

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА МОЩНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

АВТОРЫ:

КУЗНЕЦОВ Д. В.,
К.Т.Н,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

МАСЛОВ В. В.,
К.Т.Н,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

НЕЦЕЕВСКИЙ А. Б.,
К.Т.Н,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ПОЛЯКОВ Ф. А.,
К.Т.Н,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Обеспечение надежной работы основного генерирующего оборудования – важная и технически сложная задача. Ее решение практически невозможно без

получения достоверных сведений о состоянии оборудования и анализа тренда его изменений, а, следовательно, без внедрения современных средств и методов диагностики.

Ключевые слова: турбогенераторы, гидрогенераторы, надежность работы, старение изоляции, диагностика состояния, методы испытаний.



Машинный зал Иовской ГЭС
(Мурманская область)

ВВЕДЕНИЕ

Надежность эксплуатации и продление ресурса генераторного парка всегда находились в центре внимания технической и управленческой общественности нашей отрасли. В последнее время это направление приобрело особую актуальность в связи с тем, что произошло:

- сокращение резервов установленной мощности;
- старение генераторного парка;
- ухудшение режимов работы (потребление реактивной мощности, маневренные режимы работы);
- появление дефицита квалифицированных технических специалистов в эксплуатации и на ремонтных предприятиях;
- перманентное реформирование электроэнергетики и реорганизация ремонтных служб.

Примерно 75% турбогенераторов и 85% гидрогенераторов, составляющих основу установленной мощности отечественной электроэнергетики, отработало или в ближайшие годы отработает установленный по ГОСТу срок службы.

Техническое состояние генераторов, определяющее возможность их дальнейшей эксплуатации с приемлемым уровнем надежности, зависит от многих факторов, в том числе:

- от срока службы;
- особенностей конструктивного исполнения;
- качества и технологии изготовления;
- условий и уровня эксплуатации, качества ремонтов;
- наличия приобретенных в процессе эксплуатации

(в том числе вследствие неблагоприятных и аварийных режимов работы) дефектов.

Из опыта эксплуатации длительно работающих генераторов следует, что в оценке их технического состояния срок службы играет важную, но далеко не определяющую роль, и в большинстве случаев не может использоваться как единственный или ключевой показатель, определяющий необходимость замены, модернизации или возможность и целесообразность дальнейшей эксплуатации.

Особенность электрических машин состоит в том, что конструктивно они выполнены из материалов, имеющих разные физические свойства (конструкционные и легированные стали, медь, изоляционные материалы и др.). Кроме того, они имеют достаточно сложную систему вентиляции, использующую дистиллят, воздух, водород или масла.

Мощный синхронный генератор представляет собой сложную высоконагруженную в тепловом, электрическом и механическом плане машину, жизненный цикл, старение и износ конструктивных элементов которой происходит под воздействием целого ряда факторов различной природы:

- электрических (ионизиационное старение изоляции, обусловленное высоким напряжением);
- тепловых (тепловое старение изоляции вследствие общего и местных повышенных нагревов);
- электродинамических (вибрация обмоток от протекания в них значительных токов);
- электромагнитных (вибрация активной стали под действием вращающегося магнитного поля);

- механических (центробежные силы при вращении ротора, вибрация от дисбаланса);
- термомеханических (тепловые деформации и напряжения, обусловленные неоднородностью нагрева и коэффициентов тепловых расширений конструктивных узлов) и пр.

Существенное влияние на надежность работы синхронных генераторов оказывают эксплуатационные факторы, а также возмущения, возникающие в энергосистемах в результате коротких замыканий, отключений участков сети и т.п.

Всё это в совокупности приводит к тому, что расчетный срок службы оборудования, как правило, не совпадает с реальным сроком эксплуатации генераторов.

По нашему мнению, более важное, чем срок службы, а иногда и решающее влияние на техническое состояние оказывают условия и уровень эксплуатации, а также своевременность и полнота выявления и качества устранения дефектов, накопленных в процессе работы, в том числе и вследствие воздействия неблагоприятных и аварийных режимов. Многолетний опыт обследования генераторов показывает, что именно такие невыявленные и неустраненные на ранней стадии развития дефекты во многих случаях приводят к необратимому ухудшению технического состояния, исчерпанию физического ресурса, аварийным отключениям и разрушениям генераторов.

Проведение комплексных диагностических обследований с использованием современных методов диагностики и привлечением квалифицированных специалистов позволяет не только своевременно выявлять накопленные в процессе

ВЫПЛАВЛЕНИЕ АКТИВНОЙ СТАЛИ ТУРБОГЕНЕРАТОРА В РЕЗУЛЬТАТЕ «ПОЖАРА ЖЕЛЕЗА»



Рис. 1

СХЕМА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА

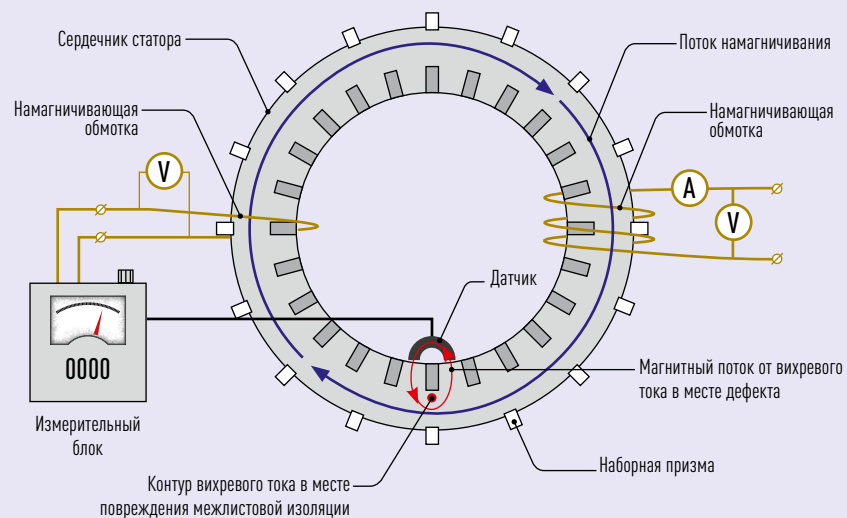


Рис. 2

РАЗРУШЕНИЕ ПАКЕТА АКТИВНОЙ СТАЛИ (А) И ПОВРЕЖДЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ СТЕРЖНЯ (Б)



Рис. 3

эксплуатации дефекты, в том числе и на ранней стадии развития, но и повысить уровень эксплуатации и качество ремонтов генераторов.

Основными целями и задачами таких обследований являются:

- повышение надежности эксплуатации и предотвращение тяжелых аварий;
- продление срока службы генератора;
- повышение качества ремонтного обслуживания;
- определение возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации генераторов и их соответствие требуемым режимам работы;
- определение необходимых и целесообразных объемов модернизации, а также повышение качества работ по модернизации генераторов;
- определение необходимости, очередности и сроков проведения вывода из эксплуатации, замен или заводских ремонтов.

Начиная с 70-х годов XX века, ВНИИЭ (в настоящее время ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») постоянно ведет комплексные обследования турбо- и гидрогенераторов, а также синхронных компенсаторов и крупных электродвигателей, используя при этом методы технической диагностики, ориентированные на выявление, качественное и своевременное устранение всех значимых дефектов [1,2].

Комплекс методов обследования для оценки технического состояния турбогенераторов, синхронных компенсаторов и крупных электродвигателей включает в себя:

- анализ опыта работы, данных ремонтной и экс-

- эксплуатационной документации;
- вибрационные и тепловые испытания под нагрузкой;
- контроль межлистовой изоляции активной стали сердечника статора электромагнитным методом при низкой индукции намагничивания;
- контроль плотности прессовки сердечника статора ультразвуковым методом;
- оценка состояния системы подвески сердечника статора и системы крепления кольцевых шин виброударным методом;
- измерение уровня частичных разрядов в изоляции обмотки статора по пазам;
- технический осмотр с использованием жестких и гибких эндоскопов основных узлов турбогенератора (пазовая и лобовые части обмотки, сердечник, система подвески, кольцевые шины статора, пазовая и лобовые части обмотки и вал ротора) по специальной программе;
- контроль твердости металла вала ротора.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ МЕТОД ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ МЕЖЛИСТОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ АКТИВНОЙ СТАЛИ СТАТОРОВ (ЭМК)

Метод предназначен для выявления замыканий между сегментами активной стали и зон с повышенным уровнем дополнительных потерь. Использование ЭМК предназначено для предупреждения тяжелых повреждений типа «пожаров железа» (рис. 1).

Метод основан на локации магнитного потока при кольцевом намагничивании сердечника индукцией

с низкой индукцией намагничивания 0,02–0,05 Тл (Рис. 2). ЭМК имеет ряд существенных преимуществ перед традиционно используемым методом контроля при повышенной индукции намагничивания сердечника. В частности, метод позволяет:

- достоверно выявлять дефекты и оценивать степень их опасности не только на поверхности, но и в глубине сердечника;
- оперативно контролировать полноту и качество устранения дефектов, а также значительно ускорить процесс ликвидации дефектов активной стали непосредственно в процессе выполнения ремонтных мероприятий (особенно при обширных повреждениях расточки статора).

С помощью ЭМК неоднократно выявлялись опасные замыкания, в том числе в глубине активной стали статора, и предотвращалось развитие «пожара железа» (на Ириклинской, Сургутской, Невинномысской ГРЭС, Волгоградской ТЭЦ-2, Краснодарской ТЭЦ, Рязанской ГРЭС).

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ПЛОТНОСТИ ПРЕССОВКИ АКТИВНОЙ СТАЛИ СТАТОРА (УЗК)

Метод предназначен для выявления ослабления плотности прессовки зубцов сердечников статоров и для контроля полноты и качества ремонта активной стали. УЗК позволяет на ранней стадии выявлять и устранять опасные распухания и выкрашивания активной стали, приводящие к серьезным повреждениям сердечника и/или обмотки статора (рис. 3).

УЗК основан на полученных в ходе ряда исследований зависимостях между плотностью прессовки и вре-

ИНФОРМАЦИЯ

ИЗ СТАНДАРТА ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» «ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ. МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ»

Текущий контроль технического состояния основного оборудования ТЭС выполняет испытательная лаборатория, являющаяся структурным подразделением эксплуатирующей организации или независимой привлеченной организацией.

Испытательная лаборатория, выполняющая неразрушающий контроль металла оборудования, должна быть аттестована Ростехнадзором.

Специализированная организация, выполняющая техническое диагностирование оборудования, подконтрольного Ростехнадзору, должна иметь лицензию на экспертизу промышленной безопасности. Компетентность привлекаемых специализированных организаций подтверждается органом добровольной сертификации, аккредитованным на данный вид деятельности Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии.

ПРОВЕДЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА



Рис. 4

ЭНДОСКОПИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ СЕРДЕЧНИКА АКТИВНОЙ СТАЛИ



Рис. 5

менем распространения ультразвуковых колебаний поперек листов в пакетах активной стали. На основании измерений оценивается общее состояние плотности прессовки, выявляются участки активной стали с нарушениями прессовки. Метод позволяет контролировать полноту и качество устранения выявленных дефектов в процессе выполнения работ (рис. 4).

Благодаря применению УЗК количество аварийных отключений генераторов на ТЭС из-за разрушения зубцов крайних пакетов активной стали (несмотря на старение оборудования) снизилось с 3–4 случаев в год в 1993–1994 гг. до 1–2 случаев в год в 1995–1996 гг. С 1997 г. по настоящее время аварийные отключения из-за разрушения активной стали происходят примерно 1 раз в 2–3 года, причем все аварийные отключения имели место на турбогенераторах, не прошедших обследование. Вовремя проведенные обследования позволили предотвратить аварии по рассматриваемой причине на турбогенераторах Сургутской, Костромской, Кармановской, Ириклинской, Рязанской ГРЭС, Краснодарской ТЭЦ, ТЭЦ 22, 23, 26 ОАО «Мосэнерго» и на других ТЭС.

ВИБРОУДАРНЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ СЕРДЕЧНИКА

Метод предназначен для обнаружения дефектов крепления сердечника к корпусу статора и предупреждения появления повышенных вибраций и усталостных разрушений узлов крепления активной стали [3]. Он основан на определении параметров виброакустических сигналов, возникающих в системе подвески сердечника при ударном возбуждении ее отдельных элементов. На основании анализа этих параметров оценивается техническое состояние системы подвески

сердечника. Метод позволяет выявлять дефекты узлов крепления сердечника на ранней стадии, оптимизировать объем ремонтных мероприятий и снизить затраты на их проведение, проводить контроль полноты и качества ремонта дефектных узлов крепления.

Использование данного метода контроля позволило своевременно предотвратить развитие дефектов в системе подвески генераторов Ириклинской, Кармановской, Костромской ГРЭС, на целом ряде ТЭЦ Мосэнерго [4].

ВИБРОУДАРНЫЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КОЛЬЦЕВЫХ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ШИН НА ВЫВЕДЕННОМ В РЕМОНТ ГЕНЕРАТОРЕ

Метод позволяет оценивать динамические свойства и выявлять на ранней стадии развития дефекты крепления кольцевых шин. Анализ полученных результатов делает возможным разрабатывать рекомендации по устранению этих дефектов и оперативно контролировать эффективность ремонтных мероприятий. Наиболее актуален для мощных турбогенераторов.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОСМОТР СТАТОРА ПО СПЕЦИАЛЬНОЙ ПРОГРАММЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНДОСКОПОВ

Такой осмотр, учитывающий результаты измерений, подразумевает выявление признаков неудовлетворительного вибрационного состояния сердечника и обмотки статора, нарушения системы охлаждения, посторонних предметов, а также скрытых повреждений, выявление которых возможно только визуально (рис. 5).

Использование жестких, гибких, обычных и видеоэндоскопов существенно повышает эффективность

осмотров, позволяя при сокращенной разборке проводить контроль всех ответственных узлов машины. Например, использование эндоскопов позволило выявить опасные разрушения в глубине зубцов крайних пакетов, требующие срочной замены статоров или перешихтовки их торцевых зон на турбогенераторах Костромской и Конаковской ГРЭС.

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ (ЧР) В ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТОК СТАТОРОВ

Метод предназначен для выявления скрытых дефектов обмотки статора: несплошностей в изоляции, повреждений, обусловленных ионизационным старением и т.п. (рис. 6). Метод разработан во ВНИИЭ (ныне ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС») и успешно применяется на турбо- и гидрогенераторах уже более 25 лет. Для измерений используются 2 датчика, которые устанавливаются на концах каждого проверяемого паза. Эти датчики реагируют только на ток ЧР в изоляции стержней данного паза благодаря дифференциальной схеме включения их приемных катушек (рис. 7).

Наш подход позволяет оценить общее состояние изоляции и выявить наиболее изношенные стержни. Кроме того, метод отличается высоким уровнем достоверности результатов за счет выявления локализации мест ослабления изоляции.

В настоящее время отдельные фирмы внедряют существенно упрощенный подход к контролю и диагностике дефектов по уровню ЧР в изоляции. В частности, установка датчиков проводится на выводах генератора и измеряется средний по фазе обмотки уровень ЧР, причем некоторые методики предполагают установку датчиков не на обмотку, а даже на корпус генератора. Анализ результатов

ЗАЗОР МЕЖДУ ТОКОВЕДУЩЕЙ ЧАСТЬЮ И ИЗОЛЯЦИЕЙ



Рис. 6

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ЧР НА ГИДРОГЕНЕРАТОРЕ



Рис. 7

ПРОВЕДЕНИЕ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА



Рис. 8

ОСЛАБЛЕНИЕ СТЫКОВКИ СЕКТОРОВ СЕРДЕЧНИКА ГИДРОГЕНЕРАТОРА С ВЫДВИЖЕНИЕМ УПЛОТНЯЮЩИХ ПРОКЛАДОК



Рис. 9

таких испытаний показал их крайне низкую эффективность [5].

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РОТОРА

Такой контроль проводится на основе анализа параметров, характеризующих вибрационное состояние, который дополняется техническим осмотром с помощью эндоскопов и лупы кратностью 4–10, и контролем твердости металла на ответственных поверхностях бочки и хвостовых частей (в районе стыков пазовых клиньев, на посадочных поверхностях, а также в районе цапф вала). Контроль твердости позволяет оценивать эксплуатационное состояние и эффективность работы баббитовых вкладышей подшипников.

Программа комплексного диагностического обследования гидрогенераторов во многом схожа с программой обследований турбогенераторов. Однако в силу ряда конструктивных особенностей гидрогенераторов (явнополюсное исполнение, вертикальная ось и относительно низкая скорость вращения и т.п.) методики испытаний имеют существенные различия.

Комплексная оценка технического состояния гидрогенераторов проводится на основании результатов следующих обследований:

- контроль вибрационного состояния сердечника статора и опорных конструкций гидрогенератора;
- оценка вибрационного состояния лобовых частей обмотки статора;
- определение на работающем генераторе дина-

РАЗРЫВ УЗЛА КРЕПЛЕНИЯ НАБОРНОГО КЛИНА К ПОЛКЕ КОРПУСА



Рис. 10

мических форм ротора и статора, их взаимного положения, оценка симметрии воздушного зазора;

- контроль теплового состояния генератора – испытания на нагревание;
- измерение уровня частичных разрядов в обмотке статора;
- испытание стали сердечника статора методом высокочастотного сканирования, при выявившейся необходимости – испытание методом кольцевого намагничивания;
- оценка плотности пресовки активной стали сердечника статора;
- оценка состояния паяных соединений лобовых частей обмотки статора с помощью термоиндикаторных этикеток.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ФОРМ СТАТОРА И РОТОРА

Этот тест проводится на работающем генераторе (рис. 8) и позволяет своевременно выявлять и устранять опасные нарушения симметрии магнитного поля в воздушном зазоре генератора. Как известно, такие нарушения провоцируют появление повышенных низкочастотных вибраций сердечника статора, приводящих к повреждению активной стали и узлов ее крепления, а также опорных конструкций генератора.

При искажениях стандартной формы статора (например, появление расцентровки, т. е. несовпадения оси вращения ротора и геометрического центра статора) возможно появление силы одностороннего

СРАБАТЫВАНИЕ ТЕРМОИНДИКАТОРА



Рис. 11

магнитного тяжения, приводящее к перегревам и повреждениям направляющих подшипников генератора.

Вибрационный контроль в области частоты 100 Гц позволяет выявлять на ранней стадии нарушение плотности стыковых соединений секторов сердечника статора (рис. 9). Такие нарушения с течением времени приводят к многочисленным повреждениям узлов крепления сердечника к корпусу статора: выкрашиванию заплечиков активной стали в пазу «ласточкин хвост», образованию трещин в узлах крепления наборных клиньев к полкам корпуса, а также самих полок корпуса, устранение которых требует обширных ремонтных мероприятий.

Устранение видимых последствий повышенной вибрации путем «заваривания» трещин в узлах крепления без выявления первичных причин возникновения таких вибраций может привести в течение короткого промежутка времени (от нескольких минут до нескольких месяцев) к образованию трещин в новых сварных швах (рис. 10).

Ранняя диагностика дефектов и своевременное их устранение, в частности исправления формы ротора и (или) «перестыковки» секторов сердечника статора, позволяют снизить уровни вибрации сердечника статора до удовлетворительных величин, что исключает разрушение узлов креплений. Например, на генераторах филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» после устранения причин повышенных вибраций по выданным рекомендациям удалось привести в работоспособное состояние практически все гидрогенераторы. В настоящий момент постоянный мониторинг позволяет осуществлять раннюю диагностику подобных неисправностей.

КОНТРОЛЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ОТВЕТСТВЕННЫХ УЗЛОВ С ПОМОЩЬЮ ТЕРМОИНДИКАТОРНЫХ ЭТИКЕТОК

Термоиндикаторные этикетки (ТЭ) предназначены для теплового контроля ответственных узлов электрооборудования: активной стали и изоляции электрических машин, контактных соединений линий электропередач, сборных шин, изоляторов и т. п.

ТЭ представляют собой дискретные измерители температуры в диапазоне от 50 до 150 °С, имеют высокую точность (1–3 °С). Они очень наглядны (не сработала – белая метка, сработала – черная).

В отличие от периодического контроля (например, с использованием тепловизора) ТЭ непрерывно контролируют перегрев в течение длительного промежутка времени, а также в местах, недоступных в процессе эксплуатации.

На рис. 11 приведен пример срабатывания термоэтикетки, вызванного перегревом головки лобовой части обмотки статора. Повышенный нагрев был обусловлен разрушением паяного соединения. Своевременная перепайка позволила предотвратить аварийное отключение генератора. Последнее было чревато массовым разрушением стержней обмотки статора. Подобные случаи нередки на генераторах, длительное время находящихся в эксплуатации, или при перематке новой обмотки статора в условиях станции.

Долгосрочный анализ опыта эксплуатации генераторов, на которых обследования проводятся неоднократно на протяжении уже более 15–20 лет, показывает, что разработанные

и используемые при проведении обследований комплексы методов диагностики позволяют достоверно оценивать техническое состояние турбо- и гидрогенераторов, а также синхронных компенсаторов. Эти методы обеспечивают выявление всех основных дефектов на ранней стадии появления. Актуальность именно комплексного подхода к диагностированию дефектов генераторов была подчеркнута и на международном уровне в рамках работы СИГРЭ [6].

Начиная с середины 70-х годов XX века, специалисты ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» (ранее ВНИИЭ) постоянно проводят работы по диагностическим обследованиям на турбогенераторах Костромской, Конаковской, Каширской, Нижневартовской, Невинномысской, Новочеркасской, Кармановской, Киришской, Ириклинской ГРЭС, Сургутской ГРЭС-2, ТЭЦ ОАО «Мосэнерго», Краснодарской, Тобольской, Кишиневской и ряде других ТЭС; на гидрогенераторах Саратовской, Павловской, Чебоксарской, Жигулевской, Цимлянской, Чиркейской, Нижнекамской, Братской ГЭС, Загорской ГАЭС, ГЭС филиалов «Кольский» и «Карельский» ТГК-1.

Только за последние несколько лет по результатам проведенных работ были предотвращены возможные аварийные отключения генераторов на целом ряде электростанций. Опыт научно-исследовательских работ и практических обследований генераторов на электростанциях России всегда был востребован при разработке нормативно-технической документации. Специалисты электромашинного направления ВНИИЭ принимали участие в разработке всех основополагающих стандартов и норм в области испытаний и контроля технического состояния генерирующего оборудования: ГОСТ-533 «Турбогенераторы. Общие технические условия»; РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытания электро-

оборудования»; «Типовая инструкция по эксплуатации генераторов»; различных противоаварийных и эксплуатационных циркуляров в области повышения надежности эксплуатации турбо- и гидрогенераторов и т.д.

В последние годы при участии специалистов ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» разработаны:

- Стандарт СТО 1733028227.140.001-2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»;
- Стандарт РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования», утвержден приказом РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007 № 200;
- «Руководство по повышению надежности эксплуатации бандажных узлов роторов турбогенераторов», утверждены приказом РАО «ЕЭС России» от 05.04.2007 № 232;
- «Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы», утверждены приказом РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Повышение надежности работы генерирующего оборудования электростанций является одной из наиболее актуальных задач в электроэнергетике. Эффективной мерой обеспечения бесперебойной работы генераторов и продления срока их службы является своевременное обнаружение и полное устранение неисправностей на начальной стадии их развития. Раннее выявление дефектов обеспечивает существенную экономию вре-

мени и трудозатрат на проведение ремонтно-восстановительных работ и позволяет предотвратить возникновение аварийных ситуаций.

С целью достоверной оценки технического состояния генераторов и своевременного выявления повреждений специалистами ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС» разработан и внедрен комплекс профилактических мероприятий и специальных испытаний, обеспечивающий четкую локализацию выявляемых дефектов, а также ясное представление об объеме необходимых ремонтных мероприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов Д.В., Маслов В.В., Пикульский В.А., Поляков В.И., Поляков Ф.А., Худяков А.Н., Шандыбин М.И. Дефекты турбогенераторов и методы их диагностики на начальной стадии появления – Электрические станции, № 8, 2004 г.
2. Кислицкий Б.В., Маслов В.В., Могилов Г.К., Нецеевский А.Б. Результаты комплексных обследований технического состояния гидрогенераторов с большим сроком эксплуатации. Электрические станции, № 9, 2004 г.
3. Кузнецов Д.В. Исследование электромагнитных сил, действующих на стержни сердечника статора турбогенератора – Электричество, № 10, 2006 г.
4. Кузнецов Д.В., Поляков Ф.А., Шандыбин М.И. Выявление и устранение дефектов подвески сердечников статоров мощных турбогенераторов. Электрические станции, 2012 г. № 9, с. 55.
5. Львов Ю.Н., Шакарян Ю.Г., Поляков Ф.А., Самородов Ю.Н. О псевдодиагностике технического состояния электрооборудования – Энергетик, 2012, № 3.
6. Mamikonyants L.G., Pikulskiy V.A., Polyakov F.A. A1-211 Service life Prolongation and Reliability Increase of Long Operating Turbogenerators. Доклад на Сессии СИГРЭ, 2006 г.



Как повысить качество электроснабжения?

Как значительно сократить время ликвидации аварии в сетях 6-35 кВ?



реклама

ИНДИКАТОРЫ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ



Для монтажа в ячейку КРУ

Для монтажа на опору ЛЭП



Для монтажа на провод ЛЭП



МНПП АНТРАКС
www.antrax-energo.ru
+7 (499)681-01-09

www.antrax.pp
+7(495)991-12-30