

К 85-летию ВТИ

Юбилей Всероссийского
теплотехнического научно-
исследовательского института

Продление ресурса турбин
Т-250/300-240 УТМЗ
в ОАО "Мосэнерго"

Технические решения
по модернизированному котлу
ТПЕ-216М для высокоэкономичного
блока мощностью 225 МВт
на буром угле

Опытное определение
техничко-экономических показателей
блоков ПГУ-39 Сочинской ТЭС

Результаты освоения
и перспективы использования
технологии сжигания отходов
в вихревом кипящем слое

Технологии сероочистки
дымовых газов для угольных
тепловых электростанций
Российской Федерации

Испытания энергетических ГТУ
на российских электростанциях

Автоматизация энергоблоков АЭС

Построение и использование
энергетических характеристик
энергоблоков ПГУ

Использование кислорода
с целью очистки, пассивации
и консервации энергооборудования
Харанорской ГРЭС

Анализ влияния конструкции
и состояния внутрикотловых
устройств на надежность работы
барабанных котлов

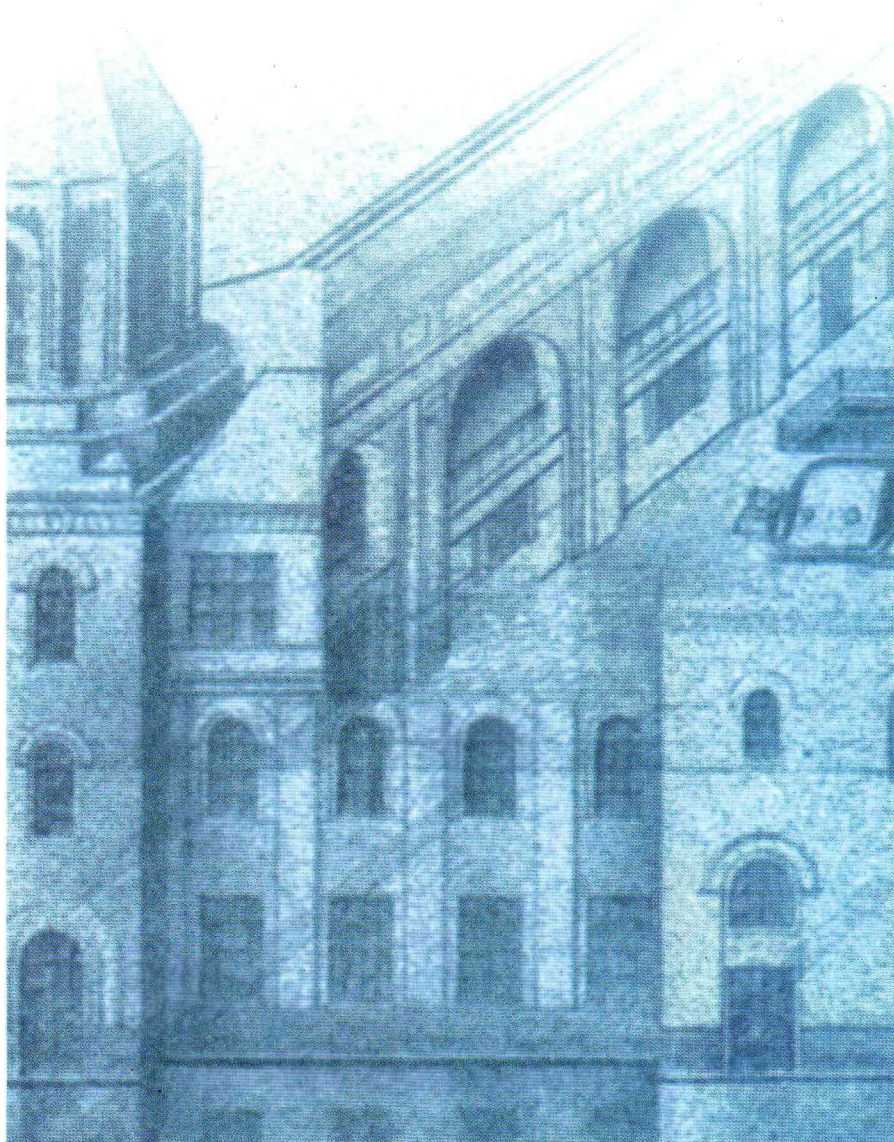
ХРОНИКА

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ISSN 0201-4564

2006 6



Продление ресурса турбин Т-250/300-240 УТМЗ в ОАО “Мосэнерго”

Резинских В. Ф., доктор техн. наук, Авруцкий Г. Д., канд. техн. наук,
Федоров М. В., Быков С. А., инженеры

ОАО “Всероссийский теплотехнический институт” (ВТИ) – ОАО “Мосэнерго”

В соответствии с РД 10-577-03 “Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбины и трубопроводов тепловых электростанций” парк-овый ресурс турбин Т-250/300-240 УТМЗ по времени эксплуатации составляет 220 тыс. ч, по числу пусков 600. В связи с тем, что в настоящее время большинство турбин Мосэнерго приближается к этим показателям (рис. 1) необходимо было оценить возможность и целесообразность увеличения паркового ресурса всех турбин Т-250/300-240 до 300 тыс. ч и числа пусков до 900, т.е.:

проанализировать надежность и повреждаемость турбин;

выполнить расчетные оценки термонапряженного состояния основных деталей;

разработать перечень мероприятий, обязательных для продления ресурса;

рассмотреть опыт применения новых мероприятий, уже внедренных на отдельных турбинах, и выявить целесообразность их использования на всех турбинах Т-250/300-240;

разработать инструмент для оценки эффективности предлагаемых мероприятий.

Анализ надежности и статистики повреждения. Турбоустановки Т-250/300-240 в системе Мосэнерго работают достаточно надежно. По данным обзоров ОРГРЭС показатели надежности этих турбин находятся на высоком уровне, даже по сравнению с лучшими зарубежными образцами. Так, например, коэффициент готовности не опускается последние годы ниже 98% (рис. 2), что свя-

зано с надежной конструкцией самой турбины, накопленным опытом ее эксплуатации и правильно организованным ремонтным обслуживанием с использованием опыта ЦРМЗ. Коэффициенты плановых простоев хотя и снижаются по годам, но находятся на уровне 15 – 20%. Это выше, чем у зарубежных аналогов. Из рис. 2 следует, что тенденции к снижению надежности турбин, связанной с выработкой ресурса, в настоящее время не наблюдается.

Чаще всего к отказам приводили система регулирования (до 20%), арматура и подшипники (до 10%).

Наиболее повреждаемыми узлами являлись:

надбандажные уплотнения регулирующей ступени ЦВД (почти на всех турбинах имели место повреждения козырька до тех пор, пока на ЦРМЗ не была найдена его оптимальная конструкция);

эрозионный износ лопаток последних ступеней;

эрозионный износ надбандажных уплотнений и “шипов” рабочих лопаток 13 – 14 ступеней, “козырек” направляющего аппарата 13 ступени;

трещины на блоках стопорных и регулирующих клапанов;

прогибы РСД-1;

износ заднего концевой уплотнения ЦСД-2.

При эксплуатации турбин были выявлены трудности с тепловыми расширениями цилиндров; утечки масла в зоне переднего подшипника № 6 ЦНД и вибрация перепускных труб ЦВД (на некоторых турбинах).

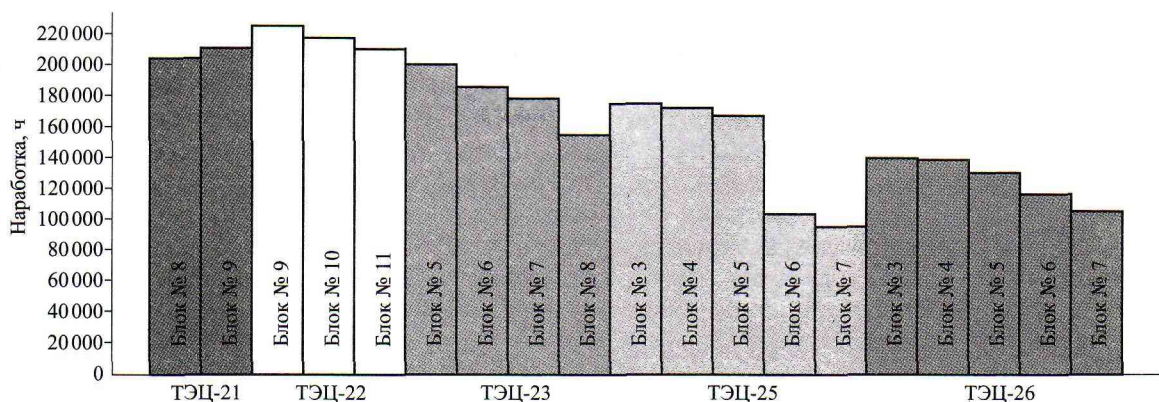


Рис. 1. Нарботка турбин Т-250/300-240 Мосэнерго на 1/Х 2004 г.

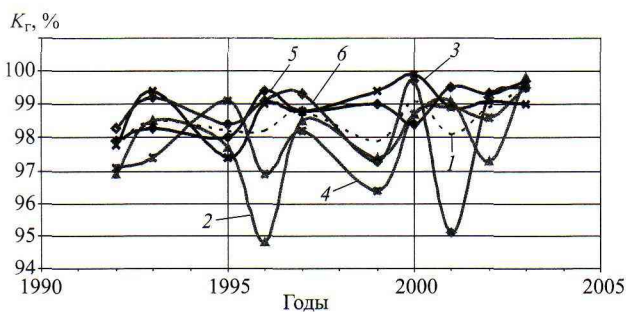


Рис. 2. Графики изменения коэффициента готовности K_g блока по годам для ТЭЦ Мосэнерго с турбинами Т-250/300-240:

1 — в среднем по станциям Мосэнерго; 2 — ТЭЦ-21; 3 — ТЭЦ-22; 4 — ТЭЦ-23; 5 — ТЭЦ-25; 6 — ТЭЦ-26

Мероприятия, обязательные при увеличении паркового ресурса турбин до 300 тыс. ч. Проведенные расчеты термонапряженного состояния основных деталей турбин показали, что для того, чтобы турбины Т-250/300-240 проработали до 300 тыс. ч без снижения надежности и экономичности необходимо:

проводить при каждом капитальном ремонте контроль состояния металла в соответствии с разработанными ВТИ методическими указаниями по определению индивидуального ресурса турбин Т-250/300-240, уделяя особое внимание контролю блоков клапанов ВД и СД. Парковый ресурс блоков стопорных и регулирующих клапанов может быть продлен сверх 220 тыс. ч только в индивидуальном порядке. Если при осмотре не обнаружено трещин глубиной более 30% толщины стенки, то клапан после ремонта может быть допущен к работе до следующего капитального ремонта (приблизительно через 30 тыс. ч) независимо от наработки;

внедрить систему охлаждения РСД-1 (разработка ЦКТИ). Парковый ресурс РСД-1 не может быть продлен сверх 220 тыс. ч без установки системы охлаждения. Это связано с большими статическими напряжениями в районе обода 13 ступени. Охлаждение позволяет снизить среднеинтегральную температуру всего сечения 13 ступени на 33°C (рис. 3) и обеспечить тем самым увеличение расчетного ресурса ротора;

установить металлофторопластовую ленту на скользящие поверхности корпусов подшипников и контролировать их тепловые перемещения перед выводом турбины в капитальный ремонт. Сокращение ресурса турбины может быть вызвано нарушением теплового перемещения корпусов подшипников. Ухудшение качества скользящих по фундаментной раме поверхностей подшипников приводит к росту нагрузки на поперечные ригели и увеличению их кручения в цикле пуск-останов. Повышенное кручение корпусов подшипников сопровождается повышением утечек масла и нестабильности вибрационного состояния.

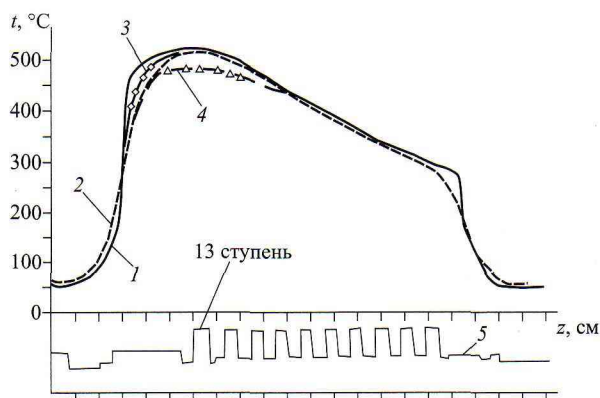


Рис. 3. Графики изменения температур вдоль оси ротора z на внутренней (расточке) и наружной поверхностях РСД-1 в стационарном режиме:

1, 2 — температура на наружной поверхности бочки ротора и на расточке ротора соответственно; 3 — среднеинтегральная температура ротора; 4 — среднеинтегральная температура ротора с системой охлаждения (укорочение ротора при включении системы на работающей турбине составляет 0,45 мм); 5 — очертание ротора

Для снижения перестановочных усилий рекомендуется на скользящие поверхности устанавливать металлофторопластовую ленту (МФЛ), которая применяется на турбинах типа Т-250/300-240 ТЭЦ-25 без замечаний с 1993 г. Проверка состояния МФЛ после двух межремонтных кампаний показала, что турбины с МФЛ могут работать не менее трех межремонтных кампаний без ее замены. Необходимо также организовать контроль за тепловыми перемещениями корпусов подшипников;

внедрить сотовые уплотнения на концевом заднем уплотнении ЦСД-2.

Опыт эксплуатации показал, что на большинстве турбин Т-250/300-240 в стационарных режимах наблюдается повышенное укорочение РСД-2, достигающее на некоторых турбинах до “красной черты” ($-4,5$). Внедрение системы охлаждения РСД-1 и МФЛ обостряет эту проблему. При переменных режимах и особенно сбросах нагрузки вероятны осевые задевания, которые могут привести к выводу ротора ЦСД-2 из строя. Для ликвидации этого дефекта целесообразны установка сотовых уплотнений на все пять уплотнительных колец и соответствующая проточка ротора. Имеющийся в настоящее время опыт применения сотовых уплотнений говорит о предпочтительности применения сотовых уплотнений фирмы “Армс”.

Мероприятия, желательные для внедрения в Мосэнерго на турбинах Т-250/300-240. С целью повышения эксплуатационной надежности турбин Т-250/300-240 желательно выполнить следующие мероприятия:

модернизировать последние ступени по мере износа рабочих лопаток [заменить лопатки на укороченные (830 и 660 мм) или снять лопатки последней ступени];

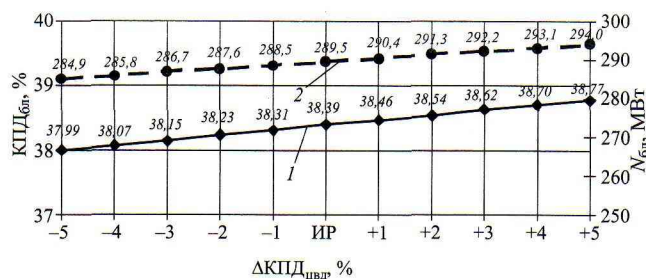


Рис. 4. Графики зависимости КПД (1) и мощности (2) блока от изменения КПД ЦВД

внедрить современную систему регулирования и защиты турбины от разгона, которая позволит отказаться от разгонных испытаний бойков автоматов безопасности, снизить повреждаемость узлов системы регулирования и убрать предохранительные клапаны на теплофикационном отборе;

установить пластинчатые подогреватели;

внедрить сотовые уплотнения на концевых уплотнениях турбины с соответствующей проточкой роторов и заменой существующих каминов на камины фирмы “Комтек”, которые дают возможность заменять уплотнения без вскрытия цилиндров;

внедрить сотовые уплотнения над бандажами тех ступеней, где не было повышенного износа уплотнений при предыдущей межремонтной кампании. На тех ступенях, где наблюдалось истирание надбандажных уплотнений, предпочтительней применение осерадиальных уплотнений;

диагностировать состояние лопаток последних ступеней дискретно-фазовым методом;

установить счетчик ресурса высокотемпературных роторов;

внедрить жидкометаллические уплотнения (ЖМУ) штоков регулирующих клапанов. ЖМУ успешно эксплуатируются на восьми блоках Конаковской ГРЭС. Эту модернизацию целесообразно совмещать с реконструкцией системы регулирования;

снизить эрозионный износ 13 – 14 ступеней.

Для снижения эрозионного износа рекомендуется:

парокислородная промывка пароперегревателя льющего тракта котла;

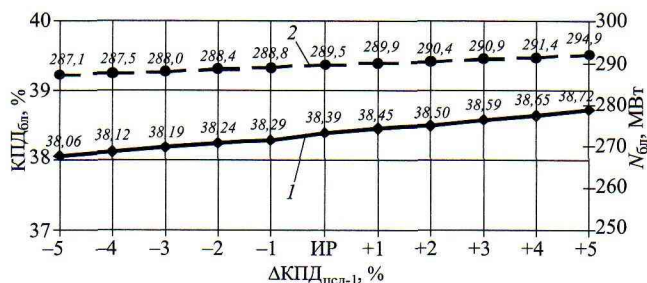


Рис. 5. Графики зависимости КПД (1) и мощности (2) блока от изменения КПД ЦСД-1

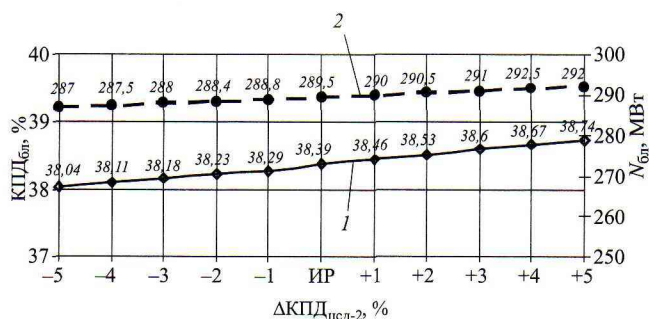


Рис. 6. Графики зависимости КПД (1) и мощности (2) блока от изменения КПД ЦСД-2

снижение диапазона резких теплосмен в пром-перегреве при переменных режимах;

замена материала пароперегревателей ВД и НД из стали 12Х18Н12Т на сталь ДИ-59;

предотвращение попадания в тракт котла органических соединений;

корректировка водного режима котлов с целью образования оксидных пленок с оптимальной структурой.

Разработка расчетно-экспериментальной модели энергоблока и оценка эффективности предложенных мероприятий. Модель энергоблока с турбиной Т-250/300-240 УТМЗ была собрана для расчета тепловых балансов блоков по программе “Boiler Desinger”, которая используется в ВТИ с 2000 г.

Первоначально турбина Т-250/300-240 проектировалась на параметры пара 240 кгс/см² и 560/560°С. Исходя из них на УТМЗ была рассчитана проточная часть и определены КПД отсеков турбины. Эти расчеты и были положены в основу разработанной модели тепловой схемы турбоустановки, т.е. разработанная модель соответствовала заводским расчетам.

В процессе эксплуатации температуры свежего пара и пара горячего промперегрева были снижены до 540°С, и с этими температурами блоки работают в настоящее время. Поэтому в качестве исходной была рассчитана тепловая схема модели блока в конденсационном режиме при температурах свежего пара и пара горячего промперегрева, равных 540°С.

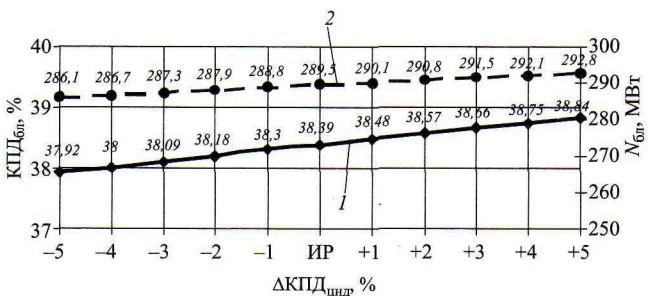


Рис. 7. Графики зависимости КПД (1) и мощности (2) блока от изменения КПД ЦНД

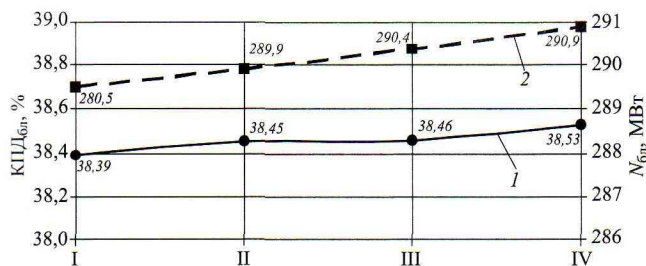


Рис. 8. Графики влияния установки сотовых уплотнений на КПД (1) и мощность (2) блока:

I – отсутствие сотовых уплотнений; II, III, IV – соответственно уплотнение на ЦСД-1, ЦВД, ЦВД + ЦСД-1

При проведении расчетов КПД котла был принят равным 92,3%, а собственные нужды блока 3,5% номинальной мощности блока в соответствии с данными отчетов ОРГРЭС по топливоиспользованию за 2004 г.

Расчетный КПД этого энергоблока, равный 38,39%, был принят в качестве исходного. Относительно этого исходного варианта можно оценить эффективность всех рассмотренных ранее мероприятий, реализация которых необходима для prolongации ресурса турбин.

Для определения эффективности каждого мероприятия были выполнены расчеты, определяющие зависимости КПД и мощности блока от КПД каждого из цилиндров (рис. 4 – 7). На оси x отмечен исходный режим (ИР), а изменения КПД цилиндров в большую и меньшую сторону обозначены соответственно знаками “+” и “–”. В расчетной модели заданы КПД каждого отсека цилиндров. Поэтому увеличение или уменьшение КПД цилиндра в целом на 1% задавались увеличением или уменьшением КПД каждого отсека цилиндра на 1%. Результаты расчетов дают возможность оценить эффект от внедрения системы охлаждения РСД-1, применения сотовых уплотнений в качестве надбандажных и концевых, замены лопаток последних ступеней длиной 940 мм на укороченные лопатки 830 мм и возможного применения пластинчатых подогревателей.

Часть из перечисленных мероприятий повышает надежность работы турбин, часть – как надежность, так и экономичность.

В качестве примера оценим, насколько изменится экономичность работы турбины при внедрении системы охлаждения РСД-1. По оценкам разработчиков экономический эффект от ее внедрения складывается из повышения экономичности и маневренности и увеличения ресурса ротора.

По расчетам разработчиков вытеснение холодным паром из первого отбора пара горячего перегрева в отсеке из переднего уплотнения ЦСД повышает мощность турбины приблизительно на 100 кВт. Помимо этого эффекта снижается относительное расширение РСД-1 на 0,45 – 0,9 мм в за-

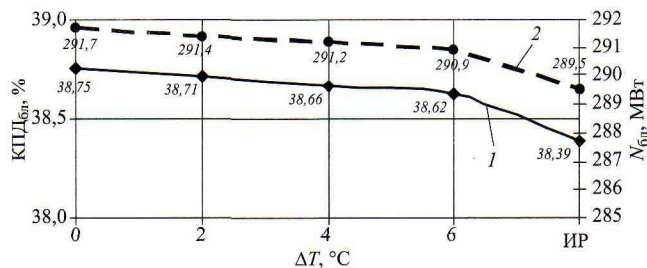


Рис. 9. Графики влияния недогрева в ПНД на КПД (1) и мощность (2) блока

висимости от расхода подаваемого охлаждающего пара, что приводит к уменьшению входных и увеличению выходных зазоров в проточной части ЦСД-2. При входных зазорах 3 мм, а выходных 9 – 10 мм, относительное изменение входных зазоров составит 30% ($0,9 : 3 = 0,3$), а выходных – 10% ($0,9 : 9 = 0,1$). Уменьшение входных зазоров увеличивает КПД ступеней, тогда как увеличение выходных зазоров уменьшает КПД ступеней за счет снижения коэффициента использования выходной скорости предыдущей ступени. Складывая оба эффекта, примем, что сокращение относительного расширения ЦСД-1 уменьшит входные зазоры на 20%. Оценка влияния такого уменьшения зазоров показывает, что относительный КПД ступеней может измениться на 1%. В пересчете на КПД блока это дает его увеличение на 0,06 – 0,1% (рис. 5). Суммарно мощность блока может возрасти на 0,5 МВт при том же расходе газа. Аналогичный результат был получен при испытаниях.

Снижение КПД двух первых ступеней ЦСД-1 приблизительно на 5% приведет к уменьшению КПД блока на 0,11% (рис. 5), которое будет происходить постепенно на протяжении 4 лет. Внедрение мероприятий по ликвидации износа не только предотвратит этот процесс, но и даст ежегодный прирост КПД блока на 0,03%.

Эффективность модернизации ЦНД зависит от конкретной потребности в тепловой и электрической нагрузках. Однако вариант с заменой на лопатку длиной 830 мм эффективен всегда. Увеличение вырабатываемой мощности составит 0,6 МВт, а тепловой нагрузки 18 – 32 Гкал/ч.

Внедрение сотовых уплотнений в концевых уплотнениях выполнено на ТЭЦ-23. Проведенные на турбине испытания показали, что в результате внедрения улучшилась работа эжекторов, снизилось обводнение масла и возросла вакуумная плотность. Можно принять, что давление в конденсаторе снизится на 0,005 кгс/см². Это приведет к росту КПД блока на 0,17%. С учетом того, что в конденсационном режиме блок работает не более полугода, можно принять прирост КПД блока 0,08%.

Внедрение сотовых надбандажных уплотнений в проточных частях ЦВД и ЦСД по данным фирмы

ОРГРЭС дает увеличение внутреннего КПД каждого из цилиндров приблизительно на 1,5%. Такой рост КПД цилиндров даст рост КПД блока на 0,14% (рис. 8).

Внедрение современной системы регулирования помимо других эффектов дает возможность отказаться от предохранительных клапанов на теплофикационном отборе или уменьшить их число с четырех до одного. Это мероприятие должно уменьшить присосы воздуха в вакуумную систему при работе блока на конденсационном режиме и утечки пара при наличии избыточного давления в теплофикационном отборе.

В настоящее время пластинчатые подогреватели на блоках 250 МВт работают только в качестве маслоохладителей и на узлах подпитки теплосети. Фирма “Альфа Лаваль” уже имеет опыт внедрения пластинчатых подогревателей типа “пар-вода”. Если такие подогреватели будут внедрены в тепловую схему турбоустановок, то можно будет снизить недогрев конденсата в каждом из подогрева-

телей. Рис. 9 дает возможность оценить влияние недогревов на КПД блока.

Выводы

1. Парковый ресурс турбин Т-250/300-240 УТМЗ может быть увеличен до 300 тыс. ч, а число пусков до 900 при условии выполнения следующих мероприятий:

регулярного контроля за металлом турбины в соответствии с разработанными методическими указаниями (особого контроля требуют блоки клапанов высокого давления);

внедрения системы охлаждения РСД-1 с одновременной установкой сотовых уплотнений на заднем уплотнении ЦСД-2 и металлофторопластовой ленты на скользящих поверхностях корпусов подшипников.

2. Расчеты, проведенные по разработанной модели тепловой схемы блока, позволяют оценить эффективность предложенных мероприятий.