

14. Григорьев А. В. ООО «ИТЦ УралЭнергоИнжиниринг». Вибрационный контроль состояния механической системы статоров турбогенераторов.

15. Гузеев А. Н. ООО «ДИАМЕХ 2000». Системы автоматизированной диагностики производства ООО «ДИАМЕХ 2000».

16. Митин Д. А. ООО НПП «ЭКРА». Мониторинг витковых замыканий обмотки ротора турбогенератора.

17. Голубев К. В. ЗАО «КРОК инкорпорейтед». Система автоматизированной интеллектуальной диагностики вращающихся машин на основе анализа спектра потребляемого тока.

18. Филиппов В. Н., Enrico Savorelli (Италия). Camlin Power Ltd (Северная Ирландия). Опыт управления парком турбогенераторов через мониторинг частичных разрядов и магнитного потока ротора.

19. Кравченко М. И. OMICRON electronics GmbH (Австрия). Опыт и особенности применения системы мониторинга ЧР в статоре генератора MONGEMO.

20. Marek Laudowicz (Польша). General Electric (США). Система мониторинга состояния генератора GHM.

21. Mladen Sasic. IRIS Power LP (Канада). Расширенный контроль турбогенераторов под рабочим напряжением: мониторинг изоляции статора и ротора, вибрации лобовой части и других параметров.

22. Ozren Oreskovic. VESKI D. O. O. (Хорватия). Система вибромониторинга CoDis для контроля состояния турбогенераторов.

23. Мухортов А. В. АО «ВНИИАЭС». О подходах к реализации программных комплексов предиктивной аналитики электротехнического оборудования в АО «Концерн Росэнергоатом».

24. Автухов Е. В. General Electric (США). Системы предиктивной аналитики и управления надёжностью. Лучшие мировые практики и опыт компаний GE.

25. Захаров О. Г., Клименко О. А. АО «Ротек». Мониторинг параметров и контроль технического состояния синхронных генераторов (Система ПРАНА).

26. Романов И. В. ООО «Ракурс-инжиниринг». Системы технологического контроля мониторинга и диагностики электрических машин.

27. Кулаков С. В. Siemens Digital Industries Software ООО «Сименс Индастри Софтвэр» / Модальный анализ лобовых частей турбогенератора для уточнения моделей предиктивной вибродиагностики.

28. Мисюрин С. Ю., Назолин А. Л. ФГАОУВО НИЯУ «МИФИ», ФГБУН «ИМАШ РАН». Математическое моделирование как составная часть диагностики вращающихся машин.

29. Лошаков А. Ю. ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин». Удалённый мониторинг ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» — основа для цифровизации генерирующего оборудования электростанций.

DOI: 10.34831/EP.2020.44.77.003

Непрерывный мониторинг состояния высоковольтных вращающихся машин

СЕЛИХАНОВИЧ А. В., ООО «БО-ЭНЕРГО», Москва

РУДЧЕНКО И. А., ООО «МТК Бизнес. Оптима», Москва; rudchenko@bo-energo.ru

ГУРЬЯНОВ П. А., АО «СибурТюменьГаз», г. Нижневартовск



A. V. Селиханович



I. A. Рудченко



P. A. Гурьянов

В обзоре представлены материалы докладов первой научно-технической конференции Национального исследовательского комитета А1 «Вращающиеся электрические машины» РНК СИГРЭ «Техническое диагностирование высоковольтных вращающихся машин. Предпосылки перехода на ремонт по реальному состоянию», связанных с мониторингом состояния высоковольтных вращающихся электрических машин и результатами промышленной эксплуатации систем мониторинга на предприятиях энергетики и нефтехимии.

Ключевые слова: частичный разряд, тренд ЧР, конфигурация датчиков ЧР, частотный диапазон, короткозамкнутые витки обмотки ротора, вибрация обмотки статора в лобовой части, обслуживание по реальному состоянию.

Расширенный контроль турбогенераторов под рабочим напряжением: мониторинг состояния изоляции статора и ротора и контроль вибрационных параметров [1]

Генератор — это сложный объект, к которому предъявляются высокие требования по надёжности эксплуатации. Конструктивные ошибки, плохое качество изготовления, неправильная эксплуатация и небрежное техническое обслуживание, действуя в tandemе с нагрузками, вызванными высокой температурой, постоянными вибрационными силами и факторами окружающей среды, могут ослабить электрические и механические свойства материалов и в конечном итоге привести к преждевременным отказам.

В докладе [1] рассматриваются механизмы старения и современные методы контроля трёх составных частей генератора: обмотки статора, обмотки ротора и лобовая часть статора.

Выбор аппаратуры оперативного контроля зависит от важности генератора, обычно с точки зрения затрат на недовыработку электроэнергии, ремонт и восстановление. Необходим правильный выбор датчиков, мест их установки, определение критериев состояния высоковольтной машины.

Контроль состояния изоляции обмотки статора.

Известно более десятка процессов разрушения с участием обмотки статора. Самые распространённые из них:

- термическое старение;
- циклические нагрузки;

- вибрация стержней в пазу;
- ухудшение качества полупроводящего покрытия;
- электрическая разрядность вследствие загрязнения;
- недостаточное расстояние между стержнями в лобовой части;
- некачественная пропитка стержней при изготовлении.

Микропустоты, которые образуются между слоями слюдяной бумаги в изоляции обмотки или небольшие промежутки между двумя изолированными проводниками, могут создавать частичный разряд (ЧР). Частичный разряд происходит при напряжённости электрического поля выше 3 кВ/мм.

Измерение ЧР в процессе работы — хорошо зарекомендовавший себя диагностический инструмент, используется на многих тысячах двигателей и генераторов для обнаружения проблем изоляции обмоток статора. Однако очень важно, чтобы измерительная система была способна отличать ЧР в обмотке статора от электромагнитного шума (ЭМШ). Ложная индикация может привести к неправильному заключению о состоянии статорной обмотки.

Для обеспечения надёжности и корректности измерений специалистами IRIS Power было разработано несколько способов, основанных на фундаментальном принципе измерения в СВЧ-диапазоне (рис. 1):

- измерение сигналов в частотном диапазоне, где соотношение сигнал/шум — оптимальное;

- стробирование (или блокирование) сигнала, когда возникновение ЭМШ известно и зафиксировано во времени;
- использование двух датчиков на фазу и реализация алгоритма «время прихода и направление» для отделения внешних возмущений от ЧР в обмотке, которое определяется относительным временем поступления сигнала на два датчика;

- анализ формы импульсов, для которых исследования показали, что импульсы ЧР обмотки статора имеют более короткое время нарастания и различные формы колебаний / затухания по сравнению с шумом.

Ёмкостный датчик 80 ПФ обеспечивает фильтр высоких частот с более низкой частотой среза около 40 МГц при -3 дБ . Форма волны импульса ЧР, улавливаемого из обмотки статора, рабо-

тающего в воздухе при атмосферном давлении, показана на рис. 2. Время нарастания импульса выборки составляет около 3 нс, что эквивалентно частотному содержанию до 100 МГц. Следовательно, ёмкостный датчик ЧР имеет очень низкий импеданс к высокочастотным импульсам ЧР, но он сильно ослабит электрический шум, большая часть которого ниже 20 МГц.

На рис. 3 показано, что импульс от электрической сети приходит к сетевому датчику *S* раньше, чем к машинному датчику *M*. Эта разница во времени зависит от расстояния между двумя датчиками и скорости импульса по токопроводу. Цифровая логика фиксирует относительное время поступления импульса и определяет его как исходящим от сети и, таким образом, относит его к возмущению. Подобным образом, импульс от обмотки статора классифицируется как ЧР, если машинный датчик зафиксирует импульс раньше, чем сетевой.

Левый график на рис. 4 показывает активность ЧР в обмотке статора, а правый график показывает возмущения от системы питания, определяемые фиксацией времени прибытия и направлением. Стандарт МЭК 60034-27-2 определяет требования к надёжности конденсаторных датчиков. Данные обычно отображаются относительно синусоиды переменного напряжения. Вертикальная ось — это величина ЧР в мВ, а горизонтальная — фазовый угол переменного напряжения 50 Гц. Цвет точек указывает на частоту следования импульсов ЧР.

Измерение в СВЧ-диапазоне делает возможной дальнейшую квалификацию сигналов ЧР путём анализа формы импульсов, поскольку высокочастотное содержание и формы сигналов импульсов в основном сохраняются и поэтому могут быть измерены.

Контроль состояния обмотки ротора — короткозамкнутые витки обмотки ротора

Короткое замыкание между витками в катушке является постоянной проблемой, которая не защищена релейной защитой. Повреждения изоляции витка могут быть вызваны следующими процессами:

- термическое разрушение в результате неудачного проектирования, перевозбуждения или неправильной эксплуатации;

- истирание корпусной изоляции под действием термических циклов;

- загрязнение меди.

В конечном итоге дисбаланс ротора приведёт к износу подшипников, вибрации и изгибу вала. На этом этапе станция несёт большие финансовые потери. Измерение магнитного потока в воздушном зазоре используется уже более 40 лет в качестве оперативного метода для обнаружения короткозамкнутых

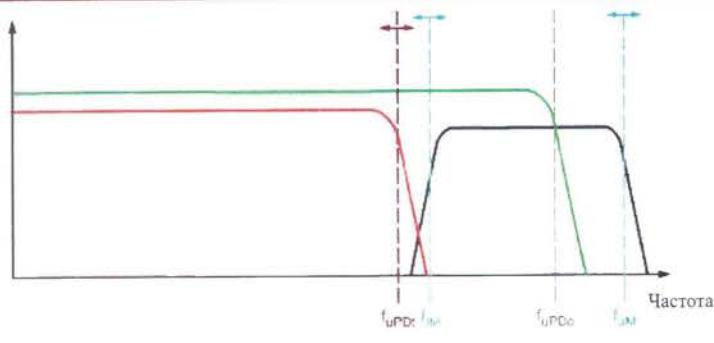


Рис. 1. Идеализированные частотные характеристики импульса ЧР в точке ЧР и на выводах машины для измерительной системы СВЧ-диапазона. ГОСТ IEC/TS 60034-27-2-2015

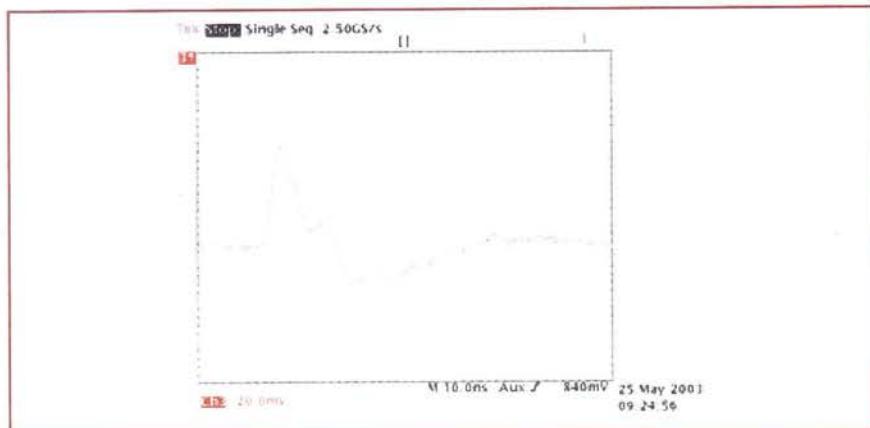


Рис. 2. Осциллографическое изображение одиночного импульса ЧР, измеренного ёмкостным датчиком 80 ПФ при сопротивлении 50 Ом. Деление вертикальной шкалы составляет 20 мВ, горизонтальной шкалы — 10 нс

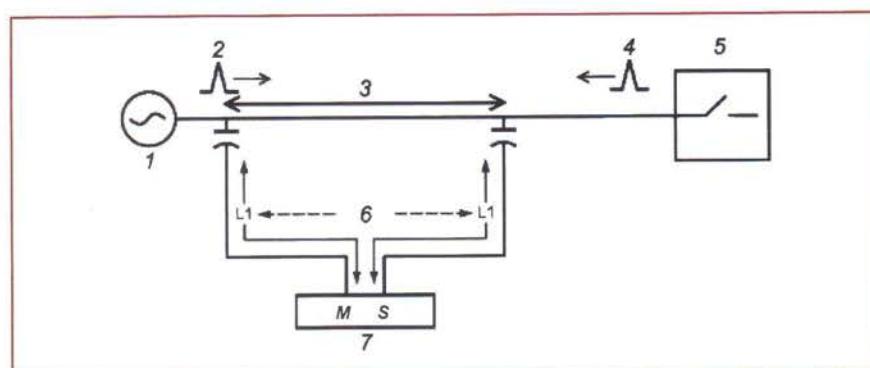


Рис. 3. Направленная конфигурация установки датчиков EMC 80 нФ:

I — двигатель или генератор; *2* — импульс от ЧР; *3* — запаздывание; *4* — импульс от внешнего шума; *5* — электрическая сеть; *6* — одинаковая длина; *7* — прибор для измерения ЧР; *M* — машинный датчик ЧР; *S* — сетевой датчик

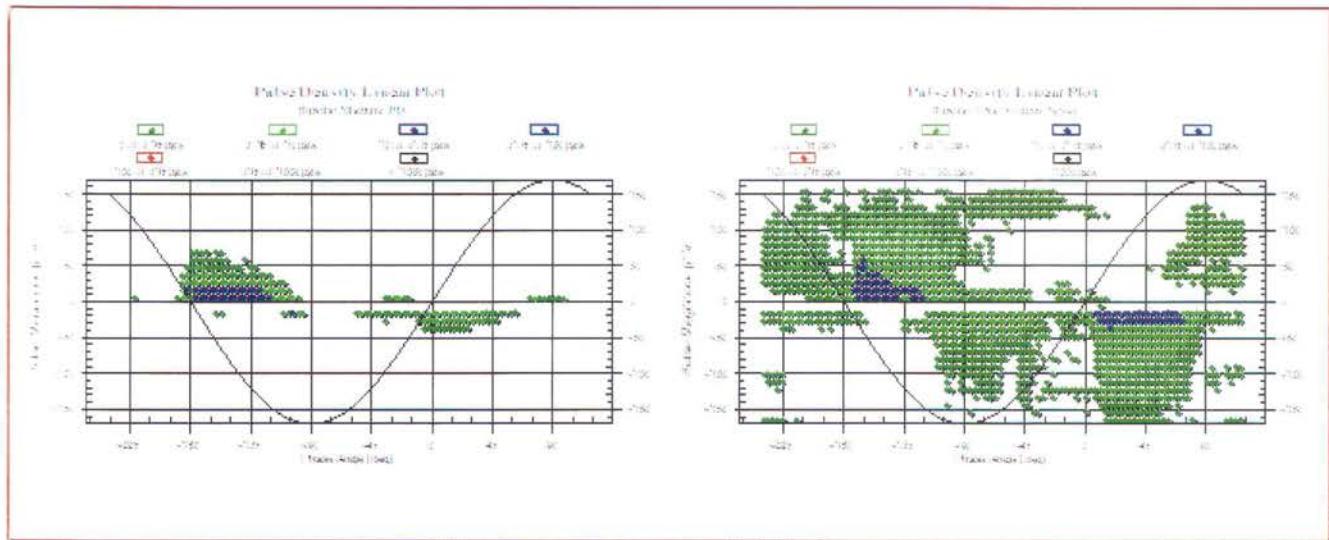


Рис. 4. Импульсы ЧР в 3D-визуализации

витков в роторах турбогенераторов (рис. 5). Датчик потока представляет собой небольшую катушку, установленную на клине статора или зубе сердечника и выступающую в воздушный зазор. Напряжение на выходе датчика индуцируется радиальным потоком течки, окружающим каждый паз в роторе. Сравнение осциллограмм потока противоположных полюсов позволяет определить количество закороченных витков и место расположения (паз). Уменьшенный поток в любой пазу указывает на меньшее число витков катушки (рис. 6).

Авторами [1] разработана технология, которая получила ряд преимуществ перед технологиями, применяемыми ранее:

- измерение главного магнитного потока и магнитного потока утечки в каждом пазу;
- установка датчика для большинства типов машин не требует вывода ротора;
- усовершенствованный новый алгоритм, основанный на значениях главного магнитного потока, что позволяет в большинстве случаев определить короткозамкнутые витки ротора без изменения нагрузки.

Контроль уровня вибрации лобовых частей (ВЛЧ) обмотки статора генератора

Корзина торцевой обмотки при нормальной работе подвергается воздействию высоких колебательных сил в ра-

диальном и тангенциальном направлениях при удвоенной частоте за счёт электрических токов, проходящих параллельно в соседних стержнях статора. В случае переходных процессов в энергосистеме эти силы могут быть умножены в 100 раз. Наличие высоких электромагнитных сил и высокого напряжения исключают выбор прочных металлических конструкций для фиксации стержней статора и ограничивают их чрезмерное перемещение.

Проблемы с вибрацией обмотки статора в лобовой части чаще встречаются на больших генераторах с особенно длинными свесами обмотки, которые не имеют достаточной опоры. Если какая-либо часть торцевой обмотки имеет собственную частоту, близкую к частоте вибрации, то реакция на смещение будет максимальной, и результат может быть катастрофическим. Следовательно, существует необходимость мониторинга вибрации при подозрении на наличие проблемы.

Ударные испытания в автономном режиме долгое время использовались для проверки собственных частот и определения возможного резонансного состояния. В другом случае лобовые части обмотки визуально проверяются на наличие признаков вибрации, таких как запыление и перемещение (сдвиги). Это может выявить некоторые повреждения, но не позволяет отследить ухудшение ситуации. Кроме того, в обоих случаях испытания проводятся при отсутствии механических сил, возникающих при эксплуатации. Оба этих метода требуют остановки и частичного демонтажа генератора.

Контроль виброперемещения с помощью акселерометров, смонтированных на лобовых частях обмотки, обеспечивает прямую индикацию состояния опорной конструкции при её ослаблении. Поскольку число мест, которые бу-

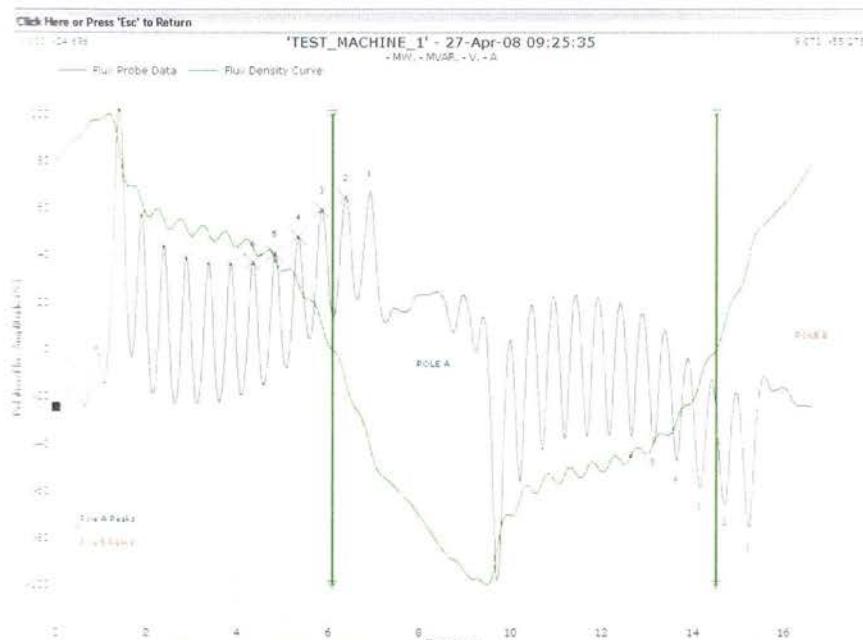


Рис. 5. Пример измерения магнитного потока обмотки ротора генератора

дут контролироваться, ограничено числом датчиков, испытания на удар следует проводить в автономном режиме для определения компонентов, которые могут выбирать больше всего во время работы. Учитывая, что акселерометры располагаются там, где существует высокое напряжение и сильные магнитные поля, выбор типа акселерометра имеет важное значение. Обычный пьезоэлектрический датчик может нарушить электрический зазор в обмотке и привести к частичному разряду.

В настоящее время используются оптоволоконные акселерометры (рис. 7), так как они невосприимчивы к электрическим и магнитным полям, присущим в лобовых частях высоковольтной обмотки статора. С помощью современной волоконно-оптической технологии можно собирать больше данных в более широком диапазоне частот. При этом оцениваются не только данные о перемещение, но и выброскость и ускорение лобовых частей генератора.

Интегрированная платформа

Старение компонентов генератора, как правило, представляет собой медленный процесс, в котором время между изменением состояния и отказом может занять несколько лет. В принципе, периодические измерения могут быть достаточными для обнаружения проблемы. Однако непрерывная, автоматизированная и полностью интегрированная система мониторинга имеет гораздо больше преимуществ:

- Персонал, занимающийся эксплуатацией и обслуживанием оборудования, испытывает всё возрастающую рабочую нагрузку. Интегрированные системы мониторинга позволяют проводить непрерывные измерения, экономя время и расходы на отправку повреждённого оборудования на завод-изготовитель, что особенно эффективно для удалённых объектов или регионов с суровым климатом.

- При эксплуатации на состояние контролируемых параметров часто влияют температура обмоток, нагрузка генератора, напряжение и ток, и т. д. Автоматическая система мониторинга позволяет учитывать изменения в технологических режимах, регулярно обновляя и сохраняя данные по измеряемым параметрам и условиям эксплуатации генератора. Тогда тренды и любые изменения могут коррелироваться с рабочим состоянием генератора для обоснованного подтверждения дефекта или отклонением колебаний от первоначальных значений, вызванных другими факторами.

- Сбор данных при различных условиях эксплуатации полезен в процессе интерпретации данных. Например, измерение ЧР статора позволит подтвердить ослабление обмотки в лобовых частях путём сравнения величин ЧР при полной и частичной нагрузке. При более высокой нагрузке электромагнитные силы на обмотку увеличиваются и пропорциональны нагрузке, поэтому значение ЧР увеличиваются при большей вибрации обмотки в пазах. Такой встроенный автоматический монитор предоставляет инженерам по техническому обслуживанию исчезающие данные и полную картину состояния генератора при использовании собранных таким образом данных.

- Единая база данных, единая структура базы данных и один протокол упрощают работу с разнообразным пользовательским интерфейсом, форматами данных и коммуникационными свойствами нескольких независимых систем.

- Экспертные системы или интеллектуальное программное обеспечение могут быть использованы для сопоставления данных от различных датчиков на одной платформе. Интегрированная система мониторинга состояния может расширить возможности диагностики при использовании более сложных типов измерений, таких как ЧР, магнитного потока ротора и ВЛЧ обмотки, путём комплексной обработки различных данных. Интегрированная платформа будет подтверждать диагностику неисправностей с учётом данных от нескольких измерительных систем для обеспечения совместного подхода к обслуживанию на основе технического состояния оборудования.

Интегрированная платформа для сбора данных с различных датчиков мо-

жет быть использована для контроля и оценки состояния статора и ротора. Для каждого контролируемого генератора требуется один блок сбора данных (DAU), который должен быть установлен снаружи машины и рядом с датчиками. Коаксиальные и оптоволоконные кабели соединяют датчики с блоком сбора данных. Датчик подаёт сигнал тревоги, если значение измеряемого параметра превышает уставку для текущих условий эксплуатации машины. Ethernet-связь используется для подключения DAU к локальной сети пользователя для конфигурирования и загрузки данных. Таким образом, персонал в удалённых офисах может удобно определять или изменять условия срабатывания и уровни предупреждений, а также загружать результаты тестов для отображения и анализа. Программное обеспечение также является единой платформой для определения состояния генератора, конфигурации датчиков, загрузки данных и анализа данных. Общая база данных архивирует данные всех технологий вместе с соответствующими операционными данными. Инженеры могут просматривать долгосрочные и краткосрочные тенденции, сравнивать данные и проводить детальный анализ для оценки состояния генератора. Типичная блок-схема компоновки системы показана на рис. 8.

Используя такую платформу, часто можно предсказать «ожидаемые» значения для датчиков на основе математических моделей параметров машины. Полученные прогнозируемые значения затем можно сравнить с фактическими измеренными значениями и отклонениями, проанализированными в целях выявления режимов отказа. Например, прогноз ВЛЧ обмотки статора можно сделать на основании тока статора и температуры обмотки генератора. Если температура постоянна, то для вычисления силы между двумя токоведущими проводами можно использовать закон Ампера, который напрямую связан с вибрацией. Эта связь с собранными данными показана на рис. 9.

После калибровки по базовым данным, любое изменение тока может быть использовано для оценки ожидаемой ВЛЧ обмотки и любого отклонения от неё, которое может быть связано с изменением в опорных конструкциях торцевой обмотки. Для многих датчиков уровни предупреждений могут существенно отличаться в зависимости от режима работы генератора.

Оценка системы изоляции статора генератора улучшается за счёт доступа к обширной статистической базе данных о ЧР. Коллективный опыт и результаты, обобщённые в статистических таблицах, могут быть использованы для автоматической настройки уровней предупреждений, тем самым обеспечивая объективную информацию для



Рис. 6. Анализ данных магнитного потока с указанием закороченных витков обмотки ротора генератора



Рис. 7. Пример монтажа акселерометра в лобовой части статора генератора

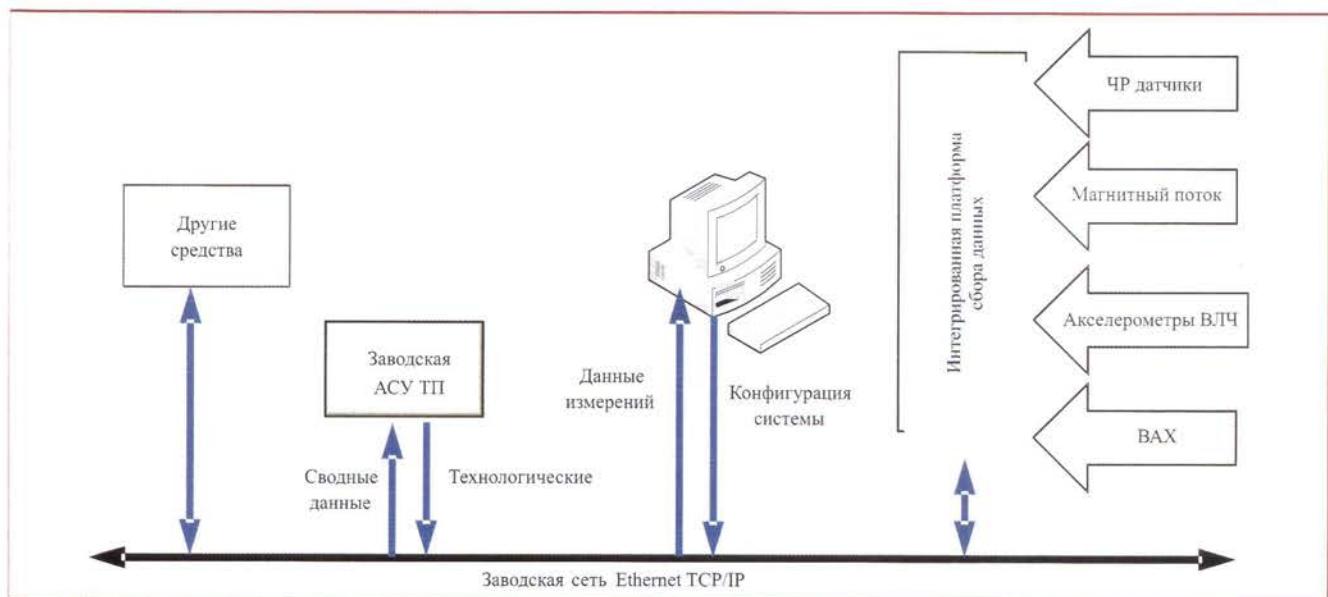


Рис. 8. Блок-схема компоновки системы мониторинга

интерпретации состояния изоляции. Интеллектуальные триггеры используются для сохранения данных при различных нагрузках генератора и температурных режимах обмоток, а также в соответствии с поведением ЧР.

Для синхронизации положения вала при различных нагрузках во время измерений используется датчик фазоотметчик. Данное устройство позволяет упростить работу по интерпретации данных и выполнить достоверный анализ результатов.

Данные о ВЛЧ обмотки непрерывно регистрируются с акселерометрами, а также конфигурируются в установки предупредительной сигнализации в случае превышения допустимых значений. При дополнительном вводе показаний нагрузки генератора значения вибропреремещений могут быть скорректированы для устранения влияния нагрузки на полученные данные. Функциональные

возможности анализа позволяют отображать вибропреремещение, вибrosкорость и ускорение в выбранных частотных диапазонах.

Для интеграции с другими системами через заводскую информационную сеть используется протокол Modbus (Ethernet). Он обеспечивает интерфейс со сторонними приложениями и добавляет возможность получать данные о рабочем состоянии оборудования, такие как активная и реактивная мощность, напряжение статора, температуры обмоток и давление водорода от локальной системы АСУ ТП станции. Такая двусторонняя передача данных обеспечивает общую среду для измерения ЧР, магнитного потока и ВЛЧ обмотки, а также повышает ценность трендов данных.

Практический пример. Независимая электроэнергетическая компания в Северной Америке эксплуатирует ТЭС с ПГУ и использует комбинированную

систему мониторинга изоляции обмоток статора (ЧР), короткозамкнутых обмоток полюсов ротора (магнитный поток), ВЛЧ обмоток и напряжения вала на трёх генераторах станции. Внедрение системы оказалось успешным, так как на двухполюсном генераторе газовой турбины мощностью 260 МВт с воздушным охлаждением и номинальным напряжением статора 21 кВ было обнаружено ослабление крепления лобовой части обмотки.

В июне 2012 г. данные, полученные в ходе ударных испытаний в автономном режиме, не выявили никаких критических собственных частот, близких к 120 Гц (рис. 10). На лобовых частях обмотки генератора были установлены акселерометры для периодического мониторинга в рамках программы мониторинга на основе состояния.

В августе 2014 г. периодические измерения ВЛЧ обмотки показали ступенчатое изменение (рис. 11). Перемещение превысило стандартный для данной машины аварийный уровень 250 мкм или 10 милс пик-пик в соответствие с рекомендациями IEEE 1129.

Персонал станции дополнительно установил модуль ВЛЧ обмотки в существующий контроллер мониторинга и отменил полугодовой периодический контроль. Данные о вибрации отслеживались и пересматривались чаще до следующего запланированного отключения в марте 2015 г.

В ходе визуального осмотра были обнаружены ослабления опорных блоков и пыль в нескольких местах (рис. 12). Ещё одно ударное испытание в автономном режиме было проведено для определения изменения конструктивных свойств лобовых частей обмотки. Оно показало, что смещение достигало $0,5 \text{ м}^2/\text{Н}$ или $0,2 \text{ г}/\text{фунт}$ при

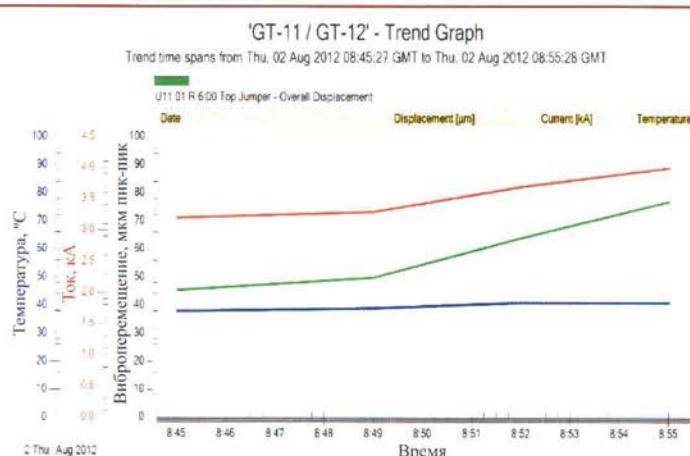


Рис. 9. Тренды значений вибрации, температуры лобовой части, тока статора во времени

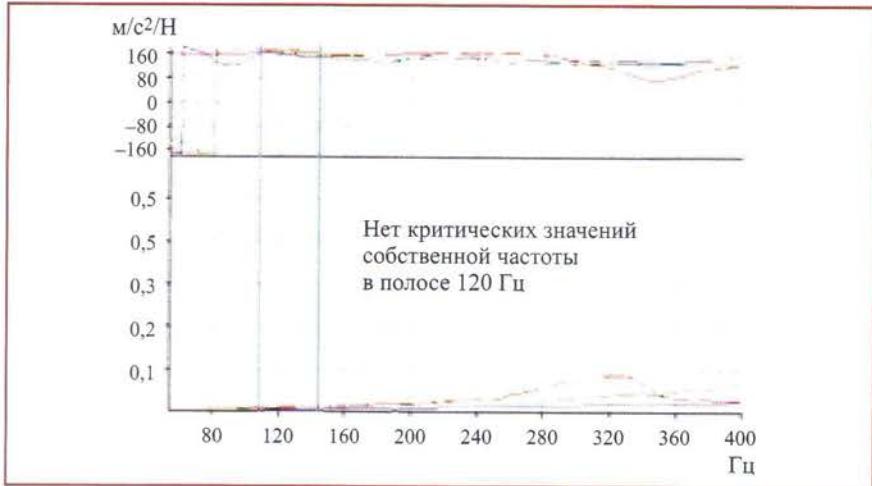


Рис. 10. Результаты ударного теста лобовых частей обмотки генератора в июне 2012 г.

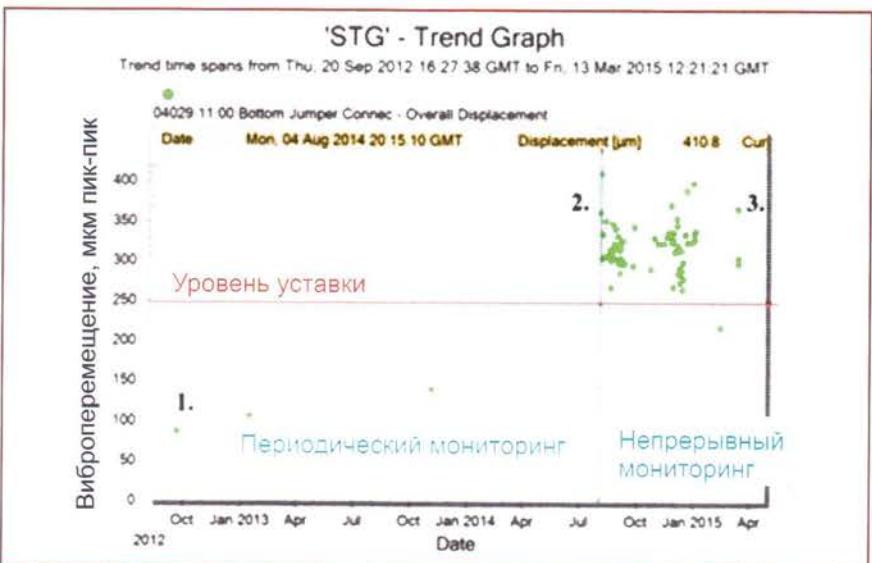


Рис. 11. Непрерывный тренд вибропрелемещения лобовой части обмотки генератора (позиция около 11 ч статора)

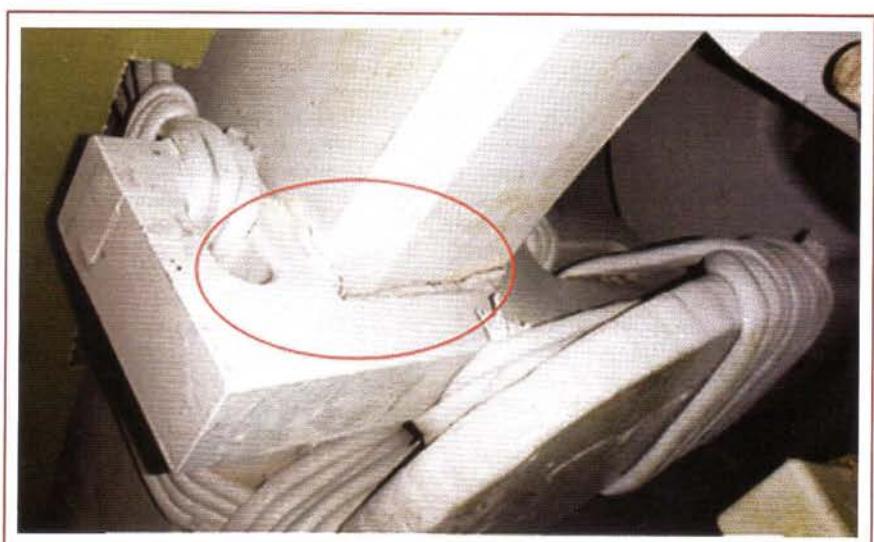


Рис. 12. Запылённость и ослабление одного из опорных блоков

критических собственных частотах вблизи 120 Гц (рис. 13). Мониторинг продолжался до тех пор, пока не были проведены плановые ремонтные работы.

Контроль вибрационных параметров генератора [2]

В докладе [2] описана система непрерывного мониторинга, установленная на электростанциях, которая осуществляет постоянный контроль за эксплуатацией врачающегося оборудования и является важным шагом на пути к прогнозированию срока службы и готовности оборудования.

Современные системы мониторинга объединяют в себе мониторинг вибрации, воздушного зазора, магнитного потока, а также контроль электрических (тока, напряжения) и технологических параметров (температуры, давления, расхода и т. д.). Система должна проводить непрерывный векторный расчёт, трендовый анализ и создание базы данных всех измеренных параметров. Существенная и хорошо структурированная база данных — ключ к созданию точной и достоверной диагностической платформы.

Система CoDiS разработана специально для реализации непрерывного онлайн-мониторинга состояния генераторов и электродвигателей. Возможности системы позволяют интегрировать различные технологии мониторинга (например, вибрации, воздушный зазор, магнитное поле, гидравлические величины, электрические и технологические параметры) в единую платформу и одну базу данных.

Система CoDiS отвечает соответствующим отраслевым стандартам, таким как ISO 20816-5, ISO 17359 и СТО РусГидро 02.02.106–2017, и использует диагностические процедуры, предписанные стандартом ISO 13373-7.

Диагностические инструменты, встроенные в графический интерфейс, позволяют глубоко понять поведение машины, коррелируя различные сигналы на одном участке, например, орбиту вала и положение оси вала в клиренсе подшипника или форму статора и ротора с расчётом эксцентриситета орбиты ротора.

Решение CoDiS обеспечивает максимальную эффективность в диагностике машины и планировании технического обслуживания по состоянию.

Диагностика состояния изоляции высоковольтных электродвигателей АО «СибурТюменьГаз» с применением стационарной системы контроля IRIS Power [3]

АО «СибурТюменьГаз» объединяет газоперерабатывающие мощности СИБУРа по приёму и переработке по-путного нефтяного газа на территории

Западной Сибири. Дешёвая стоимость электроэнергии в СССР обусловила архитектуру производства газоперерабатывающих заводов применением значительного количества высоковольтных электродвигателей, являющихся приводами компрессоров. Время шло, и к на-

стоящему возрасту эксплуатируемых электродвигателей приблизился к весьма солидному.

Предпосылки перехода на обслуживание по реальному состоянию. Расчётным периодом эксплуатации электродвигателей заводы-изготовители обо-

значают 20 лет, но стоит ли руководствоваться этим параметром, если практика показывает, что его фактический ресурс значительно выше при соблюдении ключевых условий (температура, количество пусков с холодного и горячего состояний). На рис. 14 приведён расчётный и фактический (типичный) ресурс эксплуатации электродвигателей на объектах СибурТюменьГаза.

На основании представленного графика видно, насколько эффективнее можно использовать ресурс оборудования. Но как определить максимальный возраст эксплуатации конкретного электродвигателя? Зачастую мы не имеем технологического резерва, а величина упущеного маржинального дохода может быть сопоставима со стоимостью самого электродвигателя.

Практика показывает, что до 90 % электрических машин выходят из строя по причине пробоя изоляции. Соответственно её качество и является основным фактором, определяющим фактический срок эксплуатации машины, а контроль состояния — достоверным инструментом для принятия решений о необходимости замены или капитального ремонта электродвигателя. Так на типовой диаграмме зависимости числа отказов электродвигателя от времени эксплуатации появляется дополнительная линия — тренд старения изоляции, измеряемый уровнем развития ЧР.

Диагностирование состояния изоляции с применением стационарной системы контроля IRIS Power. Основным условием эффективного применения диагностической системы контроля ЧР является возможность мониторинга работающего оборудования, а ключевым моментом — наличие персонала, умеющего грамотно анализировать полученную информацию.

На основании опыта эксплуатации системы (в том числе с потерей оборудования) специалистами СибурТюменьГаз были определены следующие ключевые признаки перехода состояния изоляции в зону риска:

- рост уровня ЧР в два и более раз за период времени не более 6 мес;
- появление ярко выраженной сезонной зависимости состояния изоляции от влажности окружающей среды (колебания уровня ЧР в 1,5 и более раз за год);
- несколько уровней контроля абсолютного значения ЧР.

Безусловным признаком принятия решения об отправке электродвигателя в капитальный ремонт является рост уровня ЧР в два и более раз за период времени не более 6 мес. Наличие остальных признаков, как самостоятельно, так и в какой-либо комбинации, также — достаточное условие для принятия решения о замене электродвигателя (отправке в капитальный ремонт), однако окончательное решение принимает от-

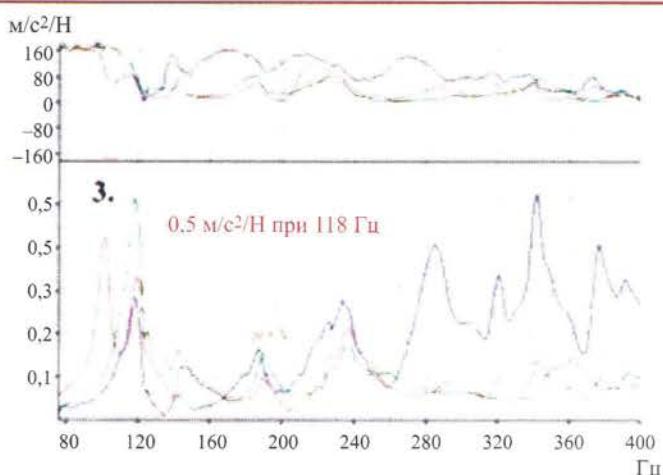


Рис. 13. Результаты повторного ударного испытания лобовых частей обмотки генератора в марте 2015 г.

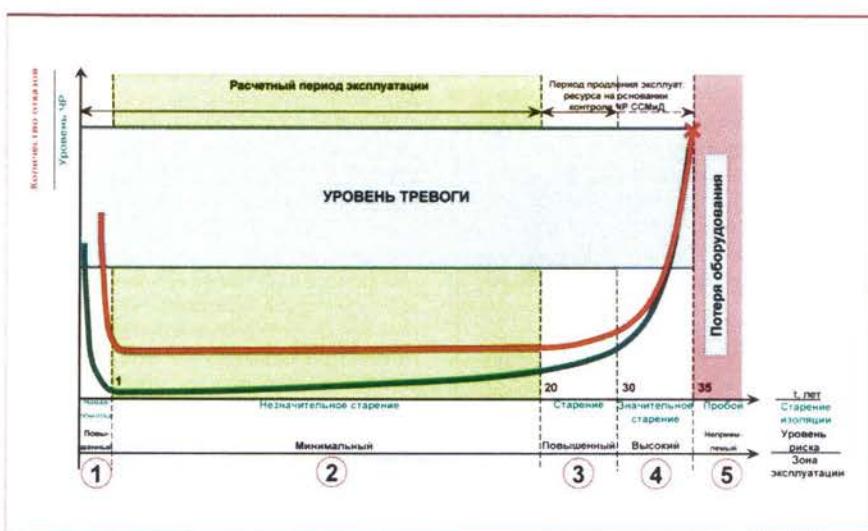


Рис. 14. Расчётный и фактический ресурс высоковольтного электродвигателя

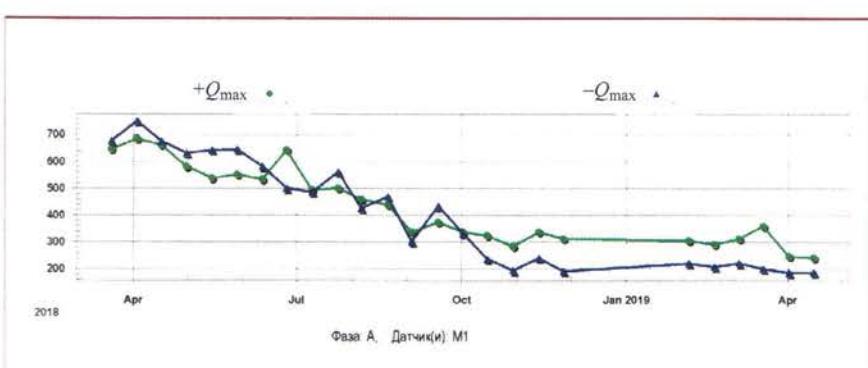


Рис. 15. Типичный тренд ЧР в электродвигателе после капитального ремонта с заменой обмотки

Зона эксплуатации	Уровень риска	Общая характеристика
1 (0 – 1 год)	Повышенный	Период эксплуатации электродвигателя, характеризуемый, как правило, высокими значениями амплитуды импульсов ЧР и возможными отказами оборудования, обусловленными приработкой
2 (1 – 20 лет)	Минимальный	Расчётный период эксплуатации электродвигателя. Зона стабильных характеристик электродвигателя
3 (20 – 30 лет)	Повышенный	Период эксплуатации, характерный повышенным уровнем риска, обусловленного неизбежным старением изоляции. Эксплуатация электродвигателя допустима при непрерывном контроле ЧР стационарной системой диагностики. Выявление дефекта изоляции в данной зоне, как правило, позволяет спрогнозировать развитие дефекта до неприемлемого уровня с опережением 0,5 года и возможность плановой замены оборудования из АТЗ. По окончании периода (30 лет эксплуатации) электродвигатель должен быть заменён независимо от показаний системы контроля ЧР
4 (30 – 35 лет)	Высокий	Зона высокого риска, где контроль состояния изоляции уже не может быть эффективным, время развития дефекта непредсказуемо. Эксплуатация оборудования в данной зоне допускается только по письменному указанию главного инженера и при наличии технологического резерва
5 (35 лет)	Неприемлемый	—

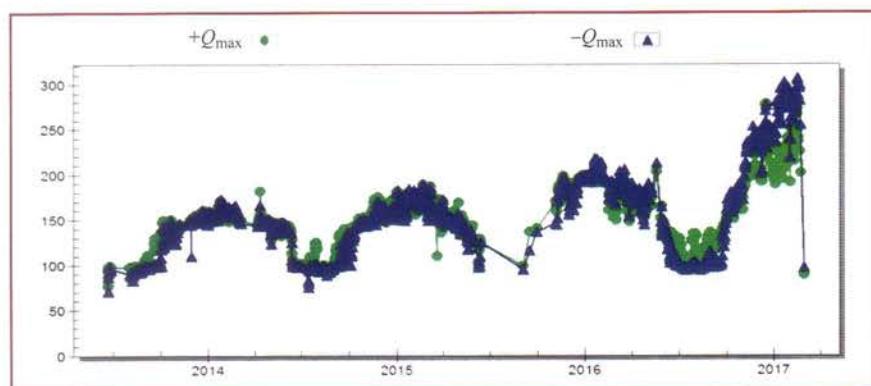


Рис. 16. Сезонные колебания ЧР

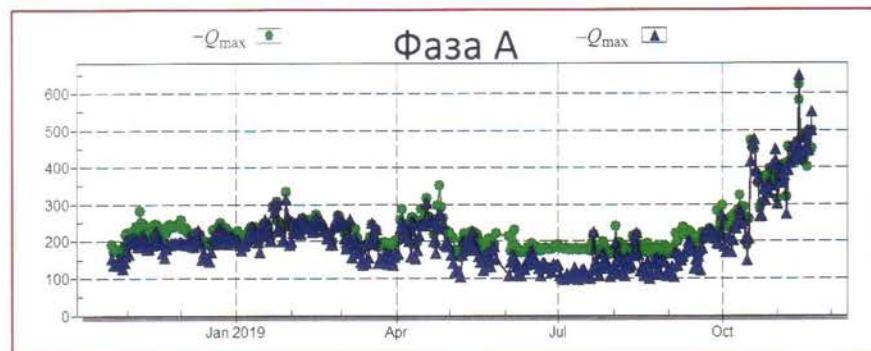


Рис. 17. Тренд аварийного электродвигателя

ветственным за электрохозяйство акционерного общества по представлению ответственных за электрохозяйство структурных подразделений.

Пример реальных трендов ЧР

1. Типичный тренд ЧР у электродвигателя, прошедшего капитальный ремонт с заменой обмотки показан на (рис. 15).

Амплитуда импульсов ЧР на прошедшем капитальном ремонте с заменой обмотки электродвигателе находится на уровне «высокий», но в течение 6 – 12 мес. с начала эксплуатации снижается до значения «низкий», а сам тренд стабилизируется.

2. Тренд аварийного электродвигателя (решение о своевременной заме-

не электродвигателя не принято, электродвигатель вышел из строя аварийно). С сентября 2016 г. амплитуда импульсов ЧР стремительно растёт и увеличивается в 3 раза за 6 мес.

На диаграмме (рис. 16) отчётливо видны сезонные колебания уровня ЧР

с 2014 г. Уровень ЧР растёт в осенне-зимний период и снижается в летний.

3. Тренд аварийного электродвигателя (решение о замене электродвигателя принято своевременно) показан на (рис. 17).

С сентября месяца амплитуда импульсов ЧР стремительно растёт и увеличивается в 4 раза за 3 мес.

На диаграмме отчётливо видно сезонное колебание уровня ЧР.

Эксплуатация электродвигателя на основании показаний системы IRIS Power. В целях формирования нормативно-технической документации, способствующей переходу на ремонт по фактическому состоянию, энергетиками АО «СибурТюменьГаз», ООО «ТЭСС Сибирь», при участии специалистов ООО «МТК Бизнес. Оптима» и ООО «ПО «Электромашин» разработана методика диагностирования технического состояния изоляции высоковольтных электродвигателей. Ряд её положений основан на применении описанных выше методов контроля ЧР. Сам жизненный цикл эксплуатации электродвигателей разбивается на пять зон, которым соответствует свой уровень риска.

Перспективы развития систем диагностики. Ниже представлена сравнительная таблица текущего положения и желаемая перспектива развития систем диагностики.

В российских компаниях ситуация с переходом на ремонт по реальному состоянию зачастую характеризуется подменой понятий ремонта по фактическому состоянию и работой на отказ. При этом существует и будет сохраняться устойчивый мировой тренд перехода на ремонт электродвигателей по техническому состоянию. Имеющийся опыт диагностирования электрических ма-

Текущая ситуация	Перспектива
Низкая оснащённость оборудования перспективными средствами диагностики (например, ЧР)	Оснащение значительного количества оборудования перспективными средствами диагностики
Крайне малая архивная база фиксации отказов системами контроля	Организация площадок обмена информацией, формирование центров компетенций
«Ручной» анализ показаний имеющихся диагностических комплексов	Введение/разработка математических моделей автоматизированного принятия решений

шин перспективными системами в стране чинично мал и для обеспечения «прорыва» необходима координирующая роль государства в организации площадок обмена информацией, стимулирования науки.

Оценка технического состояния турбогенераторов. Контроль статорной обмотки по уровню частичных разрядов.
ООО Инженерный центр «Энергопрогресс» [4]

Инженерный центр «Энергопрогресс» поделился опытом оценки технического состояния турбогенераторов и результатами контроля состояния статорной обмотки по уровню ЧР на базе собственного многолетнего опыта, начиная с 2008 г.

Для контроля за состоянием статорных обмоток высоковольтных вращающихся электрических машин (ВВЭМ) компания давно и эффективно использует систему мониторинга производства компании IRIS Power LP (Канада).

Диагностика генераторов проводится в режиме реального времени на работающих генераторах, сигналы регистрируются установленными на токопроводах ёмкостными датчиками при помощи переносного прибора TGA-BP.

В 2008 г. совместно с компанией «МТК Бизнес. Оптима» (подразделение ООО «БО-ЭНЕРГО») и при участии специалиста из Канады на Казанской ТЭЦ-3 установлен первый комплект датчиков на генератор типа ТВФ-63 напряжением 6,3 кВ для измерения уровня ЧР. В последующем году на этой же станции установлены ещё два комплекта датчиков на два других генератора с напряжением статорных обмоток 6,3 и 10,5 кВ.

В 2009 г. на Казанской ТЭЦ-2 ИЦ «Энергопрогресс» уже самостоятельно установил три комплекта датчиков.

Следующей станцией, оснастившей свои генераторы данной системой мониторинга, стала Заинская ГРЭС. Однинадцать комплектов датчиков установлено на генераторы типа ТВВ-320 и напряжением 15,75 кВ.

В 2012 г. территория генераторов, оснащённая данной системой мониторинга, приросла за счёт Башкирской генерирующей компании.

Последующим этапом стало оснащение гидрогенераторов Нижнекамской ГЭС, которое продолжается и по настоящее время.

Сотрудниками ИЦ «Энергопрогресс» ежегодно обследуется более 40 генераторов как в Республике Татарстан, так и за её пределами. Анализируя результаты измерений, удаётся локализовать и выявить причину возникновения ЧР в обмотке статора, что позволяет эксплуатирующей организации не допустить аварийного останова генератора. В 2019 г. в результате проведённого



Рис. 18. Динамика развития ЧР фазы В статорной обмотки генератора с 2012 по 2018 гг.

обследования обмотки статора ТГВ-200М комплексом TGA-BP удалось выявить динамично развивающийся дефект на одной из фаз, тем самым предотвратить аварию турбогенератора.

Генератор контролировался с момента установки на него данной системы. В 2018 г. на фазе В были зарегистрированы значительные уровни ЧР. Динамика развития и распределения ЧР на фазе В за 2018 г. представлена на рис. 18 и рис. 19.

На основании проведённого анализа предположили, что главный источник разрядности — классический ЧР в пазовой части обмотки (фазовые углы 45° и 225°). Предположительное место локализации — фазы А и В. Ещё одним источником ЧР является разряд из открытой дуги или короны (90° и 270°), например, вдоль колцевой шины или сильно повреждённого участка между полупроводящим и выравнивающими покрытиями.

Было принято решение провести капитальный ремонт генератора в 2019 г. с выемкой ротора. Измерения показали, что сопротивление изоляции и коэф-

фициент абсорбции на фазе В очень низкие.

При испытаниях обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением:

- на фазе В при напряжении 14,1 кВ через 30 с произошёл разряд в любой части со стороны щёточного аппарата на расстоянии менее 300 мм от пазовой части стержня;
- на фазе С при подъёме напряжения до 30 кВ произошёл разряд в любой части со стороны турбины, наблюдалось резкое возрастание тока утечки до 1000 мА.

Уже на разобранным генераторе при проведении визуально-инструментального обследования были обнаружены:

- 1) подвижность межслойевых колодок привела к массовой подвижности бандажных вязок в эвальвенте (рис. 20);
- 2) повреждение изоляции нижнего стержня фазы В межслойевыми колодками (рис. 21);
- 3) повреждение покровной ленты и начало истирания изоляции верхних стержней, вынутых из паза при обсле-

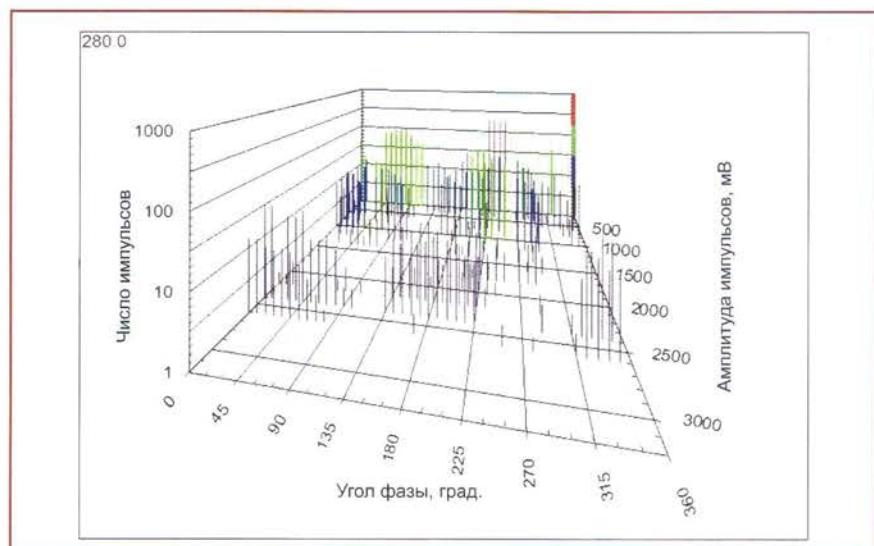


Рис. 19. Распределение ЧР фазы В статорной обмотки генератора

довании повреждённого стержня (рис. 22);

4) повреждение изоляции стержня посторонним предметом (рис. 23);

5) истирание изоляции стержня 11Н со стороны возбудителя межслойевой колодкой (рис. 24);

6) смятие и истирание изоляции стержня 16Н со стороны возбудителя межслойевой колодкой (рис. 25).

На работающем генераторе после проведённого капитального ремонта генератора (вынимали и восстанавливали корпусную изоляцию нижнего стержня фазы В) были вновь выполнены замеры активности ЧР и определено, что уровень ЧР на фазе В после капитального ремонта значительно снизился (рис. 26).

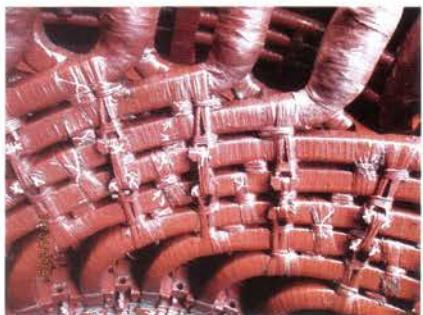


Рис. 20. Массовая подвижность бандажных вязок в эвальенте



Рис. 21. Повреждение изоляции нижнего стержня фазы В межслойевыми колодками



Рис. 22. Повреждение покровной ленты и начало истирания изоляции верхних стержней, вынутых из паза при обследовании повреждённого стержня



Рис. 23. Повреждение изоляции стержня посторонним предметом



Рис. 24. Истирание изоляции стержня 11Н со стороны возбудителя межслойевой колодкой

Опыт эксплуатации систем диагностики частичных разрядов гидроагрегата Загорской ГАЭС, Филиал ПАО «РусГидро» — Загорская ГАЭС [5]

В 2008 г. гидрогенератор Загорской ГАЭС был оснащён системой мониторинга состояния изоляции обмотки статора методом ЧР в процессе эксплуатации (IRIS Power). По результатам первоначальных испытаний было определено, что активность ЧР в изоляции статорной обмотки была не очень высокой. Однако такую оценку сделали без учёта присутствия очень сильных внешних шумов. Уровень этого шума (20 000 мВ и более в диапазоне рабочей частоты) мешал корректному приёму импульсов ЧР в изоляции обмотки (имевших значительно меньшую амплитуду).

Наличие источника высокой разрядности, зафиксированного системой мониторинга нельзя игнорировать по двум причинам. Во-первых, такому источнику, даже расположенному за пределами обмотки и находящемуся в подключённой «системе», нельзя не предавать значения просто вследствие его большой амплитуды. Высокие значения ЧР однозначно указывали на наличие неисправности, тем более что источник находился в одной фазе, а его амплитуда свидетельствовала о вероятной неисправности какого-то компонента. Во-вторых, очень большая амплитуда



Рис. 25. Смятие и истирание изоляции стержня 16Н со стороны возбудителя межслойевой колодкой

шума настолько снижала эффективность методов подавления и учёта шумов, что ухудшалась способность точного измерения сигналов и выработки сводных данных для определения тенденции активности источников ЧР в обмотке. Поскольку источник шума присутствовал в течение некоторого времени, то было принято решение попытаться его локализовать.

Также были принятые меры для расширения генератора. Запитав его от внешнего испытательного источника, попытались измерить и локализовать источники ЧР. Испытания проводили при различных условиях для выявления зон образования ЧР. Запитав статорную обмотку через нейтральную точку и измеряя ЧР на линейных выводах, под-



Рис. 26. Динамика развития ЧР фазы В статорной обмотки с 2012 по 2019 гг.

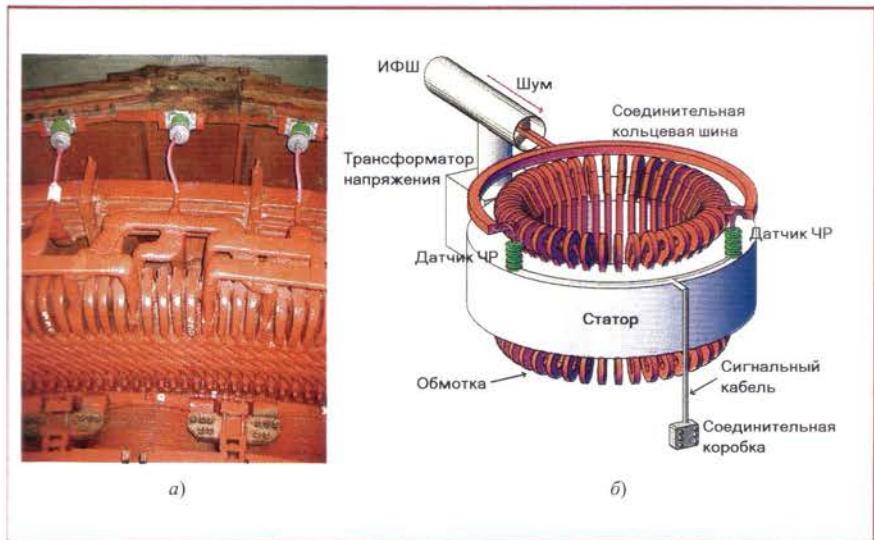


Рис. 27. Пример дифференциальной установки датчиков ЕМС на гидрогенераторе ГД-4:
а — место подключения датчика к кольцевой шине статора; б — схема установки датчика.

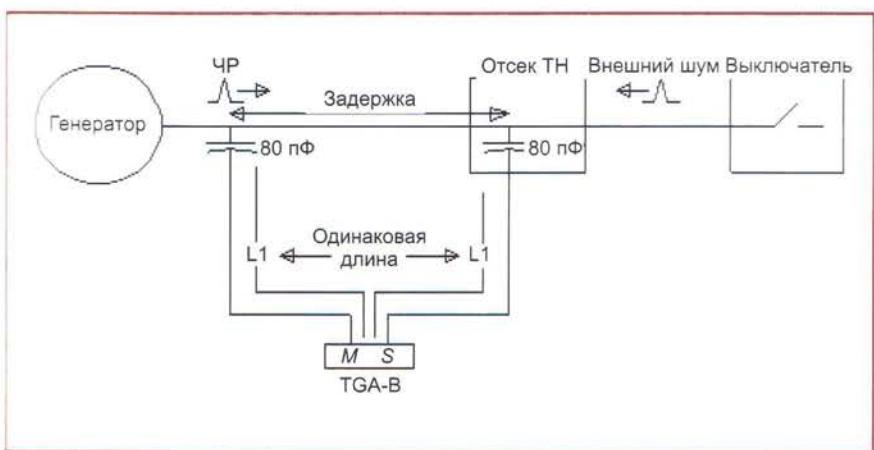


Рис. 28. Направленная конфигурация датчиков ЕМС, которая была использована для измерения ЧР в автономном режиме

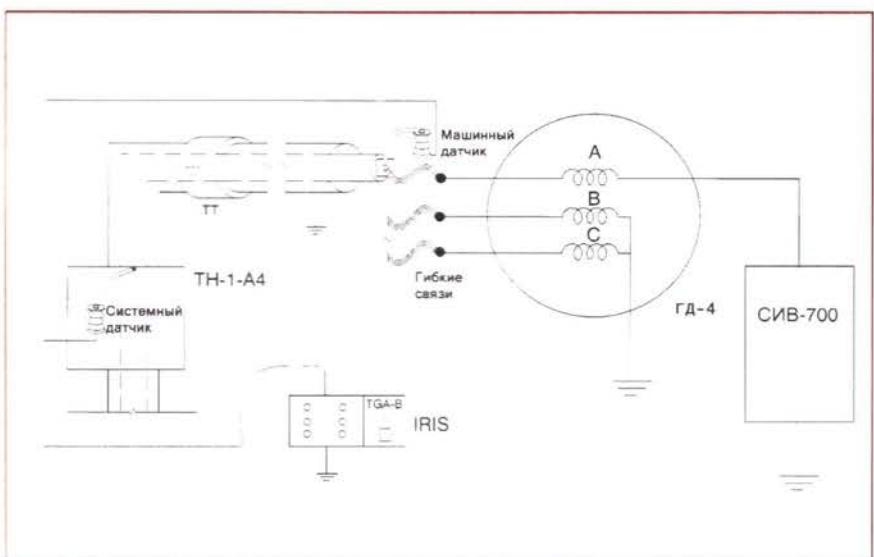


Рис. 29. Схема автономного испытания с временными шинными датчиками, подключёнными к фазе А

твёрждено, что в фазе С, как и при испытаниях в процессе эксплуатации, наблюдалась повышенные уровни шума уже при напряжении 4 кВ. При этом условие испытания было следующее: изолированная фазная шина (ИФШ) была подключена к выводам генератора и находилась под напряжением также как и фаза на участке до выключателя агрегата.

Когда гибкие связи ИФШ на выводах генератора были отсоединенны, при напряжении 4 кВ в фазе С отсутствовали поддающиеся измерению ЧР в обмотке и отсутствовал «шум». Таким образом, было подтверждено, что источник находится в ИФШ как первоначально и предполагалось на основании данных измерений, полученных в процессе эксплуатации. Поскольку датчики ЧР, встроенные в гидрогенераторы, рассчитаны на отделение внешнего шума, но не могут локализовать его источник, были временно установлены «шинные» датчики как показано на рис. 28.

В ходе автономного испытания два переносных ёмкостных датчика 80 пФ были установлены в канале ИФШ последовательно для каждой фазы, и выполнена серия испытаний для определения направления импульсов с высокой амплитудой и местоположения разрядов. Испытуемая фаза запитывалась со стороны нейтрали статорной обмотки фазы А, и использовалась способность прибора ЧР в такой конфигурации распознавать импульсы, полученные с разных направлений.

В такой конфигурации испытания (рис. 29) машинный датчик был подключен к имеющемуся болту гибких связей выводов генератора, а системный датчик установлен вблизи трансформаторов напряжения (ТН) — примерно на расстоянии 10 м вдоль шины от машинного датчика. При таком расположении датчиков импульсы, поступающие от статорной обмотки, должны восприниматься как ЧР в машине, а импульсы, поступающие от источников за пределами и машинного, и системного датчика, должны восприниматься как общий шум системы.

Все испытания для фазы С проводились при напряжении 4 кВ. Результаты, приведённые на рис. 30 показывают наличие источника очень мощных разрядов (~15 000 мВ) на расстоянии около 5 м от выводов машины. Это — зона трансформаторов тока, расположенных внутри кожуха шины в районе главных выводов агрегата 9 (рис. 31).

Необходимо обратить внимание на переход от «промежуточного» шума к машинному при времени задержки, равном примерно 8 нс. Это означает, что источник ЧР находится примерно на равном расстоянии между двумя датчиками.

При плановой остановке генератора в ремонт проведена замена повреж-

Operating Load: N/A, Reactive Load: N/A, Operating Asset Temp: N/A, Operating Voltage: 560 kV
 Operating Gas Pressure: N/A, Ambient Temp: N/A, Ambient Humidity: N/A, Freq (Test Duration): 50 Hz, 1 sec

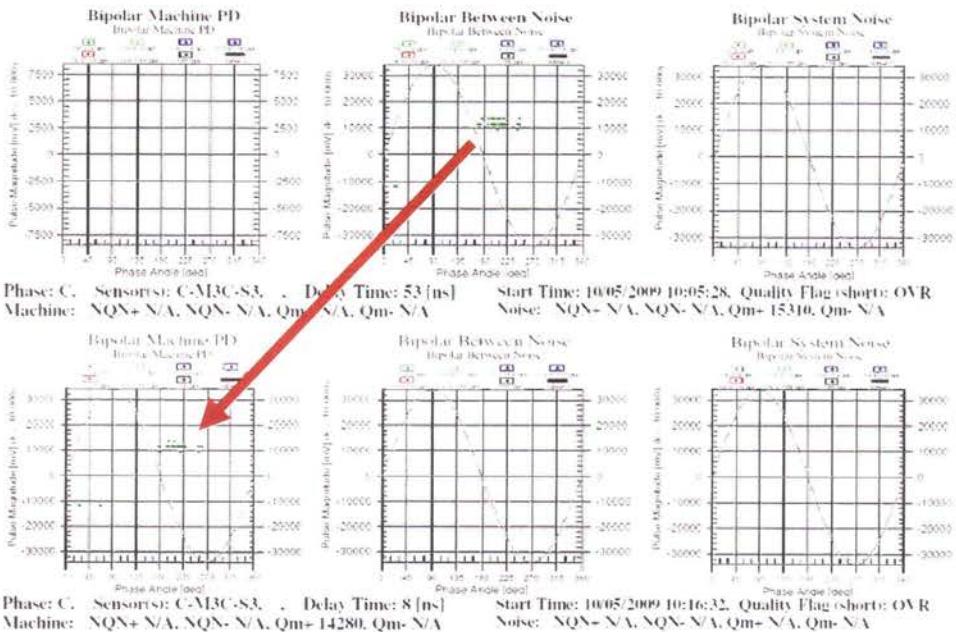


Рис. 30. Результаты измерений ЧР для фазы С



Рис. 31. Месторасположение трансформаторов тока для фазы С, где были зафиксированы наиболее сильные разряды

дённого трансформатора тока фазы С (рис. 32).

Специалисты станции измерили уровень ЧР на ГД-4. На рис. 33 и 34 приведено сравнение результатов измерений уровня шумов, проведённых до и после замены ТТ фазы С.

В результате проведённых испытаний сделаны следующие выводы:

- Подтверждена эффективность применения оборудования IRIS для выявления дефектов в статорной обмотке гидрогенератора на ранней стадии их возникновения.

- Заменой трансформатора тока фазы С устранён источник высокой разрядности, обнаруженный благодаря установленному оборудованию IRIS Power, что подтвердили последующие проведённые измерения.

- Специалисты филиала ПАО «РусГидро» – «Загорская ГАЭС» используют

стационарную систему мониторинга частичных разрядов для контроля статорной обмотки ГД-4 в процессе работы. Полученные данные позволяют определить степень износа изоляции, оценить риск пробоя и своевременно спланировать ТОиР.

Интерпретация результатов мониторинга состояния обмотки статора с применением отраслевых стандартов [6]

В настоящее время, в условиях перехода РФ к цифровой экономике, всеобщей автоматизации и модернизации энергетики, компания «БО-ЭНЕРГО» разработала программно-технический комплекс (ПТК) предиктивной аналити-

ки «Звезда» с функцией интегральной оценки состояния электродвигателей по ключевым параметрам. Программно-технический комплекс «Звезда» успешно апробирован на предприятиях России. В перспективе планируется разработка модели ПТК для генераторов. В докладе [6] рассмотрены нормативные основы измерений ЧР в изоляции обмотки статора и принципы определения типа дефектов в соответствии с ГОСТ 60034-27-2-2015 «Измерение частичных разрядов на изоляции статорной обмотки включённых в сеть вращающихся электрических машин» и ГОСТ 20958-2015 «Сигнатурный анализ электрических сигналов трёхфазного асинхронного двигателя». Также

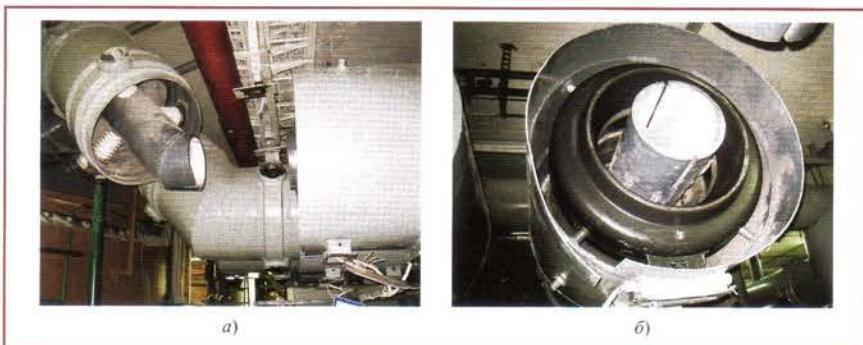


Рис. 32. Замена трансформатора тока:

а – демонтированный кожух токопровода со стороны главных выводов гидроагрегата ГД-4; б – повреждённый трансформатор тока

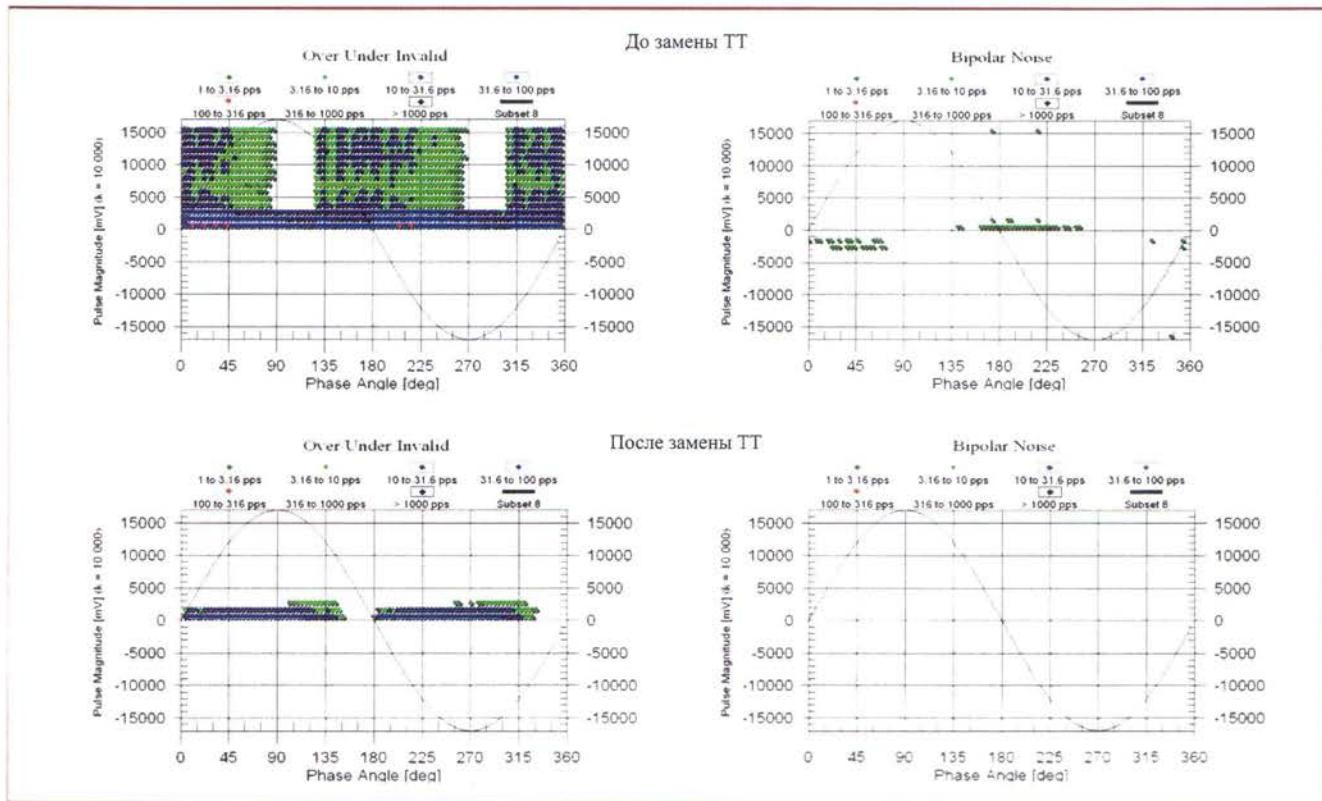


Рис. 33. Измерение уровня ЧР (графики 3D) ГД-4 до и после замены трансформатора тока фазы С

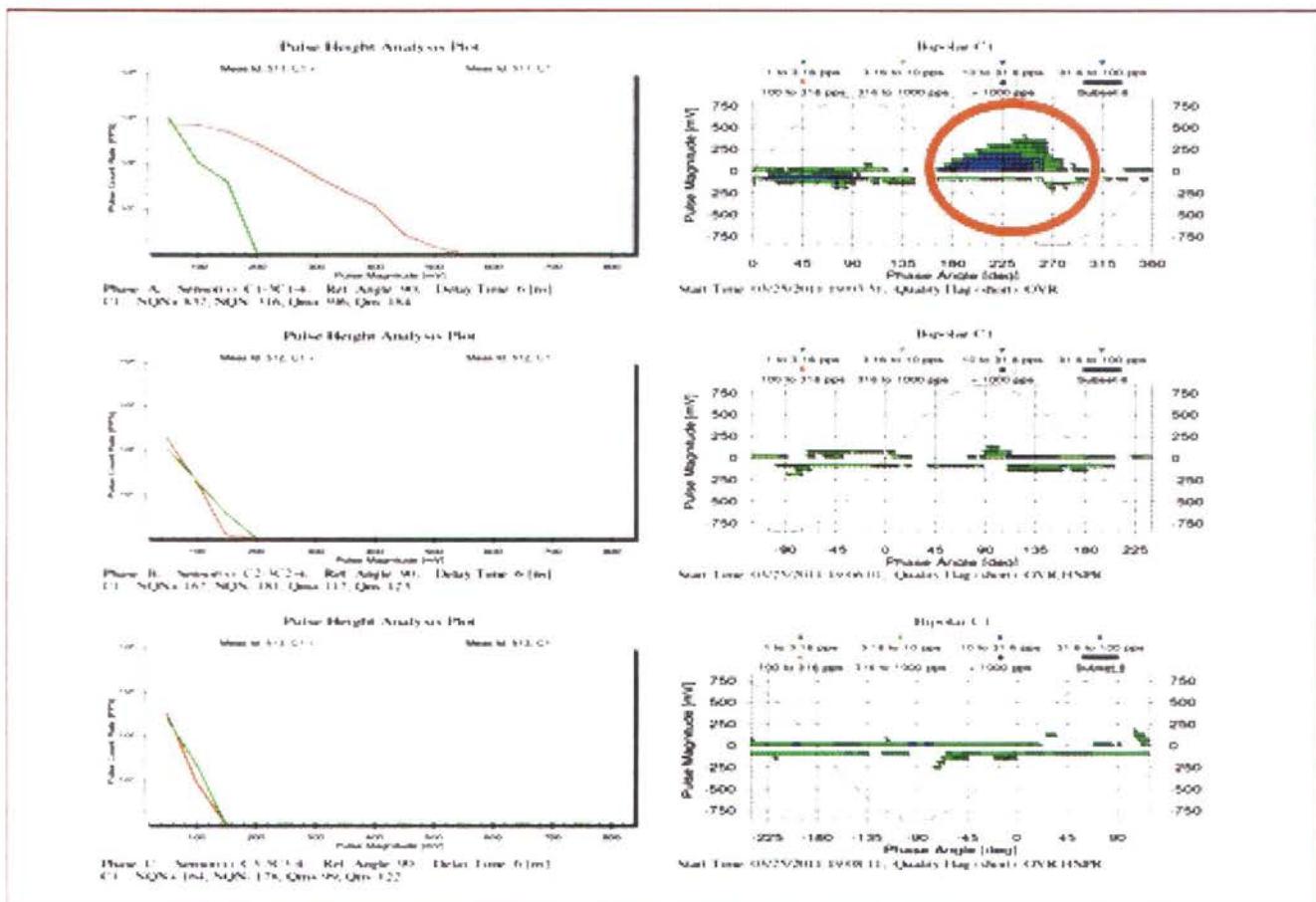


Рис. 34. Пример измерения уровня ЧР на ГД-4 после замены трансформатора тока

представлен практический опыт применения системы мониторинга частичных разрядов на базе технологии IRIS Power.

Выводы

1. Представленные материалы докладов освещали практическое применение инновационных технологий с демонстрацией достигнутых результатов, что свидетельствует о возможности перехода на обслуживание высоковольтных вращающихся электрических машин по техническому состоянию.

2. При разработке критерии оценки технического состояния высоковольтных вращающихся электрических машин целесообразно учитывать имеющийся практический опыт.

3. При создании классификатора дефектов генераторов использовать наряду с уже зарекомендовавшими себя методами также инновационные разработки последних лет (ЧР, вибрация лобовой части, магнитный поток ротора и др.).

4. Очевидна актуальность практического использования автоматизированных систем определения технического состояния (АСТС) вращающихся высоковольтных электрических машин отечественной разработки.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Mladen Sasic. IRIS Power LP, Канада. Расширенный контроль турбогенераторов под рабочим напряжением: мониторинг изоляции статора и ротора, вибрации лобовой части и других параметров.

2. Ozren Oreskovich. VESKI D. O. O., Хорватия. Системы выбромониторинга CoDis для контроля состояния турбогенераторов.

3. Гурьянов П. А., АО «СибурТюменьГаз». Коновалов С. В., Белозерный ГПК, АО «СибурТюменьГаз». Диагностика состояния изоляции высоковольтных электродвигателей АО «СибурТюменьГаз» с применением стационарной системы контроля IRIS.

4. Солин В. А. ООО ИЦ «Энергопрогресс». Оценка технического состояния турбогенераторов. Контроль статорной обмотки по уровню частичных разрядов.

5. Шарко А. В., Силаев А. А., Филиал ПАО «РусГидро» — «Загорская ГАЭС». Опыт эксплуатации системы диагностики частичных разрядов гидроагрегата Загорской ГАЭС.

6. Рудченко И. А. ООО «МТК Бизнес. Оптима». Интерпретация результатов мониторинга состояния изоляции обмотки статора с применением отраслевых стандартов.

DOI: 10.34831/EP.2020.19.14.004

Ремонт по состоянию. Современные методы диагностики турбогенераторов

РОМАНОВ И. В.

ООО «Ракурс-инжиниринг»

198515, Санкт-Петербург, Стрельна, ул. Связи, 30А

info@rakurs.com

Проанализированы вопросы перехода производителей электрической энергии на ремонт по состоянию. Рассмотрены минимальные условия и ключевые этапы, которые делают такой переход возможным с практической точки зрения. Особое внимание уделено качественным измерениям как основе диагностики состояния оборудования. Приведён пример современной системы мониторинга и диагностики, размещаемой на корпусе турбогенератора. Выделены важнейшие преимущества диагностических систем, использующих искусственные нейронные сети. Описан программный блок расчёта остаточного ресурса оборудования. Представлен пример практической реализации диагностических систем на основе машинного обучения искусственных нейронных сетей ООО «Ракурс-инжиниринг». Сделан вывод о наибольшей перспективности диагностических систем, использующих комбинацию диагностических методов, позволяющих определять как заранее известные, так и неизвестные дефекты, а также рассчитывать остаточный ресурс оборудования.

Ключевые слова: ремонт по состоянию, диагностика, остаточный ресурс, искусственная нейронная сеть, ИНС, экспертные алгоритмы, машинное обучение.

В настоящее время производители электрической энергии столкнулись с необходимостью сочетания задач повышения собственной эффективности и обеспечения надёжного и бесперебойного снабжения потребителей. В основе их успешного решения лежит надлежащая работа основного оборудования станций, позволяющая компетентно планировать расходы на ремонт, с одной стороны, и избегать внеплановых отключений оборудования, с другой.

В данной статье рассматриваются различные подходы и методы, позволяющие приблизиться к решению указанных задач.

Состояние вопроса

Современный уровень развития программных и технических средств открывает новые возможности для анализа и диагностики оборудования, в частности, мощных турбогенераторов ГЭС, ТЭЦ и АЭС. Точная диагностика, в свою очередь, позволяет повысить надёжность и эффективность энергооборудования. Прикладное применение нашли диагностические системы, использующие нейронные сети¹, работающие

в комплексе с алгоритмами², созданными экспертами. Новейшие цифровые технологии способствуют внедрению риск-ориентированного управления на объектах энергетики.

Условия перехода на ремонт оборудования по состоянию

Ремонт по состоянию³ — один из способов сделать эксплуатацию оборудования более предсказуемой и экономичной, рассматривается как способ уменьшения риска наступления отказов, аварий и снижения затрат на плановые ремонты. Ремонты по состоянию являются более эффективным в сравнении с плановыми. Причина заключается в том, что срок ремонта привязан к реальному состоянию оборудования, а не к календарному сроку. В результате исключаются избыточные ранние ремонты и ремонты по фактам аварийных остановов оборудования.

Переход к ремонту по состоянию требует чётких ответов минимум на два вопроса:

— характеристика текущего состояния, наличие скрытых неполадок, зарождающихся дефектов;

¹ Искусственная нейронная сеть представляет собой систему соединённых и взаимодействующих между собой простых процессоров (искусственных нейронов). Такие процессоры обычно довольно просты (особенно в сравнении с процессорами, используемыми в персональных компьютерах). Каждый процессор подобной сети имеет дело только с сигналами, которые он периодически получает, и сигналами, которые он периодически посыпает другим процессорам. И, тем не менее, будучи соединёнными в достаточно большую сеть с управляемым взаимодействием, такие по отдельности простые процессоры вместе способны выполнять довольно сложные задачи.

² Экспертные алгоритмы — алгоритмы, разработанные специалистами в области производства и эксплуатации оборудования.

³ Ремонт по состоянию — экспертным путём или с помощью измерителей, установленных на оборудовании, проводится оценка состояния оборудования. На основании такой оценки делается прогноз, когда данное оборудование надо выводить в ремонт. Плюсы этого вида обслуживания — его себестоимость меньше, а готовность оборудования к выполнению производственных программ достаточно высока.