

**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И  
ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»**

---

---

П Р И К А З  
23.08.99 \_\_\_\_\_ № 307  
Москва

**О совершенствовании эксплуатации турбинного оборудования ТЭС**

Анализ аварийности энергетического оборудования, выполненный по итогам 1998 года и шести месяцев 1999 года, показал рост технологических нарушений на турбоустановках (при общем снижении технологических нарушений по отрасли). Наиболее серьезные технологические нарушения с повреждениями турбоустановок или отдельных их узлов произошли на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 АО "Сахалинэнерго", ТЭЦ-26 АО "Мосэнерго", ТЭЦ-2 АО "Челябэнерго", Ириклинской ГРЭС АО "Оренбургэнерго", Уфимской ТЭЦ-3 АО "Башкирэнерго", Махачкалинской ТЭЦ АО "Дагэнерго", Астраханской ГРЭС АО "Астраханьэнерго". Обстоятельства технологических нарушений и результаты расследования приведены в информационном письме Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей от 23.08.99 № ИП-15-27-99 (ТП).

Расследование технологических нарушений на турбоустановках показывает, что основными причинами являются: неудовлетворительная организация эксплуатации и технического обслуживания, низкое качество ремонтных и диагностических работ, низкое качество входного контроля вновь устанавливаемых узлов и элементов турбоустановок, низкая ответственность инженерно-технических работников и руководителей, а также ослабление работы производственных служб АО-энерго. Кроме того, следует отметить, что на электростанциях медленно внедряются прошедшие широкую апробацию научно-технические разработки, направленные на повышение надежности и экономичности турбоустановок.

С целью обеспечения надежности турбоустановок и повышения качества их эксплуатационно-ремонтного обслуживания

**ПРИКАЗЫВАЮ:**

1. Руководителям АО-энерго, АО-электростанций:

1.1. Обеспечить выполнение "Мероприятий по повышению качества эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбоустановок ТЭС" согласно приложению 1 в указанные сроки;

1.2. Ввести в действие "Методические указания по использованию экспертной системы контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов ТЭС" (РД 153-34.1-08.104-99) согласно приложению 2;

1.3. С целью анализа состояния эксплуатации и ремонтного обслуживания турбоустановок и выявления отклонений от требований нормативно-технических документов (НТД), противоаварийных и эксплуатационных циркуляров, руководящих и распорядительных документов РАО "ЕЭС России" обеспечить совместно с региональными предприятиями (РП) "Энерготехнадзор" до 30.10.99 выполнение первого этапа "Экспертной системы контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов ТЭС". По результатам оценки наметить и осуществить необходимые мероприятия;

1.4. До 30.10.99 рассмотреть на технических советах акционерных обществ и тепловых электростанций приведенные в приложении 3 прошедшие апробацию научно-технические разработки, направленные на повышение надежности и экономичности работы турбоустановок. По результатам рассмотрения разработать и утвердить соответствующие мероприятия;

1.5. До 30.10.99 по каждой тепловой электростанции выполнить анализ актов дефектации, актов выполненных ремонтных работ и ведомостей основных параметров технического состояния турбоустановок после последних капитальных и средних ремонтов. По результатам анализа разработать и утвердить программу устранения в ближайшие плановые ремонты выявленных дефектов и отклонений параметров от нормативных требований;

1.6. В целях повышения профессиональных навыков и натренированности оперативного персонала обеспечить оснащение каждой электростанции компьютерными тренажерами - моделями рабочих мест и обучающими программами со сроком внедрения первой очереди до 1.01.2001 года;

1.7. Установить порядок назначения на конкурсной основе мастеров, руководителей участков и цехов, обеспечивающих эксплуатационно-ремонтное обслуживание турбоустановок. В месячный срок разработать и утвердить условия конкурса.

2. Департаменту генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей, РП "Энерготехнадзор" с целью повышения качества технического надзора и аудита провести в течение 1999 года переаттестацию главных инженеров-инспекторов ТЭС. В срок до 30 января 2000 года представить руководству РАО "ЕЭС России" отчет о результатах аттестации.

3. Департаменту стратегии развития и научно-технической политики, Департаменту генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей в срок до 30.10.99 согласовать с заводами - изготовителями турбин методику и периодичность проведения испытаний автоматов безопасности после длительных простоев турбин в резерве. В установленном порядке обеспечить внесение соответствующих изменений в Правила технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации (РД 34.20.501-95).

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей.

Председатель Правления  
А.Б. Чубайс

Рассылается: 3; 4; 5; 6; 8.  
Паули 220-51-40

**Приложение 1**  
к приказу РАО "ЕЭС России"  
от "23" августа 1999г. № 307

#### **МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННО-РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ТУРБОУСТАНОВОК ТЭС**

1. Назначить приказами по предприятиям лиц из числа инженерно-технических работников электростанций, ответственных за оформление, ведение, приемку и хранение ремонтной документации в строгом соответствии с требованиями "Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей" (РДПр 34-38-030-92).  
Срок - 30.10.99.

2. В целях продления срока эксплуатации турбоагрегатов и в соответствии с п. 5.2.5.1. "Методических указаний о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса" (РД 34.17.440-96) внести в производственные инструкции дополнения о запрещении проведения глубокого парового расхолаживания турбины перед выводом ее в ремонт (проводить дальнейшее расхолаживание воздухом, при котором перепады температуры в деталях меньше, чем при паровом).  
Срок - 30.09.99.

3. Установить порядок обязательного выпуска на тепловых электростанциях и по АО-энерго приказов по случаям ремонта турбин (энергоблоков) с оценками качества выполненных ремонтных работ "неудовлетворительно" или с оценками качества отремонтированного оборудования "не соответствует требованиям НТД" или "соответствует требованиям НТД с ограничением".  
Срок - 30.10.99.

4. Установить порядок, определяющий, что при выявлении в проточной части турбин превышения предельно допустимых величин (искривления роторов, тепловых зазоров, зазоров проточной части и уплотнений и т.п.), установленных заводом-изготовителем и технологией процесса капитального ремонта, решение о возможности закрытия цилиндров и дальнейшей эксплуатации принимает по согласованию с заводом-изготовителем главный инженер АО-энерго, а для АО-электростанций - Департамент электрических станций РАО "ЕЭС России".  
Срок - 30.10.99.

5. С момента издания настоящего приказа запретить практику проведения термической очистки внутренних поверхностей охлаждающих трубок конденсаторов работающих турбин

методом сушки "на ходу" (с поочередным отключением половинок конденсатора) в связи с негативным влиянием на надежность турбоустановки (работа при ухудшенном вакууме, перегрев выхлопа, разуплотнение охлаждающих трубок и присосы сырой воды и др.).

6. Разработать на каждой электростанции инструкцию по консервации турбин с использованием наиболее эффективных и рациональных методов и средств сохранения теплоэнергетического оборудования и предотвращения стояночной коррозии при длительных простоях.  
Срок - 30.10.99.

7. С целью обеспечения нормального вибрационного состояния турбин и предотвращения их повреждений при увеличении вибрации оснастить турбины мощностью 50 МВт и выше аппаратурой, обеспечивающей контроль среднеквадратичного значения виброскорости подшипников, а также технологической защитой от повышения вибрации с вводом ее на отключение.  
Срок - до 1.01.2002.

8. Внести в производственные инструкции турбинных и котлотурбинных цехов тепловых электростанций требования по осуществлению пуска турбин, остановленных из-за повышения (изменения) вибрации, только после детального анализа причин останова и при наличии письменного разрешения главного инженера электростанции, сделанного в оперативном журнале им собственноручно.  
Срок - 30.09.99.

9. С момента издания настоящего приказа в дополнение к требованиям п. 4.4.23 "Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации" (РД 34.20.501-95) установить порядок осуществления всех пусков турбин под руководством начальника цеха или его заместителя. Пуски турбин после капитального и среднего ремонта проводить под контролем главного инженера электростанции и с его письменного разрешения, оформленного в оперативном журнале после осуществления разрешающих записей руководителя ремонта, начальников цехов, инспекторов по технической эксплуатации и техники безопасности. Внести в производственные инструкции турбинных и котлотурбинных цехов тепловых электростанций соответствующие дополнения и изменения.  
Срок - 30.09.99.

10. В течение 1999 года организовать создание на ТЭС и в АО-энерго информационно-экспертных систем (с применением вычислительной техники) по основным и повторяющимся дефектам и отказам с отображением события, результатов расследования и всего комплекса принятых мер. При формировании базы данных применительно к каждому событию осуществлять накопление банка соответствующих требований нормативно-технических и распорядительных документов, инструкций и рекомендаций заводов-изготовителей, АО "ЦКБ Энергоремонт", АО "Фирма ОРГРЭС", АО "ВТИ", АО "НПО ЦКТИ", а также знаний и практического опыта специалистов (экспертов).

11. Разработать комплекс мероприятий, направленных на снижение общего числа пусков-остановов, учитывая, что каждый пуск-останов основного теплоэнергетического энергооборудования сокращает его ресурс как за счет повышенной термоцикличности, так и из-за факторов риска, вызванных ошибками персонала, нарушениями водно-химического режима, дефектами отдельных систем и узлов.  
Срок - 30.09.99.

Начальник Департамента генеральной инспекции  
по эксплуатации электростанций и сетей  
В.К. Паули

**Приложение 2**  
к приказу РАО "ЕЭС России"  
от "23"августа 1999г. № 307

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРБОАГРЕГАТОВ (ТА) ТЭС.**

**РД 153-34.1-08.104-99**

Анализ аварийности, состояния оборудования и средств его контроля, автоматики и защиты, уровня эксплуатации и выполнения условий, обязательных для используемых технологий и технологического процесса в целом, показывает наличие серьезных проблем и отклонений, ликвидация которых в большинстве случаев не требует значительных материальных затрат. Анализ показывает, что причинами повреждения турбоагрегатов или отдельных их элементов

является воздействие ряда факторов, максимальный вред, от которых происходит при их сочетании, что имеет место в большинстве случаев. Однако существующие подходы в анализе причин повреждений малоэффективны и не раскрывают всего спектра факторов, то есть не обеспечивают комплексного подхода к решаемой проблеме.

Проверки состояния турбоагрегатов и организации их эксплуатационно-ремонтного обслуживания, а также результаты расследования технологических нарушений на турбоустановках показывают наличие серьезных недостатков, чему в значительной степени способствует несоблюдение ряда существенных положений и требований соответствующей нормативно-технической и распорядительной документации (НТД и РД). Это происходит по различным причинам, в том числе и из-за того, что по мере ротации и обновления кадров происходит утрачивание важных профессиональных качеств, необходимых для качественной эксплуатации, диагностики, технического обслуживания и ремонта турбоагрегатов. Новые рабочие и инженерно-технические кадры в условиях, когда не обеспечивается преемственность профессиональных качеств, постигая профессию, достаточно часто повторяют ошибки предыдущих поколений.

Этого можно избежать, во-первых, за счет повышения эффективности производственно-педагогической системы, действующей на предприятии, т.е. за счет повышения качества подготовки персонала, во-вторых, за счет создания информационно-экспертных систем (баз данных), сохраняющих и отображающих предыдущий накопленный опыт и знания, в-третьих, за счет "Экспертных систем контроля и оценки состояния и условий эксплуатации...", которые позволяют комплексно изучить проблемы надежности.

Под экспертной системой обычно понимают программы или программно-аппаратные средства, использующие при решении задач формализованным особым образом экспертные знания и до некоторой степени моделирующие работу эксперта. Совокупность этих знаний является основой экспертной системы.

Экспертные системы, в сущности, моделируют поведение эксперта при принятии решения в конкретной предметной области. Для определения необходимых знаний используется предметная деятельность квалифицированных специалистов. Такие экспертные системы все шире внедряются в качестве средств подготовки и интеллектуальной поддержки различного типа специалистов. Однако такая экспертная система носит только информативный или информативно-сравнительный характер. Она не затрагивает состояния объекта управления (оборудования или технологического процесса), процесса управления и субъекта управления (персонал). Поэтому экспертная система должна дополняться или самостоятельно нести в себе оценочную часть по отношению как к объекту, так и к субъекту управления и в то же время показывать направления усилий, которые должен приложить субъект управления с целью повышения надежности объекта. То есть экспертная система должна содействовать определению методов достижения (или обеспечения) надежности во взаимосвязанности объекта и субъекта управления.

Принятию технического решения по проблеме надежности должны предшествовать поиск и выявление причин, в результате которых возникла ненормальная ситуация и только затем осуществляться поиск направления решения задачи, т.е. подготовка базы для принятия решения. И здесь важно понимать, что решение не обязательно может быть глобальным, так как причина, проявленная в начале длинной цепи взаимосвязанных факторов, может быть самой тривиальной. Поэтому необходимо изначально определить, а что в объекте (турбоагрегате и организации его эксплуатационно-ремонтного обслуживания) или в окружении (у специалистов и обслуживающего персонала) необходимо и возможно изменить, чтобы исходная проблема либо вообще исчезла, либо могла легко решиться.

Существенную помощь в этом может оказать применение "Экспертной системы контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов ТЭС", назначение которой заключается в осуществлении периодической комплексной оценки исполнения всех нормативных требований по организации эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбоагрегатов. Такие проверки и оценки должны осуществляться силами специалистов и технических руководителей подразделений электростанций с привлечением персонала центральных служб АО-энерго и персонала территориальных центров РП "Энерготехнадзор" (главных инженеров-инспекторов, закрепленных за конкретными электростанциями).

Разработанная "Экспертная система контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов ТЭС" позволяет получить и оценить полную картину по каждой электростанции и по полученным результатам строить программу действий и выработать первоочередные меры, реализация которых позволит в свою очередь поднять уровень эксплуатации турбоагрегатов и повысить их надежность.

В основу создания матрицы экспертной системы положен основной закон системного подхода, который требует на первом этапе использовать метод исследования, состоящий в расчленении общей проблемы надежности турбоагрегатов на составные элементы, состоящие из двадцати основных направлений поиска причин проблемы надежности турбоагрегата.

Предполагается, что эти двадцать направлений включают в себя анализ широкого спектра основных условий и режимов эксплуатации и ремонта турбоагрегатов. Они учитывают контроль и оценку качества и достаточности технической документации и инструкций для соответствующего персонала, уровня исполнения заданного НТД и РД регламента, достаточности используемых технических средств, технологических приемов и методов, средств диагностики и т.п.

Таким образом, экспертная система контроля и оценки состояния турбоагрегатов и условий их эксплуатации позволяет обеспечить методологический подход к исследованию и анализу причин повреждений и перейти к осмыслению концепции надежности турбоагрегатов.

Однако разбиение проблемы на двадцать основных направлений еще не может обеспечить достаточную проводимость системы по глубине всех причин, породивших проблему. Поэтому каждое из направлений расчленено на элементарные (локальные) области.

Разбиение носит относительно условный характер, а количество локальных направлений обусловлено, с одной стороны стремлением охватить весь спектр факторов, влияющих на надежность, с другой стороны желанием не утяжелять систему и не усложнять ее восприятие. Каждое локальное направление позволит в более конкретной форме произвести контроль состояния и условий эксплуатации, а также выявить допущенные отклонения от требований НТД и РД. И здесь важно понять, что составлению научно-технических программ повышения надежности должен предшествовать этап приведения каждого направления в соответствие с требованиями НТД и РД, который повысит не только общую оценку уровня эксплуатации турбоагрегата, но и его надежность.

В результате такого подхода сформирована матрица "Экспертной системы контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов ТЭС", охватывающая по ста локальным направлениям практически все факторы, влияющие на состояние организации обеспечения надежности турбоагрегатов.

Осуществление экспертизы и оценки является одним из элементов внутреннего аудита (самоаудита), осуществляемого собственными специалистами и техническими руководителями электростанций в соответствии с "Основными положениями контроллинга производственно-хозяйственной деятельности и методическими указаниями по организации внутреннего аудита в рамках контроллинговых систем" (РД 153-34.0-08.102-98).

Экспертная система предполагает по каждому обследуемому направлению произвести оценку состояния по шкале от 0 до 1,0. Система оценки не может быть инструментальной, она зависит от сравнения ситуаций: в одних случаях с требованиями ПТЭ и другой нормативно-технической и распорядительной документации, в другом - с состоянием оцениваемых направлений на других электростанциях.

Таким образом, общая оценка состоит из объективной части (где производится проверка полноты выполнения ПТЭ, НТД и РД) и субъективной (где производится сравнительная оценка состояния экспертами). Но, тем не менее, эта методика позволяет в достаточной степени объективно оценить ситуацию на электростанции и может сыграть решающую роль для выработки и принятия мер и действий, направленных на повышение надежности турбоагрегатов.

Гарантией повышения объективности самооценки должно явиться, прежде всего, желание улучшить результат.

Характерной особенностью оценок направлений является то, что они с учетом объективно-субъективных подходов определяют не количественные значения, а качественную оценку "уровня соответствия направления задачам производства". При этом осуществляется выявление всех отклонений от требований НТД и РД и недостатков в осуществлении эксплуатационно-ремонтного обслуживания. По результатам проведенной экспертизы составляются и утверждаются мероприятия, направленные на устранение выявленных недостатков и повышение качества ремонта и эксплуатации турбоагрегатов ТЭС. Оценка каждого рассматриваемого локального направления позволяет получить среднюю оценку по каждому из основных направлений и среднюю оценку "состояния и уровня эксплуатации турбоагрегатов" на электростанции.

В соответствии с предложенной методикой, каждая электростанция заполняет для себя матрицу и выставляет по собственным оценочным критериям по предложенной шкале оценки каждому направлению и среднюю. Первый этап экспертной оценки в соответствии с

настоящими методическими указаниями выполняется в срок до 30.10.99. К этому же времени должны быть утверждены и доведены до исполнителей мероприятия по устранению выявленных недостатков.

Согласно "Программе отраслевых тематических селекторных совещаний в 1999 году по проблемам надежности и задачам совершенствования эксплуатации энергетического оборудования" результаты первого этапа будут обсуждаться на тематическом селекторном совещании. Далее такая работа должна осуществляться по истечении каждого года с внесением мероприятий в качестве отдельного приложения к ежегодному "эксплуатационному" приказу.

Таким образом, "Экспертная система контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов ТЭС" должна явиться программным документом для организации и осуществления эффективной системы внутреннего контроля на электростанциях за состоянием и условиями эксплуатации турбоагрегатов.

Преобладание в матрице экспертной системы организационных направлений предназначено повышению уровня организации эксплуатационно-ремонтного обслуживания.

В свою очередь каждое направление контроля силами инженерных работников, благодаря их инженерному творчеству с привлечением отраслевых специализированных организаций, должно обязательно приводить к развитию экспертно-аналитической деятельности на электростанциях, побуждать к созданию комплексных систем диагностики и мониторинга.

Каждая электростанция после проведения соответствующего этапа в указанные сроки направляет в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей сведения со средними оценками по двадцати основным направлениям и средней оценкой по ТЭС в виде заполненной таблицы 1.

**Таблица 1**

<b>№№</b>	<b>Основные направления экспертной системы</b>	<b>Оценка</b>
I	Система учета и анализа технологических нарушений в работе ТА	
II	Технический контроль состояния ТА	
III	Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации ТА	
IV	Организация эксплуатации ТА	
V	Состояние организации технического обслуживания ТА	
VI	Организация подготовки и проведения ремонтов ТА	
VII	Контроль за проведением ремонта, приемо-сдаточные испытания и приемка ТА из ремонта	
VIII	Оценка качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ	
IX	Состояние систем автоматического регулирования (САР) и защит ТА	
X	Контроль вибрации и защита ТА от повышения и изменения вибрации	
XI	Контроль за тепловыми перемещениями и расширениями ТА	
XII	Меры по обеспечению надежности роторов ТА	
XIII	Виброналадка и контроль вибросостояния валопроводов ТА	
XIV	Меры по обеспечению надежности рабочих лопаток ТА	
XV	Контроль и обеспечение качества пусков ТА	
XVI	Состояние эксплуатации маслосистем ТА	
XVII	Предотвращение коррозии ТА	
XVIII	Контроль ресурса ТА	
XIX	Организация работы с персоналом	
XX	Наличие на ТЭС необходимых НТД и РД, порядок доведения их до персонала и ввода в действие	
	<b>Средняя оценка по ТЭС в _____ году</b>	

При оценке состояния и условий эксплуатации и турбоагрегатов для принятия рационального решения о необходимых превентивных мерах, обеспечивающих надежную эксплуатацию, большое значение имеет проведение статистического контроля и анализа результатов их работы. Система статистического контроля и анализа объективно и реально определяет количественный показатель отклонений и нарушений в работе турбоагрегатов за определенный период времени, что позволит с большей достоверностью устанавливать основные причины их возникновения.

На каждой ТЭС статистико-аналитический контроль должен вестись по специальной программе, представляющей собой систему статистического контроля надежности - ССКН. В программе должны содержаться конкретные вопросы, на которые необходимо дать ответ в статистическом формуляре, а также обосновывается вид и метод проведения наблюдения. Объем информации, вносимой в статистические формуляры должен давать полное представление о состоянии турбоагрегата включая наработку, остаточный ресурс, показатели маневренности, надежности и экономичности, межремонтный период и т.д. Для оценки состояния в масштабах отрасли каждая электростанция одновременно с таблицей 1 направляет в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей информацию согласно таблице 2.

**Таблица 2.**

ТЭС								
№ и тип ТА	Число часов работы ТА	Прогнозируемый остаточный ресурс ТА (тыс. час.)			Общее число остановов ТА		Число вынужденных остановов ТА	
		Цилиндров	роторов	блоков парораспределения	В предшест-вущем году	В оцени-ваемом году	В предшест-вущем году	В оцени-ваемом году

Примечание: Прогнозируемый остаточный ресурс определяется с учетом решений экспертно-технических комиссий по результатам контроля металла узлов и деталей при выработке паркового ресурса или при наличии неудовлетворительных результатов этого контроля.

**Матрица экспертной системы контроля и оценки условий эксплуатации турбоагрегатов (ТА) ТЭС**

№№№№	Контролируемое направление	Оценка
I. Система учета и анализа технологических нарушений в работе ТА ("Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем", РД 34.20.801-93):		
1.	Качество учета технологических нарушений в работе ТА;	
2.	Качество расследования технологических нарушений в работе ТА	
3.	Объективность и достаточность разрабатываемых мероприятий по повышению надежности ТА;	
4.	Эффективность контроля за исполнением мероприятий по результатам расследования и анализа причин технологических нарушений;	
5.	Наличие явления трасценденции (необоснованного переноса собственной вины за причины технологического нарушения или вины подчиненного персонала на прочие отдаленные или косвенные причины).	
II. Технический контроль состояния ТА (раздел 1.5 "Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации", РД 34.20.501-95):		
6.	Проведение периодических технических освидетельствований ТА и занесение в технический паспорт ТА результатов периодических технических освидетельствований;	
7.	Наличие план-графика проведения периодического технического освидетельствования ТА и соблюдение сроков;	
8.	Наличие мероприятий по устранению недостатков, выявленных при последнем периодическом техническом освидетельствовании;	
9.	Наличие распорядительного документа о назначении лиц, ответственных за состояние и безопасную эксплуатацию ТА;	
10.	Наличие системы, определяющей порядок осуществления оперативным персоналом постоянного контроля технического состояния ТА.	

III. Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации ТА (раздел 1.5 "Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации", РД 34.20.501-95):		
11.	Назначение лиц, осуществляющих технический и технологический надзор за эксплуатацией ТА и контроль за состоянием и ведением технической документации;	
12.	Осуществление контроля за выполнением мероприятий и требований нормативно-технических и организационно-распорядительных документов;	
13.	Организация выполнения предписаний ведомственных и государственных надзорных органов и осуществление контроля и учета;	
14.	Наличие и соблюдение утвержденных графиков периодических осмотров оборудования лицами, ответственными за их безопасную эксплуатацию;	
15.	Наличие специального журнала для фиксирования результатов периодических осмотров оборудования ТА лицом, ответственным за их безопасную эксплуатацию.	
IV. Организация эксплуатации ТА:		
16.	Соответствие местных производственных инструкций по эксплуатации ТА требованиям: Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации"; Инструкций заводов-изготовителей; Типовых инструкций по пуску, останову и обслуживанию турбин (СПО ОРГРЭС); Сборника распорядительных документов по эксплуатации энергосистем - СРД-91 или СРД-98 (теплотехническая часть); Распорядительных документов и циркуляров, выпущенных РАО "ЕЭС России" после выхода СРД;	
17.	Наличие и качество режимных карт, своевременность их пересмотра;	
18.	Наличие в должностных инструкциях оперативного персонала по каждому рабочему месту перечня обязательных для знаний инструкций и схем (п. 1.7.10 ПТЭ);	
19.	Наличие положения о проведении анализа и оценке пусков-остановов ТА;	
20.	Наличие на рабочем месте оперативного персонала утвержденного техническим руководителем электростанции графика профилактических работ (обходов, осмотров, проверок и опробований автоматики, защит, сигнализации, АВР, блокировок и т.п.).	
V. Состояние организации технического обслуживания ТА (раздел 2 "Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей. РДПр 34-38-030-92"):		
21.	Наличие документа, определяющего состав работ по техническому обслуживанию ТА (со вспомогательным оборудованием) и периодичность (график) их выполнения с учетом требования завода-изготовителя и условий эксплуатации (п. 2.2.3 РДПр);	
22.	Наличие и эффективность системы контроля за своевременным проведением и выполненным объемом профилактических работ и работ при техническом обслуживании (п. 2.2.3 РДПр);	
23.	Наличие и качество ведения журналов технического обслуживания ТА и вспомогательного оборудования. Контроль со стороны эксплуатации;	
24.	Осуществление мастерами по графику обхода и осмотра работающего оборудования для контроля состояния и своевременного выявления дефектов;	
25.	Состояние работы по организации выявления, учета и устранения дефектов. Наличие на электростанции действующего положения о порядке выявления и устранения дефектов. Осуществление контроля со стороны технических руководителей электростанции и подразделений.	
VI. Организация подготовки и проведения ремонтов ТА:		

26.	Выпуск ежегодного приказа о результатах прошедшей ремонтной кампании и задачах на предстоящий год с приложениями согласно разделу 2.7 РДПр: ежегодно корректируемый годовой график ремонта основного энергооборудования; график ремонта основного энергооборудования на предстоящий год; графики ремонта вспомогательного и общестанционного оборудования на предстоящий год; ежегодно корректируемый перспективный план подготовки к ремонту; план подготовки к ремонту на предстоящий год;	
27.	Разработка и утверждение техническим руководителем электростанции программы вывода в ремонт каждого конкретного ТА (энергоблока) в соответствии с требованиями п. 2.8.4 РДПр;	
28.	Проведение эксплуатационных испытаний по специальной программе, утверждаемой техническим руководителем электростанции. Заполнение по результатам испытаний ведомостей основных параметров технического состояния установки (п. 2.8.4 и приложение 19 РДПр);	
29.	Выполнение анализа ремонтной документации и актов приемки ТА после предыдущих ремонтов, а также анализа журналов и ведомостей дефектов и с целью включения выявленных замечаний и дефектов в ведомости объемов ремонта или в акты дефектации на предстоящий ремонт;	
30.	Осуществление анализа выполнения на выводимом в ремонт ТА требований распорядительных документов, циркуляров и предписаний. Включение неисполненных мероприятий в ведомости объемов ремонтов.	
VII. Контроль за проведением ремонта, приемо-сдаточные испытания и приемка ТА из ремонта:		
31.	Выполнение представителями электростанций (назначенными в соответствии с п. 2.7.8 РДПр) требований 2.8.10 РДПр: осуществление входного контроля применяемых материалов и запасных частей; оперативный контроль качества выполняемых ремонтных работ; контроль соответствия отремонтированных составных частей и деталей требованиям НТД и конструкторской документации; проверка соблюдения технологической дисциплины (выполнение требований технологической документации и т.п.);	
32.	Выполнение требований п. 2.9 РДПр по приемке оборудования из ремонта: назначение приказом по ТЭС состава приемочной комиссии и выполнение ею требований п. 2.9.2 и 2.9.5 РДПр; наличие согласованной с исполнителями и утвержденной главным инженером ТЭС программы приемки каждого конкретного ТА (или энергоблока в целом) из капитального или среднего ремонта; соответствие программы требованиям п. 2.9.3 РДПр; проведение испытаний ТА в соответствии с требованиями п. 2.9.6-2.9.16 РДПр;	
33.	Выполнение требований п. 2.9.4 РДПр по предъявлению приемочной комиссии не позднее, чем за двое суток до окончания ремонта составляемой во время ремонта документации по перечню, утвержденному главным инженером ТЭС;	
34.	Оформление в соответствии с п. 2.9.9-2.9.11 условий для разрешения и осуществления пуска ТА;	
35.	Выполнение требований п. 2.9.17-2.9.19 РДПр по оформлению акта по приемке оборудования из ремонта и обязательных (перечисленных в указанном пункте) к нему приложений;	
VIII. Оценка качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ:		
36.	Выставление предварительных оценок по окончании приемо-сдаточных испытаний; соблюдение требований п. 2.9.24-2.9.37 РДПр;	

37.	Выполнение требований п. 2.9.19-2.9.23 в период подконтрольной эксплуатации ТА: проведение необходимых испытаний и наладочных работ; заполнение ведомостей параметров технического состояния; доведение вибрации ТА до нормативных требований; устранение выявленных дефектов;	
38.	Выставление окончательных оценок по завершении периода подконтрольной эксплуатации с учетом требований п. 2.9.19-2.9.39 РДПр;	
39.	Оформление гарантийных обязательств на соответствие отремонтированного оборудования требованиям НТД в течение установленного срока согласно п. 2.9.40-2.9.41 РДПр;	
40.	Наличие положения и порядка стимулирования персонала за досрочное окончание и качественное выполнение ремонта согласно п. 2.9.43 РДПр;	
IX. Состояние систем автоматического регулирования (САР) и защит ТА:		
41.	Наличие и качество программ по проверке и испытаниям САР и защит паровых турбин от повышения частоты вращения. Их исполнение и соответствие требованиям "Методических указаний по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит турбины" (МУ 34-70-062-83 СПО ОРГРЭС 1991) и заводских инструкций;	
42.	Наличие, качество и полнота записей о проверках и состоянии САР в журнале инженера (мастера) по регулированию, оперативном журнале начальника смены цеха, ведомостях и формулярах. Осуществление анализа текущего состояния САР;	
43.	Наличие в штате турбинного (котлотурбинного цеха) инженера или мастера по САР в соответствии с требованиями п. 1.7 МУ 34-70-062-83;	
44.	Наличие в ремонтном подразделении (организации) конкретной бригады, осуществляющей ремонт и техническое обслуживание САР;	
45.	Соответствие состояния САР и защит турбин от повышения оборотов и фактического регламента их испытаний требованиям п.п. 4.4.2 - 4.4.13 ПТЭ.	
X. Контроль вибрации и защита ТА от повышения и изменения вибрации:		
46.	Наличие графиков и программ испытаний технологических защит, их исполнение и соответствие требованиям "Методических указаний по составлению программы опробования технологических защит теплоэнергетического оборудования блочных установок" (РД 34.35.135-96);	
47.	Соблюдение требований "Методических указаний по наладке технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС" (РД 34.35.503-90);	
48.	Соблюдение требований п. 4.4.26 ПТЭ и Информационного письма Департамента стратегии развития и научно-технической политики № ИП-01-02-98 (тп) "О вибрации турбоагрегатов" при изменении вибрации ТА. Наличие в производственных инструкциях соответствующих указаний по действиям персонала при изменении вибрации. Фактическое соблюдение и исполнение указанных требований;	
49.	Наличие и состояние аппаратуры контроля и регистрации вибрации подшипников турбин; для турбин мощностью 50 МВт и выше аппаратурой обеспечивающей контроль среднеквадратичного значения виброскорости;	
50.	Оснащение турбин мощностью 50 МВт и выше технологической защитой от повышения и изменения вибрации с вводом ее на отключение.	
XI. Контроль за тепловыми перемещениями и расширениями ТА:		
51.	Наличие на ТЭС и в подразделениях "Методических указаний по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин тепловых электростанций" (РД 34.30.506-90) и распорядительного документа, определяющего порядок исполнения и ответственных лиц;	
52.	Наличие в турбинном (котлотурбинном) цехе лица, ответственного за контроль, анализ и нормализацию тепловых расширений турбин (возложение на него этих обязанностей распорядительным документом или должностной инструкцией);	

53.	Наличие в производственных инструкциях эксплуатационного и ремонтного персонала требований по контролю за тепловыми расширениями и способам их нормализации;	
54.	Организация контроля за тепловыми расширениями согласно разделу 2 РД 34.30.506-90: наличие и исправность приборов абсолютного теплового расширения цилиндров и относительного расширения роторов и цилиндров турбин; осуществление измерения поворотов, абсолютных осевых перемещений корпусов подшипников, а также поперечных расширений лап корпусов ЦВД и ЦСД; контроль за температурным состоянием наиболее нагретой фундаментной рамы; наличие и ведение специальных журналов и ведомостей;	
55.	Осуществление нормализации тепловых расширений согласно разделу 3 РД 34.30.506-90: нормализация состояния среды, окружающей поверхность скольжения; уменьшение сил трения поверхностей скольжения корпусов подшипников; ревизия поперечных шпонок корпусов цилиндров; увеличение жесткости "мертвой" точки турбины; обеспечение расчетных перемещений трубопроводов; восстановление жесткости ослабленных элементов фундамента.	
XII. Меры по обеспечению надежности роторов ТА:		
56.	Определение остаточного ресурса роторов турбин в соответствии с разделом 4 "Методических указаний о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса" (РД 34.17.440-96);	
57.	Внедрение технологических, конструктивных и режимных мероприятий по повышению эксплуатационной надежности роторов турбин в соответствии с разделом 5 "Методических указаний о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса" (РД 34.17.440-96);	
58.	Выполнение требований: п. 2.5 СРД-98 "О предотвращении аварий с прогибом валов паровых турбин" (или п. 3.5 СРД-91); Информационного письма РАО "ЕЭС России" № ИП-03-27-99 "О повреждении ротора турбины Т-110/120-130-5 на Южно-Сахалинской ТЭЦ-1"; Противоаварийного предписания Департамента генеральной инспекции № ПП-04-96 "О нарушении технологии ремонта турбины на Конаковской ГРЭС;	
59.	Выполнение требований Циркуляра Ц-05-97(т) "О предупреждении повреждений роторов высокого и среднего давления турбин ТЭС";	
60.	Ведение на ТЭС "истории жизни и болезни" каждого ротора турбины, включая резервные. Наличие полного банка данных по роторам всех турбин ТЭС.	
XIII. Виброналадка и контроль вибросостояния валопроводов ТА:		
61.	Соблюдение и выполнение требований: "Методических указаний по балансировке многоопорных валопроводов турбоагрегатов на электростанциях" (МУ 34-70-162-87); "Методических указаний по динамической балансировке роторов на станке маятникового типа" (РД 34.30.602); "Методических указаний по обследованию строительных конструкций производственных зданий и сооружений тепловых электростанций" (СПО СТЭ 1981), п. 2.9 - Особенности обследования фундаментов турбоагрегатов; "Методических указаний по определению расцентровок валопроводов турбоагрегатов" (РД 34.30.601), ВТИ, 1986г.;	
62.	Осуществление контроля за качеством "спаровки" муфт роторов ТА;	
63.	Наличие на ТЭС специалиста, ответственного за контроль вибросостояния ТА и ведения соответствующей документации;	

64.	Выполнение требований п. 3.5 МУ 34-70-162-87 по проведению вибрационного исследования ТА перед выводом в ремонт;	
65.	Внедрение на ТЭС стационарных систем вибрационного контроля и вибродиагностики ТА;	
XIV. Меры по обеспечению надежности рабочих лопаток ТА:		
66.	Выполнение требований п. 2.1 СРД-98 (п. 3.1 СРД-91) "Проверка состояния лопаточного аппарата паровых турбин";	
67.	Выполнение требований п. 2.2 СРД-98 (п. 3.2 СРД-91) "О предупреждении коррозионных повреждений лопаточного аппарата и дисков конденсационных и теплофикационных турбин на давление свежего пара от 8,8 до 23,5 МПа (от 90 до 240 кгс/см <sup>2</sup> );	
68.	Выполнение требований п. 2.3 СРД-98 (п. 3.3 СРД-91) "Предотвращение повреждений рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин из-за эрозии их выходных кромок";	
69.	Наличие на ТЭС и применение "Технологической инструкции по замене лопаток паровых турбин" (СПО СТЭ 1987);	
70.	Наличие на ТЭС и применение "Методических указаний по расследованию причин повреждения металла лопаточного аппарата и дисков паровых турбин электростанций" (РД 34.17.424-87).	
XV. Контроль и обеспечение качества пусков ТА:		
71.	Осуществление всех пусков ТА под руководством начальника турбинного (котлотурбинного) цеха или его заместителя;	
72.	Осуществление пусков ТА после капитального и среднего ремонта под контролем главного инженера электростанции и с его письменного разрешения, оформленного в оперативном журнале после осуществления разрешающих записей руководителя ремонта, начальников цехов, инспекторов по технической эксплуатации и техники безопасности;	
73.	Осуществление пуска ТА, остановленного из-за повышения (изменения) вибрации, только после детального анализа причин и при наличии письменного разрешения главного инженера электростанции, сделанного им собственноручно в оперативном журнале;	
74.	Наличие на ТЭС действующих тренажеров ТА для осуществления повышения квалификации и натренированности оперативного персонала;	
75.	Доведение до персонала всех вахт результатов анализа пусков-остановов ТА с детальной проработкой недостатков, анализом их причин и мерами по недопущению подобных повторений;	
XVI. Состояние эксплуатации маслосистем ТА:		
76.	Наличие на ТЭС: "Типовой инструкции по эксплуатации маслосистем турбоустановок мощностью 100-800 МВт, работающих на минеральном масле" (РД 34.30.508-93) и соблюдение ее требований; "Инструкции по эксплуатации нефтяных турбинных масел" (РД 34.43.102-96); Информационного письма Департамента стратегии и научно-технической политики от 07.05.98 № 02-1-03-10-437 "О применении турбинных масел"; Информационного письма Департамента стратегии и научно-технической политики от 02.04.99 № 02-1-03-10-493 "О качестве турбинных масел, выпускаемых отечественными заводами";	
77.	Осуществление гидродинамической очистки маслосистем в период капитальных ремонтов ТА в соответствии с "Инструкцией по очистке маслосистем турбоагрегатов гидродинамическим способом" (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973);	
78.	Качество турбинного масла в маслосистемах ТА и эффективность применяемых методов очистки;	
79.	Выполнение требований п. 2.8 СРД-98 (п. 3.8 СРД-91) "Уменьшение пожарной опасности от воспламенения масла на турбоустановках";	
80.	Выполнение п. 2.9 СРД-98 (п.3.9 СРД-91) "Об оснащении турбоагрегатов энергоблоков мощностью 250 МВт и выше системой предотвращения развития загорания масла";	

XVII. Предотвращение коррозии ТА		
81.	Обеспечение качества пара в соответствии с требованиями раздела 4.8 ПТЭ	
82.	Наличие на ТЭС соответствующих нормативных и методических документов: "Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода" (РД 34.30.507-92); Информационное письмо ОРГРЭС № 1/95 "Выбор способов консервации энергетических котлов и паротурбинных установок тепловых электростанций"; "Методические указания по консервации паротурбинного оборудования ТЭС и АЭС подогретым воздухом" (МУ 34-70-078-84); "Методические указания по консервации теплоэнергетического оборудования" (РД 34.20.591-97); Информационного письма РАО "ЕЭС России" ИП-10-27-99(тп) "О консервации теплоэнергетического оборудования методом динамического осушения воздуха"; Сборника распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть) СРД-91 (п. 3.2) или СРД 98 (п. 2.2).	
83.	Организация выполнения требований документов, перечисленных в п. 82: Издание распорядительных документов, определяющих порядок ввода документов, реализацию рекомендованных ими мероприятий и лиц, ответственных за их исполнение; Ознакомление персонала соответствующих подразделений ТЭС с перечисленными документами; Внесение необходимых дополнений и изменений в производственные и должностные инструкции; Включение в программы спецподготовки и проверки знаний соответствующего персонала.	
84.	Наличие на ТЭС местной инструкции по консервации турбин и соблюдение ее требований при остановках ТА на различные сроки.	
85.	Реальное осуществление консервации ТА при остановках на различные сроки: выбор способа консервации в зависимости от срока простоя; осуществление влажнопаровой промывки проточной части ТА перед его остановом на срок более 7-ми суток; принятие мер по предотвращению попадания влаги в ТА со стороны действующего оборудования, общестанционных связей или с некачественно дренированных и осушенных участков; осуществление контроля состояния металла в течение всего срока консервации по специально устанавливаемым индикаторам коррозии.	
XVIII. Контроль ресурса ТА в соответствии с требованиями "Методических указаний о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса" РД 34.17.440-96:		
86.	Издание распорядительного документа, определяющего порядок ввода РД 34.17.440-96;	
87.	Ознакомление персонала соответствующих подразделений ТЭС с РД 34.17.440-96;	
88.	Наличие мероприятий по реализации рекомендаций РД 34.17.440-96 и степень их исполнения;	
89.	Внесение необходимых дополнений и изменений в производственные и должностные инструкции;	
90.	Включение РД 34.17.440-96 в программы спецподготовки и проверки знаний персонала.	
XIX. Организация работы с персоналом:		
91.	Проведение обязательной периодической (раз в 3-5 лет) аттестации руководителей и инженерно-технических работников;	
92.	Осуществление обучения (предэкзаменационной подготовки) с отрывом от производства при назначении на новую должность (от мастера и выше);	

93.	Ежегодное проведение технической учебы и спецподготовки всего оперативного и ремонтного персонала;	
94.	Организация обмена опытом с выездом персонала на родственные предприятия;	
95.	Организация повышения квалификации соответствующего инженерно-технического и руководящего персонала с отрывом от производства.	
XX. Наличие на ТЭС необходимых нормативно-технических и распорядительных документов (НТД и РД), порядок доведения их до персонала и ввода в действие:		
96.	Наличие на ТЭС и в подразделениях перечня действующих НТД и РД и укомплектованность ими соответствующих подразделений, специалистов и должностных лиц;	
97.	Наличие лица, ответственного за контроль, получение и доведение до персонала выходящих НТД и РД;	
98.	Наличие порядка ввода в действие новых НТД и РД приказом или распоряжением по ТЭС;	
99.	Своевременность внесения в производственные и должностные инструкции требований действующих НТД и РД;	
100.	Наличие системы (установленного порядка) контроля за исполнением требований новых НТД и РД.	

Начальник Департамента генеральной инспекции  
по эксплуатации электростанций и сетей  
В.К. Паули

**Приложение 3**  
к приказу РАО "ЕЭС России"  
от "23" августа 1999г № 307

**Перечень рекомендуемых к внедрению на ТЭС прошедших апробацию научно-технических разработок, направленных на повышение надежности и экономичности работы турбоустановок**

№	Рекомендуемые к внедрению мероприятия	Разработчики (телефон)	Объект внедрения и апробации
1.	Материал для подшипников скольжения, обладающий улучшенными по сравнению с баббитом Б-83 антифрикционными свойствами, с нанесением антифрикционного слоя методом плазменного напыления	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Кармановская ГРЭС
2.	Шариковая очистка внутренних поверхностей охлаждающих трубок конденсаторов турбин с установкой самоочищающихся фильтров на циркуловодах	АО "ВТИ", ТЭЦ-24 АО "Мосэнерго" (095) 275-34-83	Пермская, Кармановская, Нижневартовская ГРЭС
3.	Автоматизированная стационарная система контроля вибрации и диагностики вибросостояния турбин (АСКВД) на базе аппаратуры "Каскад"	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 НТЦ "ВиКонт" (095) 955-25-27	Конаковская ГРЭС, ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго"
4.	Нормализация температурных расширений турбин с установкой металлофторопластовых прокладок под подшипники	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС, Астраханская ТЭЦ, ТЭЦ-20, 26 АО "Мосэнерго"
5.	Режим пусков энергоблоков на скользящем давлении во всем пароводяном тракте	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Пермская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2
6.	Технология пуска блочных турбин ТЭС с минимальным использованием пусковых средств регулирования температуры свежего и вторичного пара	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС, Рефтинская ГРЭС, ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго"

7.	Увеличение располагаемой тепловой мощности теплофикационных турбин за счет снижения потерь тепла	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Кировская ТЭЦ-5, Дорогобужская ТЭЦ
8.	Совершенствование технологии пусков блоков с турбинами ПТ-140-130 и Т-185-130 АО "ЛМЗ"	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Орловская ТЭЦ, Ульяновская ТЭЦ-2, Северодвинская ТЭЦ-2
9.	Повышение экономичности и надежности работы ЦНД теплофикационных турбин	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Кировская ТЭЦ-5, Новосибирская ТЭЦ-5, Хабаровская ТЭЦ-3
10.	Комплекс работ по совершенствованию схем и конструкции концевых уплотнений К-300-240 ЛМЗ	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС
11.	Модернизация балансировочного оборудования электростанций	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС
12.	Разработка, изготовление и внедрение комплексной системы очистки маслосистем турбоагрегатов ТЭС	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Сургутская ГРЭС-1, ТЭЦ-8, 25 АО "Мосэнерго" и ТЭЦ-5 "Кировэнерго"
13.	Автоматизированная система предотвращения развития горения масла и водорода на турбоагрегатах ТЭС	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС
14.	Твердосмазочные гальванопокрытия для шпоночных соединений и поверхностей скольжения корпусов цилиндров паровых турбин	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС, ТЭЦ-20, 21, 2 3, 2 6 АО "Мосэнерго"
15.	Датчики наклона корпусов подшипников и кручения ригелей фундамента паровых турбин	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Балаковская АЭС, ТЭЦ-26 АО "Мосэнерго"
16.	Разработка технологических алгоритмов управления оборудованием блоков (турбоустановки, котельные установки)	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Орская ТЭЦ-1, Рефтинская ГРЭС, ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго", Новгородская ТЭЦ, Конаковская ГРЭС
17.	Система параметрической диагностики паротурбинных и газотурбинных установок, включая расчеты ТЭП	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	ТЭЦ-27 АО "Мосэнерго"
18.	Технология ремонта лопаток из высокохромистых сталей 15X1МФ и 20X13 мартенситового класса	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	ЦРМЗ АО "Мосэнерго"
19.	Применение высокогерметичных (жидкометаллических) уплотнений штоков РК ВД турбин ЛМЗ и разъемов ПВД	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Конаковская ГРЭС, Кармановская ГРЭС
20.	Комплекс методик по диагностике состояния металла роторов турбин, отработавших парковый ресурс	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	ТЭЦ-20 АО "Мосэнерго", Киришская ГРЭС
21.	Вихретоковый контроль дефектоскопом "Зонд ВД-96" роторов, дисков, лопаток паровых турбин	АО "ВТИ", МГАПИ (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	ТЭЦ-20 АО "Мосэнерго", Киришская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2, Каширская ГРЭС
22.	Разработка рекомендаций по эксплуатации литых корпусных деталей турбин с дефектами и их ремонту	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Новгородская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-1

23.	Внедрение НТД по контролю антикоррозионных, деаэрирующих и других эксплуатационных свойств турбинных масел	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Химслужба АО "Пермэнерго", Кармановская ГРЭС
24.	Высокоэффективные водоструйные эжекторы с воздухоотделителями	АО "ВТИ" (095) 275-34-83 (095) 275-50-77	Пермская ГРЭС
25.	Противоэрозионные устройства для влажнопаровых ступеней турбин АО "ЛМЗ" мощностью 300 МВт	АО "ВТИ", АО "ЦКТИ" (095) 275-34-83 (812) 277-57-33	Костромская ГРЭС
26.	Оснащение турбины принудительной системой охлаждения РСД для турбин мощностью 200-800 МВт	АО "НПО ЦКТИ" (812) 277-57-33	Конаковская, Киришская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2
27.	Автоматический контроль рабочих лопаток	АО "НПО ЦКТИ" (812) 277-57-33	ТЭЦ-8, ТЭЦ-22, ГРЭС-5 АО "Мосэнерго"
28.	Комплексная система эксплуатационной диагностики и мониторинга, включающая в себя вибродиагностику, позволяющую прогнозировать изменение режимных параметров и обеспечивать оптимальные графики пусков за счет корректировки параметров пара во время пуска	АО "НПО ЦКТИ" (812) 277-57-33	ТЭЦ-8, ТЭЦ-22, ТЭЦ-24 АО "Мосэнерго", Череповецкая ГРЭС АО "Вологдаэнерго"
29.	Нормализация расширений турбины за счет установки поворотных шпонок и специальных толкателей прямого и обратного действия	АО "НПО ЦКТИ" (812) 277-57-33	Конаковская, Киришская ГРЭС, ГРЭС-5, ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго"
30.	Использование новых уплотняющих устройств (металла с памятью формы) фланцевых соединений	АО "НПО ЦКТИ" (812) 277-57-33	Новая технология - проведены стендовые испытания
31.	Система контроля и управления водно-химическим режимом - система химико-технологического мониторинга (АСУ ВХР - СХТМ)	НПЦ "Элемент" - МЭИ (095) 362-73-62 "ИНЭКОТЕХ" (0812) 552-92-76	Рязанская, Черепетская ГРЭС. Владимирская ТЭЦ, Костромская ГРЭС
32.	Метод консервации турбин с использованием воздухоосушительных установок (динамическое осушение воздуха)	НИИ ВМФ (812) 233-01-17, 233-32-12	Владимирская ТЭЦ, Киришская ГРЭС, ТЭЦ-16 АО "Мосэнерго", ТЭЦ-22 АО "Ленэнерго"
33.	Автоматизированная система комплексной диагностики качества пара с использованием систем химико-технологического мониторинга (СХТМ) с целью повышения надежности работы турбоустановок	МЭИ - НПЦ "Элемент" (095) 362-73-62 (095) 362-76-17	ТЭЦ-21 АО "Мосэнерго", ТЭЦ-3 АО "Тверьэнерго", Череповецкая ГРЭС
34.	Защита турбоустановок от коррозии и эрозии-коррозии с помощью пленкообразующих аминов (октадециламина)	МЭИ (095) 362-89-38 ВНИИАМ (095) 150-83-44 АО "Наука" (095) 361-23-21	Орловская ТЭЦ, Черепетская ГРЭС, Березовская ГРЭС, Конаковская ГРЭС
35.	Стационарные и передвижные маслоочистительные установки фирмы "PALL"	"Pall GmbH" (095) 490-68-10	Владимирская ТЭЦ, Пермская ГРЭС
36.	Полуавтоматическая наплавка гребней бандажных уплотнений	ЗАО "Прочность" (095) 275-37-51	Костромская ГРЭС
37.	Применение базальтовой изоляции цилиндров турбин	АО "Термиза" (09453) 2-12-34	Костромская ГРЭС

38.	Система вибродиагностики, включающая замеры вибрации непосредственно роторов и контроль центровок роторов	НПП "Турботест" (812) 326-75-61	Костромская ГРЭС
39.	Продление ресурса металла паропроводов, коллекторов и др. толстостенных элементов термовосстановительной обработкой	АО "Фирма ОРГРЭС" (095) 360-13-17 АО "ВТИ" (095) 275-34-83 ЗАО "Прочность" (095) 275-37-51	Черепетская ГРЭС, ТЭЦ-23 АО "Мосэнерго", ТЭЦ-21 АО "Ленэнерго", Владивостокская ТЭЦ-2
40.	Контрольно-восстановительный комплекс для корпусов и роторов турбин с микроструктурным мониторингом, компьютерным документированием видео- и вихретокового контроля и герметизацией центральной полости РВД и РСД с заполнением ее инертным газом	Отраслевая служба "Живучесть ТЭС" (095) 129-70-29	Костромская ГРЭС, Рязанская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС
41.	Использование технологии по применению специальных ремонтных композитов при ремонте посадочных мест, уплотняющих поверхностей, пазов и мест крепления элементов турбин	НТЦ "Бельзона Сервис ЭРГОТЕХ" (095) 360-68-17	Каширская ГРЭС, ТЭЦ-16, 21, 26 АО "Мосэнерго"
42.	Технология и оборудование для термообработки отремонтированных лопаток роторов турбин без разлопачивания рабочих ступеней	НПО "ЦНИИТМАШ" (095) 274-21-97	ЦРМЗ АО "Мосэнерго"
43.	Технология модернизации конструкции надбандажных уплотнений регулирующей ступени турбин Т-250 АО "УТМЗ"	ЦРМЗ АО "Мосэнерго" (095) 173-04-10	ТЭЦ-26 АО "Мосэнерго"
44.	Комплекс стендов для настройки бойков автоматов безопасности паровых турбин	ЦРМЗ АО "Мосэнерго" (095) 173-04-10	Каширская ГРЭС, ТЭЦ-16, 17, 20, 21, 23, 25 АО "Мосэнерго"
45.	Зарезонансный низкооборотный балансировочный станок ВМ 36000 г/п до 40 тонн с программным управлением и архивацией данных	Фирма "Диамех" (095) 273-13-16	ЦРМЗ АО "Мосэнерго" (095) 173-04-10
46.	Многоканальный переносной комплекс "Горизонт" для измерения наклонов, абсолютных перемещений и вибрации опор турбоагрегатов	НТЦ "ВиКонт" (095) 955-25-27	Каширская ГРЭС, ТЭЦ-16, 17, 20, 21, 23, 25 АО "Мосэнерго"
47.	Система мониторинга и диагностики состояния агрегатов на базе СУБД "Raima"	ЦРМЗ АО "Мосэнерго" НТЦ "ВиКонт" (095) 955-25-27	ЦРМЗ АО "Мосэнерго" (095) 173-04-10
48.	Модернизация системы отсосов (подачи) пара концевых уплотнений турбин К-800-240 и К-300-240 ХТГЗ	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Углегорская ГРЭС, Змиевская ГРЭС (Украина)
49.	Модернизация системы обогрева фланцевых соединений ЦВД и ЦСД турбин К-300-240 ХТГЗ	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Рефтинская ГРЭС
50.	Замена последней диафрагмы ЦСД на стальную турбин К-300-240 ХТГЗ	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Трипольская ГРЭС, Змиевская ГРЭС (Украина)
51.	Организация регулируемого (нерегулируемого) отбора пара за ЦВД для теплофикации на турбинах К-160-130	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Краснодарская ТЭЦ, Иркутская ТЭЦ-10

52.	Организация нерегулируемых отборов пара давлением 25 и 1,2 ата турбины К-160-130	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Краснодарская ТЭЦ
53.	Организация дополнительного нерегулируемого отбора пара за ЦВД давлением 10-20 ата турбины Т-100-130 и давлением 20-30 ата турбины ПТ-60	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Новосибирская ТЭЦ-4
54.	Увеличение теплофикационного отбора пара за счет уменьшения производственного обора турбины ПТ-60	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Орская ТЭЦ-1
55.	Модернизация опорно-упорного подшипника и гибкой муфты турбины ПТ-60	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Ульяновская ТЭЦ-1
56.	Перевод на противодействие 8-13 или 1,2-2,5 ата турбин К-100-90 и К-50-90	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Кировская ГРЭС, Читинская ТЭЦ-1
57.	Организация регулируемых и нерегулируемых отборов пара давлением 8-13 или 1,2-2,5 ата турбин К-100-90 и К-50-90	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Артемовская ГРЭС
58.	Снижение величины противодействия до 8-13 ата турбин ВР-25-1, ВР-25-90 ХТГЗ	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	Кумертауская ТЭЦ
59.	Увеличение мощности, перевод на противодействие, увеличение (уменьшение) величины существующих отборов пара, организация дополнительных отборов для нужных параметров, перевод на ухудшенный вакуум турбин К-25-90, Т-25-90, ПТ-25-90	АО "ЦКБ Энергоремонт" (095) 240-41-85 (095) 240-87-49	ТЭЦ-16, 20 АО "Мосэнерго", ТЭЦ-2 АО "Ленэнерго"
60.	Охлаждение поперечных шпонок ЦВД и ЦСД	АО "ВТИ", АО "ЦКТИ" (095) 275-34-83 (812) 277-57-33	Костромская ГРЭС
61.	Комплекс мероприятий, исключающих возникновение низкочастотной вибрации	АО "ВТИ"(095) 275-34-83 МЭИ	Костромская ГРЭС
62.	Применение подшипников сегментного типа для опоры № 1	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Костромская ГРЭС
63.	Перенос "козырька" надбандажного уплотнения 13-ой ступени на обойму для исключения эрозийного износа	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Костромская ГРЭС
64.	Применение титанового сплава для изготовления лопаток 29, 34, 39 ступеней и демпферной проволоки	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Костромская ГРЭС
65.	Нанесение таркетного слоя тепловой изоляции турбин с применением алюмохромофасфата	АО "Ставропольская ГРЭС" (86545) 3-34-41	Ставропольская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС
66.	Использование металлографитового уплотняющего материала "Графлекс"	ЗАО "Унихимтэк", АО "Гравионикс" (095) 932-68-08	АО "Мосэнерго" АО "Ленэнерго" АО "Тюменьэнерго"

67.	Внедрение пневмомеханического устройства для очистки трубных систем конденсаторов. ГРЭС.	АО "Псковская ГРЭС" (81136) 9-16-19	Псковская ГРЭС
68.	Система диагностики лопаток работающих турбоагрегатов	АО "Электрум-Л" (095) 965-55-38 УГТУ-УПИ (3442) 75-48-51	ТЭЦ-26 АО "Мосэнерго"
69.	Комплексная система вибродиагностики турбоагрегатов АСКД	АО "Электрум-Л" (095) 965-55-38	ТЭЦ-26 АО "Мосэнерго"
70.	Система виброконтроля и оперативной диагностики турбоагрегатов.	УГТУ-УПИ (3442) 75-48-51	Кировская ТЭЦ -5, Ижевская ТЭЦ -2
71.	Применение герметика на основе силиконового самовулканизирующегося каучука для уплотнения разъемов ЦНД	АО "Энерготех" (812) 230-44-16	Сургутская ГРЭС-1 АО "Тюменьэнерго"
72.	Использование лазерных измерительных систем "Цитрон-1" для центровки валопровода и "Цитрон-2" для нивелировки корпусных деталей при сборке турбин	РП "Кузбассэнерго" (383) 36-30-82 НИИАСПК	Томь-Усинская и Кемеровская ГРЭС АО "Кузбассэнерго"
73.	Упорядочение системы вентиляции масляных коммуникаций турбоагрегатов	АО "Урал ВТИ" (3512) 35-74-15	Южно-Уральская ГРЭС АО "Челябэнерго"
74.	Система диагностики конденсационной установки паровой турбины	УГТУ-УПИ (3442) 44-88-51	Верхнетагильская ГРЭС АО "Свердловэнерго"
75.	Устройство для повышения надежности заземления вала турбоагрегата ЗБ-1М, ЗБ-1Б	АО "ВНИИЭ" (095) 113-59-81	ТЭЦ-25 АО "Мосэнерго", Черепетская ГРЭС
76.	Устройство заземления вала турбоагрегата с автоматическим контролем цепи заземления и изоляции подшипников генератора УЗВ-Э	АО "Фирма ОРГРЭС" (095) 360-13-17 ИТЦ "Черноголовка" (09652) 4-88-11	ТЭЦ-23 АО "Мосэнерго"
77.	Комплекс мероприятий по увеличению номинальной мощности турбин ЛМЗ без замены роторов	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Среднеуральская ГРЭС, Лукомльская ГРЭС (Беларусь)
78.	Продление ресурса работы свыше установленного и увеличение межремонтного периода турбин ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Сургутская ГРЭС-1
79.	Новая технология пуска турбины из холодного состояния и проверки плотности вакуумной системы турбоустановки (для всех турбоустановок ЛМЗ)	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Пермская ГРЭС, Костромская ГРЭС, Северодвинская ТЭЦ-2
80.	Реновационная (частичная) замена оборудования паровых турбин К-200-130 ЛМЗ, отработавшего свой ресурс	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Южно-Уральская и, Верхне-Тагильская ГРЭС
81.	Модернизация цилиндра низкого давления турбины К-200-130 ЛМЗ с заменой проточной части ЦНД	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	ТЭС "Тахколуото" (Финляндия)
82.	Организация регулируемого отбора пара за ЦСД на турбоустановке К-210-130 (К200-130) ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Сургутская ГРЭС-1
83.	Организация регулируемого отбора пара за ЦСД на турбоустановке К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Среднеуральская ГРЭС

84.	Реконструкция системы обогрева фланцев ЦВД и ЦСД с переводом на бескоробовую с целью сокращения времени прогрева цилиндров для турбин ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Северодвинская ТЭЦ, Костромская ГРЭС, Белоярская АЭС,
85.	Автоматизация конечных впрысков в пароприемные устройства конденсатора турбин К-210-130, К-200-130, К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Шатурская ГРЭС, Черепетская ГРЭС
86.	Устройство автоматизированного контроля термонапряженного состояния турбины типа "Указатель прогрева турбины"	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 326-74-28	ТЭС "Жижель" (Алжир), ТЭС Исфаган-2" (Иран)
87.	Технология принудительного расхолаживания воздухом остановленной турбины с помощью штатных эжекторов конденсатора или с помощью специального эжектора	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Шатурская ГРЭС, Костромская ГРЭС, Верхнетагильская ГРЭС
88.	Консервация оборудования энергоблока за счет формирования гидрофобной пленки на защищаемых поверхностях	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Березовская ГРЭС, ТЭЦ-2 АО "Ленэнерго"
89.	Снижение протечек через масляные уплотнения валов турбин путем использования олеофобных (фторсодержащих поверхностно-активных) покрытий	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Костромская ГРЭС, Новосибирская ТЭЦ-5, Пензенская ТЭЦ
90.	Нормализация тепловых расширений турбины за счет оптимизации усилий на опорные лапы цилиндров и уменьшения сил трения за счет применения антифрикционных металлофторопластовых покрытий	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Пермская ГРЭС, Костромская ГРЭС, Южно-Сахалинская ТЭЦ, Пензенская ТЭЦ
91.	Реконструкция схемы дренажей перепускных труб ЦВД и ЦСД турбин К-210-130 (К-200-130) ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Луганская ГРЭС (Украина), Разданская ГРЭС (Армения)
92.	Модернизация системы контроля паровых турбин. Оснащение турбин системой вибродиагностики	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 326-74-28	Костромская ГРЭС
93.	Модернизация системы маслоснабжения паровых турбин ЛМЗ мощностью до 215 МВт включительно	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Саратовская ТЭЦ, Южно-Кузбасская ГРЭС, Владимирская ТЭЦ, ТЭЦ-20 АО "Мосэнерго"
94.	Модернизация системы отсоса масляных паров из корпусов подшипников турбин ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Лукомльская ГРЭС (Беларусь), Литовская ГРЭС (Литва)
95.	Внедрение методов байпасной фильтрации масла в маслосистемах паровых турбин с фильтрами АО "ЛМЗ", "Pall", "Boll & Kirch"	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	ТЭЦ-20 АО "Мосэнерго", Владимирская ТЭЦ
96.	Модернизация парораспределения ЦВД турбин ЛМЗ с установкой регулирующих клапанов нового типа	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	ТЭС "Матра" (Венгрия), ТЭС "Топпила-2" (Финляндия)
97.	Модернизация системы парораспределения с кулачковым приводом клапанов на турбинах ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Котовская ТЭЦ, Томь-Усинская ГРЭС, Владимирская ТЭЦ
98.	Замена главного масляного насоса на турбинах ЛМЗ мощностью от 50 до 200 МВт включительно, изготовленных до января 1978 года	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 326-74-28	Хабаровская ТЭЦ-3, ТЭЦ-16, 22 АО "Мосэнерго", Орская ТЭЦ

99.	Оснащение турбоагрегатов централизованной системой гидроподъема роторов	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Новая разработка (ТЭС Костанера, ТЭС Байя-Бланка Аргентина)
100.	Замена существующих маслоохладителей на маслоохладители с нержавеющими трубками	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Ириклинская ГРЭС, Лукомльская ГРЭС (Беларусь)
101.	Замена зубчатой муфты главного масляного насоса на турбинах ЛМЗ мощностью от 50 до 200 МВт, изготовленных до 1992 года	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Нюренгринская ГРЭС, Хабаровская ТЭЦ-3, ТЭЦ-16, 22 АО "Мосэнерго"
102.	Электрогидравлическая система защиты теплофикационного отбора турбин ЛМЗ от повышения давления	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Новосибирская ТЭЦ-5, Волгоградская ТЭЦ-2, Кировская ТЭЦ-5
103.	Модернизация системы регулирования паровых турбин ЛМЗ мощностью 200, 210, 215 МВт с преобразованием гидравлической системы регулирования в электрогидравлическую	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Новая разработка, направленная на улучшение характеристик САР
104.	Применение нового типа конденсатора пара уплотнений в паровых турбинах К-200-130, КТ-115-8,8-2 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Пензенская ТЭЦ-2, Нижнекамская ТЭЦ, Южно-Уральская ГРЭС
105.	Увеличение гидрозатворов на сливах основных пароструйных эжекторов до 11 метров на турбинах К-200-130, Т-180/210-130, К-100-90, К-50-90, ВПТ - 50-2(3), ПТ-60-90(130), ПТ-65-90 (130), ПТ-80-130, Р-50-130 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Рекомендация ЛМЗ для указанных типов турбин
106.	Комплекс мероприятий по повышению маневренности турбин ЛМЗ за счет введения дополнительных дренажей из коробок регулирующих клапанов ЦВЛ или из восходящих участков перепускных труб и реконструкции схемы уплотнений ЦВД с подачей свежего пара на переднее уплотнение	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13	Мироновская ГРЭС (Украина), Алма-Атинская ГРЭС (Казахстан)
107.	Повышение надежности лопаточного аппарата последних ступеней турбины мощностью 50 и 100 МВт за счет модернизации системы рециркуляции, позволяющей снизить эрозионный износ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Мироновская ГРЭС (Украина), Ворошиловградская ГРЭС (Украина)
108.	Установка пароприемных устройств в конденсаторах для обеспечения возможности работы турбин мощностью 50 и 100 МВт в блоке с котлом	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Томь-Усинская ГРЭС, Южно-Уральская ГРЭС, АО ТЭЦ-27 "Мосэнерго"
109.	Уплотнение поворотной диафрагмы, повышающее экономичность турбоустановки ПТ-60-90 (130), ПТ-65/75-90 (130), ПТ-80/100-130 ЛМЗ при работе по тепловому графику	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Кировская ТЭЦ-4, Курская ТЭЦ-1, Северодвинская ТЭЦ, Новосибирская ТЭЦ-5
110.	Технология предтолчкового прогрева ЦВД турбин ПТ-60-90 (130), ПТ-65/75-90 (130), ПТ-80/100-130 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Кировская ТЭЦ, Уфимская ТЭЦ-2, Северодвинская ТЭЦ-2

111.	Реконструкция турбоустановки с исключением из тепловой схемы встроенного ПНД-1 с целью повышения надежности турбин ПТ-60-90 (130), ПТ-65/75-90 (130), ПТ-80/100-130 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Северодвинская ТЭЦ-2, Бобруйская ТЭЦ и Могилевская ТЭЦ (Беларусь)
112.	Реконструкция трубопровода отсоса пара от штоков стопорного и регулирующих клапанов ЦВД с переводом протечек пара вместо деаэрата во внутритурбинные трубопроводы с целью повышения надежности турбин ПТ-60-90 (130), ПТ-65/75-90 (130), ПТ-80/100-130 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Краснодарская ТЭЦ, Казанская ТЭЦ, Северодвинская ТЭЦ
113.	Реконструкция трубопровода отбора пара к ПСГ-2 с исключением из тепловой схемы обратного клапана КОС-1200 турбин ПТ-80-130 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (	Новосибирская ТЭЦ-5, Северодвинская ТЭЦ
114.	Установка сильфонных компенсаторов на трубопроводах "холодного" промпрегрева	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Костромская ГРЭС, Псковская ГРЭС, Хабаровская ТЭЦ-3
115.	Реконструкция опоры корпуса стопорного клапана ЦСД турбин К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Костромская ГРЭС, Черепетская ГРЭС
116.	Противоэрозийное устройство для диафрагм литой конструкции турбин К-300-240, К-800-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Костромская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2
117.	Система влагоудаления в последних ступенях ЦНД турбин К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28	Костромская ГРЭС
118.	Заградительная система охлаждения последних ступеней ЦНД турбин К-300-240, К-800-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Лукомльская ГРЭС (Беларусь), Сургутская ГРЭС-2
119.	Модернизация схемы уплотнений турбины (перевод на самоуплотнение, установка в схеме уплотнений охладителя и сепаратора) турбин КТ-300-240, К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Минская ТЭЦ-5 (Беларусь), ТЭС "Флорина" (Греция)
120.	Модернизация концевых уплотнений ЦНД турбин К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Костромская ГРЭС
121.	Модернизация переднего концевое уплотнения ЦСД турбин К-300-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Кармановская ГРЭС, Среднеуральская ГРЭС
122.	Установка дополнительных датчиков замера температуры в опорных подшипниках турбин ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 225-14-13 (812) 326-74-28	Костромская ГРЭС, Лукомльская ГРЭС (Беларусь)
123.	Установка системы шариковой очистки трубок конденсаторов турбин ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Печерская ГРЭС, (Ровенская АЭС Украина)
124.	Модернизация сегментов сопел ЦВД турбин К-800-240 ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Пермская ГРЭС, Сургутская ГРЭС-2

125.	Инженерное обеспечение монтажных, ремонтных, наладочных работ и сервисного обслуживания по системам регулирования, парораспределения и маслоснабжения паровых турбин ЛМЗ	АО "ЛМЗ" СКБ "Турбина" (812) 326-74-28 (812) 326-70-01	Сервисные услуги АО "ЛМЗ"
126.	Система контроля и регулирования (СКРТ) для турбин ОАО "Турбоатом" мощностью 50-300 МВт	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-25-56 (0572) 20-54-84	Новая разработка (стендовые испытания)
127.	Система контроля регулирования и защиты (СКРЗТ) для турбин ОАО "Турбоатом" мощностью 5-12 МВт	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-25-56, (0572) 44-78-64	Львовская ТЭЦ (Беларусь)
128.	Электрический автомат безопасности (ЭАБ) для турбин ОАО "Турбоатом" мощностью 5-100 МВт	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-25-56 (095) 366-00-65	Львовская ТЭЦ (Беларусь)
129.	Увеличение тепловой нагрузки конденсационных турбин ПВК-150 (К-160-130-2) до 150 Гкал/ч	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-25-72	Иркутская ТЭЦ-10, Красноярская ГРЭС-2
130.	Работы по повышению экономичности и других эксплуатационных показателей при реновации турбин К-160-130, К-300-240, К-500-240	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-25-72	Красноярская ГРЭС-2, Назаровская ГРЭС
131.	Технология повышения несущей способности кулаков и роликов распределителей системы регулирования за счет напыления высокопрочных материалов	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-21-32	Запорожская АЭС
132.	Замена набивки АПР на кольца из фторопластовой композиции на поршнях сервомоторов водяных систем регулирования	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-21-23	Ставропольская ГРЭС
133.	Методические пособия по бездефектному проведению демонтаж-монтажных работ, выявлению и устранению неполадок систем регулирования турбин ОАО "Турбоатом"	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-21-23	Новая разработка
134.	Установка двухсекционных эжекторов уплотнений новой конструкции, позволяющей производить ремонт одной из секций (глушение поврежденных охлаждающих труб) не останавливая турбин, для турбин К-300-240 ОАО "Турбоатом"	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-22-24	Новая разработка
135.	Применение КОСов конструкции ОАО "Турбоатом" с непосредственным воздействием штока сервомотора без промежуточных звеньев на рычаг тарелки. Для всех турбин ОАО "Турбоатом"	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-22-24	Новая разработка
136.	Перевод гидравлических систем регулирования на электрогидравлическую систему	ОАО "Турбоатом" (0572) 90-21-23	Новая разработка (стендовые испытания)
137.	Восстановление ресурса по жаропрочности, и длительной прочности металла корпуса ВД, СД и стопорного клапана	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго"
138.	Повышение номинальной пропускной способности проточной части до 505 т/ч (при 130 атм., 555°C) для турбины Т-110/120-130, до 300 т/ч для турбины Т-55/60-130, до 1060 т/ч для турбины Т-250/300-240 ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Кемеровская ГРЭС, ТЭЦ-11, 12, 16 АО "Мосэнерго"
139.	Приведение начальных параметров свежего пара к величинам 125 атм./ 545 <sup>0</sup> С (вместо 130/545) для снижения количества влаги в проточной части турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Казанская ТЭЦ-3, Иркутская ТЭЦ-9, Иркутская ТЭЦ-11
140.	Реконструкция надбандажных уплотнений ЦВД и ЦСД турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Ново-Свердловская ТЭЦ

141.	Реконструкция регулирующих и стопорных клапанов турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Ново-Свердловская ТЭЦ, Набережно-Челнинская ТЭЦ, ТЭЦ-20, 23 АО "Мосэнерго"
142.	Реконструкция кулачкового распредустройства, в т.ч. введение пары "сектор-шестерня" с увеличенным ресурсом турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Набережно-Челнинская ТЭЦ, Ульяновская ТЭЦ-1
143.	Реконструкция системы влагоудаления в ЦСД и ЦНД, в т.ч. изменение схемы дренирования обойм, установка телесных поворотных лопаток с внутриканальным удалением влаги в рессиверных трубах НД, установка влагосборных щитов в ЦНД турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Ново-Свердловская ТЭЦ, Тобольская ТЭЦ, Ульяновская ТЭЦ-1
144.	Реконструкция системы противэрозийной защиты лопаток, в т.ч. реконструкция диафрагм, установка паровых экранов, установка сотовых надлопаточных уплотнений турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Тобольская ТЭЦ, Ульяновская ТЭЦ-1
145.	Установка плотных поворотных диафрагм турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Северо Уральская ГРЭС, ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго"
146.	Установка гидравлических систем защиты отборов и электрогидравлических систем защиты отборов турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-21 АО "Мосэнерго", Тюменская ТЭЦ-1, Северодвинская ТЭЦ
147.	Реконструкция системы обогрева фланцев и шпилек турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго"
148.	Модернизация опорно-упорного подшипника с повышением его несущей способности турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ КАМАЗа, Омская ТЭЦ-5
149.	Реконструкция роторов СД турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Уфимская ТЭЦ-2, Ульяновская ТЭЦ-1
150.	Реконструкция системы тепловых перемещений (металлофторопластовые поверхности скольжения, осевые толкатели, поворотные шпонки) турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго", Липецкая ТЭЦ-2, Ново-Свердловская ТЭЦ, Омская ТЭЦ-5
151.	Установка защитно - регулирующего клапана для создания возможности производственного отбора турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Ново-Свердловская ТЭЦ
152.	Реконструкция системы отвода паро-воздушной смеси из встроенных пучков конденсатора, из основных пучков конденсатора и сетевого подогревателя турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Челябинская ТЭЦ-3, Тобольская ТЭЦ
153.	Замена устаревших типов эжекторов новыми типа ЭПО-3-200А для турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Новая разработка

154.	Замена устаревших обратных клапанов КОС на клапаны новой конструкции турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Новая разработка
155.	Установка роторов-проставок НД для сезонного перевода турбин ОАО "ТМЗ" на работу с противодавлением	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Северодвинская ТЭЦ-2, Набережно-Челнинская ТЭЦ, Минская ТЭЦ-4
156.	Восстановление рабочих лопаток турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго, Орловская ТЭЦ, Кировская ТЭЦ-5.
157.	Реконструкция системы регулирования (в т. ч. замена корпуса переднего подшипника) турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго"
158.	Установка системы контроля и диагностирования текущего состояния турбины	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго"
159.	Модернизация штатной системы контроля автоматической системы регулирования турбин ОАО "ТМЗ" типов "Т" и "ПТ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Ново-Свердловская ТЭЦ
160.	Установка автоматической системы диагностирования регулирования турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Ульяновская ТЭЦ-2, ТЭЦ-22 АО "Мосэнерго".
161.	Установка новой системы токосяема роторов турбин ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Комсомольская ТЭЦ
162.	Реконструкция системы регулирования и маслоснабжения турбины Т-175/210-130 ОАО "ТМЗ"	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Тобольская ТЭЦ
163.	Модернизация ЦНД турбины Т-175/205-130 ОАО "ТМЗ" путем установки 2-х рабочих ступеней в каждом потоке вместо 3-х	ОАО "Турбомоторный завод" (3432) 39-45-76	Барнаульская ТЭЦ-3

Примечание: Проведение реконструкций и модернизаций необходимо в ряде конкретных случаев осуществлять после согласования с Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" и заводом-изготовителем.

Первый заместитель начальника Департамента стратегии и научно-технической политики А.П. Берсенев  
Начальник Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей В.К. Паули