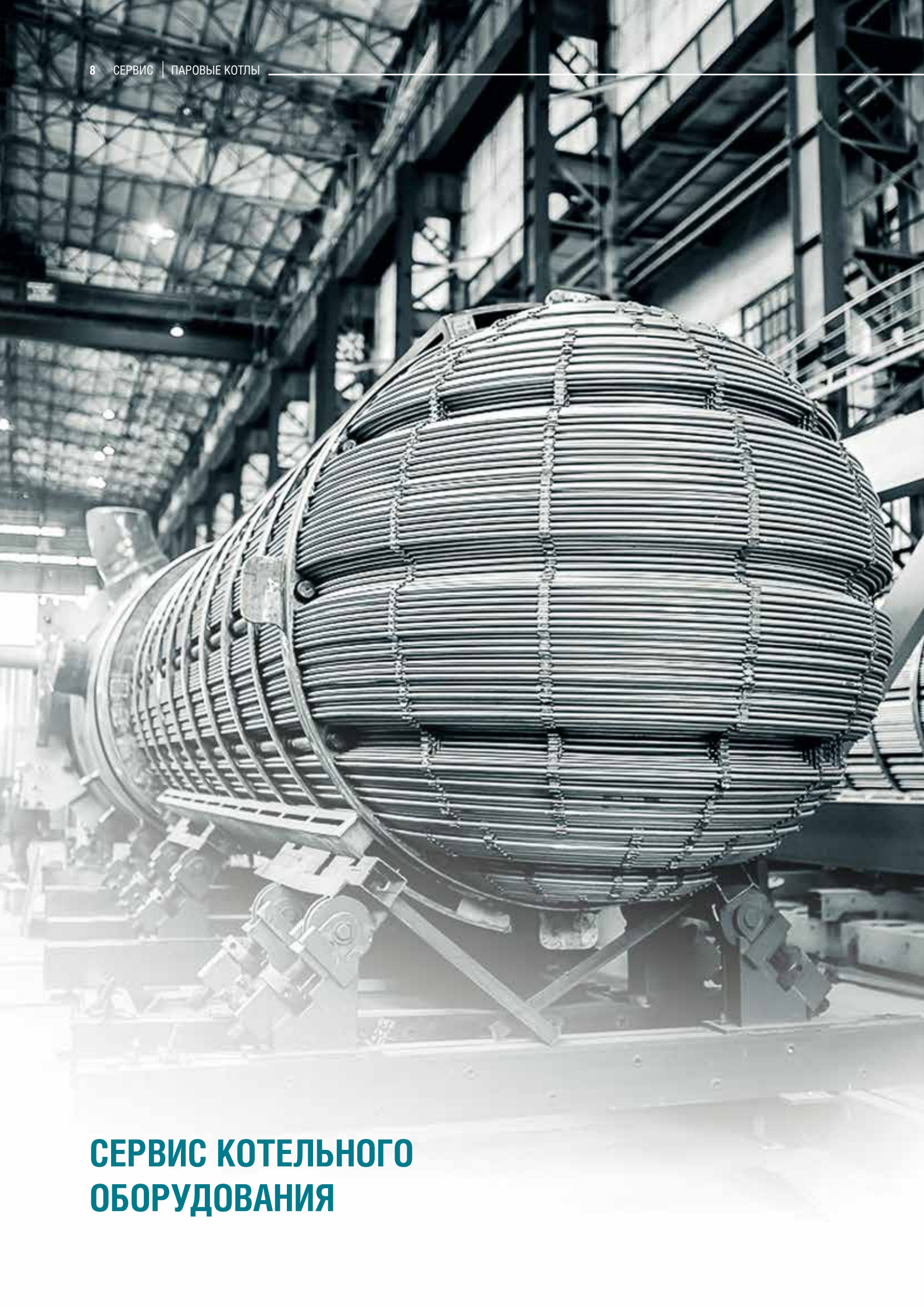
Котлы-утилизаторы для парогазовых установок

Водогрейные котлы-утилизаторы и газомазутные котлы от 40 Гкал/час



Котельное оборудование для ТЭС проектного исполнения характеризуется:

- + высоким КПД и наличием технических возможностей для его повышения;
- + технологическими решениями по снижению вредных выбросов в атмосферу;
- + возможностью дальнейшего повышения единичной мощности паровых котельных агрегатов;
- + отработанной проектной и технологической базой котлов высокого давления, СКД и суперСКД;
- + возможностями дальнейшего развития прогрессивных направлений (ЦКС и др.) в сочетании с другими технологиями (ПГУ, газогенерация);
- + применением новых технологий топочных и других котельных процессов.



СЕРВИС КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

1. Сервис котельного оборудования

1.1 Общие решения

Для вновь вводимого оборудования:

- техническое сопровождение монтажа и пусконаладочных работ;
- гарантийное сервисное обслуживание;
- комплексное сервисное обслуживание оборудования на протяжении всего жизненного цикла на основе:
 - краткосрочных и долгосрочных сервисных договоров;
 - внедрения систем дистанционного мониторинга состояния оборудования;
 - разработки и исполнения стандартов сервисно-ремонтного обслуживания оборудования, основанных на фактической наработке и степени критичности отказов;
 - проведения инспекций оборудования в период плановых остановов;
 - формирования «сервис-склада» запасных частей, материалов и деталей согласно номенклатуре завода-изготовителя в рамках сервисного договора.

Для оборудования, эксплуатирующегося в рамках установленного срока службы, а также оборудования с заканчивающимся сроком службы:

- Комплексное техническое обследование и диагностика состояния оборудования котельного острова.
- Исследования, контроль и испытания котельного и котельно-вспомогательного оборудования.
- Техническое руководство ремонтами, консультационные услуги.
- Поставка запчастей и реконструкции в рамках текущего обслуживания и ремонта.
- Разработка предложений по модернизации котельных установок с целью повышения эффективности работы энергоблока, снижению выбросов вредных веществ.
- Проектирование оборудования в рамках проводимой модернизации.
- Поставка крупных узлов котельного острова в рамках программ модернизации.

1.2 Опыт предоставления комплексных сервисных услуг по котельному оборудованию на примере Жезказганской ТЭЦ



Цели сервисного обслуживания:

- снижение негативных последствий, связанных с переводом котлов ТП-10 и ТП-13 на сжигание непроектного вида топлива;
- планирование поэтапной ремонтной компании котлов;
- повышение проектных характеристик котлов.



Сервис котельного оборудования, как правило, состоит из трёх направлений — обследования, ремонта и наладки и направлен на реализацию комплексного подхода к восстановлению и модернизации оборудования.

Первый этап работ:

- внешний и внутренний осмотры оборудования, анализ фактической наработки на отказ;
- выявление причин этих отказов;
- определение фактических технико-экономических показателей работы оборудования.



Результаты:

- выявлены множественные отклонения конструктивных характеристик узлов котлоагрегатов от проектных:
 - углы установки горелок;
 - характеристики пылепитателей;
 - непроектные отборы пара из барабана котла на эмульгаторы;
- выявлены узлы котлоагрегатов, износ которых препятствовал надёжной работе котлоагрегатов;
- изучены и проанализированы характер и величины повреждений, в результате которых были выданы рекомендации по замене или ремонту узлов.

Второй этап работ:

- техническое освидетельствование несущих каркасов котлов с целью определения фактического состояния и разработки ремонтных мероприятий по восстановлению их несущей способности;
- наладочные работы с целью достижения оптимальных экономических показателей работы котлов;
- аудит технологических операций, выполняемых при растопке котлоагрегатов, отбора проб топлива, пыли, воды и пара.

Результаты:

- выданы рекомендации по устранению ошибок при проведении технологических операций, влекущих за собой искажение результатов измерения тонины пыли и солесодержания питательной воды и пара;
- выявлен ряд дефектов в технологических схемах и вспомогательном оборудовании, ограничивающих номинальную нагрузку, ухудшающих экономичность и надёжность работы котлов;
- повышена надёжность работы котлов за счет наладочных мероприятий: улучшение горелочных устройств и тракта подачи пыли.

Третий этап работ:

- определение перечня модернизируемых элементов с целью повышения надёжности и экономичности работы котлов;
- разработка проекта капитальных ремонтов оборудования;
- рабочее проектирование и изготовление элементов котлов, подлежащих замене.

Преимущества комплексного сервиса от Поставщика по сравнению с традиционным подходом к ремонтам котельного оборудования:

- проведение квалифицированного анализа работы котла и вспомогательного оборудования;
- определение слабых мест в работе оборудования и технологических схемах;
- предложение различных вариантов решения выявленных несоответствий: ремонт, замена, модернизация;
- повышение надёжности работы оборудования за счет наладочных мероприятий;
- этапность проведения работ, возможность оптимального планирования и распределения ресурсов.

1.3 Предложение по долгосрочному сервису котлов-утилизаторов ПГУ**Комплекс работ включает:**

- 1) регулярный контроль соблюдения эксплуатационных параметров:
 - соблюдение условий эксплуатации и режима работы оборудования в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
 - загрузка оборудования в соответствии с паспортными данными, недопущение перегрузки оборудования, кроме случаев, оговоренных в инструкции по эксплуатации;
 - строгое соблюдение установленных при данных условиях эксплуатации режимов работы котла и всех систем трубопроводов;
 - поддержание необходимого режима охлаждения деталей и узлов оборудования, подверженных повышенному нагреву;
- 2) периодический осмотр оборудования при его работе, в том числе:
 - обход по плану и осмотр работающего оборудования для проверки состояния котлоагрегата;
 - выявление перегревов, загораний, засорений, нарушений правил безопасности и противопожарных правил;
 - проверка состояния тепловой изоляции и противокоррозионной защиты;
 - проверка наличия парений, пропусков во фланцевых соединениях, арматуре;
 - осмотр состояния сварных швов у питательных и других штуцеров;
 - выявление неплотностей предохранительных клапанов, дренажных вентилей и воздушников, вентилей периодической продувки;

- проверка сети питания котла питательной водой;
 - проверка отсутствия неравномерных шумов в топке;
 - проверка состояния площадок, ограждений;
 - наблюдение за опорами, креплениями, указателями положения трубопроводов;
 - профилактический осмотр и проверка резервного оборудования с целью устранения отклонений от нормального состояния, дефектов и поломок;
- 3) осмотр (инспекция оборудования) во время планового останова ГТУ*;
- 4) мониторинг состояния оборудования;
- 5) диагностика состояния оборудования;
- 6) плановые профилактические работы (техническое обслуживание) на оборудовании в соответствии с Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей, в том числе*:
- очистка от пыли и грязи всех узлов;
 - подтяжка сальников арматуры, устранение парений, течи, пропусков во фланцевых соединениях;
 - выявление степени изношенности легкодоступных для осмотра узлов и деталей и возможности их своевременной замены;
 - проверка состояния неметаллических компенсаторов (не реже 1 раза в 3 месяца);
 - устранение замеченных выбиваний дымовых газов, особенно через неметаллические компенсаторы;
 - ремонт смотровых люков, топочных дверок и лазов с заменой петель, болтов, шпилек и прокладок;
 - проверка и очистка штуцеров и труб к водоуказательным колонкам;
 - проверка и устранение (по возможности в период ТО) отсутствия заземления барабанов, коллекторов и экранных труб, препятствующих свободному расширению элементов котла;
 - осмотр и проверка механизмов управления, подшипников, приводов арматуры;
 - проверка и регулировка предохранительных и клапанов с заменой дефектных деталей;
 - контроль исправности измерительных систем и средств измерений, включая их калибровку;
 - ремонт лестниц и площадок;
 - устранение неисправностей, записанных в журнале дефектов;
- 7) формирование и доступ к «сервис-складу» запасных частей, материалов и деталей согласно номенклатуры завода-изготовителя котла-утилизатора;
- 8) диагностика состояния оборудования (на основе информации, полученной при выполнении п. 1. и работе программно-технического комплекса АСТДК);
- 9) управление программой сервисного обслуживания;
- 10) консультационные услуги (без выезда специалиста на объект);
- 11) техническое обслуживание средств измерений, автоматики, блокировок и сигнализации (КИПиА).



*** Объем плановых инспекций котла-утилизатора:**

инспекция (наружный и внутренний осмотр пароводяного и газового трактов котла);
 периодичность — во время планового останова газовой турбины;

1) осмотр газового тракта и корпуса котла:

- осмотр входного диффузора и компенсатора между КУ и ГТ;
- осмотр и оценка состояния элементов обшивки и изоляции газохода КУ;
- оценка состояния газодинамических и шумоподавляющих устройств газохода КУ;
- оценка состояния уплотнений газохода КУ;
- удаление загрязнений и отложений пыли с наружной поверхности неметаллического компенсатора путем протирания влажной ветошью;
- контроль затяжки гаек и хомутов неметаллических компенсаторов (с помощью тарированных ключей);
- осмотр выходного конфузора и компенсатора между КУ и дымовой трубой;

2) осмотр пароводяного тракта:

- наружный визуально-измерительный контроль поверхностей нагрева;
- эндоскопический контроль коллекторов и труб поверхностей нагрева;
- контроль состояния опорно-подвесной системы поверхностей нагрева;
- визуально-измерительный контроль трубопроводов котла;
- контроль состояния опорно-подвесной системы трубопроводов;
- контроль состояния металла поверхностей нагрева и трубопроводов (согласно регламента);
- определение степени загрязнения внутренних поверхностей и необходимости проведения химпромывок (не реже 1 раза в год);
- оценка состояния деталей из сталей аустенитного класса, в частности U-образных межмодульных перегородок и возможности их замены при ненадлежащем состоянии;
- выборочный осмотр и контроль узлов сдвигоустойчивых соединений элементов КУ на высокопрочных болтах с контролируемым натяжением, с выборочным контролем момента затяжки болтов;
- обдувка поверхностей нагрева, устранение зашлакований, пылений, парений;
- техническое диагностирование трубных элементов, в том числе изготовленных из марки стали Р91 производится в пределах расчетного срока службы, после его истечения, а также после аварии в пределах «Типовой инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов ТЭС» РД 10-577-03 и Руководства по эксплуатации КУ П-133 Р-92403РЭ;

3) осмотр металлоконструкций каркаса котла:

- визуально-измерительный контроль металлоконструкций;

4) осмотр барабанов котла (не реже 1 раза в 6 лет):

- осмотр состояния внутрибарабанных сепарационных устройств (крепление, чистота, наличие трещин на кромках отверстий, язвин на теле барабана);
- наружный визуально-измерительный контроль;
- эндоскопический контроль;
- контроль состояния металла;

5) устранение отдельных дефектов, выявленных в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность (работоспособность);

6) составление отчета о состоянии оборудования по результатам инспекции;

7) состав бригады, выполняющей инспекцию котла-утилизатора:

- шеф-инженер;
- инженер-конструктор;
- металлостроитель;
- специалист по ВХР;
- специалист по неразрушающему контролю.

Перечень установленных котлов-утилизаторов:

- котел-утилизатор паровой Е-38,3/8,1-5,5/0,63-521/230 (ЭМА-021-КУ, ЭМА-022-КУ) Омской ТЭЦ-3 (блок ПГУ-90);
- котел-утилизатор паровой Е-236/41-9,3/1,5-512-298 (ЭМА-031-КУ) Владимирской ТЭЦ-2 (блок ПГУ-230);
- котел-утилизатор паровой Еп-264/297/43-13,0/3,0/0,47-558/558/237-11,6вв (ЭМА-028-КУ) строительство ПГУ-410Т (г. Салават);
- котел-утилизатор паровой Еп-264/297/43-13,0/3,0/0,47-558/558/237-11,6вв (ЭМА-024-КУ) ПГУ-420Т ТЭЦ-16 филиала ОАО «Мосэнерго»;
- котел-утилизатор паровой Еп-264/297/43-13,0/3,0/0,47-558/558/237-11,6вв (ЭМА-025-КУ) ПГУ-420Т ТЭЦ-20 филиала ОАО «Мосэнерго»;
- котел-утилизатор паровой Е-20-0,7-170 для ГТУ-ТЭЦ ООО «Маяк-Энергия»;
- котел-утилизатор паровой Е-65-4,0-440 (Туапсинский НПЗ);
- котел-утилизатор паровой Еп-270/316/46-12,5/3,06/0,46-560/560/237 (Серовская ГРЭС);
- котел-утилизатор паровой Еп-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1вв (Пермская ТЭЦ-9);
- котел-утилизатор паровой Еп-160/14-9,0/0,7-552/210 (Новоберезниковская ТЭЦ);
- котел-утилизатор паровой Е-114/16-8,1/0,7-535/218-3,8вв (Казанская ТЭЦ-2);
- котел-утилизатор паровой Еп-274/320/44,6-12,69/3,08/0,46-566/561/237 (Пермская ГРЭС);
- котел-утилизатор паровой Е-65-4,0-440 (Туапсинский НПЗ);
- котел-утилизатор водогрейный КУВ-38,1-185 для Якутской ГРЭС-2 (вторая очередь);
- котел-утилизатор водогрейный КУВ-46,4-130 для блока ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ (г. Владивосток);
- котел-утилизатор водогрейный КУВ-38,1-185 для Якутской ГРЭС-2 (вторая очередь);
- котел-утилизатор водогрейный КУВ-46,4-130 для блока ГТУ-ТЭЦ на площадке ЦПВБ (г. Владивосток).





ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ КОТЛОВ

АО «Силловые машины» предлагает многоуровневую организацию технического перевооружения – от замены морально устаревших и физически отработавших свой ресурс узлов до полной замены котлов. Перевооружение может быть проведено поэтапно в зависимости от конкретных условий.

Разработаны проекты модернизации отработавших свой ресурс котлов паропроизводительностью от 170 до 420 т/ч, а также котлов к энергоблокам 200 и 300 МВт (ТП-42, ТП-80, ТП-87, ТП-100, ТПП-210). Они отвечают современному техническому уровню и предусматривают сохранение существующих зданий котельных отделений, фундаментов и основных элементов каркаса.

Цели модернизации котлов



Повышение технико-экономических и экологических показателей



Соответствие котла современным требованиям (действующие НТД, современные тенденции)



Восстановление ресурса поверхностей нагрева

«Силловые машины» гарантируют заказчику:

- повышение паропроизводительности до 10% за счет замены узлов и элементов котельной установки;
- повышение КПД котла до 2% от указанного в паспорте котла;
- снижение выбросов NOx и COx до нормативных согласно требований НТД РФ;
- восстановление ресурса поверхностей нагрева (при замене узлов работающих под давлением).



1. Ограничения при модернизации котлов

№	Ограничение	Обоснование/пояснение ограничения
1	Параметры пара (давление и температура) на выходе из котла должны оставаться неизменными	Увеличение этих значений приводит к необходимости: <ul style="list-style-type: none"> • замены всех перегревателей узлов котла с использованием более дорогого металла; • обязательной замене барабана; • замены всех соединительных трубопроводов не только котла, но и станционных; • увеличению сроков проектирования; • пересчета и возможной замены оборудования регенерации энергоблока; • частичной замены арматуры.
2	Фактическое состояние каркаса	При подготовке первоначального предложения по модернизации принимается, что каркас котла находится в идеальном состоянии. На момент разработки предложения у заказчика нет информации о состоянии каркаса. Фактически за период эксплуатации многие элементы каркаса подвергаются внешнему воздействию, фундаменты просаживаются, что приводит к необходимости замены элементов или их усилению. Заказчик выдает эти данные после специального обследования.

№	Ограничение	Обоснование/пояснение ограничения
3	Максимальное повышение паропроизводительности котла не более 10%	Паропроизводительность котла ограничивается размерами топки котла. С увеличением мощности требуется увеличение топки (условия выгорания топлива, шлакования поверхностей нагрева и т.д.). Т.к. в России котельное оборудование установлено в закрытом помещении, то увеличение размеров котла, как правило, ограничено размерами здания и размерами выделенной котельной ячейки между соседними котлами. Обычно для угольного котла без ущерба надежности работы поверхностей нагрева возможно повышение паропроизводительности на 5%.
4	Частыми требованиями заказчика является увеличение диапазона регулирования котла и пуск энергоблока на «скользящих параметрах»	Увеличение диапазона регулирования с сохранением параметров пара не может быть реализовано по техническим причинам. Для барабанного котла это ограничено условиями циркуляции для прямоточного парообразования. Возможность пуска энергоблока на «скользящих параметрах» определяется индивидуально, в зависимости от конкретного блочного оборудования и необходимых объемов его изменения.
5	Присоединительные размеры по пару и воде должны сохраняться неизменными	Изменение присоединительных размеров приведет к необходимости изменения трассировки станционных трубопроводов. Присоединительные размеры должны сохраняться с целью минимизации затрат на модернизацию.

2. Поэтапная модернизация котлов



Вывод котла из эксплуатации на кратковременный период



Точечное решение проблем



Сокращение срока возврата инвестиций

Объемы поэтапной модернизации котлов

№ этапа	Заменяемые узлы котла	Решаемые проблемы
1	Горелки, воздухопроводы (частично), экраны топки (частично), экономайзер, пароперегреватель (частично)	Приведение уровня выбросов вредных веществ в атмосферу к нормативным. Увеличение КПД котла. Увеличение паропроизводительности.
2	Экраны топки (100%), опускные трубопроводы, пароотводящие и пароводводящие трубы барабана	Экраны топки изготавливаются в газоплотном исполнении: • снижается нагрузка на каркас из-за замены тяжелой обмуровки; экранов топки на изоляцию матами; • снижается уровень неконтролируемых присосов в топку; • замена трубопровода позволяет восстановить их парковый ресурс.
3	Потолочный пароперегреватель, конвективный и ширмовый пароперегреватели с коллекторами, экраны поворотного газохода	Изготовление потолочного экрана в газоплотном исполнении позволяет применить на потолке легкую обмуровку, исключить присосы в топку. При замене пароперегревателей восстанавливается их парковый ресурс.
4*	Соединительные трубопроводы, воздухоподогреватель, гарнитура котла, шлакоудалитель, оборудование очистки поверхностей нагрева, арматура	Оборудование заменяемой без изменений конструкции (только восстановление ресурса).

* объем этапа возможно перераспределить между этапами 1–3

2.1 План мероприятий исполнения проекта по поэтапной модернизации котлов

1**Цель этапа:**

Обследование котла и вспомогательного оборудования, сбор исходных данных.

**Выполняемые мероприятия:**

- сбор данных о состоянии оборудования, остаточном ресурсе узлов котла, выполненных ремонтах;
- режимные испытания котла;
- анализ результатов, сравнение эксплуатационных данных с паспортными. Выдача заказчику отчета о состоянии оборудования.

2**Цель этапа:**

Разработка мероприятий по модернизации котельного оборудования.

**Выполняемые мероприятия:**

- разработка рекомендаций по замене узлов котла с улучшением показателей работы (увеличение маневренности, снижение уровня выбросов вредных веществ в атмосферу, увеличение паропроизводительности, увеличение КПД);
- разработка предложения с разбивкой на этапы замены узлов котлоагрегата (с учетом графиков и планов ремонта станции);
- разработка технического задания на весь комплекс работ.

3**Цель этапа:**

Предоставление заказчику ТКП на разработку рабочего проекта, изготовление и поставку оборудования.

**Выполняемые мероприятия:**

- согласование предлагаемого порядка изготовления и поставки оборудования с планами ремонтов и финансовыми возможностями заказчика;
- при планировании/разбиении работ с учетом эксплуатируемого на станции однотипового оборудования возможен подход, когда на нескольких котлах выполняются различные этапы («пазлы»). Кроме того, номер этапа является условным, а не порядковым к исполнению.

4**Цель этапа:**

Подписание договора на проектирование и изготовление оборудования.

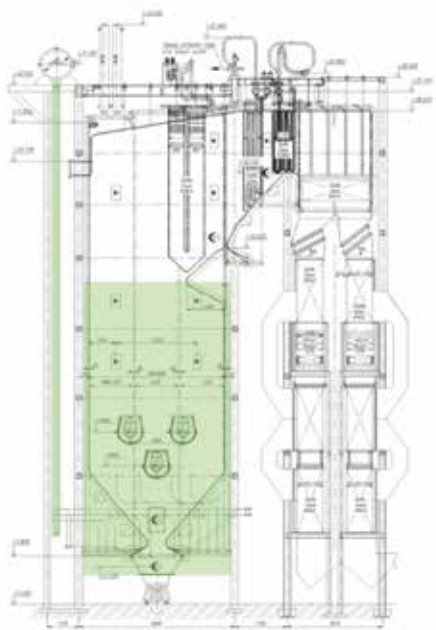
5**Цель этапа:**

Изготовление и поставка оборудования в соответствии с подписанным договором.

2.2 Объем и очередность поэтапной модернизации барабанных котлов

Первый этап

Модернизация системы сжигания (топочно-горелочных устройств).



Цели этапа:

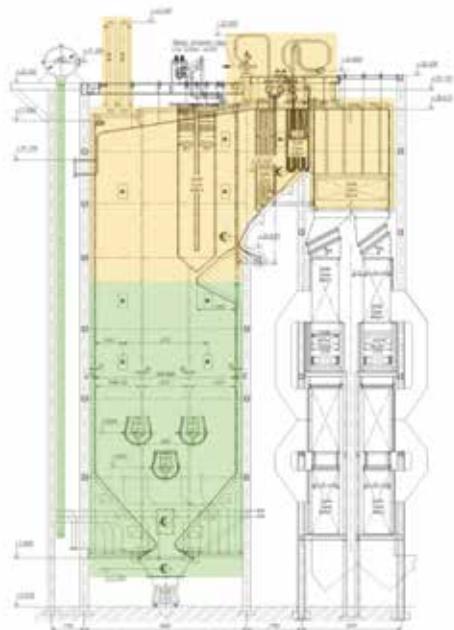
- повышение экономичности котла;
- повышение устойчивости горения топлива;
- снижение шлакования топки и конвективных поверхностей нагрева для обеспечения проектных показателей (при необходимости);
- повышение надежности работы котла;
- увеличение (продление) расчетного ресурса работы элементов.

Объем этапа:

- замена негерметичных экранов топочной камеры на герметичные;
- замена существующих морально устаревших горелок на современные низкотоксичные горелки;
- установка сопел верхнего, бокового и нижнего дутья (при необходимости);
- замена водоопускных стояков (для барабанных котлов) с целью достижения оптимальной величины сопротивления циркуляционной системы котла;
- частичное усиление отдельных элементов каркаса котла (при необходимости).

Второй этап

Модернизация конвективных поверхностей нагрева котла.



Цели этапа:

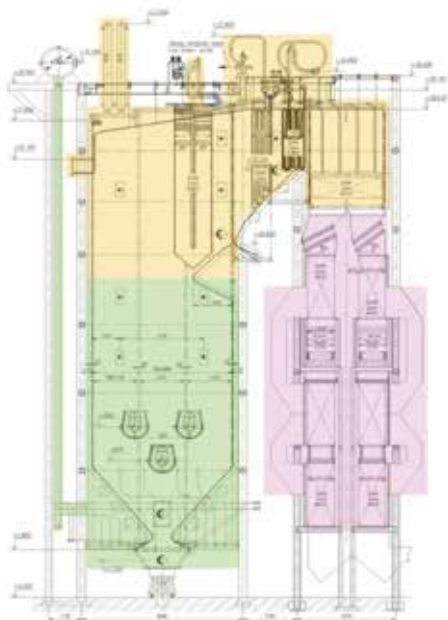
- повышение надежности работы котла;
- увеличение (продление) расчетного ресурса работы модернизированных элементов котла;
- повышение экономичности котла.

Объем этапа:

- замена негерметичных экранов переходного (горизонтального) газохода и конвективной шахты на герметичные;
- замена водяного экономайзера
- замена паропроводящих и водопроводящих труб;
- замена перепускных труб котла;
- установка дополнительных впрыскивающих пароохладителей (при необходимости);
- замена морально устаревшей арматуры пароводяного тракта на современную быстродействующую электрифицированную (либо пневмоприводную) арматуру.

Третий этап

Модернизация воздухоподогревателей котла.



Цели этапа:

- повышение экономичности работы котла за счет снижения потерь с механическим недожогом топлива (путем увеличения температуры горячего воздуха) и с теплом уходящих дымовых газов, снижения перетоков и присосов воздуха в воздухоподогревателе;
- расширение диапазона сжигаемого топлива (при ухудшении его качества);
- увеличение (продление) ресурса работы воздухоподогревателя;
- повышение надежности работы котла.

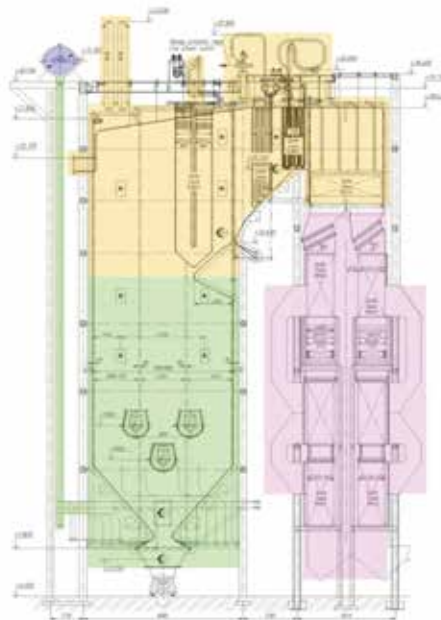


Объем этапа:

- замена негерметичных экранов топочной камеры на герметичные;
- замена существующих морально устаревших горелок на современные низко токсичные горелки;
- установка сопел верхнего, бокового и нижнего дутья (при необходимости);
- замена водоотпускных стояков (для барабанных котлов) с целью достижения оптимальной величины сопротивления циркуляционной системы котла;
- частичное усиление отдельных элементов каркаса котла (при необходимости).

Четвертый этап

Замена барабана с внутрисепарационными устройствами.



Цели этапа:

- повышение паропроизводительности котла;
- повышение маневренных характеристик;
- увеличение (продление) расчетного ресурса работы барабана котла;
- возможность работы котла с современными АСУ ТП.



Объем этапа:

- замена барабана котла;
- замена внутрисепарационных устройств барабана;
- замена КИП на современные.

2.3 Примеры реализованных модернизаций барабанных котлов

Котел ТП-85 (ТП-85М), ТЭЦ Магнитогорского меткомбината.

Производительность: 420 т/час, топливо – природный газ.



Цель реконструкции:

Новый модернизированный котел в старых габаритах с современными показателями с сохранением каркаса, барабана и фундаментов.



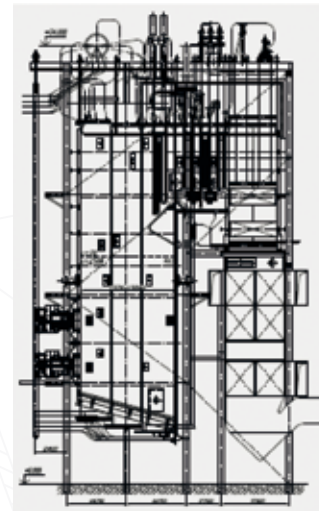
Достигнутый результат:

- фактический КПД котла увеличился на 3%;
- выбросы оксидов азота снижены с 300 мг/м³ до нормативных 125 мг/м³.



Объем реконструкции:

- заменены экраны топочной камеры на газоплотные;
- заменены горелочные устройства;
- заменены конвективные поверхности нагрева;
- заменен водяной экономайзер;
- сохранены каркас, фундамент, барабан котла



Котел ТП-109, Кураховская ТЭЦ

Производительность: 640 т/час, топливо – каменный уголь.



Цель реконструкции:

- повышение КПД;
- улучшение экологических характеристик;
- улучшение топочного процесса.



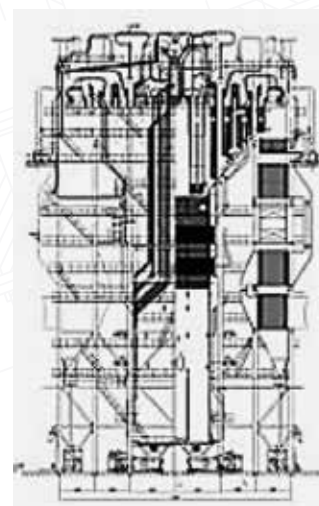
Достигнутый результат:

- КПД котла увеличился на 3,5%;
- выбросы оксидов азота снижены на 100 мг/м³;
- снижено шлакование топочной камеры.



Объем реконструкции:

- заменены горелочные устройства на усовершенствованные;
- улучшена схемы сжигания;
- частично заменены экраны топки;
- частично заменены поверхности нагрева.



Котлы ТГМЕ-464, Нижнекамская ТЭЦ (стадия монтажа и комплектации)

Производительность: 500 т/час, топливо – природный газ.



Цель реконструкции:

- обеспечение сжигания нефтяного кокса в газомазутном котле;
- обеспечение европейских экологических характеристик (с помощью специального очистного оборудования за котлом).



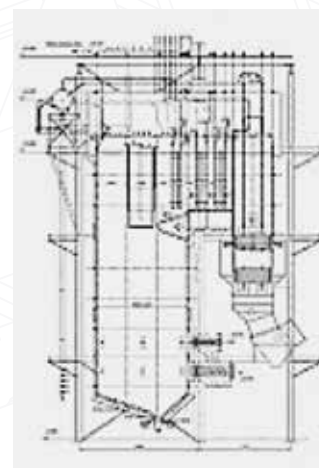
Достигнутый результат:

- обеспечение сжигания нефтяного кокса с КПД=89%, газа с КПД=94%;
- обеспечение европейских экологических характеристик (с помощью специального очистного оборудования за котлом).



Объем реконструкции:

- замена горелочных устройств;
- замена поверхностей нагрева;



- частичная замена топочных экранов;
- изменение топочного процесса.

Котел ТПП-201А, ТЭЦ-22 Мосэнерго (стадия изготовления и монтажа)

Производительность: 1000 т/час, топливо – каменный уголь.



Цель реконструкции:

- повышение паропроизводительности;
- улучшение экологических характеристик;
- работа и пуск на скользящих параметрах;
- замена топлива на природный газ.



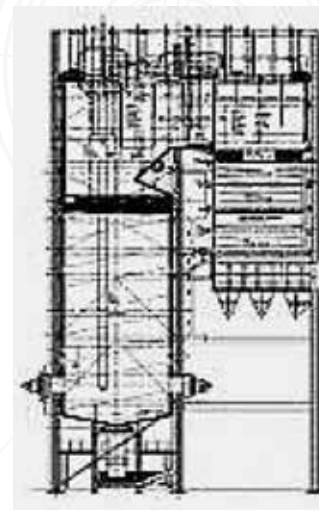
Достигнутый результат:

- повышение паропроизводительности с 960 до 1030 т/час;
- снижение выбросов оксидов азота до 125 мг/м³;
- работа и пуски на скользящих параметрах.



Объем реконструкции:

- замена горелочных устройств;
- изменение топочного процесса;
- замена топочных экранов на газоплотные с применением навивки Рамзина;
- частичная замена пароперегревателей.



3. Модернизация паровых котлов сторонних производителей

«Силовые машины» предоставляют решения по модернизации любых типов котлов других производителей, основываясь на пожеланиях клиента и опыте модернизаций и реконструкций. Ниже представлены примеры таких модернизаций для котлов БКЗ-320-140, БКЗ-420-140-5.

3.1 Замена горелочных устройств



Цель реконструкции:

Дополнительное увеличение паропроизводительности котла. Повышение технико-экономических и экологических показателей работы оборудования. Перевод на непроектное топливо.



Краткий объем работ по модернизации:

Установка новых горелочных устройств и сопел нижнего дутья.



Референции:

Увеличение паропроизводительности с 420 до 460 т/ч и с 320 до 400 т/ч. Тип котлов: БКЗ 420-140-3 и БКЗ 420-140-5 (Экибастузский уголь). ТЭЦ «Алюминий Казахстана».



Факторы, ограничивающие реконструкцию:

Условие максимального сохранения конструкции котла и неизменности вспомогательного оборудования. Ограничение по теплонапряжению в топочной камере. Ограничение по прочности барабана и работе внутрибарабанных сепарационных устройств. Ограничение по золовому износу конвективных поверхностей нагрева (экономайзер и воздухоподогреватель).



Срок выполнения проектных работ:

3-4 месяца.



3.2 Перевод топки котла из негазоплотного исполнения в газоплотное

🎯 Цель реконструкции:

Повышение надежности и экономичности работы оборудования.
Снижение вредных выбросов в атмосферу (NO_x).

🔄 Краткий объем работ по реконструкции:

Замена негазоплотной топки на газоплотную. Частичная реконструкция каркаса котла. Частичная реконструкция помостов и лестниц (в районе установки горелочных устройств). Установка новых горелочных устройств и системы нижнего дутья. Частичное изменение подвесок топки. Частичная реконструкция водоподводящей системы. По требованию Клиента возможен вынос всей опускной и водоподводящей системы из изоляции экрана (упрощается ремонт и обслуживание). Частичная реконструкция пароотводящей системы экранов топки. Выполнение облегченной теплоизоляции экранов топки.

📌 Опыт реализации:

Реконструкция котлов БКЗ 210-140-5 ст. № 7 и БКЗ 210-140-8 ст. № 9 Владивостокской ТЭЦ-2. Перевод в газоплотное исполнение топочной камеры котлов:

- с заменой гладкотрубной топки;
- с сохранением габаритных и присоединительных размеров по подводящим и отводящим трубам;
- с сохранением каркаса котла.

📌 Факторы, ограничивающие реконструкцию:

Стесненность габаритов каркаса котла.

🕒 Срок выполнения проектных работ:

4–5 месяцев.



3.3 Замена пароохладителей и конденсатных установок

🎯 Цель реконструкции:

Повышение надежности работы оборудования.

🔄 Краткий объем работ по реконструкции:

Замена на современный более надежный впрыскивающий пароохладитель с расчетом узла впрыска. Замена на современную более надежную установку для получения собственного конденсата.

📌 Опыт реализации:

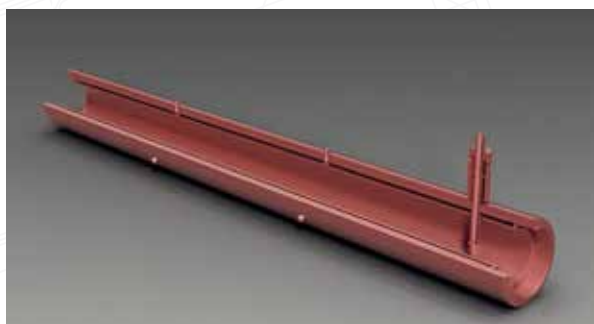
Применение на котлах БКЗ-420-140-3; БКЗ 320-140-1.

📌 Факторы, ограничивающие реконструкцию:

Ограниченное пространство.

📌 Краткое описание:

В пароохладителях применена отработанная более надежная конструкция снижающая отрыв внутренней защитной рубашки и повреждения мест крепления впрыскивающих форсунок. Форсунки имеют меньшее гидравлическое сопротивление. Конденсатные установки выполнены более надежно в сравнении со старыми образцами за счет



конструктивного решения термических мест сопряжения металла между горячей средой (пар) и холодной (вода).



Срок выполнения проектных работ:
3 месяца.

3.4 Замена барабана с внутрибарабанными устройствами



Цель реконструкции:

- замена барабана отработавшего свой расчетный ресурс эксплуатации;
- замена барабана по условию прочности;
- замена барабана по условиям ремонта трещинообразований;
- замена внутрибарабанных устройств по условиям износа.



Краткий объем работ по реконструкции:

Замена барабана, включающая: корпус барабана, внутрибарабанные устройства и опоры барабана



Опыт реализации:

Тип котлов: БКЗ 320-140-1 (ст. № 1-2) (Экибастузский уголь). ТЭЦ «Алюминий Казахстана».



Факторы, ограничивающие реконструкцию:

Ограничения связаны:

- с ограничением по грузоподъемности подъемных механизмов;
- стесненностью монтажа.



Срок выполнения проектных работ:
4–5 месяцев.



3.5 Замена конвективных поверхностей нагрева (экономайзера)



Цель реконструкции:

Замена экономайзерных поверхностей нагрева:

- отработавших свой расчетный ресурс эксплуатации;
- с целью снижения их золового износа;
- с целью увеличения тепловосприятости.



Краткий объем работ по реконструкции:

Замена гладкотрубных поверхностей нагрева экономайзера, на поверхности выполненные из спирально-оребранных труб или мембранные (гладкие трубы с межтрубной проваркой полосы).



Опыт реализации:

Тип котлов: БКЗ 420-140-3; БКЗ 420-140-5 (Экибастузский уголь), БКЗ 320-140-1 (ст. № 1-2) (Экибастузский уголь). ТЭЦ «Алюминий Казахстана».



Факторы, ограничивающие реконструкцию:

Спирально-оребранные трубы нельзя применять при:

- сжигании мазута (непрерывная работа на мазуте более 5 дней);
- применении дробевой очистки.



Краткое описание:

В габаритах старых газоходов устанавливаются спирально-оребранные или мембранные экономайзеры.

Поставка экономайзеров выполняется отдельными пакетами и коллекторами. По желанию Клиента возможна блочная поставка экономайзера. Применение спирально-оребранных экономайзеров обеспечивает необходимый

теплосъем, связанный с увеличением паропроизводительности котла, и при этом позволяет вписаться в габариты газоходов, ограниченные старым каркасом котла, а также выдержать приемлемые скорости газов (например по условиям золотого износа 7-9 м/с).



Срок выполнения проектных работ:

3-4 месяца.



3.6 Замена конвективных поверхностей нагрева (трубчатый воздухоподогреватель)



Цель реконструкции:

Замена трубчатого воздухоподогревателя:

- отработавшего свой расчетный ресурс эксплуатации;
- с целью снижения их золотого износа;
- с целью увеличения тепловосприятости;
- вместо регенеративного воздухоподогревателя.



Краткий объем работ по реконструкции:

Демонтаж реконструируемых узлов воздухоподогревателя. Установка новых кубов трубчатого воздухоподогревателя, при необходимости с заменой опорных рам и воздухоперепускных коробов между кубами.



Опыт реализации:

Тип котлов: БКЗ 420-140-3; БКЗ 420-140-5 (Экибастузский уголь), БКЗ 320-140-1 (ст. № 1-2) (Экибастузский уголь). ТЭЦ «Алюминий Казахстана».



Факторы, ограничивающие реконструкцию:

Ограничения связаны с грузоподъемностью подъемных механизмов и стесненность монтажа.



Краткое описание:

Старые кубы воздухоподогревателя полностью демонтируются и устанавливаются новые. Новые кубы имеют увеличенные поверхности нагрева и сечения для прохода газов и воздуха. Подбираются оптимальные скорости газов и воздуха.



Срок выполнения проектных работ:

3-4 месяца.



3.7 Замена конвективных поверхностей нагрева (пароперегреватель)



Цель реконструкции:

Замена пароперегревателя:

- отработавшего свой расчетный ресурс эксплуатации;
- с целью снижения загрязнения и организации паровой очистки;
- с целью увеличения паропроизводительности;

- для организации газоплотного пароперегревателя вместо гладкотрубного полочного;
- для организации замены негазоплотного щитового ограждения поворотного газохода между топкой и конвективной шахтой на газоплотное экранное ограждение.

**Краткий объем работ по реконструкции:**

Демонтаж старых поверхностей нагрева пароперегревателя, щитовых ограждений поворотного газохода. Установка новых поверхностей нагрева. Реконструкция пароперепускных труб. Изменение при необходимости подвесной системы пароперегревателя.

**Опыт реализации:**

БКЗ 320-140-1 (ст. № 1-2) (Экибастузский уголь). ТЭЦ «Алюминий Казахстана».

**Факторы, ограничивающие реконструкцию:**

Адаптация нового пароперегревателя в конструкцию котла.

**Краткое описание**

Конструкция пароперегревателя выполняется с учетом оптимизации схемы и тепловосприятия по ступеням нагрева, с учетом мероприятий по ускоренному пуску и останову для обеспечения надежной работы поверхностей нагрева пароперегревателя во всех режимах работы котла.

**Срок выполнения проектных работ:**

4–5 месяцев.



4. Реконструкция газомазутных котлов с надстройкой паротурбинного блока ГТУ

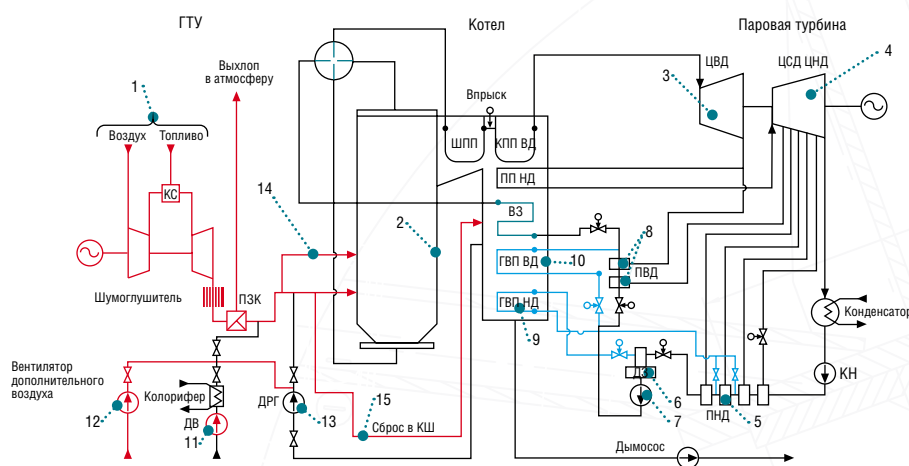
Цели реконструкции:

- повышение КПД энергоблока (значения указаны в таблице каталога);
- снижение выбросов оксидов азота.

Объем реконструкции котла:

- замена горелок;
- замена поверхностей в конвективной шахте – экономайзер (полностью либо частично), конвективный пароперегреватель низкого давления (частично) – на газовые подогреватели высокого и низкого давления (вытеснение регенерации) – поз. 9, 10 на схеме;
- ликвидация воздухоподогревателя.

Опционально возможна автономная работа котла в паросиловом режиме с отключенной газовой турбиной.



1 – ГТУ, 2 – котел, 3 – ЦВД турбины, 4 – ЦСД, ЦНД турбины, 5 – ПНД, 6 – деаэрактор, 7 – питательный насос, 8 – ПВД, 9 – газовый подогреватель НД, 10 – газовый подогреватель ВД, 11 – вентилятор для работы в режиме ПСУ, 12 – вентилятор уплотняющего воздуха, 13 – дымосос рециркуляции газов, 14 – сопла вторичного дутья, 15 – сброс в конвективную шахту.

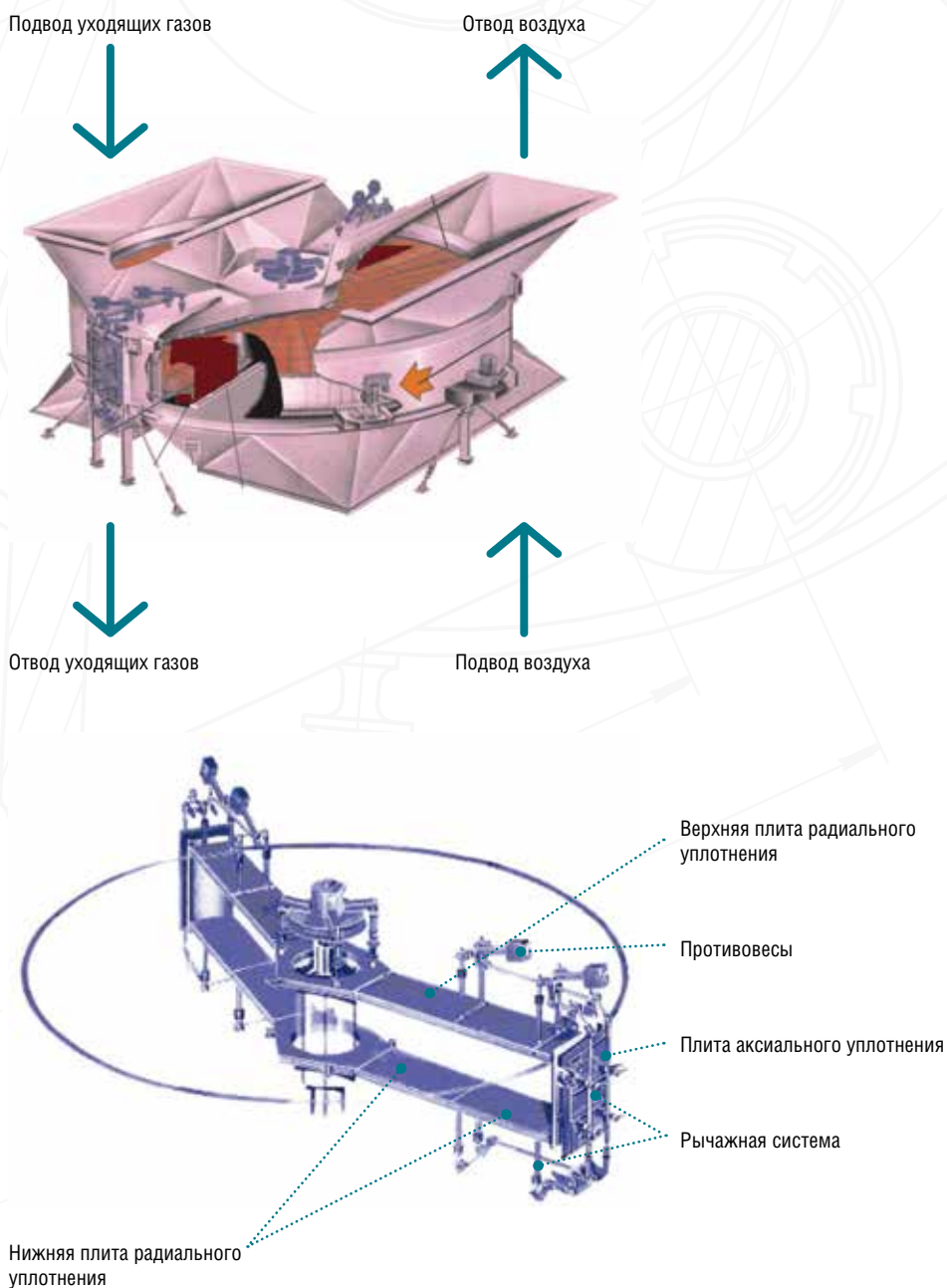
Изменение показателей при работе котлов в блоке со сбросной схемой с ГТУ

№	Наименование параметра	Значение параметра					
		ТГМП-314		ТГМП-114		ТГМ-206	
		до	после	до	после	до	после
1	Мощность электрическая, МВт	300	410	300	430	200	265
2	Газовая турбина, МВт		110		2×65		65
3	КПД, электрический блок, брутто	39,5	46,4	39,5	46,9	37,8	44
4	Параметры острого пара на выходе из котла:						
	• номинальная паропроизводительность, т/ч	1000		1000		670	
	• температура, °С	545		545		545	
5	Параметры пара промперегрева на выходе из котла:						
	• номинальная паропроизводительность, т/ч	800		800		590	
	• температура, °С	545		545		545	
6	Температура питательной воды, °С	275		275		235	
	• давление, МПа	3,7		3,7		2,45	
7	Топливо	газ/мазут	газ	газ/мазут	газ	газ/мазут	газ
8	Температуры уходящих газов		100		100		100

5. Модернизация регенеративного воздухоподогревателя

Преимущества модернизированных РВП:

- усовершенствованные пакеты набивки;
- модернизированные окружные, радиальные и аксиальные уплотнения, обеспечивающие перетоки не более 15%;
- устройство плавного пуска;
- два мотор-редуктора с возможностью вывода одного из них в ремонт без остановки РВП;
- установка на существующие фундаменты;
- устройства пожаротушения, паровой обдувки и водяной обмывки;
- возможность установки газоимпульсной очистки (ГИО).



ИЗГОТОВИТЕЛИ

Ленинградский Металлический завод
Калужский турбинный завод

>110 лет

опыта в проектировании и производстве оборудования для тепловых электростанций

235 кВт–1200 МВт

диапазон мощностей

>2300

паровых турбин средней и большой мощности изготовлено ЛМЗ

>3000

паровых турбин малой мощности изготовлено КТЗ

50%

каждая вторая российская ТЭС оснащена паротурбинным оборудованием предприятий «Силовых машин»

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

Типы изготавливаемых паровых турбин:

- Конденсационные турбины на докритические и сверхкритические параметры пара до 1200 МВт
- Конденсационные турбины с теплофикационным отбором до 330 МВт
- Теплофикационные турбины с производственным и теплофикационным отбором до 80 МВт
- Турбины с противодавлением
- Турбины для ПГУ
- Турбины малой и средней мощности
- Приводные турбины (конденсационные и с противодавлением)
- Паровые геотермальные турбины и энергоблоки

Дополнительное оборудование

- Конденсаторы, маслоохладители, КПУ
- Обратные клапаны на отборах пара, фильтры и т.д.



Достоинства паровых турбин:

Технико-экономические показатели выпускаемых турбин по характеристикам проточных частей показывают КПД на уровне ведущих мировых производителей. Многолетний опыт эксплуатации турбин позволяет сегодня уверенно гарантировать их работоспособность в течение более 40 лет, межремонтный период не менее 6 лет.

Высокие показатели экономичности и надежности паровых турбин «Силовых машин» обеспечены:

- + аэродинамическими экспериментальными испытаниями лопаток, подтверждающими как их надежность, так и эффективность;
- + плавными меридиальными обводами проточной части;
- + проверками конструкции лопаток CFD-методами;
- + трехмерным профилированием направляющих лопаток;
- + оптимизацией паровпусков, отборов и выхлопов CFD-методами;
- + новыми усовершенствованными конструкциями уплотнений;
- + внедрением современных прогрессивных методов проектирования, а также технологий и оборудования от ведущих российских и мировых производителей.

ДИАГНОСТИКА И ОБСЛЕДОВАНИЯ

Наряду с техническими предложениями по реновации, модернизации и реконструкции оборудования с целью повышения его технико-экономических показателей АО «Силловые машины» предлагает комплекс мероприятий в области технической диагностики и виброналадки, необходимых не только для повышения эксплуатационной надежности турбоагрегатов, но и для обеспечения ремонтных и пусконаладочных работ нового и ранее установленного оборудования.

Комплекс работ по обследованию паровых турбин включает:

1

Обследование трубопроводов и опорно-подвесной системы (ОПС)

2

Обследование системы тепловых расширений турбоагрегата

3

Комплексное вибрационное обследование турбоагрегата

4

Обследования в целях продления срока службы паровых турбин сверх паркового ресурса

Результаты комплексного обследования паровых турбин:

- повышение надежности работы;
- продление сроков службы;
- повышение мощности и устойчивости к эксплуатационным режимам;
- увеличение межремонтного периода;
- оптимизация структуры ремонтного цикла;
- снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт.



1. Обследование трубопроводов и опорно-подвесной системы (ОПС)



Цели обследования:

- установить возможность дальнейшей безопасной эксплуатации и выдать рекомендации по ремонту и наладке системы;
- определить сроки и условия дальнейшей эксплуатации ОПС.



В ходе обследования выполняются следующие работы:

- обследование трасс трубопроводов и ОПС;
- определение соответствия установленным требованиям;
- определение характеристик и составление формуляров пружинных опор и подвесок;
- измерение фактических перемещений трубопроводов в местах установки указателей тепловых перемещений; составление формуляров тепловых перемещений;
- дефектация. определение причин неисправностей, обнаруженных в процессе эксплуатации;
- проведение расчетов на прочность и самокомпенсацию температурных расширений, выявление нерасчетных нагрузок.
- разработка рекомендаций по наладке, реконструкции и/или ремонту ОПС.

2. Обследование системы тепловых расширений турбоагрегата

Цели обследования:

- улучшить тепломеханические характеристики;
- повысить надежность работы турбоагрегата.

В ходе обследования выполняются следующие работы:

- Определение характеристик тепловых перемещений цилиндров в продольном и поперечном направлениях, с контролем зазоров по поперечным шпонкам.

Характеристики поперечных тепловых расширений ЦВД при пуске и прогреве

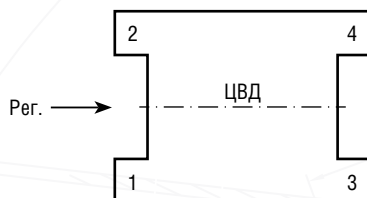
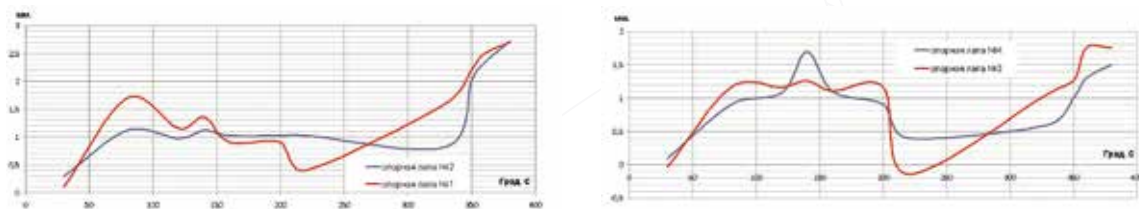
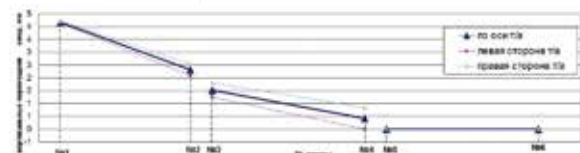
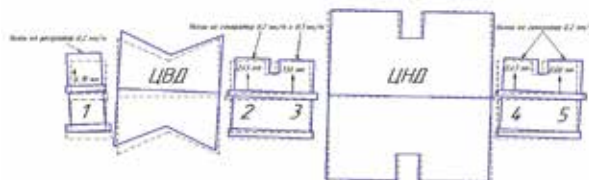


Схема нумерации опорных лап ЦВД

- Измерение тепловых вертикальных и угловых перемещений подшипниковых опор турбоагрегата. Определение эксплуатационных и сезонных расцентровок, расчет оптимальной центровки роторов валопровода по полумуфтам.

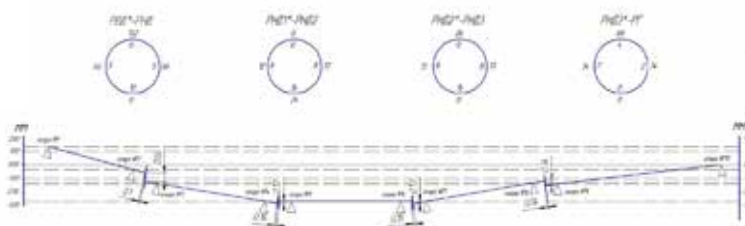
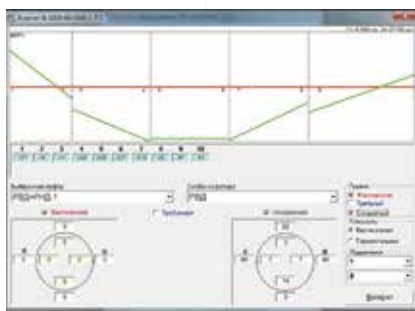


Вертикальные тепловые перемещения опор валопровода



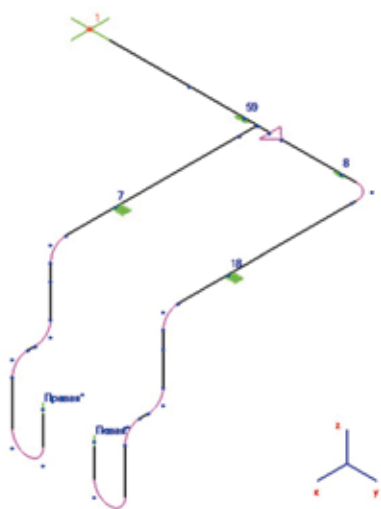
Вертикальные и угловые тепловые перемещения корпусов подшипников №№ 1–5.

Рекомендуемые величины значений центровки, с учетом всплытия роторов на масляном клине.



Вертикальные тепловые перемещения опор валопровода турбоагрегата от холодного состояния и возникающие при этом расцентровки роторов ($\text{мм} \cdot 10^{-2}$) по полумуфтам, с учетом всплытия валопровода на масляном клине.

- Измерение опорных нагрузок цилиндров высокого и среднего давления в холодном состоянии и при работе турбоагрегата. Определение влияния реактивного момента, создаваемого вращением ротора. Проведение оптимизации опорных нагрузок.
- Разработка мероприятий по выбору оптимальной центровки роторов по полумуфтам, оптимизации опорных нагрузок цилиндров, компенсации нерасчетных усилий от присоединенных трубопроводов, уменьшению коэффициента трения на поверхностях скольжения.



▲ Оценка усилий от трубопровода подвода пара передаваемых на цилиндр турбины

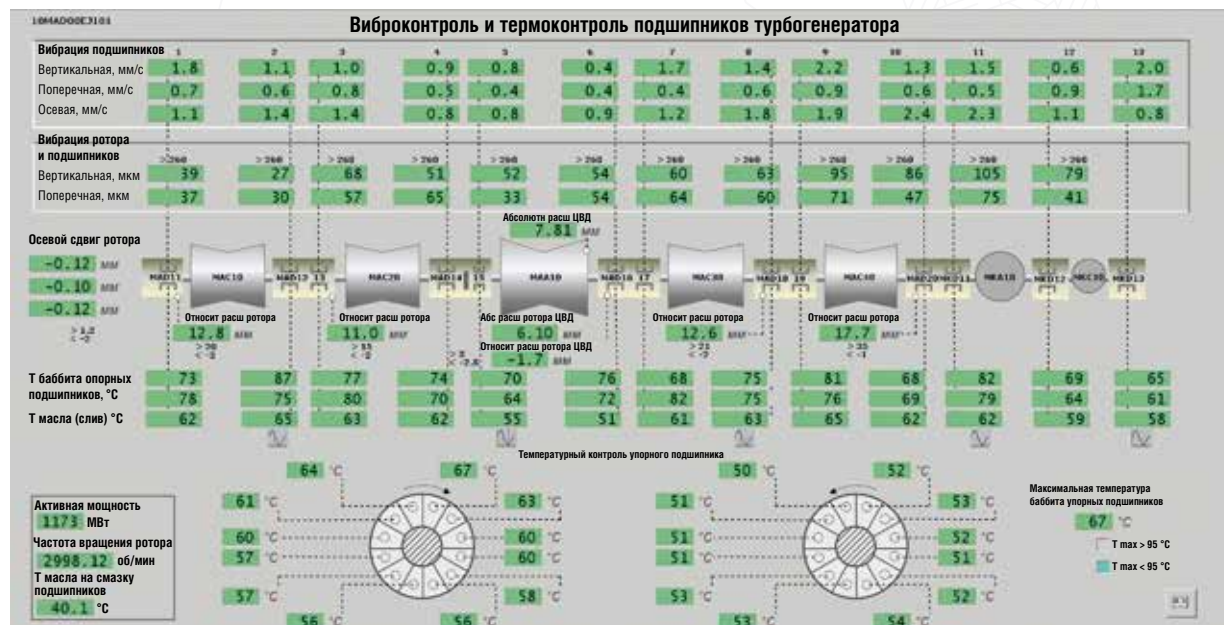
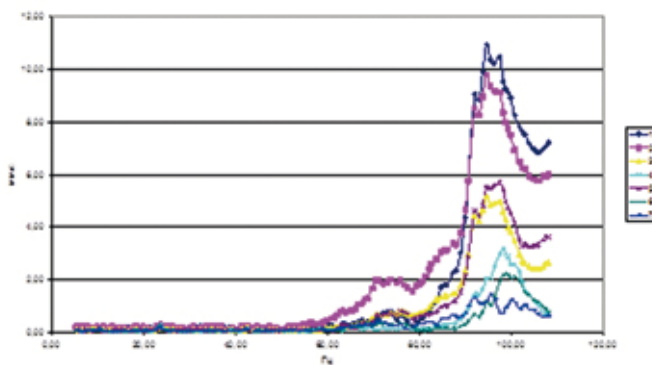
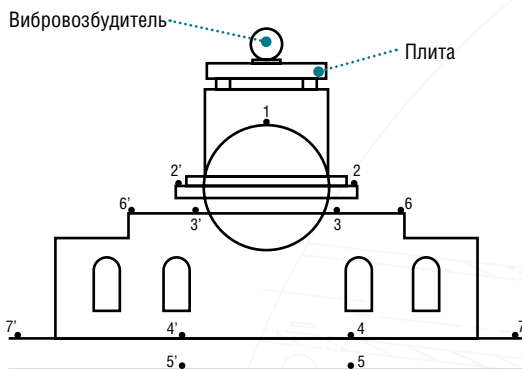
3. Комплексное вибрационное обследование турбоагрегата

Цели обследования:

- нормализация вибрационного состояния;
- повышение надежности работы турбоагрегата.

В ходе обследования выполняются следующие работы:

- анализ вибрационных характеристик по показаниям штатной аппаратуры;
- измерения вибрации переносным прибором при останове, развороте блока и на режимах: $N = N_{\text{ном}}$, $N = 0.5 N_{\text{ном}}$, холостого хода;
- проведение вибродинамических исследований с помощью вибровозбудителя, снятие контурных характеристик опор валопровода до и после ужесточения;
- проведение станочной балансировки роторов турбоагрегата;
- проведение балансировки валопровода турбоагрегата в собственных подшипниках. Обеспечение вибрационного состояния турбоагрегатов согласно требованиям международных стандартов ISO 10816-2 и ISO 7919-2.



4. Обследования в целях продления срока службы паровых турбин сверх паркового ресурса



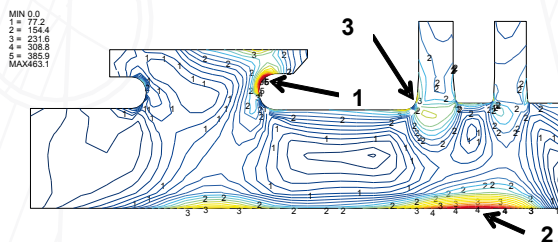
Цели обследования:

- определить возможность продления ресурса эксплуатации турбины сверх установленного;
- дать рекомендации по мероприятиям, направленным на продление паркового ресурса паровых турбин.

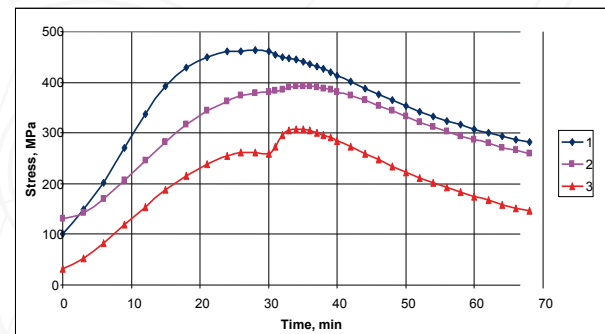


В ходе обследования выполняются следующие работы:

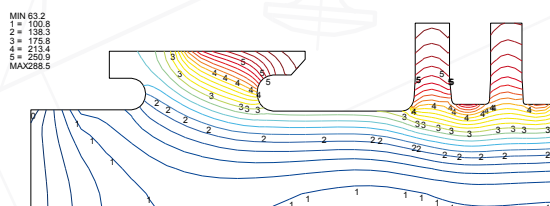
- расчетно-экспериментальная оценка напряженного состояния роторов и корпусов турбины;
- исследования образцов металла (или реплик) из высокотемпературных зон, расчетные оценки накопленной поврежденности и остаточного ресурса;
- сбор и анализ данных по механическим характеристикам примененных жаропрочных сталей роторов и корпусов с учетом их длительных сроков наработки при рабочих температурах;
- определение фактического состояния деталей турбин, полученных при обследовании проточной части турбины в ремонтную кампанию;
- периодическая проверка проточной части турбины с помощью эндоскопа в специально подготовленных местах;
- тепловые экспресс-испытания в межремонтный период по штатным точкам замеров в проточной части турбины.



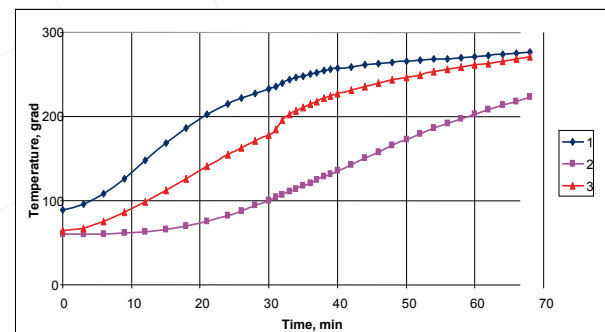
Зоны максимальных напряжений в роторе ПТ при пуске из холодного состояния



Изменение температурных напряжений в роторе ПТ при пуске из холодного состояния

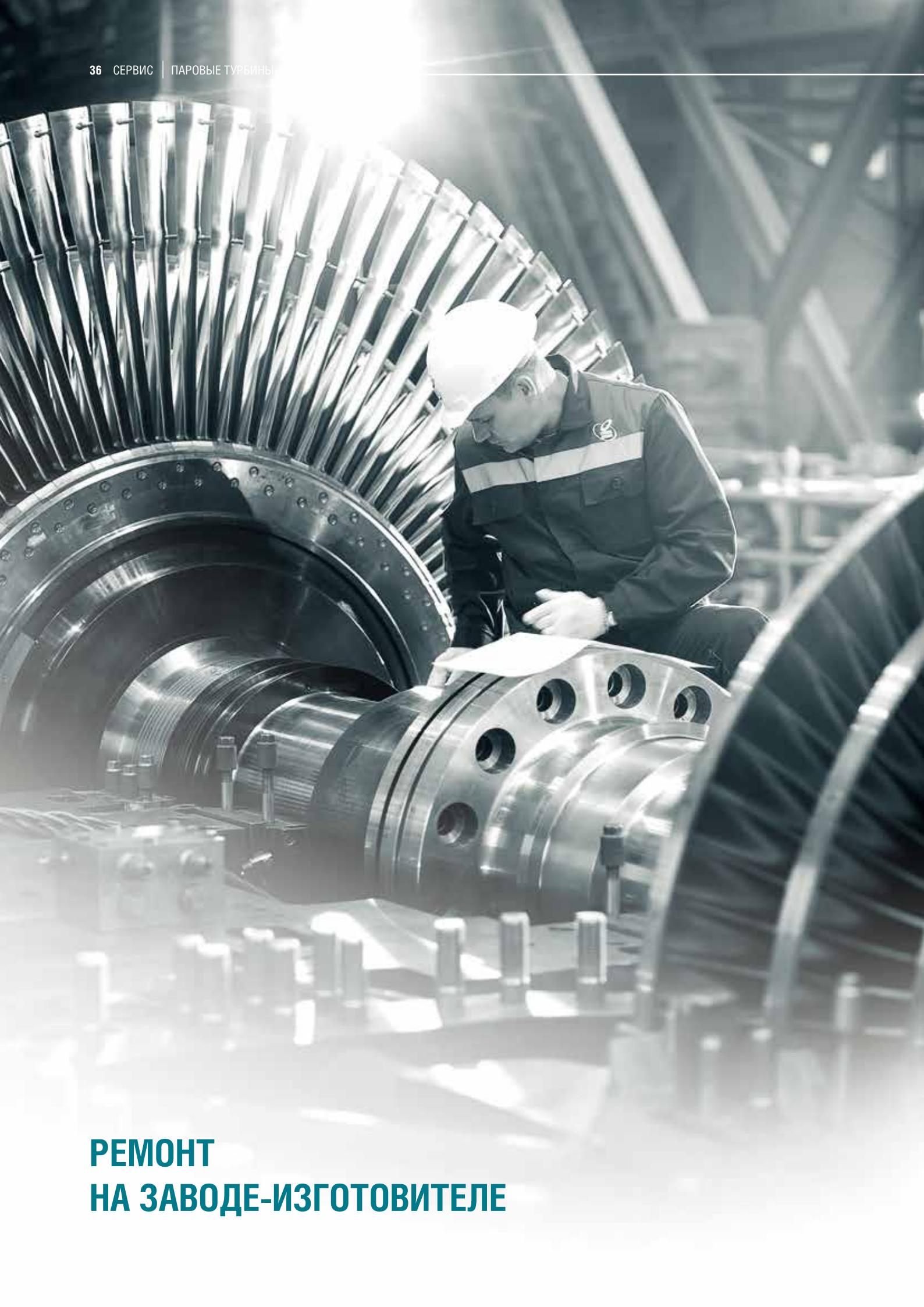


Температурное поле ротора ПТ в момент максимальных напряжений



Изменение температуры ротора при пуске из холодного состояния





РЕМОНТ НА ЗАВОДЕ-ИЗГОТОВИТЕЛЕ

Заводские методы ремонта позволяют выполнять сложные ремонтные операции, как правило, неосуществимые в условиях ТЭС. На заводе выполняются работы по модернизации цилиндров, роторов и других крупных узлов или работы по устранению в них серьезных дефектов.

ЛМЗ имеет мощную производственную и испытательную базу. Завод осуществляет переработку материалов, полуфабрикатов и комплектующих методами механической обработки и сварки, производит сборку и отгрузку готовой турбинной и иной продукции. Предприятие располагает раскройно-заготовительным производством для термической резки листового проката, уникальным металлорежущим оборудованием, обрабатывающими центрами, сварочным, кузнечно-прессовым, термическим, испытательным оборудованием и стендами.

Уровень технологических процессов изготовления продукции соответствует общемировому уровню в аналогичных отраслях промышленности. На предприятии широко используется оборудование передовых зарубежных станкостроительных компаний Франции, Германии, Австрии, Швеции, Италии, Швейцарии и др.

- Специализированное оборудование для обработки деталей гидравлических и паровых турбин (лопасти рабочих колес, лопатки направляющего аппарата, втулки ПЛ, цапфы лопастей ПЛ гидротурбин, литые корпуса цилиндров паровых турбин).



- Токарно-карусельные станки широкого диапазона диаметром обрабатываемых деталей до 19 м — обработка рабочих колес и статоров гидротурбин в сборе, сварных корпусных деталей паровых и газовых турбин.



- Широкая гамма специализированных расточных и фрезерно-расточных станков со шпинделем диаметром до 210 мм (в том числе портально-фрезерные станки с ЧПУ) — для фрезерной обработки корпусных деталей турбин.



- Сверлильные станки, включая специализированные для сверления отверстий с максимальным диаметром 50 мм (в углеродистой стали) в трубных досках и перегородках теплообменного оборудования.



- Оборудование для термической резки — термическая резка листового металлопроката толщиной до 200 мм.
- Термическое оборудование для снятия напряжений после сварки.
- Комплексы горячей объемной штамповки турбинных лопаток.
- Правильное и гибочное оборудование (прессы, вальцы) на листовые заготовки толщиной до 60 мм для изготовления пространственных деталей турбин из листового проката (спиральные камеры, перепускные трубы, корпуса газовых турбин и т.п.).
- Мелкомеханическое оборудование — обрабатывающие токарные и токарно-фрезерные центры — для изготовления мелких деталей типа тела вращения, крепежных деталей.
- Грузоподъемные электромостовые краны грузоподъемностью до 320 тонн (ППК), ЛМЗ 250 тонн.
- Электроэрозионное оборудование.
- Молоты с массой падающих частей до 3300 кг для свободнойковки.
- Испытательная база.

- Обрабатывающие центры с ЧПУ для механической обработки турбинных лопаток максимальной длиной 2400 мм.



- Специализированное токарное оборудование для механической обработки роторов паровых, газовых и гидравлических турбин с диаметрами до 5000 мм, длиной 20 000 мм и массой до 250 т.



- Сварочные установки для сварки толстолистовых конструкций (рабочие колеса и статоры гидротурбин, литые цилиндры паровых турбин) с термическими средствами; специализированные сварочные установки для сварки теплообменного оборудования.



Пример последовательности технологических операций при ремонте роторов паровых турбин.

Для переоблапачивания ротор поступает на входную дефектацию, по результатам которой принимается решение о замене лопаток. Лопатки удаляются механическим путем на токарном станке (лопатки с елочным хвостовиком разлопачиваются слесарным способом).

С геометрии паза снимается формуляр, на основании которого принимается решение об изготовлении штатных лопаток или лопаток с формулярным хвостовиком. После изготовления рабочих лопаток производится облапачивание новыми лопатками. Далее проводится динамическая балансировка ротора с выполнением разгонных испытаний с максимальной частотой вращения ротора 115% от рабочей (3450 об/мин).



▲ Стенд облапачивания роторов ф. Georg



▲ Разгонно-балансировочный стенд ф. Schenck



**МАЛЫЕ
МОДЕРНИЗАЦИИ**

Кроме программ технического перевооружения паровых турбин, подразумевающих значительные капитальные затраты (см. соответствующий раздел), АО «Силовые машины» разрабатывает пакеты малых модернизаций.

Направления малых модернизаций



Экономичность



Маневренность



Теплофикация



Надежность



Ремонтопригодность

Малые модернизации – это мероприятия по усовершенствованию отдельных конструктивных узлов, а также технологии эксплуатации паровых турбин, которые могут быть реализованы в период капитального ремонта энергетического оборудования.

Ниже представлены основные решения, применяемые при малых модернизациях оборудования паровых турбин типа К-50-90, ПТ-60-90(13), ПТ-80-130, К-100-90, К-200-130, К-300-240.

1. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение экономичности паровых турбин

№	Наименование	Турбины				
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300
1	Увеличение номинальной мощности паровых турбин до 10% от номинальной без замены роторов	+	—	+	+	+
2	Технология проверки плотности вакуумной системы турбоустановки избыточным давлением низкопотенциального пара	+	+	+	+	+
3	Реконструкция схем концевых уплотнений паровых турбин	—	—	+	+	+
4	Высокогерметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления	+	+	+	+	+
5	Уплотнение разъемов трубопроводов и цилиндров низкого давления	+	+	—	+	+
6	Сотовые надбандажные уплотнения рабочих лопаток паровых турбин	—	+	—	+	+
7	Модернизации конденсаторов паровых турбин	+	+	+	+	+

1.1 Увеличение номинальной мощности паровых турбин до 10% от номинальной без замены роторов

На основании расчетно-конструкторских проработок и проведенных испытаний установлено, что существующая пропускная способность паровых турбин и имеющиеся запасы по прочности позволяют увеличить расход свежего пара на турбину без существенных конструктивных изменений проточной части.

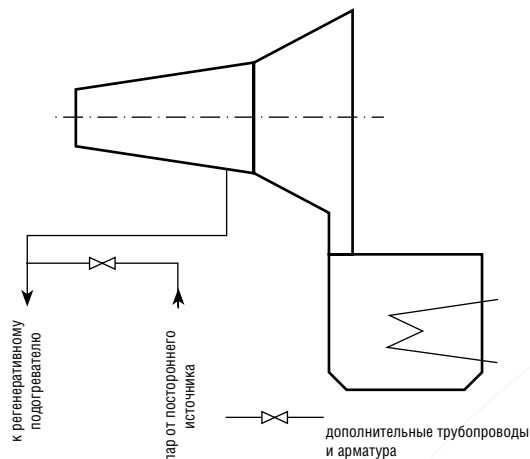
Для подготовки технического предложения необходима полная ревизия турбины. В результате модернизации внутренний КПД цилиндра незначительно снизится, при этом экономический эффект может быть достигнут за счет аттестации большей мощности перед Системным оператором.

N _{ном} до модернизации	50	100	200	300
N _{ном} после модернизации	58	121	225	335

1.2 Технология проверки плотности вакуумной системы турбоустановки избыточным давлением низкопотенциального пара

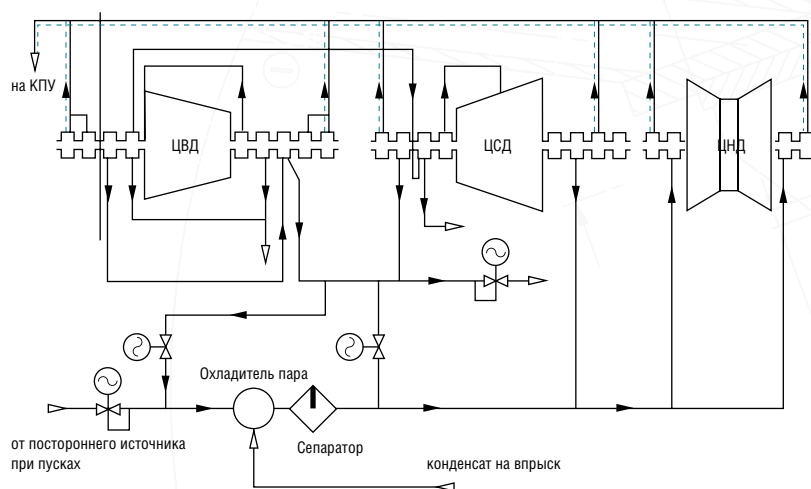
Технология позволяет повысить экономичность работы турбоустановки. Проверка плотности вакуумной системы турбоустановки производится избыточным давлением низкопотенциального пара без заполнения конденсатора водой. При этом через неплотности вакуумной системы происходит дросселирование пара в атмосферу с визуализацией этого процесса.

Периодическое применение новой технологии проверки плотности вакуумной системы турбоустановки позволит обнаружить и устранить места присосов воздуха, тем самым понизить давление в конденсаторе не менее чем на 0,005 ата. Дополнительная выработка электроэнергии за год ориентировочно составит 750000 кВт*ч. может быть достигнута за счет аттестации большей мощности перед Системным оператором.



1.3 Реконструкция схем концевых уплотнений паровых турбин

Применение схемы самоуплотнения позволяет уменьшить расход пара в отбор на деаэратор на 1,1...1,2 т/ч, что дает дополнительную выработку электроэнергии порядка 2 500 000 кВт*ч в год.



1.4 Высокогерметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления

Прямоточная (лабиринтовая) схема уплотнения штоков обладает рядом недостатков, которые устраняются при помощи ВГУ с жидкометаллическими вставками. Применение таких уплотнений позволяет полностью исключить протечки пара вдоль штоков и, как следствие, возможность их зависания из-за заноса лабиринта солями пара. Существенно снижается уровень продольных вибраций штоков и исключаются их поперечные вибрации в районе подвески клапана. Уплотнительный узел размещается в специальной расточке, выполняемой в верхней части крышки паровой коробки. Механическая обработка крышки паровой коробки осуществляется при монтаже ВГУ на станции.

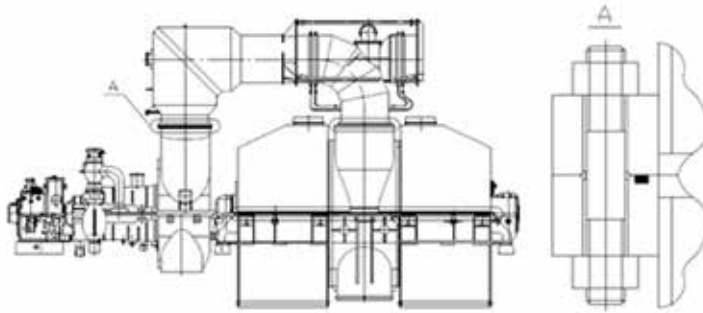
В результате:

- повышается экономичность турбоустановки (например, на турбине типа К-300 при применении ВГУ экономичность повышается на 0,2% без ущерба для надежности и маневренности турбин);
- повышается надежность работы клапанов и срок их службы;
- отключаются отсосы протечек пара;
- стоимость модернизации уплотнений штоков РК окупается в срок от 3 до 6 месяцев.

1.5 Уплотнение разъемов трубопроводов и цилиндров низкого давления

Горизонтальный разъем находится под действием различного вида нагрузок, в том числе статических, от перепадов давления, а также от температурных воздействий, особенно при малорасходных режимах на холостом ходу. Указанное воздействие может привести к короблению поверхности разъема и к снижению плотности. Неплотности в горизонтальных разъемах приводят к увеличенным присосам воздуха и ухудшению работы вакуумных систем.

В результате реконструкции повышается воздушная плотность вакуумной системы.

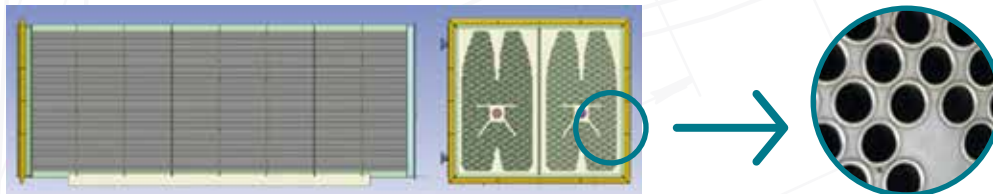


1.6 Модернизации конденсаторов паровых турбин

В процессе модернизации производится замена трубных досок с сохранением остальных составных частей конденсатора. Предлагаются два варианта основных материалов:

- трубы и трубные доски – нержавеющая сталь;
- трубы – титан BT1-0, трубные доски – углеродистая сталь с титановым покрытием.

Трубки фиксируются в отверстиях трубных досок за счет развальцовки и сварки. Трубные доски дополнительно оснащаются линзовым компенсатором.



 Продолжительность проведения работ:

№	Наименование	Сроки
1	Увеличение номинальной мощности паровых турбин до 10% от номинальной без замены роторов	Начало – за 4 месяца до ближайшего капитального ремонта Окончание – через 2 месяца после завершения капитального ремонта
2	Технология проверки плотности вакуумной системы турбоустановки избыточным давлением низкогопотенциального пара	Разработка проектной документации – 1 мес. Шеф-монтажные работы в период ремонта – 2 недели Шеф-наладочные работы после ремонта – 2 недели
3	Реконструкция схем концевых уплотнений паровых турбин	Срок определяется по результатам анализа первичного обращения клиента
4	Высокогерметичные уплотнения штоков регулирующих клапанов цилиндров высокого давления	Разработка проектной документации – 1 мес. Монтажные работы в процессе проведения ремонта ~ 2 недели
5	Уплотнение разъемов трубопроводов и цилиндров низкого давления	Разработка эскизов мехобработки горизонтального разъема и установки шнура ~ 1 нед. Шеф-монтажные и шеф-наладочные работы в процессе ремонта при вскрытии ЦНД
6	Сотовые надбандажные уплотнения рабочих лопаток паровых турбин	Разработка проектной документации – 2 мес. Шеф-монтажные работы в период ремонта – 1 мес.
7	Модернизации конденсаторов паровых турбин	Срок определяется по результатам анализа первичного обращения клиента

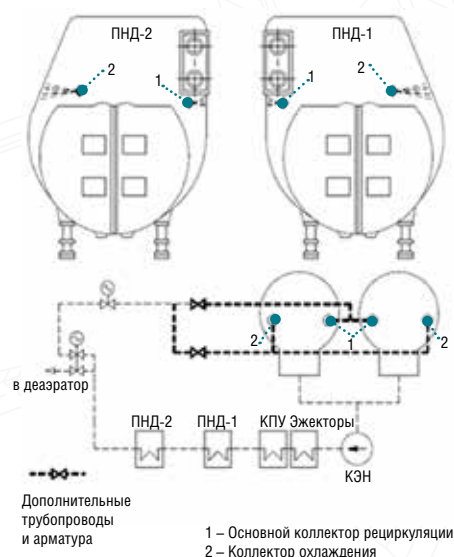
2. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение надежности работы паровых турбин

№	Наименование	Турбины				
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300
1	Повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней за счет модернизации системы рециркуляции	+	+	+	—	—
2	Консервация оборудования турбоустановки подогретым воздухом	+	+	+	+	+
3	Консервация оборудования турбоустановки за счет формирования гидрофобной пленки на защищаемых поверхностях	+	+	+	+	+
4	Снижение протечек масла через масляные уплотнения валов путем использования олеофобных покрытий	+	+	+	+	+
5	Модернизация системы маслоснабжения паровых турбин	+	+	+	+	+
6	Модернизация подшипников	—	—	—	+	+
7	Модернизация маслозащитных колец подшипников	+	+	+	+	+
8	Модернизация регулирующих клапанов	+	+	+	+	+
9	Модернизация системы парораспределения с кулачковым приводом клапанов	+	+	+	+	—
10	Модернизация переднего концевой уплотнения ЦСД	—	—	—	+	+
11	Применение конденсатора пара уплотнений в паровых турбинах	+	+	+	+	+
12	Использование сильфонных компенсаторов в паротурбинных блоках	—	—	—	+	+
13	Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбины	—	—	—	+	+
14	Система влагоудаления в последних ступенях ЦНД	—	—	—	+	+
15	Заградительная система охлаждения ЦНД	+	+	+	+	+
16	Система охлаждения ЦНД	+	+	+	+	+
17	Реконструкция опоры корпуса стопорного клапана ЦСД	—	—	—	—	+
18	Восстановление эрозионно-изношенных рабочих лопаток последних ступеней ЦНД	+	+	+	+	+

2.1 Повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней за счет модернизации системы рециркуляции

Модернизация направлена на повышение надежности работы лопаточного аппарата последних ступеней турбин, работающих по схеме с поперечными связями.

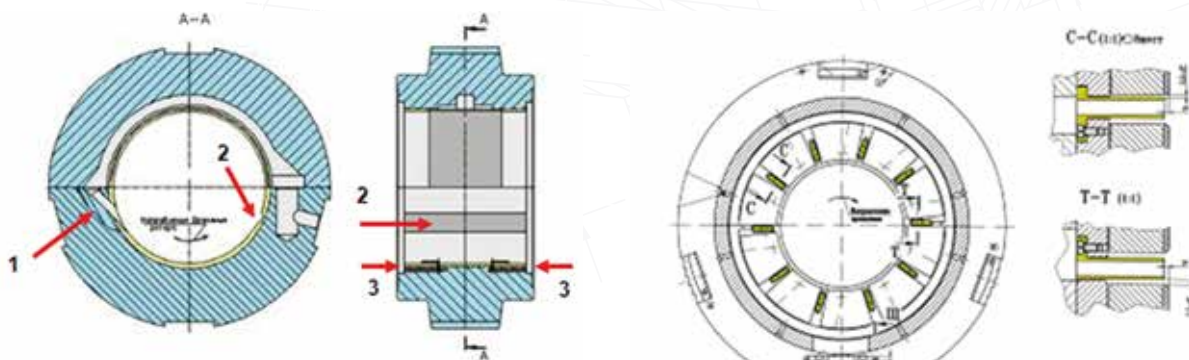
Модернизация обеспечивает приемлемое тепловое состояние турбины и снижает эрозионный износ рабочих лопаток последних ступеней, что повышает их надежность и ресурс, а также сокращает затраты и время, требуемые для ремонта турбины. Ресурс работы лопаток последних ступеней увеличивается ~ в 1,3 раза.



- подшипников турбоагрегата и работу системы регулирования (для турбин мощностью до 215 МВт);
- установка в масляный бак воздухоотделителя, обеспечивающего снижение воздухо содержания в чистом отсеке бака на всасе масляных насосов до 0,5%;
- замена сливного клапана на редукционный клапан, изотормно поддерживающий давление масла «за собой» на оси турбоагрегата и не имеющий «паразитного» расхода масла, сливаемого в масляный бак (для турбин мощностью до 215 МВт).
- оснащение турбоагрегата системой отсоса масляных паров из картеров подшипников и вентилятором для улучшения санитарно-гигиенического состояния атмосферы в машинном зале электростанции;
- повышение надежности аварийного маслоснабжения от аварийного маслососа за счет изменения схемы подачи масла для обеспечения аварийной смазки подшипников при ошибочных действиях персонала с маслоохладителями, а также при исчезновении напряжения собственных нужд;
- выбор фильтра и разработка схемы установки масляных фильтров тонкой очистки поставки «Сильовых машин» или других производителей, обеспечивающих тонкость фильтрации от 6 до 30 мкм;
- оснащение турбоагрегата системой централизованного гидростатического подъема роторов для уменьшения износа баббита подшипников при пуске и остановке;
- разделение системы маслоснабжения регулирования и системы смазки подшипников;
- выдача рекомендаций по выбору турбинных масел и заключений о возможности применения турбинных масел различных производителей.

2.6 Модернизация подшипников

С целью снижения потерь мощности на трение и расхода масла внедрены модернизированные конструкции опорных и опорно-упорного вкладышей.



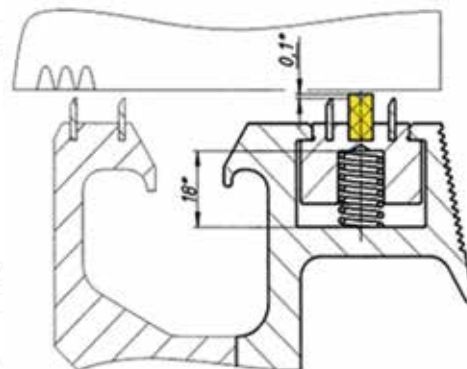
- 1 – подвод масла;
2 – эксцентрическая расточка для отвода смазки;
3 – подвод масла высокого давления для гидроподъема вала.

2.7 Модернизация маслозащитных колец подшипников (МЗК)

Модернизация предусматривает замену существующих МЗК на новые с подпружиненными сегментами и антифрикционной вставкой. Наличие вставки и подпружиненных сегментов позволяет пройти критическую частоту валопровода при пуске и останове турбины без повреждения латунных уплотнительных вставок.

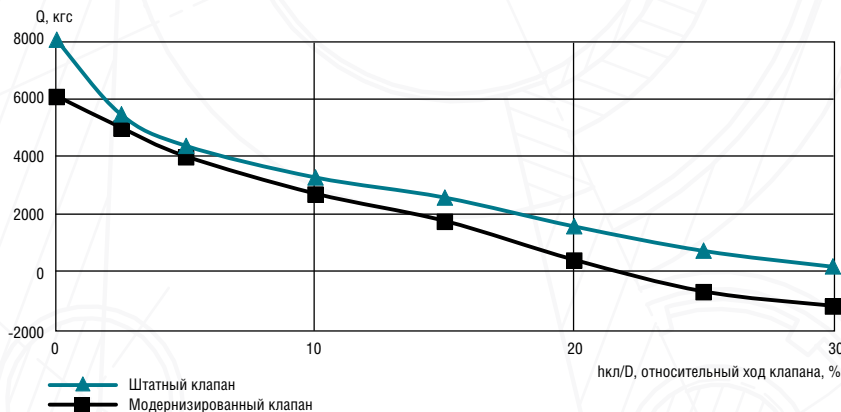
Эффект от модернизации:

- исключены выбросы масла из подшипников в машинный зал;
- повышена ремонтпригодность;
- увеличен срок службы МЗК.

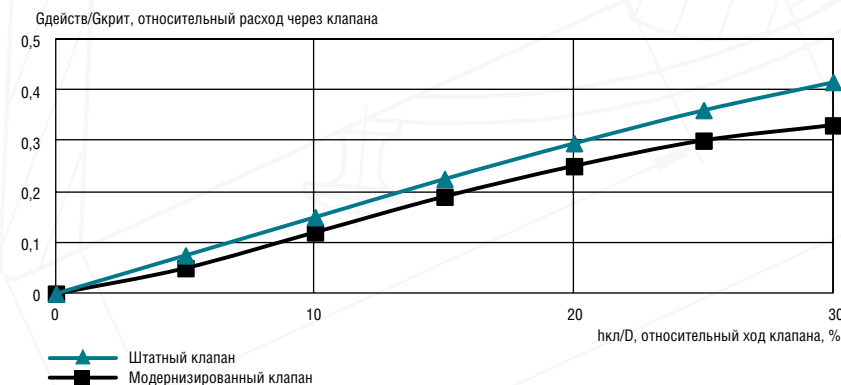


2.8 Модернизация регулирующих клапанов

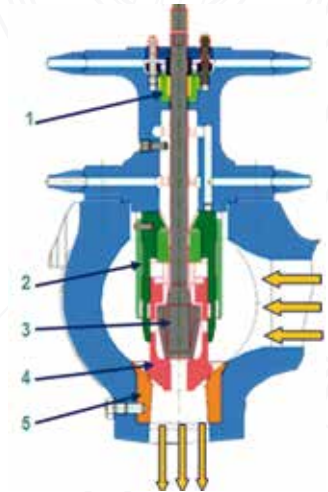
Новые клапаны имеют меньшее аэродинамическое сопротивление по сравнению с существующими примерно на 1-1,5 %. Уменьшение сопротивления клапана достигается как увеличением посадочного диаметра, так и выполнением специальной формы тарелки клапана и диффузора (седла). Виброустойчивость обеспечивается принятой системой впуска пара внутрь клапана и величиной зазоров между деталями. Применение шлицевого соединения деталей вместо прежнего резьбового обеспечивает легкую сборку и разборку клапана при ремонте для проверки состояния штока или его замены.



Изменение усилий на штоке клапана по мере его открытия



Изменение относительного расхода пара по мере открытия клапана



1 – высокогерметичные уплотнения;
2 – втулка направляющая;
3 – шток;
4 – тарелка;
5 – седло.

2.9 Модернизация системы парораспределения с кулачковым приводом клапанов

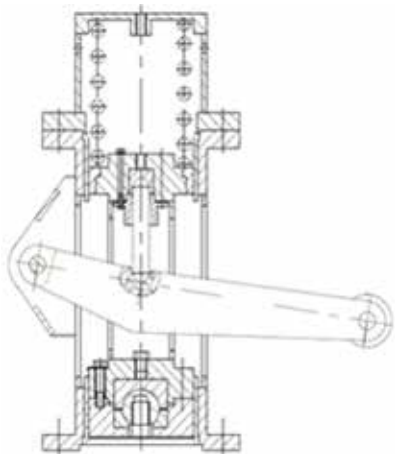
Приводом для закрытия регулирующих клапанов в системах парораспределения с кулачковым механизмом являются пружинные колонки. Основные детали колонок (корпус и рамка) – традиционно изготавливались из серого чугуна. Опыт эксплуатации колонок показал, что иногда происходит зависание клапанов по причине «роста» чугуна и заклинивания деталей колонок. Отмечалось изнашивание шпоночных пазов на рамке, а также разрушения чугунных деталей вследствие хрупкости материала.

Новые колонки имеют те же присоединительные размеры и силовые характеристики, но при этом:

- в них усилено шпоночное соединение между корпусом и рамкой;
- поверхности трения между корпусом и рамкой азотированы;
- колонки оборудованы указателем положения штока клапана – стрелочной шкалой;
- колонки могут поставляться в двух исполнениях: для втулочной и для шаровой подвески клапана.

Применение стальных приводных колонок регулирующих клапанов создает следующие преимущества перед чугунными:

- устраняется отказ клапанов по причине роста чугуна;
- уменьшается трудоемкость ремонтов;
- устраняется риск раскола деталей, характерный для чугуна, повышается ремонтопригодность;
- облегчается наладка и определение характеристик парораспределения;
- замена чугунной колонки на стальную может быть выполнена персоналом электростанции;
- при хорошей технической подготовке работы по замене колонки можно произвести во время суточного останова турбины.



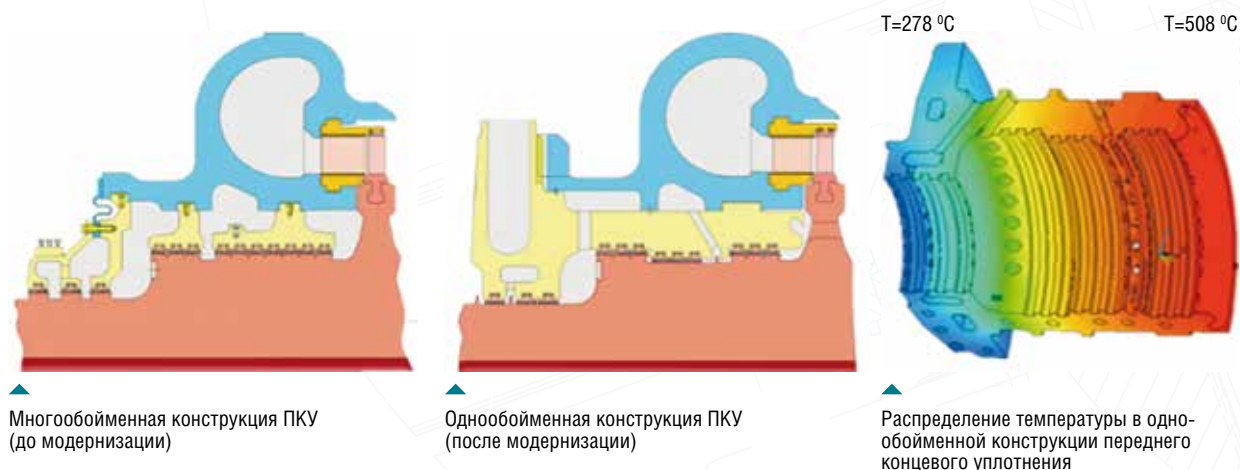
2.10 Модернизация переднего концевого уплотнения ЦСД

Проект модернизации разработан с целью предотвращения коробления узлов переднего концевого уплотнения ЦСД, приводящего к пропариванию и присосам воздуха в вакуумную систему, и повышения ремонтопригодности.

Модернизация включает реконструкцию существующей обоймы № 2 уплотнения и установку новой, более жесткой обоймы № 3, а также новой каминной камеры без компенсирующего кольца. Отсос паровоздушной смеси из каминной камеры выполнен в верхней и нижней половинах.

Кроме этого, выполняется реконструкция схемы уплотнений с охлаждением переднего концевого уплотнения ЦСД паром от заднего концевого уплотнения ЦВД.

Благодаря изменению конструкции и схемы уплотнения «горячая» зона «отодвигается» вглубь ЦСД, где расположены массивные и мало подверженные деформациям детали. Температура металла в зоне соединения корпуса каминной камеры и ЦСД снижается на 100-110 °С по сравнению с существующей. Это позволяет выполнить установку каминной камеры без соединительного компенсирующего кольца, что повышает ремонтопригодность уплотнения.



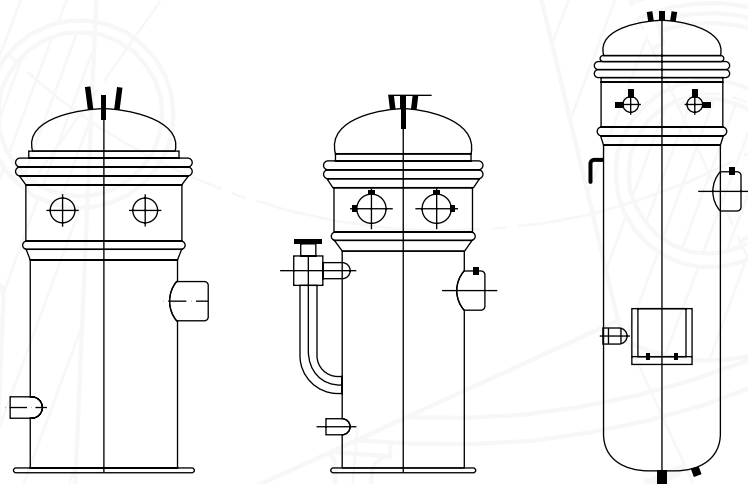
2.11 Применение конденсатора пара уплотнений в паровых турбинах (КПУ)

Конденсатор пара уплотнений типа КПУ-50-2,5 предназначен для конденсации пара, отсасываемого из концевых уплотнений, и может выпускаться в трех исполнениях:

- КПУ-50-2,5-1. Выполняется совместно с выносным водоструйным эжектором типа ЭВ 7-200 для удаления воздуха из КПУ.
- КПУ-50-2,5-2. Выполняется совместно с пароструйным эжектором типа ЭП 1-400, размещаемым непосредственно на корпусе КПУ.
- КПУ-50-2,5-3. Выполняется совместно с выносным водоструйным эжектором типа ЭВ 7-200 и конденсатосборником для поддержания регулирования уровня конденсата в КПУ.

Применение КПУ данного типа позволяет:

- обеспечить практически полную герметичность КПУ;
- исключить коробление фланцевого разъема;
- существенно снизить вероятность присосов воздуха в КПУ;
- предотвратить вынос меди в конденсатно-питательный тракт турбины, тем самым улучшить качество воды и пара;
- повысить надежность, срок службы и межремонтный период КПУ.

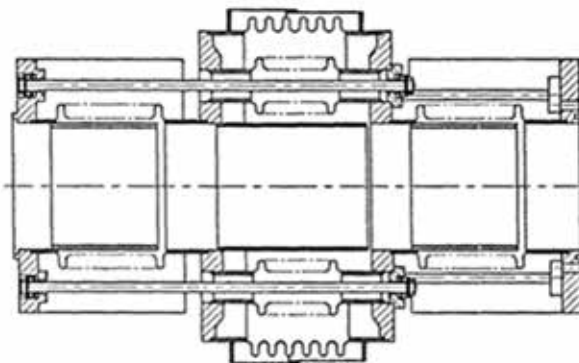


2.12 Использование сильфонных компенсаторов в паротурбинных блоках

В целях модернизации старых компенсирующих устройств, имеющих ряд недостатков, а также выработавших свой ресурс, предлагаются новые, изготовленные по современным технологиям, многослойные и однослойные сильфонные компенсаторы.

Преимущества перед традиционными компенсаторами:

- существенно большая податливость многослойного сильфона по отношению к линзе из однослойного листа;
- степени свободы: осевая, сдвиговая и поворотная;
- значительно меньшее количество сварных швов, их протяженность и высокое качество сварки.



2.13 Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора

Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбины проводится с целью снижения эрозионного износа выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней ЦНД.

Автоматизация конечных впрысков производится путем реализации специального алгоритма управления регулирующим клапаном, дополнительно установленным на трубопроводе подачи охлаждающего конденсата в ППУ.

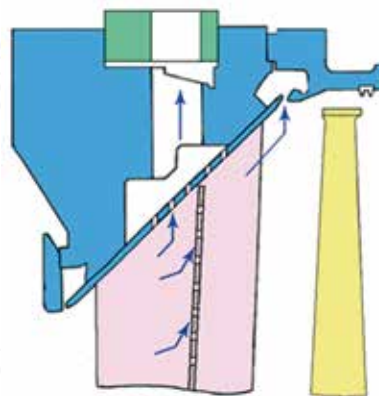
Автоматизация конечных впрысков в ППУ конденсатора позволяет оптимизировать расход охлаждающего конденсата, обеспечив как приемлемое тепловое состояние выхлопных частей ЦНД, так и отсутствие избыточного количества эрозионноопасной влаги в выхлопных патрубках.

Применение дозированного расхода конденсата на конечные впрыски позволит увеличить ресурс работы лопаток последних ступеней в 1,3 раза.

2.14 Система влагоудаления в последних ступенях ЦНД

Система влагоудаления используется в сварных диафрагмах, разработанных для ступеней с рабочей лопаткой длиной 960 мм, и обеспечивает отсос влаги из зоны ее концентрации в районе сопряжения направляющих лопаток с периферийным обводом и с поверхности периферийного обвода позади направляющих лопаток.

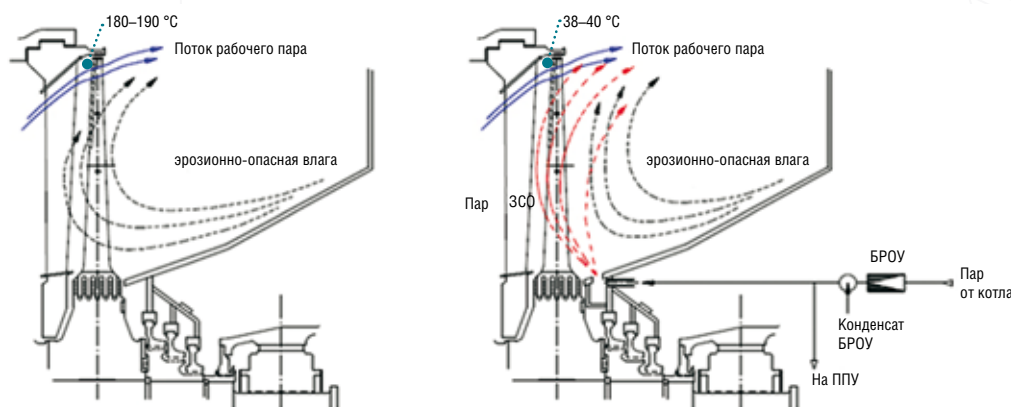
Около 1,3% пара отсасывается в систему влагоудаления вместе с влагой, причем большая часть отсасывается в зоне концевых вихрей, что в результате увеличивает эффективность ступени. Применение системы влагоудаления позволяет повысить надежность лопаточного аппарата последних ступеней ЦНД.



2.15 Заградительная система охлаждения ЦНД

Применение заградительной системы охлаждения (ЗСО) ЦНД позволяет:

- защитить выходные кромки рабочих лопаток последних ступеней от эрозии, вызванной движением обратных охлаждающих потоков из конденсатора, за счет создания закрученной кольцевой струи влажного пара, дробящей в мелкодисперсную фракцию эрозионную влагу;
- сохранить адгезию паяных стеллитовых пластин за счет охлаждения среды в межвенцовых зазорах последних ступеней влажным охлаждающим паром.



Применение ЗСО позволяет увеличить ресурс работы лопаток последних ступеней в 1,5-2 раза.

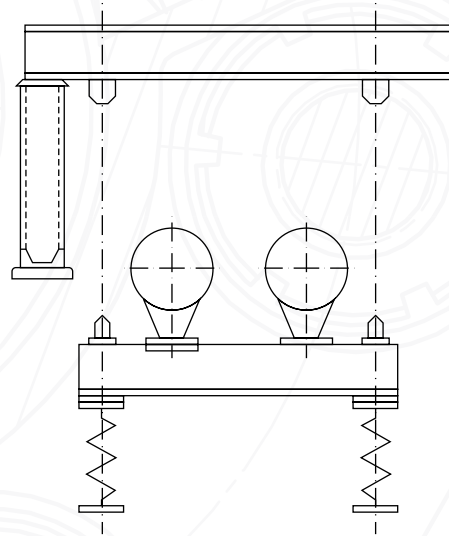
2.16 Реконструкция опоры корпуса стопорного клапана ЦСД

Износ опорных поверхностей под амортизаторами опор стопорного клапана ЦСД ухудшает тепловые перемещения корпусов стопорных клапанов, что приводит к неравномерному тепловому перемещению цилиндра и к уменьшению значений его абсолютных тепловых перемещений.

Новая конструкция опор исключает появление усилий, негативно влияющих на тепловые перемещения ЦСД. Помимо этого, она позволяет свободно изменять нагрузки на опорных поверхностях на всех этапах эксплуатации турбин, что повышает надежность и маневренность турбины.

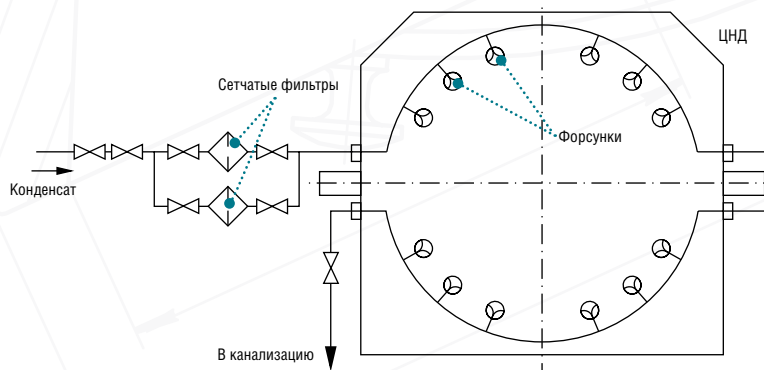
Модернизация конструкции опор предполагает:

- удаление существующих амортизаторов;
- установку существующих пружин в амортизаторах в качестве опорно-подвесной системы.



2.17 Система охлаждения ЦНД

Для предотвращения чрезмерного разогрева выхлопных патрубков и лопаток последних ступеней турбины при работе на малорасходных режимах, за счет вентиляционных потерь, предусматривается специальная система водяного форсуночного охлаждения. Такое решение позволяет эффективно производить охлаждение выхлопного патрубка, исключив присутствие в нём эрозионно-опасной влаги. Эрозионный износ рабочих лопаток последней ступени при этом, соответственно, не происходит.



2.18 Восстановление эрозионно-изношенных рабочих лопаток последних ступеней ЦНД

Технология восстановления рабочих лопаток может быть реализована как без разлопачивания ремонтируемой ступени ротора, так и с разлопачиванием.

При применении технологии без разлопачивания ступени ротора объем работ включает:

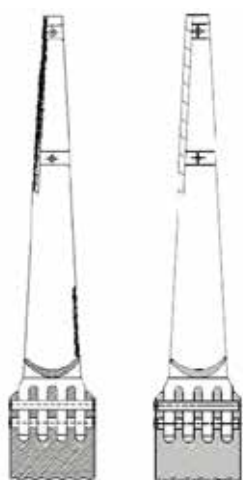
- механическое снятие эрозионно-изношенной части входной кромки лопатки;
- наплавка профиля лопатки в контролируемых условиях термического цикла, ее механическая обработка, полирование и контроль;
- приварка стеллитовых пластин в контролируемых условиях термического цикла;
- полирование мест приварки, контроль неразрушающими методами.

Эффективность технологии оценивается исходя из стоимости выполнения полного объема вышеуказанных

технологических операций, которая составляет порядка 40% стоимости нового облопачивания.

При применении технологии с разлопачиванием ротора проводятся все операции аналогично варианту без разлопачивания (наплавка и приварка стеллитовых пластин), а также выполняемые дополнительно глубокий термический отпуск и ионная имплантация с нанесением многослойного вакуумно-плазменного покрытия нитридом титана. При проведении ремонта ступени ротора с разлопачиванием предел усталости на лопатках выше предела усталости без разлопачивания на 15%, а с дополнительной ионной имплантацией предел усталости повышается еще на 18%.

Эффективность технологии с разлопачиванием и с применением ионной имплантации оценивается исходя из стоимости выполнения полного объема работ, которая составляет порядка 50% стоимости нового облопачивания.



3. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение маневренности паровых турбин

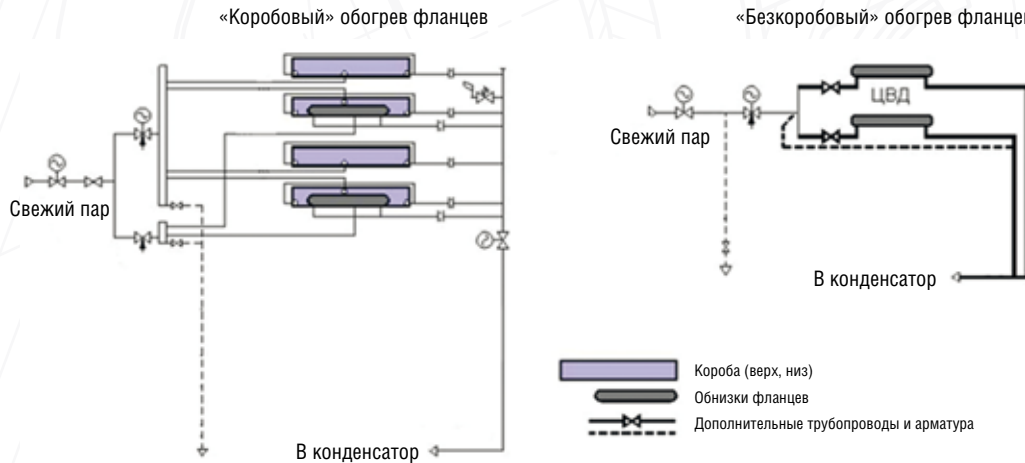
№	Наименование	Турбины				
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300
1	Реконструкция системы обогрева фланцев цилиндра	+	+	+	+	+
2	Реконструкция дренажей перепускных труб	+	+	+	+	+
3	Моторный режим работы паровых турбин	+	—	+	+	—
4	Технология предтолчкового прогрева паровых турбин	—	+	—	+	+
5	Установка пароприемных устройств в конденсаторах для обеспечения возможности работы турбин в блоке с котлом	+	+	+	—	—
6	Мероприятия по нормализации тепловых расширений паровых турбин	+	+	+	+	+

3.1 Реконструкция системы обогрева фланцев цилиндра

В ходе реконструкции производится замена существующей «коробовой» системы обогрева фланцев цилиндра на «бескоробовую». «Бескоробовая» система имеет следующие преимущества:

- существенное упрощение конструкции. Греющий пар, отбираемый из главного паропровода до ГПЗ, подается только в обнизки фланцев горизонтального разъёма цилиндра. Короба обогрева фланцев цилиндра могут либо демонтироваться, либо быть оставлены. Количество арматуры сокращается на 8 единиц, в том числе на 2 предохранительных клапана. Это улучшает вакуумную плотность турбоустановки за счет исключения присосов воздуха через предохранительные клапаны. Сокращается количество трубопроводов, исключает коллектора обогрева;
- упрощенная эксплуатация системы в следствие сокращения арматуры;

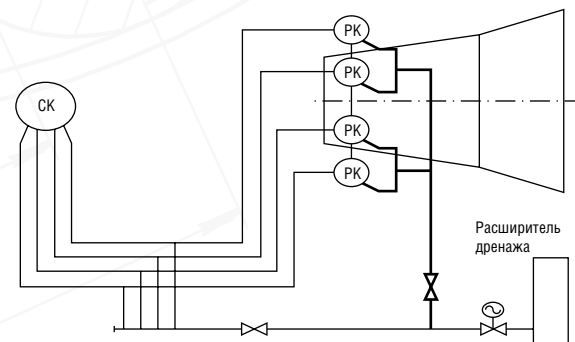
- возможность включения системы в работу до толчка турбины с целью выравнивания относительного расширения ротора турбины, что значительно сокращает время пуска.



Применение реконструированной системы обогрева сокращает время пуска турбины из холодного и неостывшего состояний в среднем на 20 минут. Годовая экономия топлива при восьми пусках в год из холодного и неостывшего состояний составит ориентировочно 20 тонн условного топлива, при работе турбины в маневренном графике (50 пусков в год) – 120 тонн условного топлива.

3.2 Реконструкция дренажей перепускных труб

При проведении реконструкции выполняются дополнительные дренажи из восходящих участков перепускных труб цилиндров или из коробов регулирующих клапанов. Предлагаемая схема дренажей позволяет при пуске турбины прогреть как нисходящие, так и восходящие участки перепускных труб, улучшить условия прогрева регулирующих клапанов. Это снижает вероятность попадания влаги в паровпускные органы цилиндров, а также уменьшает время прогрева перепускных труб, что сокращает время пуска турбины в среднем на 10 мин.



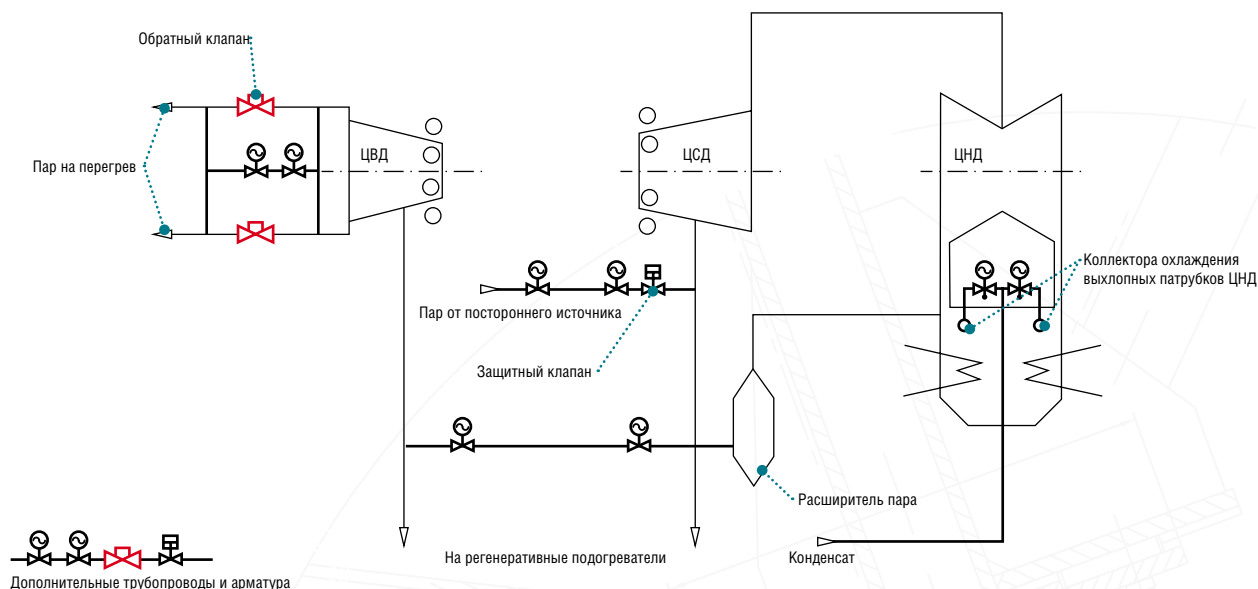
3.3 Моторный режим работы паровых турбин

При использовании паровых турбин для регулирования неравномерности суточного графика нагрузки энергосистемы наиболее оптимальным является моторный режим, то есть режим работы без подачи свежего пара в турбину через паровпускные органы, когда генератор не отключен от сети и работает в качестве двигателя, вращая ротор с синхронной частотой. При этом ЦВД находится в беспаровом вакуумном режиме, а в ЦСД подается пар от постороннего источника с целью охлаждения последних ступеней турбины (см. схему для турбины типа К-200). Для охлаждения выхлопных патрубков ЦНД используется специальная система охлаждения. При работе в моторном режиме тепловое состояние турбины поддерживается близким к тепловому состоянию при работе под номинальной нагрузкой. Это позволяет при переходе в активный режим работы производить быстрое нагружение турбины до номинальной нагрузки или до нагрузки, определяемой диспетчерским графиком.

Применение моторного режима повышает надежность турбины по сравнению с пуско-остановочными режимами работы турбины, так как:

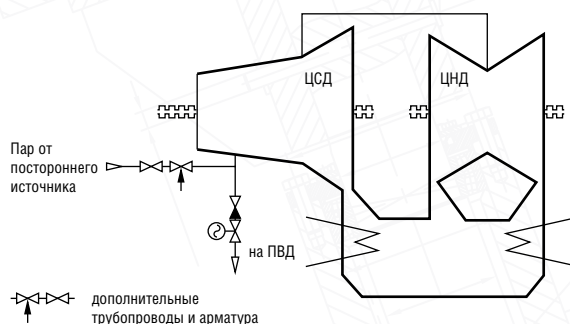
- валопровод не проходит через критические частоты;

- не происходит расхолаживания и последующего нагрева проточной части (как при пусках турбины), что исключает циклические температурные напряжения;
- уменьшается износ уплотнений турбины, что повышает экономичность турбоустановки;
- кроме того, при работе турбины в моторном режиме генератор может работать в качестве синхронного компенсатора, то есть участвовать в регулировании $\cos\phi$ в энергосистеме.



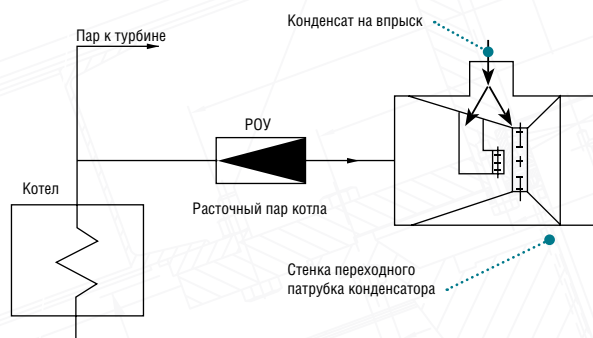
3.4 Технология предтолчкового прогрева ротора ЦСД

Технология предусматривает проведение прогрева ЦСД до температуры 100–120 °С при пуске из холодного состояния до начала пусковых операций на турбине. Это позволяет сократить до минимума (до 5–10 мин.) выдержку на промежуточной частоте вращения (1200 об/мин), предусмотренную для прогрева ротора СД турбины перед выходом на холостой ход до температуры 120 °С. Общее время пуска турбины сокращается на 40–50 мин., и, соответственно, сокращаются пусковые потери топлива.



3.5 Установка пароприемных устройств в конденсаторах для обеспечения возможности работы турбин в блоке с котлом

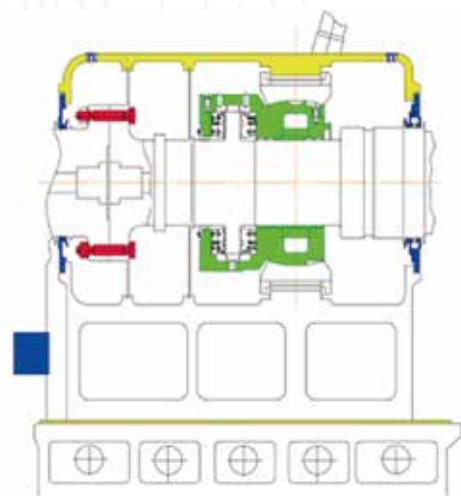
Для обеспечения работы турбины в блоке с котлом производится перетрассировка сбросного трубопровода от растопочного РОУ в конденсаторы. Сброс пара выполняется в переходные патрубки конденсаторов под обоими выхлопами турбины. На сбросе пара в переходные патрубки установлена вторая ступень охлаждения растопочного пара котла – пароприемные устройства. Охлаждение пара производится конденсатом из напорной линии КЭН. Конструкция пароприемных устройств обеспечивает эффективный распыл охлаждающего конденсата и его мелкодисперсность.



3.6 Мероприятия по нормализации тепловых расширений паровых турбин

Для улучшения расширения турбины предлагается установка металлофторопластовых лент (МФЛ) на фундаментные рамы переднего и среднего подшипников с механическим креплением их к опоре.

Нормализованные тепловые расширения турбины позволяют сократить время пуска турбин из холодного и неостывшего состояний в среднем на 20-25 мин.



Продолжительность проведения работ:

№	Наименование	Сроки
1	Организация регулируемого отбора пара за ЦСД паровых турбин	Разработка проектной техдокументации – 4 мес.; Изготовление необходимого оборудования – 4 мес.; Шефмонтажные работы в период капитального ремонта – 3 мес.; Шефналадочные работы после капитального ремонта – 3 мес.;
2	Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара из турбин	Разработка проектной документации – 2 мес. Шефмонтажные и шефналадочные работы в период ремонта – 2 мес.
3	Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин от повышения давления	Разработка проектной документации – 2 мес.; Изготовление необходимого оборудования – 2 мес.; Продолжительность контракта, а также шефмонтажные и шефналадочные работы – по договоренности сторон, с учетом плановых сроков ремонта.
4	Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 м	Разработка проектной документации – 1 мес. Шефмонтажные работы в период ремонта – 1 мес; Шефналадочные работы после ремонта – 15 дней.
5	Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки при работе по тепловому графику	Разработка проектной документации – 4...5 мес.; Шефмонтажные работы в период ремонта – 2 мес.; Шефналадочные работы после ремонта – 2 мес.
6	Реконструкция трубопровода отбора пара к ПСГ-2 с исключением из тепловой схемы обратного клапана КОС-1200 (только для турбин типа ПТ-80-130)	Разработка проектной документации – 1 мес; Шефмонтажные работы в период ремонта – 15 дней.
7	Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэратора во внутритурбинные трубопроводы	Разработка проектной документации – 1 мес; Шефмонтажные работы в период ремонта – 15 дней.
8	Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1	Разработка проектной документации – 1 мес. Шефмонтажные работы в период ремонта – 1 мес; Шефналадочные работы после ремонта – 15 дней.
9	Замена гибкой полумуфты РВД-РСНД (для турбин типа ПТ-60)	Срок определяется по результатам анализа первичного обращения клиента

4. Пакеты малых модернизаций, направленные на повышение ремонтпригодности паровых турбин

№	Наименование	Турбины				
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300
1	Технология останова ВПУ и системы смазки при температурах металла цилиндра в зоне паровпуска 250-270 °С	+	+	+	+	+
2	Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины	+	+	+	+	+
3	Модернизация болтового соединения фланцев полумуфт паровых турбин	+	+	+	+	+
4	Динамометры сжатия	+	+	+	+	+
5	Измеритель удлинений шпилек ИУ-20, ИУ-35	+	+	+	+	+

4.1 Технология останова ВПУ и системы смазки при температурах металла в зоне паровпуска 250–270 °С

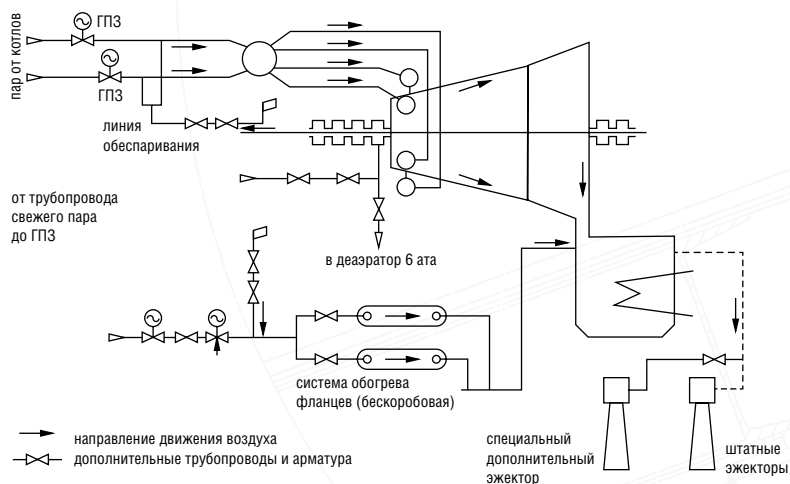
На основании тепловых и прочностных расчетов и последующих наладочных работ выдается разрешение на останов (в случае необходимости) ВПУ и системы смазки при температуре металла паровпуска ЦВД и ЦСД 250-270 °С. Контроль температурного состояния баббита подшипников ведется как по существующему, так и по дополнительному штатному термоконтролю.

Таким образом, повышение значения температуры, при которой допускается останов ВПУ и системы смазки на 80–100 °С, сокращает время вывода турбины в ремонт после останова до трех с половиной суток.

4.2 Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины

Технология предназначена для сокращения продолжительности остывания остановленной турбины до температур, допускающих остановку валоповоротного устройства и системы смазки.

Расхолаживание турбины воздухом производится путем организации его движения через проточную часть цилиндров и систему обогрева фланцев цилиндра с помощью эжекторов, создающих разрежение в конденсаторе. Совместное применение технологии более раннего останова ВПУ и технологии принудительного расхолаживания воздухом с помощью специального дополнительного эжектора сокращает время вывода турбины в ремонт до 20-24 часов.



4.3 Модернизация болтового соединения фланцев полумуфт паровых турбин

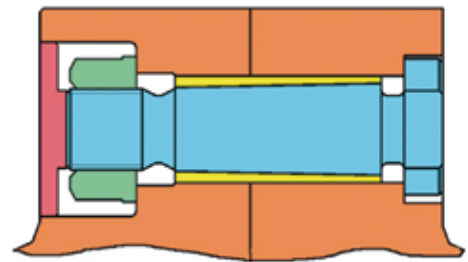
Основным способом соединения полумуфт роторов турбин является соединение цилиндрическими призонными болтами. Призонные болты устанавливаются в отверстия полумуфт с зазором 0,02-0,04 мм.

При извлечении штатного крепежа при ремонте, либо для выполнения замеров центровки роторов, часто происходят повреждения соединительных болтов и отверстий в полумуфтах. Если изготовление новых болтов является относительно простой задачей, то восстановление рабочих поверхностей отверстий в муфтах (райберовка отверстий) является трудоемкой и длительной операцией, значительно увеличивающей срок и стоимость ремонта турбоагрегата.

Вышеперечисленные недостатки можно исключить, применив беззазорное соединение полумуфт, состоящее из шпильки с конусной посадочной поверхностью и втулки, имеющей внутреннюю коническую часть и наружную цилиндрическую поверхность.

Преимущества конструкции:

- Способность передавать значительно больший крутящий момент без повреждений отдельных соединений, так как в беззазорном соединении все шпильки одновременно, в равной степени, принимают нагрузку на срез. Смещение полумуфт при работе под нагрузкой и в штатных режимах изменения нагрузки – практически исключено. Этому препятствуют установленные без зазора шпильки.
- Точность и стабильность центровки роторов по полумуфтам при их соединении после ремонтов с обеспечением первоначальной монтажной центровки, при которой проводилась райберовка отверстий. Крепеж, в данном случае, выполняет роль штифтов повышенной точности, что значительно сокращает срок центровки и сборки соединения.
- Значительное сокращение сроков разборки соединения, так как шпильки с втулками и отверстия в полумуфтах не подвергаются повреждениям. После выемки конусной шпильки втулка принимает свое исходное состояние и благодаря гарантированному зазору легко вынимается из отверстия.



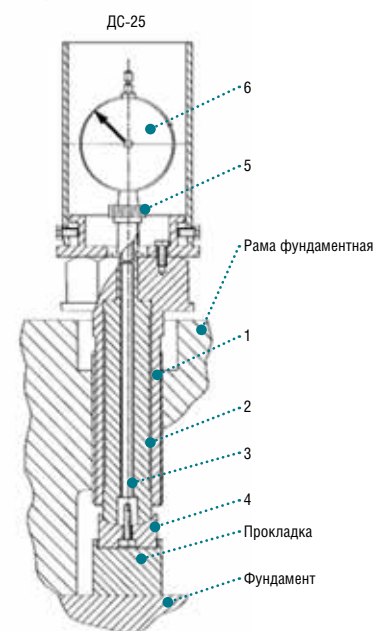
4.4 Динамометры сжатия

Динамометры сжатия (ДС) предназначены для измерения опорных нагрузок на корпуса подшипников и фундаментные рамы от веса цилиндров и подсоединенных к ним трубопроводов в процессе сборки и определения суммарных усилий при прогреве и эксплуатации турбин во всем диапазоне вырабатываемой мощности.

С целью повышения точности измерений и обеспечения приемлемых массогабаритных показаний динамометра его упругий элемент изготавливается из высокопрочного титанового сплава ВТ-5. Точность измерения $\pm 1\%$ от максимальной величины нагружения.

По результатам измерений определяются и реализуются мероприятия по оптимизации нагрузок и нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин.

Принцип работы основан на измерении упругой деформации упругого элемента (2) деформирующегося при ввинчивании корпуса (1) в отверстие в лапе цилиндра турбины или взвешиваемом объекте. Деформация упругого элемента (2) через стержень (3) регистрируется индикатором часового типа И410 кл.0 ГОСТ 577-68.



Основные части динамометра:
1 – корпус, 2 – упругий элемент, 3 – стержень,
4 – подпятник, 5 – гайка, 6 – индикатор.

4.5 Измеритель удлинений шпилек ИУ-20, ИУ-35

Традиционно контроль затяжки крепежа фланцевых соединений горизонтальных разъемов цилиндров паровых турбин производится по дуге поворота колпачковых гаек. Опыт монтажных и ремонтных работ, а также расчетно-экспериментальные исследования показывают, что данный способ затяжки является недостаточно точным. Для качественной затяжки крепежа фланцевых соединений предлагается использовать измеритель удлинений шпилек. Данный способ измерения длины шпильки (через центральное отверстие) определяет фактическое удлинение при затяжке, как разность между показаниями до и после затяжки гайки.

Прибор состоит из трубки с приваренной к ней нижней лапкой, корпуса с закрепленным на нем индикатором часового типа с ценой деления 0,01 мм и ползуна с верхней лапкой.



Продолжительность проведения работ:

№	Наименование	Сроки
1	Реконструкция системы обогрева фланцев цилиндра	Разработка проектной документации – 1 мес. Шефмонтажные работы в период капитального ремонта – 1 мес. Шефналадочные работы после капитального ремонта – 2 недели.
2	Реконструкция дренажей перепускных труб	Разработка проектной документации – 2 недели. Шефмонтажные работы в период ремонта – 2 недели.
3	Моторный режим работы паровых турбин	Разработка проектной документации – 2...3 мес. Изготовление необходимого оборудования – 3 мес. Шефмонтажные работы в период капитального ремонта – 2 мес. Шефналадочные работы после капитального ремонта – 3 мес.
4	Технология предтолчкового прогрева паровых турбин	Разработка проектной документации – 2 мес. Шефмонтажные работы в период ремонта – 1 мес. Шефналадочные работы после ремонта – 1 мес.
5	Установка пароприемных устройств в конденсаторах для обеспечения возможности работы турбин в блоке с котлом	Разработка проектной документации – 1 мес. Шефмонтажные работы в период капитального ремонта – 1 мес. Шефналадочные работы после капитального ремонта – 1 мес.
6	Мероприятия по нормализации тепловых расширений паровых турбин	Разработка техдокументации – 1 мес. Изготовление динамометров для определения опорных усилий цилиндра турбины – 1 мес. Обследование турбины перед капитальным ремонтом – 1 мес. Шефмонтажные работы в период капитального ремонта – 2 мес. Шефналадочные работы после капитального ремонта – 1 мес.

5. Пакеты малых модернизаций для паровых турбин, работающих по тепловому графику

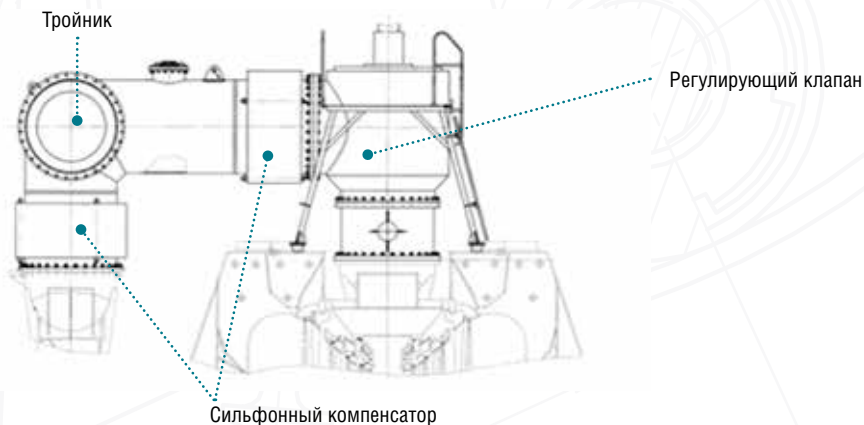
№	Наименование	Турбины				
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300
1	Организация регулируемого отбора пара за ЦСД паровых турбин	—	—	+	+	+
2	Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара из турбин	—	+	—	—	—
3	Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин от повышения давления	—	+	—	+	+
4	Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 м	—	+	—	—	—
5	Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки при работе по тепловому графику	—	+	—	—	—
6	Реконструкция трубопровода отбора пара к ПСГ-2 с исключением из тепловой схемы обратного клапана КОС-1200 (только для турбин типа ПТ-80-130)	—	+	—	—	—
7	Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэратора во внутритурбинные трубопроводы	—	+	—	—	—

№	Наименование	Турбины				
		К-50	ПТ-60(80)	К-100	К-200	К-300
8	Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1	—	+	—	—	—
9	Замена гибкой полумуфты РВД-РСНД (для турбин типа ПТ-60)	—	—	—	—	—

5.1 Организация регулируемого отбора пара за ЦСД паровых турбин

Предлагаемая модернизация турбоустановки позволяет получить тепловую нагрузку до 200 Гкал/час при температуре подогрева сетевой воды до 120 °С. Максимальный расход пара на теплофикацию составляет 360 т/час.

Решение не требует установки поворотной диафрагмы. Организация регулируемого теплофикационного отбора пара осуществляется путем установки специальных регулирующих клапанов на перепускных трубах ЦСД-ЦНД. Поддержание требуемого для теплофикации давления пара осуществляется путем прикрытия регулирующих клапанов теплофикационного отбора. Отбор пара на теплофикацию производится из перепускных труб ЦСД-ЦНД. В качестве защиты от недопустимого повышения давления пара в теплофикационном отборе на трубопроводе отбора пара установлены два предохранительных клапана прямого действия. Подогрев сетевой воды одноступенчатый, осуществляемый в подогревателе типа ПСГ-4600.

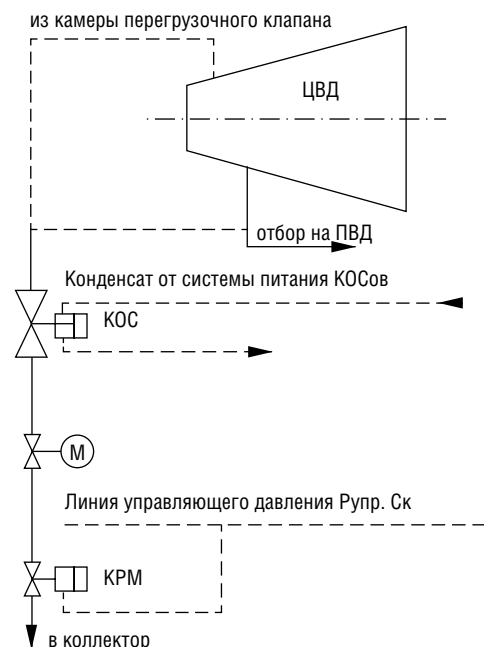


5.2 Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара из турбины

В зависимости от величины давления и расхода пара, необходимых для дополнительного потребителя, дополнительный нерегулируемый отбор может быть организован из камеры перегрузочного клапана (при давлении 33-50 кгс/см²) или из отбора на последний ПВД (при давлении 27-30 кгс/см²).

В обоих случаях на трубопроводе дополнительного отбора последовательно устанавливаются обратный клапан типа КОС, запорная задвижка с электроприводом и стопорный клапан КРМ. Обратный клапан снабжен гидравлическим сервомотором, а стопорный клапан – масляным.

Гидравлический сервомотор обратного клапана КОС подключается к системе питания обратных клапанов на регенеративных отборах из турбины. Сервомотор стопорного клапана КРМ включается в систему регулирования турбины. Вся указанная арматура на трубопроводе дополнительного отбора закрывается при закрытии стопорного клапана (СК) турбины.



5.3 Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин от повышения давления

Модернизация направлена на повышение надежности и экономичности турбоустановки с возможностью снижения ее металлоемкости за счет организации автоматических воздействий на подачу пара в теплофикационный отбор при недопустимом повышении давления в этом отборе.

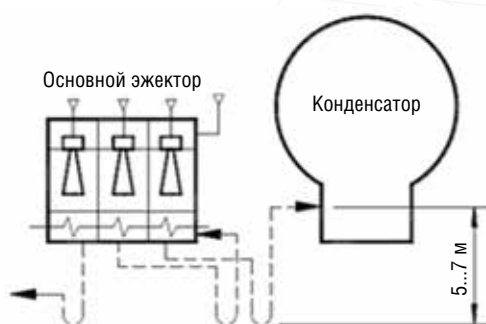
Внедрение данной системы позволяет отказаться от применения предохранительных клапанов большого диаметра типа КПП 600/800 и связанных с ними громоздких трубопроводов.

5.4 Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 м

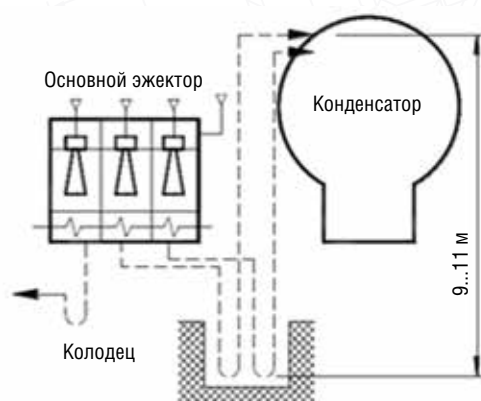
В процессе эксплуатации турбины на различных режимах, и в особенности пусковых, при посекционном включении в работу основных эжекторов, а также при переключении с одной секции эжектора на другую, возможны срывные явления в эжекторе и, как следствие, потеря вакуума в конденсаторе. Для устойчивой работы эжекторов в тепловой схеме турбоустановки предусмотрены гидрозатворы на сливах из эжекторов, создающие дополнительные сопротивления.

Для обеспечения устойчивой работы эжекторов во всех режимах эксплуатации возможны следующие варианты модернизации:

1. Увеличение глубины самого гидрозатвора за счет увеличения глубины колодца.
2. Врезка трубопровода слива эжектора в паровую часть конденсатора (вместо имеющейся врезки в нижней части конденсатора).



Существующая схема



Модернизированная схема

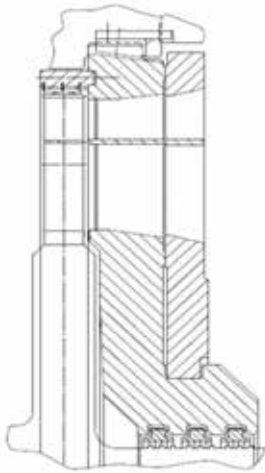
5.5 Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки при работе по тепловому графику

Уплотнение поворотной диафрагмы производится с целью повышения экономичности турбоустановки при работе в режиме с полностью закрытой поворотной диафрагмой за счёт уменьшения непроизводительной протечки пара в конденсатор. Эта протечка предусматривалась для охлаждения рабочих лопаток последней ступени турбины и выхлопного патрубка, разогревающихся за счёт потерь на трение и вентиляцию. Пар, поступающий через неплотности поворотной диафрагмы в последний отсек турбины, ни электрической, ни полезной тепловой мощности не вырабатывает.

Уплотнение поворотной диафрагмы позволяет сократить величину протечки до минимума, направив дополнительный пар в подогреватель сетевой воды. Это выполняется за счёт уменьшения осевого зазора между подвижным и неподвижным кольцами поворотной диафрагмы, а также за счёт обеспечения более полной перекрыши между окнами упомянутых колец. Уплотнение поворотной диафрагмы при работе по тепловому графику снижает вентиляционный пропуск пара в конденсатор турбины ориентировочно на 15 т/час.

Это позволяет дополнительно увеличить тепловую нагрузку на 7 Гкал/час.

Охлаждение лопаток последней ступени и выхлопного патрубка производится специальной водяной форсуночной системой охлаждения.



5.6 Реконструкция трубопровода отбора пара к ПСГ-2 с исключением из тепловой схемы обратного клапана КОС-1200 (только для турбин типа ПТ-80-130)

При выполнении реконструкции демонтируется клапан КОС-1200 и электрифицированная задвижка на трубопроводе отбора к ПСГ-2 (как вариант, задвижка может быть сохранена для ремонтных целей). Для обеспечения эффективного дренирования трубопровода отбора производится подъем его горизонтального участка и вызванное этим смещение конденсатосборника конденсатора турбины в горизонтальной плоскости на расстояние 1 м.

С целью торможения обратных потоков влажнопаровой среды из конденсатосборников ПСГ в корпуса ПСГ, возникающих при сбросе нагрузки, в них устанавливаются специальные воронки.

5.7 Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэратора во внутритурбинные трубопроводы

Реконструкция повышает надежность работы турбины за счет исключения опасности попадания влаги в паровпускные органы ЦВД противотоком из деаэратора и связанной с этим вероятности погиба ротора ВД. При реконструкции из тепловой схемы исключается трубопровод отвода протечек от штоков клапанов в деаэратор, подведомственный Госгортехнадзору. Кроме того, за счет использования протечек высокопотенциального пара от штоков клапанов в проточной части турбины повышается ее экономичность.

5.8 Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1

Отбор пара на встроенный ПНД-1 расположен после поворотной диафрагмы. В режимах с полностью закрытой поворотной диафрагмой ПНД-1 не загружен и не используется. Поэтому для турбин, большую часть года работающих по тепловому графику (с закрытой поворотной диафрагмой), возможен демонтаж встроенного ПНД без снижения экономичности.

Такое решение позволяет:

- исключить опасность заброса влажнопаровой среды в турбину в случае разрыва трубок ПНД-1. Слив конденсата греющего пара из ПНД-1 производится через гидрозатвор в конденсатор, уровень в ПНД-1 не контролируется. В случае разрыва трубок подогревателя пропускной способности сливного трубопровода может оказаться недостаточно и корпус подогревателя будет заполняться водой. При этом возможно как

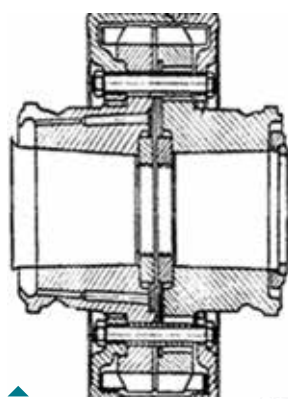
непосредственное поступление воды в проточную часть, так и заброс влажнопаровой среды в турбину при сбросе нагрузки и вскипании имеющегося в корпусе ПНД-1 конденсата;

- упростить тепловую схему и уменьшить работы по обслуживанию турбоустановки;
- уменьшить сопротивление тракта основного конденсата и, соответственно, затраты электроэнергии на работу КЭН;
- использовать узлы демонтированного ПНД-1 для нужд электростанции.

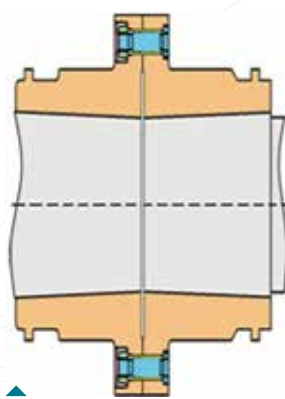
5.9 Замена гибкой полумуфты РВД-РСНД (для турбин типа ПТ-60)

Замена гибкой муфты на жесткую:

- исключает возможность расцентровки валопровода и нарушение способности гибкой муфты компенсировать осевые перемещения при износе зубьев;
- повышает эксплуатационную надежность соединения РВД-РСНД.



До модернизации



После модернизации



Продолжительность проведения работ:

№	Наименование	Сроки
1	Технология останова ВПУ и системы смазки при температурах металла цилиндра в зоне паровпуска 250-270 °С	Расчеты и разработка проектной документации – 1 мес. Шефмонтажные работы в период ремонта – 15 дней Шефналадочные работы после ремонта при останове в удобное для заказчика время – 1 мес.
2	Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины	Разработка проектной документации – 2 недели Шефмонтажные работы в период ремонта – 2 недели Шефналадочные работы после ремонта – 2 недели
3	Модернизация болтового соединения фланцев полумуфт паровых турбин	Срок определяется по результатам анализа первичного обращения клиента
4	Динамометры сжатия	Срок определяется по результатам анализа первичного обращения клиента
5	Измеритель удлинений шпилек ИУ-20, ИУ-35	Срок определяется по результатам анализа первичного обращения клиента

6. Модернизация вспомогательного оборудования

Также в ходе малых модернизаций могут быть выполнены работы по подбору и замене вспомогательного оборудования паротурбинной установки.

Маслоохладители

№	Тип	Расход масла, м³/час	Расход воды, м³/час
1	МП-80-60-1	80	60
2	МП-165-150-1...4165	165	150
3	330МП-330-300-1	330	300



Подогреватели

№	Назначение	Поверхность нагрева, м²
1	Регенеративные подогреватели	от 30 до 3200
2	Подогреватели сетевые вертикальные	от 200 до 2400
3	Подогреватели сетевые горизонтальные	от 1300 до 5000
4	Конденсатор пара уплотнений	от 30 до 340



Фильтры

№	Тип	Дн, мм
1	Ручной привод	250, 400, 600
2	Механический привод	1000, 1200, 1600, 2000, 2400



Клапаны

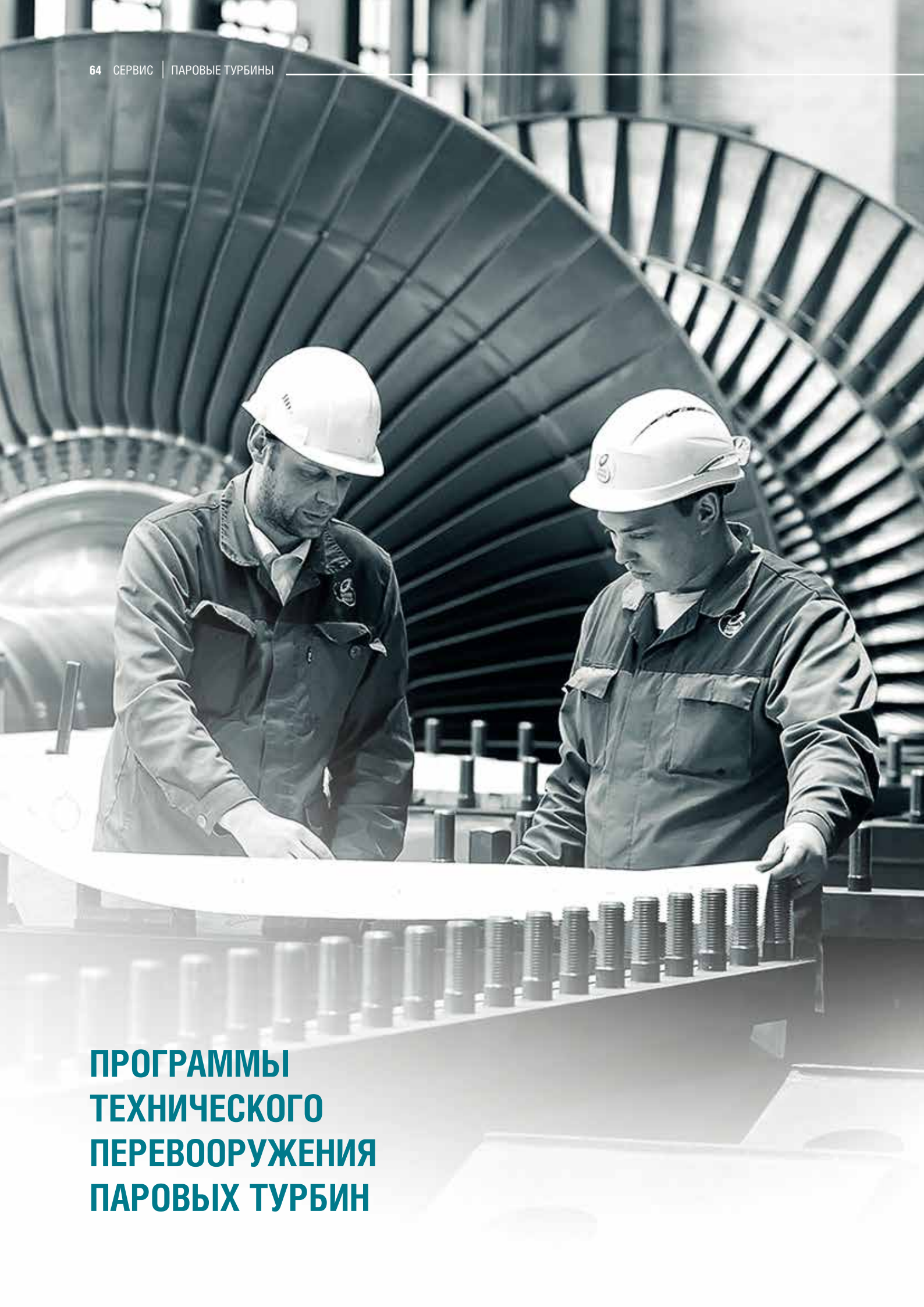
№	Тип	Дн, мм	Рн, МПа
1	Обратные клапаны	От 100 до 1400	От 0,1 до 15
2	Водорегулирующие клапаны с электрическим приводом	От 100 до 500 мм	От 2,5 до 10
3	Парорегулирующие клапаны с гидравлическим приводом	От 100 до 800 мм	От 0,63 до 6,3
4	Предохранительные клапаны	200/400 и 250/400	От 0,8 до 5,4



Эжекторы

№	Тип	Номинальный расход пара, кг/час	
1	Эжектор пароструйный	ЭП-3-750	750
		ЭП-1-400	400
		ЭП-1-1100	1100
		ЭП-1-2200	2200
		ЭП-1-4700	4700
Номинальный расход воды, м³/час			
2	Эжектор водоструйный	ЭВ-1-50	50
		ЭВ-1-100	100
		ЭВ-7-200	200
		ЭВ-13-450	450
		ЭП-13-900	900





**ПРОГРАММЫ
ТЕХНИЧЕСКОГО
ПЕРЕООРУЖЕНИЯ
ПАРОВЫХ ТУРБИН**

«Силовые машины» обладают значительным опытом решения сложных конструкторских задач, разработки и создания различного энергетического оборудования, поэтому в ходе выполнения проектов технического перевооружения могут реализовать индивидуальные опции, необходимые в каждом конкретном случае.

Программы технического перевооружения паровых турбин включают в себя следующие направления:

- Реновация – замена оборудования, выработавшего свой парк ресурс, восстановление параметров оборудования до проектного уровня.
- Модернизация – повышение параметров оборудования сверх проектных показателей с заменой части основных узлов и механизмов.
- Реконструкция – значительное повышение проектных параметров с заменой всех основных узлов и механизмов и проведением государственной экспертизы проектной документации.

Основные цели программ технического перевооружения:

- продление срока службы оборудования, выработавшего свой парк ресурс за счет замены высокотемпературных элементов конструкции;
- улучшение показателей экономичности, надежности, маневренности и ремонтпригодности оборудования;
- полное или частичное приведение характеристик оборудования в соответствие условиям современного потребительского рынка тепло- и электроэнергии.

Программы технического перевооружения разработаны для всего парка паровых турбин АО «Силовые машины», включая паровые турбины малой мощности КТЗ, а также турбин сторонних производителей.

1. Модернизация паровых турбин малой мощности КТЗ

Производство паровых турбин малой мощности сосредоточено на Калужском турбинном заводе (КТЗ). За более чем 70-летнюю историю своего существования КТЗ изготовил, испытал и успешно ввел в эксплуатацию более 3000 энергетических паровых турбин различного типоразмера и назначения.

Паровые турбины КТЗ отличаются простотой конструкции, качеством изготовления, компактностью, оптимальными массогабаритными характеристиками, высокой эффективностью и экономичностью, удобством сборки, монтажа и эксплуатации, а также высоким уровнем надежности.

Кроме паровых турбин гражданского назначения завод имеет колоссальный опыт в создании энергетических установок для судов ВМФ России, в том числе атомных, а также для крупных судов (ледоколов), работающих в экстремальных условиях северных морей.

Установленный срок службы паровых турбин производства КТЗ составляет 40 лет. По истечении этого периода необходимо либо провести капитальную модернизацию паровой турбины с целью повышения надежности, продления ресурса и увеличения мощности, либо выполнить замену турбины на новую.

Пакеты модернизации разработаны на самые распространенные и серийно производимые паровые турбины из заводского модельного ряда. В составе специального конструкторского бюро КТЗ действует бюро общего машиностроения и энергозапчастей, которое обрабатывает около 150 заявок заказчиков в год на поставку запасных частей.

Сводная таблица модернизационных мероприятий для паровых турбин производства КТЗ

Тип турбины	Мероприятия по модернизации	Цель модернизации
ПР-6-35/5/1,2 ПР-6-35/10/1,2 Р-6-35/5 Р-6-35/10 Р-10-35/3	Установка второй гибкой опоры в районе переднего подшипника	Улучшение вибрационных характеристик подшипника
Семейство ПТ-25 Р-12-90/18 Р-12-90/31	Замена лопаточного аппарата регулирующей ступени на лопатки с цельнофрезерованным бандажом и сварным пакетом	Повышение экономичности и эффективности установки за счет снижения профильных потерь и уменьшения паразитных протечек в проточной части
К-12-1,0ПА К-11-1,0П	Замена марки материала трубок конденсатора на 08Х18Н10Т или ВТ-1-0	Выполнение новых требований для оборудования АЭС, а также увеличение ресурса конденсатора
Семейство ПТ-12	Замена конденсатора КП-540 на КП-1000	Увеличение вырабатываемой мощности установки

Тип турбины	Мероприятия по модернизации	Цель модернизации
ПТ-25/30-90/10	Замена конденсатора КП-935 на КП-1200	Увеличение вырабатываемой мощности установки
Турбины типа «Р»	Модернизация схемы трубопроводов отсоса пара. Установить эжекторы отсоса вместо струйного подогревателя	Исключение парения из корпусов уплотнений
Для всех типов турбин	Модернизация схемы уплотнений. Исключение масляных или шибберных РУПов с установкой регулирующих клапанов	Удобство эксплуатации и обслуживания
Для всех турбин с наличием подогревателей высокого давления (ПВД)	Замена ПВД старой конструкции (со змеевиками) ПВ-60, ПВ-70, ПВ-30 на новую конструкцию с U-образными трубками ПВ-125	Обеспечение ремонтпригодности (старая конструкция была необслуживаемая)
Для всех турбин типа «К»	Замена предохранительных диафрагм на выхлопных частях на диафрагмы новой конструкции с самоуплотняющимися резиновыми уплотнениями	Повышение надежности работы узла
Для всех типов турбин, выпущенных до 1970 г.	Модернизация диафрагм с установкой вертикальной центрирующей шпонки	Исключение центровки верхних половин диафрагм. Удобство сборки и монтажа проточной части
Для всех турбин типа «К»	Замена эжекторов ЭО-30 и ЭО-50 старой конструкции (со змеевиками) на прямотрубные новой конструкции	Обеспечение ремонтпригодности (старая конструкция была необслуживаемая)
Для всех типов турбин	Изготовление и поставка приспособления для оживления вкладышей	Исключение операции по удалению маслоотбойников при сборке-разборке машины
Для турбин со старой конструкцией уплотнений	Модернизация концевых и диафрагменных уплотнений с установкой цилиндрических пружин вместо пластинчатых	Повышение экономичности проточной части за счет уменьшения протечек пара через уплотнения
Для турбин типа Т-50	Установка упорных подшипников с увеличенной несущей способностью и индивидуальным подводом масла к каждой колодке. Увеличение диаметра переднего концевой уплотнения (думмиса)	Возможность увеличения мощности на 5 МВт. Уменьшение осевых усилий, действующих на упорный подшипник. Снижение рабочей температуры колодок упорного подшипника
Р-4-18/2ТК Р-4-20/2ТК	Поставка нового генератора мощностью 6МВт производства «Русэлпром» и новой муфты узла сопряжения «турбина-генератор». Выдача технических характеристик и определение новых режимов работы оборудования. Выполнение работ по обследованию состояния оборудования, ревизии проточной части и основных узлов турбины с целью определения объема ремонта и поставки необходимых запасных частей	Увеличение электрической мощности с 4 до 6 МВт

Реконструкция системы автоматического регулирования

Одним из перспективных направлений модернизации турбин типа ПР-12, ПР-6, ПТ-12, ПТ-25, Р-12, Т-12, Т-25, К-17 является оснащение паровых турбин автоматизированными системами управления ЭУЧ ЭГСАР.

Реконструкция системы автоматического регулирования турбин заключается в ее преобразовании в современную микропроцессорную электрогидравлическую систему (ЭГСАР) с целью повышения точности частоты вращения, а также качества совместного управления от АСУ ТП турбоустановками энергоблоков.

Модернизация ЭГСАР состоит из двух функциональных частей: электромеханической управляющей и гидравлической исполнительской.

Гидравлическая исполнительная часть ЭГСАР (блок регулирования) модернизируется. Конструкция блока регулирования разработана с учетом применения ЭМП модели Exlar серии GSX30.

Электромеханическая управляющая часть (ЭУЧ) построена на основе электронного регулятора с использованием электромеханического привода (ЭМП) отсечного золотника.

Назначение ЭУЧ состоит в:

1. Автоматическом поддержании заданной частоты вращения ротора ТГ и обеспечении возможности ее изменения в режиме пуска ТГ при номинальных и пусковых параметрах пара и при работе в индивидуальную электрическую сеть.
2. Автоматическом поддержании заданной электрической мощности и обеспечении возможности ее изменения при параллельной работе ТГ в общую электрическую сеть.

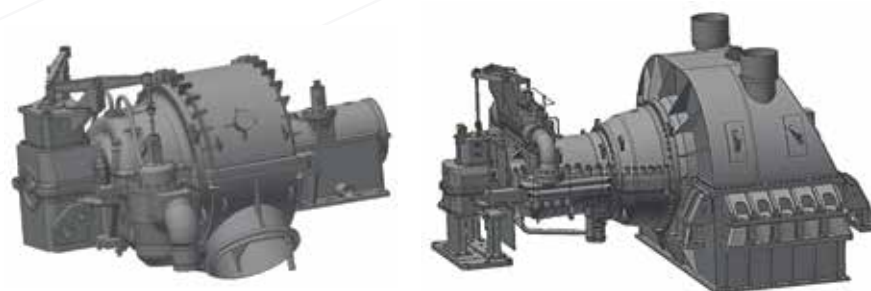
3. Автоматическом поддержании заданных давлений пара в регулируемых отборах и (или) температуры сетевой воды за подогревателем сетевой воды при параллельной работе ТГ в общую электрическую сеть
4. Удержании частоты вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.
5. Автоматическом прогреве и пуске турбины по заданному алгоритму из холодного, неостывшего и горячего состояния с выводом турбогенератора (ТГ) в режим холостого хода при номинальной частоте вращения с последующей синхронизацией и включением в сеть.
6. Нормальном автоматическом останове ТГ путем снижения нагрузки и закрытия регулирующих клапанов по заданному алгоритму
7. Обеспечении требуемой точности задания, поддержания и ограничения параметров режимов работы турбины.
8. Обеспечении участия ТГ в нормированном первичном и вторичном регулировании частоты тока и перетоков мощности в энергосистеме при параллельной работе генератора в общую электрическую сеть.
9. Интеграции ЭГСАР в АСУ ТП ТЭЦ верхнего уровня и привлечении котла к участию в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты.

Примеры модернизаций паровых турбин КТЗ:

1. Модернизация турбины для ПО «Усть-Илимский ЛПК» Р-12-35/5М с $P_2=10$ кгс/см² зав. № 9265 (год выпуска 1977) с целью повышения вырабатываемой мощности при работе на $P_2=12$ кгс/см². Достигнута мощность $N_{ЭЛ}=7900$ кВт вместо 6000 кВт.
2. Модернизация поворотной диафрагмы турбины ПТ-25/30-90/10М для ТЭЦ-28 «Мосэнерго» на давление в производственном отборе 15 кгс/см² (абс). Изменение способа разгрузки поворотного кольца диафрагмы с осевого на радиальный исключило его заклинивание.
3. Модернизация системы регулирования турбопривода ОК-18ПУ для Сургутской ГРЭС-2. Вместо гидродинамической системы применена электронно-гидравлическая. Модернизация выполнена для всех четырех блоков ГРЭС. Данная система позволяет обеспечить зону нечувствительности регулирования частоты вращения $\pm 0,01$ Гц.
4. Выполнена модернизация турбины ПТ-25-90/10М для Донецксталь с изготовлением подогревателей низкого и высокого давления, эжекторов, с заменой конденсатора КП-935 на КП-1650 с давлением по циркуляционной воде на 6 кгс/см². Модернизация обеспечила повышение технико-экономических показателей установки.

Сводная таблица наиболее массовых серий паровых турбин производства КТЗ

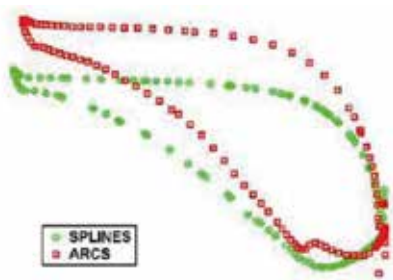
Наименование	Количество
К-11-10П	43
К-12-10ПА	20
ОК-3С	34
П-6-35/5	59
ПР-12/15-90/15/7	20
ПР-6-35/10/1,2	17
ПР-6-35/10/5	24
ПТ-12/15-35/10	61
ПТ-25/30-90/10	24
Р-1,5-15/3	27
Р-11-15/3П	68
Р-12-35/5	68
Р-12-90/31	18
Р-2,5-15/3	26
Р-6-3,4/0,5-1	24
Р-6-35/10	45
Р-6-3,4/1,0-1	13
Р-6-35/5	116
ТГ 0,5/0,4 Р13/4	17
ТП-1100	12
ТП-1250	11



2. Общие технические решения при модернизации проточных частей паровых турбин ЛМЗ

2.1 Совершенствование ступеней ВД

Лопаточный аппарат проектируется с применением современных методов параметрического трехмерного моделирования. Сечения профилей лопаток имеют сплайновое представление с целью исключения возможности разрыва второй производной и снижения профильных потерь. Спроектированные ступени подвергались комплексному трехмерному газодинамическому моделированию с учетом геометрии уплотнений.

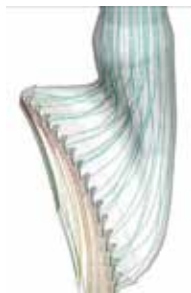


▲ Распределение давления по профилю лопатки

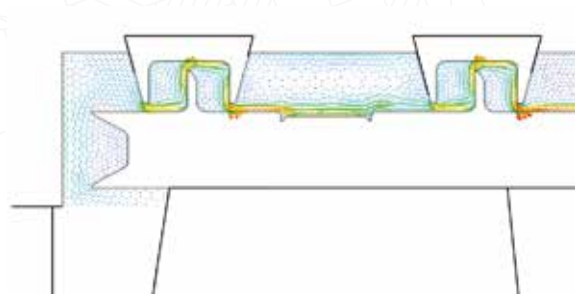


▲ Течение в ступенях ЦВД

Улучшения также коснулись конфигурации внутренних обводов сопловых коробок. Благодаря их оптимизации снижен коэффициент потерь энергии и улучшена равномерность подвода пара к рабочему колесу регулирующей ступени.

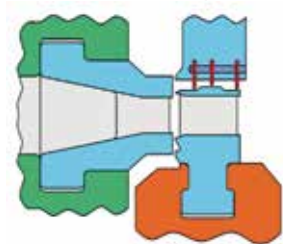


Для новой конструкции надбандажного уплотнения лабиринтового типа выполнен газодинамический расчет в пакете Fluent.



▲ Поле скоростей в векторном виде

Благодаря проведенным расчетам удалось усовершенствовать начальный участок отсека ВД – регулирующую ступень.

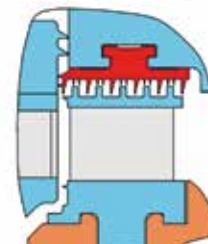


▲ До модернизации



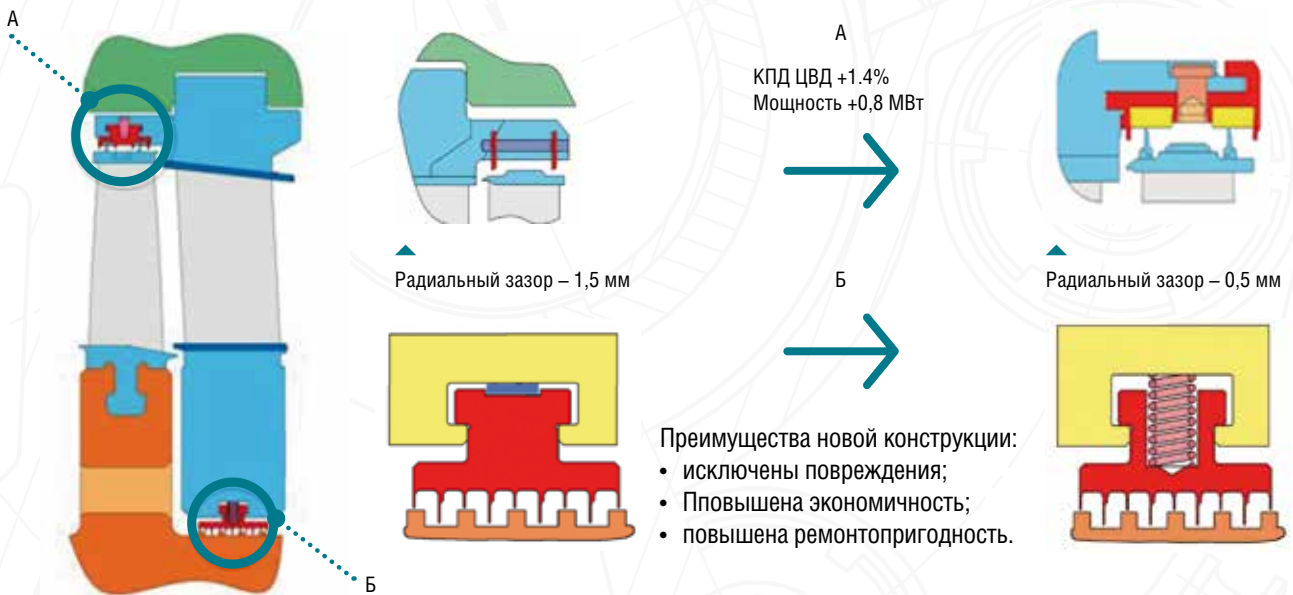
Повышение эффективности +2%

Повышение мощности до 0,25 МВт



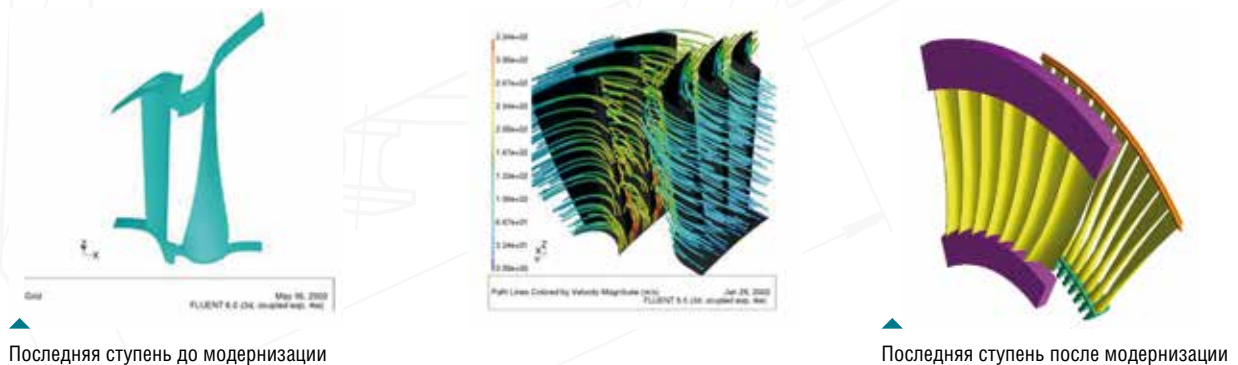
▲ После модернизации

Также штатным решением для турбин нового поколения является ступень активного типа с сотовым надбандажным уплотнением рабочей лопатки и многогребневым уплотнением диафрагмы с использованием витых пружин



2.2 Совершенствование ступеней НД

Улучшения коснулись конфигурации внутренних обводов. Благодаря их оптимизации снижен коэффициент потерь энергии и улучшена равномерность подвода пара к рабочему колесу регулирующей ступени.



После совершенствования ступеней НД

Также штатным решением при модернизации паровых турбин является применение направляющих лопаток НД с тангенциальным навалом.



3. Модернизация паровых турбин типа К-50-90, К-100-90 ЛМЗ

Технические предложения по модернизации турбин

- Модернизация турбин К-50-90 с полной заменой ступеней.
- Реновация (замена) паровых турбин К-100-90, исчерпавших свой паркочный ресурс, на п/т КТ-115-8,8-2 (К-120-8,8).

3.1 Модернизация турбин К-50-90 с полной заменой ступеней

В рамках данной модернизации проводится замена всей проточной части в существующем корпусе, что позволяет продлить ресурс турбины, повысить мощность и снизить удельный расход тепла.

Описание

Модернизация проточной части включает комплектную поставку цельнокованого ротора, диафрагмы всех ступеней с необходимыми приспособлениями для их установки и крепежа.

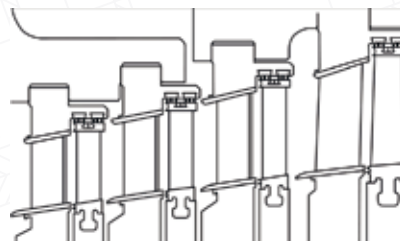
Новые рабочие и направляющие лопатки имеют аэродинамически отработанные профили, которые оптимизированы в каждом сечении по тепловому перепаду и углу натекания потока. Все рабочие лопатки имеют «Т»-образные хвостовики, цельнофрезерованные бандажы со вставками, повышающие надежность и эффективность проточной части.

Применены надбандажные уплотнения нового типа, что позволяет свести к минимуму протечки пара.

Все диафрагмы сварные, что обеспечивает высокую точность изготовления и возможность конического профилирования проточной части в меридиональном направлении. Осевые усилия, действующие на ротор, находятся в допустимых пределах.

Эффективность модернизации

При сохранении расхода пара на уровне номинального прирост мощности к номинальной составит 1,2 МВт.



Цельнофрезерованные бандажы, развитые надбандажные уплотнения с корытообразными вставками 2–6 ступеней.

Продолжительность проведения работ:

В период капитального ремонта.

Сравнительная таблица технико-экономических показателей

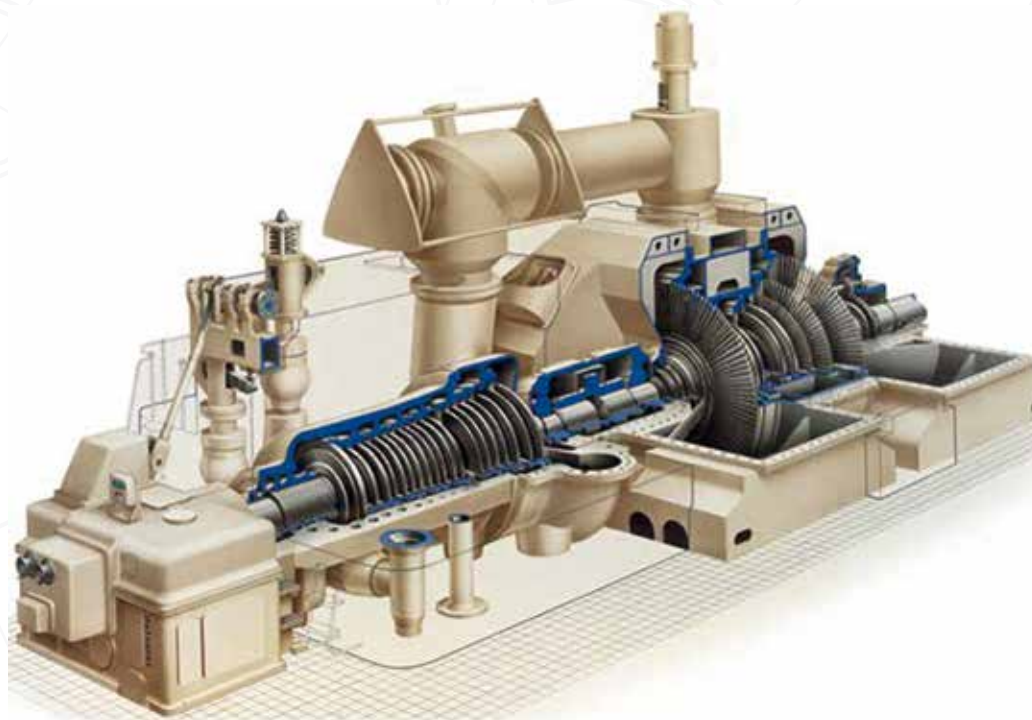
Тип турбины	Ном. мощность, МВт	Ном. параметры свежего пара		Ном. расход свежего пара, т/ч	Давление в конденсаторе, кгс/см ²	Температура питательной воды, °С	Удельный расход тепла, ккал/кВт·ч
		давление, кгс/см ²	температура, °С				
К-50-90 до модернизации	50	90	535	192,8	0,08	217	2337
К-50-90-3М после модернизации	51,2	90	535	192,8	0,08	220	2270

3.2 Реновация (замена) турбин К-100-90, исчерпавших свой паркочный ресурс, на турбины КТ-115-8,8-2 (К-120-8,8)

Предлагаемая реновация (замена) турбин К-100-90-(2,5,6), исчерпавших свой паркочный ресурс или находящихся на пороге его исчерпания, на турбины КТ-115-8,8-2 (К-120-8,8) позволяет достичь двух целей: восстановить ресурс паротурбинного оборудования и повысить технико-экономические и эксплуатационные показатели турбоагрегата.

Сравнительные характеристики турбин К-100-90 и КТ-115-8,8-2 (К-120-8,8)

Наименование	Ном. параметры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч	Удельный расход теплоты в конденсационном режиме brutto, при t охл. воды 12 °С ккал/кВт·ч	Мощность на клеммах генератора в конденс. режиме, МВт	Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Максим. отбор пара на производственные нужды, т/ч
	давление, МПа	температура, °С					
К-100-90	8,8	535	420	2140	110	—	—
КТ-115-8,8-2	8,8	500 (535)	446 (435)	2105	120	146	100
К-120-8,8	8,8	500 (535)	446 (435)	2095	120	—	100

**Описание**

Турбина КТ-115-8,8 — двухцилиндровая (ЦВД, ЦНД) конденсационная с одноступенчатым регулируемым отбором пара на теплофикацию и нерегулируемым отбором пара на производство. Устанавливается на старый фундамент с частичной его реконструкцией. Количество отборов — 8. Количество выхлопов — 2.

В турбине КТ-115-8,8-2 применены современные технические решения, такие как модернизация системы регулирования, замена главного масляного насоса, модернизация клапанов парораспределения, модернизация системы маслоснабжения и другие, позволяющие повысить надежность, маневренность оборудования, снизить расходы на проведение плановых ремонтов.

Паровая турбина К-120-8,8 является модификацией турбины КТ-115-8,8-2 и может применяться на объектах, где отсутствует потребность в выработке тепловой энергии. При этом из комплекта поставки исключаются регулирующие клапаны на перепускных трубах и сетевой подогреватель, вносятся соответствующие изменения в систему автоматического регулирования турбины, в результате дополнительно снижается удельный расход теплоты на 10 ккал/кВтч.

**Эффективность модернизации**

Установка турбины КТ-115-8,8 вместо К-100-90 позволяет вырабатывать до 120 МВт электрической мощности в конденсационном режиме при снижении удельного расхода теплоты брутто на 35 ккал/кВтч, а также до 146 Гкал/ч тепловой мощности для нужд теплофикации.

**Продолжительность проведения работ:**

- проект реконструкции фундамента и турбоустановки ~ 6 месяцев;
- изготовление оборудования ~12–14 месяцев;
- шефмонтажные и шефналадочные работы ~ 4–6 месяцев.

**Проекты:**

- Мироновская ГРЭС ст. № 5, Украина.

4. Модернизация паровых турбин типа К-200-130

Технические предложения по модернизации турбин

- Реновация проточной части ЦВД, ЦСД и ЧНД паровых турбин мощностью 200 МВт
- Замена турбины К-200-130 на новую турбину К-225-12,8 с установкой на существующий фундамент.
- Модернизация ЦВД турбины К-200-130 с применением реактивного облопачивания.
- Модернизация ЦСД турбины К-200-130 с применением новой конструкции проточной части, состоящей из 12 ступеней

Примеры модернизаций паровых турбин типа К-200-130

Наименование предложения	Результат	Референция
Модернизация проточной части НД (с применением рабочей лопатки последней ступени ЛПС = 960 мм)	Повышение мощности на 5 МВт	Верхнетагильская ГРЭС (Россия) ТЭС «Тахколуото» (Финляндия)
Частичная модернизация проточной части ЦВД (4-х ступеней) и модернизация ЧНД (по п.1) с номинальным расходом острого пара 628 т/ч	Повышение мощности на 6,7 МВт	ТЭС «Эсти» (Эстония) ТЭС «Балти» (Эстония)
Частичная модернизация ЦВД (4-х ступеней), ЦСД (5-ти ступеней), модернизация ЧНД (по п.1) и увеличение расхода пара с 637 до 665 т/ч	Повышение мощности на 16 МВт	ТЭС «Марица-Восток-3» (Болгария)
Частичная модернизация ЦВД (4-х ступеней), ЦСД (5-ти ступеней), модернизация ЧНД (по п.1) и увеличение расхода пара с 637 до 700 т/ч	Повышение мощности на 25 МВт	ТЭС «Битола» (Македония) ст. № 1, 2, 3 Марыйская ГРЭС (Туркмения)
Полная модернизация ЦВД (включая замену наружного цилиндра) с применением проточной части реактивного типа	Повышение мощности на 4 МВт	Луганская ТЭС, ст.13 (Украина) Верхнетагильская ГРЭС ст. № 10 (Россия)
ЦВД реактивного типа, новый ЦСД, модернизация ЧНД с заменой последних двух ступеней (ликвидация ступени Баумана) при расходе пара 640 т/ч	Повышение мощности на 10 МВт	Верхнетагильская ГРЭС ст. № 10 (Россия)
Модернизация ЧНД с заменой последних двух ступеней (ликвидация ступени Баумана) при расходе пара 661 т/ч	Повышение мощности на 4,1 МВт*	Белоярская АЭС ст. № 4, 5, 6 (Россия)
Полная замена проточной части ЧНД (ликвидация ступени Баумана) при расходе пара 640 т/ч	Повышение мощности на 5,7 МВт, снижение удельного расхода теплоты на 53,6 ккал/кВт.ч	Кураховская ТЭС ст. № 5 (Украина)
Частичная модернизация ЦВД (I, 2-4 ст.), ЦСД (1-3, 10, 11 ст.) при расходе пара 640 т/ч	Повышение мощности на 3,5 МВт, снижение удельного расхода теплоты на 21,0 ккал/кВт.ч	Кураховская ТЭС ст. № 5 (Украина)

Наименование предложения	Результат	Референция
ЦВД реактивного типа, ремонт ЦСД, полная замена проточной части ЦНД (ликвидация ступени Баумана) при расходе пара 640 т/ч	Повышение мощности на 10 МВт	Луганская ТЭС ст. № 13 (Украина)
Полная модернизация ЦВД (включая замену наружного цилиндра с применением реактивного облопачивания), ЦСД и ЦНД (с увеличением расхода пара с 637 до 700 т/ч)	Повышение мощности на 30 МВт	Проект

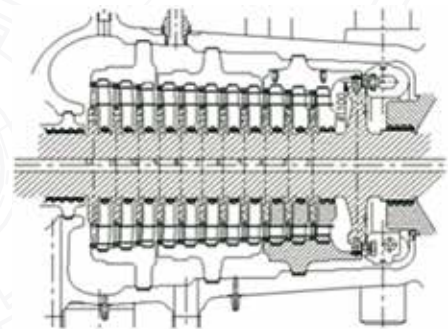
4.1 Реновация проточной части ЦВД, ЦСД и ЦНД паровых турбин мощностью 200 МВт

Реновация проточной части паровых турбин мощностью 200 Мвт заключается в замене первых четырех ступеней ЦВД, а также первых трех и последних двух ступеней ЦСД.

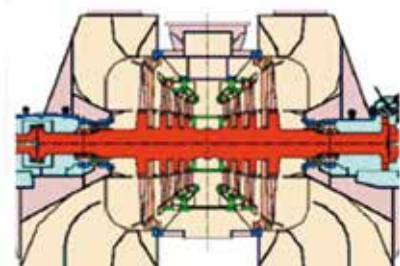
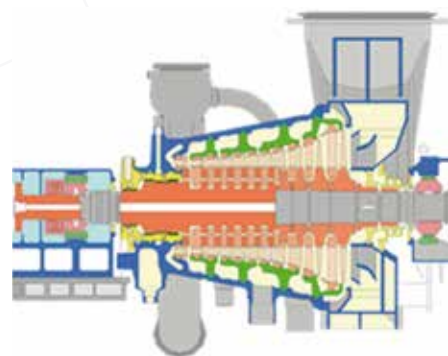
В результате реновации увеличивается выработка электрической мощности, повышается экономическая эффективность за счет снижения удельного расхода тепла турбоустановки, улучшаются эксплуатационные показатели турбины.

Описание

Реновация ЦВД осуществляется с сохранением наружного корпуса и частично обрабатываемого ротора при замене облопачивания первых четырех ступеней, надбандажных и диафрагменных уплотнений всех ступеней, первой обоймы диафрагм и обоймы переднего концевого уплотнения. Для снижения протечек пара в переднем и заднем концевых уплотнениях, в диафрагменных уплотнениях 5–12 ступеней устанавливаются уплотнительные кольца с увеличенным количеством гребней. Рабочие лопатки 1–4 ступеней изготавливаются с цельнофрезерованными бандажами. Для снижения потерь, связанных с периферийными протечками, применяются развитые надбандажные уплотнения. Эффективность от реновации ЦВД достигается за счет повышения его КПД и соответственно увеличения выработки электрической мощности ~ 3,3–5,4 МВт в зависимости от конкретных условий электростанции, в т.ч. степени изношенности проточных частей, объема модернизации и т.д.



Реновация ЦСД предусматривает сохранение наружного корпуса и частично обрабатываемого ротора с заменой 1–3, 10–11 ступеней, двух последних дисков, обоймы диафрагм № 3 и обоймы переднего концевого уплотнения, а также диафрагменных и концевых уплотнений. Рабочие и направляющие лопатки модернизируемых ступеней имеют улучшенные аэродинамические характеристики профилей, обеспечивающие высокую экономичность проточной части. Рабочие лопатки 1–3, 10–11 ступеней применяются с цельнофрезерованными бандажами и трапециевидными демпфирующими вставками, а также с развитыми надбандажными уплотнениями, минимизирующими протечки пара (рис.). Все новые диафрагмы – сварные. Это гарантирует более высокую размерную точность изготовления. Для снижения протечек пара в переднем и заднем концевых и диафрагменных уплотнениях уплотнительные кольца заменяются на кольца с увеличенным количеством гребней. Эффективность от реновации ЦСД достигается за счет повышения его КПД и соответственно увеличения выработки электрической мощности ~ 1,8 – 3,9 МВт в зависимости от конкретных условий электростанции, в т.ч. степени изношенности проточных частей, объема реновации и т.д.



Реновация ЦНД заключается в замене проточной части с двухъярусными ступенями (ступени Баумана) на новые с рабочими лопатками последних ступеней 960 мм при соответствующей реконструкции выхлопных частей наружного корпуса.

Эффективность от реновации ЦНД достигается за счет повышения его КПД и соответственно увеличения выработки электрической мощности ~ 4,5–6,7 МВт в зависимости от конкретных условий электростанции, в т.ч. степени изношенности проточных частей, объема модернизации и т.д.

Эффективность модернизации

Модернизация цилиндров высокого, среднего и низкого давления приводит к увеличению выработки электрической мощности на ~ 16 МВт, экономичность турбоустановки повышается до ~ 6%.

Продолжительность проведения работ:

разработка проектной техдокументации ~ 5 мес.;
изготовление необходимого оборудования ~ 5–11 мес. в зависимости от комплектации;
шефмонтажные и шефналадочные работы ~ 3 мес.

4.2 Модернизация цилиндра высокого давления турбины К-200-130 с применением реактивного облопачивания

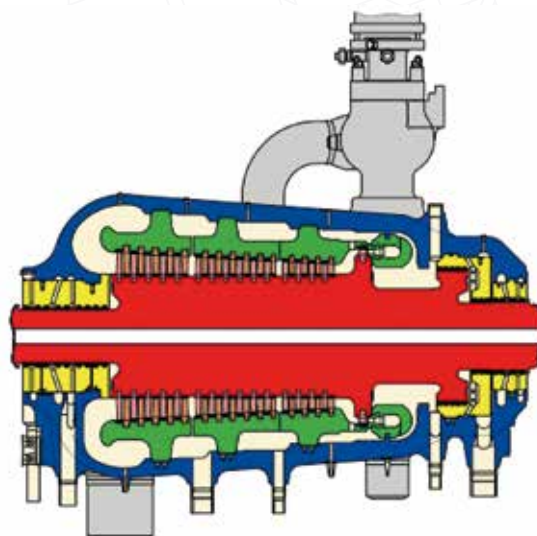
Предлагаемая модернизация проточной части цилиндра высокого давления заключается в полной замене старой проточной части с активным облопачиванием на новую проточную часть с реактивным облопачиванием.

Описание

Учитывая, что турбина К-200–130 используется вместе с котлоагрегатом, работающим на постоянном давлении, в новом модернизированном ЦВД сохраняется сопловое парораспределение с регулирующей ступенью. Наружный корпус ЦВД заменяется на новый, устанавливаемый на тот же фундамент.

Проточная часть с реактивным облопачиванием выполняется с постоянным корневым диаметром с лопатками переменной высоты. Направляющие лопатки устанавливаются в обоймы. Рабочие и направляющие лопатки выполнены из аэродинамически отработанных профилей, имеют Т-образный хвост, цельнофрезерованный бандаж. В рабочих лопатках установлены демпферные вставки.

Применено развитое радиальное уплотнение над бандажами рабочих лопаток и в направляющих лопатках, которое состоит из завальцованных усиков на роторе, вставок в обоймах, а также точеных усиков на бандажах. Обоймы уплотнений поставляются втулочного типа, что обеспечивает отсутствие их коробления в процессе эксплуатации, снижает расходы на обслуживание и ремонт, позволяет сохранять протечки в проектном состоянии. Осевое усилие валопровода высокого давления сохраняется в допустимых пределах.



Эффективность модернизации

При установке нового ЦВД с реактивным облопачиванием проводится реконструкция системы обогрева фланцев ЦВД для повышения надежности и экономичности работы турбины, а также с целью упрощения эксплуатации.

В результате модернизации ЦВД с заменой проточной части КПД ЦВД на номинальном режиме увеличится на 6 – 9% в зависимости от фактического состояния проточной части ЦВД с соответствующим увеличением мощности (3,3 – 5,0 МВт).

Продолжительность проведения работ:

- разработка проектной документации – 4 месяца;
- шефмонтажные и шефналадочные работы в период ремонта.

Модернизация может быть проведена во время остановки блока на капитальный ремонт. При модернизации целесообразно проведение реконструкции вспомогательных систем турбоустановки.



Поставляемое оборудование:

- корпус ЦВД;
- ротор с облопачиванием;
- обоймы № 1, № 2 и № 3 с направляющими лопатками;
- обоймы переднего и заднего уплотнения;
- сегменты сопел.



Реализованные проекты:

- ТЭС «Обра», Индия.

4.3 Модернизация ЦСД с применением новой конструкции проточной части, состоящей из 12 ступеней

Модернизация ЦСД предусматривает замену старой проточной части на новую проточную часть (состоящую из 12 ступеней) в существующем корпусе, включая новый ротор, диафрагмы и обоймы, а также направляющий аппарат.

Преимущества новой конструкции:

- применены рабочие лопатки с цельнофрезерованными бандажными полками;
- исключены демпферные проволоки из проточной части двух последних ступеней;
- литые диафрагмы заменены на сварные;
- применено переднее концевое уплотнение втулочного типа.



Эффект от модернизации:

Повышение мощности до 0,6-5,0 МВт

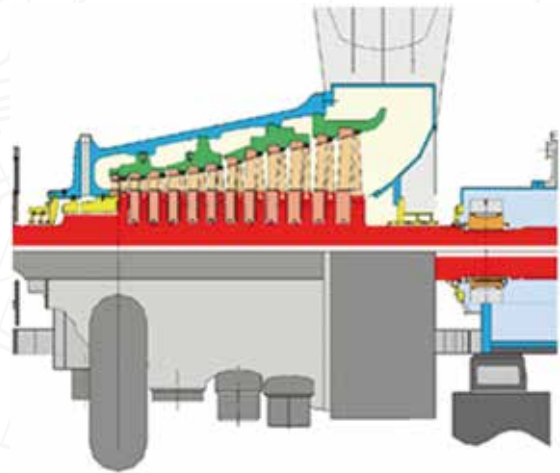
Повышение экономичности до 0,5-4,0%

G0 = 630-700 т/ч



Внедрено в турбинах:

К-200-130 Луганская ТЭС ст.10, Украина.



4.4 Замена турбины К-200-130 на новую турбину К-225-12,8 с установкой на существующий фундамент

В компании «Силовые машины» разработана высокоэкономичная современная турбина К-225-12,8 многоцелевого назначения, которая может успешно использоваться для технического перевооружения электростанций с турбинами 200 МВт различных модификаций.

Основные характеристики

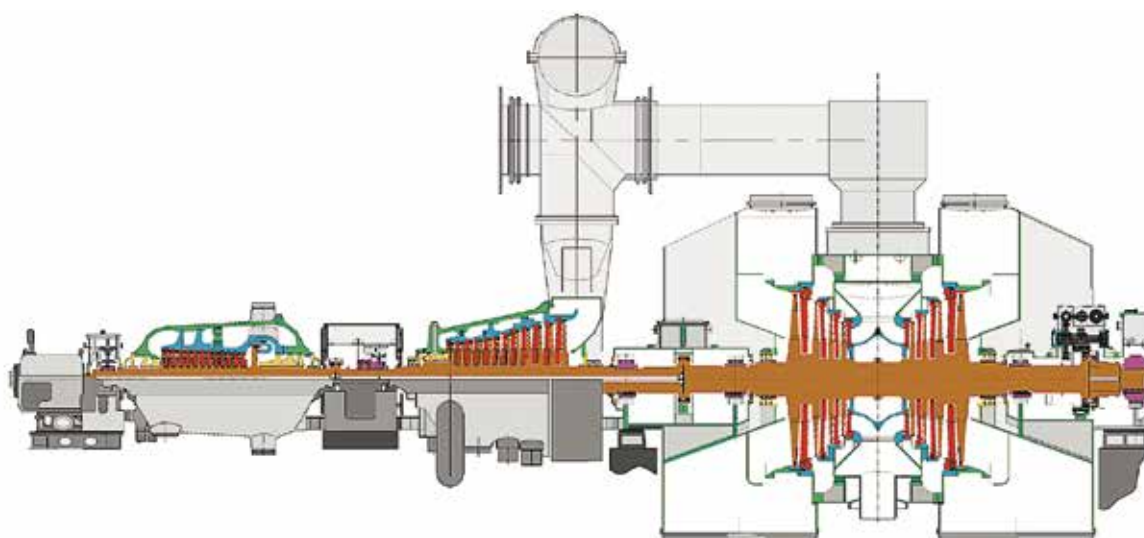
Турбина К-225-12,8 рассчитана для работы при параметрах пара:

- давление перед стопорными клапанами высокого давления – 130 кгс/см²;
- температура перед стопорными клапанами высокого давления и среднего давления – 540 °С;
- расчетная пропускная способность цилиндра высокого давления – 670 т/ч;
- номинальная мощность на клеммах генератора 225 МВт.

Турбина К-225-12,8 представляет собой одновальный агрегат, состоящий из однопоточных ЦВД и ЦСД и двухпоточного ЦНД. Промежуточный перегрев между ЦВД и ЦСД.

В К-225-12,8 разработчиками устранены устаревшие на сегодняшний день конструктивные решения турбины К-200-130:

- исключена ступень Баумана;
- главный масляный насос с муфтой, соединяющей его с валом турбины, заменен на насос с электроприводом;
- регулирующие клапаны высокого давления сняты с ЦВД, что позволило упростить отливку ЦВД и отказаться от кулачкового распределительного вала и т.д.



Конструктивные особенности

Система автоматического регулирования (САР) турбины выполнена электрогидравлической с микропроцессорной электронной частью (ЭЧСП-М2). САР выполняет функции регулирования мощности, частоты, давления свежего пара, положения регулирующих клапанов при пуске турбины и работе под нагрузкой. В системах смазки и регулирования используются электронасосы. В системе регулирования в качестве рабочей жидкости используется огнестойкое масло ОМТИ. Система смазки спроектирована для работы как на минеральном, так и на огнестойком масле ОМТИ.

Турбина снабжена централизованной системой гидроподъема роторов, есть возможность проворачивания валопровода турбины вручную. Цилиндр высокого давления имеет два корпуса – внутренний и наружный. Цилиндр среднего давления – однокорпусный. Цилиндр низкого давления имеет наружный и внутренний корпуса сварной конструкции. Наружный корпус состоит из трех частей – средней и двух выхлопных.

Корпуса, обоймы и диафрагмы ЦВД и ЦСД выполнены из жаропрочных хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей. Корпус ЦНД выполнен из углеродистой стали. Диафрагмы всех ступеней – стальные сварной конструкции.

Рабочие лопатки всех ступеней имеют бандажи, демпферные связи в проточной части сохранены только на последней ступени ЦСД и ЦНД. Расчетный ресурс основных деталей и сборочных единиц, изготовленных из жаропрочных сталей, доведен до 200 тыс. часов.

На турбине модернизировано пароприемное устройство конденсатора и изменена схема ограничения подачи охлаждающей воды, что позволяет улучшить тепловое состояние ЦНД при пусках и работе на малорасходных режимах, уменьшить эрозионный износ выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней турбины и увеличить ресурс рабочих лопаток.



Эффективность модернизации

Замена на турбину К-225-12,8 приводит к увеличению надежности, маневренности, ремонтпригодности, долговечности, экономичности и повышению номинальной мощности.

После замены экономичность турбины повышается на 4 – 5% в зависимости от фактического состояния заменяемой турбины.

Условия проведения модернизации

Турбина К-225-12,8 устанавливается в старой ячейке машинного зала на существующий фундамент. Основные отметки обслуживания и присоединительные размеры сохраняются.

Основное оборудование турбоустановки (конденсатор, подогреватели, насосы, трубопроводы и т.д.) может быть оставлено в эксплуатации.

Помимо замены турбины «Силовые машины» проводят модернизацию конденсатора, которая заключается в реконструкции трубного пучка с целью увеличения его поверхности с 9 000 до 12 000 м² и повышения эффективности работы. При модернизации подлежат замене трубные доски, трубные перегородки с паровыми щитами и перегородки водяных камер. Также изменяются размеры поставляемых конденсаторных трубок и увеличивается их количество по массе с 80 до 115 тонн.

Также «Силовые машины» по желанию заказчиков обеспечивают систему шариковой очистки трубок конденсатора.

✓ Реализованные проекты:

Турбина К-225-12,8 изготовлена и поставлена на Добротворскую ГРЭС (Украина).

5. Модернизация паровых турбин типа К-300-240

Технические предложения по модернизации турбин

- Модернизация ЦВД турбины К-300-240(170) с применением реактивного облопачивания.
- Модернизация ЦСД и ЦНД турбины К-300-240(170).
- Перевод блока 300 МВт на работу с надстройкой газовыми турбинами в составе парогазовой установки.

Эффективность модернизаций паровых турбин К-300-240

Наименование предложения	Результат	Референция
Модернизация проточной части НД	Повышение мощности на 7,5 МВт	Лукомльская ГРЭС ст. № 3 Конаковская ГРЭС ст. № 4
Модернизация ЦВД с применением реактивного облопачивания	Повышение мощности на 7 МВт	Конаковская ГРЭС ст. № 1, 2, 3 Лукомльская ГРЭС ст. № 1, 2, 4
Модернизация ЦВД, ЦСД, выхлопной части ЦНД (замена облопачивания последних ступеней РНД) и увеличение расхода пара с 930 до 990 т/ч	Повышение мощности на 27,5 МВт	Конаковская ГРЭС ст. № 2, 1
Модернизация ЦСД, всей проточной части НД с установкой укороченной лопатки последней ступени L=755 мм и увеличение расхода пара с 930 до 1050 т/ч	Повышение мощности на 30 МВт	Азербайджанская ГРЭС ст. №5
Модернизация ЦВД, ЦСД, выхлопной части ЦНД (замена облопачивания последних ступеней РНД) с расходом пара 937 т/ч	Повышение мощности на 15 МВт	Лукомльская ГРЭС ст. № 1, 2, 4
Модернизация проточной части ЦСД и части НД, находящейся в ЦСД	Повышение мощности на 4 МВт	Кармановская ГРЭС ст. № 3
Полная модернизация ЦВД (на ЦВД реактивного типа), ЦСД (замена 13, 19–24 ступеней, ротора), ЦНД (замена всей проточной части) и увеличение расхода пара с 930 до 1050 т/ч	Повышение мощности на 46,5 МВт	Лукомльская ГРЭС Костромская ГРЭС

5.1 Модернизация ЦВД турбины К-300-240(170) с применением реактивного облопачивания

Предлагаемая модернизация заключается в полной замене старой проточной части с активным облопачиванием на новую проточную часть с 19 ступенями давления реактивного типа. Модернизация может быть выполнена как с использованием существующего наружного корпуса ЦВД, так и с его заменой.

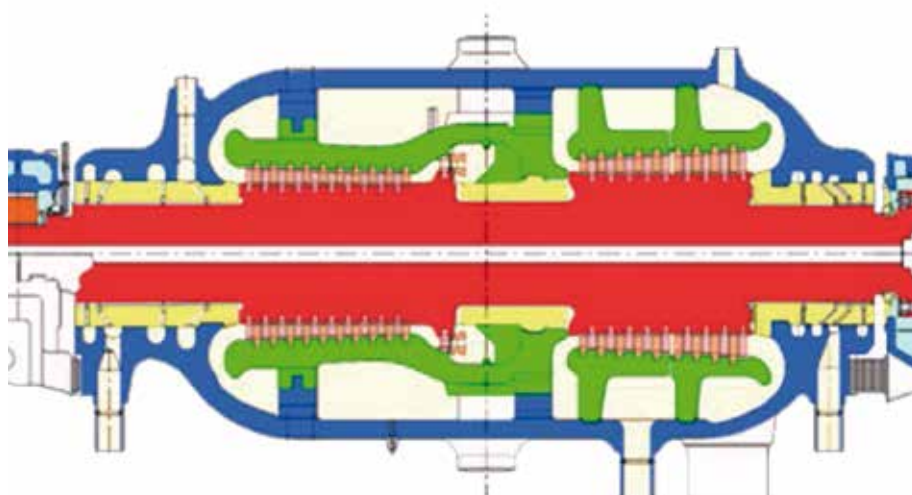
Описание

Увеличение КПД цилиндра высокого давления за счет применения реактивного облопачивания вызвано следующими факторами:

- увеличение количества ступеней, что приводит к увеличению коэффициента возврата тепла;
- снижение скорости пара в проточной части в связи с уменьшением перепада энтальпий на ступень и, соответственно, снижение потерь в соплах и рабочих лопатках;
- уменьшение диаметров проточной части и увеличение высоты лопаток (особенно первых ступеней), что снижает дополнительные потери в лопаточном аппарате;
- снижение протечек пара в ступенях турбины из-за применения развитых диафрагменных уплотнений и уменьшения радиальных зазоров в связи с более жесткой конструкцией ротора;
- значительное уменьшение теплового адиабатического перепада на регулируемую ступень (в ~1,5 раза). Перераспределение теплового перепада на ЦВД позволяет повысить давление в камере регулирующей ступени и увеличить ее пропускную способность, что способствует повышению экономичности.



▲ Рабочие лопатки реактивного типа



Эффективность модернизации

Внутренний КПД цилиндра высокого давления с модернизированной проточной частью может быть увеличен на 5-6% и составит ориентировочно 89,6%, что соответствует повышению мощности всей турбоустановки при том же расходе свежего пара на 5,5–6,5 МВт.

Повышение экономичности проточной части обусловлено также применением ряда конструктивных решений:

- тангенциальный навал направляющих лопаток 17-20 ступеней способствует более равномерному полю скоростей по высоте рабочих лопаток;
- переменное сечение направляющих лопаток 18-20 ступеней способствует хорошему совпадению поточных и скелетных углов сечений профилей;
- направляющие и рабочие лопатки выполнены с цельнофрезерованными бандажами, а в рабочих лопатках в бандаж установлены демпфирующие вставки;
- применены гарантированно бесконтактные развитые радиальные уплотнения рабочих и направляющих лопаток с большим числом усиков. Такая конструкция обеспечивает минимальные протечки и позволяет поддерживать их в условиях длительной эксплуатации практически неизменными.

Вариант модернизации с заменой существующего наружного корпуса ЦВД позволит дополнительно повысить внутренний КПД цилиндра на 0,7%.

Характерные особенности модернизированного наружного цилиндра:

- высокие фланцевые соединения, которые имеют высокую скорость прогрева и остывания при сохранении допустимой разницы температур;
- аэродинамическое совершенство сопловых коробок, канала поворота после 11-й ступени и выхлопной части цилиндра с существенным снижением потерь и более равномерным входом потока;
- однообойменная конструкция концевых уплотнений ЦВД с высокой осевой и радиальной жесткостью, что позволяет минимизировать зазоры в концевых уплотнениях;
- модернизированная система опирания лап ЦВД на шпонки корпуса подшипников для повышения жесткости системы и облегчения монтажных операций;
- модернизированная система парораспределения ЦВД путем замены семиклапанного парораспределения ЦВД на четырехклапанное. При этом в поставку входят два блока клапанов, каждый из которых состоит из одного стопорного и двух регулирующих клапанов – 150 мм. Каждый клапан имеет свой пружинно-гидравлический сервомотор. Блоки клапанов располагаются по обе стороны от турбины. Применение нового блока клапанов ЦВД с повышенной пропускной способностью дает увеличение КПД ЦВД на 0,3%.

КПД проточной части модернизированного ЦВД составит ориентировочно 90,3%, что на 7% выше расчетного КПД существующей конструкции и соответствует повышению мощности всей турбоустановки при том же расходе свежего пара на 7–7,5 МВт.

5.2 Модернизация ЦСД и ЦНД турбины К-300-240 (170)

Предлагаемая модернизация направлена на повышение экономичности и надежности работы турбины и заключается в замене проточной части среднего и трех потоков низкого давления с сохранением имеющихся подшипников и корпусов ЦСД и наружного ЦНД. При этом возможны варианты модернизации как с заменой существующих роторов, так и с установкой нового облопачивания на старые роторы в условиях станции. Новые роторы АО «Силовые машины» поставляются отбалансированными на установке типа «Шенк», что исключает необходимость проведения дополнительных пусков-остановов для подбалансировки валопровода и в значительной степени сократит объем и продолжительность ремонтных работ на станции.



Описание

Ротор низкого давления может быть выполнен как с насадными дисками, так и цельнокованным. В последнем случае вильчатые хвостовые соединения рабочих лопаток 3-ей ступени заменяются на Т-образные, а в ступенях 4 и 5 – на торцевые (елочные), что облегчает сборку и облопачивание и улучшает ремонтпригодность. Модернизация проточной части выполнена на основе исследований на натурном стенде АО «Силовые машины» и на натурных газодинамических испытаниях на Кармановской и Костромской ГРЭС, а также в ходе новых расчетных аэродинамических и вибрационных исследований.

При модернизации реализуются новые конструкторские и технологические решения:

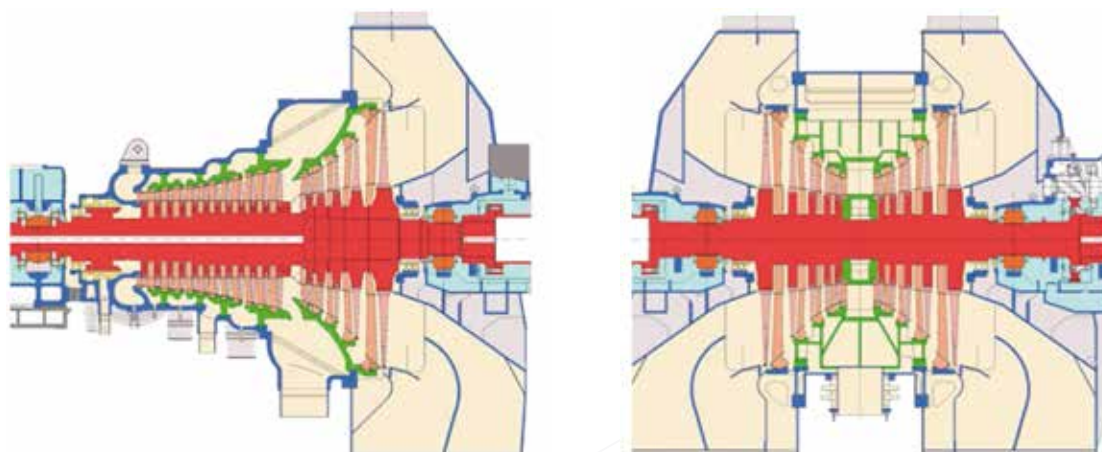
Применение рабочих лопаток с цельнофрезерованными бандажами, в том числе и в последних ступенях НД.

При этом рабочая лопатка с бандажом изготовлены из одной заготовки-штамповки. Такая конструкция позволяет:

- ликвидировать раскрутку пера лопаток под действием центробежных сил;
- существенно снизить отрицательное влияние протечки пара на основной поток и улучшить течение пара по всей высоте лопаток, особенно в периферийной зоне ступени;
- вынести демпферные проволоки из проточной части в тело бандажа во всех ступенях, кроме последних;
- применить специальные высокоэффективные надбандажные уплотнения.

Использование новых более эффективных профилей направляющих и рабочих лопаток, в том числе направляющих лопаток с тангенциальным навалом, учитывающих согласование поточных и скелетных углов профилей и влияние криволинейности лопаток на потери энергии в корневых зазорах.

Улучшение верхних и прикорневых обводов проточных частей НД с обеспечением более плавного очертания у периферии и в прикорневой зоне.



Замена литых диафрагм на стальные диафрагмы и обоймы диафрагм сварной конструкции, что обеспечивает более высокую точность изготовления. В новой конструкции применяются новые эффективные диафрагменные уплотнения.

Модернизация выхлопных патрубков путем оптимизации диффузора за последними ступенями проточной части. Для этого на периферии выхлопного патрубка вваривается специальный обтекатель, что приводит к существенному уменьшению сопротивления паровыпускного тракта и снижению потерь в нем не менее чем на 25%.

Применение системы влагоудаления в сварных диафрагмах последних ступеней НД обеспечивает отсос эрозионно-опасной влаги из зоны ее концентрации в районе сопряжения направляющих лопаток с периферийным обводом и с поверхности периферийного обвода позади направляющих лопаток.

Высокий технический уровень разработанной конструкции подтвержден патентами и авторскими свидетельствами, а также надежной эксплуатацией на ТЭС «Тахколуото» в Финляндии.

Модернизация уплотнения горизонтального разъема ЦНД и выхлопной части ЦСД. Горизонтальный разъем работает в условиях длительного воздействия статических нагрузок от перепадов давления, а также от температурных воздействий, особенно при малорасходных режимах и режимах холостого хода. Указанное воздействие приводит к короблению поверхностей разъема и снижению плотности, что, в свою очередь, приводит к увеличенным присосам воздуха и ухудшению работы вакуумных систем.

Для устранения этого явления по всей длине разъема в нижней половине корпуса выполняется канавка, в которую укладывается шнур из силиконовой термостойкой резины. При затяжке разъема резина деформируется и надежно уплотняет разъем цилиндра по всей длине контура.

Модернизация переднего концевой уплотнения ЦСД с целью предотвращения коробления узлов, приводящего к пропариванию и присосам воздуха в вакуумную систему, а также с целью повышения ремонтопригодности (см. соответствующее предложение).

Эффективность модернизации

Суммарный экономический эффект модернизации проточной части ЦСД и ЦНД:

- повышение КПД ЦСД на 4% (до 95%);
 - повышение КПД ЦНД на 8-10% (до 90,3%) при $P_k=0,05$ бар,
- что соответствует повышению мощности всей турбоустановки при том же расходе свежего пара на 9–10 МВт.

5.5 Перевод блока 300 МВт на работу с надстройкой газовыми турбинами в составе парогазовой установки

Одним из наиболее эффективных способов увеличения экономичности паросиловых циклов энергетических установок является перевод блоков на парогазовый цикл. Эффективность цикла ПГУ зависит от типа схемы ПГУ (сбросная или утилизационная), а также от параметров газа перед газовой турбиной. Современные ПГУ, работающие по утилизационной схеме, имеют КПД на уровне 50-55% (брутто). Для сравнения КПД парового цикла с турбиной 300 МВт достигает величины 44-45% (брутто) и 37-38% (нетто).

Описание

Предложение по реконструкции блоков 300 МВт с организацией высокоэкономичного бинарного цикла ПГУ, разработанное компанией «Силловые машины», предполагает максимальное использование существующего оборудования блоков с их частичной реконструкцией и модернизацией.

Как вариант использования существующего оборудования парогазовый цикл может быть реализован в типовом блоке с турбиной К-300-240 путем его надстройки газовой турбиной мощностью 30-160 МВт по схеме со сбросом газов в котел и с частичным обводом по питательной воде регенеративных подогревателей высокого и низкого давления. Так как часть питательной воды будет байпасироваться и нагреваться выхлопными газами газовой турбины в котле, расход свежего пара на турбину и ее электрическая мощность могут быть увеличены.

При данной реконструкции паровой турбины объем поставляемых деталей и узлов будет зависеть от фактического состояния проточной части турбины и вспомогательного оборудования турбоустановки.

Турбина К-300-240 рассчитана на максимальный пропуск свежего пара в количестве -975 т/ч. После проведения малозатратной модернизации расход пара на турбину может быть увеличен до 1050 т/ч, что даст дополнительную выработку электроэнергии.

Расход пара на турбину, т/ч	Байпас ПНД, т/ч	Байпас ПВД, т/ч	Мощность*, МВт	Увеличение мощности*, МВт
975	585	500	344	34
975**	580	500	335	25
1000	590	500	351	41
1000**	585	500	341	32
1050	595	500	364	54
1050**	590	500	355	45

Примечание:

* указывается только электрическая мощность турбогенератора парового цикла. При этом мощность турбогенератора газового цикла принимается номинальной, в данном случае 160 МВт.

** теплофикационный режим с тепловой мощностью 50 Гкал/ч.

В объеме реконструкции турбоустановки рекомендуется провести модернизацию проточных частей ВД, СД и НД. Более подробную информацию по возможным вариантам модернизаций см. в соответствующих разделах предложения.

Объем работ

- инспекционные работы, включающие в себя визуальный осмотр роторов турбины, ободов дисков, рабочих и направляющих лопаток, сопловых аппаратов и диафрагм, стопорных и регулирующих клапанов, концевых и внутренних уплотнений. Также проводится магнитопорошковая и цветная дефектоскопия, ультразвуковой контроль отдельных деталей и узлов;
- определение остаточного ресурса основных деталей и узлов, получение заключения и рекомендаций ЛМЗ заводов-изготовителей котла и вспомогательного оборудования турбоустановки по объему реконструкции;
- модернизация проточных частей ВД, СД и НД (при необходимости).

Эффективность модернизации

В случае применения сбросной схемы ПГУ возможно, кроме получения дополнительной мощности, увеличить КПД цикла до 48-50% (брутто) в зависимости от типа газовой турбины и объема модернизации паровой турбины.

6. Модернизация паровых турбин типа К-150-130 (ХТЗ), К-300-240 (ХТЗ), Т-110-130 (УТЗ), находящихся в эксплуатации

Технические предложения по модернизации турбин

- замена паровой турбины К-150-130 производства Харьковского турбинного завода (ХТЗ), исчерпавшей свой парковый ресурс, на паровую турбину К-165-130 производства «Силовых машин»;
- реновация (замена) паровой турбины Т-110/120-130 производства Уральского турбинного завода (УТЗ), исчерпавшей свой парковый ресурс, на паровую турбину Т-120/140-12,8 производства «Силовых машин»;
- реновация (замена) паровой турбины К-300-240 производства Харьковского турбинного завода, исчерпавшей свой парковый ресурс, на паровую турбину К-330-240 производства «Силовых машин».

6.1 Замена турбин К-150-130 производства ХТЗ на турбины К-165-130

Замена турбины К-150-130 Харьковского турбинного завода, исчерпавшей свой парковый ресурс, на турбину К-165-130 производства «Силовых машин» при сохранении начальных параметров пара значительно улучшает технико-экономические и эксплуатационные показатели турбоагрегата.

Сравнительные характеристики турбин К-150-130 ХТЗ и К-165-130 на номинальном режиме

Наименование	Ном. параметры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч	Масса турбины, т	Удельная масса турбины, кг/кВт	Удельный расход тепла брутто, ккал/кВт·ч	Мощность на клеммах генератора, МВт
	давление, МПа	температура, °С					
К-150-130, ХТЗ	12,8	540	480	390	2,6	2051	150
К-165-130	12,8	540	480	337	2	1949	168,3

Описание

Турбина К-165-130 — конденсационная, одновальная, с сопловым парораспределением, одним промежуточным перегревом, без регулируемых отборов пара устанавливается на существующем фундаменте после незначительной реконструкции переднего и среднего ригелей.

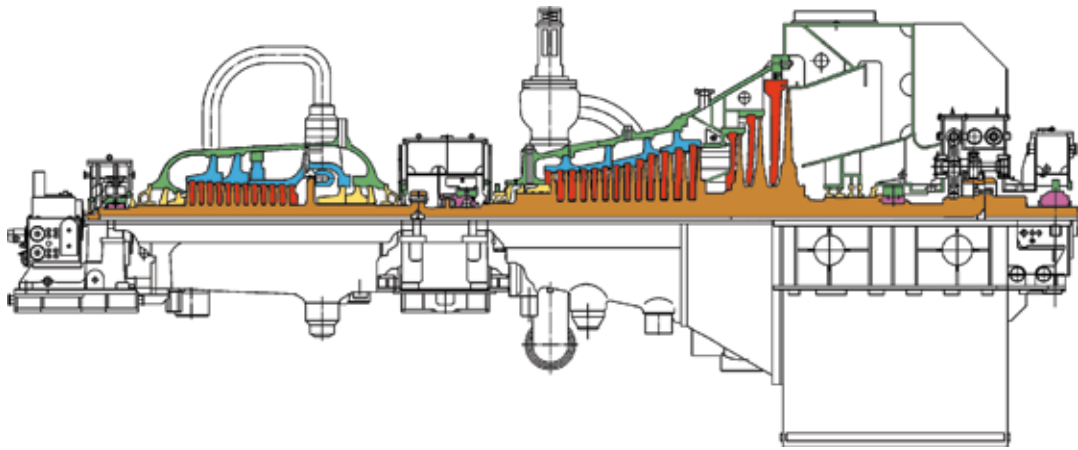
Проточная часть турбины спроектирована с учетом последних теоретических и экспериментальных исследований. Разработаны новые профили лопаточного аппарата с использованием современных трехмерных методов газодинамического расчета и проектирования, позволяющие достичь максимальных показателей внутренних КПД цилиндров турбины.

Все отсеки проточной части ВД, СД и НД — однопоточные. Всего в проточной части 28 ступеней, из них в ЦВД — 12, в ЧСД — 13, в ЧНД — 3. В ЧНД применена усиленная рабочая лопатка последней ступени 1000 мм. РВД — цельнокованный, РСНД откован заодно с передней полумуфтой и дисками тринадцати ступеней, три последних диска — насадные.

Все ступени имеют развитые надбандажные уплотнения лабиринтного радиального типа с шестью усиками.

Отборы на регенерацию турбины К-165-130 соответствуют существующей схеме, но принципиально можно использовать и новое оборудование регенеративной схемы, что повысит экономичность турбоустановки.

Представленные в таблице техникоэкономические показатели подтверждены гарантийными испытаниями на ТЭЦ «Марица-Восток-2». В объем поставки входит турбина К-165-130 с соответствующим комплектующим оборудованием.



⚙️ Эффективность модернизации

Установка турбины К-165-130 «Силовых машин» вместо К-150-130 ХТЗ позволяет дополнительно вырабатывать 18,3 МВт электрической мощности и снизить удельный расход тепла брутто на 102 ккал/кВтч.

При одинаковых габаритах турбины удельная металлоемкость снижается ~ на 16%, что повышает маневренные свойства турбоагрегата.

🕒 Продолжительность проведения работ:

- поставка оборудования ~ 10–12 месяцев с момента подписания контракта;
- шефмонтажные и шефналадочные работы ~ 4–6 месяцев.

✅ Реализованные проекты:

- ТЭС «Марица-Восток-2», Болгария.

6.2 Замена турбин К-300-240 производства ХТЗ на турбины К-330-240

Замена турбин К-300-240 Харьковского турбинного завода, исчерпавших свой парк ресурс или находящихся на пороге его исчерпания, на турбину К-330-240 производства «Силовых машин» обеспечивает восстановление ресурса паротурбинного оборудования и повышение технико-экономических и эксплуатационных показателей турбоагрегата.

📄 Описание

К-330-240 — конденсационная, одновальная турбина, имеет три цилиндра: ЦВД, ЦСД (ЧСД+ЧНД), ЦНД.

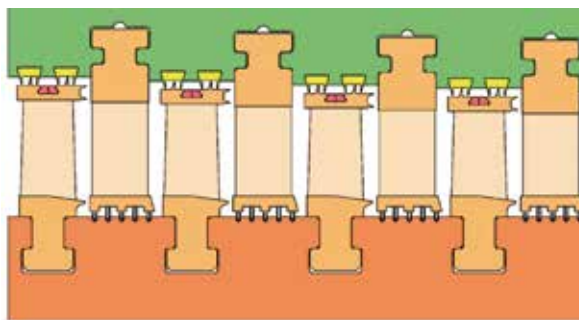
Количество отборов — 8. Количество выхлопов — 3. Отборы на регенерацию турбины К-330-240 соответствуют существующей схеме, по желанию заказчика возможно использование нового оборудования регенеративной схемы, что повысит экономичность турбоустановки.

Проточная часть турбины спроектирована с учетом последних теоретических и экспериментальных исследований. Разработаны новые профили лопаточного аппарата с использованием современных трехмерных методов газодинамического расчета и проектирования, позволяющие достичь максимальных показателей внутренних КПД цилиндров турбины.

Турбина устанавливается на старый фундамент с его незначительной реконструкцией. В объем поставки входит турбина К-330-240 с соответствующим комплектующим оборудованием.

Особенности турбины К-330-240:

- проточная часть с направляющими лопатками с тангенциальным навалом;
- цельнофрезерованные бандажы, сварные диафрагмы;
- плавные меридиональные обводы;
- эвакуация пленочной влаги;
- модернизация выхлопного патрубка;
- развитые диафрагменные уплотнения;
- новая конструкция надбандажных уплотнений.



Фрагмент облопачивания реактивного ЦВД

Особенности облопачивания реактивного ЦВД:

- новая конструкция надбандажных уплотнений;
- пространственное профилирование решеток (новые профили);
- новая конструкция диафрагменных и концевых уплотнений;
- направляющие лопатки переменного сечения;
- применение цельнофрезерованных бандажей;
- уменьшение перепада на регулируемую ступень;
- новый наружный корпус.

**Эффективность модернизации**

При проектировании турбины К-330-240 применены новые технические решения. Все мероприятия позволяют повысить КПД ЦВД на 5,0–8,0%, ЦСД на 1,0–1,5%, ЦНД на 6,0–8,5% в зависимости от состояния заменяемого оборудования.

Установка турбины К-330-240 производства «Силовых машин» вместо К-300-240 ХТЗ позволит вырабатывать 348,5 МВт электрической мощности и снизить удельный расход тепла брутто на 39 ккал/кВтч.

«Силовые машины» также предлагают провести комплекс мер, направленных на повышение надежности, маневренности оборудования, снижение расходов на проведение плановых ремонтов, а именно:

- модернизацию системы регулирования;
- замену главного масляного насоса;
- модернизацию клапанов парораспределения;
- модернизацию системы маслоснабжения и др.

**Продолжительность проведения работ:**

- проект реконструкции фундамента и турбоустановки ~ 6 месяцев;
- изготовление оборудования ~10–12 месяцев;
- шефмонтажные и шефналадочные работы ~ 4–6 месяцев.

**Реализованные проекты:**

- замена турбин К-300-240 ХТЗ на турбины К-330-240 производства «Силовых машин» была проведена на станциях:

Электростанция	Турбина	Проточные части, подвергшиеся модернизации
Конаковская ГРЭС	К-300-240 ст. № 2	ЧВД
Азербайджанская ГРЭС	К-300-240 ст. № 5	ЧСД
Лукомльская ГРЭС	К-300-240 ст. № 3	ЧНД*
Конаковская ГРЭС	К-300-240 ст. № 4	ЧНД

* по данным гарантийных испытаний подтверждено увеличение электрической мощности на 8,7 МВт при гарантированных расчетных 7,5 МВт по проекту

6.3 Замена турбин Т-110/120-130 производства УТЗ на турбины Т-120/140-12,8

Замена турбин Т-110/120-130 Уральского турбинного завода, исчерпавших свой парковый ресурс или находящихся на пороге его исчерпания, на турбины Т-120/140-12,8 производства «Силовых машин» обеспечивает восстановление ресурса паротурбинного оборудования и повышение технико-экономических и эксплуатационных показателей турбоагрегата.

Сравнительные характеристики турбин Т-110/120-130 УТЗ и Т-120/140-12,8 на номинальном режиме

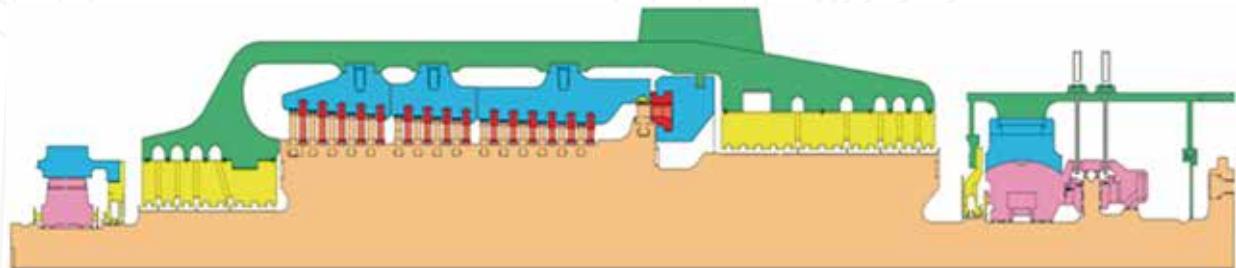
Наименование	Ном. параметры свежего пара		Расход свежего пара, т/ч	Удельный расход теплоты в конденсационном режиме брутто, ккал/кВтч	Мощность на клеммах генератора в конденсационном режиме, МВт	Максимальная тепловая нагрузка, ГДж/ч	Максимальный отбор пара на производственные нужды, т/ч
	давление, МПа	температура, °С					
Т-110/120-130, УТЗ	12,8	555	516	2167	120	770	—
Т-120/140-12,8, с 2-поточным ЦНД	12,8	555	500	2010	146,4	762	50
Т-120-12,8, с 1-поточным ЦНД	12,8	555	500	2157	127	725	50

i Описание

Турбина Т-120/140-12,8 — теплофикационная, одновальная, двухцилиндровая (ЦВД, ЦСНД) с двухступенчатым регулируемым отбором пара на теплофикацию; устанавливается на старый фундамент с частичной реконструкцией. Количество отборов — 7. Количество выхлопов — 2 или 1 в зависимости от модификации заказываемой турбины.

Проточная часть турбины спроектирована с учетом последних теоретических и экспериментальных исследований. Разработаны новые профили лопаточного аппарата с использованием современных трехмерных методов газодинамического расчета и проектирования, позволяющие достичь максимальных показателей внутренних КПД цилиндров турбины.

Мероприятия по модернизации ЦВД:



- Замена корпуса цилиндра с обоймами направляющих лопаток
- Замена проточной части ЦВД на новую с реактивным облопачиванием
- Уменьшение теплоперепада и модернизация регулирующей ступени
- Применение высокоэффективных концевых уплотнений втулочного типа

g Эффект модернизации ЦВД:

- повышение мощности на 3 МВт;
- повышение КПД на 10%.

Мероприятия по модернизации ЦСД:



- применение рабочих лопаток с цельнофрезерованными бандажими;
- исключение демпферных проволок из проточной части последних ступеней;
- применение новых эффективных профилей направляющих и рабочих лопаток;
- применение высокоэффективного переднего концевой уплотнения втулочного типа.

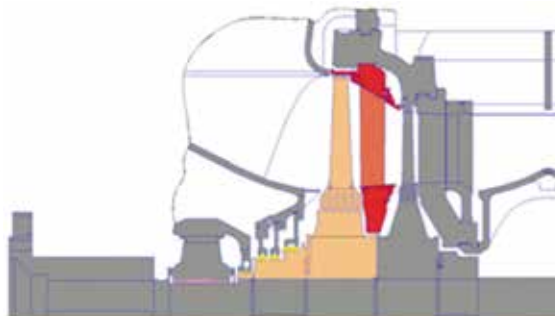


Эффект модернизации ЦСД:

- повышение мощности на 7 МВт;
- повышение КПД на 8%.

Мероприятия по модернизации ЦНД:

- замена РНД на новый с насадными дисками и лопаткой последней ступени длиной 560 мм;
- мероприятия по повышению эффективности теплофикационного отбора;
- установка диафрагм последних ступеней с системой влагоудаления;
- применение направляющих лопаток с тангенциальным навалом.



Эффект модернизации ЦНД:

- повышение мощности на 1 МВт;
- повышение КПД на 3%.



Эффективность модернизации

Установка турбины Т-120/140-12,8 «Силовых машин» (вариант с 2-поточным ЦНД) вместо Т-110/120-130 УТЗ позволяет вырабатывать до 146,4 МВт электрической мощности в конденсационном режиме и снизить удельный расход теплоты брутто на 157 ккал/кВтч. Другие современные технические решения, такие как модернизация системы регулирования, замена главного масляного насоса, модернизация клапанов парораспределения, модернизация системы маслоснабжения и другие, позволяют повысить надежность, маневренность оборудования, снизить расходы на проведение плановых ремонтов.



Продолжительность проведения работ:

- проект реконструкции фундамента и турбоустановки ~ 6 месяцев;
- изготовление оборудования ~10–12 месяцев;
- шеф-монтажные и шеф-наладочные работы ~ 4–6 месяцев.

7. Модернизация теплофикационных паровых турбин ЛМЗ

Технические предложения по модернизации турбин

- реновация паровой турбины типа ПТ-60/75-90(130) в части высокого давления;
- модернизация ЦСНД паровой турбины ПТ-60-90(130) с целью увеличения пропускной способности ЧСНД для использования пара производственного отбора;
- модернизация турбины ПТ-80/100-130/13 с целью использования пара производственного отбора в ЧСНД;
- модернизация паровой турбины ПТ-80/100-130/13 с целью увеличения пропускной способности ЧСНД за счет снижения расхода пара на производственные нужды;
- установка привключенных турбин, работающих на паре производственных отборов турбин ПТ-60-90(130), ПТ-80-130, Р-50-130.

Примеры модернизаций паровых турбин ПТ-60-130(90), ПТ-80-130 (по состоянию на 01.01.2010)

Тип турбины	Наименование предложения	Прирост мощности		Референция
		электрической, МВт/ч	тепловой, Гкал/ч	
ПТ-60-130(90)	Реновация в части высокого давления с целью восстановления ресурса и повышения выработки электрической мощности (замена ЦВД с разворотом на 180°С с исключением муфты Би-Би)	5	—	35 реноваций выполнено в период 1997-2007 гг., в т.ч. Уфимская ТЭЦ-4, Читинская ТЭЦ-1, Ярославская ТЭЦ-3, Курская ТЭЦ-1 и т.д.
ПТ-60-130(90)	Модернизация ЧСНД с целью увеличения пропускной способности ЧСНД для использования пара производственного отбора (замена проточной части ЧСНД)	20	30	ПТ-70-130/13 ст. № 5 ТЭЦ-9 Мосэнерго (2007 г.) ПТ-60/70-130/13-1М ст. № 1 ТЭЦ-22 Мосэнерго (2008 г.)
ПТ-80/100-130	Модернизация ЧСНД с целью увеличения пропускной способности ЧСНД для использования пара производственного отбора (замена проточной части ЧСНД)	30	30	ПТ-80/100-130/13-1М ТЭЦ-12 Мосэнерго ст. № 9 (2008 г.) ПТ-80/100-130/13-1М ТЭЦ-26 Мосэнерго ст. № 1 (2008 г.) ПТ-80/100-130/13 Минусинская ТЭЦ ст. № 1 (2010 г.)
ПТ-60-130(90), ПТ-80-130, Р-50-130	Организация дополнительного нерегулируемого отбора в ЦВД с расходом до 60 т/ч для производственных нужд с давлениями 33+50 кгс/см ² абс либо 27+30 кгс/см ² абс	—	—	ПТ-60-130 ст. № 2 Гродненская ТЭЦ-2 (2005 г.)

7.1 Реновация турбины ПТ-60/75-90(130) в части высокого давления

Целью реновации является замена оборудования, выработавшего свой ресурс. Модернизация части высокого давления выполнена на основе унифицированных и отработанных элементов конструкции проточной части, ее облопачивания с использованием новых технологических и проектных решений, повышающих надежность, экономичность и маневренность турбоустановки.

i Описание:

Установка цилиндра высокого давления производится на существующий фундамент с разворотом на 180°. Применение нового ЦВД повышает эксплуатационную надежность за счет:

- исключения из конструкции соединения роторов ВД и НД муфты Би-Би;
- замены обоймы уплотнения регулирующей ступени на модернизированную обойму № 1 с реализацией уплотнения на козырьке;
- замены соединительной муфты ГМН с валом турбины на модернизированную конструкцию;
- исключения опорно-упорного вкладыша РВД (опорно-упорный вкладыш РНД остается);
- установки модернизированных регулирующих клапанов ВД.

Сравнительная таблица технико-экономических показателей

Наименование	Ном. мощность, МВт	Макс. мощность, МВт	Ном. параметры свежего пара		Макс. расход свежего пара, т/ч	Расход охл. воды через конд-р, т/ч	Макс. произ-ть теплоф. отбора, ГДж/ч	Диапазон регулирования давления теплоф. отбора, МПа	Макс. расход произв. отбора, т/ч	Макс. давление произв. отбора, МПа	Удел. расход теплоты, ккал/кВтч
			давление, МПа	температура, °С							
ПТ-60-90 до модернизации	60	75	8,8	535	402	8000	335	0,07-0,25	250	1,3	2398,6
ПТ-60-90 после модернизации	65	75	8,8	535	398	8000	355	0,07-0,25	250	1,6	2390
ПТ-60-130 до модернизации	60	75	12,8	555	390	8000	335	0,07-0,25	250	1,3	2334
ПТ-60-130 после модернизации	65	75	12,8	555	396	8000	355	0,07-0,25	250	1,6	2300

**Эффективность модернизации**

В результате осуществления реновации номинальная мощность турбины увеличивается до 65 МВт. Экономичность турбоустановки повышается за счет перевода концевых уплотнений на схему самоуплотнения. Маневренные свойства турбоустановки улучшаются благодаря реализации бескоробого обогрева фланцев ЦВД. После замены комплекта узлов и деталей турбина будет иметь обозначение ПТ-65/75-90(130).

Показатели надежности турбины ПТ-65/75-90/13 (ПТ-65/75-130/13)

- Коэффициент готовности ЦВД турбины ПТ-65/75-90(130) составит не менее 0,98.
- Средняя наработка на отказ – не менее 8000 ч.
- Межремонтный период не менее 6 лет.
- Ресурс модернизированного ЦВД составляет 220 000 ч.
- Срок службы до списания – 40 лет.

**Продолжительность проведения работ:**

- разработка проектной документации – 1 месяц;
- шефмонтажные и шефналадочные работы в период ремонта ~ 100 дней.

**Поставляемое оборудование:**

- комплектный ЦВД с концевыми уплотнениями, ротором, обоймами, диафрагмами и деталями проточной части;
- средний подшипник;
- вкладыш передний РВД;
- муфта соединительная между РВД и РНД;
- клапан автоматического затвора в сборе с коробкой;
- вкладыш опорно-упорный;
- сервомотор регулирующих клапанов ЦВД;
- регулятор безопасности;
- передний подшипник с узлами регулирования и защиты;
- устройства автоматики, защиты и дистанционного управления турбины

**Реализованные проекты:**

- Произведено 35 реноваций паровых турбин ПТ-60-130 и 7 – паровых турбин ПТ-60-90, в частности на Уфимской ТЭЦ-4, Рижской ТЭЦ-1, Ярославской ТЭЦ-3, Курской ТЭЦ-1, Минской ТЭЦ-3, Читинской ТЭЦ-1 и т.д.

7.2 Модернизация ЦСНД турбины ПТ-60-90(130) с целью увеличения пропускной способности ЧСНД для использования пара производственного отбора

Модернизация проточной части ЦСНД предусматривает замену проточной части ЧСНД на существующем роторе для использования пара производственного отбора и увеличения пропускной способности ЦСНД до ~240 т/ч при давлении 13 ата перед ЦСНД, а также увеличения теплофикационного отбора до 200 т/ч. Максимальный расход пара в конденсатор будет составлять 160 т/ч.

Сравнительная таблица технико-экономических показателей

Наименование	Ном. мощность, МВт	Макс. мощность, МВт	Ном. параметры свежего пара		Макс. расход свежего пара, т/ч	Макс. расход пара в ЦСНД, т/ч	Макс. произ-ть теплоф. отбора, т/ч	Макс. расход пара в конденсатор, т/ч	Макс. расход произв. отбора, т/ч	Удел. расход теплоты, ккал/кВтч
			давление, МПа	температура, °С						
ПТ-60-130 до модернизации	60	60	12,8	555	387	170	140	160	230	2255,1
ПТ-70-130 после модернизации	67,2	86,4	12,8	555	387	240	200	160	76	2218,2

**Описание**

Новые элементы проточной части рассчитаны на пропуск большего расхода пара и обеспечивают более высокую экономичность. Надбандажные уплотнения рабочих лопаток выполняются развитыми лабиринтными, бандажи

цельнофрезерованные, что позволяет повысить эффективность уплотнений и снизить протечки пара.

Радиальные и осевые зазоры по проточной части устанавливаются оптимальными с точки зрения экономичности и обеспечения надежной работы при тепловых перемещениях.



Эффективность модернизации

Проведение модернизации проточной части среднего давления позволяет повысить КПД ЧСД на 2,0%.

При этом за счет повышения экономичности проточной части и увеличения расхода пара через ЧСД мощность турбины после модернизации составит:

- на конденсационном режиме – 60,5 МВт при расходе пара 223,9 т/ч (определяется максимальным допустимым расходом пара в конденсатор 160 т/ч);
- при расходе пара на турбину 337,5 т/ч и максимальных отборах $G_p=40$ т/ч и $G_t=200$ т/ч – 67,2 МВт (определяется максимальным допустимым расходом пара в ЦСНД 240 т/ч);
- при расходе пара на турбину 387 т/ч, отборах $G_p=76$ т/ч и $G_t=34$ т/ч – 86,4 МВт (определяется максимальным допустимым расходом пара в конденсатор 160 т/ч – режим максимальной мощности).

Значения мощности приведены для условий одновременной модернизации ЦСНД и ЦВД (установка сотовых уплотнений и модернизация концевых уплотнений).



Продолжительность проведения работ:

- разработка проектной документации – 6 месяцев;
- шефмонтажные и шефналадочные работы в период ремонта ~ 3,5 месяцев.

При выполнении модернизации ЦСНД проводятся следующие работы:

- устанавливается новый сопловой аппарат ЦСНД;
- устанавливаются новые обоймы диафрагм № 1, 2 и 3;
- устанавливаются новые диафрагмы 2-9 ступеней ЦСНД в комплекте с уплотнительными кольцами;
- устанавливаются новые рабочие лопатки 1-9 ступеней ЦСНД с цельнофрезерованными бандажами;
- производится модернизация регулирующих клапанов СД для обеспечения приемлемых скоростей пара и снижения потерь в клапанах при пропуске пара расходом 240 т/ч.

Модернизация регулирующих клапанов СД включает в себя замену собственно клапанов и седел, а также рабочих кулаков регулирующих клапанов.

Диафрагмы поставляются в комплекте с обоймами, которые устанавливаются в существующие расточки. Новая обойма переднего концевой уплотнения также устанавливается в существующую расточку. Новые рабочие лопатки предназначены для установки на существующие диски.



Реализованные проекты:

- ТЭЦ-9 Мосэнерго ст. № 5 на турбине ПТ-70-130/13;
- ТЭЦ-22 Мосэнерго ст. № 1 на турбине ПТ-60/70-130/13-1М.

7.3 Модернизация турбины ПТ-80/100-130/13 с целью использования пара производственного отбора в ЧСНД

Модернизация турбины ПТ-80/100-130/13 выполняется с целью увеличения пропускной способности ЦСНД до 380 т/ч с сохранением регулирования давления в производственном отборе при сниженном потреблении пара на производственные нужды и увеличением при этом дополнительной выработки тепловой и электрической мощности.

Сравнительная таблица технико-экономических показателей

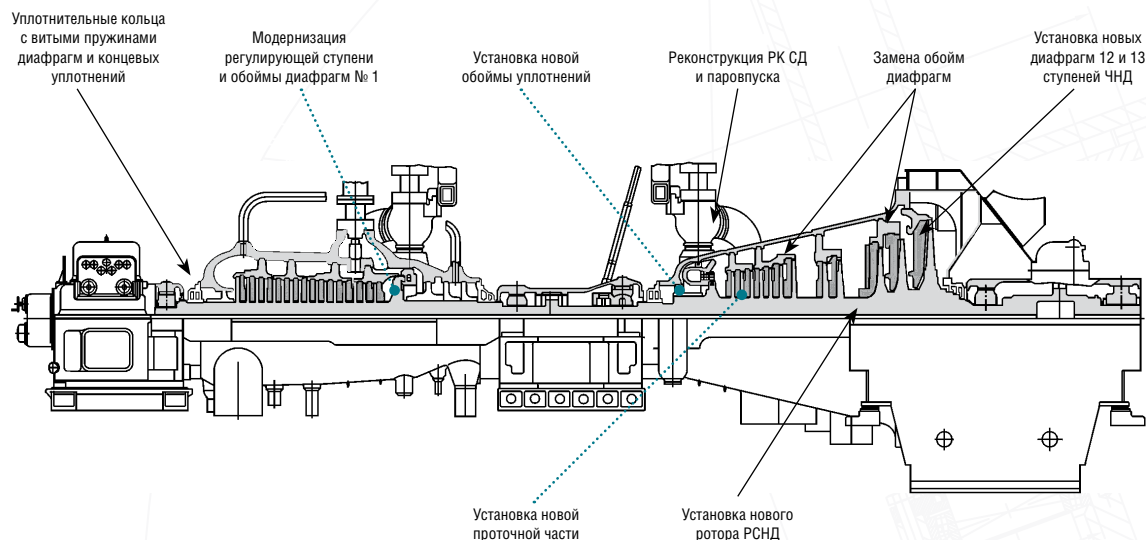
Наименование	Расход пара на пр-во, т/ч	Ном. мощность, МВт	Макс. расход свежего пара, т/ч	Макс. расход пара на пр-во, т/ч	Макс. произ-ть теплоф. отбора при 13/16,7 кгс/см ² в произв. отборе, Гкал/ч	Макс. про-пуск пара в ЦСНД при 13 /16,7 кгс/см ² в пр. отборе, т/ч	Мощность турбины на конд. режиме, МВт	Удел. расход пара, кг/кВтч	Удел. расход теплоты на конд. режиме, ккал/кВтч
ПТ-80/100-130/13 до модернизации	200	80,7	470	300	120/150	218/280	81,5	5,82	2264
ПТ-80/100-130/13М после модернизации	76	92	470	300	130/168	302,5/383	83,3	5,1	2200

Описание

При модернизации в существующий наружный цилиндр ЦСНД устанавливается новый ротор, новые диафрагмы и обоймы. Также реализуются следующие мероприятия:

- установка новых диафрагм 29 и 3 ступеней с тангенциальным навалом. Такая конструкция позволяет значительно повысить экономичность последних ступеней низкого давления без замены рабочих лопаток за счет перераспределения параметров и их выравнивания по высоте проточной части, упорядочивания структуры потока (увеличение выработки электрической мощности на конденсационном режиме до 3 МВт);
- уплотнение поворотной диафрагмы с установкой системы охлаждения выхлопа. Производится с целью повышения экономичности турбоустановки при работе в режиме с полностью закрытой поворотной диафрагмой за счёт уменьшения непроизводительной протечки пара в конденсатор, что позволяет сократить величину протечки до минимума, направив дополнительный пар в подогреватель сетевой воды (это мероприятие позволит увеличить тепловую нагрузку на 7 Гкал/час).

«Силовые машины» предлагают одновременно с увеличением пропускной способности ЦСНД провести модернизацию цилиндра высокого давления для повышения технико-экономических характеристик при минимальных объемах реконструкции.



Модернизация ЦВД предполагает проведение следующих работ:

- замена надбандажных уплотнений 2-17 ступеней ЦВД на модернизированные. При этом производится доработка козырьков диафрагм для установки обоймы с сотами. Использование сотовых уплотнений позволяет уменьшить зазоры по уплотнениям до 0,5 мм и повысить экономичность ЦВД и, соответственно, вырабатываемую мощность;
- модернизация рабочих лопаток первой (регулирующей) ступени ЦВД предусматривает установку сотовых надбандажных уплотнений, которые обеспечивают значительное повышение экономичности за счет снижения протечек. При этом модернизируется обойма уплотнения с дополнительной обработкой под установку сотоблоков. Также предусматривается установка оптимальных радиальных (1,5 мм) и осевых зазоров, обеспечивающих эффективную работу уплотнений при соблюдении надежности на всех режимах.

Эффективность модернизации

Реализация вышеуказанных мероприятий по ЦВД увеличивает КПД турбоустановки до 0,8%.

Результаты проведения всего комплекса модернизаций:

- увеличение КПД турбоустановки не менее чем на 2,8%;
- обеспечение максимальной электрической нагрузки турбогенератора 110 МВт на режиме комбинированной выработки тепла и электроэнергии;
- обеспечение повышения максимального теплофикационного отбора до 168 Гкал/ч.

**Продолжительность проведения работ:**

- разработка проектной документации – 6 месяцев;
- шефмонтажные и шефналадочные работы в период ремонта ~ 3,5 месяцев.

**Поставляемое оборудование:**

- комплект узлов для модернизации ЧСНД, включающий ротор РСНД, направляющий аппарат, обойму переднего уплотнения, диафрагмы, обоймы диафрагм, клапаны регулирующие ЦНД и др;
- комплект запасных частей к узлам турбины.

**Реализованные проекты:**

- в части увеличения пропускной способности пара в ЦСНД работы проводились на ТЭЦ-12 Мосэнерго ст. № 9 на турбине ПТ-80/100-130/13-1М;
- ТЭЦ-26 Мосэнерго ст. № 1 на турбине ПТ-80/100-130/13-1М;
- в части увеличения пропускной способности пара в ЦСНД и повышения КПД ЦВД работы проводились на Минусинской ТЭЦ ст. № 1 на турбине ПТ-80/100-130/13.

7.4 Модернизация турбины ПТ-80/100-130/13 с целью увеличения пропускной способности ЧСНД за счет снижения расхода пара на производственные нужды

Модернизация турбины выполнена с целью увеличения пропускной способности ЦСНД до 340-350 т/ч с сохранением давления в производственном отборе 13 ата при сниженном потреблении на производственные нужды и увеличением при этом дополнительной выработки электрической мощности.

Сравнительная таблица технико-экономических показателей

Наименование	Ном. мощность при комб. выр-ке эл/эн, МВт	Ном. параметры свежего пара		Ном. расход свежего пара, т/ч	Расход охл. воды через конд-р, т/ч	Макс. произ-ть теплоф. отбора, ГДж/ч	Макс. расход произв. отбора, т/ч	Макс. расход пара в ЦСНД при 1,3 МПа	Электрич. мощность на конденс. режиме, МВт
		давление, МПа	темп-ра, °С						
ПТ-80/100-130/13 до реконструкции	100	12,8	555	470	8000	100	300	215	80*
ПТ-80/100-130/13 после реконструкции	97	12,8	555	410**	8000	120	100	340	109,2

* При расходе пара Gт=305 т/ч в голову турбины

** Максимальный расход пара на турбину при номинальных параметрах может составлять 470 т/ч при комбинированной выработке электроэнергии

**Описание**

В результате модернизации изменяется система регенерации:

- отбор пара на деаэрактор от турбины не производится;
- ПНД-1 должен быть исключен и может быть демонтирован;
- ПНД-4 в целях оптимальной работы деаэрактора при максимальном расходе пара в ЦНД исключен и может быть демонтирован.

Такой вариант модернизации позволяет сохранить существующий цилиндр и ротор ЦСНД.

В части турбины предусмотрены следующие мероприятия:

- существующее сопловое парораспределение ЦСД заменяется дроссельным;
- реконструкция существующего корпуса цилиндра НД (передней литой части);
- реконструкция существующего ротора НД;
- изготовление новых конструктивных элементов статора, образующих улитку паровпуска, а также новых коробок регулирующих клапанов, новой обоймы переднего уплотнения, направляющего аппарата 1 ступени и диафрагмы 6 ступени (вследствие замены профиля направляющих лопаток). Обойма № 1 аннулирована, обойма № 2 реконструирована (новая).

Вследствие того, что расход в ЦСНД увеличивается ~ в 1,5 раза, срезаются первые 3 ступени (регулирующая и 2 ступени давления); вырезаются 4 сопловые и 2 боковые паровые коробки (для ограничения скорости потока) и заменяются на две боковые коробки регулирующих клапанов ЦСД. В результате обеспечивается плавный подвод от боковых коробок, закрывается участок ротора, проектируется камера, конфигурация обоймы. Крепеж горизонтального разъема заменяется на новый, увеличенный на размер. ЦСД обрабатывается заново.

В части регулирования предусмотрены следующие изменения:

- установка боковых клапанов новой конструкции с нижним подводом пара, обладающих улучшенными вибрационными характеристиками и более низкими потерями давления;
- на вале сохраненного кулачкового-распределительного устройства устанавливаются два новых рабочих кулака;
- на боковых клапанах устанавливаются колонки, имеющие более ремонтпригодную сварную конструкцию. Изнашивающиеся поверхности рамки и корпуса колонок выполняются в виде сменных втулок из специальных сталей с упрочнением поверхностного слоя;
- существующие верхние регулирующие клапаны демонтируются, в паровых коробках выполняются соответствующие заглушки. В качестве привода клапанов сохранен существующий сервомотор. В системе подвода пара для реализации подвода пара к новым нижним боковым клапанам ЦСНД изменяется конструкция перепускных труб от ЦВД к ЦСНД. Новые перепускные трубы трассируются аналогично существующим.



Эффективность модернизации

В результате модернизации обеспечивается дополнительная выработка 1800 кВт за счет внутренней обтекаемой улитки и замены паровых коробок.



Продолжительность проведения работ:

- разработка проектной документации ~ 8 месяцев;
- шефмонтажные и шефналадочные работы в период ремонта ~ 100 дней.



Поставляемое оборудование:

- комплект узлов для модернизации ЧСНД, включающий направляющий аппарат и диафрагмы 6 ступени с обоймами, обойму переднего уплотнения, рабочие лопатки с реконструированным РНД и передней частью ЦНД;
- регулирующие клапаны СД;
- колонки регулирующих клапанов ЧСД;
- рычаги боковых клапанов ЧСД;
- рабочие кулаки РК ЧСД;
- электромагнитные выключатели;
- детали модернизации сервомоторов;
- детали блока переднего подшипника;
- зубчатая муфта;
- комплект запасных частей к узлам турбины.



Реализованные проекты:

- ПТ-80/100-130 Минусинская ТЭЦ, Россия;
- К-255-162-2 ТЭС «Альхольма», Финляндия.

7.5 Установка привключенных турбин, работающих на паре производственных отборов турбин ПТ-60-90(130), ПТ-80-130, Р-50-130

В конструкции паровых турбин Р-50-130, ПТ-80/100-130, ПТ-60-130(90) предусмотрен отбор пара на производственные нужды: в турбине Р-50-130 – из выхлопа цилиндра; в турбинах ПТ-80/100-130 и ПТ-60-130(90) – из выхлопа ЦВД (табл.1).

В настоящее время на многих электростанциях существенно снизилась необходимость в паре производственных отборов (7–21 кгс/см²).

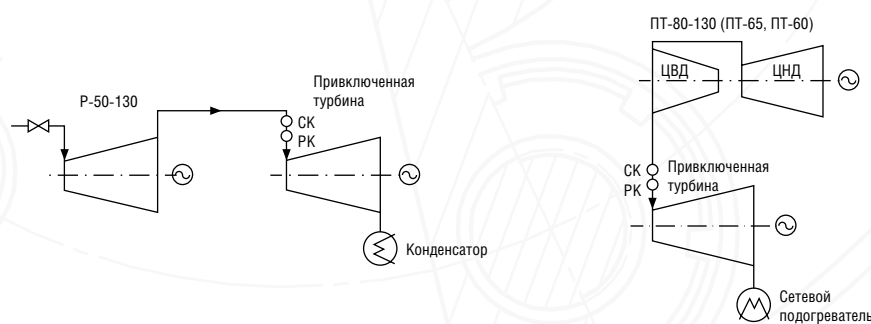
Наиболее эффективным способом использования пара производственного отбора является установка привключенных турбин с различными техническими характеристиками (конденсационные, теплофикационные, противодавленческие).

Привключенная турбина может работать также и от производственного коллектора, к которому подключены несколько турбин, имеющих производственные отборы.

Паровые турбины с производственным отбором

Тип турбины	Ном. мощность, МВт	Макс. мощность, МВт	Ном. параметры свежего пара		Ном. расход свежего пара, т/ч	Диапазон давления пара произв. отбора, кгс/см ²	Расход пара на выходе из турбины, т/ч	Расход пара произв. отбора, т/ч
			давление, МПа	темп-ра, °С				
P-50-130	50	57	12,8	555	470	7÷21	400	400
ПТ-80/100-130	80	109	12,8	555	470	10÷16	400*	300
ПТ-65-130 (ПТ-60-130)	65 (60)	75 (65)	12,8	555	396	10÷16	330*	250

* Расход пара на выходе из ЦВД



Принципиальные схемы подключения привключенных турбин

Возможная номенклатура привключенных турбин, питающихся паром производственных отборов

Тип турбины	Ном. расход пара, т/ч	Ном. параметры свежего пара		Ном. мощность, МВт	Теплофикационный отбор		Давление пара в выходном патрубке, кгс/см ²
		давление, МПа	темп-ра, °С		Тепл. мощность, МВт	Темпер. график теплосети, °С	
K-70-15	400	15	275	68,5	—	—	0,138
K-50-15	300	15	275	51,0	—	—	0,099
T-45-15	300	15	275	37,5/48	124,9/0	115/70	0,06/0,14
T-30-15	300	15	275	30,2	175	110/70	0,016
K-30-15	155	15	275	30,0	—	—	0,063
ПТР-27-15/1,9	300	15	275	27,2	179,2	111/70	1,9**
K-25-2,5	190	2,5	200	22,8	—	—	0,078

** на выходе турбины установлен сетевой подогреватель

⌚ Продолжительность проведения работ:

- проектные работы – 6 месяцев;
- изготовление – 11 месяцев.

📦 Поставляемое оборудование:

- паровая турбина со вспомогательным оборудованием.

✅ Реализованные проекты:

- K-25-2,5, предприятие «Уралметпром», Россия.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

завод «Электросила»

>2700

турбогенераторов

>280 ГВт (330 ГВА)

общая мощность

6–1200 МВт

диапазон мощностей

84%

электроэнергии в России
вырабатывается турбогенераторами
производства завода «Электросила»

ГОСТ

Все турбогенераторы соответствуют
ГОСТ, МЭК и другим национальным
стандартам и отличаются высокой
эффективностью и надежностью

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ

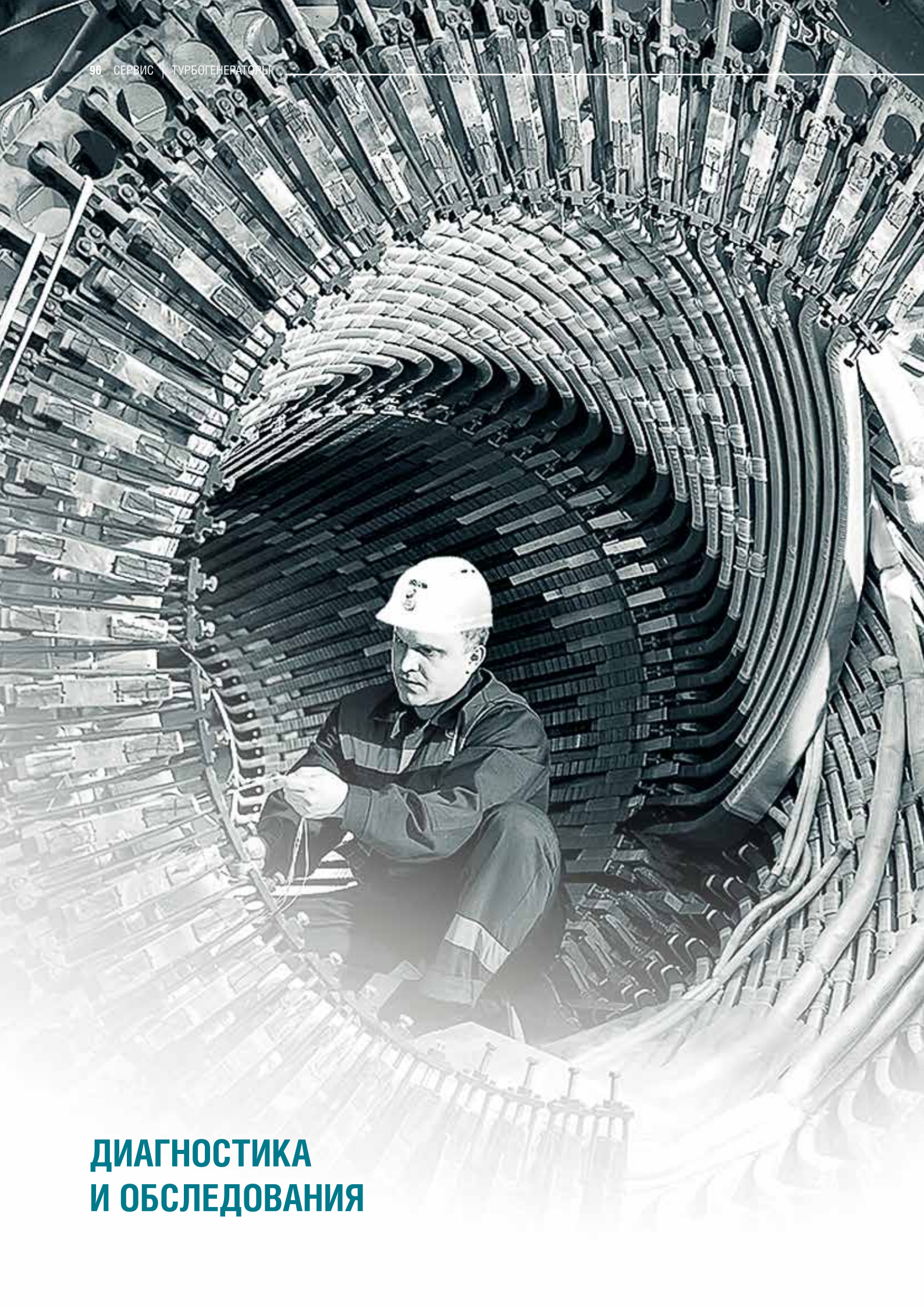
Типы изготавливаемых турбогенераторов:

- турбогенераторы с форсированным водородным охлаждением (ТВФ);
- турбогенераторы с водородно-водяным охлаждением (ТВВ);
- турбогенераторы с полным водяным охлаждением (ТЗВ);
- турбогенераторы с полным воздушным охлаждением (ТА, ТФ, ТЗФ, ТЗФА, ТЗФАУ);
- турбогенераторы с комбинированным воздушно-водяным охлаждением (ТЗФСУ).



Достоинства турбогенераторов:

- + высокая надежность;
- + низкий уровень нагрева и вибрации;
- + высокий КПД;
- + работа в режимах с потреблением реактивной мощности;
- + наличие аварийного маслоснабжения и съемных щеточных блоков;
- + шумозащитные кожухи, упругая подвеска сердечника статора и гидроподъем ротора.



ДИАГНОСТИКА И ОБСЛЕДОВАНИЯ

Комплекс работ по обследованию турбогенераторов включает:

1

Информационный анализ технического состояния турбогенератора

2

Тепловые испытания турбогенератора

3

Специальный технический контроль турбогенератора

4

Заключение о техническом состоянии генератора и рекомендации

Результаты комплексного обследования турбогенератора:

- повышение надежности работы;
- продление сроков службы;
- повышение мощности и устойчивости к эксплуатационным режимам;
- увеличение межремонтного периода;
- оптимизация структуры ремонтного цикла;
- снижение затрат на техническое обслуживание и ремонт.



1. Информационный анализ технического состояния турбогенератора, в том числе анализ полноты и результатов регламентированного контроля, выполняемого в плановые ремонты



Цели обследования:

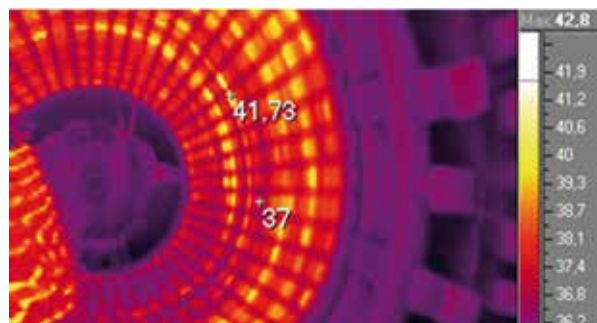
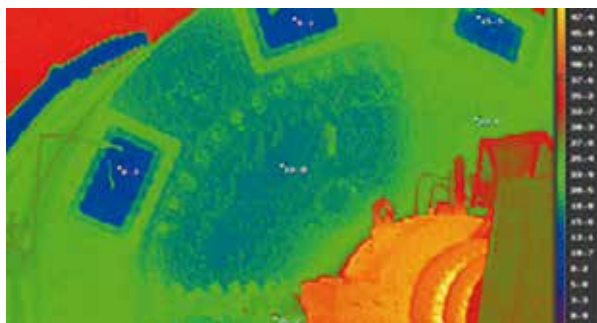
- определение наиболее вероятных мест возникновения дефектов до начала проведения плановых ремонтов с целью оптимизации графиков производства работ, а также трудовых и материальных ресурсов, привлекаемых для проведения ремонтов;
- выявление периодически возникающих дефектов и выдача рекомендаций по оптимальному режиму эксплуатации генератора, по изменению, корректировке технологий ремонтов их сроков и объемов, необходимости модернизации генераторного оборудования.

2. Тепловые испытания турбогенератора



Цель испытаний:

- определение тепловых характеристик активных элементов генератора;
- оценка состояния системы газового и водяного охлаждения турбогенератора;
- проверка соответствия полученных тепловых характеристик турбогенератора требованиям нормативной документации.



3. Специальный технический контроль элементов конструкции турбогенератора

1 Сердечник статора:

- технический осмотр с использованием эндоскопов на труднодоступных участках;
- ультразвуковой контроль плотности прессовки зубцовой зоны сердечника;
- электромагнитный контроль межсегментной изоляции листов активной стали (ELCID-тест);
- испытание активной стали на нагрев и потери.

2 Обмотка статора:

- технический осмотр с использованием эндоскопов на труднодоступных участках;
- проверка плотности заклиновки пазовой части обмотки статора;
- измерение интенсивности частичных разрядов в изоляции;
- измерение токов утечки через изоляцию лобовых частей и соединительных шин;
- измерение расходов дистиллята по гидравлическим ветвям ультразвуковым расходомером с накладными датчиками.

3 Вал ротора:

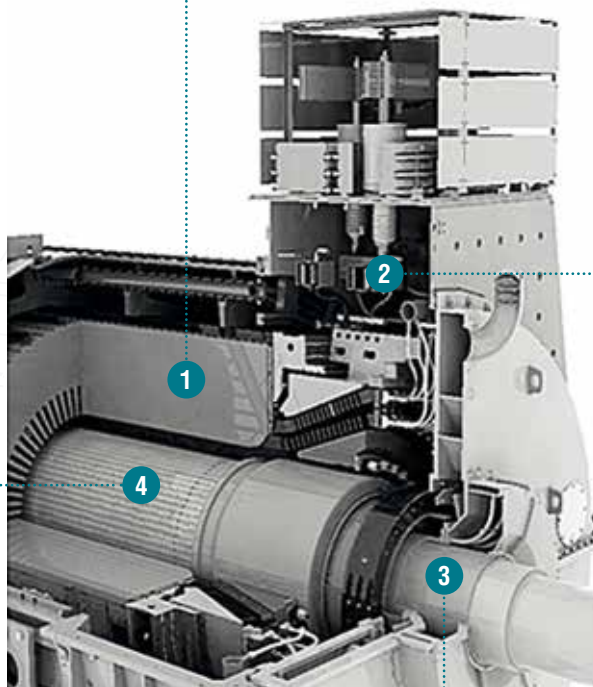
- технический осмотр;
- контроль твердости шеек вала ротора под опорные и уплотняющие подшипники, зубцов ротора в месте посадки на бочку ротора бандажных колец и в местах стыков пазовых клиньев;
- цветная дефектоскопия напряжённых сечений вала ротора и бандажных колец.

4 Обмотка ротора:

- технический осмотр обмотки, витковой и корпусной изоляции с использованием эндоскопов на труднодоступных участках, осмотр вентиляционных каналов;
- испытание витковой изоляции обмотки ротора.

5 Вспомогательные системы

турбогенератора: газомасляная система, система охлаждения и др.; технический осмотр (на рисунке не показано).



3.1 Технический осмотр



Цель контроля:

- выявление отклонений технического состояния генератора.



Используемое оборудование:

- технические видеоэндоскопы;
- смотровые зеркала;
- лупы.



3.2 Проверка плотности заклиновки пазовой части обмотки статора



Цель контроля:

- выявление ослабления плотности заклиновки пазовых клиньев обмотки статора.



Преимущества метода контроля:

- объективное определение плотности заклиновки;
- построение наглядной и удобной для анализа карты заклиновки с указанием относительного индекса плотности установки каждого клина;
- возможность отслеживания динамики развития ослабления плотности заклиновки.



Используемое оборудование:

- портативное устройство проверки плотности заклиновки.

3.3 Измерение токов утечки через изоляцию лобовых частей и соединительных шин



Цель контроля:

- выявление локальных участков изоляции лобовых частей и соединительных шин обмотки статора с нарушением диэлектрического барьера (истирание, загрязнение, увлажнение).



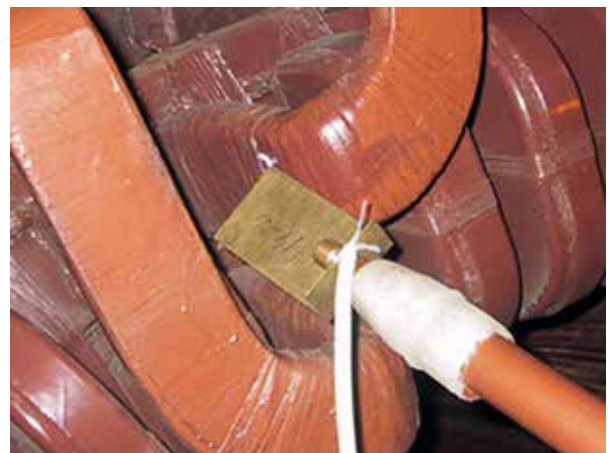
Преимущества метода контроля:

- неразрушающий вид контроля, достоверно выявляющий повреждения изоляции, удаленные от заземленных частей статора.



Используемое оборудование:

- портативный испытательный комплекс.



3.4 Измерение интенсивности частичных разрядов в изоляции

Цель контроля:

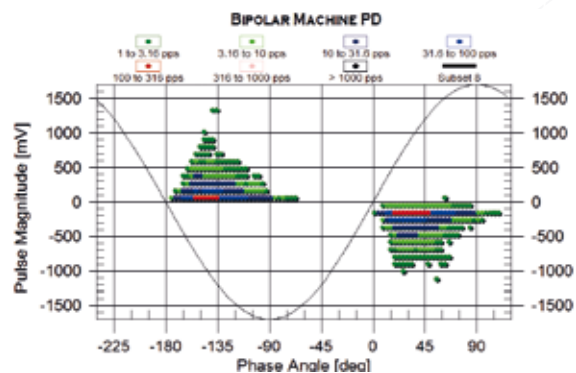
- оценка состояния изоляции обмоток статоров электрических машин.

Преимущества метода контроля:

- выявление на ранних стадиях начала процесса старения изоляции;
- контроль процесса старения изоляции во времени.

Используемое оборудование:

- портативные системы контроля частичных разрядов в изоляции обмоток статоров электрических машин.



3.5 Измерение расходов дистиллята по гидравлическим ветвям

Цель контроля:

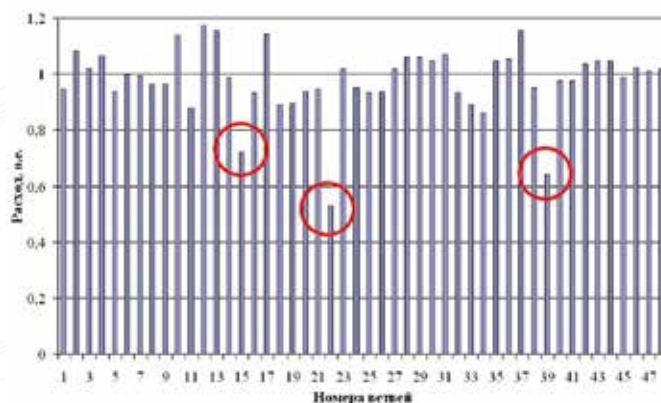
- выявление стержней обмотки статора с пониженной проходимостью дистиллята.

Преимущества метода контроля:

- отсутствие необходимости разбирать систему охлаждения для проведения замеров расхода дистиллята.

Используемое оборудование:

- портативные ультразвуковые расходомеры с накладными преобразователями.



3.6 Определение динамических характеристик лобовых частей и соединительных шин



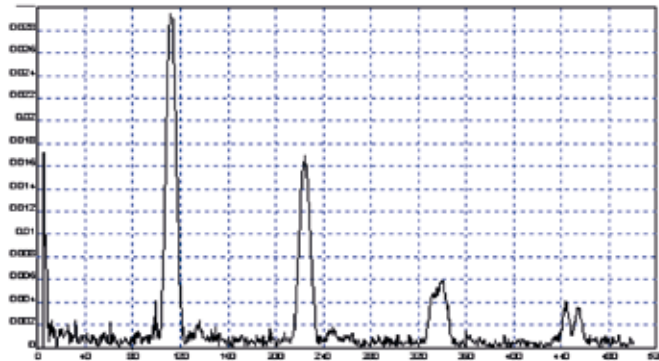
Цель контроля:

- выявление ослабления крепления лобовых частей и соединительных шин обмотки статора.



Используемое оборудование:

- виброанализатор.



3.7 Ультразвуковой контроль плотности прессовки зубцов зоны сердечника



Цель контроля:

- оценка остаточной плотности прессовки и выявление местных ослаблений зубцов пакетов активной стали.



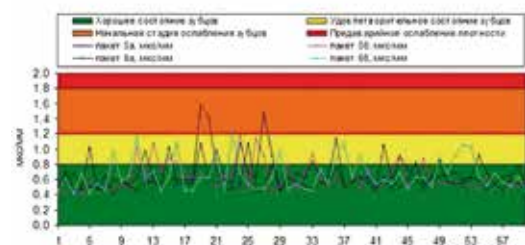
Преимущества метода контроля:

- высокая достоверность выявления участков зубцов с ослаблением плотности прессовки, не поддающиеся визуальному обнаружению;
- оценка эффективности мероприятий по повышению устойчивости зон сердечника к эксплуатационным воздействиям.



Используемое оборудование:

- портативный низкочастотный ультразвуковой дефектоскоп.



3.8 Электромагнитный контроль межсегментной изоляции листов активной стали

🎯 Цель контроля:

- оценка межлистовой изоляции сердечников статоров электрических машин.

+ Преимущества метода контроля:

- автоматическая запись результатов контроля;
- возможность проведения локального теста для уточнения расположения дефектов изоляции сердечников и оценки успешности их устранения;
- низкие трудозатраты, низкое энергопотребление и относительно короткое время проведения контроля;
- отсутствие потенциальной опасности повреждения статора.

🔧 Используемое оборудование:

- система электромагнитного контроля межлистовой изоляции сердечников статоров электрических машин (ELCID).



3.9 Испытания активной стали на нагрев и потери

🎯 Цель контроля:

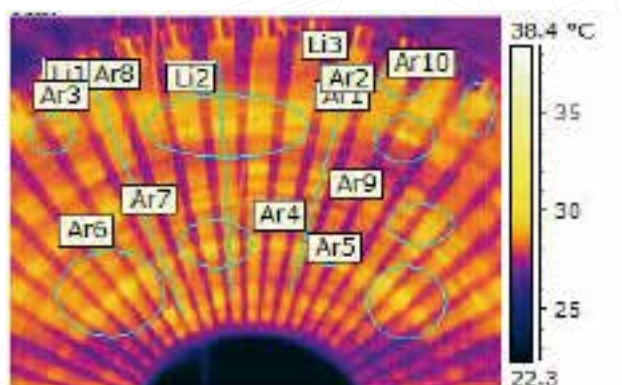
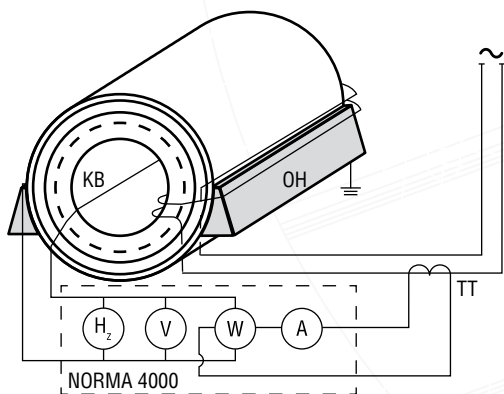
- оценка межлистовой изоляции сердечников статоров электрических машин.

+ Преимущества метода контроля:

- получение достоверных сведений о состоянии межлистовой изоляции.

🔧 Используемое оборудование:

- тепловизор;
- анализатор качества электроэнергии (для регистрации электрических параметров схемы измерения и определения удельных потерь в стали).



3.10 Испытание витковой изоляции обмотки ротора



Цель контроля:

- оценка межвитковой изоляции обмоток роторов электрических машин.



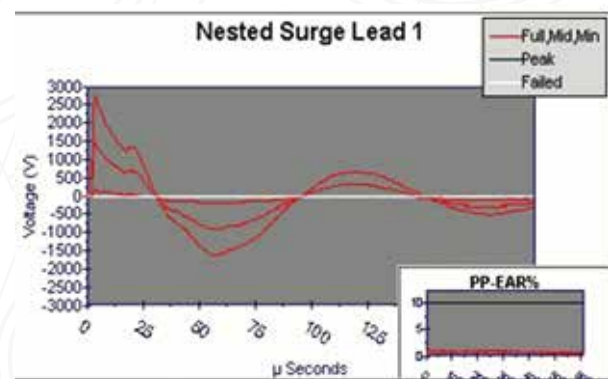
Преимущества метода контроля:

- наиболее достоверный метод оценки состояния межвитковой изоляции обмоток на остановленном оборудовании.



Используемое оборудование:

- устройство для проведения импульсных испытаний обмоток электрических машин.

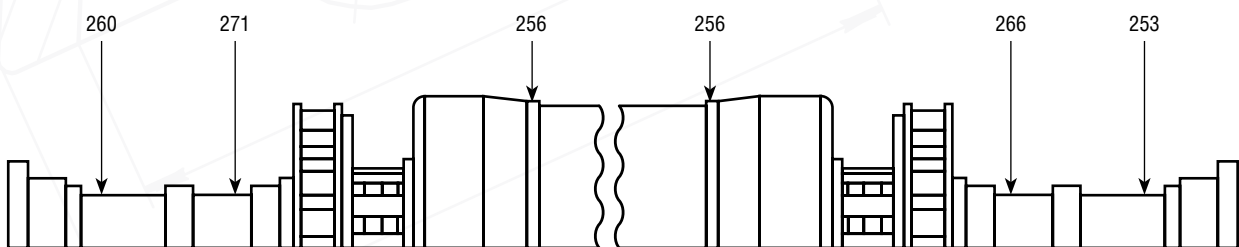


3.11 Контроль металла ротора и его конструктивных элементов



Цель контроля:

- определение отклонений технического состояния металла вала ротора и его конструктивных элементов (зон подкала металла, растрескиваний и иных повреждений).





**МОДЕРНИЗАЦИЯ И РЕМОНТ
В УСЛОВИЯХ СТАНЦИИ**

1. Замена обмотки статора



Цель модернизации:

- повышение надежности работы турбогенератора.

После проведения обследования сердечника статора и выдачи заключения о его техническом состоянии модернизация может ограничиться только заменой обмотки статора на обмотку с термореактивной изоляцией типа «элмикатерм» с температурными характеристиками класса F и усилением крепления обмоток в лобовых частях.



Работы могут выполняться:

- в ремонтной зоне машинного зала станции (статор установлен на кантователе);
- на штатном рабочем месте турбогенератора (без использования кантователя).



Продолжительность проведения работ:

- от 30 до 60 дней в зависимости от типа турбогенератора.



Применение формующих материалов холодного отверждения



Установка новых выводных шин



Установка новых платиновых термопреобразователей



Замена кронштейнов и бандажных колец обмотки статора



Укладка обмотки статора

2. Модернизация торцевой зоны активной стали статора



Цель модернизации:

- расширение диапазона диаграммы мощности работы турбогенератора в режиме недовозбуждения, восстановление работоспособного состояния сердечника.

В процессе работы турбогенератора в режиме недовозбуждения (с потреблением реактивной мощности) на торцевые зоны сердечника статора воздействует намагничивающая аксиальная составляющая переменной магнитодвижущей силы (МДС) реакции якоря, которая вызывает увеличение нагрева крайних пакетов торцевых зон сердечника и нажимных плит статора. Для укрепления торцевых зон сердечника статора и увеличения интенсивности их охлаждения крайние пакеты торцевых зон сердечника статора заменяются на запеченные пакеты новой конфигурации, которые в совокупности с медными шунтирующими экранами уменьшают воздействие аксиальной составляющей МДС на торцевые зоны сердечника статора. Прессовка сердечника в сборе выполняется горизонтальным гидравлическим прессом. После испытания сердечника производится укладка стержней обмотки статора.



Работы могут выполняться:

- в ремонтной зоне машинного зала станции (статор установлен на кантователе);
- на штатном рабочем месте турбогенератора (без использования кантователя).



Продолжительность проведения работ:

- от 80 до 120 дней в зависимости от типа турбогенератора.



▲ Монтаж крайних запеченных пакетов



▲ Торцевая зона сердечника статора с исполнением магнитного шунта



▲ Прессовка сердечника статора в горизонтальном положении

3. Замена активной стали сердечника статора



Цель модернизации:

- Изготовление нового статора современной конструкции с использованием старого корпуса.

В процессе модернизации статор устанавливается в вертикальное положение. Производится: демонтаж сердечника статора и стяжных призм; разгонка и приварка новых призм; набор пакетов сердечника статора с промежуточными и основными прессовками вертикальным гидравлическим прессом. После сборки активной стали сердечника статора кантуется в горизонтальное положение и производится укладка стержней обмотки статора.



Продолжительность проведения работ:

- от 120 до 180 дней в зависимости от типа турбогенератора.



▲ Установка статора в вертикальное положение

4. Стабилизация усилия прессования активной стали турбогенераторов типа ТВВ-165, ТВВ-200 ТВВ-320



Цель модернизации:

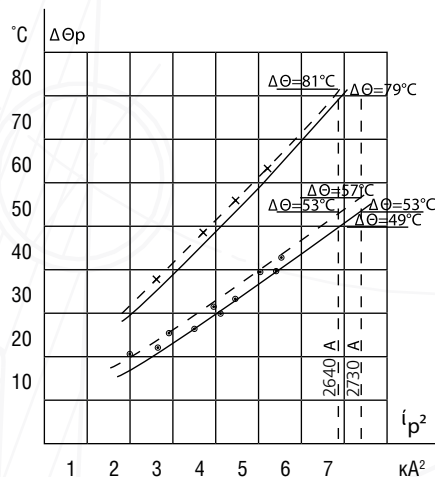
- восстановление плотности прессовки активной стали статора турбогенератора.

В процессе эксплуатации турбогенераторов усилие запрессовки сердечника активной стали, особенно в торцевой зоне, может ослабляться. Эффективным способом восстановления усилия прессовки активной стали является установка вместо гаек стяжных призм сердечника специальных пружинных устройств с заданным и регулируемым давлением. Пружинные блоки (аккумуляторы давления) устанавливаются без удаления статорной обмотки и с выполнением дополнительных работ, обеспечивающих доступ к месту установки устройства и подвижность нажимных плит сердечника. Работы выполняются непосредственно в условиях станции.



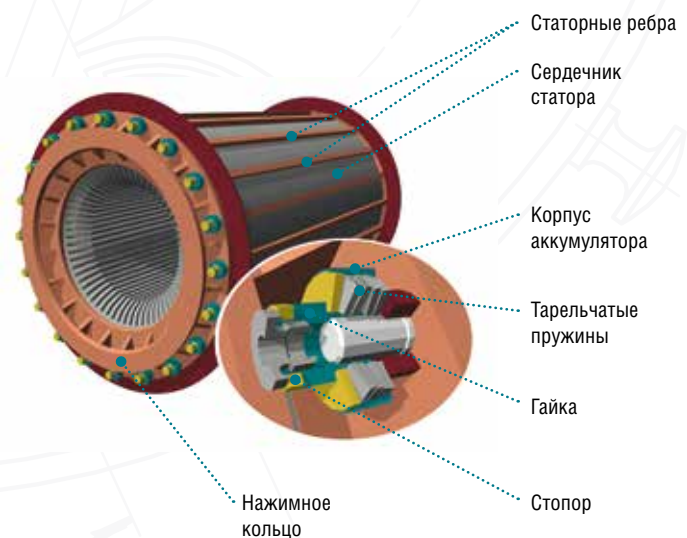
Продолжительность проведения работ:

- от 20 до 40 дней в зависимости от типа турбогенератора.



—x—x— до модернизации — агрегат 1
—o—o— после модернизации — агрегат 2

▲ Турбогенераторы ТВВ-200-2А ТЭС «Битола»
Экспериментальная зависимость превышения температуры обмотки ротора от квадрата тока возбуждения.



5. Модернизация систем вентиляции турбогенераторов типа ТВВ-200, ТВВ-320



Цель модернизации:

- увеличение мощности до 10-15 %.

Отличительной особенностью турбогенераторов серии ТВВ является то, что обмотка статора охлаждается дистиллятом, активная сталь и обмотка ротора водородом. На турбогенераторах типа ТВВ имеется возможность увеличить мощность, не повышая температуру активных частей путем интенсификации вентиляции. Для этого в зазор между ротором и статором устанавливаются специальные клинья, выступающие в зазор, которые препятствуют завихрению водорода в зазоре и увеличивают скорость охлаждающего газа в вентиляционных каналах обмотки ротора. Увеличивается также скорость газа в вентиляционных каналах активной стали статора. Предлагаемая модернизация обеспечивает снижение рабочих температур активных частей, вследствие чего увеличивается их ресурс. Работы выполняются непосредственно в условиях станции.



Продолжительность проведения работ:

- до 20 дней в зависимости от типа турбогенератора.

6. Установка направляющих воздухопроводов для охлаждения нажимной плиты статора турбогенераторов ТЗФП(Г)-160(180)



Цель модернизации:

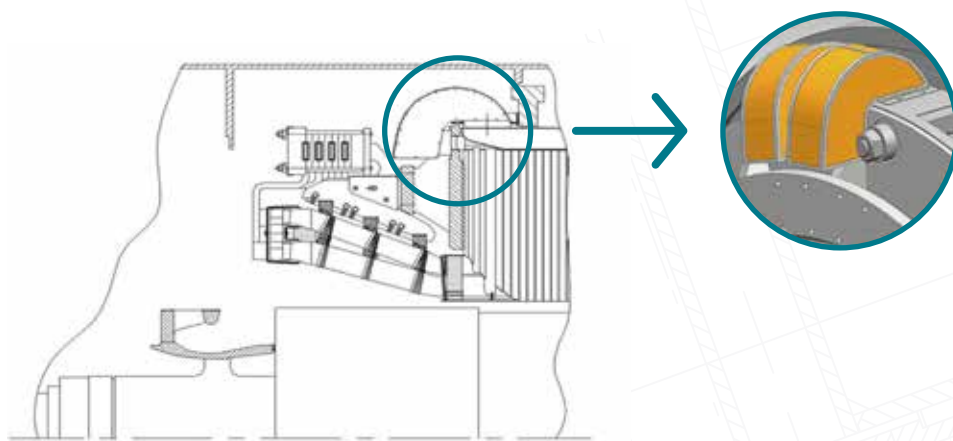
- повышение эффективности системы охлаждения, снижение нагрева нажимных плит.

В ходе модернизации на каркас статора устанавливаются направляющие для распределения охлаждающего воздуха со стороны турбины и контактных колец.



Продолжительность проведения работ:

- до 5 дней.



7. Основные референции по модернизации статоров турбогенераторов

Турбогенераторы с водородным охлаждением

№	Электростанция	Тип генератора	Количество	Год
1	ТЭЦ-ПВЭС ПАО «Северсталь», Россия	ТВФ-120-2УЗ	1	2001
2	Пермская ГРЭС, Россия	ТЗВ-800-2УЗ	1	2001
3	Конаковская ГРЭС, Россия	ТВВ-320-2УЗ	1	2004
4	Казанская ТЭЦ4, Россия	ТВВ-165-2УЗ	1	2005
5	Южно-Украинская АЭС, Украина	ТВВ-1000-4УЗ	3	2003–2007
6	Тбилисская ГРЭС, Грузия	ТВВ-165-2УЗ	1	2006
7	ТЭЦ ВАЗа, Россия	ТВВ-160-2ЕУЗ	1	2007
8	Запорожская АЭС на ГП «Электротяжмаш»	ТВВ-1000-4УЗ	1	2007
9	Лукомльская ГРЭС, Беларусь	ТВВ-320-2УЗ	2	2007–2009
10	Костромская ГРЭС, Россия	ТВВ-320-2УЗ	2	2007–2008
11	Мосэнерго, Россия	ТВВ-320-2	4	2007–2009
12	Рязанская ГРЭС, Россия	ТЗВ-800-2УЗ	1	2009
13	ТЭС «Битола», Македония	ТВВ-200-2УЗ	3	2010–2012
14	Яйвинская ГРЭС, Россия	ТВВ-165-2	1	2010
15	Березовская ГРЭС, Россия	ТВВ-800-2Е	1	2013
16	Добровторская ТЭС, Украина	ТВВ-165-2	1	2014
17	Сырдарьинская ТЭС, Узбекистан	ТВВ-320-2	2	2014–2015
18	Ириклинская ГРЭС, Россия	ТВВ-320-2	1	2015
19	Сургутская ГРЭС-2, Россия	ТВВ-800-2Е	1	2017

Турбогенераторы с воздушным охлаждением

№	Электростанция	Тип генератора	Количество	Год
1	Жезказганская ТЭЦ, Казахстан	ТЗФП-63-2	1	2014
2	Жезказганская ТЭЦ, Казахстан	ТЗФП-63-2	1	2015
3	Первомайская ТЭЦ, Россия	ТЗФП-63-2	1	2016
4	Затонская ТЭЦ, Россия	ТЗФП-80-2	1	2016
5	Тюменская ТЭЦ, Россия	ТЗФП-160-2	1	2014
6	«Мосэнерго» ТЭЦ-12, Россия	ТЗФГ-160-2	1	2015
7	Новокузнецкая ТЭЦ, Россия	ТЗФП-160-2	2	2014
8	Кировская ТЭЦ-3, Россия	ТЗФГ-180-2	1	2014
9	Владимирская ТЭЦ-2, Россия	ТЗФГ-180-2	1	2014
10	Богословская ТЭЦ, Россия	ТЗФГ-180-2	1	2012
11	Черепетская ГРЭС, Россия	ТЗФГ-220-2	1	2015
12	Северо-Западная ТЭЦ, Россия	ТФП-160-2	1	2001
13	Северо-Западная ТЭЦ, Россия	ТФГ-160-2	1	2001
14	«Мосэнерго» ТЭЦ-27, Россия	ТЗФАУ-160-2	1	2008
15	«Мосэнерго» ТЭЦ-21, Россия	ТЗФАУ-160-2	1	2008
16	«Мосэнерго» ТЭЦ-27, Россия	ТЗФГ-160-2	2	2008
17	«Мосэнерго» ТЭЦ-21, Россия	ТЗФГ-160-2	1	2008
18	Правобережная ТЭЦ-5, Россия	ТЗФГ-160-2	1	2012
19	«Мосэнерго» ТЭЦ-21, Россия	ТЗФП-160-2	1	2008
20	Северо-Западная ТЭЦ, Россия	ТЗФГ-160-2, ТФП-160-2	2	2015, 2017
21	«Мосэнерго» ТЭЦ-27, Россия	ТЗФГ-160-2	1	2016

8. Замена обмотки ротора и бандажных колец



Цель модернизации:

- повышение надежности работы турбогенератора.

При замене роторов или их перемотке реализуются конструктивные мероприятия по снижению рабочих температур, а также по повышению устойчивости изоляции к рабочим температурам за счет изменения конфигурации схемы охлаждения обмотки ротора в пазовой части и использовании новых изоляционных материалов.

В ходе модернизации ротора турбогенератора также осуществляется замена бандажных колец на коррозионно-стойкие. На турбогенераторах с коррозионно-стойкими сталями периодичность профилактических осмотров бандажных колец может быть значительно увеличена, а использование бандажных колец с фиксированием их на роторе турбогенератора без гайки позволяет выполнять контроль бандажных колец без их снятия с вала ротора методом ультразвуковой дефектоскопии.



Продолжительность проведения работ:

- от 30 до 60 дней в зависимости от типа турбогенератора.



9. Замена торцевых уплотнений вала ротора турбогенераторов с водородным охлаждением на радиальные (кольцевого типа)



Цель модернизации:

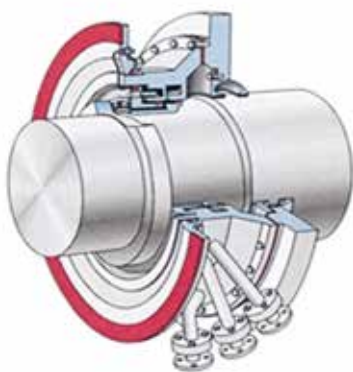
- повышение надежности работы турбогенератора.

Масляные уплотнения вала радиального (кольцевого) типа с гидродинамической центровкой вкладыша, частичной разгрузкой от осевых усилий и интенсифицированным охлаждением вкладыша более просты в эксплуатации, так как в системе обеспечения используется только один регулятор давления масла вместо двух; имеют высокую подвижность и поэтому не чувствительны к различным изменениям в режимах работы генератора и тепловых расширений валопровода. Работы выполняются непосредственно в условиях станции.



Продолжительность проведения работ:

- до 20 дней в зависимости от типа турбогенератора.



Уплотнение вала торцевого типа



Уплотнение вала радиального (кольцевого) типа

10. Основные референции по замене, ремонту и модернизации роторов

№	Электростанция	Тип работ	Тип генератора	Количество	Год модернизации
1	Первомайская ТЭЦ, «Ленэнерго», Россия	Модернизация обмотки с переводом с косвенного на непосредственное водородное охлаждение	ТВ-60	5	1966, 1984-85, 1987, 1991
2	Орская ТЭЦ-1, Россия	Модернизация обмотки с переводом с косвенного на непосредственное водородное охлаждение	ТВ-60-2	1	1998
3	Нововоронежская АЭС, Россия	Замена ротора с переводом с водяного на непосредственное водородное охлаждение	TBB-500-4	2	1998, 2000
4	Конаковская ГРЭС, Россия	Замена ротора с интенсифицированным водородным охлаждением обмотки	TBB-320-2	1	1998
5	ТЭС «Пьедрра Буэна», Аргентина	Ремонт ротора с восстановлением витковой и корпусной изоляции и заменой бандажных колец	TBB-320-2	1	2000
6	Киришская ГРЭС, Россия	Ремонт ротора с восстановлением витковой и корпусной изоляции и заменой бандажных колец	TBB-320-2	2	2004, 2009
7	Сургутская ГРЭС-2, Россия	Ремонт ротора с восстановлением витковой и корпусной изоляции и заменой бандажных колец	TBB-800-2	1	2009
8	Костромская ГРЭС, Россия	Ремонт ротора с восстановлением витковой и корпусной изоляции и заменой бандажных колец	TBB-320-2	1	2007

№	Электростанция	Тип работ	Тип генератора	Количество	Год модернизации
9	Костромская ГРЭС, Россия	Замена на ротор с бесщёточным возбуждением с увеличением мощности до 350 МВт.	TBB-320-2	1	2006
10	ТЭС «Битола», Македония	Замена обмотки ротора с каналами центрального охлаждения и заменой бандажных колец	TBB-200-2	2	2011, 2012
11	Тюменская ТЭЦ-2, Россия	Ремонт ротора с восстановлением витковой и корпусной изоляции и заменой бандажных колец	ТЗФП-160-2	1	2014
12	Сырдарьинская ТЭС, Узбекистан	Замена обмотки ротора с каналами центрального охлаждения и заменой бандажных колец в условиях станции	TBB-320-2	2	2014, 2015

Замена бандажных колец роторов

№	Электростанция	Тип генератора	Год модернизации
1	ТЭС «Пьедр Буена», Аргентина	TBB-320-2ТЗ	1996, 2000
2	Конаковская ГРЭС, Россия	TBB-320-2УЗ	1998
3	Северная ТЭЦ «Ленэнерго», Россия	ТВФ-120-2УЗ	2001
4	ТЭЦ-15 «Ленэнерго», Россия	ТВФ-120-2УЗ	2002
5	Калининская АЭС, Россия	TBB-1000-2УЗ	2002
6	ТЭЦ-17 «Ленэнерго», Россия	ТВФ-120-2УЗ	2003
7	ТЭЦ-7 «Ленэнерго», Россия	ТВФ-60-2УЗ	2003
8	Южно-Украинская АЭС, Украина	TBB-1000-2УЗ	2003
9	Костромская ГРЭС, Россия	TBB-320-2УЗ	2007
10	Киришская ГРЭС, Россия	TBB-320-2УЗ	2009
11	Сургутская ГРЭС-2, Россия	TBB-800-2УЗ	2009
12	Сырдарьинская ТЭС, Узбекистан	TBB-320-2	2014, 2015
13	Ириклинская ГРЭС, Россия	TBB-320-2	2016

Модернизация уплотнения вала

№	Электростанция	Тип генератора	Количество	Год модернизации
1	ТЭС «Тузла», Босния и Герцеговина	ТВФ-100-2	1	1998
2	ТЭС «Керацини», Греция	TBB-200-2	1	2000
3	АЭС «Козлодуй», Болгария	TBB-220-2А	1	2001
4	Армянская АЭС, Армения	TBB-220-2А	2	2001
5	Ленинградская АЭС, Россия	TBB-500-2	2	2001
6	Курская АЭС, Россия	TBB-500-2	2	2001
7	Нововоронежская АЭС, Россия	TBB-220-2А	1	2002
8	Кольская АЭС, Россия	TBB-220-2А	1	2002
9	Смоленская АЭС, Россия	TBB-500-2	4	2000-2003
10	Литовская ГРЭС, Литва	TBB-320-2	1	2003
11	Костромская ГРЭС, Россия	TBB-350-2	2	2006-2007
12	ТЭС «Битола», Македония	TBB-200-2УЗ	3	2010-2012
13	Сырдарьинская ТЭС, Узбекистан	TBB-320-2	2	2014, 2015
14	Ириклинская ГРЭС, Россия	TBB-320-2	1	2016

11. Дополнительные мероприятия по повышению надежности турбогенераторов

Модернизация щеточно-контактного аппарата (ЩКА):

- простота обслуживания ЩКА может быть достигнута путем его модернизации, которая предусматривает замену щеточной траверсы на траверсу со съемными щеточными bracketами;
- модернизированный щеточно-контактный аппарат может быть оснащен системой диагностики, которая обеспечивает измерение токораспределения по щеткам;
- для эффективного охлаждения ЩКА воздухозаборный патрубок с фильтром может быть вынесен за пределы шумозащитного кожуха;
- для повышения надёжности работы скользящего контакта и предотвращения искрения щёток при эксплуатации ЩКА в сухом климате или в зимний период устанавливается система увлажнения.

Модернизация системы наддува:

Для повышения эффективности очистки охлаждающего воздуха и упрощения эксплуатации заменить систему наддува установкой дополнительных фильтров тонкой очистки с системой жалюзи, позволяющих производить замену фильтров во время работы блока.

Установка системы мониторинга частичных разрядов:

Установка системы мониторинга частичных разрядов позволит своевременно выявлять дефекты изоляции стержней обмотки статора и отслеживать динамику их развития.

Емкостные датчики (80 пФ, 16 кВ, 6 шт.), стационарно устанавливаемые в токопровод генератора



Прибор для проведения постоянного или периодического мониторинга

BusTrae/Guard



Соединительная коробка



TGA-B



12. Требования к месту проведения модернизации или ремонта

Оснастка «Силовых машин» адаптирована к условиям работы на ГРЭС, ТЭЦ или в цехе и позволяет проводить модернизацию турбогенераторов мощностью от 60 до 1000 МВт. Работы по модернизации и ремонту турбогенераторов могут быть выполнены в условиях электростанции при соблюдении следующих условий.

Модернизация статора:

- ремонтная зона площадью 350 кв. м с фундаментами для установки оснастки;
- наличие грузоподъемных кранов в ремонтной зоне;
- обеспечение водой, сжатым воздухом, источниками электроэнергии, в том числе большой мощности, для проведения испытания сердечника статора на потери и нагрев.

Полный ремонт и модернизация турбогенератора:

- балансировочный и токарные станки для обработки ротора;
- возможность прогрева обмотки ротора от источника постоянного тока;
- возможность подключения индуктора для нагрева бандажных колец и т.д.





РЕКОНСТРУКЦИЯ НА ЗАВОДЕ-ИЗГОТОВИТЕЛЕ

По желанию заказчика модернизация турбогенератора может быть выполнена на заводе-изготовителе.

1. Реконструкция турбогенератора ТВВ-165-2 с повышением мощности до 180 МВт и переходом на тип ТВФ

Охлаждающие среды:

- обмотка статора – косвенное водородное охлаждение;
- обмотка ротора – форсированное водородное охлаждение («внутренние» вентиляционные каналы);
- сердечник – косвенное водородное охлаждение.

Схема вентиляции – вытяжная одноструйная.



Модернизация уплотнения вала

№	Наименование параметра	До реконструкции ТВВ-165-2	После реконструкции ТВФ-180-2
1	Активная мощность, МВт	165	180
2	Коэффициент мощности	0,85	0,85
3	Напряжение, кВ	18	18
4	Ток статора, А	6040	6800
5	Ток ротора, А	2110	2270
6	Температура охлаждающей воды в газоохладителях, °С	33	32
7	Давление водорода, кг/см ²	3,5	3,5

2. Объем реконструкции

Статор:

- полная замена активной стали и ребер сердечника с модернизацией торцевой зоны (крайние пакеты сердечника в виде «магнитного шунта»);
- установка короткозамыкающих шин на ребра сердечника;
- полная замена обмотки статора с увеличением сечения меди при сохранении имеющегося паза статора;
- модернизация конструкции кронштейнов лобовых частей, крепления шин выводных, заклиновка стержней в пазу встречными клиньями, применение эластичных подклиновых прокладок, установка термопреобразователей сопротивления с НСХ Pt100 в пазы статора с реализацией 4-х или 3-х проводной схемы;
- оснащение датчиками контроля вибрации торцевых частей обмотки статора (опционально).

Ротор:

- перемотка ротора с изготовлением новой обмотки с «внутренними» вентиляционными каналами вместо «боковых»;
- замена бандажных колец коррозионностойкими с модернизацией узла фиксации колец в аксиальном направлении;
- замена существующей траверсы траверсой со съёмными бракетами.

Диаграмма мощности турбогенератора ТВФ-180-2

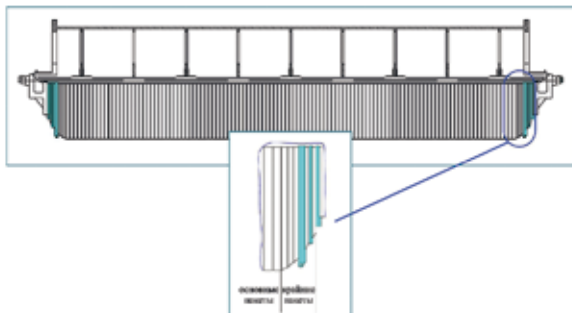


Обследование, ремонт, испытания, документация:

- обследование генератора и его систем, проведение восстановительного ремонта по результатам обследования на оборудовании, не участвующем в модернизации;
- корректировка эксплуатационной документации.

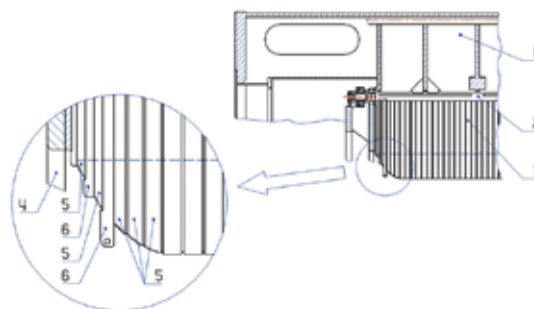
Величина номинальной мощности турбогенераторов после выполнения предлагаемой реконструкции составит 180 МВт при $\cos\phi=0,85$.

Крайние пакеты сердечника в виде «магнитного шунта»



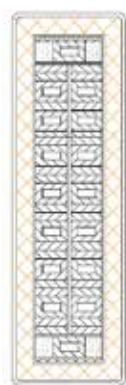
Такая конструкция торцевой зоны позволяет снизить потери за счет интенсификации охлаждения и оптимизации формы крайних пакетов.

Торцевая зона сердечника статора



1 – корпус статора; 2 – ребро статора; 3 – сердечник;
4 – кольцо нажимное; 5 – пакет статора (запеченный);
6 – палец нажимной.

Обмотка статора с увеличенным сечением медных проводников в существующих пазах



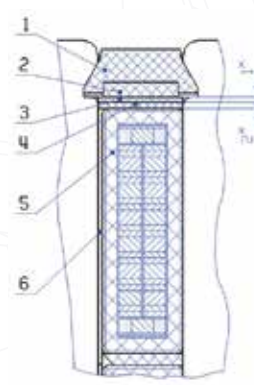
Сечение меди
увеличится на ~ 17 %



Стержень статора
ТВВ-165-2

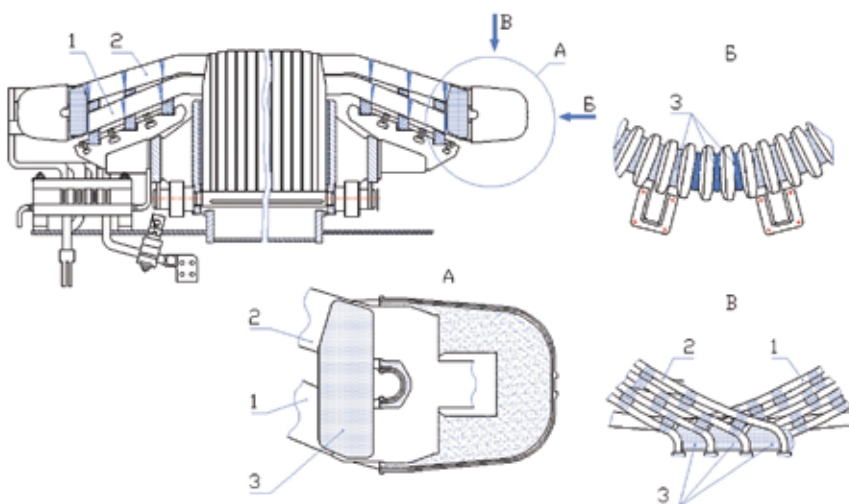
Стержень статора
ТВФ-180-2

Заклиновка стержней в пазу встречными клиньями, применение эластичных подклиновых прокладок



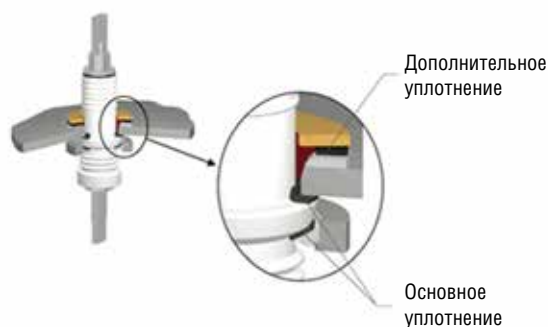
1 – клин пазовый (стеклотекстолит);
2 – клин пазовый (стеклотекстолит);
3 – прокладка под клин (стеклотекстолит);
4 – упругая прокладка (эпоксиуретан);
5 – стержень верхний;
6 – боковая прокладка (волнистый, полупроводящий стеклотекстолит)

Крепление лобовых частей обмотки статора (для снижения вибрации лобовых частей)

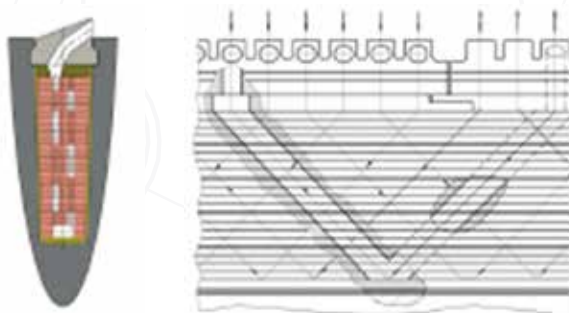


1 – нижний стержень;
2 – верхний стержень;
3 – эпоксидная замазка.

Дополнительная защита уплотнений концевых выводов (опционально)



Модернизация обмотки возбуждения ротора

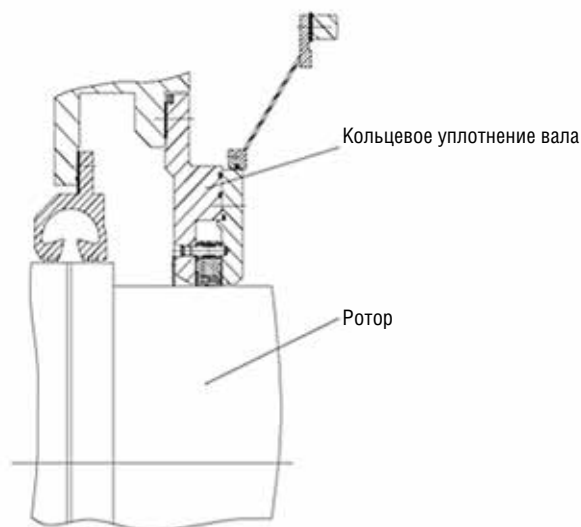


Проводники обмотки будут изготавливаться по новой технологии с внутренними каналами, что увеличит площадь охлаждаемой поверхности проводников.

Модернизация токоведущих болтов ротора



Кольцевое уплотнение вала (радиальное)

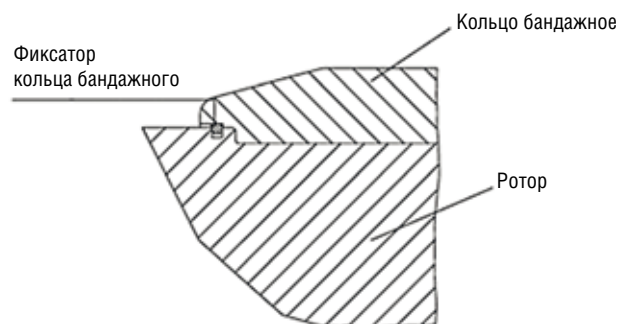


Для повышения эксплуатационной надежности турбогенераторов предлагается замена торцевых уплотнений вала на кольцевые.

В уплотнениях кольцевого типа уплотнительное кольцо (вкладыш) охватывает вал с малым зазором. Перемещений вкладыша в осевом направлении не требуется. Осевое перемещение ротора на работу уплотнения не влияет, следовательно, не зависит от режима работы генератора (маневренный или стационарный).

Модернизация бандажного узла

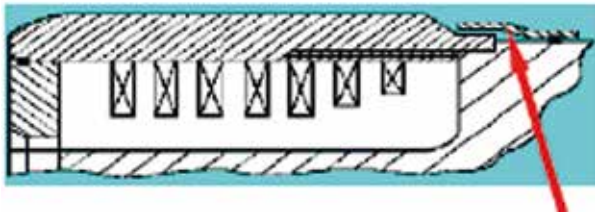
Крепление бандажного кольца из коррозионностойкой стали на бочке ротора при помощи кольца пружинного (без гаек).



Упрощение конструкции (исключение гайки бандажного кольца) и повышение надежности.

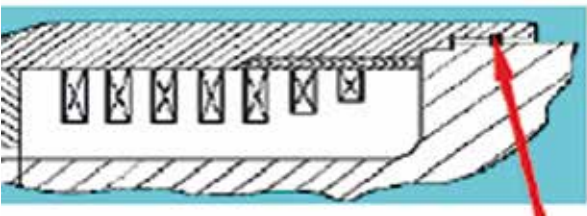
Контроль пригодности бандажных колец ротора

Бандажное кольцо с креплением на валу гайкой



Внутренняя посадочная поверхность не контролируется ультразвуком. Снятие бандажных колец проводится каждые 4 года.

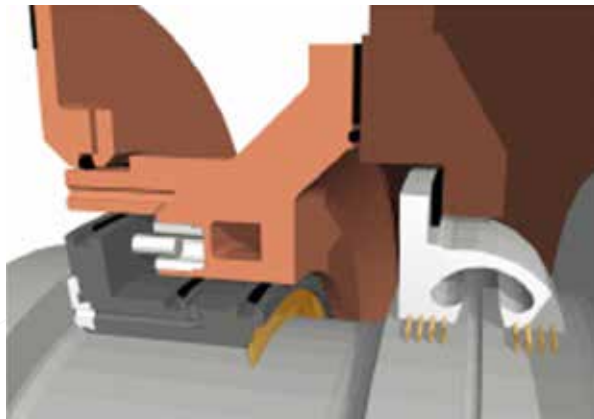
Бандажное кольцо с креплением на валу шпонкой



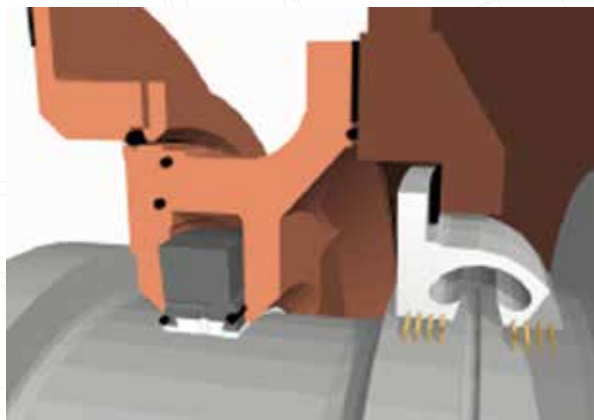
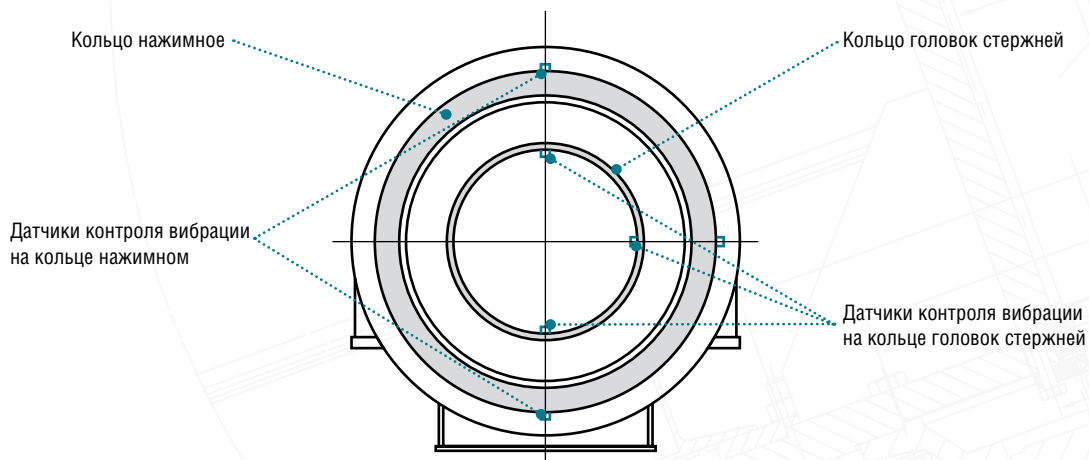
Внутренняя посадочная поверхность контролируется ультразвуком. Снятие бандажных колец проводится каждые 8 лет.

Замена уплотнения вала

Аксиальное (торцевое) уплотнение



Радиальное уплотнение

**Установки датчиков контроля вибрации на кольце головок стержней и кольце нажимном (опционально)**

В трех точках каждого узла со стороны «возбуждения» и турбины устанавливаются по два датчика.

Также АО «Силловые машины» имеет референции по модернизации турбогенераторов типа ТВВ-320-2 с повышением мощности до 350 МВт и турбогенераторов типа ТВВ-200-2А с повышением мощности до 250 МВт в зависимости от объема модернизации.



Модернизация уплотнения вала

№	Мощность	Мероприятия
1	220-225 МВт	<ul style="list-style-type: none"> Замена обмотки статора; Интенсификация охлаждения обмотки ротора путем установки клиньев-барьеров.
2	230-235 МВт	<ul style="list-style-type: none"> Мероприятия по пункту № 1; Замена крайних пакетов (магнитный шунт) сердечника статора; Замена обмотки ротора в условиях завода изготовителя с изменением конфигурации схемы охлаждения в пазовой части обмотки; Усиление крепления лобовых частей обмотки статора; Установка короткозамыкающих колец на ребрах статора.
3	245-250 МВт при $\cos \varphi = 0,9$	<ul style="list-style-type: none"> Мероприятия по пункту № 1 и 2; Повышение избыточного давления водорода в корпусе с заменой уплотнений вала генератора с торцевых на кольцевые

3. Модернизация турбогенераторов стороннего производства на примере турбогенераторов типа ТГВ-200 «Электротяжмаш»

Специалисты «Силловых машин» провели обследование турбогенераторов типа ТГВ-200 с непосредственным водородным охлаждением обмотки статора. В ходе обследования определены основные габариты активных частей, выполнен анализ работы генератора, изучена эксплуатационно-ремонтная документация.

Для анализа эффективности охлаждения активных частей генератора и оценки объема модернизации выполнен вентиляционный расчет его тракта охлаждения и тепловой расчет обмотки и сердечника статора.

Результаты теплового и вентиляционного расчетов позволили выявить следующие причины низкой эффективности вентиляции статора:

- горячий водород, выходящий с большой скоростью из аксиальных каналов обмотки ротора в зазор между статором и ротором в средней части машины, создает значительное противодавление на радиальные каналы сердечника статора в этой зоне и препятствует движению водорода в этих каналах в сторону зазора;
- отсутствие хорошего уплотнения воздушного зазора между статором и ротором от зоны расположения лобовых частей обмотки статора на стороне расположения центробежного компрессора приводит к значительной рециркуляции водорода в торцевой зоне сердечника статора и препятствует охлаждению этой части сердечника;
- недостаточное давление, развиваемое осевым вентилятором, и низкий расход водорода через генератор.

Также по результатам обследования выработана концепция модернизации генераторов, которая включает:

- замену существующей обмотки статора с непосредственным водородным охлаждением на обмотку с изоляцией повышенной теплопроводности;
- совершенствование эффективности системы водородного охлаждения генератора (барьер);
- увеличение производительности осевого вентилятора;
- доработка уплотнения воздушного зазора генератора.

4. Замена турбогенераторов с водородным охлаждением, отработавших парковый ресурс, на новые турбогенераторы с воздушным охлаждением

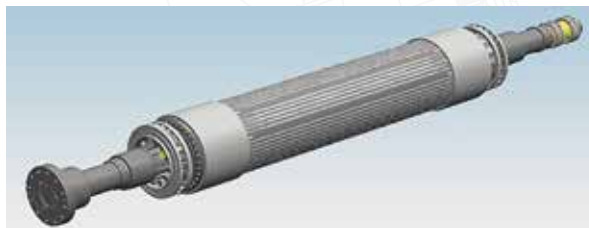
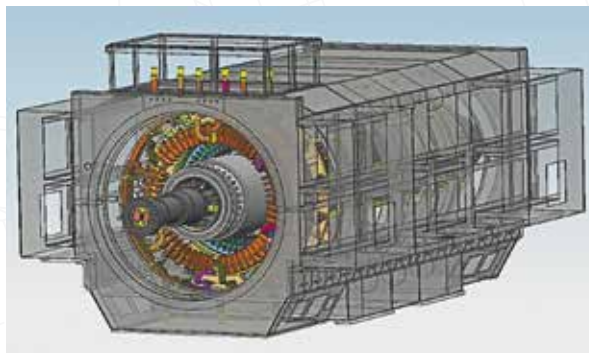
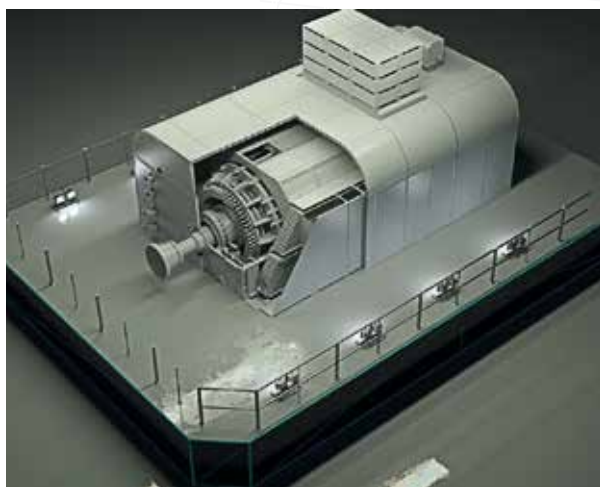
Ключевые преимущества турбогенераторов с полным воздушным охлаждением:

- упрощенная конструкция: отсутствие систем подготовки охлаждающей воды, водорода, углекислоты или азота, масляных уплотнений и ряда других конструктивных элементов;
- повышенная надежность: отсутствие течей воды и утечек водорода в системе охлаждения генератора;
- увеличенный межремонтный период до 10 лет;
- удобство обслуживания и проведения профилактических ремонтов;
- взрывопожаробезопасность.

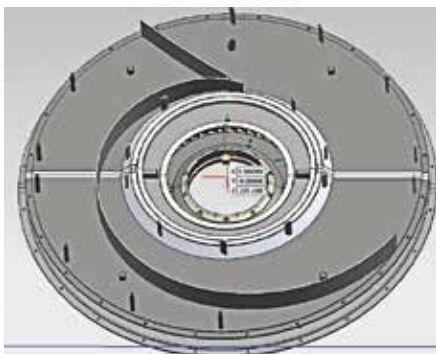
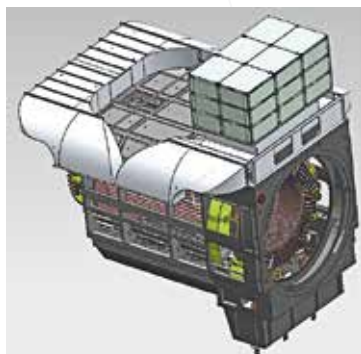
№	Турбогенератор с водородным охлаждением	Турбогенератор с воздушным охлаждением	Доработка фундамента
1	ТГВ-200-2	ТЗФП-220-2	Не требуется
2	ТВФ-100(120)-2	ТЗФП-130-2УЗ	Не требуется
3	Типа ТВФ-60	ТЗФ-80-2М	Не требуется
4	Типа ТВФ-50	ТЗФ-63-2М	Частичная доработка

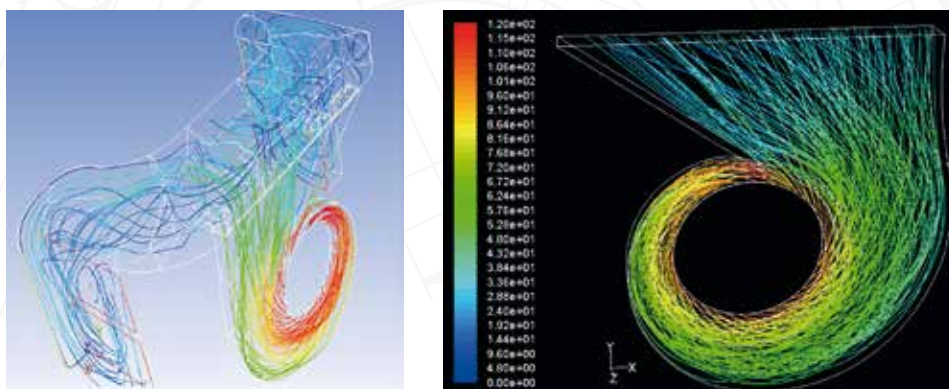
Предлагаемые турбогенераторы с воздушным охлаждением могут быть интегрированы в существующие машинные залы электростанций с минимальными доработками строительной части.

При разработке турбогенератора применяется система трехмерного проектирования, позволяющая улучшить качество проектирования и сократить его сроки.

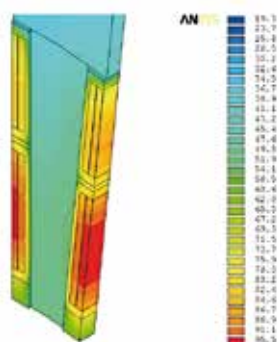


Использование трехмерного проектирования позволило создать эффективную систему охлаждения, обеспечивающую низкий уровень нагрева активных элементов при высоком значении КПД и низком уровне шума турбогенератора 80 дБ(А).

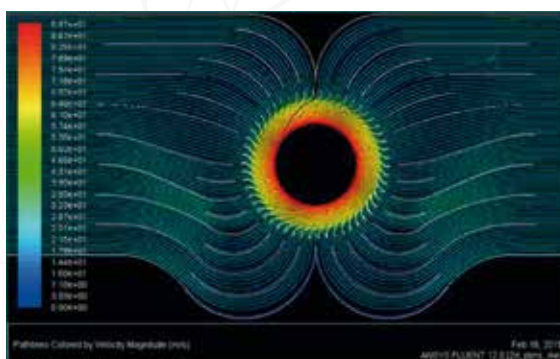




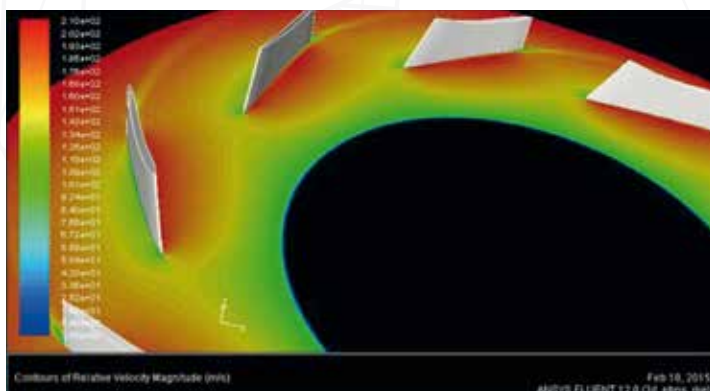
При разработке турбогенератора используются вычислительные пакеты, которые дают возможность выполнять в трехмерной постановке электромагнитные, механические, аэродинамические и тепловые расчеты.



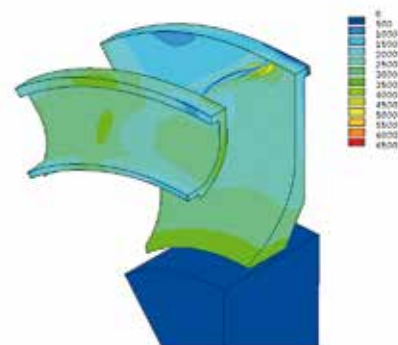
Механические напряжения



Обтекание потоком воздуха направляющих рёбер и лопаток направляющего аппарата в канале подачи в ротор



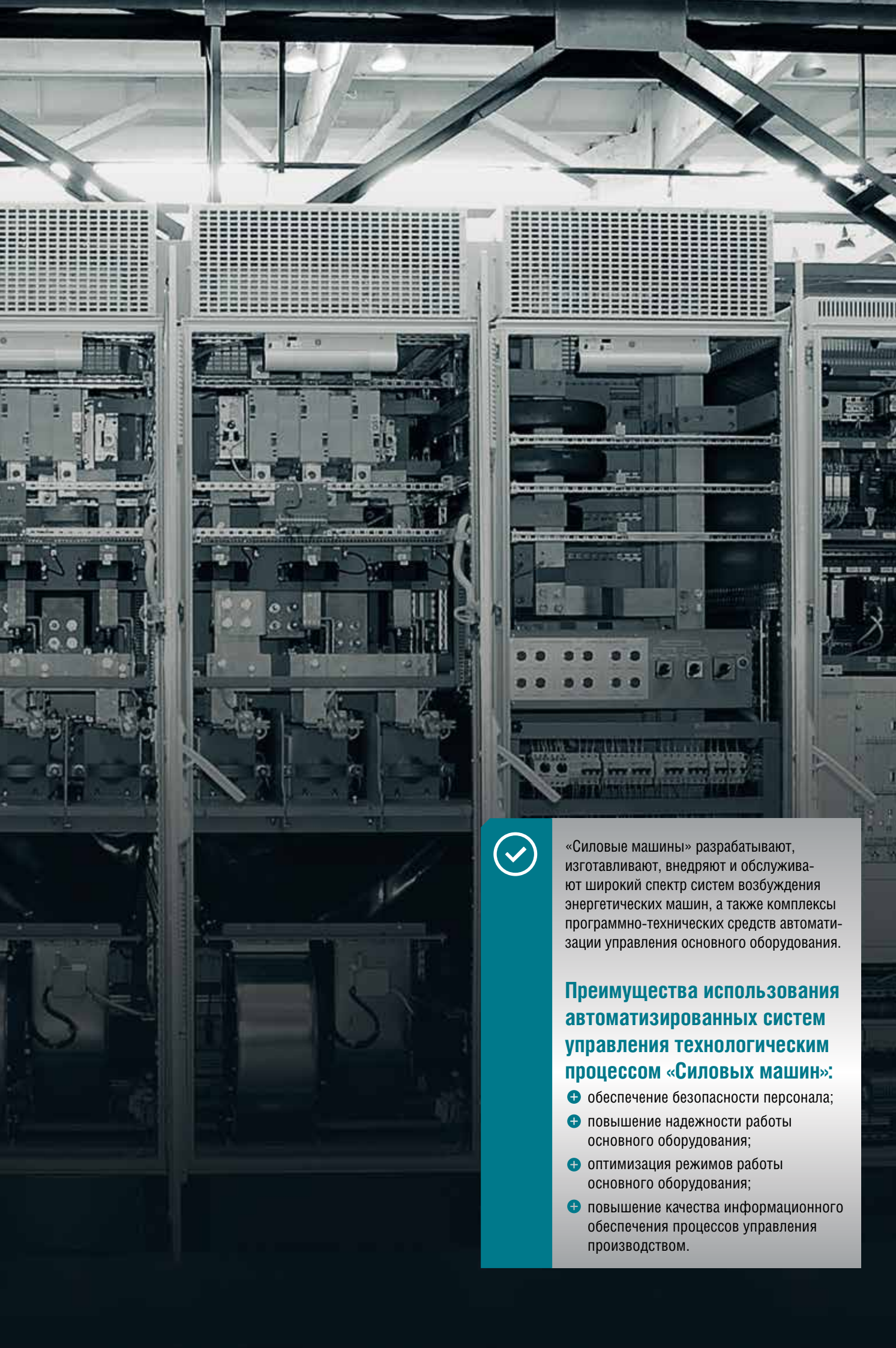
Обтекание потоком воздуха лопаток центробежного вентилятора



Тепловое состояние обмотки и сердечника статора



СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ



«Силовые машины» разрабатывают, изготавливают, внедряют и обслуживают широкий спектр систем возбуждения энергетических машин, а также комплексы программно-технических средств автоматизации управления основного оборудования.

Преимущества использования автоматизированных систем управления технологическим процессом «Силовых машин»:

- + обеспечение безопасности персонала;
- + повышение надежности работы основного оборудования;
- + оптимизация режимов работы основного оборудования;
- + повышение качества информационного обеспечения процессов управления производством.

АО «Силовые машины» поставляет генерирующее оборудование совместно с системами управления и автоматизации.

Основные решения:

- автоматизация основного оборудования ТЭС, в том числе: регуляторы частоты и мощности турбоагрегатов, системы теплового контроля, системы виброконтроля, системы технологической автоматики, системы управления вспомогательным оборудованием;
- автоматизация машинного зала под ключ, включая системы автоматического управления агрегатами и вспомогательным оборудованием, системы защит (гидромеханических и электрических), системы виброконтроля;
- автоматизация теплоэлектростанции под ключ, включая системы автоматического управления турбоагрегатами, системы управления и контроля общестанционных систем, системы управления распределительными устройствами, верхний уровень управления, в том числе общестанционные регуляторы активной и реактивной мощности.

1. Системы возбуждения турбогенератора

Основные типы изготавливаемых систем возбуждения:

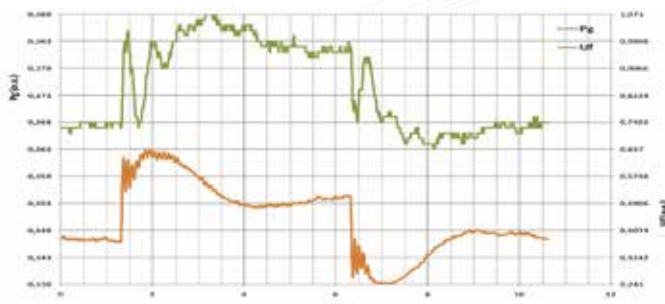
- системы тиристорные самовозбуждения (СТС);
- системы тиристорные независимые (СТН);
- системы диодные независимые (СДН);
- системы бесщеточные диодные (СБД);
- резервные системы (СТСР).

Профилактическое техническое обслуживание

Профилактическое техническое обслуживание направлено на выявление и устранение неисправностей и дефектов, которые могут привести к нарушениям функционирования системы возбуждения в период нормальной эксплуатации, позволяет минимизировать поток отказов и увеличить срок службы оборудования.

Компания реализует следующие решения:

- автоматизация основного оборудования ТЭС, в том числе: регуляторы частоты и мощности турбоагрегатов, системы теплового контроля, системы виброконтроля, системы технологической автоматики, системы управления вспомогательным оборудованием;
- автоматизация машинного зала под ключ, включая системы автоматического управления агрегатами и вспомогательным оборудованием, системы защит (гидромеханических и электрических), системы виброконтроля;
- автоматизация теплоэлектростанции под ключ, включая системы автоматического управления турбоагрегатами, системы управления и контроля общестанционных систем, системы управления распределительными устройствами, верхний уровень управления, в том числе общестанционные регуляторы активной и реактивной мощности.



План диагностических мероприятий по сервисному обслуживанию системы возбуждения

Описание работ:

- внешний осмотр, проверка комплектности оборудования и документации, проверка сопротивления изоляции схемы системы возбуждения без отключения кабелей или шин;
- обновление программного обеспечения микропроцессорных устройств (при необходимости);
- проверка вторичных источников питания;
- проверка датчиков режимных параметров АРВ;
- проверка входных и выходных дискретных сигналов АРВ;
- проверка блока защиты БМТЗ (при наличии);
- проверка устройства защит УЗРТВ (при наличии);
- проверка защиты ротора от перенапряжений;
- проверка защиты ротора от замыкания на землю в одной точке;
- проверка автомата гашения поля АГП и других коммутационных аппаратов;
- проверка реле тока и напряжения (при наличии);
- проверка реле времени;
- проверка блока контроля температуры выпрямительного трансформатора (при наличии);
- совместная проверка всех узлов и цепей СВ в полной схеме, опробование защит системы возбуждения;
- проверка взаимодействия системы возбуждения со схемой управления, защит и сигнализации блока;
- испытания системы возбуждения при работе генератора в режиме короткого замыкания;
- испытания системы возбуждения при работе генератора на холостом ходу;
- испытания тиристорной системы возбуждения при работе генератора в сети при двух ступенях активной мощности.

Модернизация

Замена аналогового регулятора возбуждения (для систем с панелями ЭПА)



Цель модернизации:

- замена устаревшего аналогового регулятора возбуждения на современный AVR-45M;
- продление сроков эксплуатации устаревших систем возбуждения.



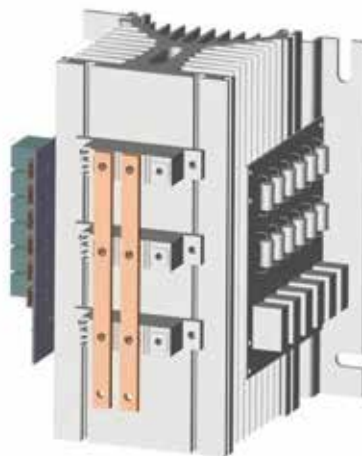
Описание:

- регулятор возбуждения AVR-45M на сегодняшний день является наиболее современным. Эта модель оптимизирована для реализации проектов модернизации морально и физически устаревших аналоговых регуляторов возбуждения и корректоров напряжения. Регулятор AVR-45M за счет монолитного исполнения аналогового и дискретного интерфейсов позиционируется как бюджетное техническое решение для генераторов средней и малой мощности. Регулятор поддерживает все современные протоколы обмена с автоматизированными системами верхнего уровня на базе интерфейса Ethernet;
- специально для реконструкции систем возбуждения с панелями ЭПА разработана серия блоков тиристорных выпрямителей с естественным воздушным охлаждением;
- кроме регулятора возбуждения и тиристорных выпрямителей также могут быть поставлены высокочастотные диодные выпрямители с естественным охлаждением и тиристорный разрядник.



Продолжительность проведения работ:

20 дней.



Замена секции управления и регулирования (ретрофит-решение)

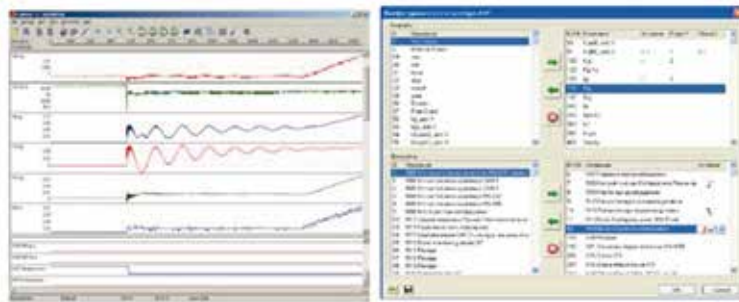
Цель модернизации:

- замена секции управления и регулирования с АРВ-М на новую на базе регулятора АРВ-3М;
- продление сроков эксплуатации устаревших систем возбуждения.

Описание:

С 2017 года прекращена поддержка регуляторов возбуждения типа АРВ-М. Для продления сроков эксплуатации систем возбуждения с АРВ-М АО «Силовые машины» предлагает замену секции управления и регулирования на современную, выполненную на базе регулятора возбуждения типа AVR-3MT, с сохранением силовой и релейной части. Регулятор возбуждения третьего поколения AVR-3MT разработан с учетом многолетнего опыта эксплуатации систем возбуждения и отличается повышенной надежностью, помехоустойчивостью и функциональностью. AVR-3MT оснащен встроенным регистратором аварийных процессов и обеспечивает связь с системой сбора данных через Ethernet или RS-485 по протоколу Modbus Plus. Также применение данных регуляторов существенно упрощает оперативное обслуживание и интеграцию системы возбуждения в SCADA.

Продолжительность проведения работ: 20 дней.



Полная замена оборудования

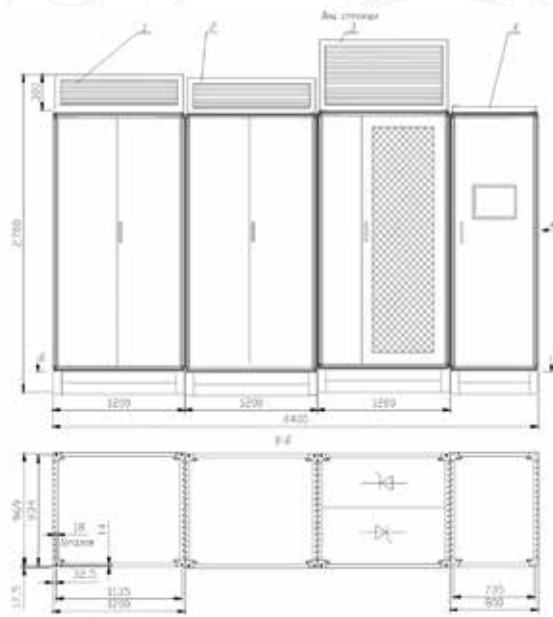
Цель модернизации:

- повышение надежности систем возбуждения;
- повышение устойчивости, точности регулирования напряжения;
- обеспечение работы системы возбуждения в составе автоматизированных систем управления электростанцией.

Описание:

Для повышения надежности современные тиристорные системы возбуждения с микропроцессорными регуляторами возбуждения выполнены по двухканальной схеме. Каждый канал оснащен собственной автономной системой электропитания, измерения режимных параметров, системой фазоимпульсного управления тиристорным преобразователем. Реализация ПИД закона регулирования напряжения на программном уровне позволяет устранить влияние старения активных и пассивных элементов электрической схемы на точность регулирования напряжения. Для сопряжения с автоматизированными системами управления электростанций современные системы возбуждения оснащены интерфейсами связи RS-485 и Ethernet. Наличие диагностических функций позволяет сократить время диагностики возможных неисправностей и временные затраты на восстановление работоспособности системы возбуждения.

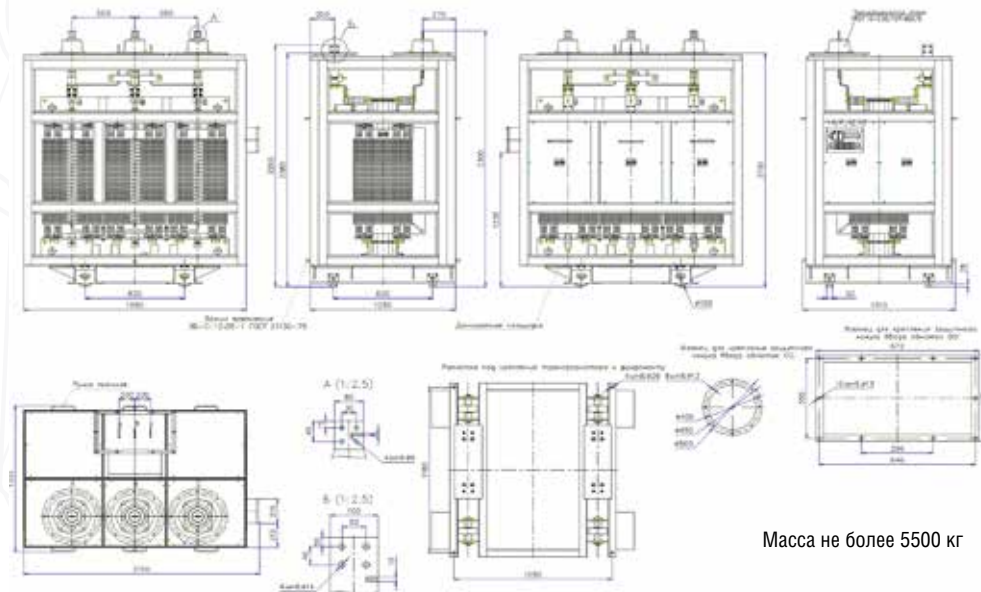
Продолжительность проведения работ: 30 дней.



- 1 – Секция силовая постоянного тока
- 2 – Секция ввода
- 3 – Секция тиристорная
- 4 – Секция управления и регулирования

Масса не более 3500 кг
Предварительно

Щит возбуждения ЩВ-2Е-2000-660



Масса не более 5500 кг

Трансформатор ТСЗП-1600/10В



Магистраль резервного возбуждения должна подключаться к обмотке ротора генератора через шкаф ввода резерва. При этом токоизмерительный шунт, разрядник и гасящие сопротивления цепи ротора должны быть общими для цепей рабочего и резервного возбуждения генератора.

Шкаф ввода резерва

2. Тиристорные пусковые устройства

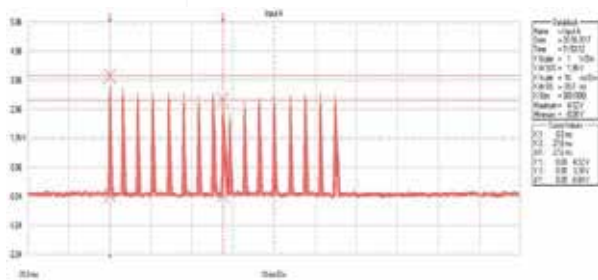
Серия тиристорных пусковых устройств (ТПУ) предназначена для частотного пуска, торможения и прокрутки, промывки и проветривания турбоагрегатов мощностью до 160 МВт, а также для частотного пуска крупных синхронных электродвигателей мощностью до 10 МВт, питающихся от сети напряжением 6 (10) кВ.

ТПУ выполнены по схеме преобразователя частоты со звеном постоянного тока, как с согласующими трансформаторами, так и в бестрансформаторном исполнении. Входным блоком преобразователей является тиристорный управляемый выпрямитель, выполненный по трехфазной мостовой схеме. В качестве выходного элемента преобразователя используется тиристорный зависимый инвертор, который конструктивно аналогичен выпрямителю.

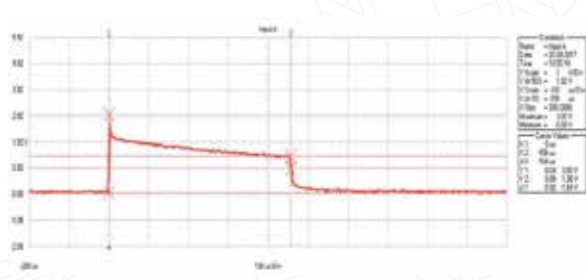
Объем работ по техническому обслуживанию ТПУ, проводимый специалистами «Силовых машин»

i Описание работ:

- внешний осмотр оборудования;
- проверка состояния монтажа, условий эксплуатации, чистка, продувка;
- проверка усилия затяжки силовых тиристоров в цепях ТПУ;
- проверка сопротивления изоляции щита (шкафа силового, шкафа управления);
- высоковольтные испытания, проверка электрической прочности изоляции шкафов силовых;
- проверка сопротивления изоляции сглаживающего реактора, высоковольтные испытания;
- проверка сопротивления изоляции токоограничивающих реакторов, высоковольтные испытания;
- проверка релейной аппаратуры;
- проверка коммутационной аппаратуры;
- обновление и проверка программного обеспечения блока защит и управления;
- проверка силовых и RC-блоков;
- проверка систем освещения и охлаждения;
- проверка источников питания;
- проверка дискретных входов и выходов устройства;
- проверка дискретных и аналоговых входов блока защит и управления;
- проверка датчиков напряжения;
- проверка внешних связей с АСУ и системой возбуждения;
- проверка защит и цепей управления в/в;
- проверка импульсов, угла управления, фазировка импульсов;
- корректировка коэффициентов разгонной характеристики генератора;
- проверка ТПУ в эксплуатационных режимах работы («Запуск», «Проветривание», «Промывка», «Перекрестное управление»).



Осциллограммы амплитуды и длительности импульсов тиристора инвертора



Осциллограммы амплитуды и длительности импульсов тиристора выпрямителя

3. Замена релейной защиты турбогенератора



Цели модернизации:

- повышение надежности;
- повышение помехоустойчивости;
- возможность самодиагностики блоков защит;
- установка аварийных осциллографов;
- снижение затрат на обслуживание блоков релейной защиты.



Описание:

Для повышения надежности современные микропроцессорные защиты выполнены в виде двух независимых блоков с собственной системой электропитания, цепями измерения, выходными реле. Реализация в терминалах защит аварийных осциллографов позволяет получить информацию для расследования причин аварийных отключений. Самодиагностика терминала защит обеспечивает своевременное выявление отказов и недопущение развития аварийной ситуации. Реализация электрических защит на программном уровне позволяет реализовать сложные алгоритмы защиты электрооборудования и повысить помехоустойчивость, тем самым снизить вероятность ложных отключений.



Продолжительность проведения работ:

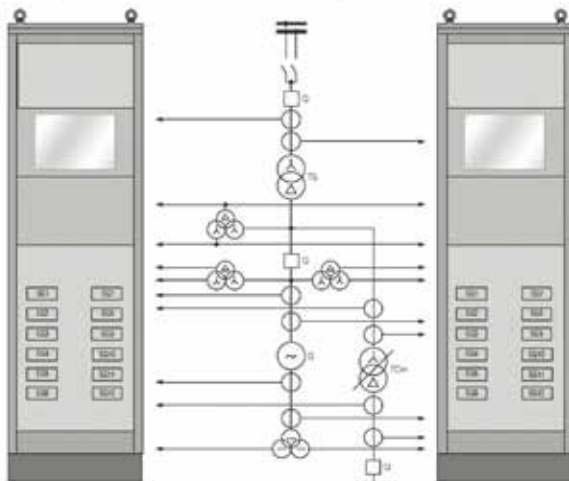
30 дней.

Объем работ по техническому обслуживанию шкафов защит турбогенератора, проводимый специалистами «Силовых машин»



Описание работ:

- внешний осмотр оборудования, очистка от пыли и грязи, продувка сжатым воздухом;
- проверка затяжки шинно-болтовых и винтовых контактных и крепёжных соединений шкафов защит;
- проверка сопротивления и электрической прочности изоляции цепей питания, измерительных цепей тока и напряжения, проверка входного-выходного интерфейса;
- проверки источников питания шкафов защит;
- корректировка при необходимости программного обеспечения;
- проверка измерительных каналов тока и напряжения от постороннего источника РЕЛЕ-ТОМОГРАФ 51 (61), Omicron 356;
- проверка установок защит и логики работы защит от постороннего источника РЕЛЕ-ТОМОГРАФ 51 (61), Omicron 356;
- проверка взаимодействия системы защит с другими агрегатными системами (комплексное опробование);
- проверка токовых цепей блока генератор-трансформатор от постороннего источника или проведение опыта 3-х фазного короткого замыкания блока со снятием и анализом векторных диаграмм;
- проведение опыта холостого хода блока генератор-трансформатор для проверки цепей напряжения;
- проведение опытов однофазных коротких замыканий в цепях генераторного напряжения на стороне ВН блочного трансформатора;
- проведение проверки системы защит при работе основного оборудования под нагрузкой;
- анализ полученной информации, подготовка и передача заказчику отчета и протоколов испытаний.



◀ Вариант защиты блока генератор-трансформатор

4. Замена системы теплоконтроля турбогенератора



Цели модернизации:

- повышение надежности систем термоконтроля;
- повышение устойчивости работы оборудования;
- повышение точности измерения.



Описание:

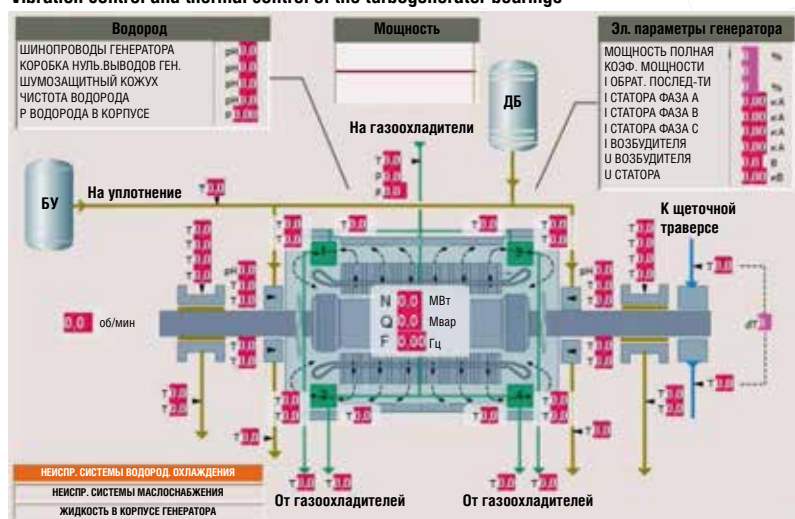
- системы технологического контроля выполнены на базе современных микропроцессорных контроллеров Siemens, Omron и др. и позволяют вести непрерывный мониторинг параметров турбогенераторов в автоматическом режиме, отображать параметры в удобном для анализа виде, передавать информацию на «верхний» уровень АСУ ТП. Объем системы контроля позволяет изменить подход к периодичности профилактических и капитальных ремонтов и назначать их по результатам анализа показаний датчиков и диагностики состояния турбогенератора. Использование трех- или четырехпроводных термопреобразователей позволяет существенно повысить точность измерений за счет учета реального текущего значения сопротивления соединительных проводов для трехпроводной схемы или его исключения из измерения для четырехпроводной схемы. По сравнению с медными платиновые термопреобразователи отличаются большей стабильностью во времени, а также более широким диапазоном измеряемых температур (до 400 °С вместо 150 °С);
- в ходе модернизации турбогенератора производится: замена средств обработки и отображения информации; перенос термопреобразователей с изоляции обмотки статора на слив дистиллята из всех цепей охлаждения обмотки статора; при перемотке статора заменяются также термопреобразователи, установленные на дне паза и между стержнями или на изоляции статора в 12–24 точках.



Продолжительность проведения работ:

в соответствии со сроками замены обмотки статора.

Vibration control and thermal control of the turbogenerator bearings



Объем работ по техническому обслуживанию системы технологического контроля, проводимый специалистами «Силовых машин»



Описание работ:

- проведение плановых профилактических мероприятий;
- проверка внутреннего монтажа стойки;
- протяжка контактных соединений, клеммных зажимов;
- проверка источников вторичного питания;
- проверка функционирования источника бесперебойного питания;
- проверка звуковой и световой сигнализации;
- проверка работы системы охлаждения;
- проверка дискретных входов/выходов;
- проверка сопротивления изоляции внутренних цепей;

- проверка контакторов и реле с помощью имитации срабатывания;
- проверка контакторов и реле с помощью испытательной установки;
- проверка целостности программного обеспечения панельного компьютера;
- проверка целостности программного обеспечения контроллера;
- проверка обработки и отображения сигналов от датчиков, подключённых к системе, в интерфейсе управляющей программы;
- проверка отображения и записи в историю событий неисправностей;
- проверка соответствия уставок заводской документации;
- замена батарей питания материнских плат компьютеров;
- замена батарей в источнике бесперебойного питания;
- проверка синхронизации времени;
- калибровка измерительных каналов;
- проверка сопротивлений изоляции термосопротивлений;
- проверка теплового состояния и электрических параметров генератора при испытаниях на холостом ходу и под нагрузкой.

5. Замена механогидравлических систем регулирования паровых турбин



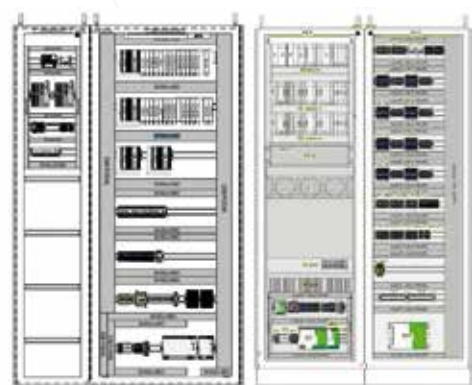
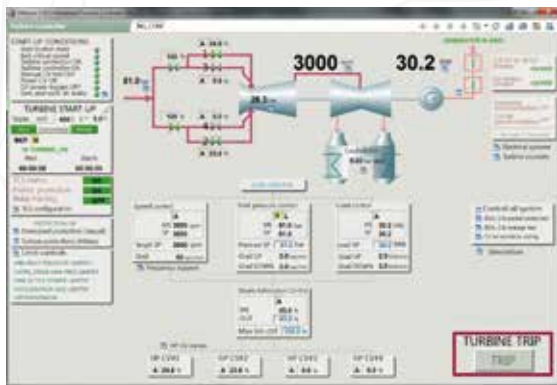
Цели модернизации:

- упрощение гидравлической части системы регулирования;
- повышение надежности работы САР и точности поддержания регулируемых параметров;
- выполнение требований ПТЭ в части первичного регулирования частоты сети;
- снижение затрат на ремонт САР;
- возможность связи САР с АСУ ТП верхнего уровня;
- визуализация и архивирование событий.



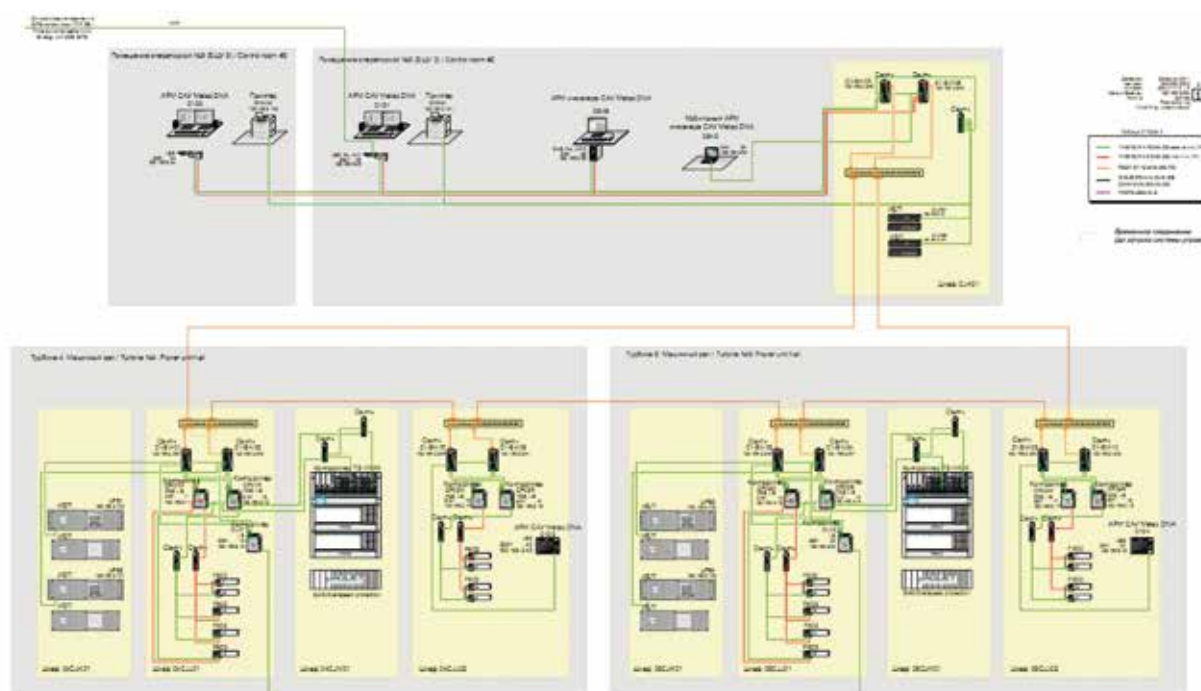
Описание:

АО «Силовые машины» выполняет модернизацию системы автоматического регулирования паровой турбины с заменой существующих гидравлических регуляторов на электронные регуляторы. Реконструкция выполняется на аппаратуре цифровой серийной промышленной автоматики на базе ПТК фирм Siemens, Valmet, Emerson, HIMA.



Примеры экрана АРМ машиниста турбины

Станция	Платформа	Мощность, МВт
Беловская ГРЭС, Россия	Valmet DNA	225
Беловская ГРЭС, Россия	Valmet DNA	225
Томь-Усинская ГРЭС, Россия	Valmet DNA	115
Томь-Усинская ГРЭС, Россия	Valmet DNA	115
ТЭС Раахе, Финляндия	Valmet DNA	120
Беловская ГРЭС, Россия	Valmet DNA	225
Беловская ГРЭС, Россия	Valmet DNA	225
Благовещенская ТЭЦ, Россия	Emerson Ovation	120
Северсталь, ТЭЦ ПВС, Россия	Siemens PCS7	65-80



ПТК ЭЧСРЗ

Электрическая часть системы регулирования (ЭЧСР) является неотъемлемой частью электрогидравлической системы автоматического регулирования паровых турбин, обеспечивающей гарантируемые АО «Силовые машины» характеристики турбоагрегата как объекта управления.

Предназначение:

- опрос первичных датчиков и измерительных преобразователей;
- реализация алгоритмов управления турбиной во всех режимах работы путём регулирования расхода пара в турбину;
- формирование управляющих воздействий и передачи их в гидравлическую часть системы регулирования и защит турбины;
- обеспечение взаимодействия с АСУ ТП верхнего уровня и другими системами контроля и управления энергоблока, а также со средствами диспетчерского и противоаварийного управления энергосистемы.

Цели применения:

- поддержание устойчивой работы и регулирование турбины во всех режимах работы посредством управления регулирующими клапанами (РК);
- выполнение норм регулирования частоты в энергосистеме;
- обеспечение качества регулирования;
- визуализация и архивирование;
- улучшение условий труда, предотвращение ошибочных действий.

Система технологических защит (ЭЧСЗ) служит для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с ведением технологического процесса, на оборудовании турбоагрегатов. В аварийной ситуации ЭЧСЗ формирует управляющие воздействия в гидравлическую часть системы регулирования и защиты турбины через устройства защиты – электромагнитные выключатели (ЭМВ), а также устройство управления клапанами турбины – механизм управления турбины (МУ).

Реализуемые защиты в ЭЧСЗ:

- от повышения частоты вращения ротора турбины;
- от недопустимого осевого сдвига ротора;
- от понижения давления масла на смазку;
- от повышения давления в конденсаторе;
- от понижения температуры свежего пара;

- ## 6. Установка современных систем вибромониторинга



- 

система вибромониторинга (СВМ) предназначена для измерения, контроля и анализа параметров вибрации, механических величин паровой турбины и генератора с последующей выдачей данных, предупредительных и аварийных сигналов другим подсистемам АСУ ТП.

A black and white photograph of a high-voltage electrical substation. In the foreground, a large transformer with a cylindrical top and vertical cooling fins is visible. In the background, several tall metal lattice towers support high-voltage power lines that stretch across the sky. The sky is filled with clouds.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

«СМТТ. Высоковольтные
решения»

2014

начало серийного производства
трансформаторов

Полный цикл производства

Собственный автоматизированный
испытательный центр

**ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ
ТРАНСФОРМАТОРЫ**



Продукция и услуги:

- силовые трансформаторы 110-750 кВ мощностью до 630 МВА;
- автотрансформаторы 220-750 кВ;
- комплексное сервисное обслуживание.

О предприятии

Завод «СМТТ. Высоковольтные решения» расположен в промышленной зоне поселка Металлострой Санкт-Петербурга.

Производство полного цикла включает заготовительно-сварочный, сборочный, складской, обмоточно-изоляционный цехи, а также испытательный центр.

Технологический уровень производства, оснащенного оборудованием ведущих мировых производителей, отвечает самым высоким стандартам.

Предприятие позволяет решать задачи комплексной модернизации магистрального электросетевого хозяйства России и стран СНГ на основе самых прогрессивных и инновационных технологий.

Предприятие располагает собственным испытательным центром и лабораторией, которые аккредитованы Федеральной службой по аккредитации на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009.

Полностью автоматизированный испытательный центр позволяет производить типовые и приемосдаточные испытания трансформаторов класса напряжения до 750 кВ в полном объеме.

Лаборатория предприятия оснащена новейшими средствами измерений, обеспечивающими проведение исследований на передовом техническом уровне, с высокой степенью автоматизации процессов.

Основы деятельности

1

Соответствие требованиям международного стандарта ISO 9001:2015 и межгосударственного стандарта ГОСТ Р ИСО ISO 9001-2015.

2

Обеспечение гарантийного и послегарантийного обслуживания выпускаемой заводом продукции в России и во всех регионах поставок.

3

Оптимизация расходов и времени потребителей продукции на обслуживание трансформаторного оборудования.

Сервисное обслуживание:

- Диагностика и обследования.
- Все виды ремонтов.
- Поставка оригинальных запасных частей.
- Долгосрочное сервисное обслуживание.
- Услуги по шефмонтажу.
- Шефнадзор при ремонте.



Диагностика и обслуживание

Виды услуг:

- комплексная и специальная диагностика;
- проведение диагностики в партнерстве с лабораториями энергосистем и региональных партнеров;
- применение знаний конструкции и опыта эксплуатации в диагностике каждого типа оборудования;
- компьютерная аналитика результатов диагностики;
- определение остаточного ресурса и разработка необходимых мероприятий по продлению срока службы оборудования;
- оптимизация затрат потребителей на проведение оценки состояния оборудования.



Проблемы состояния оборудования, выявляемые существующими методами диагностики:

- Наличие развивающихся дефектов, сопровождающихся перегревами и частичными разрядами.
- Различные проблемы в активной части:
 - снижение усилий прессовки обмоток и магнитной системы;
 - деформации обмоток;
 - увлажнение, загрязнения и старение бумажной изоляции;
 - дефекты контактных соединений.
- Ухудшение состояния масла
- Различные дефекты составных частей трансформатора:
 - дефекты вводов;
 - нарушения в работе переключающих устройств;
 - дефекты узлов системы охлаждения;
 - проблемы в работе контрольно-измерительной аппаратуры.

Все виды ремонтов

- Техническое руководство ремонтом на объекте на основе современных технических решений и новых технологий.
- Разработка программ и специальных технологических процессов на проведение ремонтов различной сложности.
- Виды ремонтов:
 - плановые капитальные ремонты;
 - аварийно-восстановительные ремонты в полевых условиях;
 - ремонт в заводских условиях.
- Поставка необходимых комплектующих и материалов для ремонта.



Поставка оригинальных запасных частей

С целью обеспечения надежной эксплуатации и безотказной работы необходимо своевременное техническое обслуживание и применение оригинальных запасных частей, которые могут быть поставлены на объект.

Перечень основных комплектующих и запасных частей

- Шкафы управления системами охлаждения любых типов и конфигураций алгоритма управления.
- Устройства переключения ответвлений обмоток и их компоненты.

Системы охлаждения всех типов и их компоненты:

- вентиляторы различных типов;
- маслососы центробежные и прямоточные;
- пластинчатые радиаторы;
- охладители ОДЦ в сборе.

Вводы различного назначения и класса напряжения.**Устройства контроля и защиты:**

- предохранительные и отсечные клапаны;
- газовые и струйные реле;
- запорная арматура, контрольно-измерительная аппаратура, комплекты резиновых уплотнений, отдельные узлы трансформаторов в сборе.

Услуги по шефмонтажу

Шефмонтаж силовых трансформаторов является обязательным условием, обеспечивающим качество работ по монтажу, а также безотказную эксплуатацию оборудования.

В объем услуг по шефмонтажу входит:

- разработка программ монтажа и оформление технических актов выполненных работ;
- техническое сопровождение работ, представление рекомендаций заказчику в части сборки, проверок, испытаний и эксплуатации поставленного оборудования;
- участие в приемке по качеству и комплектности поставляемого оборудования на объекте работ;
- анализ причин появления несоответствий и организация мероприятий по их устранению;
- участие в принятии решений по сокращению сроков монтажа и оптимизации затрат на выполнение работ;
- проведение обучения персонала заказчика особенностям устройства оборудования и условиям его эксплуатации.



Шефнадзор при ремонте

Шефнадзор за работами при ремонте и любых видах технического обслуживания обеспечивает необходимый уровень качества и контроля технологических процессов.

В объем услуг при шефнадзоре за ремонтом входит:

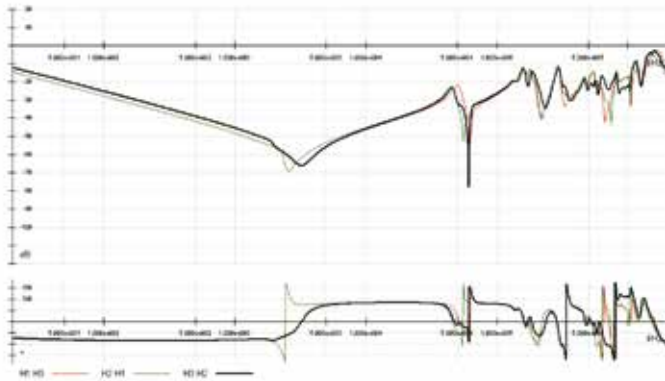
- разработка программ ремонта, включающих описание технологий и материалов, оформление технических актов выполненных работ;
- оценка состояния оборудования с целью определения объема ремонта и сокращения затрат на его проведение;
- техническое руководство ремонтом на объекте на основе современных технических решений и новых технологий;
- участие в разработке программ и специальных технологических процессов на проведение ремонтов различной сложности совместно с заказчиком;
- определение остаточного ресурса и рекомендации по дальнейшей эксплуатации оборудования.

Услуги по шефнадзору могут быть оказаны при всех видах ремонтов:

- плановые капитальные ремонты;
- аварийно-восстановительные ремонты в полевых условиях;
- ремонт в заводских условиях.

Современные методы диагностики

Использование метода SFRA как наиболее современного и самого чувствительного способа обнаружения механических деформаций дает возможность очень точно оценить состояние силового трансформатора и на основании полученных результатов разработать дальнейшие диагностические процедуры. Это позволяет повысить надежность трансформатора в эксплуатации, улучшить качество сервиса и технического обслуживания, минимизировать издержки, связанные с необходимостью внеплановых ремонтов.



Тепловизионное обследование, выполненное на заводе и затем повторенное при эксплуатации трансформаторов, позволяет без вывода электрооборудования из эксплуатации проверить надежность трансформатора, выявить возможные дефекты еще на стадии их развития, сократить затраты на техобслуживание за счет прогнозирования сроков и объемов ремонтных работ.



A large industrial fan or turbine is the central focus of the image, its curved blades creating a strong sense of motion and scale. The background is a blurred industrial environment with various structures and equipment, suggesting a manufacturing or maintenance facility. The overall tone is industrial and professional.

**ДОЛГОСРОЧНЫЙ
СЕРВИС**



Долгосрочный сервис от поставщика:

- + срок от 3 до 25 лет;
- + полный комплекс сервисных услуг в рамках единого долгосрочного договора;
- + управление цепочками поставок запасных частей и материалов;
- + прогнозируемая по годам цена сервиса для удобства бюджетирования;
- + оперативное реагирование на возникающие потребности в ходе эксплуатации и технического обслуживания оборудования.

АО «Силловые машины» предлагает долгосрочные сервисные решения для всех типов основного энергетического оборудования тепловых электрических станций:



2. Примеры наполнения пакетов сервисных услуг

Пакет «А» направлен на оказание Клиенту непрерывной технической поддержки в период эксплуатации и технического обслуживания энергетического оборудования.

Пакет «В» направлен на повышение надежности энергетического оборудования за счет предоставления оригинальных запасных частей и шефнадзора за проведением ремонтных работ.

Пакет «С» направлен на проведение ремонтов энергетического оборудования по техническому состоянию за счет применения развитых систем предиктивной диагностики.

Пакет «D» направлен на предоставление комплексного технического обслуживания энергетического оборудования с обеспечением требуемых характеристик готовности.

Наименование сервисной услуги	Пакет «А»	Пакет «В»	Пакет «С»	Пакет «D»
Примерная продолжительность договора	3 года	6 лет	8 лет	12 лет
Удаленная поддержка инженерно-технических служб Поставщика	+	+	+	+
Обучение эксплуатационного персонала	+	+	+	+
Обучение ремонтного персонала	—	—	+	+
Разработка регламентов ремонтов энергетического оборудования	+	+	+	+
Выездные консультации при проведении плановых и аварийных ремонтов	+	—	—	—
Шефсопровождение плановых и аварийных ремонтов	—	+	+	+
Поставка запасных частей для проведения плановых ремонтов	—	+	+	+
Постоянный представитель Поставщика на площадке	—	—	—	+
Аварийный сервис-склад деталей долгого цикла изготовления	—	+	+	+
Диагностика и обследование	—	—	+	+
Установка системы предиктивной диагностики	—	—	+	+

Наименование сервисной услуги	Пакет «А»	Пакет «В»	Пакет «С»	Пакет «D»
Ремонт по техническому состоянию	—	—	+	+
Капитальный ремонт «под ключ»	—	—	—	+
Ответственность за обеспечение требуемых характеристик готовности	—	—	—	+

Долгосрочные сервисные предложения разрабатываются индивидуально под каждого клиента, учитывают специфику эксплуатации энергетического оборудования, а также необходимые для клиента показатели эффективности его работы.

1. Преимущества долгосрочных сервисных договоров



Гибкие коммерческие модели



Индивидуальный подход



Непрерывная поддержка



3. Основные референции по долгосрочному сервису

Первомайская ТЭЦ, Санкт-Петербург, Россия

 Продолжительность контракта:
2011-2025

 Оборудование:

- четыре газовые турбины V64.3A;
- две паровые турбины T-50/64-7,4;
- четыре турбогенератора WY18Z-066LLT;
- два турбогенератора ТЗФП-63-2М;
- системы возбуждения и ТПУ;
- АСУ ТП блока.

 Перечень услуг:

- удаленный мониторинг;
- шефнадзор и техподдержка;
- поставка ЗИП и восстановление программных деталей;
- диагностика и обследования;
- проведение планового и внепланового обслуживания (инспекций, ремонтов);
- постоянное присутствие на площадке.



Южная ТЭЦ, Санкт-Петербург, Россия

 Продолжительность контракта:
2011-2023

 Оборудование:

- две газовые турбины ГТЭ-160;
- паровая турбина T-125/150-7,4;
- три турбогенератора типа ТЗФ-160;
- системы возбуждения и ТПУ;
- АСУ ТП блока.

 Перечень услуг:

- удаленный мониторинг;
- шефнадзор и техподдержка;
- поставка ЗИП и восстановление программных деталей;
- диагностика и обследования;
- проведение планового и внепланового обслуживания (инспекций, ремонтов);
- постоянное присутствие на площадке.



ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение № 1

к правилам организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 25 октября 2017 года № 1013.

Ремонтный цикл, виды, продолжительность ремонта энергоблоков 150-1200 МВт тепловых электростанций**Таблица 1**

Энергоблоки 150 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — ТГМ-94 (открытая компоновка) Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	18+8	13+8	13+8	49+8	13+8	13+8	18+8	13+8	13+8	51+8	13+8	13+8	18+8	13+8	13+8	54+8

Таблица 2

Энергоблоки 150 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — ТГМ-94 (открытая компоновка) Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	24+8	13+8	42+8	13+8	13+8	24+8	13+8	46+8	13+8	13+8	24+8	13+8	54+8

Таблица 3

Энергоблоки 200-215 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Типы котлов — ТГ-104, ПК-33, ПК-47, ТМ-104, ТП-108, ТПЕ-208, ТГМП-206 Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	13+8	56+8

Таблица 4

Энергоблоки 200 МВт Вид сжигаемого топлива — газ до 75%, мазут и уголь — свыше 25% Типы котлов — все типы котлов Нормативный межремонтный ресурс — 34000 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8

Таблица 5

Энергоблоки 200 МВт Вид сжигаемого топлива — уголь Типы котлов — ПК-33, ПК-40, ТП-108, ТПЕ-208, ТПЕ-214, ТПЕ-215, ТПЕ-216. БКЗ-640. БКЗ-670 Нормативный межремонтный ресурс — 27200 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	25+8	13+8	56+8

Таблица 6

Энергоблоки 200 МВт Вид сжигаемого топлива - уголь Тип котлов — ПК-40-1 Нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 5 лет					
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+8	13+8	27+8	13+8	56+8

Таблица 7

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — ПК-41, ТГМП-114, ТГМП-314, ТГМП-314А, ТГМП-324 Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	68+8

Таблица 8

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива — газ до 70%, мазут — свыше 30% Тип котлов — газомазутные Нормативный межремонтный ресурс - 34000 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 час - 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	68+8

Таблица 9

Энергоблок 310 МВт несерийный Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — П-74 Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+9	16+9	27+9	16+9	16+9	59+9	16+9	16+9	27+9	16+9	16+9	71+9	16+9	16+9	27+9	16+9	16+9	82+9

Таблица 10

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива — мазут Тип котлов — газо-мазутные Нормативный межремонтный ресурс — 27200 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 4 года													
Год ремонтного цикла		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта		T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки		16+8	24+8	16+8	49+8	16+8	24+8	16+8	53+8	16+8	24+8	16+8	65+8

Таблица 11

Энергоблоки 300 МВт Вид сжигаемого топлива — уголь Типы котлов — ПК-39, П-50, П-59, ТПП-110, ТПП-210, ТПП-210А Нормативный межремонтный ресурс — 27200 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	18+9	27+9	18+9	50+9	18+9	27+9	18+9	55+9	18+9	27+9	18+9	60+9

Таблица 12

Энергоблоки 325-330 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — все типы нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	68+8

Таблица 13

Энергоблоки 500 МВт Вид сжигаемого топлива — уголь Типы котлов — П-57, П-49 Нормативный межремонтный ресурс — 27200 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	20+10	40+10	20+10	62+10	20+10	40+10	20+10	70+10	20+10	40+10	20+10	83+10

Таблица 14

Энергоблоки 800 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — ТГМП-204 Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	20+10	78+10

Таблица 15

<div>Энергоблоки 800 МВт</div> <div>Вид сжигаемого топлива — газ до 70%, мазут — свыше 30%</div> <div>Тип котлов — ТГМП-204</div> <div>Нормативный межремонтный ресурс — 34000 часов</div> <div>Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 5 лет</div>															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	20+10	20+10	37+10	20+10	62+10	20+10	20+10	37+10	20+10	71+10	20+10	20+10	37+10	20+10	78+10

Таблица 16

Энергоблоки 800 МВт Вид сжигаемого топлива — уголь Тип котлов — П-67 Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжи- тельность ремонта, календар- ные сутки	64+12	64+12	86+12	64+12	64+12	114+12	64+12	64+12	86+12	64+12	64+12	121+12	64+12	64+12	86+12	64+12	64+12	133+12

Таблица 17

Энергоблоки 1200 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Тип котлов — ТГМП-1202 Нормативный межремонтный ресурс — 34000 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	24+12	24+12	45+12	24+12	72+12	24+12	24+12	45+12	24+12	78+12	24+12	24+12	45+12	24+12	84+12

Таблица 18

Энергоблоки 180 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Типы котлов — ТГ-104, ТПЕ-215, ТПГЕ-215, ТГМЕ-206 Нормативный межремонтный ресурс — 34000 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+18	13+18	25+8	13+18	44+8	13+18	13+18	25+8	13+18	48+8	13+18	13+18	25+8	13+18	56+8

Таблица 19

Энергоблоки 180 МВт Вид сжигаемого топлива — уголь Типы котлов — ТПЕ-214, ТПЕ-215 Нормативный межремонтный ресурс — 27200 часов Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 4 года												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	13+18	25+8	13+18	44+8	13+18	25+8	13+18	48+8	13+18	25+8	13+18	56+8

Таблица 20

Энергоблоки 250 МВт Вид сжигаемого топлива — газ Типы котлов — ТПП-210А, ТГМП-314Ц, ТГМП-314П Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов рРасчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет																		
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	51+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	58+8	16+8	16+8	25+8	16+8	16+8	68+8

Таблица 21

<div>Энергоблоки 250 МВт</div> <div>Вид сжигаемого топлива — газ</div> <div>Тип котлов — ТГМП-344А</div> <div>Нормативный межремонтный ресурс — 40800 часов</div> <div>Расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 6 лет</div>												
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вид ремонта	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_1T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_2T_2	T_1T_2	CT_2	T_1T_2	K_3T_2
Продолжительность ремонта, календарные сутки	16+8	16+8	32+8	16+8	16+8	69+8	16+8	16+8	32+8	16+8	16+8	78+8

Таблица 22

Энергоблоки 250 МВт Вид сжигаемого топлива — газ до 75%, уголь и мазут — свыше 25% Тип котлов — ТПП-210А нормативный межремонтный ресурс — 34000 часов расчетная периодичность капитального ремонта при среднегодовой наработке 6800 часов — 5 лет															
Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вид ремонта	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂
Продолжительность ремонта, календарные сутки	18+9	18+9	27+9	18+9	58+9	18+9	18+9	27+9	18+9	62+9	18+9	18+9	27+9	18+9	69+9

Примечание:

в таблицах настоящего Приложения приняты следующие сокращения:

K1 — капитальный ремонт 1 категории;

K2 — капитальный ремонт 2 категории;

K3 — капитальный ремонт 3 категории;

C — средний ремонт;

T1 — текущий ремонт 1 категории.

Таблица 5. Нормы продолжительности планового ремонта трансформаторов

Класс напряжения, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Продолжительность ремонта, календарные сутки	
		в капитальном ремонте	в текущем ремонте
До 35	До 4000	6	2
	4001-10000	8	2
	10001-16000	9	2
	16001-25000	14	2
	25001-40000	18	3
	40001-80000	22	3
110–150	До 16000	14	2
	16001-25000	18	2
	25001-40000	22	3
	40001-80000	26	3
	80001-160000	30	4
	160001-250000	34	4
220	250001-400000	38	5
	До 25000	22	3
	25001-40000	26	3
	40001-80000	30	3
	80001-160000	34	4
	160001-250000	38	7
330	250001-400000	42	8
	400001-630000	46	8
	До 80000	34	5
330	80001-160000	38	6
	160001-250000	42	8
	250001-400000	46	9
500	400001-630000	50	9
	Свыше 630000	54	11
	До 80000	38	8
	80001-160000	42	9
	160001-250000	46	10
500	250001-400000	50	11
	400001-630000	54	12

Примечание:

1. Продолжительность ремонта приведена для силовых трансформаторов и автотрансформаторов общего назначения с РПН и шунтирующих реакторов исходя из односменной работы.
2. Продолжительность ремонта трансформаторов не включает время, необходимое для сушки активной части. Капитальный ремонт трансформаторов напряжением 110–150 кВ мощностью 125 МВт и более, трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, основных трансформаторов собственных нужд электростанций проводится не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов испытаний, а в дальнейшем – по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и технического состояния. Остальных трансформаторов – в зависимости от результатов испытаний и их технического состояния.

Таблица 6. Нормы продолжительности планового ремонта синхронных компенсаторов

Мощность компенсатора, МВА	Продолжительность ремонта, календарныен сутки		
	в капитальном ремонте		в текущем ремонте
	с выводом ротора	без вывода ротора	
До 6 включительно	9	4	4
Свыше 6 до 10 включительно	12	6	4
15	15	8	4
30	20	9	5
37,5 (с водородным охлаждением)	25	6	6
50 (с водородным охлаждением)	30	12	6
75 (с водородным охлаждением)	35	12	7
100 (с водородным охлаждением)	40	12	7

Примечание:

1. Первая выемка ротора производится не позднее, чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию.
2. Выемка ротора при последующих ремонтах осуществляется по мере необходимости или в соответствии с требованиями нормативных и технических документов.

АО «Силловые машины»

Россия, 195009, Санкт-Петербург,
ул. Ватутина, 3А

тел.: +7 (812) 346-70-37

факс: +7 (812) 346-70-35

mail@power-m.ru

www.power-m.ru