

Российское акционерное общество энергетики и электрификации  
"ЕЭС России"

Департамент генеральной инспекции  
по эксплуатации электрических станций и сетей

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ЭКСПЕРТНОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ  
ЭКСПЛУАТАЦИОННО-РЕМОНТНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ  
ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ**

**РД 153-34.1-30.608-2000**

*Дата введения 01.01.2001*

РАЗРАБОТАН: Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации  
электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России"  
ИСПОЛНИТЕЛЬ: Греченков Н.В.  
УТВЕРЖДЕН: Российским акционерным обществом энергетики и  
электрификации (РАО "ЕЭС России") 29.12.2000 Заместитель  
Председателя Правления РАО "ЕЭС России" В.П. Воронин

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

"Экспертная система оценки эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов" 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 турбогенераторов и повысить их надежность. Каждое локальное направление позволит в более конкретной форме произвести контроль состояния и условий эксплуатации, а также выявить допущенные отклонения от требований НТД и РД.

Установленная мощность действующего парка турбогенераторов составляет величину порядка 120000 МВт. ГОСТ 533-76 устанавливал минимальный срок службы турбогенераторов 25 лет. В настоящее время суммарная мощность генераторов, отработавших нормативный ресурс, достигает 50%. Количественный и возрастной состав основного ряда турбогенераторов, находящихся в эксплуатации в РАО "ЕЭС России", приведены в Приложении 1.

Повышение надежности энергетического оборудования и оптимизация затрат на его техническое обслуживание - одна из важнейших задач, стоящих перед энергетиками. Средством достижения задачи являются создание системы сервисного обслуживания (Приказ РАО "ЕЭС России" от 05.01.2000 № 6 "О создании системы сервисного обслуживания оборудования электростанций") и широкое использование современных методов контроля технического состояния оборудования. Эффективный контроль - это снижение объемов ремонтных работ и продление сроков жизни энергетического оборудования. Техническое состояние и ресурс турбогенераторов находятся в прямой зависимости от уровня эксплуатационно-ремонтного обслуживания. Выявление и своевременное устранение на ранней стадии развития повреждений генератора (корпус, ротор, активное железо, изоляция обмоток, газо-масляная система, щеточно-контактный аппарат) наиболее эффективно обеспечиваются методами непрерывного контроля (мониторинга) с помощью стационарных систем контроля на работающем оборудовании и специальными обследованиями во время ремонтов.

Снижение потребления электрической энергии при недостаточной оснащенности электрических сетей РАО "ЕЭС России" средствами компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения привели к необходимости увеличения использования режимов работы генераторов с потреблением реактивной мощности, что при ослабленной плотности прессовки крайних пакетов сердечника статора приводило к серьезным повреждениям. Анализ актов технологических отказов и отчетов по результатам обследований, выполненных специализированными организациями, показал, что надежность турбогенераторов, используемых в режимах потребления реактивной мощности, определяется техническим

состоянием активной стали конкретного генератора. Своевременное выявление дефектов активной стали на ранней стадии их развития возможно при проведении обследования с использованием современных методов и средств диагностики.

Проверки состояния турбогенераторов и организации их эксплуатационно-ремонтного обслуживания, а также результаты расследования технологических нарушений показывают наличие серьезных недостатков из-за несоблюдения ряда требований соответствующей нормативно-технической и распорядительной документации (НТД и РД). Высокая доля технологических отказов по причине повреждений щеточно-контактных аппаратов и элементов газо-масляной системы генераторов требуют повышенного внимания к этим узлам со стороны эксплуатационно-ремонтного персонала и разработки конкретных организационно-технических мероприятий.

Автоматизированные системы технической диагностики генераторов (АСТДГ), осуществляющие контроль за режимом и состоянием генератора в процессе работы, компьютерная обработка и обобщение данных специальных испытаний являются наиболее эффективным путем комплексной оценки технического состояния генератора, обеспечивающими полноту и своевременность информации о состоянии машины и тем самым оказывают реальную помощь персоналу в принятии решений по оперативным и плановым мероприятиям, необходимым для надежной работы генераторов.

Анализ методов диагностики генераторов ведущих научных организаций, энергоремонтных предприятий и заводов-изготовителей показывает, что использование технических решений на базе микроэлектроники, робототехники, волоконной оптики, вычислительной техники позволяет получить информацию о техническом состоянии генераторов значительно большую при меньшем объеме их разборки по сравнению с традиционными методами ремонта. К наиболее эффективным методам можно отнести:

- контроль генератора с помощью вводимой в воздушный зазор телеуправляемой измерительной аппаратуры (плотность заклиновки стержней обмотки статора, качество прессовки отдельных пакетов стали сердечника, состояние межлистовой изоляции сердечника), осмотр труднодоступных поверхностей узлов генератора с помощью эндоскопов, имеющих высокую разрешающую способность и возможность проникновения в узкие промежутки по всей длине активной стали и ротора;
- ультразвуковой контроль плотности крайних пакетов стали статора;
- микроспектральный анализ механических примесей, содержащихся в охлаждающем водороде и сливах масла;
- определение местных перегревов в турбогенераторах по продуктам пиролиза изоляции в охлаждающем газе;
- анализ вибрационных характеристик на работающем турбогенераторе с использованием многоканального анализатора спектров;
- измерение уровня частичных разрядов (ЧР) при проведении испытаний повышенным напряжением;
- использование электронно-оптических дефектоскопов при проведении высоковольтных испытаний изоляции обмотки статора, для наблюдения за степенью коронирования;
- применение тепловизоров для контроля нагревов при испытаниях стали методом кольцевого намагничивания;
- оценка состояния турбогенераторов с масляным охлаждением типа ТВМ методом хроматографического анализа газов, растворенных в масле;
- автоматизированная система химического контроля (АСХК) дистиллята в контурах охлаждения генератора;
- контроль состояния щеточно-контактного аппарата (ЩКА) методом измерения радиопомех;
- ультразвуковой контроль металла бандажных колец роторов турбогенераторов без снятия их с вала ротора.

Принятию технического решения по проблеме надежности должны предшествовать поиск и выявление причин, вследствие которых возникла ненормальная ситуация и только затем осуществляться подготовка базы для принятия решения.

Существенную помощь в этом может оказать применение "Экспертной системы оценки эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов", назначение которой заключается в осуществлении периодической комплексной оценки исполнения всех нормативных требований по организации эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов. Такие проверки и оценки должны осуществляться силами специалистов и технических руководителей подразделений электростанций с привлечением персонала

центральных служб АО-энерго и научно-практических организаций. Разработанная "Экспертная система оценки эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов" 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 турбогенераторов и повысить их надежность. Каждое локальное направление позволит в более конкретной форме произвести контроль состояния и условий эксплуатации, а также выявить допущенные отклонения от требований НТД и РД.

Экспертная система предполагает по каждому обследуемому направлению и по ТЭС в целом произвести оценку состояния по шкале от 0 до 1,0 (табл. 1). В соответствии с предложенной методикой, каждая электростанция заполняет для себя матрицу (табл. 2) 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 01.03.2001. В дальнейшем оценку следует проводить по итогам каждого года. Результаты экспертной оценки в виде матриц (табл. 1 и 2), выполненных в Excel, следует направлять в Департамент генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО "ЕЭС России" по электронной почте на адрес: chelnokov@rao.elektra.ru

Осуществление экспертизы и оценки является одним из элементов внутреннего аудита (самоаудита), осуществляемого 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).

Таким образом, "Экспертная система оценки эксплуатационно-ремонтного обслуживания турбогенераторов" должна явиться программным документом для организации и осуществления эффективной системы внутреннего контроля на электростанциях за состоянием и условиями эксплуатации турбогенераторов.

Таблица 1

№	Основные направления экспертной системы	Оценка
1.	Система учета и анализа технологических нарушений в работе турбогенераторов.	
2.	Технический контроль. Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации турбогенераторов.	
3.	Организация эксплуатации турбогенераторов.	
4.	Организация ремонта турбогенераторов.	
5.	Надежность обмоток статоров турбогенераторов.	
6.	Надежность активной стали и корпуса ТГ.	
7.	Надежность роторов турбогенераторов.	
8.	Надежность газомасляной системы ТГ.	
9.	Надежность работы щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов.	
10.	Консервация турбогенераторов.	
	Средняя оценка по _____ ТЭС в _____ году	

Таблица 2

**Матрица экспертной системы контроля и оценки условий эксплуатации турбогенераторов (ТГ)**

№	Контролируемое направление	Оценка
<b>1. Система учета и анализа нарушений в работе ТГ</b>		
"Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем"		
1.1.	Качество учета технологических нарушений в работе ТГ;	
1.2.	Качество расследования технологических нарушений в работе ТГ;	
1.3.	Объективность и достаточность разрабатываемых мероприятий по	

	повышению надежности ТГ;	
1.4.	Эффективность контроля за исполнением мероприятий по результатам расследования и анализа причин технологических нарушений;	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>2. Технический контроль. Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации ТГ.</b> "Правила технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации" РД 34.20.501-95 (раздел 1.5):		
2.1	Наличие план-графика, соблюдение сроков проведения, занесение в технический паспорт результатов периодических технических освидетельствований турбогенераторов.	
2.2	Наличие мероприятий по устранению недостатков, выявленных при последнем периодическом техническом освидетельствовании;	
2.3	Наличие распорядительного документа о назначении лиц, ответственных за состояние и безопасную эксплуатацию турбогенераторов;	
2.4	Наличие и соблюдение утвержденных графиков периодических осмотров оборудования лицами, ответственными за их безопасную эксплуатацию;	
2.5	Осуществление контроля за выполнением мероприятий и требований нормативно-технических и организационно-распорядительных документов;	
2.6	Организация выполнения предписаний ведомственных и государственных надзорных органов и осуществление контроля и учета;	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>3. Организация эксплуатации ТГ:</b>		
3.1	Соответствие местных производственных инструкций по эксплуатации ТГ требованиям: - Правил технической эксплуатации электростанций и сетей Российской Федерации" РД 34.20.501-95; - Инструкций заводов-изготовителей; - "Типовой инструкции по эксплуатации генераторов на электростанциях" РД 34.45.501-88; - "Типовой инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем" РД 34.20.561-92; - "Типовой инструкции по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов" РД 153-34.0-45.512-97; - "Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше" РД 153-34.0-45.510-98; - "Правил технического обслуживания тиристорных систем возбуждения" РД 34.45.620-96; - Сборника руководящих материалов СРМ-92 (электротехническая часть); - "Методических указаний по проведению испытаний генераторов на нагревание" РД 43.45.309-92. Использование показаний штатных систем контроля состояния генератора методом сравнения с данными режимных карт (тепловых испытаний) для оценки: - изменения состояния обмотки статора; - изменения состояния активной стали; - изменения состояния обмотки возбуждения; - изменения вибрационного состояния; - изменения состояния системы возбуждения; - изменения состояния газо-масляной системы; - изменения состояния щеточно-контактного аппарата.	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>4. Организация ремонта.</b> "Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей. РДПр 34-38-030-92"		
4.1	Наличие документа, определяющего состав работ по техническому	

	обслуживанию ТГ (со вспомогательным оборудованием) и периодичность (график) их выполнения с учетом требования завода-изготовителя и условий эксплуатации (п. 2.2.3 РДПр);	
4.2	Наличие и эффективность системы контроля за своевременным проведением и выполненным объемом профилактических работ и работ при техническом обслуживании (п. 2.2.3 РДПр);	
4.3	Наличие и качество ведения журналов технического обслуживания ТГ и вспомогательного оборудования;	
4.4	Осуществление мастерами обхода по графику и осмотра работающего оборудования для контроля состояния и своевременного выявления дефектов;	
4.5	Состояние 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.	
4.6	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;	
4.7	Разработка и утверждение техническим руководителем электростанции программы вывода в ремонт каждого конкретного ТГ (энергоблока) в соответствии с требованиями п. 2.8.4 РДПр;	
4.8	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 21 РДПр);	
4.9	Выполнение анализа ремонтной документации и актов приемки ТГ из предыдущих ремонтов, журналов и ведомостей дефектов с целью включения выявленных замечаний и дефектов в ведомости объемов на предстоящий ремонт;	
4.10	Выполнение анализа исполнения на выводимом в ремонт ТГ требований распорядительных документов, циркуляров и предписаний. Включение неисполненных мероприятий в ведомости объемов ремонтов.	
4.11	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;	
4.12	Проверка соблюдения технологической дисциплины. Наличие и выполнение требований технологической документации: ТУ 34-38-20246-95. Турбогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт РД 34.45.602. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВФ-60-2. РД 34.45.609. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-200-2. РД 34.45.610. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТГВ-300. РД 34.45.611. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-320-2. РД 34.45.612. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-165-2.	

	РД 34.45.613. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТГВ-200. РД 34.45.614. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВФ-120-2 и ТВФ-100-2 (РУ 34-38-002-84). Полный перечень документации по ремонту турбогенераторов, разработанной ЦКБ Энергоремонт, приведен в Приложении 2.	
4.13	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 ТГ в соответствии с требованиями п. 2.9.6-2.9.16 РДПр;	
4.14	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 конкретному перечню, утвержденному главным инженером ТЭС;	
4.15	Оформление в соответствии с п. 2.9.9-2.9.11 условий для разрешения и осуществления пуска ТГ;	
4.16	Выполнение требований п. 2.9.17-2.9.19 РДПр по оформлению акта приемки оборудования из ремонта и обязательных к нему приложений;	
4.17	Выставление предварительных оценок по окончании приемо-сдаточных испытаний; соблюдение требований п. 2.9.24-2.9.37 РДПр;	
4.18	Выполнение требований п. 2.9.19-2.9.23 в период подконтрольной эксплуатации ТГ: - проведение необходимых испытаний и наладочных работ; - заполнение ведомостей параметров технического состояния; - доведение до нормативных требований вибрации ТГ; - устранение выявленных дефектов;	
4.19	Выставление окончательных оценок по завершении периода подконтрольной эксплуатации с учетом требований п. 2.9.19-2.9.39 РДПр;	
4.20	Оформление гарантийных обязательств на соответствие отремонтированного оборудования требованиям НТД в течение установленного срока согласно п. 2.9.40-2.9.41 РДПр;	
4.21	Наличие положения и порядка стимулирования персонала за досрочное и качественное окончание и выполнение ремонта согласно п. 2.9.43 РДПр;	
	Средняя оценка по направлению:	
<b><u>5. Надежность обмоток статоров турбогенераторов</u></b>		
5.1	Выполнение требований п. 3.2; 3.3; 3.4; 3.5; 3.6; 3.10; 3.13; 3.15; 3.16; 3.18; 3.19; 3.31; 3.33; 3.34 РД 34.45-51.300-97. "Объем и нормы испытаний электрооборудования".	
5.2	Выполнение требований п.6.17. СРМ-92 "Предотвращение попадания посторонних ферромагнитных предметов в корпуса турбогенераторов при проведении ремонтов".	
5.3	Выполнение требований РД 34.45.608-91. "Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов".	
5.4	Организация водно-химического режима системы охлаждения обмоток статора турбогенератора. СРМ-92 п.6.16 (Приложения 6.9; 6.10; 6.11).	
5.5	Организация промывок (обратным ходом) обмоток статоров турбогенераторов барботированным горячим дистиллятом во время капитальных ремонтов.	
5.6	Определение местных перегревов в турбогенераторах по продуктам пиролиза изоляции в охлаждающем газе.	
5.7	Измерение частичных разрядов в изоляции отдельных стержней обмотки статора без ее распайки во время ремонта с выводом ротора (Метод ВНИИЭ).	

5.8	Контроль состояния изоляции и токоведущих частей турбогенератора в работе методом измерения импульсного напряжения в нейтрали обмотки статора (Метод ВНИИЭ).	
5.9	Выявление неисправностей обмоток статоров и роторов, других элементов турбогенераторов, контроль за их устранением при помощи эндоскопов.	
5.10	Контроль дефектов изоляции обмотки статора во время работы по току утечки с помощью устройства, основанного на принципе наложения постоянного тока.	
5.11	Испытание лобовых частей обмотки статора повышенным напряжением путем приложения его к поверхности изоляции.	
5.12	Применение электронно-оптических дефектоскопов типа "Филин" (разработка СибНИИЭ) при проведении высоковольтных испытаний изоляции обмотки статора, для наблюдения за степенью коронирования.	
5.13	Применение метода ВНИИЭ "Микрорентгеноспектральный анализ" для определения продуктов повреждения обмотки статора (микрочастиц меди и слюды) в охлаждающем газе работающего турбогенератора.	
5.14	Применение во время ремонтов метода ВНИИЭ по определению неисправностей узлов и деталей турбогенератора путем микрорентгеноспектрального анализа продуктов их износа в составе загрязнений.	
5.15	Выполнение рекомендаций письма РАО "ЕЭС России" от 24.03.98 №10-11/6-151 "О повреждаемости изоляции обмоток статоров турбогенераторов серии ТВВ".	
5.16	Использование "Инструкции по контролю за появлением истирания изоляции обмоток статоров турбогенераторов с водородным охлаждением по примесям в масле из дренажей" Ц-01-94(Э).	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>6. Надежность активной стали и системы ее крепления.</b>		
Циркуляр Ц-06-96 "О повышении надежности турбогенераторов мощностью 100-800 Мвт, работающих в режимах недовозбуждения".		
6.1	Выполнение требований п. 3.12; 3.13; 3.16 РД 34.45-51.300-97. "Объем и нормы испытаний электрооборудования".	
6.2	Выполнение требований Ц-01-91(Э) "О предотвращении разрушений зубцовых зон крайних пакетов активной стали турбогенераторов".	
6.3	Выполнение рекомендаций "Методических указаний по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях различных типов" ИП-2-96.	
6.4	Выполнение рекомендаций ИП-13-97(э) "О предотвращении повреждений элементов крепления активной стали и выхода из строя статоров турбогенераторов ТГВ-200".	
6.5	Выполнение рекомендаций ИП-07-98(э) "О контроле плотности прессовки сердечника статора на работающем турбогенераторе по спектру виброакустических сигналов".	
6.6	Выполнение требований п.6.19 СРМ-92 "О повышении надежности крепления диффузоров к наружным щитам турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ".	
6.7	Анализ режимов работы генератора. Учет диапазонов потребления и выдачи реактивной мощности.	
6.8	Обобщение данных предыдущих ремонтов.	
6.9	Анализ результатов контрольных тепловых испытаний.	
6.10	Проведение осмотров активной стали и выявление: - забоин и зашлифовок по расточке статора; - ослабленных, распушенных или разрушенных зубцов крайних пакетов; - ослабления прилегания, подвижности или смещения нажимных пальцев; - разрушения запечки крайних пакетов; - состояния плотности прессовки стали; - ослабления и разрушения элементов крепления активной стали; - ослабления затяжки гаек стяжных призм.	

6.11	Использование ультразвукового метода ВНИИЭ выявления дефектов и контроля плотности прессовки активной стали.	
6.12	Использование электромагнитного метода контроля состояния изоляции между листами активной стали и выявление участков активной стали с повышенными потерями методом кольцевого намагничивания с низкой (0,02-0,05 Тл) индукцией.	
6.13	Испытание активной стали статора на потери и нагрев методом кольцевого намагничивания при индукции 1,0-1,4 Тл.	
6.14	Технический осмотр с использованием эндоскопов.	
6.15	Вибрационные испытания сердечника статора "Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо и гидрогенераторов". МУ 34-70-103-85.	
6.17	Устранение дефектов активной стали в соответствии с типовыми инструкциями: "Ремонт сердечников статоров турбогенераторов и меры по повышению устойчивости их крайних пакетов к эксплуатационным нагрузкам" АО "ЦКБ Энергоремонт" 1996 г. "Проведение ремонта и модернизации активной стали с использованием современных методов диагностики и контроля технического состояния статоров турбогенераторов" АО "ВНИИЭ", АО "ЦКБ Энергоремонт" 1999 г.	
6.18	Выполнение рекомендаций письма РАО "ЕЭС России" от 10.08.95 № 04-05/6-100 "О вибрационном состоянии сердечников статоров турбогенераторов типа ТГВ-300".	
6.19	Выполнение мероприятий по повышению устойчивости зубцовых зон крайних пакетов активной стали Ц-06-96.	
6.20	Оценка технического состояния активной стали статора и согласование введения ограничений на длительную работу генераторов в режимах с недо возбуждением. Ц-06-96	
	Средняя оценка по направлению:	
<b><u>7. Надежность роторов турбогенераторов.</u></b>		
Ц –03-94(Э) "О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов мощностью 200-500 МВт производства НПО "Электротяжмаш"; Ц-03-97(Э) " О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов ТВВ мощностью 165-1200 МВт и ТВФ мощностью 60-120 МВт; Ц-3-98(Э) "О предотвращении разрушений бандажных колец и вспомогательных элементов бандажных узлов роторов турбогенераторов".		
7.1	Выполнение требований п. 3.2; 3.3; 3.5; 3.6; 3.7; 3.9; 3.13; 3.16; 3.24; 3.32 РД 34.45-51.300-97. "Объем и нормы испытаний электрооборудования"	
7.2	Выполнение требований п. 6.3 СРМ-92 "О предотвращении электроэрозии турбоагрегатов".	
7.3	Выполнение требований п. 6.4 СРМ-92 "О повышении надежности работы узла токоподвода роторов турбогенераторов серий ТВ, ТВФ И ТВВ".	
7.4	Выполнение требований п. 6.7 СРМ-92 "О предотвращении повреждений роторов турбогенераторов ТВ-60-2".	
7.5	Выполнение требований п. 6.18 СРМ-92 "Об удалении литейных и прочих дефектов на стальных лопатках пропеллерных вентиляторов турбогенераторов серий ТВ2, ТВФ и ТВВ".	
7.6	Выполнение требований п. 6.26 СРМ-92 "О предотвращении повреждений сочленения вала турбогенератора и возбудителя независимой системы тиристорного возбуждения при неисправности в АРВ-СД".	
7.7	Выполнение рекомендаций ИП-08-98(Э) "О повышении надежности заземления валов турбогенераторов".	
7.8	Выполнение рекомендаций ИП-03-99(э) "Об увеличении сроков между профилактическими осмотрами и дефектоскопией, а также повышении надежности бандажных узлов роторов турбогенераторов серии Т, ТВ, ТВ2, ТВФ".	
7.9	Модернизация бандажных узлов роторов турбогенераторов с переводом их с двухпосадочного на консольное (однопосадочное) исполнение по проекту	



	АООТ "ЦКБ Энергоремонт".	
7.10	Модернизация бандажных узлов роторов турбогенераторов мощностью до 150 МВт с применением центрирующих колец повышенной эластичности. Проект АООТ "ЦКБ Энергоремонт", изготовитель ОАО "ЭЛСИБ".	
7.11	Наличие фильтров (для улавливания продуктов коррозии) перед турбогенератором на линиях заполнения: - водородом; - инертным газом (углекислотой, азотом); - воздухом	
7.12	Наличие индукторов для посадки и снятия бандажных и контактных колец турбогенераторов	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>8. Надежность газомасляной системы турбогенераторов.</b> "Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов" РД-153-34.0-45.512-97		
8.1	Выполнение требований п. 3.17; 3.20; 3.21; 3.22; 3.23; 3.25; 3.26; 3.27; 3.28; 3.29; 3.30 РД 34.45-51.300-97. "Объем и нормы испытаний электрооборудования" РД 34.45-51.300-97. "Объем и нормы испытаний электрооборудования".	
8.2	Соответствие объема устройств управления, электроавтоматики, контроля, сигнализации и защиты газомасляной системы водородного охлаждения генераторов п.3 "Типовой инструкции".	
8.3	Наличие документа о распределении обязанностей по обслуживанию газомасляной системы генераторов между цехами ТЭС.	
8.4	Выполнение требований п. 6.12 СРМ-92 "О повышении надежности шпоночного узла торцевых уплотнений турбогенераторов с водородным охлаждением".	
8.5	Выполнение требований п. 6.11 СРМ-92 "О повышении надежности системы маслоснабжения торцевых уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением 60-500 МВт".	
8.6	Выполнение требований п. 6.10 СРМ-92 "О предохранительных клапанах на демпферных баках в системе масляных уплотнений турбогенераторов".	
8.7	Выполнение требований п. 6.5 СРМ-92 "О предотвращении скопления водорода в комплектных экранированных токопроводах и картерах подшипников турбогенераторов".	
8.8	Выполнение рекомендаций ИП-02-97(э) "О предотвращении проникновения масла в турбогенераторы серий ТВФ, ТВВ, ТГВ".	
8.9	Выполнение п.5.1.10 ПТЭ по контролю чистоты водорода в корпусе остановленного в резерв турбогенератора.	
8.10	Осуществление циркуляции газа через осушитель на остановленном в резерв турбогенераторе для снижения его влажности по проекту АООТ "ЦКБ Энергоремонт".	
8.11	Наличие переносных течеискателей для поиска мест утечек водорода.	
8.12	Применение вакуумно-испарительных осушителей водорода конструкции СКТБ ВКТ АО "Мосэнерго".	
8.13	Выполнение требований п. 5.7 СРМ-92 "Об эксплуатационных проверках устройств АВР на тепловых электростанциях".	
8.14	Осуществление гидродинамической очистки маслосистем в период капитальных ремонтов турбогенераторов в соответствии с "Инструкцией по очистке маслосистем турбоагрегатов гидродинамическим способом" (СЦНТИ ОРГРЭС, 1973);	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>9. Надежность работы щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов.</b> "Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше" РД 153-34.0-45.510-98.		
9.1	Разработка и реализация мероприятий по повышению надежности щеточно-контактных аппаратов (ЩКА):	

	- поддержание оптимальных температуры, влажности и запыленности воздуха в машзале; - устранение вибрации ротора, контактных колец и траверс ЩКА; - поддержание изоляции ЩКА и траверс от заземленных частей подшипника и фундаментной плиты.	
9.2	Контроль радиальности установки щеткодержателей по шлифу на щетках.	
9.3	Контроль состояния контактных колец на работающей машине с применением стробоскопа.	
9.4	Наличие прибора для проверки равномерности загрузки электрощеток при работе под нагрузкой. Использование прибора ПКТЩ, разработанного и изготавливаемого ООО "Научно-производственная фирма "ЭЛИСА". Санкт-Петербург тел. 296-92-87, факс 298-71-29	
9.5	Наличие стенда для прогрузки комплектов резервных электрощеток.	
9.6	Наличие приспособлений для проточки и шлифовки контактных колец.	
9.7	Оперативный контроль ЩКА генераторов и возбuditелей методом измерения повышенного искрения (Метод ВНИИЭ).	
9.8	Оперативный контроль ЩКА генераторов комплексом "ДИАКОР" (разработчик Псковский политехнический институт).	
9.9	Выполнение рекомендаций письма РАО "ЕЭС России" от 14.02.95 № 04-05/6-80 "О повреждении контактных колец ротора турбогенератора".	
9.10	Выполнение требований п. 6.8 СРМ-92 "О непрерывном автоматическом контроле состояния щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов".	
	Средняя оценка по направлению:	
<b>10. Консервация турбогенераторов.</b>		
"Методические указания по консервации оборудования стационарных электростанций, выводимых в резерв" МУ 34-70-106-85 п. 11.1 "Рекомендации по обслуживанию и консервации турбогенераторов при нахождении их в длительном резерве" ОРГРЭС-99.		
10.1	Консервация статора: - обмотки статора; - корпуса статора; - газоохладителей	
10.2	Консервация системы водяного охлаждения обмотки статора турбогенераторов типа ТВВ, ТГВ.	
10.3	Консервация ротора.	
10.4	Консервация контактных колец и щеточной траверсы.	
10.5	Консервация возбuditеля.	
10.6	Консервация оборудования газо-масляной системы.	
10.7	Консервация запасных частей.	
	Средняя оценка по направлению:	

Приложение 1

**Данные по срокам эксплуатации турбогенераторов**

Мощность, МВт	Количество ТГ в эксплуатации	Срок эксплуатации	
		до 25 лет	25 лет и более
менее 25	355	93	262
от 25 до 50	346	42	304
60 - 63	357	164	193
100 - 120	323	172	151
150 - 165	60	24	36
200 -220	134	93	41

300 - 320	93	29	64
500	7	4	3
800	15	15	0
1200	1	1	0

Приложение 2

**Перечень документации по ремонту турбогенераторов,  
разработанной ЦКБ Энергоремонт:**

- ТУ 34-38-20246-95. Турбогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт.
- РД 34.45.602. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВФ-60-2.
- РД 34.45.609. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-200-2.
- РД 34.45.610. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТГВ-300.
- РД 34.45.611. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-320-2.
- РД 34.45.612. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-165-2.
- РД 34.45.613. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТГВ-200.
- РД 34.45.614. Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВФ-120-2 и ТВФ-100-2 (РУ 34-38-002-84).
- Технологическая инструкция по эксплуатации, ремонту и наладке узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 50-300 МВт (ТГ 498, ТГ 989, 345.120).
- Технологическая инструкция по эксплуатации, ремонту и наладке возбuditелей типа ВТ (ТГ 538).
- Технологическая инструкция (ТГ 681).
- Технологическая инструкция по пайке соединений обмоток генераторов медно-фосфорным припоем МФ-2 (ТГ 728).
- Технологическая инструкция по ремонту терморезистивной изоляции лобовых частей стержней (катушек) обмоток статоров высоковольтного вращения электрических машин (ТГ 817).
- Технологическая инструкция по восстановлению пресковки концевых пакетов активной стали статоров с использованием пружинных элементов для турбогенератора ТВВ-320-2 (ТГ 995).
- То же для турбогенератора ТВВ-200-2А (ТГ 1001).
- Типовая технологическая инструкция по применению пожаробезопасных технических моющих средств при ремонтах турбо- и гидрогенераторов (ТГ 998).
- Типовая технологическая инструкция по ремонту газоохладителей (345.18).
- Типовая технологическая инструкция по ремонту бандажных и центрирующих колец роторов турбогенераторов (345.13).
- Типовая технологическая инструкция по ремонту центрального токоподвода ротора с восстановлением контактных соединений (345.22).
- Типовая технологическая инструкция по ремонту статора турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток (345.32).
- Типовая технологическая инструкция по капитальному ремонту электромашинных возбuditелей постоянного тока (345.62).
- Типовая технологическая инструкция по капитальному ремонту роторов с водородным охлаждением (345.66).
- Типовая технологическая инструкция по капитальному ремонту роторов с косвенным охлаждением (345.67).
- Типовая технологическая инструкция на разборку и сборку турбогенераторов с водородным охлаждением (345.80).
- Ремонтная и нормативно-техническая документация (ТУ, НЗ и НМ) на капитальный ремонт возбuditелей ВТ-4000, ВТ-5000, ВТ-6000 (ТГ 943).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа АСТГ-200 (ТГ 1009, 345.6).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТГВ-200М (345.51).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТЗВ-800-2УЗ (345.79).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТГВ-300 (345.91, 345.92, 345.93, 345.94).

- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты (ТУ, НЗ и НМ) турбогенераторов типа ТЗВ-220-2УЗ (345.105).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТГВ-300 (с применением ЭВМ) (345.111).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВВ-320-2 (345.114).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты (ТУ, НЗ и НМ) турбогенераторов типа ТЗВ-320-2УЗ (345.121).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВФ-63-2 (345.130).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВФ-100-2 (345.131).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВФ-120-2 (345.132).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВФ-60-2 (345.135).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВВ-165-2УЗ (345.144).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТГВ-300 (345.145).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВВ-800 (345.161).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВВ-160-2ЕУЗ (345.171).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВФ-110-2ЕУЗ (345.180).
- Комплект документации на капитальный, средний и текущий ремонты турбогенераторов типа ТВВ-200-2А (345.192).
- Технические условия на капитальный ремонт турбогенератора типа ТВВ-500-2 (ТГ 635).
- Технические условия на детали корпусной и витковой изоляции обмотки роторов турбогенераторов (ТГ 774).
- Технические условия на детали расклиновки лобовых частей обмоток роторов турбогенераторов (ТГ 775).
- Технические условия на стержни (секции) обмоток электрических машин (ТГ 776).
- Общие технические условия на капитальный ремонт турбогенераторов (345.203).
- Общие технические условия на капитальный ремонт роторов турбогенераторов (ТГ 829, ТГ 841).
- Общие технические условия на капитальный ремонт статоров турбогенераторов (ТГ 832).
- Технические условия на капитальный ремонт турбогенераторов типа ТВ2-30-2 и ТВС-30 (ТГ 838).
- Технические условия на капитальный ремонт турбогенератора типа ТВВ-800-2УЗ (ТГ 849, 345.88).
- Технические условия на капитальный ремонт турбогенератора типа ТВВ-1000-4УЗ (345.105).
- Технические условия на турбогенератор ТВФ-63.
- Технические условия на турбогенератор ТВФ-110.
- Технологический процесс по капитальному ремонту турбогенераторов:
  - ТГВ-200 (ТГ 550);
  - ТГВ-300 (ТГ 551);
  - ТВВ-165-2 (ТГ 552);
  - ТВВ-200-2 (ТГ 553);
  - ТВВ-320-2 (ТГ 554);
  - ТВВ-800-2УЗ (ТГ 796, 345.55);
  - ТВВ-800-2УЗ (ТГ 889);
  - ТГВ-500 (ТГ 926);
  - ТГВ-200М (ТГ 982);
  - ТВВ-200-2А (345.30);
  - ТВВ-160-2 (345.133);
  - АСТГ-200-2УЗ (345.152);
  - ТВФ-110-2ЕУЗ (345.173);

- ТВФ-60-2 (345.191);  
ТВФ-120-2 (345.200).
- Руководство по капитальному ремонту турбогенератора типа ТВВ-320-2 (345.164).
  - Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВФ-60-2.
  - Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВФ-120-2 и ТВФ-100-2.
  - Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-165-2.
  - Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТГВ-200.
  - Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТГВ-300.
  - Руководство по капитальному ремонту турбогенератора ТВВ-500-2УЗ.

Ключевые слова: экспертная система, турбогенератор, матрица показателей, оценка условий эксплуатации