

---

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

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора

**В.Ф. Резинских**

2008 г.



**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

По результатам экспертизы проекта реконструкции турбины ПТ-80/100-130/13 с увеличением номинальной электрической и тепловой нагрузки.

Руководитель работы

В.Ф. Гуторов

Москва 2008

## Содержание:

|   | стр |
|---|-----|
| 1. Сведения об экспертной организации. ....   | 3   |
| 2. Общие сведения об основных технических решениях проекта рекон-<br>струкции турбины ПТ-80/100-130/13<br>..... | 3   |
| 3. Анализ материалов проекта реконструкции турби-<br>ны.....  | 5   |
| 4. Замечания и предложения .....  | 8   |
| 5. Выводы.....  | 11  |
| 6. Список использованных источников.....  | 12  |

Приложение

Сертификат №001030.

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.**

Сертификат №001030, рег. №ПР0916220605. Выдан: Система сертификации в электроэнергетике "ЭнСЕРТИКО". Срок действия: с 22.06.2005 по 22.06.2008 г., Решение №3 по результатам инспекционного контроля от 14.02.2008 г. Области компетенции: экспертиза проектов в области создания технических средств, разработки технологий, промышленного строительства.

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](mailto:vti@vti.ru).

### **Основание для проведения экспертизы.**

## **2. Общие сведения об основных технических решениях проекта реконструкции турбины ПТ-80/100-130/13**

### **Цели (задачи).**

Основной целью проекта является реконструкция турбины ПТ-80/100-130/13 для повышения номинальной электрической мощности и отпуска тепла потребителю при улучшении технико-экономических показателей турбины и ТЭЦ в целом (1, 2, 3).

Выполнение реконструкции обеспечит повышение номинальной электрической мощности турбины на 20 МВт, номинальной тепловой нагрузки на 260 ГДж/ч и (62 Гкал/ч) по сравнению с турбиной (ПТ-80/100-130/13). Данная реконструкция позволит решить важную для ТЭЦ с турбинами ПТ-80/100-130/13 задачу повышения выработки электрической энергии, отпуска тепла потребителю и технико-экономических показателей в условиях снижения на ТЭЦ отпуска пара на производство.

### **Стадия выполнения.**

Разработан проект «Реконструкция турбины ПТ-80/100-130/13 с увеличением номинальной электрической и тепловой нагрузки».

На экспертизу представлен указанный проект в составе: пояснительная записка 1531.00.00.00 ПЗ; документация по ведомости документов проектов проекта 1531.00.00.00

(сборочный чертеж турбины 1531.00.00.00 СБ, сборочные чертежи единиц реконструируемого оборудования: регулирующие клапаны ЦНД, облопачивание статора ЦНД, ротор НД в сборе, переднее уплотнение ЦНД, обойма №1 ЦВД, рабочие кулачки регулирующих клапанов ЦНД); расчеты на прочность 1531.00.00.00 РР (диафрагм 19-21 ступеней, хвостовых соединений рабочих лопаток 18-21 ступеней и замковых лопаток, натяга посадки дисков 21-26 ступеней).

Разработчик проекта ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК»

Пояснительная записка включает объем: реконструкции проточной части среднего давления, перепускных труб ЦВД-ЦНД, технические показатели после реконструкции, противопожарные мероприятия, экологические аспекты проекта.

### **Основное оборудование.**

Турбина ПТ-80/100-130/13 производства Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) с электрическим генератором ТВФ-120-2 или ТВФ-110-2Е с ЭТМ.

В состав турбоустановки входят система регенерации, конденсационная установка, теплофикационная установка, КиП автоматика, а также соответствующее оборудование систем регулирования и маслоснабжения.

Номинальная мощность турбины 80 МВт, максимальная 100 МВт и номинальный расход свежего пара 130,55 кг/с (470 т/ч), при давлении свежего пара 12,8 МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) и температуре 555°С (4). Максимальные отбор пара на производство 83,33 кг/с (300 т/ч) и давление 1,6 МПа (16,3 кгс/см<sup>2</sup>). Максимальная производительность теплофикационного отбора 419 ГДж/ч (100 Гкал/ч), диапазон регулирования давления в верхнем теплофикационном отборе 0,05-0,25 МПа (0,51-2,55 кгс/см<sup>2</sup>), а в нижнем 0,03-0,1 МПа (0,3-1,02 кгс/см<sup>2</sup>). Теплофикационная установка состоит из двух сетевых подогревателей ПСГ-1300 на максимальную тепловую нагрузку 586,6 ГДж/ч (140Гкал/ч).

### **Объем проекта реконструкции.**

Объем проекта реконструкции включает:

- реконструкцию ЦВД;
- конструкция ротора низкого давления (РНД);
- конструктивные решения по облопачиванию ЦНД;
- конструктивное решение по цилиндру низкого давления (ЦНД);
- реконструкцию перепускных труб ЦВД-ЦНД.

### **Основные проектные показатели.**

Реконструированная турбина ПТ-100/110-130/13 при работе на свежем паре с давлением 12,8 МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) и температурой 555° С и с расходом 130,55 кг/с (470т/ч) обеспечит повышение номинальной мощности на 20 МВт и отпуска тепла на 260 ГДж/ч (62 Гкал/ч), а,

следовательно и повышение отпуска электроэнергии и тепла от ТЭЦ с более высокими технико-экономическими показателями. Номинальная электрическая мощность составит 100 МВт, а максимальная 114 МВт. Номинальный расход пара производственного отбора 16,66 кг/с (60 т/ч), а максимальный 83,33 кг/с (300 т/ч). Номинальная теплофикационная нагрузка 554,7 ГДж/ч (130 Гкал/ч), максимальная 586,6 ГДж/ч (140 Гкал/ч).

**Анализ проекта включает:**

- анализ исходных данных проекта с учетом обоснованности его разработки;
- анализ правильности выбора технических решений, замещающегося оборудования и отдельных элементов;
- анализ технических решений и функциональных особенностей турбоагрегата, его тепловой и технологической схем и их интеграции в тепловую и технологическую схему ТЭЦ;
- анализ функциональных схем и подсистем (систем автоматического управления, регулирования, смазки, подогрева сетевой воды, парораспределения, КИПиА и др.) турбоагрегата;
- анализ разработанных конструктивных решений по ЦВД и замещающему оборудованию турбоустановки;
- предложения и замечания по результатам анализа;
- оценку достижимости и целесообразности реализации проекта.

**3. Анализ материалов основных технических решений проекта реконструкции турбины.**

3.1. Проект реконструкции турбины ПТ-80/100/13 разработан ОАО «Теплоэнергосервис-ЭК» по техническим требованиям Заказчика.

3.2. В проекте разработаны не только технические решения, направленные на обеспечение основной задачи - увеличение пропускной способности проточной части среднего давления турбины и ее электрической и тепловой нагрузки (3), но и комплекс различных по виду, назначению и выполнению технических решений, по усовершенствованию действующего оборудования путем изменения элементов, повышающих надежность, срок службы и пропускную способность, турбоустановки. К этому комплексу относятся: оптимизация проточной части; реконструкция системы парораспределения, замена обоймы диафрагмы №1 ЦВД.

3.3. Объем реконструкции по ЦВД и проточной части включает: замену обоймы диафрагмы №1 с демонтажом ненадежной обоймы регулирующей ступени и формирование над-

бандажных уплотнений регулирующей ступени на козырьке новой обоймы; замену двух перепускных труб ЦВД-ЦНД Ду 250 на Ду 300.

Установочные размеры ЦВД соответствуют ЦВД турбины ПТ-80/100-130/13, что позволяет установить его на тот же фундамент (опирание на корпуса подшипников).

3.4. Основной объем реконструкции по ЦНД и проточной части включает; замену на новые диафрагмы 19 - 26 ступеней и сопловой аппарат с большими выходными площадями; замену обойм диафрагм для установки в них новых диафрагм; замену обоймы переднего концевого уплотнения в комплекте с уплотнительными кольцами в связи с организацией на роторе НД думмиса для разгрузки от осевого усилия; замену регулирующих клапанов и рабочих кулаков реконструируемого распределительного устройства; срезку цельнокованых дисков 21-27 ступеней с организацией посадочных мест и установкой на них новых насадочных рабочих колес 21-26 ступеней; срезку цельнокованой полумуфты; вала ротора со стороны ЦВД с установкой полумуфты; механическую обработку вала ротора в зоне переднего концевого уплотнения и установку втулок для организации думмиса.

3.5. Выполнены расчеты на прочность диафрагм 19÷21 ступеней и минимально допустимого зазора в уплотнениях (5). При напряжениях на входной кромке лопаток в пределах – 47,5÷112,3 МПа, на выходной кромке в пределах 47,0÷99,8 МПа коэффициенты запаса составляют, соответственно, 3,93-9,29 (при минимально допустимом 1,0) и 4,42÷6,05 (при минимально допустимом 1,25). Расчеты на прочность Т-образных хвостовых соединений рабочих лопаток 18÷26 ступеней (6) показали, что для них коэффициенты запаса составляют от 4,41 до 6,66, а для хвостовиков околзамковой лопатки от 2,94 до 4,44. Коэффициенты запаса прочности для ободов диска находится в пределах от 2,85 до 3,79. Коэффициенты запаса прочности хвостовика замковой лопатки находится в пределах от 4,01 до 7,99. Обеспечивается также и прочность ободов диска и заклепок замковых лопаток.

Расчет допустимого натяга для посадки дисков 21÷26 ступеней выполнен из условия обеспечения усредненного значения остаточного натяга  $0,2 \pm 0,02$  мм при номинальной частоте вращения ротора (7). Расчетные и рекомендованные к использованию при реконструкции в качестве нижнего предельно допустимого значения холодных натягов насадных дисков равны 0,6; 0,62; 0,6; 0,76; 0,7; 0,7 для ступеней 21÷26, соответственно.

Результаты выполненных поверочных расчетов показывают, что заменяемые элементы проточной части ЦНД реконструированной турбины удовлетворяют требованиям НТД и обеспечивается надежность их в эксплуатационных режимах турбин

3.6. Тепловая схема турбины практически не изменяется. Все паропроводы и оборудования обеспечивают увеличенные расходы пара при тех же параметрах. Сетевые подогреватели обеспечивают заданий 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.

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

3.8. Полностью сохранена система маслоснабжения (4) и ее оборудование (маслобак, насосы, маслоохладители, опорные подшипники и др. Сохранены также системы регулирования и регенерации, конденсационная установка, КИП и А, что снижает затраты на реконструкцию.

3.9. На совмещенной обойме для унификации проточной части турбины выполнены надбандажные уплотнения, подобные конструкции модернизированных уплотнений ОАО "ЛМЗ" на ступенях 5÷17. При модернизации надбандажные вставки были заменены на уплотнительные гребни, а на бандажах рабочих лопаток наварены и проточены до требуемого профиля по два гребня. Такие уплотнения обеспечивают уменьшение протечек через радиальный зазор.

3.10. Обоснованность разработанных технических решений подтверждают проведенные газодинамические расчеты проточной части, осевых усилий и баланса тепловой схемы турбины.

При расходе пара через реконструированные ступени 490 т/ч достигается максимальная мощность 67,5 МВт, т.е. увеличение мощности на **7,5 МВт** при сохранении критерия надежности предельно допустимого давления в камере регулирующей ступени. При увеличении осевого усилия с 17,2 до 18,5 т удельное давление составляет 64% от предельно допустимого значения.

3.11. Следует отметить положительные новые решения по реконструкции переднего и заднего концевых уплотнений турбины. Проработанные в проекте технические решения опробованы на турбинах мощностью 50 ÷ 300 МВт в эксплуатационных условиях (4). В новой конструкции каминов уплотнений отсутствует эластичное кольцо, каминные камеры и обоймы уплотнений имеют отдельные корпуса, изготовленные из поковок легированной стали, увеличена прочность крепежа горизонтального и вертикального разъемов, а также равномерно по окружности рассосредоточены подвод уплотняющего пара и отсос паровоздушной смеси. Эти технические решения обеспечивают надежность работы уплотнений из-за исключения коробления и раскрытия разъемов. При этом уменьшается износ уплотнительных ко-

лец и исключается обводнение масла за счет нерегулируемых протечек пара через уплотнения в машинный зал.

#### **4. Замечания и предложения**

4.1. При дальнейшем продвижении проекта на конкретной ТЭЦ желательно обратить внимание персонала, что длительная работа турбин с частично открытой регулирующей диафрагмой (РД) приводит к повышенному эрозионному износу рабочих лопаток ЧНД, начиная с первой после регулирующей диафрагмы. Зависимость степени влажности за соплами первой ступени экстремальна и максимум достигается при частичном открытии РД на  $0,2 \div 0,3$  ( $20 \div 30\%$ ). Изменение степени открытия РД сказывается и на степени в последующих ступенях. Влажность в первой ступени теплофикационных 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, включая и турбину Т-250/300-240 с промежуточным перегревом пара. Желательно исключить режимы работы турбины ПТ-100/110-130/13 с малой степенью открытия РД ( $20 \div 30\%$ ) с целью повышения эрозионной надежности и экономичности.

4.2. Повышение экономичности может быть достигнуто путем снижения вентиляционного расхода пара в ЧНД. Существенное снижение потерь тепла в конденсаторе обеспечивается увеличением плотности РД, что позволяет снизить вентиляционный расход пара до предельно технически достижимого уровня. Плотность РД достигается за счет уменьшения до минимума ( $0 \div 0,05$  мм) осевого зазора между поворотным кольцом и телом диафрагмы и обеспечения гарантированного перекрытия окон поворотного кольца направляющих лопаток при полном закрытии РД (8). Уплотнение РД на десятках действующих теплофикационных турбинах различных типов мощностью от 25 до 185 МВт при соблюдении указанной технологии обеспечивает по эксплуатационным данным пропускную способность ЧНД на один поток при закрытой РД в диапазоне от 2,5 до 5 т/ч. При этом потери тепла в конденсаторе составляют от 5 до 10,5 ГДж/ч (1,2 до 2,5 Гкал/ч).

Таким образом, поставка турбины Т-60/65-130 с уплотненной диафрагмой обеспечит длительный отпуск тепла на указанных выше режимах  $21 \div 61$  ГДж/ч ( $5 \div 15$  Гкал/ч) при том же расходе топлива.

Для обеспечения требуемых температур рабочих лопаток последней ступени и выходного патрубка в режимах с закрытой диафрагмой используется система охлаждения (8, 11). В системе охлаждения (6, 9) используется конденсат, перегретый относительно температуры

насыщения охлаждаемой паровой среды (т.е. при давлении в конденсаторе). Конденсат подается в кольцевой коллектор, из которого через форсунки производится распыление влаги у периферии последней ступени с внешней наиболее горячей стороны потока пара, покидающего ступень. Это позволяет более равномерно охладить основной поток пара при минимальном расходе конденсата. При таком подводе охлаждающей среды проникновение распыляемой влаги в зону обратных токов к последней ступени затруднен, что обеспечивает эрозионную надежность выходных кромок рабочих лопаток последних ступеней (8). Система охлаждения включается при закрытой РД и выключается при ее открытии. Т.е. при работе в теплофикационных режимах с закрытой РД регулирование расхода конденсата не производится.

Эффективность рассмотренных мероприятий по снижению потерь тепла в конденсаторе подтверждена результатами промышленных исследований и многолетней практикой эксплуатации теплофикационных турбин различных мощностей и типов. Так ЛМЗ поставляет теплофикационные турбоустановки Т-180-130 и Т-150-7,8 (на ПГУ Северо-Западной и Калининградской ТЭЦ) с уплотненной РД и кольцевой системой охлаждения.

4.3. На турбине после проведения реконструкции должны быть проведены тепловые испытания (1) для получения фактических показателей и составления нормативной характеристики.

4.4. Сборку фланцевых соединений роторов турбины и генератора целесообразно провести по технологии ВТИ-ЛМЗ с использованием вместо штатного крепежа конусных шпилек, втулок и гидравлической техники. Такая сборка обеспечивает повышение вибрационной надежности за счет уменьшения смещения оси (коленчатости) фланцевого соединения при сборке и исключения повреждения расточек отверстий в полумуфтах (фланцах) при сборке-разборке. Имеются положительные результаты такой технологии сборки на турбинах различных типов, включая и теплофикационные мощностью 25÷30 МВт.

4.5. Для поддержания нормированных значений чистоты масла целесообразно в системе маслоснабжения турбоагрегата установить полнопоточные фильтры, Разработанные ОАО «ВТИ» и проверенные многолетней практикой эксплуатации на турбинах практически всех типов. Эти фильтры используются при полнопоточной или байпасной очистки масла масло-системы и системы регулирования турбины и масла в системе уплотнения вала генератора.. Фильтр состоит из фильтрующих элементов цилиндрической формы, выполненными из комбинированного пористого сетчатого материала. Корпус фильтра устанавливается непосредственно на верхний разъем штатного фильтра.

4.6. Для повышения ремонтпригодности ЦНД целесообразно рассмотреть возможность замены заднего концевое уплотнения ЦНД на конструкцию, позволяющую проводить разборку уплотнения без снятия верхней крышки ЦНД.

4.7. Для нормализации тепловых расширений. Целесообразно выполнить соответствующие мероприятия согласно (12 и 13).

4.8. Для повышения надежности парораспределения целесообразно рассмотреть замену подшипников качения в кулачково-распределительном механизме на подшипники скольжения с металлофторопластовыми вкладышами (разработка Ленэнергоремонта). Такие подшипники надежно работают при температуре до 250 °С, что подтверждено практикой их эксплуатации на турбинах различных типов.

## 5. Выводы

5.1. Представленный проект «Реконструкция турбин ПТ-80/100-130/13» в целом свидетельствует о хозяйственной целесообразности проведения реконструкции и технической возможности ее осуществления на ТЭЦ с такими турбинами при ограничении отпуска пара из производственного отбора 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 реконструкции турбины ПТ-80/100-130/13 соответствует требованиям отраслевой нормативно-технической документации, действующей в электроэнергетике России. ( 1, 2, 3).

5.4. Проект выполнен на высоком техническом уровне и рекомендуется к внедрению без дополнительного согласования с заводом-изготовителем турбины.

5.5. Данный проект считать типовым и использовать его при реконструкции турбин ПТ-80/100-130/13 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 с учетом высказанных замечаний и предложений.

#### 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. ОСТ 108.020.109-82. Турбины паровые стационарные. Расчет на статическую прочность дисков и роторов.
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.
11. Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Гуторов В.Ф., Панферов С.И. Направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин. Теплоэнергетика, №2, 2000 г.
12. Методические указания по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин тепловых электростанций. РД 34.30.506-90.
13. Информационное письмо ИП-03-02-02 (ТП). О доработке и модернизации шпоночных соединений (поперечных шпонок) в работах по нормализации тепловых расширений корпусов цилиндров паровых турбин, РАО «ЕЭС России», департамент научно-технической политики и развития, №02-2Т/1-265 от 19.02.02.