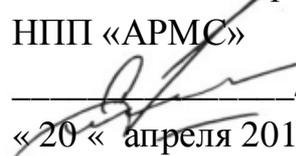


Технический директор
НПП «АРМС»


/Ушинин С.В./

«20» апреля 2011 г.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ

**по результатам эксплуатации надбандажных сотовых уплотнений
3-12 ступеней ЦВД турбины К-300-240 ст. № 4 Каширской ГРЭС
филиала ОАО «ОГК-1».**

Исполнитель:



Ведущий инженер
Яровой И.М.

НПП «АРМС»

Москва, 2011 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	№стр.
1. Введение.....	3
2. Описание конструкции.....	3
3. Оснащение ЦВД сотовыми надбандажными уплотнениями.....	4
4. Состояние проточной части до и после модернизации в 2004г.....	5
5. Комплекс тепловых испытаний.....	6
6. Оценка состояния турбины после установки сотовых уплотнений.....	10
7. Состояние проточной части ЦВД и ЦСД после шести лет эксплуатации	12
8. Выводы.....	22
9. Список литературы.....	23
10. Приложения	
10.1 Приложение 1 – Технический акт по работам выполненным в период ка- питального ремонта турбины К-300-240 ст. №4 Каширской ГРЭС в 2004г.	24
10.2 Приложение 2 - Программа тепловых испытаний.....	28
10.3 Приложение 3 – Письмо №16-18а/10 от 28.06.06г. «О работе сотовых над- бандажных уплотнений ЦВД бл.4».....	31

Введение

Паровая турбина К-300-240 ст. №4 Каширской ГРЭС фил. ОГК-1 (зав. №1345), 1974 г.в., производства ЛМЗ филиал ОАО «Силовые машины».

Турбина на момент установки сотовых надбандажных уплотнений и проведения второго этапа испытаний имела наработку 190 443 час, на момент проведения третьего этапа - 226 875 час.

Изготовитель сотовых надбандажных уплотнений: ФГУП НПП «Мотор» г. Уфа.

Разработка конструкции, поставка, проведение шеф-монтажных работ: НПП «АРМС», г. Москва.

Выполнение работ по установке: ЦРМЗ филиал ОАО «Мосэнерго», г.Москва

Комплекс тепловых испытаний турбины был проведен филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС» совместно с персоналом Каширской ГРЭС и НПП «АРМС» по программе согласованной с заводом изготовителем турбины «ЛМЗ» филиал ОАО «Силовые машины».

Описание конструкции

Сотовые надбандажные уплотнения впервые в отечественной практике были установлены на турбоагрегатах К-300-240 производства «ЛМЗ» на «Каширской ГРЭС-4» ст.№4 и «Черепетской ГРЭС» ст. № 6 во время проведения капитальных ремонтов в 2004г. Решение об их установке было принято после нескольких лет успешной эксплуатации сотовых надбандажных уплотнений на турбинах ПТ-60/75-130/13, Т-100-130, Р-40-130 на электростанциях ОАО «Башкирэнерго» и ОАО «Мосэнерго» [1,2,3].

Указанные турбины К-300-240 конструктивно имели различные проточные части ЦВД [4], поэтому и технические решения при их оснащении сотовыми надбандажными уплотнениями были различны.

Для турбоагрегата «Черепетской ГРЭС» за основу была принята конструкция апробированная на турбинах класса ПТ-60, Т-100 рис.1, для турбоагрегата «Каширской ГРЭС» была использована вновь разработанная конструкция, показанная на рис.2.

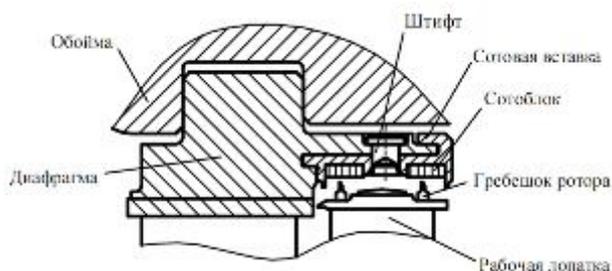


Рис.1 Конструкция надбандажных сотовых уплотнений применяемая в козырьках диафрагм.

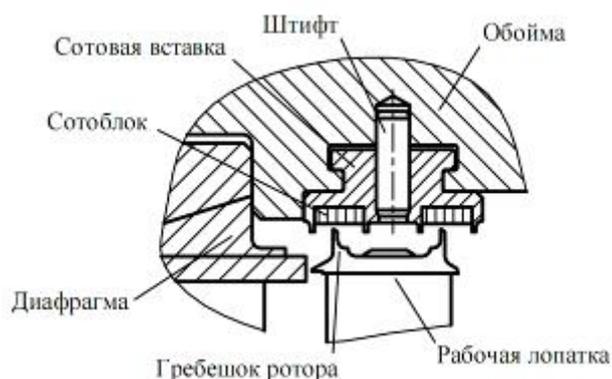


Рис.2 Конструкция надбандажных сотовых уплотнений применяемая в обоймах и внутреннем цилиндре

Оснащение ЦВД сотовыми надбандажными уплотнениями

Доработка проточной части К-300-240 ст. №4 Каширской ГРЭС выполнялась на ЦРМЗ филиал ОАО «Мосэнерго» в 2004г и включала в себя следующие операции:

- проточка внутреннего цилиндра и обойм диафрагм ЦВД;
- установка сотовых вставок в доработанные элементы статора с их последующим закреплением штифтами;
- наварка (восстановление) гребней ротора;
- финишная проточка сотовой поверхности вставок в чистовой размер;
- контрольная сборка проточной части.

На фото 1-8 показаны операции доработки элементов проточной части ЦВД.



Фото 1. Демонтаж уплотнительных корытообразных вставок типа Х-6



Фото 2. Доработка внутреннего цилиндра и обойм ЦВД



Фото 3. Приварка гребней на бандажах ротора



Фото 4. Проточка приваренных гребней на бандажах ротора



Фото 5. Разметка и сверление сотовых вставок под установку штифтов



Фото 6. Установка сотовых вставок на доработанные узлы статора



Фото 7. Расточка сотовых поверхностей вставок, установленных на узлы статора



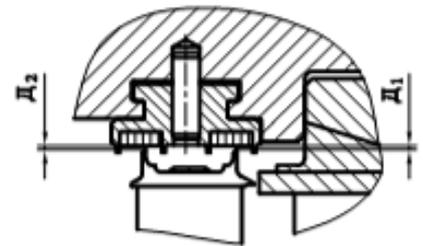
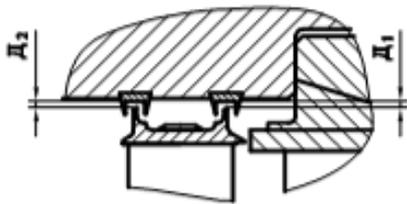
Фото 8. Сборка проточной части с установленными сотовыми уплотнениями

Состояние проточной части до и после модернизации

О состоянии ЦВД турбины до и после капитального ремонта можно судить по формулярам зазоров и актам о проведенных работах (Приложение 1), выполненных ремонтной организацией. Отмечено, что никаких дополнительных работ, кроме установки сотовых уплотнений, способных повлиять на экономичность ЦВД не проводилось.

На рис.3 приведены формулярные значения фактических зазоров по ступеням ЦВД, до и после установки сотовых надбандажных уплотнений.

Анализ представленных данных показывает, что при установке сотовых уплотнений, были назначены меньшие радиальные зазоры, чем при применении классических осерадиальных уплотнений. Разница значений по ступеням в среднем составила около 2 мм.



№ ступени	D ₁				D ₂			
	Лев	Прав	Верх	Низ	Лев	Прав	Верх	Низ
	По чертежу 3,0				По чертежу 3,0			
			≥2,0	≥3,0			≥2,0	≥3,0
3	3,4	2,9		2,9	2,7	2,8		3,1
4	3,2	3,0		2,9	3,0	2,9		3,1
5	3,3	2,8		3,2	3,6	3,5		2,9
6	2,7	2,7		2,8	2,6	2,7		2,5
7	3,9	3,8		4,0	4,1	4,1		3,2
8	3,9	4,0		3,4	4,3	4,6		3,5
9	4,5	4,5		3,7	4,5	4,5		4,3
10	5,4	5,3		4,9	4,3	4,6		3,6
11	4,1	4,4		2,3	4,3	4,1		3,7
12	4,3	4,0		3,3	4,1	4,3		3,3

№ ступени	D ₁				D ₂			
	Лев	Прав	Верх	Низ	Лев	Прав	Верх	Низ
	По чертежу				По чертежу			
	0,7-0,95	0,3-0,55	0,2-0,4	0,8-1,1	0,7-0,95	0,3-0,55	0,2-0,4	0,8-1,1
3	0,95	0,55	0,45	1,05	0,90	0,60	0,40	1,10
4	0,94	0,56	0,40	1,10	0,95	0,55	0,45	1,05
5	0,90	0,60	0,45	1,05	0,90	0,56	0,50	1,00
6	0,95	0,55	0,40	1,10	0,95	0,55	0,45	1,05
7	0,90	0,60	0,45	1,05	0,95	0,55	0,45	1,10
8	0,95	0,55	0,40	1,10	0,90	0,60	0,40	1,10
9	0,94	0,56	0,43	1,10	0,94	0,56	0,40	1,10
10	0,93	0,57	0,44	0,96	0,96	0,54	0,42	1,20
11	0,95	0,55	0,50	1,00	0,95	0,55	0,44	1,15
12	0,94	0,56	0,45	1,05	0,95	0,55	0,40	1,10

Рис.3 Формулярные значения фактических зазоров по ступеням ЦВД до (а) и после (б) установки сотовых уплотнений

В конечном счете, уменьшение радиальных зазоров обеспечило более высокую экономичность цилиндра высокого давления, без снижения надежности и безопасности эксплуатации. В дальнейшем опыт применения сотовых уплотнений с назначением минимальных радиальных зазоров был использован при модернизации турбоагрегатов класса К-300, в том числе, и с реактивным облопачиванием.

Комплекс тепловых испытаний

С целью определения эффективности модернизации проточной части ЦВД надбандажными сотовыми уплотнениями, а также оценки стабильности характеристик в процессе межремонтного периода эксплуатации специалистами ОАО «Фирма «ОРГРЭС», были проведены тепловые испытания блока К-300-240 ст.№4 на «Каширской ГРЭС». Первый и второй этапы испытаний были выполнены в 2004г. (март-август) – до и после установки сотовых уплотнений, третий этап в 2009г. (ноябрь) через пять лет эксплуатации. Турбина на момент проведения второго этапа испытаний после установки сотовых надбандажных уплотнений имела наработку 190 443 час, на момент проведения третьего этапа – 226 875 час, таким образом, эксплуатация турбины с сотовыми уплотнениями составила 36 432 часа в том числе:

- за 2004 год – 4 006 часов (с 04.07.2004г.);
- за 2005 год – 5 956 часов;
- за 2006 год – 7 365 часов;
- за 2007 год – 7 244 часов;
- за 2008 год – 7 305 часов;
- за 2009 год – 4 555 часов (на 25.11.2009г.);

Целью испытаний первого и второго этапа являлось определение единовременного (разового) эффекта от замены осерадиальных надбандажных уплотнений ЦВД на сотовые.

На третьем этапе определялся фактор стабильности достигнутых значений относительно внутреннего КПД ЦВД через пять лет эксплуатации, путем сравнения значений с результатами, полученными на втором этапе испытаний.

Программы и методика проведения тепловых испытаний были согласованы с СКБ «Турбина» ЛМЗ филиал «Силовые машины».

Для минимизации погрешностей конечного результата, испытания проводились по разработанной единой технической программе (Приложение 2) с использованием одних и тех же средств измерений с оценкой экономического эффекта двумя независимыми методами:

- путем сравнения электрической мощности турбоагрегата;
- путем сравнения расхождения величин внутреннего относительного КПД ЦВД в опытах с отключенной и включенной регенерацией (подогреватели высокого давления).

Расходы свежего пара, питательной воды и основного конденсата при испытаниях определялись с помощью эксплуатационных расходомеров, измерительные каналы которых поверялись с помощью образцового калибратора «SI-Instruments». Давление пара по проточной части и перед регенеративными подогревателями измерялись манометрами кл.0,6 с их предварительной поверкой.

Температуры, с помощью которых рассчитывался внутренний КПД ЦВД, измерялись эксплуатационными термометрами, поверенными в соответствии с требованиями норм. Электрическая нагрузка измерялась двумя поверенными ваттметрами ОРГРЭС кл.0,2. Схема установки датчиков и точки замера параметров показаны на рис.4. Во время каждого этапа были проведены по 9 опытов, из них 5 – по проектной схеме с включенными ПВД и 4 опыта – с отключенными ПВД. Длительность каждого опыта составляла не менее 40 минут.

Величины внутреннего КПД ЦВД рассчитывались с помощью компьютерной программы ЕЗ_00, разработанной ЛМЗ филиал ОАО «Силовые машины». Методологически оценка эффективности реконструкции уплотнений ЦВД основывалась на исследованном факте, определяющем, что часть высокотемпературных протечек через надбандажные уплотнения при включенной регенерации сбрасывается в соответствующие подогреватели, что приводит к снижению температуры пара после цилиндра, следовательно, рассчитанная величина внутреннего КПД будет выше, чем аналогичные значения в опытах с отключенной регенерацией [6].

Таким образом, по разнице температур пара за ЦВД, (а, следовательно и по КПД, как функции этой температуры) в опытах с включенными и отключенными ПВД можно судить о величине суммарных протечек через надбандажные уплотнения, т.е. об их эффективности.

Принципиальная схема паровой турбины К-300-240 ст. №4 Каширской ГРЭС с точками измерений

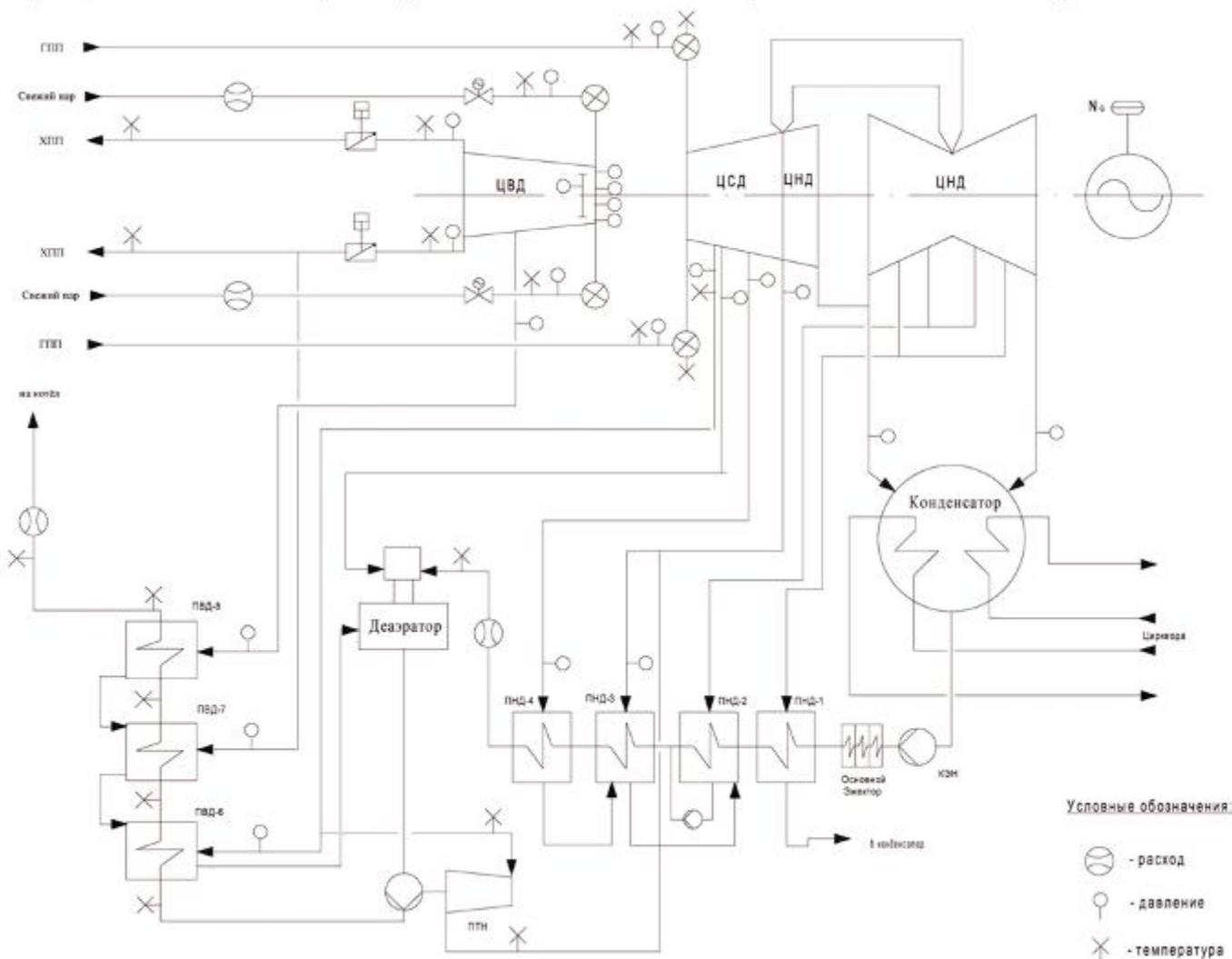


Рис.4 Схема установки датчиков, точки замеров параметров турбины К-300-240 ст. №4 Каширской ГРЭС

Необходимо отметить, что предложенный способ оценки эффективности сотовых уплотнений в отличие, например, от метода непосредственного сравнения абсолютных значений внутреннего относительного КПД между этапами, имеет ряд важных преимуществ, основные из которых следующие:

- практически исключается влияние накопленной метрологической погрешности ввиду применения одних и тех же средств измерения, характеристики которых могли измениться в течение пятилетнего периода эксплуатации;
- исключается влияние прочих факторов, способных повлиять на экономичность цилиндра (солевой занос, износ соплового и лопаточного аппарата и т.д.), кроме изменения протечек.

Расчеты и проведенные анализы показали, что расхождение значений относительного внутреннего КПД ЦВД в опытах с включенной и отключенной регенерацией до реконструкции (первый этап) составляет от 1,0% до 1,5%, в то время как в опыте после реконструкции (второй этап) оно близко к нулю рис.5,6.

Анализ полученных данных показывает, что установка сотовых надбандажных уплотнений обеспечивает уменьшение суммарных протечек в цилиндре высокого давления.

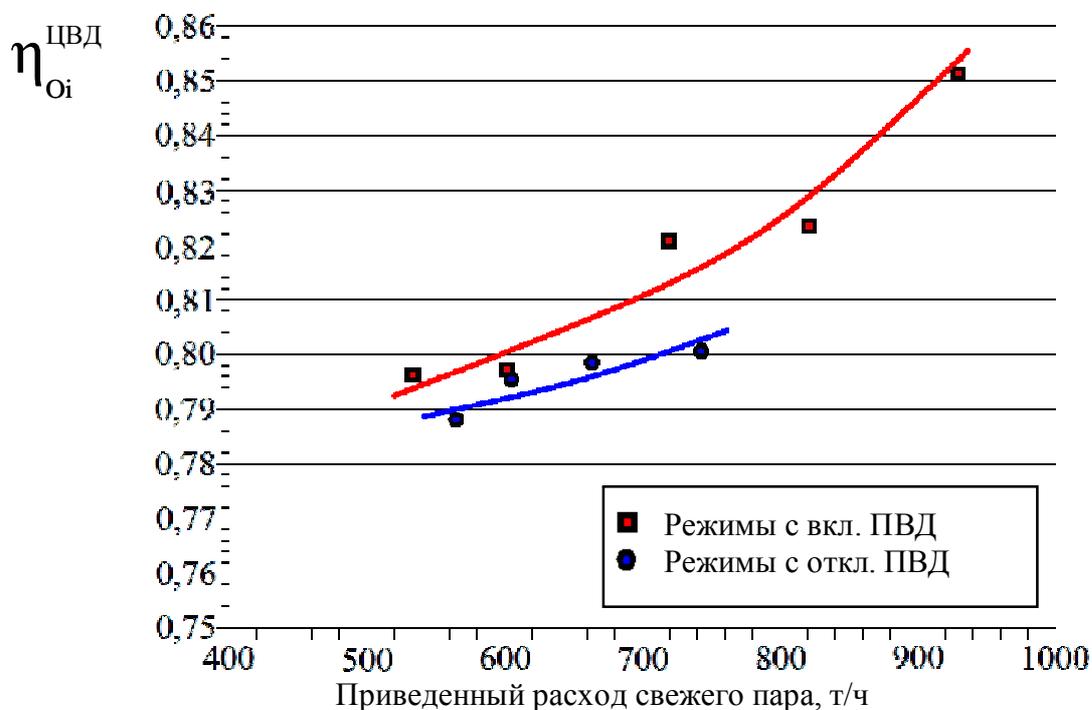


Рис.5 Изменение внутреннего относительного КПД ЦВД турбины К-300-240 до установки сотовых уплотнений (I этап испытаний)

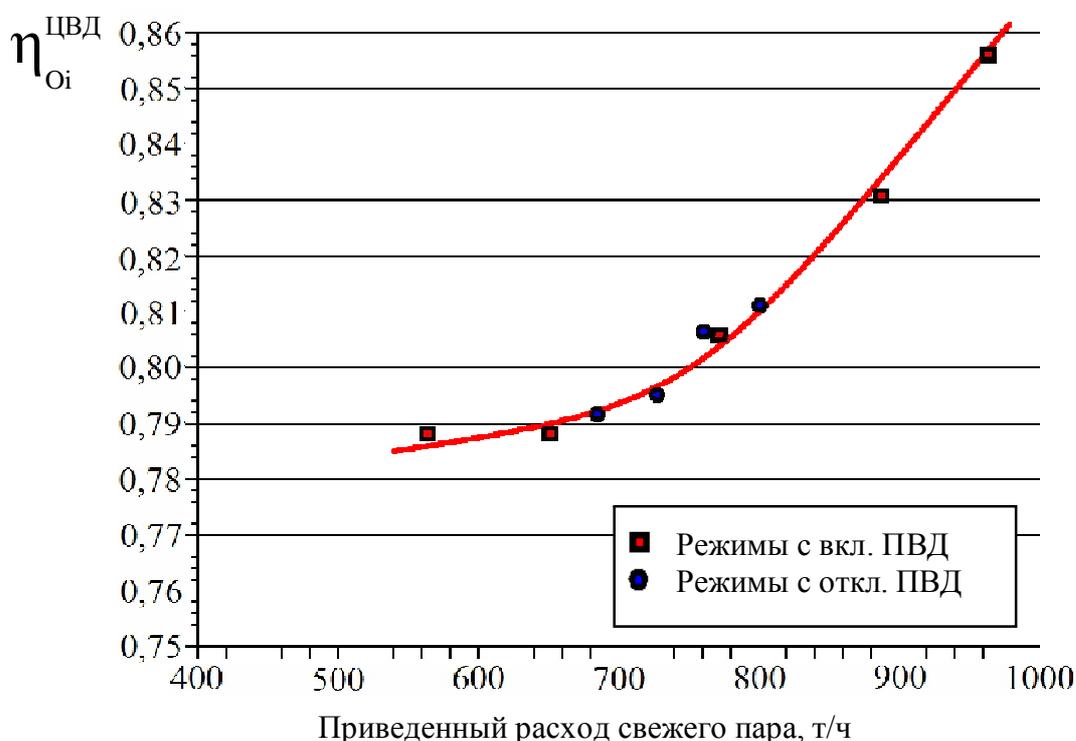


Рис.6 Изменение внутреннего относительного КПД ЦВД турбины К-300-240 после установки сотовых уплотнений (II этап испытаний)

Целью третьего этапа испытаний являлась оценка стабильности характеристик ранее полученного эффекта. Аналогично первым двум этапам проведенных испытаний в третьем был также принят метод сравнения величин внутреннего относительного КПД ЦВД в опытах с включенной и отключенной регенерацией. В третьем этапе испытаний были полностью повторены режимы работы турбоагрегата, которые были на первом и втором этапах.

Анализ результатов третьего этапа рис.7 и их сравнение с результатами, полученными ранее, позволяет сделать вывод о том, что расхождения значений относительного внутреннего КПД ЦВД в опытах с включенными ПВД и без них практически нет, а следовательно, величина суммарной протечки через надбандажные уплотнения осталась неизменной, что позволяет уверенно утверждать о стабильности характеристик сотовых надбандажных уплотнений в течение пятилетнего межремонтного периода.

Вместе с тем зафиксировано незначительное снижение КПД ЦВД в течение межремонтного периода на 1,5?2% в абсолютных величинах, причинами которого стали эрозионный износ лопаток регулирующей ступени, а также механические повреждения направляющих лопаток в проточной части ЦВД (см. фото в разделе «Состояние проточной части ЦВД и ЦСД после шести лет эксплуатации»), но не увеличение протечек через надбандажные сотовые уплотнения, что и было подтверждено в дальнейшем при осмотре проточной части турбины во время вскрытия цилиндров в период проведения капитального ремонта в 2010г.

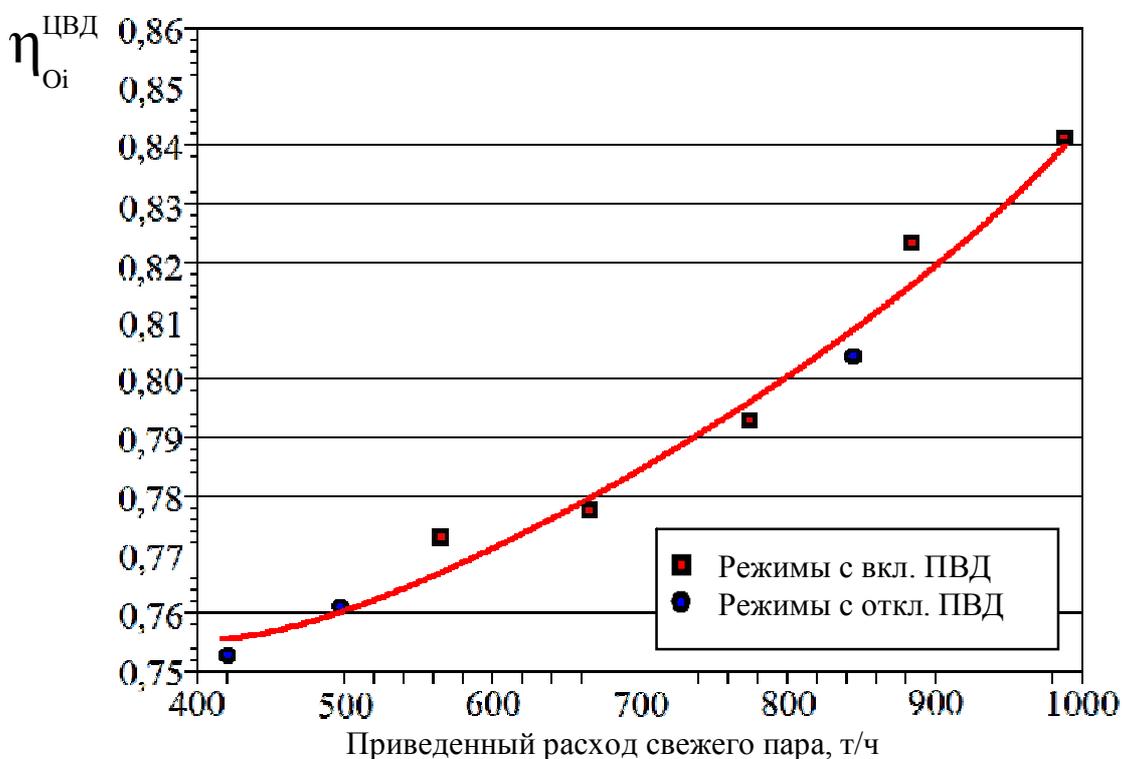


Рис.7 Изменение внутреннего относительного КПД ЦВД турбины К-300-240 с сотовыми уплотнениями после пяти лет эксплуатации (III этап испытаний)

Оценка состояния турбины после установки сотовых уплотнений

Необходимо отметить, что турбина К-300-240 ст.№ 4 «Каширской ГРЭС» с момента установки надбандажных сотовых уплотнений имела сложный график нагрузки и фактически эксплуатировалась в режиме «дневной максимум – ночной минимум», что показано на рис.8 (выборка за июнь 2006г.), при этом за весь шестилетний период работы не было отмечено отклонений от норм и требований ПТЭ [5].

Месячный график загрузки турбоагрегата К-300-240 ДМЗ ст. №4 Каширской ГРЭС-4 (октябрь 2010 г.)

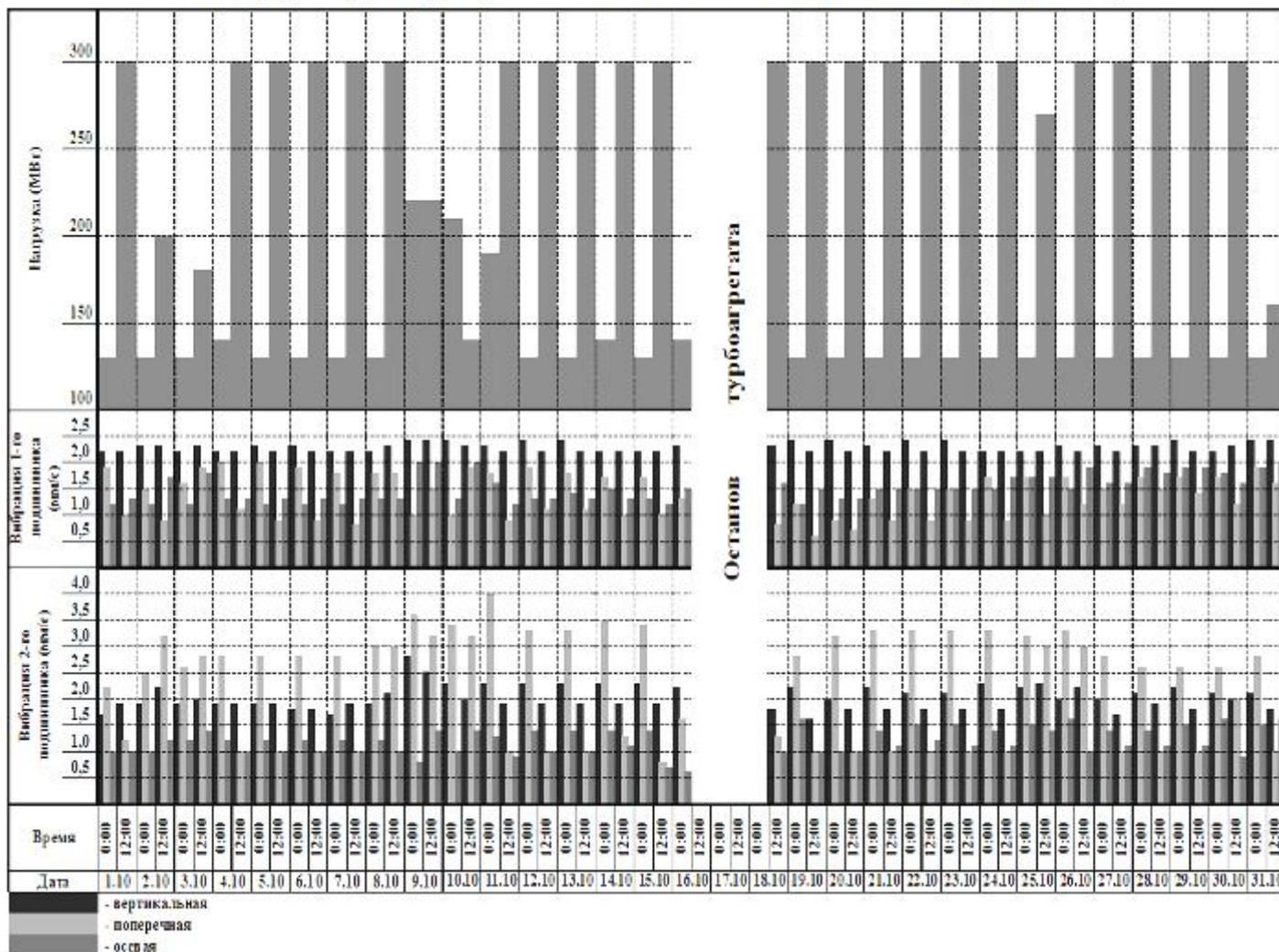


Рис.10 Вибрационное состояние подшипников и график электрической нагрузки турбоагрегата К-300-240 после капитального ремонта.

Дополнительно необходимо отметить, что анализ экономических показателей турбины (Приложение 3), выполненный специалистами «Каширской ГРЭС», позволил сделать следующий вывод: «годовой экономический эффект от внедрения за 2005г. (наработка турбины 5958 часов, $N_{cp} = 217$ МВт) составил 5 млн. руб., срок окупаемости установки сотовых надбандажных уплотнений 8-10 месяцев» (из отчета «Каширской ГРЭС» № 16-18а/10 от 28.06.2006г.)

Состояние проточной части ЦВД и ЦСД после шести лет эксплуатации

Во время проведения планового капитального ремонта (август-октябрь 2010г.) производился осмотр состояния проточной части ЦВД и ЦСД турбины К-300-240 ст. №4 Каширской ГРЭС (зав. №1345), в т.ч. надбандажных сотовых уплотнений 3-12 ступеней ЦВД, установленных при проведении капитального ремонта в 2004г, наработка турбоагрегата за межремонтный период (2004 – 2010 гг.) составила 40952 часа.

I. Результаты общего осмотра проточной части ЦВД

В результате визуального осмотра проточной части ЦВД зафиксированы следующие повреждения, произошедшие в период эксплуатации турбоагрегата в 2004-2010 годов:

1. В верхнем левом сегменте сопловой коробки, во 2-ой от разъёма направляющей лопатке обнаружен вырыв участка размером 15 x 18 мм. со стороны выходной кромки.



2. Отсутствие корытообразных уплотнительных вставок типа Х6 в обойме надбандажного уплотнения регулирующей ступени.



3. Деформация выходных кромок части направляющих лопаток 4, 6, 7, 9 и 12 ступеней.



4. Деформация выходных кромок на всех направляющих лопатках 2, 10 и 11 ступеней.



5. В периферийной части направляющих лопаток 10, 11 и 12 ступеней незначительные размывы выходных кромок.



6. Состояние корытообразных уплотнительных вставок типа Х6 2 ступени удовлетворительное.



II. Результаты осмотра РВД

В результате визуального осмотра РВД зафиксированы следующие повреждения, произошедшие в период эксплуатации турбоагрегата в 2004-2010 годов:

1. Занижены в результате размыва паром входные кромки рабочих лопаток регулирующей ступени, имеются незначительные механические повреждения.



2. Имеются подрезы выходных кромок 25-35% рабочих лопаток регулирующей ступени в результате размыва паром, незначительные механические повреждения отдельных лопаток.



3. Механические повреждения на входной кромке бандажа рабочих лопаток регулирующей ступени. Отдельные незначительные механические повреждения корней рабочих лопаток РС и диска в районе посадки лопаток со стороны паровпуска.



4. Забоины и отдельные сколы 1-го по ходу пара гребня бандажа рабочих лопаток РС длиной от 5 до 40 мм. (глубина сколов от 3 мм. до полного скалывания участка гребня).



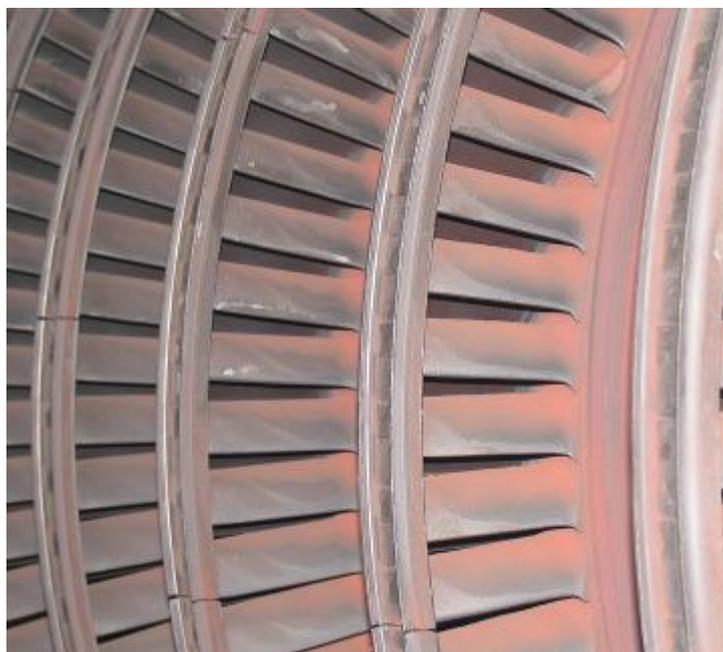
5. Механические повреждения входных кромок части рабочих лопаток и бандажа 2 ступени РВД.



6. Незначительные механические повреждения входных кромок части рабочих лопаток 7 ступени РВД.



7. Уплотнительные гребни бандажей 2-12 ступеней РВД находятся в удовлетворительном состоянии.



III. Результаты осмотра сотовых надбандажных уплотнений 3-12 ступеней ЦВД

1. **Уплотнение 3 ступени:** на 1-й (далее – нумерация по ходу пара) сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,0мм, ширина - до 0,6 ширины дорожки. На 2-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 0,7мм, ширина - до 0,3 ширины дорожки.



2. **Уплотнение 4 ступени:** на 1-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,3мм, ширина - до 0,55 ширины дорожки. На 2-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,0мм, ширина - до 0,4 ширины дорожки.



3. **Уплотнение 5 ступени:** на 1-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,6мм, ширина - до 0,7 ширины дорожки. На 2-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,2мм, ширина - до 0,4 ширины дорожки.



4. **Уплотнение 6 ступени:** на 1-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,5мм, ширина - до 0,8 ширины дорожки. На 2-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 0,8мм, ширина - до 0,6 ширины дорожки.



5. **Уплотнение 7 ступени:** на 1-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 1,8мм, ширина - до 0,6 ширины дорожки. На 2-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 0,2мм, ширина - до 0,2 ширины дорожки.



6. **Уплотнение 8 ступени:** на 1-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 0,5мм, ширина - до 0,4 ширины дорожки. На 2-й сотовой дорожке кольцевая выработка на входе, глубина выработки до 0,2мм, ширина - до 0,2 ширины дорожки.



7. **Уплотнения 9-12 ступени:** Состояние хорошее. Практически полное отсутствие следов выработки.



IV. Радиальные зазоры в надбандажных уплотнениях 2-12 ступеней ЦВД.

№ ступени			3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
При установке 2004 г.	Д ₁	лев.	0,95	0,95	0,90	0,95	0,90	0,95	0,94	0,93	0,95	0,94
		прав.	0,55	0,56	0,60	0,55	0,60	0,55	0,56	0,57	0,55	0,56
	Д ₂	лев.	0,90	0,95	0,96	0,95	0,95	0,90	0,94	0,95	0,95	0,95
		прав.	0,60	0,55	0,56	0,55	0,55	0,60	0,56	0,54	0,55	0,55
До ремонта 2010 г.	Д ₁	лев.	2,1	2,5	2,8	2,7	2,0	1,8	1,2	1,5	1,1	1,3
		прав.	1,8	2,0	2,6	2,3	3,0	1,3	1,0	1,0	1,0	1,0
	Д ₂	лев.	1,7	2,2	2,3	2,0	1,3	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2
		прав.	1,4	2,1	2,0	1,6	1,2	1,3	1,0	1,3	1,0	1,2

V. Результат общего осмотра проточной части ЦСД

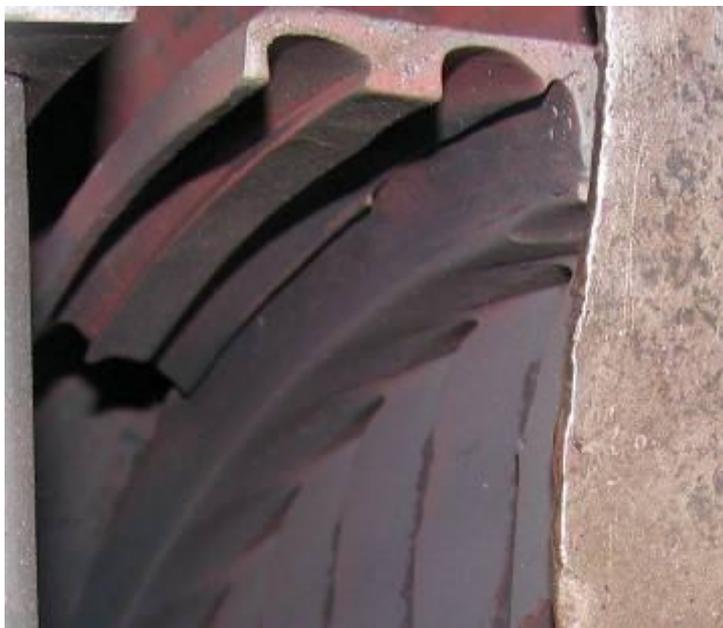
1. Полное отсутствие уплотнительных вставок (корытообразного типа) на козырьке нижней половины направляющего аппарата 13 ступени, сильный размыв пазов под вставки.



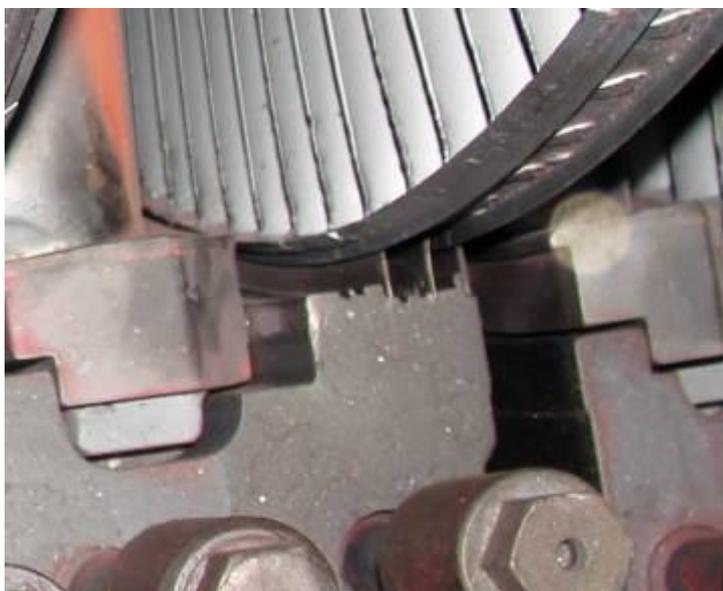
2. Полное отсутствие козырька нижней половины направляющего аппарата 13 ступени на секторе около 160° с левой стороны разъёма.



3. Подрез выходных кромок лопаток (по периферии) направляющего аппарата 13 ступени в результате размыва паром.



4. На козырьке нижней половине диафрагмы 16 ступени справа отсутствие 1 по ходу пара уплотнительного усика (из 4-х).



5. На козырьке нижней половины диафрагмы 17 ступени справа отсутствие 1 и 2 по ходу пара уплотнительных усиков (из 4-х).



ВЫВОДЫ:

1. Установка сотовых надбандажных уплотнений в ЦВД турбоагрегатов на сверхкритические параметры:
 - повышает относительный внутренний КПД цилиндра на 1?1,5%, что эквивалентно увеличению мощности ориентировочно на 1-1,2 МВт на номинальном режиме;
 - обеспечивает работоспособность в соответствии с требованиями норм ПТЭ, в том числе, по вибрационному состоянию;
 - позволяет сохранять стабильными характеристики проточной части, с точки зрения минимизации надбандажных протечек, в течение межремонтного срока не менее пяти лет эксплуатации турбоагрегата;
 - является энергоэффективным мероприятием, позволяющим обеспечить окупаемость их установки для турбин класса К-300 в течение 10?12 месяцев;
2. Положительный опыт эксплуатации сотовых надбандажных уплотнений на турбинах на сверхкритические параметры класса К-300-240 позволяет рекомендовать их к установке на турбоагрегаты Т-250/300-240, а также на паровые турбины типа К-500 и К-800.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Применение сотовых уплотнений на турбинах /Салихов А.А., Юшка М.П., Ушинин С.В., Ивах А.Ф., Салихов А.А., - Электрические станции, 2005, № 6.
2. Первые результаты использования систем уплотнений сотовой конструкции взамен уплотнений традиционного типа в паровых турбинах ТЭЦ № 16 и 23 ОАО «Мосэнерго» /Сахаров А.М., Ушинин С.В., Малютин Ю.П., Лунин И.А. – Энергосбережение и водоподготовка, 2005г., № 2
3. Опыт внедрения сотовых уплотнений в паровых турбинах, /Ушинин С.В. - Электрические станции, 2010г., №10.
4. Трухний А.Д., Лосев С.М. «Стационарные паровые турбины», М., Энергоиздат, 1981г.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (издание официальное), М., Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС, 2003г.
6. Сахаров А.М., «Тепловые испытания турбин», М., Энергоиздат, 1990г.
7. Результаты промышленного внедрения сотовых надбандажных уплотнений на турбоагрегатах мощностью 300 МВт/ Сахаров А.М., Коновалов В.К., Ушинин С.В.- Электрические станции, 2010г., №2.

«Утверждаю»
 Главный инженер Каширской ГРЭС
В.К. Коновалов
 «07» 07 2004г.

7.7. Технический акт

г.Кашира-2

Мы, ниже подписавшиеся, главный инженер-инспектор ТЦ ЦЭТН Новиков Н.И., начальник КТЦ-2 Овчинников С.Б., начальник ЦЦР Замуруев А.Н., зам.начальник ЦЦР Колосов В.А.

Начальник участка ЦРМЗ В.Н. Хохлов, Прораб участка ЦРМЗ Мосэнерго Огольцов А.А. составили настоящий акт в том, что с 22 апреля по 07 июля 2004 года был проведен капитальный ремонт турбины К-300-240 ст.№4, заводской №1345.

Согласно акта дефектации были выполнены следующие работы.

По ЦВД

1. Произведена подготовка и контроль наружного и внутреннего корпусов, гибов, стыков перепускных труб согласно тех.процесса РТ-300Л-15 ЛМЗ.
2. Произведена подготовка и контроль крепежа горизонтальных разъемов с замером твердости и УЗД, в результате были забракованы три шпильки М140х4, которые были заменены на новые прошедшие входной контроль.
3. Произведен входной контроль призонных болтов муфт РВД-РСД. (По пунктам 1,2,3 см. акт Лаб.мет.)
4. Согласно чертежа Б-125-91-44 произведена проточка РВД, восстановлены и проточены бандажные усы на регулирующей ступени по D_1 , D_2 . На второй ступени по D_1 и седьмой ступени по D_1 произведена шлифовка шейки и балансировка РВД на станке.
5. Произведено перемещение по гребню обойм диафрагм №1,2 в сторону генератора, соответственно на 1,5мм и 1,0мм для уменьшения зазоров по «А» и «С» и сегмента уплотнений диафрагм с 7 по 12 ступени.
6. Согласно чертежа №652.9102.100 СБ-ФГУП «НПП Мотор» и согласия главного инженера конструктора Лисянского А.С. «ЛМЗ» произведена замена надбандажных корытообразных уплотнений на сотовые, внутреннего цилиндра, с 3 по 6 ступени и обойм диафрагм №1,2 с 7 по 12 ступени, кроме регулирующей и второй ступени. (По пунктам 4,5,6 работы выполнялись на ЦРМЗ).
7. Согласно разработанной технологии ведущим инженером «ЛМЗ» Местропяном В.Д. проведены работы по демонтажу опор №1,2.
8. Произведена ревизия и замеры осевых и вертикальных шпонок ЦВД и ЦСД.
9. Были изготовлены и установлены новые осевые шпонки фундаментной рамы №2, наплавлен и подогнан паз вертикальной шпонки ЦСД - зазоры соответствуют формулярным по всем шпонкам.
10. Произведена обработка и шлифовка опорных поверхностей первого и второго стула на 1,2мм на Московском станкостроительном заводе.
11. Произведена шабровка фундаментных рам №1,2, щуп 0,05мм по периметру не идет, установлены заглушки в ниши фундаментных рам, нанесено антикоррозийное покрытие на сопрягаемые поверхности с установкой и закреплением металлофторопластовой ленты и установкой защитных экранов на первый и второй стулья.
12. Произведены работы по монтажу первого и второго стульев с переводом цилиндра на опоры.
13. Произведена чистка Р.Л. РВД установкой «ВОМА».
14. Выполнена оптическая центровка проточной части.

15. Произведена замена сегментов уплотнений ОПУ-1,2, обоймы среднего уплотнения, ОЗУ-1,2, переднего и заднего каминов, поставленных фирмой «КомтекЭнергоСервис».
16. Подогнаны радиальные и тепловые зазоры по сегментам уплотнений обойм и диафрагм (зазоры соответствуют формулярным).
17. Вскрытие торца муфты РВД-РСД составило 0,74мм.
18. Маятник конца РВД равен 0,10мм на третий болт.
19. Произведена проверка и корректировка реакций опор ЦВД и ЦСД (см. формуляр).
20. Бой концевика автомата безопасности 0,02мм по индикатору.
21. Потолочные зазоры по вкладышам №1,2 и зазор по сфере подшипника 2 доведены до формулярных.
22. Произведена замена латунных усов маслоотбойных щитков №1,2 с последующей проточкой в мех.цехе (зазоры соответствуют формулярным).
23. произведен контроль баббитовой заливки вкладышей подшипников №2,2,3,4,5,6,7 – замечания незначительные поры, раковины, риски в основном на верхних вкладышах.
24. ЦВД закрыт 26 июня 2004г.

По ЦСД

1. Произведена подготовка и контроль наружного корпуса цилиндра согласно тех.процесса РТ-300Л-15 ЛМЗ.
2. Произведена подготовка и контроль крепежа горизонтального разъема с замером твердости и УЗД, в результате были забракованы две шпильки М120х4, т.е. третья слева и первая справа (см. акт Лаб.мет).
3. Произведена замена дефектных шпилек, которые прошли входной контроль и прошли калибровку М60х4, средней части, по три с каждой стороны.
4. Произведен входной контроль призонных болтов муфты РСД-РВД – замечаний нет (см. акт Лаб.мет.).
5. Произведено перемещение по гребню обоймы диафрагм №3 в сторону регулятора на 1,0мм для увеличения зазоров по «А» и «С» и аксиальных зазоров по сегментам диафрагм №19,20,21 по «А», «В» - зазоры соответствуют формулярным.
6. Произведена замена усов надбандажных уплотнений с проточкой обоймы диафрагм №1 (по пунктам 5,6 работы проводились на ЦРМЗ).
7. Произведена зачистка, контроль и устранение дефектов Р.Л. 29 ступени и 20шт с 39 по 50 на 2 ступени (см. акт Лаб.мет.).
8. Выполнены работы по замене усов бандажных лент 14,15,16 ступеней, с проточкой старых усов, установкой новых, сваркой аргоном, с последующей проверкой на балансировочном станке и балансировка ротора.
9. Произведена зачистка и контроль заклепок замковых лопаток с 13 по 18 ступени согласно информационного письма №601-89 – замечаний нет (см. акт Лаб.мет.).
10. Были выполнены работы по восстановлению размытых ребер жесткости и радиусных переходов выхлопной части.
11. Выполнен ремонт предохранительных клапанов с заменой прокладок.
12. Произведена зачистка ободов диафрагм с 25 по 29 с последующим контролем. Произведена зачистка, контроль и устранение дефектов приварных лопаток диафрагм №18,20,21,23,24.
13. Произведена обработка промытых выходных кромок направляющих лопаток соплового аппарата 13 ступени.
14. Произведена выборка, наплавка и подгонка мест размывов гребней и пазов обойм диафрагм №1,2.
15. Выполнены работы по снятию заднего камина ЦСД, по рекомендации ЦКТИ проведена модернизация, с изготовлением, установкой кольцевых решеток в каналы подачи и отсоса пара, последующей приваркой и шабровкой разъемов.
16. Произведена контрольная сборка цилиндра, с обтяжкой разъема, для переводки верхней половины камина и определением зазора между фланцами вертикального разъема камина и крышкой, с изготовлением прокладки, установки и обтяжкой разъемов, с последующим вскрытием цилиндра.

17. Произведена чистка Р.Л. РСД установкой «ВОМА».
18. Выполнена оптическая центровка проточной части.
19. Разбег РСД в упорном подшипнике составил 0,87мм.
20. Бой РСД перед 13 ступенью 0,10мм на 16 и 1 болт муфты РСД-РНД; между 24 и 25 ступенью 0,08мм на 15 болт той же муфты.
21. Подогнаны радиальные и тепловые зазоры по кольцам сегментов уплотнений обойм и диафрагм (зазоры соответствуют формулярным).
22. Проверены и исправлены тепловые зазоры по всем сопрягаемым деталям. Зазоры доведены до нормы.
23. Произведена замена сегментов заднего камина, обойм уплотнений 1,2 и переднего камина полностью.
24. Произведена замена латунных усов маслоотбойных щитков корпусов подшипников №2,3 с проточкой в мех.цехе, зазоры соответствуют формулярным.
25. Была выполнена ручная шлифовка леек №2,3 ротора.
26. Произведена шабровка полумуфт РНД и РСД с последующей райберовкой восьми четных отверстий, с установкой призонных болтов и проверкой «колена» по шейке подшипника №4, оно равно 0,03мм на 3 болт муфты РСД-РНД (см. формуляр).
27. ЦСД закрыт на уплотняющую резину в разьеме и герметик 26 июня 2004г.

По ЦНД

1. Произведена чистка Р.Л. установкой «ВОМА».
2. Выполнена оптическая центровка проточной части.
3. Произведена зачистка, контроль и устранение дефектов рабочих допатов 34,39 ступеней, и по 20шт 33 и 38 ступеней (см. акт Лаб.мет).
4. Произведена запилровка мелких забоин Р.Л. с закруглением кромок 30,31,32,35,36 ступенях.
5. Обработана забоина на торце Р.Л. №35 на 34 ступени.
6. Произведена замена демферной проволоки одного пакета: 33 ступень в районе №39 Р.Л. - наружная, 38 ступень в районе Р.Л. №107, 34 ступень в районе Р.Л. №11 – внутренний ряд.
7. Восстановлены ребра жесткости и радиусные переходы выхлопов ЦНД.
8. Выполнен ремонт предохранительных клапанов крышки ЦНД.
9. Выполнены работы по снятию переднего и заднего каминов ЦНД.
10. Выполнена модернизация каминов с изготовлением, установкой кольцевых решеток в каналы подачи и отсосов пара, с последующей прихваткой электросваркой и шабровкой разъемов.
11. Произведена контрольная сборка цилиндра, для переводки верхних каминов и определения зазора между фланцами вертикального разьема и крышкой, с изготовлением прокладок и обтяжкой разъемов и вскрытием цилиндра.
12. Выполнен входной контроль призонных болтов муфты РНД-РГ (см. акт Лаб.мет.).
13. Пригиб РНД между 30 и 35 ступенью равен 0,03мм на 7-ой болт муфты РНД-РГ.
14. Произведен ремонт ВПУ-4 с заменой подшипников качения, вал-шестерни, зубчатого колеса и подвижной шестерни.
15. Выполнена шабровка торцов полумуфт РНД, торцевой бой не превышает 0,02мм.
16. Выполнено перемещение задних каминов ЦСД и ЦНД в сторону регулирования, соответственно на 1,5мм и 0,8мм для доведения аксиальных зазоров по сегментам уплотнений – зазоры соответствуют формулярным.
17. произведена замена латунных усов масляных щитков М-5,6 с удалением старых, наборкой новых, шабровкой разъемов и проточкой.
18. Произведена подгонка радиальных зазоров по сегментам уплотнений и диафрагм и тепловых зазоров по кольцам сегментов диафрагм, зазоры соответствуют формулярным.
19. Произведены работы по установке и сборке колонки водополвода с подсоединением трубок проводов.
20. Выполнены работы по обработке крышек подшипников №1,2,3,4,5,6,7 и шабровка мест установки площадок для крепления датчиков фирмы «Инновация».
21. Произведена проверка геометрических расточек вкладышей подшипников по калибру и пришабрена.

22. Произведена ручная шлифовка шеек №4,5,6,7.

23. ЦНД закрыт на уплотняющую резину в разьеме и герметик 17 июня 2004г.

Окончание работ

1. Произведена проверка и корректировка центровки по полумуфтам РВД-РСД, РСД-РНД, РНД-РГ при закрытых и обтянутых цилиндрах.
2. Произведена спаровка муфт с проверкой колеччатости соединений: РВД-РСД = _____ мм, РСД-РНД = _____ мм, РНД-РГ = _____ мм, бой концевика РВД=0,02мм.
3. Ротора прижаты на рабочие колодки, настроены датчики О.Р.Р., О.С. и искривления РВД.
4. Произведены работы по установке нижних половин масляных щитков корпусов подшипников №1,2,3,4,5,6,7. Замерены и исправлены натяги на верхние колодки перечисленных подшипников. Переведены верхние масляные щитки с учетом натягов, крышки закрыты на герметик с последующей установкой трубопроводов по маслу и пару с опрессовкой.

Блок включен в сеть 04.07.04г. в 4⁴⁸ч.

Главный инженер-инспектор ТЦ ЦЭТН

Начальник КТЦ-2

Начальник ЦЦР

Зам.начальник ЦЦР

Начальник Химцека

Начальник ЦНИИ

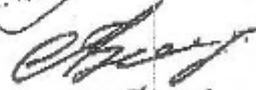
Начальник ЛМ

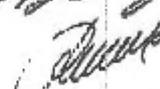
Начальник участка ЦРМЗ

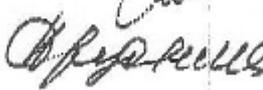
Прораб участка ЦРМЗ

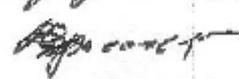

Н.И. Новиков


С.Б. Овчинников

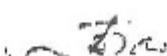

А.Н. Замуруев


В.А. Колосов


Е.В. Кузнецова


В.А. Еремин


И.В. Кольцов


В.Н. Хохлов


А.А. Огольцов

СОГЛАСОВАНО:

Главный конструктор ОАО «ЛМЗ»
 А.С. Лисьянский

" 13 " октября 2009 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер Каширской ГРЭС
 В.К. Коновалов

" 21 " октября 2009 г.

**Техническая программа
 тепловых испытаний турбины типа К-300-240 ЛМЗ, ст. № 4
 Каширской ГРЭС – филиала ОАО «ОГК-1»**

1. Цель испытаний

Целью испытаний является проверка эффективности внедрения надбандажных уплотнений сотового типа в течение межремонтного периода.

Экономическая эффективность будет оцениваться на основе сравнения экономических показателей агрегата по результатам настоящего испытания и испытания, проведенного в 2004 г. Для минимизации погрешности сравнения настоящее испытание проводится по предыдущим технической программе, методике и с использованием одних и тех же средств измерений.

2. Экспериментальная часть

Проводится 9 опытов: по проектной схеме (5) и с отключёнными ПВД (4):

№ опыта	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Электрическая нагрузка, % от max*)	100	90	80	70	60	100	80	60	Min
Условия:									
- ПВД:	Вкл.	Вкл.	Вкл.	Вкл.	Вкл.	Откл.	Откл.	Откл.	Откл.

*) – максимально допустимая нагрузка по инструкции.

Продолжительность каждого опыта составляет порядка 45 мин стабильного режима. Всё испытание предполагается провести за один день.

3. Условия проведения испытаний

- 3.1. Тепловая схема – проектная.
- 3.2. Все отборы пара на собственные нужды отключены (в т.ч. ОБ, РОУ).
- 3.3. Пар на деаэризатор подаётся от КСН.
- 3.4. Разность температур питательной воды за трубным пучком ПВД-8 и после през-

4. Схема измерений

- 4.1. Расходы: свежий пар (2)*, питательная вода (3), основной конденсат за ПНД-4.
- 4.2. Давления пара: перед ГПЗ (2), перед и после АСК (4), за регулируемыми клапанами (4) и в камере регулирующей ступени, на выходе ЦВД (2), в холодном (2) и горячем (2) промперегреве, перед СК ЦСД (2), за 6, 16 и 18 ступенями, в камерах отборов №№ 1 – 6, перед регенеративными подогревателями (кроме ПНД № 1 и 2), перед и после ПТН, отработавшего.
- 4.3. Барометрическое давление.
- 4.4. Температура:
- пара перед ГПЗ (2), на выходе ЦВД (2), холодного (2) и горячего промперегрева (2), перед СК ЦСД (2), в Ш отборе, перед ПВД, перед и после ПТН;
 - питательной воды перед ПВД-6, после ПВД-6, 7, 8 и аварийного обвода ПВД;
 - основного конденсата за ПНД-4.

* Примечание: в скобках указано количество замеров, если их два и более.

- 4.5. Электролаборатория ГРЭС обеспечивает качественное измерение электрической нагрузки турбогенератора с помощью схемы двух поверенных ваттметров кл. 0,2 или счётчика электроэнергии.
- 4.6. Частота записей показаний приборов – 1 раз в 5 мин., электрической нагрузки – 1 раз в 2 мин.
- 4.7. Все средства измерений, применяемые при испытании, имеют паспорта и сертификаты поверки.

5. Общие замечания

- 5.1. Цех АСУТН выделяет двух слесарей - прибористов для совместной с представителями ОРГРЭС поверки каналов измерения расходов свежего пара, питательной воды и основного конденсата с помощью портативного калибратора ОРГРЭС, а также штатных и опытных манометров по п. 4.2.
- 5.2. На время проведения опытов ГРЭС выделяет в распоряжение ОРГРЭС 6 наблюдателей для записи показаний приборов.
- 5.3. Все переключения в тепловой схеме турбоустановки во время опыта (за исключением, конечно, аварийных) производятся сменным персоналом по согласованию с руководителем испытания от ОАО ФИЦ «Фирма ОРГРЭС».
- 5.4. В испытаниях принимают участие персонал КТЦ, ЦНИИ, ЦАСУТН, ЭЦ.
- 5.5. Общее руководство проведением испытаний осуществляет зам.главного инженера по эксплуатации Коваль С.Г. Ответственными за выполнение отдельных работ назначаются Калининский И.Р. (КТЦ) и Яшкин О.В. (ЦНИИ), в обязанности которых входит:
- оформление заявок на режимы в соответствии с настоящей программой,
 - сбор и обучение наблюдателей,
 - контроль за сборкой схемы и ходом каждого опыта.

6. Меры безопасности

Запрещается нахождение посторонних лиц, проведение ремонтных работ.
При возникновении аварийных ситуаций на энергоблоке испытания прекращаются, персонал выводится в безопасное место, оперативный персонал действует согласно производственной инструкции.

СОГЛАСОВАНО:

Каширская ГРЭС:

Начальник КТЦ

 / И.Р.Калиновский /

Начальник ЦНИИ

 / О.В. Яшкин /

Начальник ЦАСУТП

 / А.В. Болдинов /

Начальник ЭЦ

 / А.Б. Сурков /

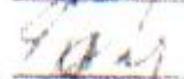
ОАО ФИЦ «Фирма ОРГРЭС»:

 / А.М. Сахаров /

 / О.В. Фатьков /

 / С.В. Александров /

НПП «АРМС»:

 / С.В. Ушинин /



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "Каширская ГРЭС-4"



142900, Российская Федерация,
г. Кашира-2 Московской обл.
тел. (269) 6-34-03, тел./факс (495) 957-23-62
E-mail: oao@gres4.ru
www.gres4.ru А.Т. "Ампер".
ИНН 5019016765, КПП 501901001
р/с 40702810900240000051 КБ
"Трансинвестбанк" (ООО) г. Москва
к/с 30101810500000000212
БИК 044579212 ОКПО 00102947

Генеральному директору
НПП АРМС
Ю.Г. Мартынову

115280 г. Москва
ул. Ленинская слобода, д.23

№ 16-182/10
На № _____ от 28.06.06 г.

О работе сотовых надбандажных уплотнений ЦВД бл.4

На Ваш запрос «О работе сотовых надбандажных уплотнений ЦВД бл.№4» сообщаю, что в капитальный ремонт эн.бл.№4 в 2004г. на ЦВД турбоагрегата К-300-240ЛМЗ установлены сотовые надбандажные уплотнения производства ФГУП НПП «МОТОР».

В два этапа (до и после капитального ремонта) марте, августе специалистами ОРГРЭС при участии ЦНИИ, КТЦ-2, электроцеха, ЦТА ОАО «Каширская ГРЭС-4» проведены испытания.

Анализ показателей экономичности турбины позволил сделать следующие выводы:

- увеличение мощности турбоагрегата составило около 0,7-1%;
- повышение экономичности ЦВД – 1,25%;
- при оснащении надбандажными сотовыми уплотнениями регулирующей и первой нерегулируемой ступени ЦВД, а также ступеней ЦСД можно ожидать более заметного увеличения показателей экономичности турбоагрегата.

Годовой экономический эффект от внедрения за 2005г. (наработка турбины 5958 часов, Ncp=217МВт) составил ~5 млн.рублей, срок окупаемости 8-10 месяцев.

И.о.первого заместителя исполнительного
директора - главного инженера

К.И. Смирнов

Исп. О.В. Яшкин
тел. 33-89