

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ВСЕРОССИЙСКИЙ ДВАЖДЫ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
(ОАО "ВТИ")

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель генерального директора
В.Ф.Резинских
2010 г.



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам технической экспертизы проекта модернизации турбины ПТ-60-130/13
ст.№1 Сакмарской ТЭЦ.

Руководитель работы



В.Ф. Гуторов

Москва 2010

Содержание:

	стр
1. Сведения об экспертной организации.	3
2. Общие сведения об основных технических решениях проекта модер- низации турбины ПТ-60-130/13	3
3. Анализ материалов проекта модернизации турбины ПТ-60-130/13.....	5
4. Замечания и предложения	8
5. Выводы.....	10

Приложения

Свидетельство №С-0482-01-10-00659

Лицензия №00-ДЭ-001180 (КС).

1. Сведения об экспертной организации

Наименование. Открытое акционерное общество "Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский теплотехнический институт (ОАО "ВТИ").

Адрес. 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, 14/23..

Техническая компетентность.

Свидетельство № С-0482-01-10-00658 от 15.06.2010 г. о допуске к работам по строительству, реконструкции и капитальному ремонту.

Лицензия № 00-ДЭ-001180 (КС). Выдана: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Срок действия: с 14.05.2008 по 14.05.2013 г. Области компетенции: экспертиза проектной документации на разработку, строительство, расширение, реконструкцию, техническое перевооружение производственных объектов.

Руководитель работы (контактное лицо): Гуторов Владислав Фролович, телефон: (495) 675-09-20, факс (495) 679-09-20, электронная почта: vti@vti.ru.

Основание для проведения экспертизы.

2. Общие сведения об основных технических решениях проекта модернизации турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 Сакмарской ТЭЦ.

Цели (задачи).

Основной целью проекта является продление ресурса работы турбины и повышение технико-экономических показателей турбоустановки и ТЭЦ в целом [1, 2, 3].

Стадия выполнения.

Разработан проект «Модернизация турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 Сакмарской ТЭЦ».

На техническую экспертизу представлен указанный проект в составе:

-«Турбина паровая ПТ-60-130/13. Замена ЦВД и реконструкция (сборочные чертежи и единицы)» 1600.00.00.00;

-«Модернизация турбины ПТ-60-130/13 Сакмарской ТЭЦ. Технические условия» 1600.00.00.00 ТУ.

-«Реконструкция системы регулирования турбины ПТ-60-130. Руководство по эксплуатации» 1598.00.00.00 РЭ.

-Дополнение к «Инструкции по эксплуатации турбоагрегата типа ПТ-60-130/13 ст.№1» 1600.00.00.00 ИЭ.

-«Тепловые расчеты. Расчеты на прочность и вибрацию» 35Т292-1233 ТРР.

-Расчетные тепловые балансы работы турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 Сакмарской ТЭЦ на номинальном режиме с производственным и теплофикационным отборами пара и на конденсационном режиме.

Технические условия включают: требования технические, общие, безопасности и к изготовлению; основные параметры и характеристики; электрогидравлическую систему регулирования; показатели надежности; комплектность; маркировку и упаковку; правила приемки; транспортировку и хранение, указания по эксплуатации; методы и контроля; гарантии изготовителя.

Основное оборудование.

Турбина ПТ-60-130/13 производства ОАО «Ленинградский металлический завод» (ОАО «ЛМЗ»). Номинальная мощность турбины 60 МВт при давлении 12,8 МПа (130 кгс/см²) и температуре 555° С перед стопорным клапаном [4]. Максимальный расход свежего пара при номинальных параметрах составляет 110 кг/с (396 т/ч). Расход охлаждающей воды конденсатора составляет 8000 м³/ч при ее расчетной температуре 20° С. Турбина имеет два регулируемых отбора пара: производственный с пределом регулирования давления 1,0÷1,6 МПа (10÷16 кгс/см²); теплофикационный-0,07÷0,25 МПа (0,7÷2,5 кгс/см²).

В состав турбоустановки входят система регенерации, конденсационная и теплофикационная установки, КИП и автоматика, а также системы регулирования и маслоснабжения с соответствующим оборудованием.

Объем проекта реконструкции.

Объем проекта реконструкции включает:

- замену ЦВД в сборе новым, модернизированным;
- реконструкцию проточной части среднего давления;
- замену высокотемпературных элементов, отработавших ресурс и блока среднего подшипника;
- конструктивные решения по облопачиванию ЧСД;
- реконструкцию системы регулирования турбины;
- модернизацию ЧНД с уплотнением регулирующей диафрагмы, внедрением противоэрозионных мероприятий и установкой кольцевой системы охлаждения выхлопа;
- реконструкцию системы обогрева фланцев и шпилек ЦВД, отдельных элементов турбоустановки.

Основные проектные показатели.

Модернизированная турбина ПТ-60-130/13 при работе на номинальных параметрах свежего пара, давлениях в регулируемых отборах и температуре охлаждающей воды обеспе-

чивает мощность 65 МВт, т.е. повышение номинальной мощности на 5 МВт. Удельный расход пара составляет 5,7 кг/(кВт·ч). При этом расход пара из производственного отбора составляет 38,9 кг/с (140 т/ч), а из теплофикационного отбора 31,9 кг/с (115 т/ч), а при отсутствии теплофикационного отбора максимальный производственный отбор пара составляет 62,5 кг/с (225 т/ч). Максимальный расход пара из производственного отбора при отсутствии теплофикационного отбора, а теплофикационного при отсутствии производственного отбора составляют, соответственно, 69,5 кг/с (250 т/ч) и 52,8 кг/с (190 т/ч) при мощности турбины около 60 МВт. Максимальный расход свежего пара при номинальных параметрах составляет 110 кг/с (396 т/ч), а максимальная мощность 75 МВт при полностью включенной регенерации и исходя из максимально допустимого пропуски пара в конденсатор. Назначенный срок службы составляет 220000 ч. за исключением быстроизнашивающихся деталей и сборочных единиц, наработка на отказ не менее 8000 ч, коэффициент готовности 0,98, межремонтный период не менее 6 лет.

Экспертиза проекта включает:

- анализ исходных данных проекта с учетом обоснованности его разработки;
- анализ правильности выбора технических решений, замещающего оборудования и отдельных элементов;
- анализ технических решений и функциональных особенностей турбоустановки, ее тепловой и технологической схем и их интеграции в действующие схемы ТЭЦ;
- анализ функциональных схем и подсистем (систем автоматического управления, регулирования и смазки, КИПиА и др.) турбоустановки;
- анализ разработанных конструктивных решений по ЦВД, ЧСД, ЧНД и замещающему оборудованию турбоустановки;
- предложения и замечания по результатам анализа;
- оценку достижимости и целесообразности реализации проекта.

3. Анализ материалов проекта модернизации турбины ПТ-60-130/13 проекта модернизации турбины ПТ-60-130/13.

3.1. Проект модернизации турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 Сакмарской ТЭЦ разработан предприятиями группы компаний «Теплоэнергосервис» – ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» и ООО «Инженерный центр паротурбостроения», а модернизации ЦНД – совместно с ХЦКБ «Энергопрогресс».

3.2. В проекте разработаны не только технические решения по обеспечению основной задачи – продление ресурса работы турбины и повышение технико-экономических показателей турбоустановки и ТЭЦ в целом, но и различные по назначению и выполнению техниче-

ские решения по усовершенствованию действующего оборудования, повышающие надежность, экономичность и срок службы, упрощающие эксплуатацию и расширяющие его функциональные возможности. К ним следует отнести: реконструкцию системы регулирования; систему обогрева фланцев и шпилек ЦВД через обнизку фланцев горизонтального разьема ЦВД; применение в ступенях ЦВД осерадиальных надбандажных уплотнений и модернизацию концевых уплотнений; повышение надежности работы подшипников; замену гибкой муфты на жесткую; нормализацию тепловых расширений цилиндров с установкой металлофторопластовой ленты и поворотных шпонок под лапы ЦВД и ЦНД; противозероэрозийные мероприятия последних ступеней ЦНД; уплотнение поворотной диафрагмы и внедрение кольцевой системы охлаждения выхлопа, систему воздушного расхолаживания и консервации турбины; обеспечение работы системы концевых уплотнений в режиме самоуплотнения.

3.3. Основной объем модернизации связан с заменой высокотемпературных и отработавших свой ресурс элементов, а также других узлов: ЦВД в сборе, стопорный клапан в сборе; блок среднего подшипника с комплектующими; разгруженные и неразгруженные регулирующие клапана высокого давления с колонками; переднее и заднее концевые уплотнения; соответствующие трубопроводы и арматура; первичные приборы контроля температур пара и металла турбины.

3.4. Следует отметить выполнение задачи по повышению пропускной способности проточной части турбины, включающую: замену на новые диафрагмы 19÷26 ступеней, сопловой аппарат с большими выходными площадями, рабочие лопатки 18÷26 ступеней; обоймы диафрагм ЦВД; уплотнение регулирующей диафрагмы (РД) ЦНД; оптимизацию проточной части ЦВД.

3.5. Выполненные расчеты на прочность диафрагм 19÷26 ступеней [5], Т-образных хвостовых соединений рабочих лопаток 18÷26 ступеней [6] показали, что их коэффициенты запаса прочности более чем в 3 раза превышают минимально допустимые значения.

Расчеты осевого усилия на ротор турбины показали, что удельные нагрузки на рабочие и установочные колодки упорного подшипника находятся в диапазоне от минус 15 кгс/см² до плюс 10 кгс/см² (предел 25 кгс/см²).

Частоты пакетов устанавливаемых рабочих лопаток выведены за пределы настраиваемой зоны (выше 300 Гц), а частоты высших форм колебаний отстроены от резонанса с частотой кромочных импульсов.

Результаты расчетов показывают, что новые элементы проточной части ЦНД модернизированной турбины удовлетворяют требованиям НТД и обеспечивается их надежность в эксплуатационных режимах.

3.6. Система регулирования заменяется на разработанную на базе микропроцессорной техники электрогидравлическую (ЭГСР). Техническая документация по ЭГСР включает: описание узлов; взаимодействие элементов в эксплуатационных режимах работы турбины; управление турбиной, оснащенной ЭГСР; испытания и настройку системы; техническое обслуживание; рекомендованные сроки замены оборудования системы.

В ЭГСР используются следующие узлы и механизмы: новый сервомотор ЦВД; золотник-ускоритель с быстроходным приводом; блок золотников с быстроходными приводами для управления сервомоторами ЦСД и ЧНД; преобразователи давления, температуры и мощности; шкаф системы регулирования.

В состав ЭГСР входят следующие электронные элементы: регуляторы скорости, мощности, давления в регулируемых отборах пара и противодавления; дополнительная электронная противоразгонная защита; регуляторы-ограничители давления в регулируемых отборах пара, мощности (по положению сервомотора ЧВД), минимального давления пара перед турбиной и максимального давления пара в регулирующей ступени; релейная форсировка; электрогидравлические преобразователи.

ЭГСР обеспечивает возможность поддержания частоты вращения с программируемой нечувствительностью до 0,02% (во всем диапазоне не более 0,06% номинальной) и неравномерностью в пределах 2,5÷10%, интеграцию в АСУ турбинного цеха и др., а также имеет ряд технико-экономических преимуществ, присущих этой системе.

3.7. Дополнение к инструкции по эксплуатации турбоагрегата типа ПТ-60-130/13 ст.№1 включает рекомендации по изменению и дополнению положений действующей инструкции в связи с проведением модернизации турбины, а также дополнительный раздел «Система принудительного воздушного расхолаживания (СПВР)». Рекомендуются Сакмарской ТЭЦ заменить разделы инструкции в связи с разработанной электрогидравлической системой регулирования, руководствуясь соответствующей технической документацией.

3.8. Для повышения надежности путем обеспечения требуемых температур рабочих лопаток последней ступени и выхлопного патрубка в режимах с уплотненной по проекту закрытой регулирующей диафрагмой ЧНД устанавливается кольцевая система охлаждения последней ступени и выхлопного патрубка [7], разработанная ОАО «ВТИ» и Кировским политехническим институтом (ВятГТУ), с использованием в качестве охлаждающей среды конденсата, перегретого относительно температуры насыщения при давлении в конденсаторе. Такая система охлаждения эффективно работает на многих турбинах типа Т и ПТ мощностью от 25 до 185 МВт.

3.9. Тепловая схема турбины практически не изменяется. Все паропроводы и оборудование обеспечивают увеличенные расходы пара при тех же параметрах. Сетевые подогрева-

тели обеспечивают заданный температурный график теплосети (температуру сетевой воды), при увеличении отпуска тепла потребителю. Тем самым решены вопросы адаптации тепловой схемы турбины с тепловой схемой ТЭЦ по увеличению расхода пара в ЦНД и теплофикационных отборов пара на сетевые подогреватели.

3.10. Выдача электрической мощности производится по существующей схеме. Электрический генератор обеспечит длительную работу с увеличенной электрической мощностью.

3.11. Полностью сохранена система маслоснабжения и ее оборудование (маслобак, насосы, маслоохладители, фильтры и др. Сохранены также система регенерации, конденсационная установка, КИПиА (кроме затрагиваемых при модернизации), что снижает затраты на реконструкцию.

3.12. Обоснованность разработанных в проекте технических решений подтверждена выполненными соответствующими расчетами проточной части и прочности заменяемых элементов, а также применением апробированных технических решений при реконструкции других типов турбин и положительными результатами, подтвержденными практикой длительной эксплуатации во всех эксплуатационных режимах, включая аварийные остановки и сбросы нагрузки.

3.13. Модернизация турбины ПТ-60-130/13 не затрагивает компоновочных решений по машзалу, турбина размещается на прежнем месте и обеспечена соответствующими противопожарными средствами и системой. Дополнительных противопожарных мероприятий не требуется. Соблюдены требования безопасности. Уровень звука в зоне работающей турбины не превышает 85 дБ.

3.14. Модернизация турбины не требует увеличения на нее расхода пара, а, следовательно, и дополнительного сжигания топлива, что не увеличивает экологическую опасность существующей ТЭЦ (промышленного объекта), на которой будет проводиться модернизация турбины.

3.15. Обеспечение надежности и качества изготовления комплекта деталей узлов для реконструкции турбины ПТ-60-130/13 основано на положительном опыте проведения реконструкций, выполненных группой компания «Теплоэнергосервис» на турбинах этого и других типов.

4. Замечания и предложения.

4.1. Выполнение модернизации обеспечивает повышение мощности турбины до 65 МВт и маркировка турбины должна это учитывать, поэтому поддерживаем предложение разработчиков проекта об обозначении ПТ-65/75-130/13.

4.2. Для этой турбины необходимо выпустить инструкцию по эксплуатации с учетом разработанных дополнений к инструкции по эксплуатации турбины и руководства по эксплуатации ЭГСР.

4.3. В связи с заменой гибкой муфты на жесткую сборку фланцевых соединений роторов турбины и генератора провести по технологии ВТИ-ЛМЗ с использованием вместо штатного крепежа конусных шпилек, втулок и гидравлического инструмента. Такая сборка обеспечивает повышение вибрационной надежности за счет уменьшения оси (коленчатости) фланцевого соединения и исключения повреждения расточек отверстий в полумуфтах (фланцах) при сборке-разборке. Об эффективности такой сборки свидетельствует положительный опыт эксплуатации турбин мощностью до 300 МВт.

4.4. Штатные фильтры в маслобаке не обеспечивают требуемую чистоту турбинного масла.

Для поддержания нормативных значений чистоты турбинного масла и проведения полнопоточной или байпасной очистки масла маслосистемы турбины и системы регулирования и масла в системе уплотнения вала генератора целесообразно установить проверенные многолетней практикой эксплуатации полнопоточные фильтры, разработанные ОАО «ВТИ» и рекомендованные к внедрению НТС РАО «ЕЭС России».

4.5. После проведения соответствующих исследований целесообразно рассмотреть возможность дополнения раздела инструкции по воздушному расхолаживанию турбины более высокими значениями температуры металла в зоне паровпуска ЦВД, при которых в режиме аварийного останова можно отключать ВПУ и подачу масла на подшипники.

4.6. Желательно обратить внимание персонала ТЭЦ, что длительная работа турбин с частично открытой регулирующей диафрагмой (РД) приводит к повышенному эрозионному износу рабочих лопаток ЧНД, начиная с первой ступени после регулирующей диафрагмы. Зависимость степени влажности за соплами первой ступени экстремальна и максимум достигается при частичном открытии РД на $0,2 \div 0,3$ (20÷30%). Изменение степени открытия РД сказывается и на степени влажности в последующих ступенях. Влажность в первой ступени теплофикационных турбин при определенных режимах может превышать влажность в последней ступени конденсационных турбин [8, 9, 10]. Следовательно, рабочие лопатки ЧНД теплофикационных турбин, не имеющих промежуточного перегрева и работающих при более низких параметрах пара (к ним относится и рассматриваемая турбина), эксплуатируются в значительно более тяжелых условиях с точки зрения эрозионной надежности, чем последние ступени конденсационных турбин с промежуточным перегревом [8]. Об этом свидетельствуют более частые замены рабочих лопаток в ЧНД теплофикационных турбин.

В связи с этим целесообразно ограничить режимы работы турбины ПТ-60-130/13 с малой степенью открытия (до 20÷30 %) регулирующей диафрагмы ЧНД путем соответствующего перераспределения тепловой и электрической нагрузки между различными турбоустановками ТЭЦ, а именно организации работы ТЭЦ таким образом, чтобы одна часть турбин работала с полностью закрытыми регулируемыми диафрагмами, а другая часть – напротив, с полностью открытыми РД.

5. Выводы

5.1. Представленный проект «Модернизация турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 Сакмарской ТЭЦ» в целом свидетельствует о хозяйственной целесообразности проведения реконструкции и технической возможности ее осуществления на Сакмарской ТЭЦ для повышения электрической мощности и отпуска тепла потребителю, т.е. повышения технико-экономических показателей турбин и ТЭЦ в целом.

5.2. Основные технические и технологические решения выполнены в соответствии с требованиями Заказчика, с достижением заданных технических показателей.

5.3. Проект модернизации турбины ПТ-60-130/13 ст.№1 Сакмарской ТЭЦ соответствует требованиям отраслевой нормативно-технической документации, действующей в электроэнергетике России.

5.4. Проект выполнен на высоком техническом уровне с учетом апробированных технических решений реконструкций турбин ПТ-60-90/13, ПТ-60-130/13 и ПТ-80-130/13 и рекомендуется к внедрению без дополнительного согласования с заводом-изготовителем турбины.

5.5. Данный проект считать типовым и использовать его при реконструкции турбин ПТ-60-130/13 с учетом конкретных: состояния и особенностей оборудования и схем; режимов эксплуатации и региона размещения ТЭЦ.

5.6. При дальнейшем продвижении проекта целесообразно, по возможности, внести уточнения и дополнения с учетом высказанных замечаний и предложений, а при разработке проектов для других ТЭЦ включать конструктивные предложения в объем проекта.

Список использованных источников

1. Правила технической эксплуатации станций и сетей Российской Федерации, СПО ОРГРЭС, М., 2003 г.
2. Установки турбинные паровые стационарные для приводов электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования, ГОСТ-24278-89 (СТ СЭВ 3035-81), М., 1989 г.
3. Концепция технической политики РАО «ЕЭС России», М., 2005г.
4. Паровые турбины ЛМЗ, проспект.
5. ОСТ 108210.01-86. Диафрагмы паровых стационарных турбин. Расчет на статическую прочность.
6. ОСТ 108.021.07-84. Турбины паровые стационарные. Нормы расчета на прочность хвостовых соединений рабочих лопаток.
7. Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Панферов С.И. Направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин. Теплоэнергетика, №2, 2000 г.
8. Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Лагун В.П.. Теплофикационные паровые турбины: повышение экономичности и надежности, СП, Энерготех, 2001 г.
9. Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Панферов С.И. Влияние режимных факторов на интенсивность эрозионных повреждений лопаточного аппарата теплофикационных турбин. Электрические станции, 2000 г., №10.
10. Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф. Влияние режимов работы турбины Т-250/300-240 на уровень влажности в ступенях ЦНД. Электрические станции, № 6, 2005 г.