



Современные тенденции и вопросы диагностики электрооборудования

Выпуск от 15 марта 2021 года

В выпуске рубрики «Современные тенденции и вопросы диагностики электрооборудования» специалисты ООО «БО-Энерго» подготовили обзор актуальных публикаций, которые касаются инновационных разработок и новых технологий в области мониторинга и диагностики электрооборудования. В данном выпуске даны обзоры статей и докладов на следующие темы:

1. [Опыт установки системы СВЧ-мониторинга ЧР в кабельных линиях](#)
2. [Контроль распределения вибрации трансформатора для определения механических дефектов обмотки](#)
3. [Определение наличия короткозамкнутых витков обмотки ротора больших гидрогенераторов](#)
4. [Метод определения короткозамкнутых витков обмотки возбуждения явнополюсных синхронных генераторов](#)
5. [IoT-платформа для мониторинга состояния асинхронных двигателей](#)
6. [Метод онлайн-диагностики трансформатора по электрическим параметрам данным температуры](#)
7. [Способ диагностики состояния турбогенераторов при помощи расширенной взвешенной нейронной сети](#)
8. [Опыт вибродиагностики насосов рециркуляции теплоносителя АЭС](#)
9. [Метод расчёта индекса состояния и уровня риска повреждения КРУЭ, работающих в тропических условиях](#)
10. [Распознавание импульсов ЧР в кабельных муфтах при помощи разнонаправленных ВЧТТ и вейвлет-преобразований](#)
11. [Модель оценки степени развития дефекта и остаточного срока службы подшипников ветрогенератора](#)
12. [Метод аналитического определения приоритета обслуживания элементов гидрогенератора](#)

Подписывайтесь также на наш [Телеграм](#) или [Твиттер](#) или используйте [электронную почту](#) для связи.

Опыт установки системы СВЧ-мониторинга ЧР в кабельных линиях

Источник: Michał Konarski, Paweł Wegierek. Pilot implementation of the on-line partial discharge monitoring system for heads of the high voltage cable lines. *Metrology and measurement systems*. Vol. 27 (2020) no. 2, pp. 373–382

<http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-7f8bff56-308e-4476-b397-a96acfb6a709>

Группа авторов из Люблинского технологического университета в Польше поделилась собственным опытом внедрения системы мониторинга ЧР в кабельных линиях, реализующей нетрадиционный метод измерения. Статья авторов была опубликована в издании *Metrology and Measurement Systems* в 2020 году.

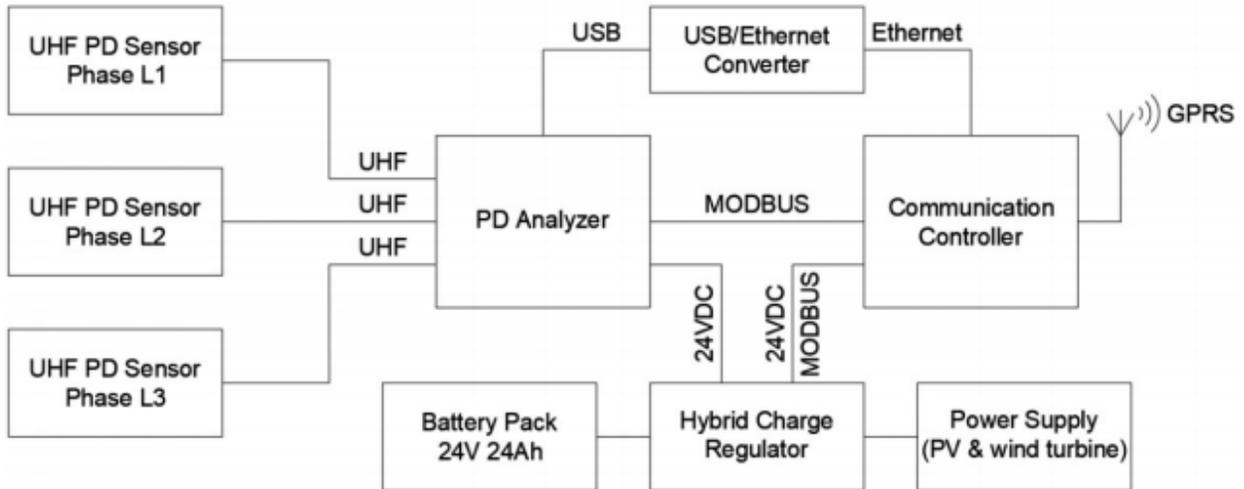
Система была установлена на воздушную кабельную линию 110 кВ длиной 740 метров. Один конец линии переходит в соседнюю линию, другой конец подключен к трансформатору электрической подстанции. Активность ЧР регистрируется в СВЧ-диапазоне при помощи измерительных конденсаторов, устанавливаемых с двух концов линии. Использовались конденсаторы модели LDWS-T от компании Doble. Вид конденсатора показан на изображении ниже.



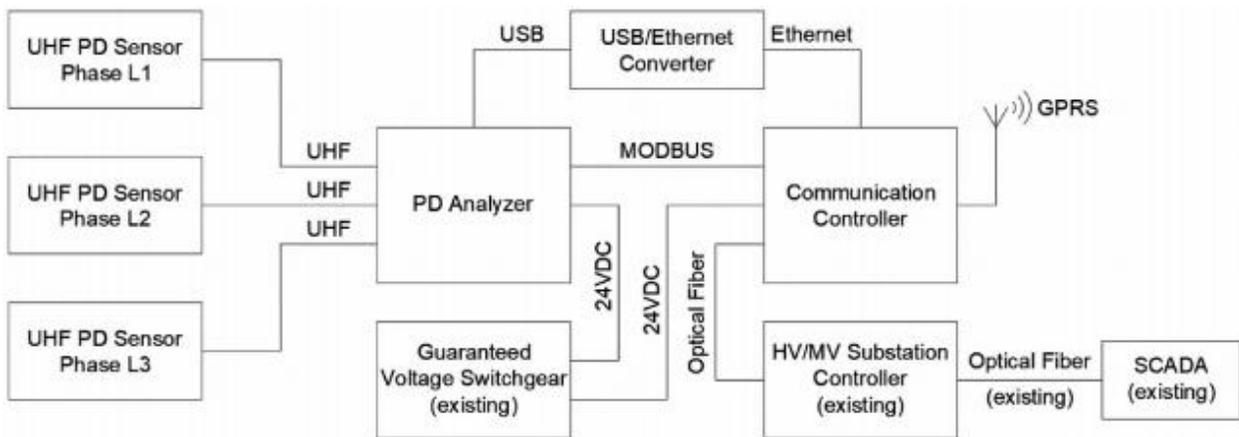
Измерительный конденсатор LDWS-T: слева – общий вид, справа – установленный на конце линии

Регистрируемые при помощи конденсаторов данные активности ЧР оцифровывались анализаторами ЧР типа NDB PD и передавались в диспетчерский пункт по проводному каналу связи при помощи контроллера связи Elkomtech Ex-MST2 или по беспроводному каналу при помощи контроллера связи Ex-BRG3. Измерительный комплект, установленный на конце линии со стороны следующей линии был дополнительно снабжён комплектом солнечных батарей с аккумулятором и контролером заряда для обеспечения электропитания при отсутствии централизованного питания. Комплект, установленный на стороне подстанции, питался от системы собственных нужд подстанции.

Структурные схемы обоих измерительных комплектов показаны ниже.

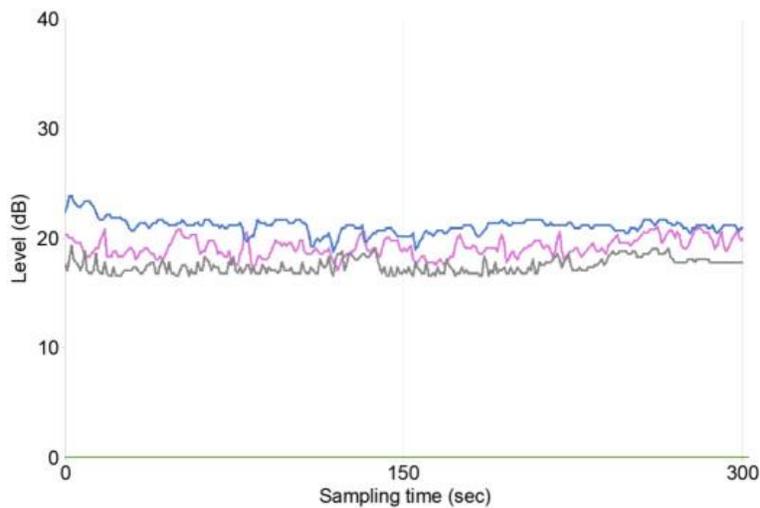


Структурная схема измерительного комплекта со стороны следующей линии



Структурная схема измерительного комплекта со стороны подстанции

Пример данных, записанных системой, показан ниже.



Пример данных, записанных системой. Показаны уровни ЧР трёх фаз линии

В настоящее время система находится в опытной эксплуатации. По информации авторов, разработанная система является первой системой онлайн-мониторинга активности ЧР в кабелях, установленной в Польше.

Контроль распределения вибрации трансформатора для определения механических дефектов обмотки

Источник: Y. Shi, s. ji, F. ZHANG, Y. Dang and L. Zhu, "Application of Operating Deflection Shapes to the Vibration-based Mechanical Condition Monitoring of Power Transformer Windings," in IEEE Transactions on Power Delivery, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3021909.

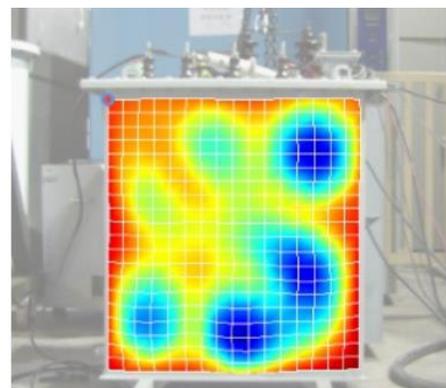
<https://ieeexplore.ieee.org/document/9186650>

Группа исследователей из Китая предложила способ определения наличия механических дефектов силового трансформатора по распределению вибрации по поверхности бака трансформатора. Соответствующая статья была опубликована в IEEE Transactions on Power Delivery в сентябре 2020 года.

Предложенный метод основывается на том, что переменное магнитное поле обмоток трансформатора будет вызывать вибрацию механических элементов трансформатора. При возникновении и развитии механических дефектов обмоток распределение магнитного поля будет меняться, что будет приводить к изменению характеристик вибрации. Используя распределение вибрации по поверхности бака трансформатора в бездефектном режиме в качестве референсных, можно сопоставлять с ними характеристики вибрации трансформатора в разных режимах. По значительному отклонению текущих характеристик вибрации от референсных можно делать вывод о наличии дефекта.

Измерительная система, реализующая метод, состояла и сканирующего виброметра Polytec PSV-500, датчика напряжения и системы сбора данных. Виброметр измерял картину распределения вибрации на одной из сторон трансформатора, датчик напряжения использовался для синхронизации измерений распределений вибрации с разных сторон по фазе напряжения трансформатора.

Лабораторные испытания метода были проведены на трансформаторе 693/400 В 50 кВА. Изображение виброметра и измеренное при помощи него распределение вибрации по одной из сторон показано ниже.

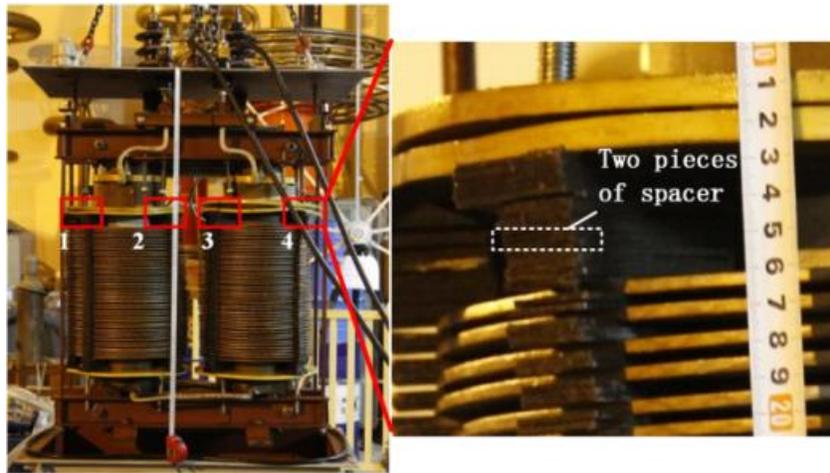


Виброметр и измеренная картина вибрации

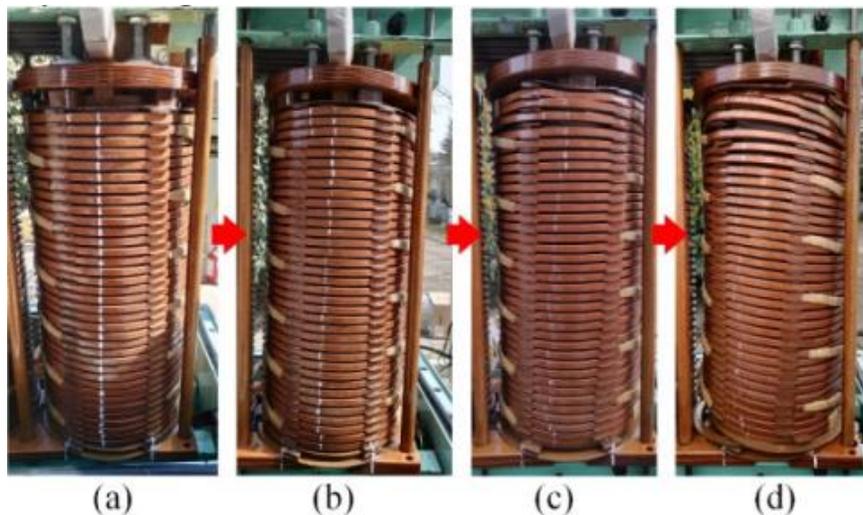
Для определения характеристик вибрации исследователи использовали метод гистограммы направленных градиентов, который преобразовывал записанное распределение вибрации в набор характеризующих её характерных градиентов, соответствующих переходам от зон высокой

вибрации к зонам низкой вибрации. Отклонение характеристик текущей вибрации от референсной использовался коэффициент корреляции Пирсона.

Лабораторные испытания проводились на трёхфазном трансформаторе 50 кВА, 693/400 В. В ходе испытаний контролировались характеристики вибрации трансформатора при работе без дефекта в режимах без нагрузки, с постоянной нагрузкой, с переменной нагрузкой, а также в режиме с механическим дефектом. Дефект создавался удалением горизонтальных изоляционных дисков из обмоток и серией из 22 кратковременных пусков трансформатора в режиме короткого замыкания. Места удаления дисков и разные стадии развития дефекта обмотки показаны ниже.

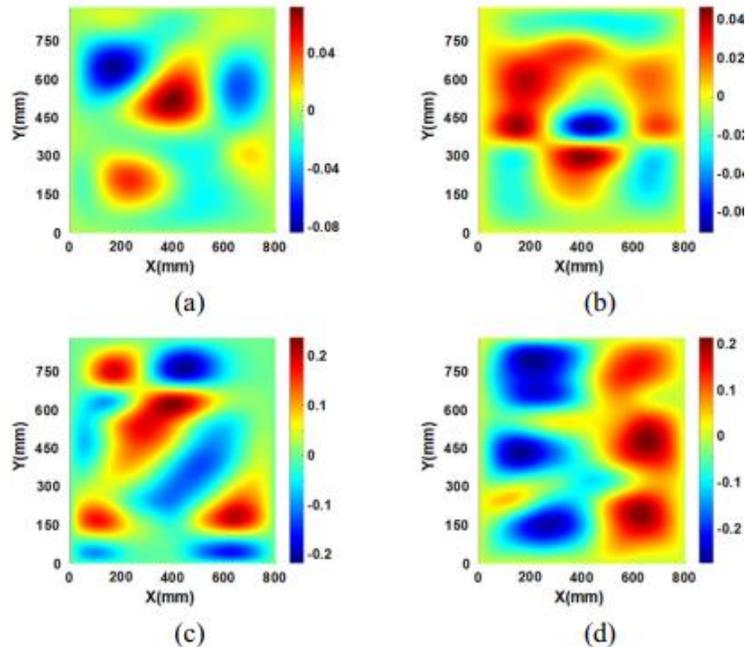


Места удаления дисков из обмотки



Состояние обмотки после (слева направо): 5, 14, 19 и 22 пусков в режиме к.з.

Соответствующие этим стадиям распределения амплитуды виброускорения на частоте 100 Гц показаны ниже.



Распределения амплитуды виброускорения на частоте 100 Гц после: а) 5 пусков, б) 14 пусков, с) 19 пусков, д) 22 пусков

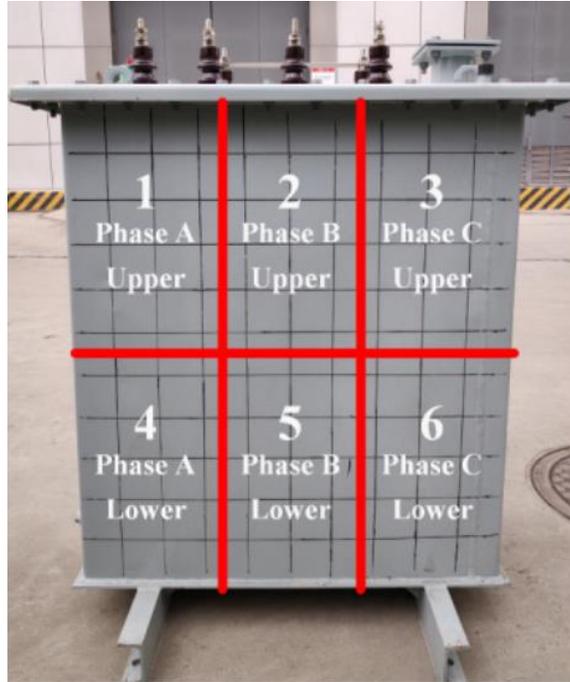
Распределения коэффициентов корреляции характеристик вибрации относительно референсного значения (бездефектный режим) показано ниже.

Frequency / Hz	50	100	200
Initial state	1.000	1.000	1.000
After 5 impacts	0.346	-0.013	0.401
After 14 impacts	0.433	0.068	0.657
After 19 impacts	0.663	-0.020	0.522
After 22 impacts	0.684	0.179	0.500

Коэффициенты корреляции распределений амплитуды виброускорения на частотах 50, 100 и 200 Гц после 5, 14, 19 и 22 пусков трансформатора относительно референсного значения

Результаты измерений подтвердили применимость метода для контроля развития механического дефекта трансформатора.

Исследователи также уточнили, что в случае контроля состояния крупного трансформатора, часть поверхности которого закрыта навесным оборудованием (охладители, газоанализаторы), поверхность можно разбивать на отдельные участки и контролировать их отдельно. Пример такого разбиения показан ниже.



Пример разбиения поверхности бака трансформатора на отдельные участки контроля

Определение наличия короткозамкнутых витков обмотки ротора больших гидрогенераторов

Источник: O. Kokoko et al., "Detection of Short Circuits in the Rotor Field Winding in Large Hydro Generator," 2018 XIII International Conference on Electrical Machines (ICEM), Alexandroupoli, 2018, pp. 1815-1820, doi: 10.1109/ICELMACH.2018.8506816.

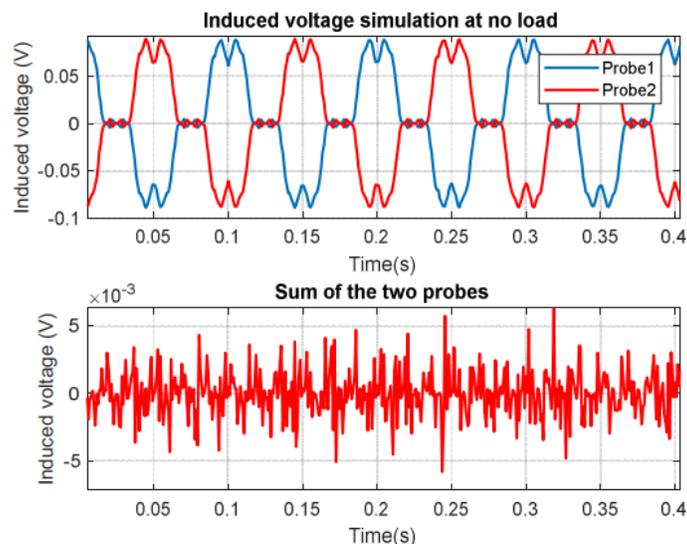
<https://ieeexplore.ieee.org/document/8506816>

Группа исследователей из Канады предложила метод и разработала прототип системы для определения наличия короткозамкнутых витков обмотки ротора больших гидрогенераторов. Работа авторов была представлена на прошедшей в сентябре 2018 года XIII International Conference on Electrical Machines.

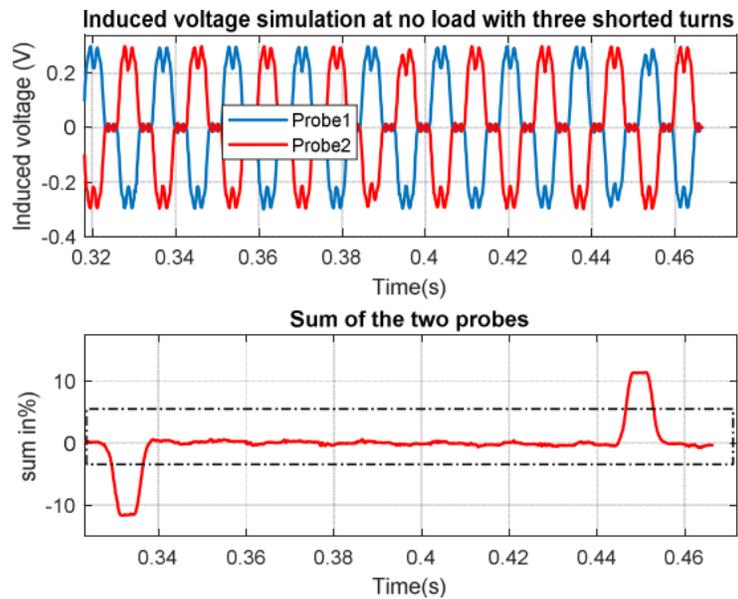
Авторы использовали свойство симметрии магнитного поля генератора, которое определяется соотношением числа пазов и полюсов. Например, для генератора с 56 полюсами и 408 пазами магнитное поле будет проявлять симметрию через каждый 51 паз. Магнитный поток, регистрируемый датчиками, размещёнными в точках симметрии, будет одинаков. Чтобы использовать этот принцип в целях диагностики, исследователи предложили размещать одинаковые датчики магнитного потока в точках симметрии. Сигнал одного из датчиков инвертируется и складывается с сигналом другого датчика. При наличии симметрии магнитного поля сумма этих сигналов будет близка к нулю. При наличии в обмотке ротора короткозамкнутых витков распределение магнитного поля будет искажаться, что будет приводить к росту суммы прямого и инвертированного сигналов. По величине этого роста можно судить о количестве короткозамкнутых витков.

Предложенный метод мониторинга был испытан в режиме симуляции и на действующем гидрогенераторе.

Результаты симуляции значений магнитного потока в двух точках симметрии при работе генератора без дефекта и с тремя замкнутыми витками показаны ниже.



Результаты симуляции при работе генератора без дефекта: выше - прямой и обратный сигналы магнитного потока в двух точках симметрии, ниже – сумма сигналов



Результаты симуляции при работе генератора с 3 замкнутыми витками: выше - прямой и обратный сигналы магнитного потока в двух точках симметрии, ниже – сумма сигналов

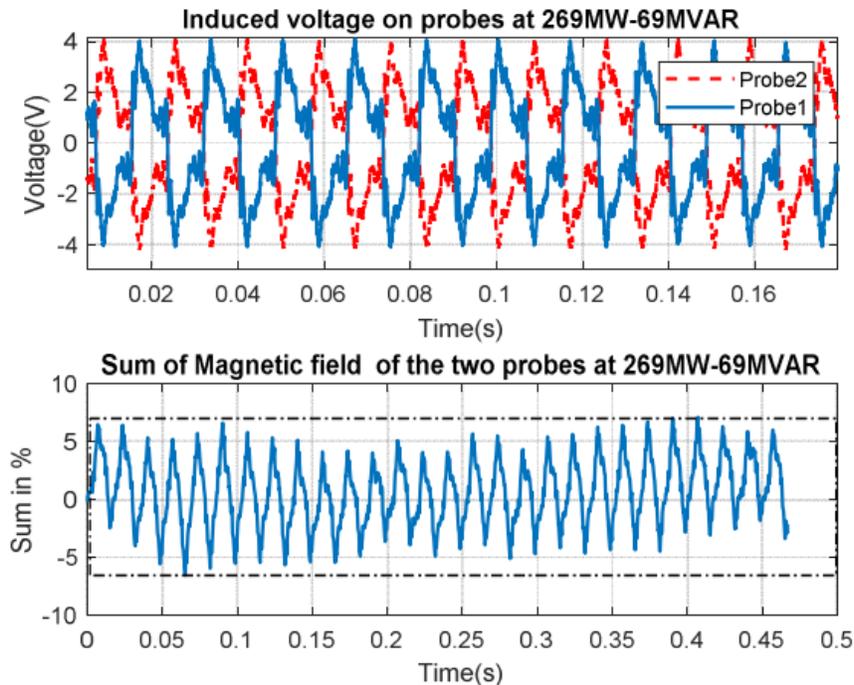
Результаты симуляции подтвердили, что для работы генератора с короткозамкнутыми витками характерно наличие повышенный уровня сумма сигналов прямого и инвертированного магнитного потока.

Для испытаний метода на действующем генераторе были изготовлены два датчика магнитного потока в виде простых многовитковых катушек. Изображение датчиков показано ниже.



Изготовленные датчики магнитного потока

Поскольку при испытаниях на действующем генераторе возможность задания разного числа замкнутых витков отсутствовала, метод был проверен только в бездефектном режиме. Осциллограммы измеренных сигналов при работе генератора с полной нагрузкой показаны ниже.



Результаты измерения при работе генератора без замкнутых витков: выше - прямой и обратный сигналы магнитного потока в двух точках симметрии, ниже – сумма сигналов

Все изменения суммы прямого и дифференциального сигнала в этом случае не превышали 5,9% уровня амплитуды полного магнитного потока. При симуляции сумма сигналов превышала 10% полного потока, что говорит о том, что уровень суммы сигналов может указывать на наличие короткозамкнутых витков.

В заключении исследования указывается, что предложенный метод мониторинга признан применимым для решаемой задачи. Дальнейшая работа авторов будет направлена на испытания метода на большем количестве гидрогенераторов и в большем количестве режимов работы и на дополнении метода учётом эксцентриситета воздушного зазора.

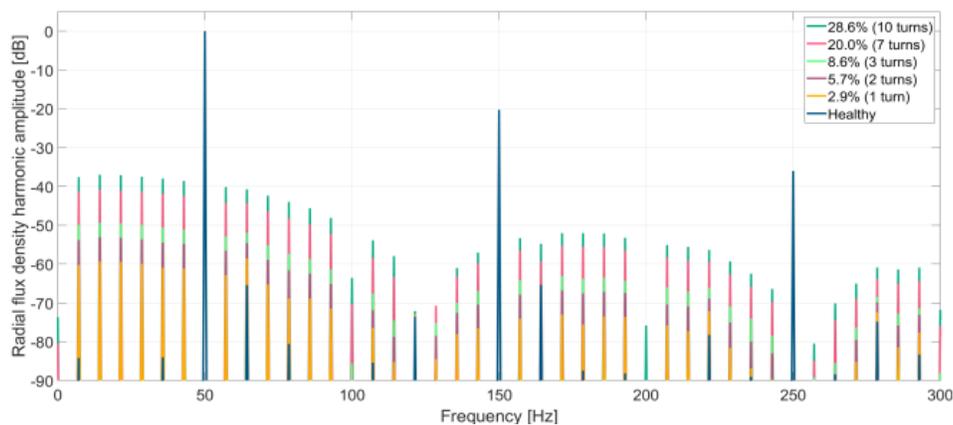
Метод определения короткозамкнутых витков в явнополюсных синхронных генераторах

Источник: H. Ehya, A. Nysveen, I. L. Groth and B. A. Mork, "Detailed Magnetic Field Monitoring of Short Circuit Defects of Excitation Winding in Hydro-generator," 2020 International Conference on Electrical Machines (ICEM), Gothenburg, Sweden, 2020, pp. 2603-2609, doi: 10.1109/ICEM49940.2020.9270942.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9270942>

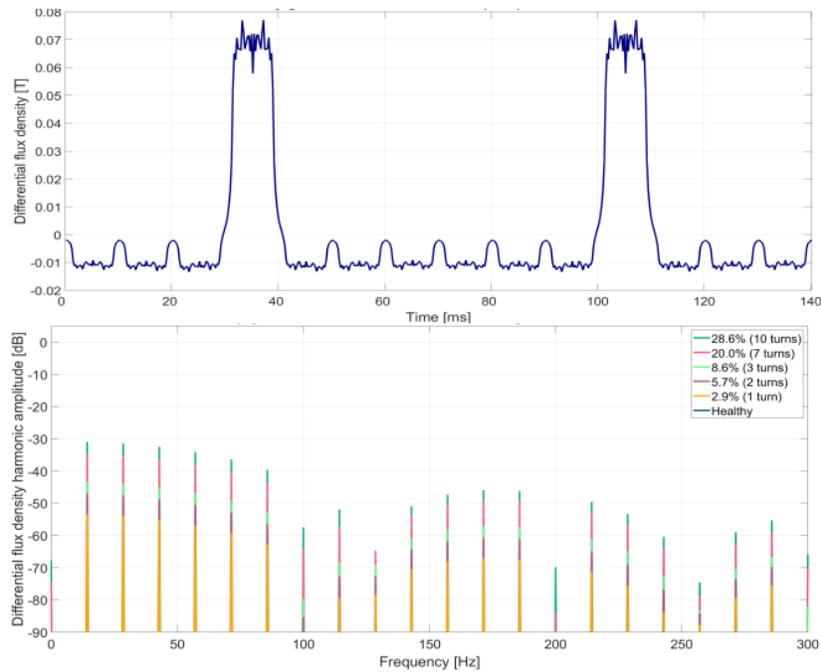
Группа исследователей из Норвегии рассмотрела вопрос определения наличия короткозамкнутых витков в явнополюсных синхронных генераторах и предложила метод мониторинга, основанный на спектральных характеристиках магнитного потока и синхронном измерении магнитного потока двумя датчиками. Работа авторов была на International Conference on Electrical Machines в августе 2020 года.

Исследователи исходили из того, что традиционный подход с контролем амплитуды магнитного потока, создаваемого при прохождении над датчиком полюсов ротора, не всегда предоставляет надёжную диагностическую информацию. Вместо этого исследователи предложили использовать спектральные характеристики магнитного потока. В результате проведённой компьютерной симуляции работы генератора было показано, что для спектра магнитного потока ротора будет характерно наличие боковых гармоник относительно гармоник, кратных промышленной частоте сети. Один из результатов моделирования показан ниже.



Спектр магнитного потока ротора генератора с разным числом короткозамкнутых витков при нулевой нагрузке и частотой сети 50 Гц

Для использования этого принципа в целях диагностики исследователи предложили оснащать генераторы двумя датчиками магнитного потока, установленным в диаметрально противоположных точках статора. Сигналы датчиков в условиях работы генератора без дефектов будут одинаковы по амплитуде, но разные по знаку. При наличии короткозамкнутых витков сигналы будут искажаться. Анализируя спектр суммы сигналов, можно определить характерные гармоники дефектов без влияния гармоник, кратных фундаментальной частоте. Пример результата реализации такого принципа в компьютерной модели генератора показан ниже.



Выше: осциллограмма, ниже: спектр суммы сигналов датчиков магнитного потока

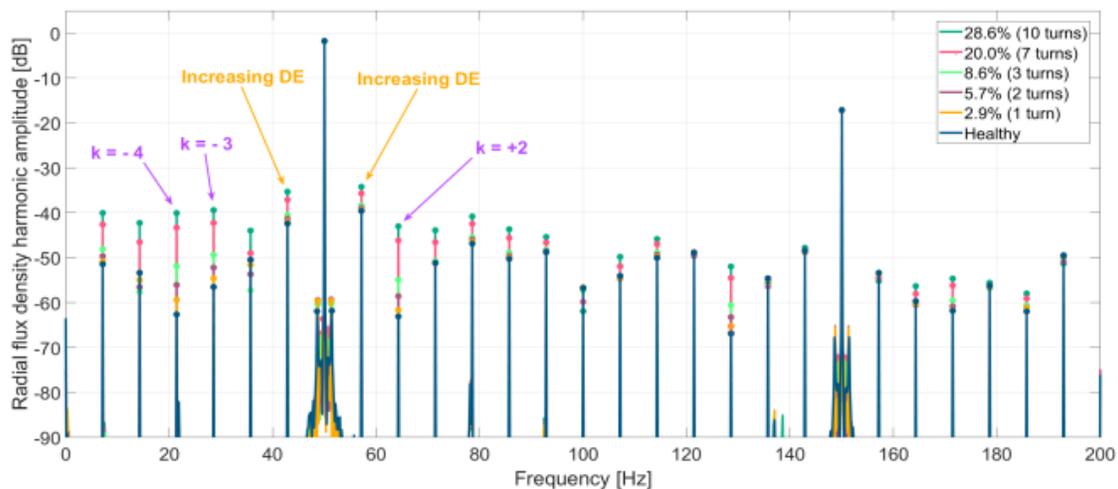
В условиях работы генератора с короткозамкнутыми витками в спектре магнитного потока появлялись характерные гармоники дефекта. Сумма сигналов датчиков не содержала гармоник, кратных фундаментальной частоте, но содержала характерные гармоники дефекта.

Работа метода была проверена на тестовой установке, состоящей из синхронного генератора 100 кВА с 14 полюсами ротора и воздушным зазором 1.75 мм. Изображение тестовой установки и одного из датчиков магнитного потока показана ниже.



Тестовая установка и датчик магнитного потока

Пример спектра магнитного потока, зафиксированного датчиков, показан ниже.



Спектр магнитного потока при работе генератора с разным количеством короткозамкнутых витков при максимальной нагрузке

Испытания подтвердили ранее высказанное предположение о возникновении и развитии кратных гармоник в спектре магнитного потока. Повышенные значения кратных гармоник указывают на наличие короткозамкнутых витков, а их относительные амплитуды указывают на число короткозамкнутых витков.

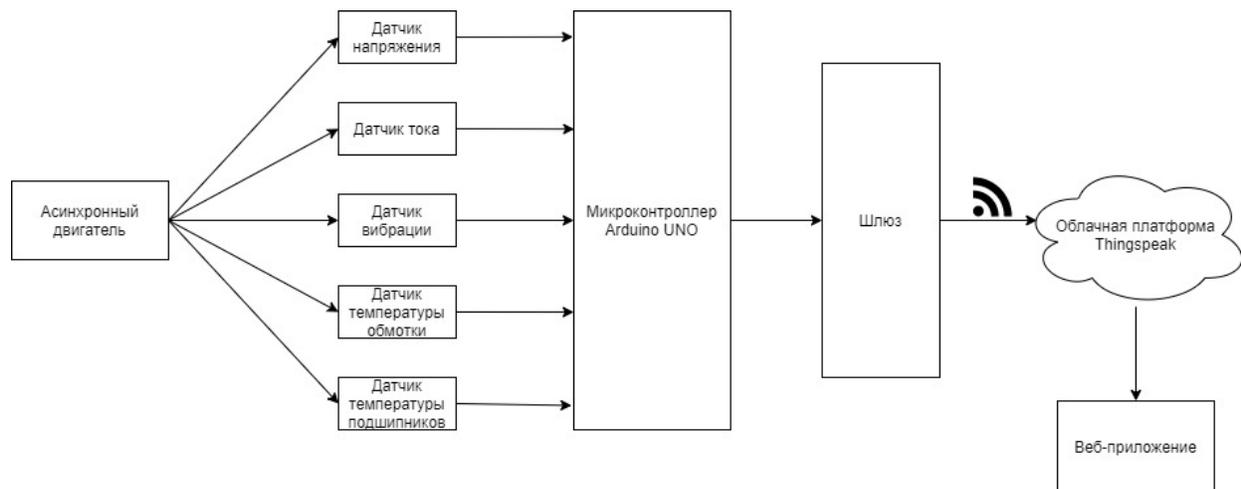
IoT-платформа для мониторинга состояния асинхронных двигателей

Источник: D. Shyamala, D. Swathi, J. L. Prasanna and A. Ajitha, "IoT platform for condition monitoring of industrial motors," 2017 2nd International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES), Coimbatore, 2017, pp. 260-265, doi: 10.1109/CESYS.2017.8321278.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/8321278>

На прошедшей в 2017 году International Conference on Communication and Electronics Systems группа исследователей из университета Анурег в Индии продемонстрировала разработанную IoT-платформу для мониторинга состояния асинхронных электродвигателей.

Состояния двигателя контролируется по параметрам напряжения, тока, вибрации и температуры обмотки и подшипников. Структурная схема разработанной системы показана на изображении ниже.



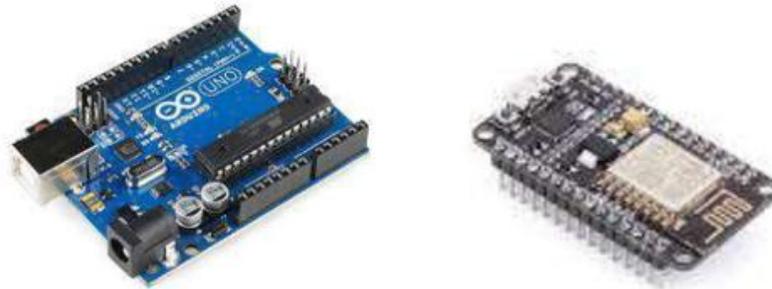
Структурная схема

В системе используются следующие виды датчиков:

- Температуры – датчик типа LM 135 от Texas Instruments;
- Вибрации – трёхосевой акселерометр ADXL 335 от Analog Devices;
- Тока – датчик Холла ACS712 от Allegro Microsystems;
- Напряжения – отдельно разработанная микросхема.

Помимо измерений параметров, на двигателе также контролируется число включений и остановов для расчёта ресурса и контроля пусковых перегрузок.

Датчики подключены к микроконтроллеру Arduino Uno, размещаемому в непосредственной близости от двигателя. Микроконтроллер обеспечивает передачу собранных данных к шлюзу типа ESP8266-12E. Микроконтроллер и шлюз показаны ниже.



Слева: микроконтроллер Arduino Uno, справа: шлюз ESP8266-12E

Шлюз выполняет дальнейшую передачу данных по WiFi-каналу в облачную IoT-платформу Thingspeak, предоставляющую инструменты для хранения и визуализации данных и являющуюся центральным элементом системы. Пример интерфейса визуализации данных показан ниже.



Пример визуализации данных в Thingspeak

Для учёта пользователей платформы и более гибкого конфигурирования диагностических алгоритмов исследователи разработали веб-приложение, использующее данные, хранящиеся в Thingspeak. Приложение использует систему логин-паролей пользователей и имеет сконфигурированную диагностическую сигнализацию, срабатывающую при отклонении параметров двигателя от номинальных. Пример визуализации данных и сигнализации в разработанном приложении показан ниже.



Интерфейс визуализации данных со сработавшей сигнализацией

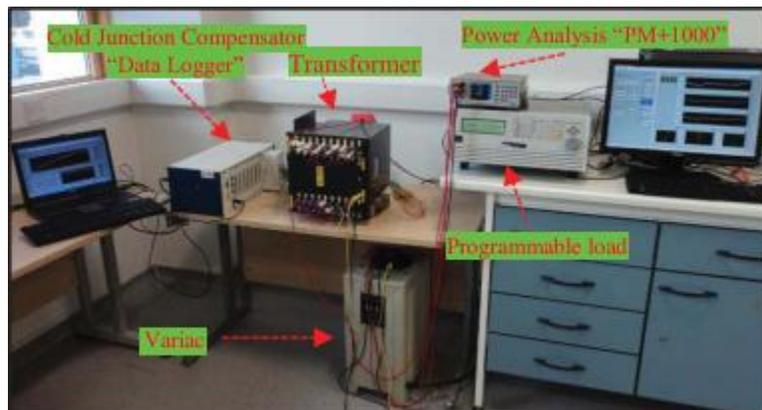
Метод онлайн-диагностики трансформатора по электрическим параметрам данным температуры

Источник: E. Aburaghiega, M. E. Farrag and M. M. Gouda, "On-line Condition Monitoring of Power Transformer Health Status Enforced by Temperature and Electrical Signatures," 2019 21st International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, Egypt, 2019, pp. 521-526, doi: 10.1109/MEPCON47431.2019.9008023.

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9008023>

Группа исследователей из Шотландии и Египта рассмотрела возможность онлайн-диагностики силового трансформатора по данным температуры, тока и напряжения и предложила метод диагностики, использующий эти данные. Доклад авторов был представлен на прошедшей в декабре 2019 года International Middle East Power Systems Conference.

Реализованный метод исследования заключался в оснащении лабораторного трансформатора набором термопар, измерителями тока и напряжения, и запуском его в разных режимах, включая работу с дефектом. Измеренные значения параметров затем коррелировались с режимами работы трансформатора. Трансформатор имел характеристики 3 кВА 230 В. К трансформатору подключалась регулируемая нагрузка. Термопары были распределены равномерно по высоте обмоток трансформатора. Дополнительно измерялись температура в верхней и нижней частях корпуса и снаружи корпуса. Изображение тестовой установки показано ниже.



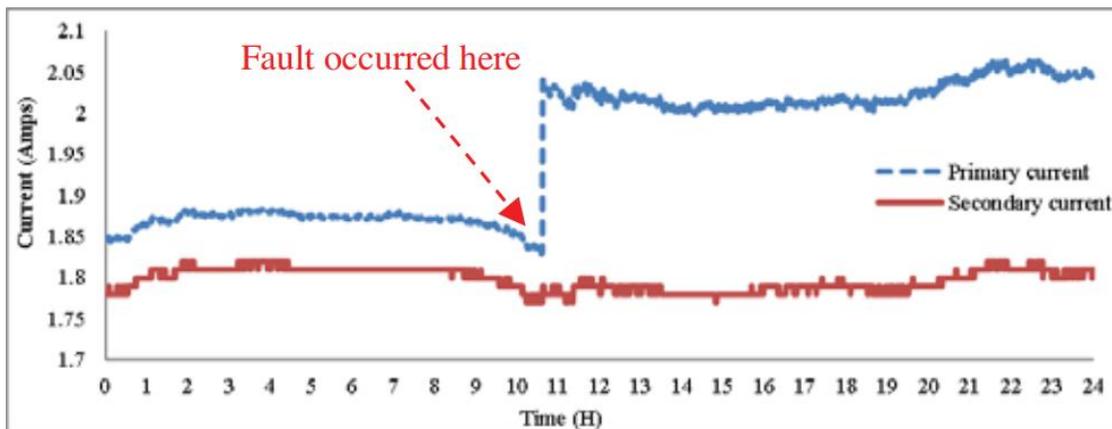
Тестовая установка

После проведенные на трансформаторе измерений в условиях отсутствия дефекта исследователи сформулировали основные характеристики нормального режима работы:

- формы напряжений и токов на обеих сторонах имеют одинаковую форму;
- разница между напряжением высокой и низкой стороны остаётся постоянной в условиях постоянства нагрузки;
- разница между токами высокой и низкой стороны остаётся постоянной независимо от нагрузки.

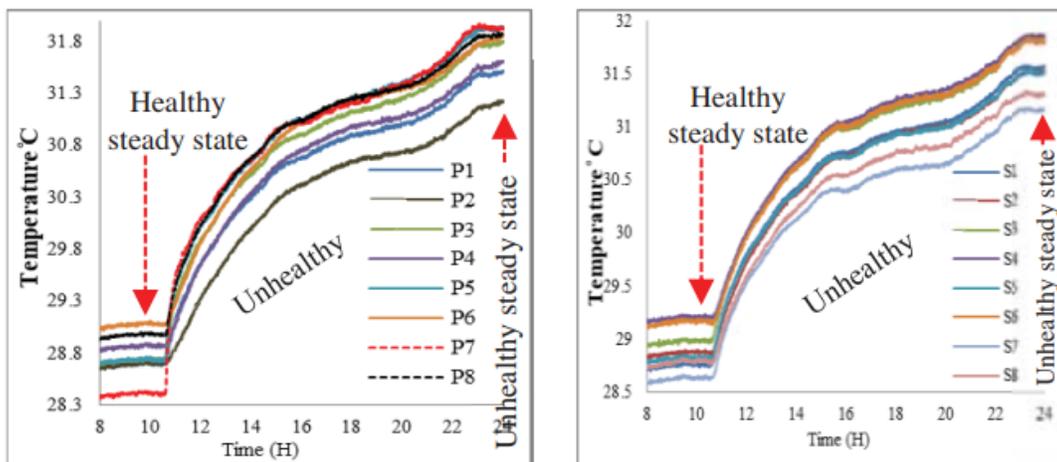
Дефекты трансформатора создавались замыканием накоротко 2 витков обмотки поочерёдно в первичной и вторичной обмотке. Для обеспечения безопасности испытаний первичное напряжение было снижено до 47 В, нагрузка до 2,66 % номинальной.

При испытаниях с 2 замкнутыми витками в первичной обмотке существенные отклонения показали значения тока первичной обмотки и температуры обеих обмоток. График изменения токов показан ниже.



Изменение тока первичной и вторичной обмоток до и после короткого замыкания 2 витков

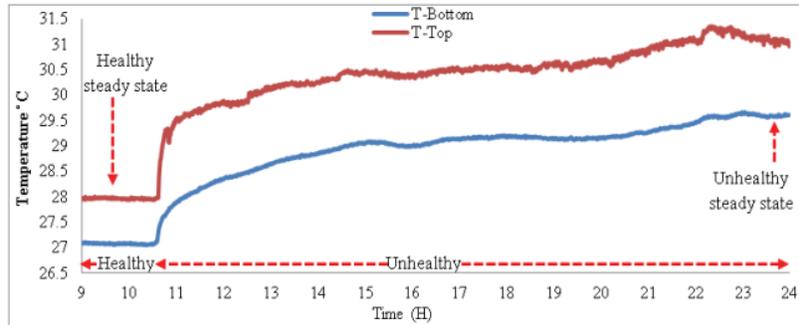
Распределения температур, измеренных датчиками, установленными в разных точках первичной и вторичной обмотки, показано ниже.



Распределение температур до и после короткого замыкания 2 витков: слева – в первичной обмотке, справа – во вторичной обмотке

Рост температуры происходил в обеих обмотках независимо от места установки датчика. В первичной обмотке рост был вызван возрастанием тока. Несмотря на то, что во вторичной обмотке роста тока не происходила, рост температуры вызван воздушным теплопереносом от нагретой первичной обмотки.

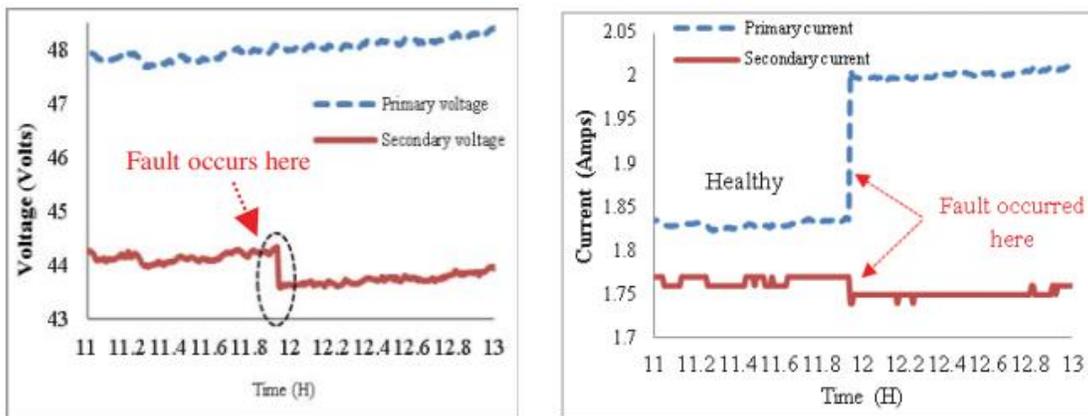
Изменение температуры в нижней и верхней частях корпуса показано ниже.



Изменение температуры верхней (красный) и нижней (синий) частях корпуса

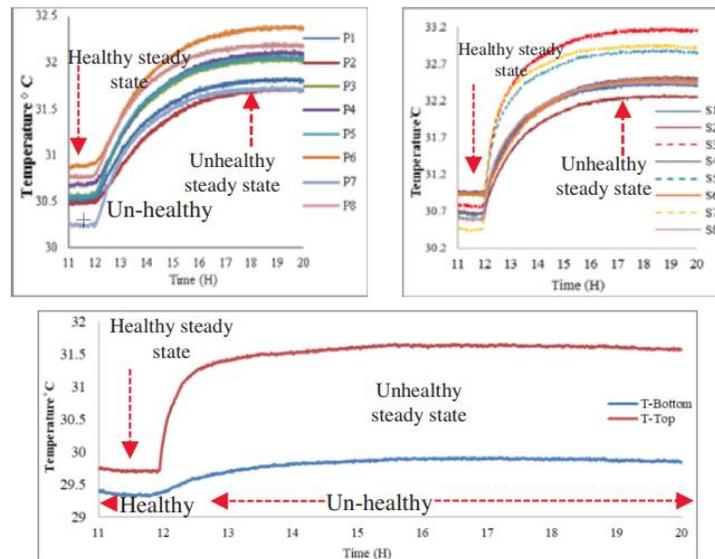
Изменение температуры верхней и нижней частей корпуса соответствует по форме изменению температуры в верхней и нижней частях обмотки, что говорит о том, что эти изменения не вызваны изменением магнитного потока трансформатора. Это, в свою очередь, говорит о том, что изменения, связанные с магнитным потоком, слишком малы и неприменимы в качестве диагностического критерия.

При испытаниях трансформатора с 2 замкнутыми витками во вторичной обмотке было зафиксировано изменение напряжения и связанное с ним изменение тока во вторичной обмотке. Графики изменения тока и напряжения показаны ниже.



Изменения напряжения (слева) и тока (справа) при испытаниях с 2 короткозамкнутыми витками вторичной обмотки

Записанные распределения температур показаны ниже.



Изменения температуры первичной обмотки (слева), вторичной обмотки (справа) и низа и верха корпуса (снизу) при испытаниях с 2 короткозамкнутыми витками вторичной обмотки

После обработки результатов исследователи сформулировали основные правила, применимые к выбранному методу диагностики трансформатора:

- дефект трансформатора отсутствует, когда форма изменения вторичного тока и напряжения соответствует изменению первичного напряжения;
- при наличии короткозамкнутых витков первичной обмотки при резком росте первичного тока и отсутствии резких изменений вторичного тока и напряжения;
- при наличии короткозамкнутых витков вторичной обмотки, когда формы изменения тока, напряжения и температуры не соответствуют форме изменения первичного напряжения;
- нестабильность изменения температуры является общим индикатором наличия дефекта трансформатора;
- на положение дефекта в обмотке могут указывать формы изменения температуры датчиков обмотки.

Способ диагностики состояния турбогенераторов при помощи расширенной взвешенной нейронной сети

Источник: Tichun WANG, Jiayun WANG, Yong WU, Xin SHENG, *A fault diagnosis model based on weighted extension neural network for turbo-generator sets on small samples with noise*, *Chinese Journal of Aeronautics*, Volume 33, Issue 10, 2020, Pages 2757-2769, ISSN 1000-9361

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1000936120303137>

Группа исследователей из Китая разработала способ диагностики состояния турбогенераторов, в котором используется модифицированный алгоритм расширенной нейронной сети. Способ ориентирован на работу с данными вибрации в условиях коротких зашумлённых выборок данных. Статья авторов была опубликована в издании *Chinese Journal of Aeronautics* в октябре 2020 года.

Разработанный алгоритм получил название расширенной взвешенной нейронной сети (W-ENN). Схема W-ENN показана ниже.

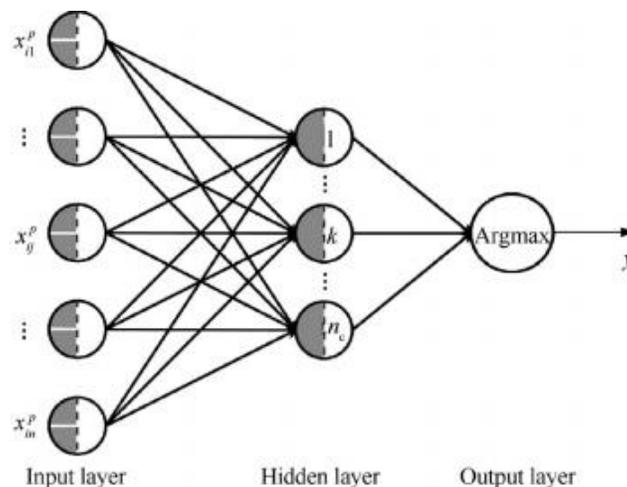


Схема расширенной взвешенной нейронной сети

Сеть имеет три слоя, на первый (входной) из которых подаётся набор свойств, полученных из данных вибрации. В выходном слое формируется результат диагностики. Между каждым нейроном входного и скрытого слоя существуют две связи, которые характеризуют верхнюю и нижнюю границы диапазона значений связи, которые устанавливаются при обучении.

Данные на вход нейронной сети подаются с учётом весовых коэффициентов, для определения которых исследователи использовали метод экстремальной энтропии (EEM). В методе массив входных данных преобразуется в одномерный вектор, по характеристикам вариативности элементов которого затем рассчитываются входные веса.

Схема предложенного метода диагностики показана ниже.

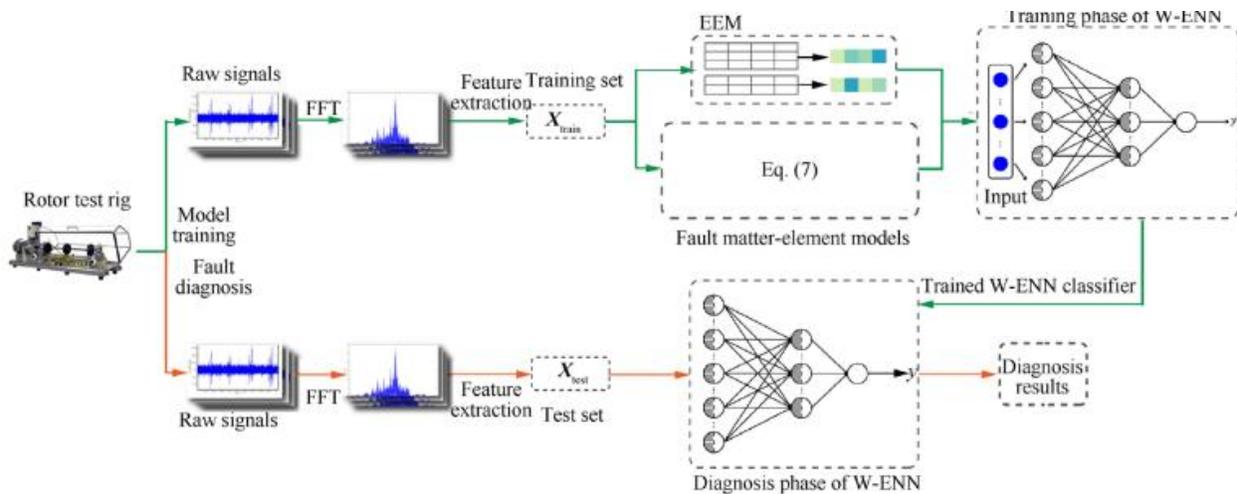
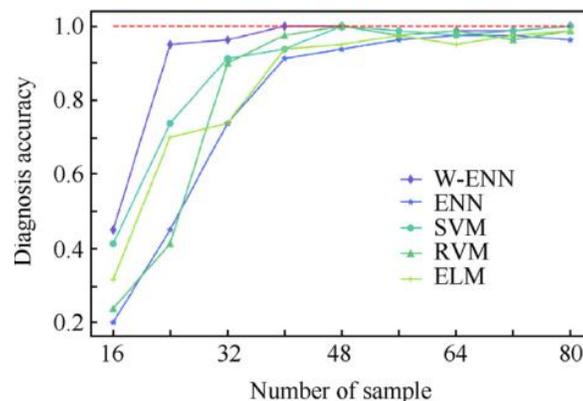


Схема предложенного метода. Зеленый – обучение модели, красный – эксплуатация модели

В методе выделяют этапы обучения и эксплуатации модели. При обучении записывают сигналы вибрации на работающем оборудовании. Из спектра записанного сигнала затем выделяются 9 относительных амплитуд гармоник с характерными частотами. Эти 9 относительных амплитуд затем подаются на входы нейронной сети. Для них затем определяются относительные веса методом EEM. Затем выполняется классификация дефекта при помощи W-ENN. После обучения модели начинают её эксплуатацию.

Работа метода была проверена на данных, собранных на лабораторном стенде, имитирующем работу генератора. В данные дополнительно был введён шум уровнем до 30% от средней амплитуды вибрации. Вместе с разработанным методом также были проверены результаты традиционных методов машинного обучения: расширенной нейронной сети (ENN), метода опорных векторов (SVM), метода релевантных векторов (RVM), машины экстремального обучения (ELM). График изменения точности разных моделей в зависимости от числа обработанных выборок данных, показан ниже.



Изменение точности разных моделей в зависимости от числа обработанных выборок данных

В заключении исследования указывается, что разработанный метод диагностики показал более высокую точность по сравнению с методами, построенными на традиционных методах машинного обучения.

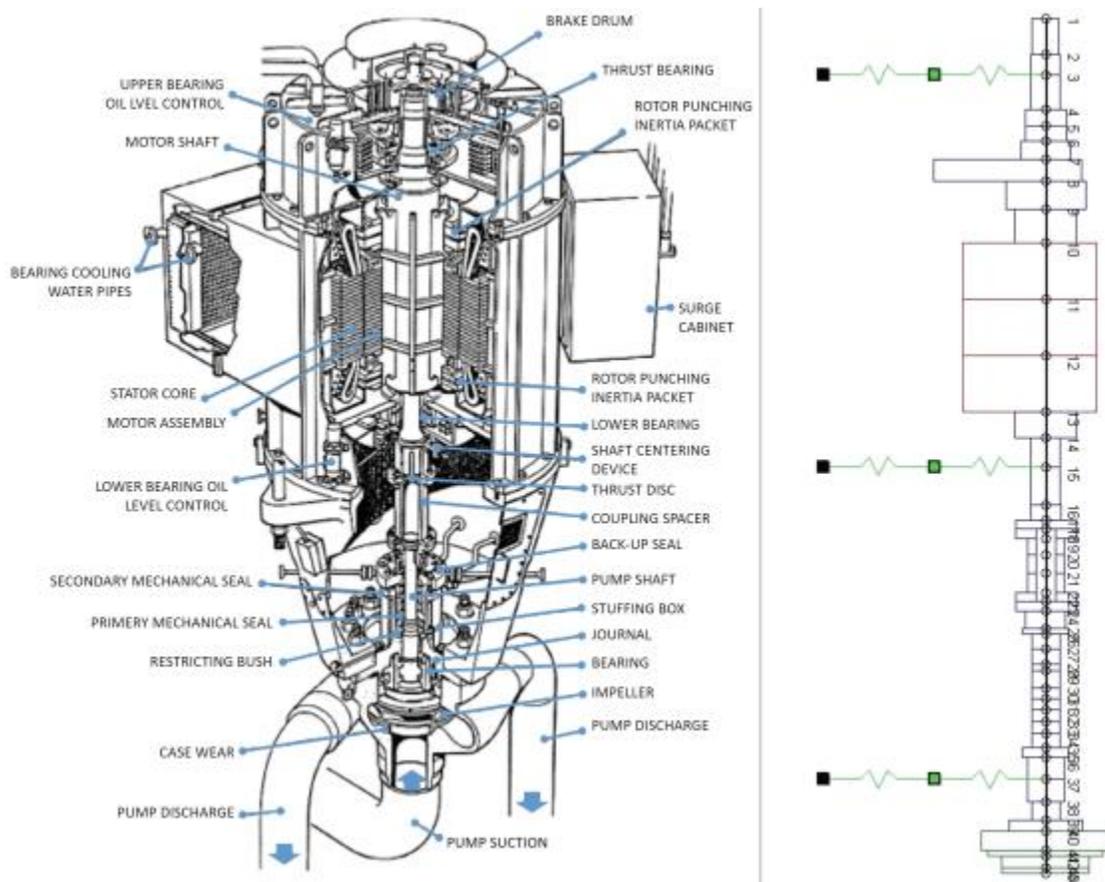
Опыт вибродиагностики насосов рециркуляции теплоносителя АЭС

Источник: Hidalgo J., O'Brien R.J. (2019) Nuclear Reactor Heat Transfer Pump Rotordynamic Based Diagnostics and Field Data Model Reconciliation. In: Cavalca K., Weber H. (eds) Proceedings of the 10th International Conference on Rotor Dynamics – IFToMM. IFToMM 2018. Mechanisms and Machine Science, vol 61. Springer, Cham.

https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-99268-6_2

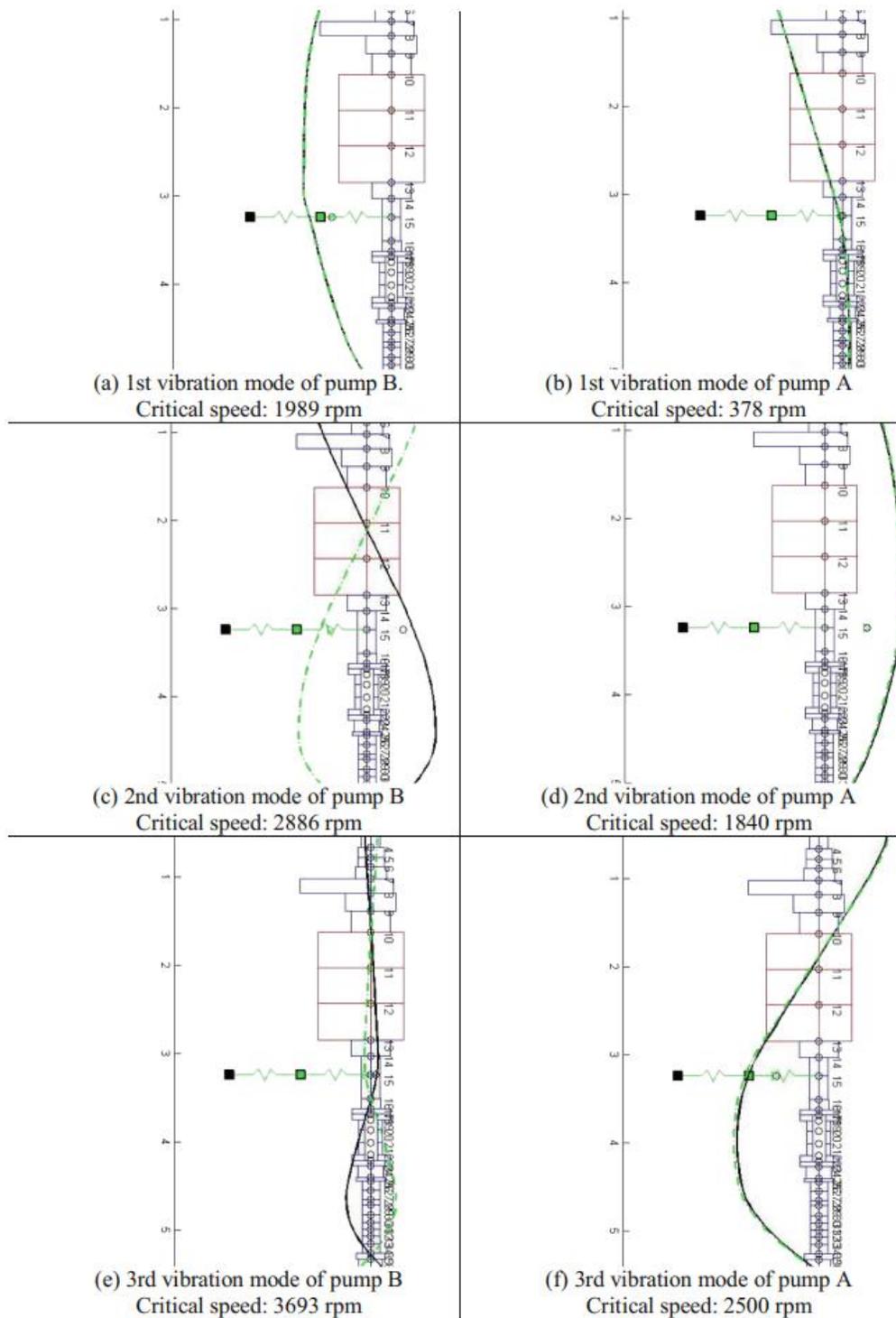
На прошедшей в сентябре 2018 года International Conference on Rotor Dynamics группа исследователей из Аргентины поделилась собственным опытом вибродиагностики двух рециркуляционных насосов теплоносителя АЭС, в котором использовался метод, основанный на комбинации математического моделирования работы насосов и анализа оперативных данных.

В анализе участвовали два однотипных насоса одной из АЭС в Аргентине, А и В. Диагностика насосов была проведена после того, как на одном из них, насосе В, был обнаружен повышенный уровень вибрации. Схематичное изображение насоса и схема его имитационной модели показаны ниже.



Схематичное изображение насоса (слева) и его модели (справа). Зелёным показаны места установки датчиков вибрации

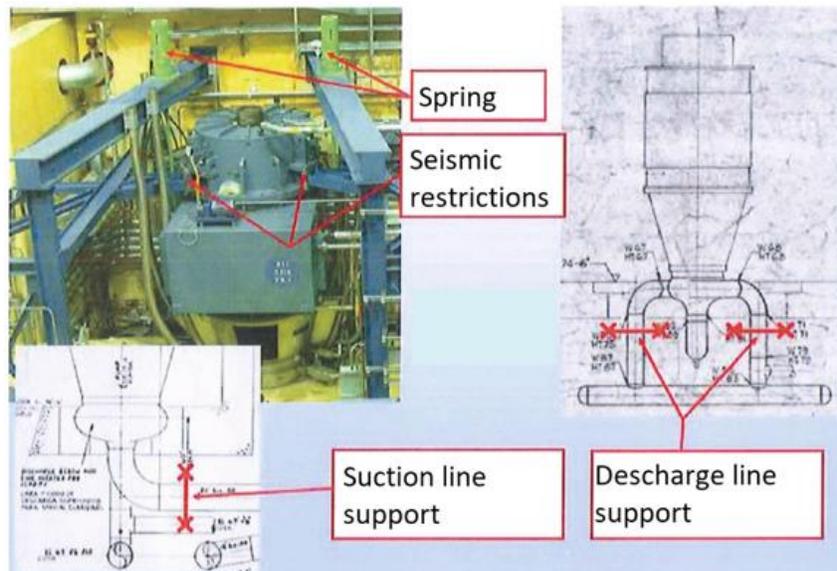
Исследователи провели имитацию режимов работы насосов в среде моделирования Hecop. Для обоих насосов были определены три основные критические скорости и режимы вибрации в них. Схематичное изображение критических режимов показано ниже.



Критические режимы насоса А (слева) и В (справа). Зелёной линией показаны эпюры вибрации

Различие в характеристиках режимов работы вызвано разными условиями установки насосов. Насос В имел механическую связь с дополнительными поддерживающими конструктивными элементами, соединёнными с каркасом здания.

Работа моделей была проверена в условиях небаланса и искривления валов насосов. Характеристики смоделированной вибрации были соотнесены с фактически измеренными на насосах значениями. Сравнение характеристик насоса А проводилось для проверки качества моделирования, сравнение характеристик насоса В проводилось для диагностики. Результаты указали на возможные неисправности, связанные с искривлением вала и не связанные с небалансом вала насоса В. В результате проведённого затем визуального инспектирования на насосе В были обнаружены неисправности механических опор в верхней и нижней частях насоса, которые приводили к работе насоса с дополнительными механическими нагрузками на валу. Схематичное изображение результатов визуального инспектирования показано ниже.



Результаты визуального инспектирования насоса В

Метод расчёта индекса состояния и уровня риска повреждения КРУЭ, работающих в тропических условиях

Источник: A.P. Purnomoadi, A. Rodrigo Mor, J.J. Smit, *Health index and risk assessment models for Gas Insulated Switchgear (GIS) operating under tropical conditions*, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 117, 2020, 105681, ISSN 0142-0615

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518338171>

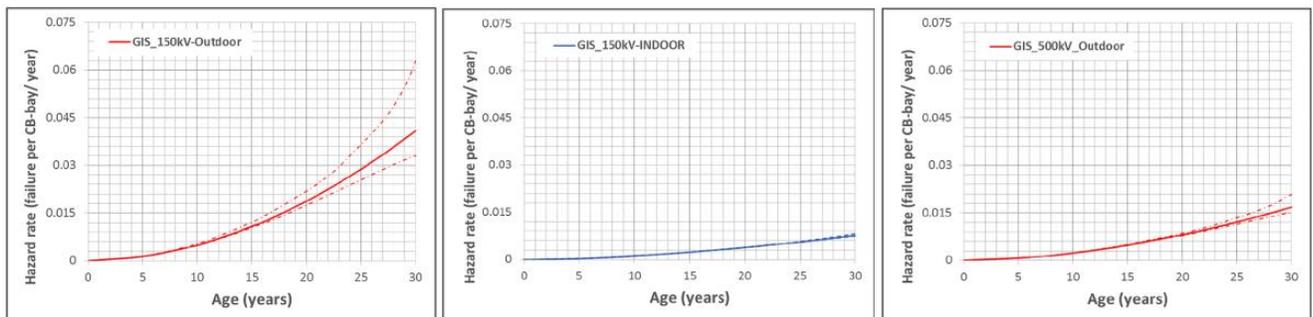
Группа исследователей из Индонезии и Нидерландов предложила метод расчёта индекса технического состояния и уровня риска повреждения КРУЭ, работающих в тропических условиях. Метод основан на выделении составных частей КРУЭ и статистическом анализе истории их повреждений. Работа авторов была опубликована в издании *Electrical Power and Energy Systems* в мае 2020 года.

В распоряжении исследователей находилась база истории эксплуатации 631 ячейки КРУЭ 150 кВ и 500 кВ, которая записывалась с 2005 по 2014 годы. Срок службы ячеек составлял от 1 до 30 лет со средним значением 16 лет. КРУЭ находились в эксплуатации в тропических условиях столицы Индонезии Джакарты.

В результате проведённого статистического анализа повреждаемости КРУЭ были сформулированы основные черты деградации КРУЭ в таких условиях:

1. Дефекты, не связанные с состоянием изоляции, могут приводить к повреждению изоляции и нарушению работы приводных механизмов.
2. Активность частичных разрядов, наиболее вероятно, начинала проявляться до существенного нарушения состояния изоляции.
3. Во многих ячейках КРУЭ 150 кВ без выключателей, не имеющих дополнительных осушителей, был отмечен повышенный уровень влажности. Совместное действие ЧР и высокой влажности ускоряло коррозию элементов КРУЭ.
4. Высокая влажность также повышала вероятность конденсации влаги на внутренней поверхности КРУЭ.
5. В КРУЭ с нарушенной изоляцией пробитие изоляции наиболее вероятно происходит под действием переходных напряжения.

Несколько примеров фактической кривой повреждаемости КРУЭ показаны ниже.



Кривые повреждаемости, слева направо: КРУЭ 150кВ наружной установки, КРУЭ 150 кВ внутренней установки, КРУЭ 500 кВ наружной установки. Горизонтальная ось соответствует числу лет эксплуатации, вертикальная – числу дефектов в ячейках КРУЭ в год

Некоторые из исследованных дефектов КРУЭ показаны ниже.



Дефекты КРУЭ, верхний ряд: повреждение контактов, нижний: пробитие барьера КРУЭ из-за ухудшения изоляции

Методика расчёта индекса состояния КРУЭ основывалась на оценке состояния отдельных элементов КРУЭ. Общая схема метода показана ниже.

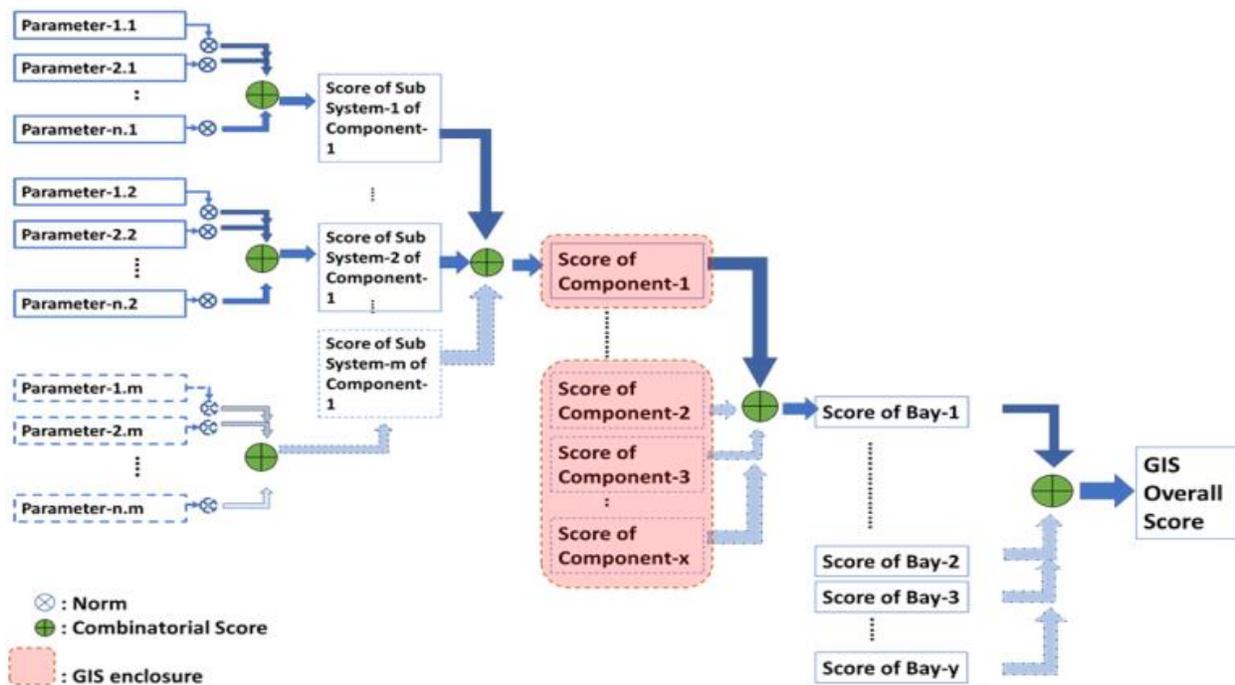
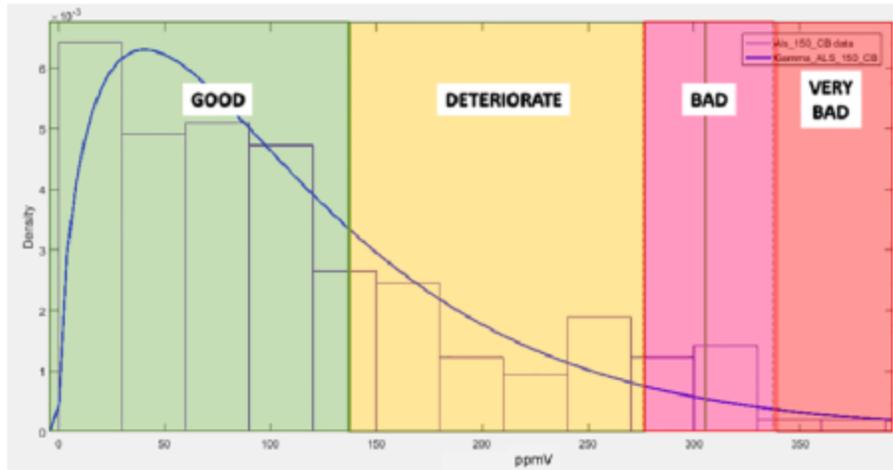


Схема оценки индекса состояния КРУЭ

В методе каждому элементу КРУЭ присваивалось значение от 1 до 100. Для ясности градации исследователи определили значения нескольких ключевых уровней состояния элемента КРУЭ: 1 – полностью бездефектное состояние без отклонений, 10 – незначительные признаки отклонений, не влияющие на функционирование элемента, 30 – явные признаки отклонений, требующие мероприятий по обслуживанию, 100 – серьёзные признаки отклонений, любое дальнейшее отклонение приведёт к потере работоспособности элемента. Значения индексов состояния элементов затем последовательно складывают и получают значения индексов состояния ячеек и целых КРУЭ. Методика применяется отдельно к трём категориям компонентов КРУЭ: основные, вспомогательные и ОПН. Поверждение основных компонентов напрямую связано с угрозой здоровью персонала, повреждение вспомогательных компонентов не связано напрямую с угрозами персоналу. ОПН выделяется в отдельную категорию из-за особенностей зоны установки. Для тропических условий характерны повышенные уровни грозовой активности, поэтому надёжность ОПН напрямую влияет на надёжность работы КРУЭ. Таким образом, индекс технического состояния КРУЭ состоит из трёх значений, описанных выше.

Оценка состояния каждого элемента учитывает особенности работы элемента. Исследователи предложили несколько подходов к оценке: на основе уставок, определяемых статистическими методами, на основе рекомендаций стандартов, на основе анализа тренда, на основе сравнительного анализа работы однотипных компонентов и т.п. Пример подхода к оценке состояния на основе статистического анализа показан ниже на примере влажности элегаза в ячейке КРУЭ.



Определение уставок по влажности

В данном случае вертикальная ось соответствует значению плотности элегаза, горизонтальная – влажности. Диаграмма построена по данным 116 ячеек КРУЭ 150 кВ. Определённые по диаграмме уставки ухудшенного, плохого и очень плохого состояния равны 135, 277 и 336 ppmV.

Методика оценки риска повреждения КРУЭ была основана на оценке состояния КРУЭ и оценке подверженности КРУЭ повреждению. Последняя величина определялась по индексу состояния основных элементов КРУЭ, оценке опасности повреждения в текущем режиме работы, числу остановов КРУЭ в течение года, истории обслуживания, уровню загрязнённости атмосферы (концентрации CO, CO₂, уровню солевых отложений на поверхностях – свойства эксплуатации оборудования в крупных городах в тропической зоне) и состоянии ОПН.

Для общего описания оценке повреждения КРУЭ, учитывающего все эти факторы, исследователи использовали величину сводной вероятности отказа TFR. TFR изменялась от 0 до 100 с более высокими значениями соответствующими более высокой вероятности отказа.

Каждый из этих факторов оценивался по шкале от 1 до 100 с более высокими значениями, соответствующими более высокой оценке участия фактора в вероятности отказа. Оценка риска определялась как взвешенная сумма факторов. Весовые коэффициенты каждого фактора были определены как:

- для индекса состояния основных элементов КРУЭ – 0,2;
- для оценки опасности повреждения в текущем режиме работы – 0,2;
- для числа остановов КРУЭ в течение года – 0,2;
- для истории обслуживания – 0,2;
- для уровня загрязнённости атмосферы – 0,1;
- для состояния ОПН – 0,1.

Далее, по значению уровня оценки риска исследователи предложили составлять матрицу последствий отказа, которая будет уникальна для каждого отдельного предприятия. В предложенном исследователями примере матрицы использовались 5 уровней риска отказа: низкий, средний, высокий, критический и катастрофический. Для каждого уровня риска были характерны свои рекомендации по обслуживанию и восстановлению надёжности КРУЭ.

Распознавание импульсов ЧР в кабельных муфтах при помощи разнонаправленных ВЧТТ и вейвлет-преобразований

Источник: A. Rodrigo Mor, F.A. Muñoz, J. Wu, L.C. Castro Heredia, Automatic partial discharge recognition using the cross wavelet transform in high voltage cable joint measuring systems using two opposite polarity sensors, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 117, 2020, 105695, ISSN 0142-0615

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519327486>

Группа исследователей из Делфтского технологического университета в Нидерландах предложила метод распознавания импульсов ЧР в кабельных муфтах, в котором используются несколько вейвлет-преобразований сигналов высокочастотных трансформаторов тока (ВЧТТ) разной полярности, установленных на концах кабеля. Соответствующая статья была опубликована в издании Electrical Power and Energy Systems в мае 2020 года.

Для разработки метода исследователи использовали лабораторную установку, показанную на изображении ниже.

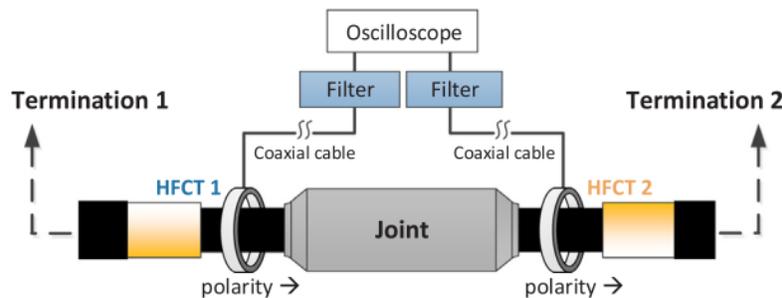
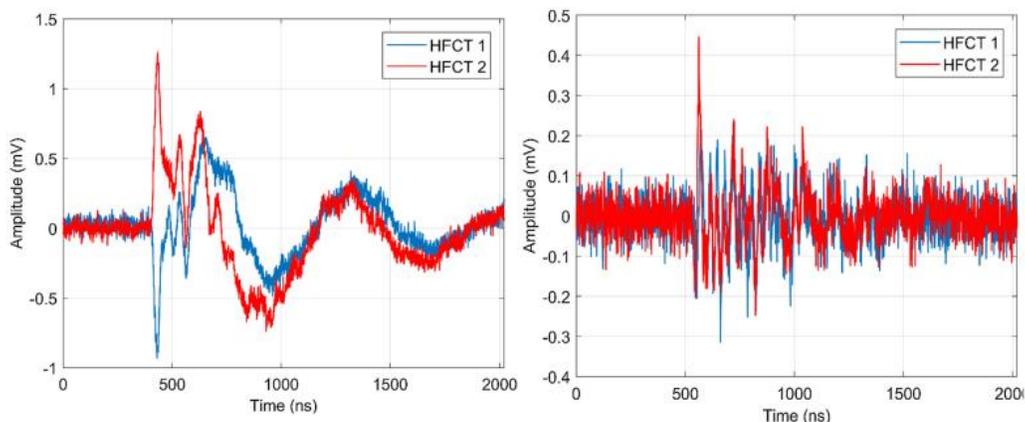


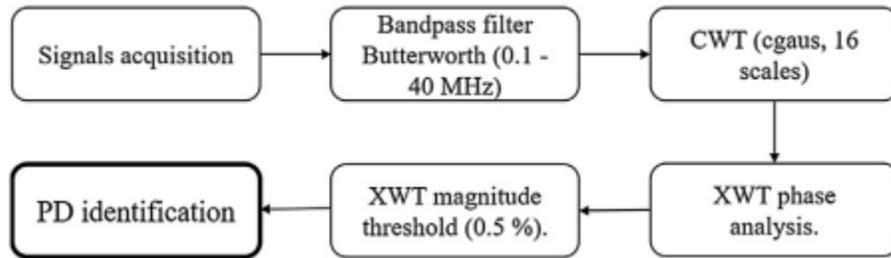
Схема используемой установки

Установка представляла собой фрагмент кабеля с муфтой под испытательным напряжением 150 кВ. В муфте создавался дефект. Исследуемые сигналы записывались двумя ВЧТТ, полярность которых указана на схеме. Подобный выбор полярности позволил легко разделять импульсы, происходящие в кабеле и вне кабеля. Первые импульсы имели разную полярность в осциллограммах ВЧТТ, вторые импульсы – одинаковую. Примеры импульсов обоих типов показаны ниже.



Примеры записанных импульсов: слева – происходящие в муфте, справа – происходящие вне кабеля

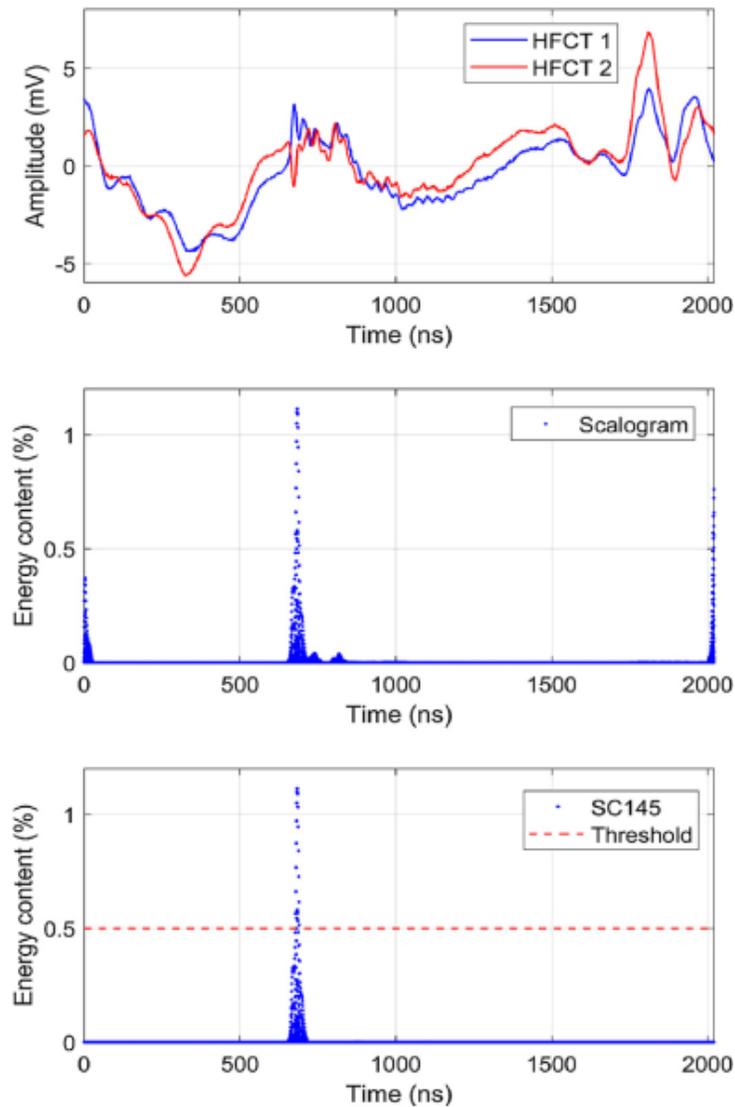
Для дальнейшей обработки сигналов исследователи предложили использовать схему, показанную ниже.



Предложенная схема обработки сигналов

В схеме к сигналам сначала применяется полосовой фильтр Баттерворта 2 порядка, который удаляет высокочастотный шум вне диапазона 0,1-40 МГц. Сигнал затем проходит серию вейвлет-преобразований, в результате которых определяются удельные энергии сигналов и фазовые сдвиги между сигналами. Критерием принадлежности импульса к ЧР является высокое значение удельной энергии, критерием прохождения импульса в кабельной муфте является значение фазового сдвига между сигналами ВЧТТ приблизительно равное 180° .

Пример идентификации ЧР в кабельной муфте показан ниже. Из примера видно, что предложенный метод способен работать с сигналами, имеющими низкий уровень отношения сигнал-шум.



Пример идентификации импульса ЧР, сверху вниз: осциллограммы сигналов, изменение удельной энергии одного из сигналов, изменение удельной энергии в сравнении с уставкой

В заключении исследования указывается, что метод был испытан на 51 898 записанных образцов сигналов. Точность определения ЧР составила 97%.

Модель оценки степени развития дефекта и остаточного срока службы подшипников ветрогенератора

Источник: Jinjiang Wang, Yuanyuan Liang, Yinghao Zheng, Robert X. Gao, Fengli Zhang, *An integrated fault diagnosis and prognosis approach for predictive maintenance of wind turbine bearing with limited samples, Renewable Energy, Volume 145, 2020, Pages 642-650, ISSN 0960-1481*

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148119309371>

Группа исследователей из Китайского нефтяного университета и Кейсовского университета Западного резервного района в США представили модель оценки степени развития дефекта и остаточного срока службы подшипников ветрогенератора, в которой используются отраслевые знания о природе дефектов подшипников и методы математического анализа сигналов. Работа авторов была опубликована в издании *Renewable Energy* в январе 2020 года.

Общая схема предложенной модели показана ниже.

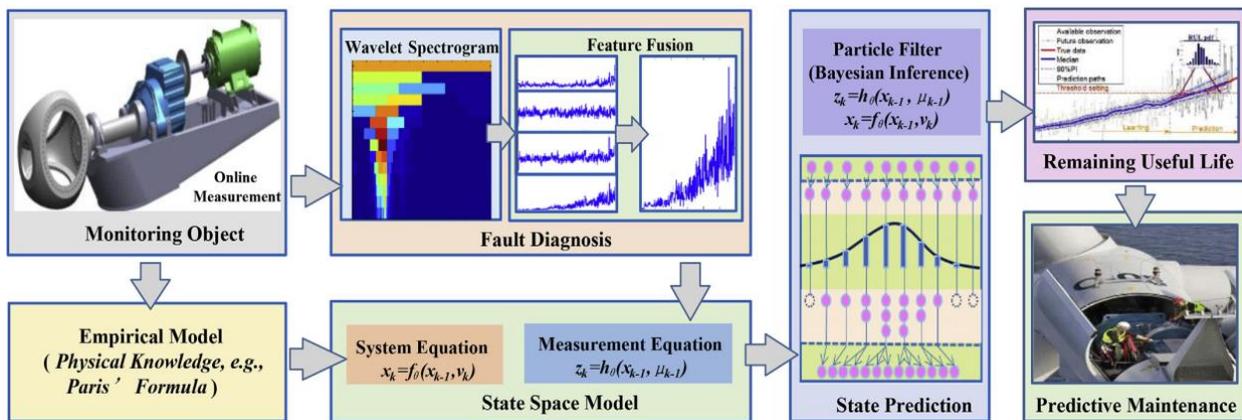


Схема предложенной модели

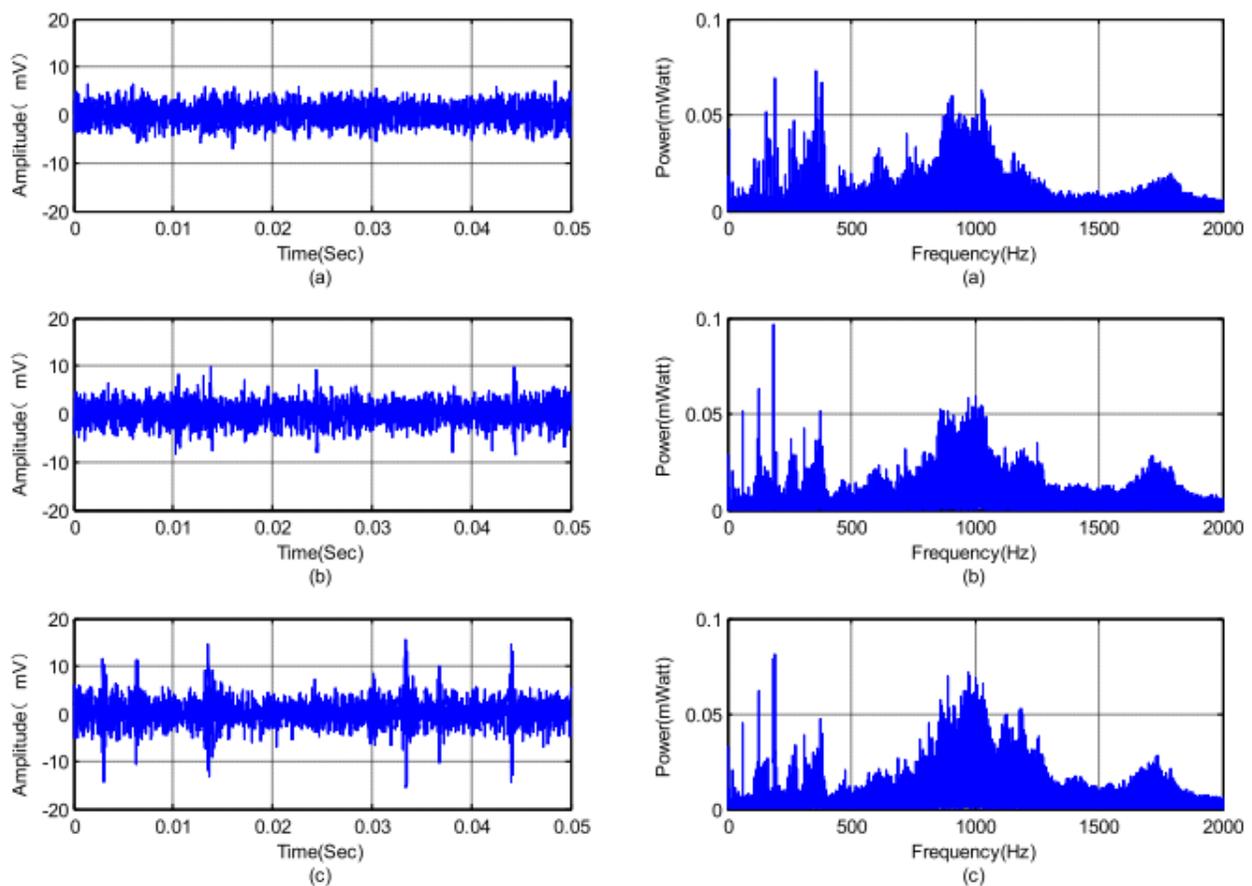
В модели используются данные онлайн-измерений вибрации, на основании которых строятся две математические модели: модель измерений и модель развития дефекта. Модель измерений описывает зависимость индекса состояния ветрогенератора от уровня развития дефекта. Модель развития дефекта описывает характер изменения степени развития дефекта во времени. Применительно к описанию ветрогенератора, в качестве модели измерений исследователи предложили использовать линейную зависимость между индексом состояния и показателем дефекта с поправкой на зашумлённость измерений, а в качестве модели развития дефекта – [уравнение Париса-Эрдогана](#), связывающее скорость увеличения площади скола подшипника с текущим значением площади скола. Для построения моделей используются как знания, основанные на экспертном понимании процесса развития дефекта (такие, как уравнение Париса-Эрдогана), так и на математическом анализе сигналов. В качестве методов математического анализа исследователи предложили использовать амплитуды характерных гармоник дефектов в энергетическом спектре сигналов вибрации, которые объединяются в единый сводный показатель степени развития дефекта. Объединение может выполняться разными методами, наиболее простым из которых является взятие взвешенной суммы амплитуд гармоник.

Для определения остаточного срока службы в модели используется Байесовское обучение, в котором априорная гипотеза (текущее состояние ветрогенератора) корректируется на статус текущего уровня вибрации, в результате чего рассчитывается апостериорная гипотеза,

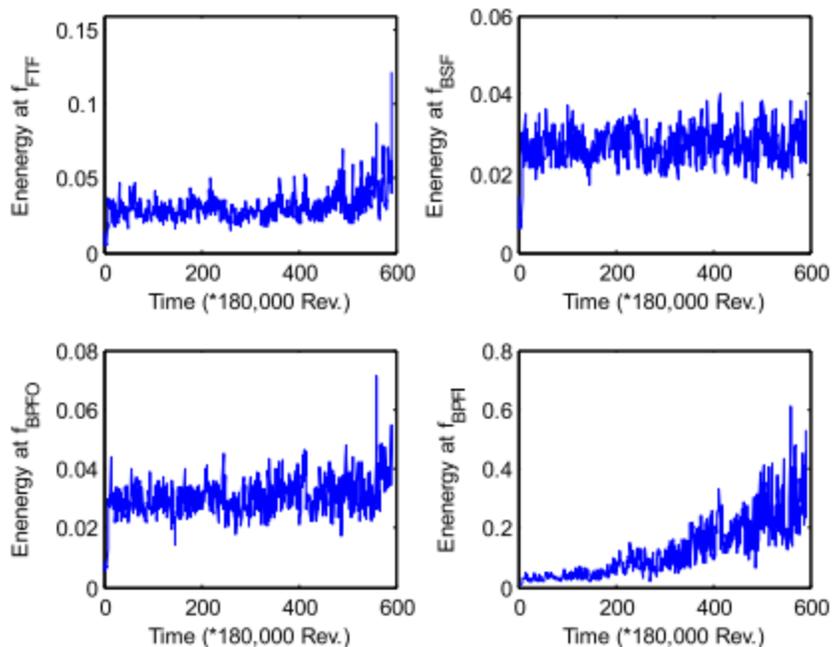
соответствующая оценке развития состояния ветрогенератора через заданный промежуток времени. Остаточный срок службы равен разнице между текущим моментом времени и моментом времени, когда уровень развития дефекта достигнет аварийную уставку.

Преимуществом такого подхода является возможность его применения даже в условиях неопределённости задания параметров моделей измерений и развития дефекта. Если какие-то из параметров моделей неизвестны, то их можно задать в виде вероятностных распределений. В этом случае предложенный метод будет также применим, хотя его точность будет уменьшаться с увеличением неопределённости задания параметров моделей.

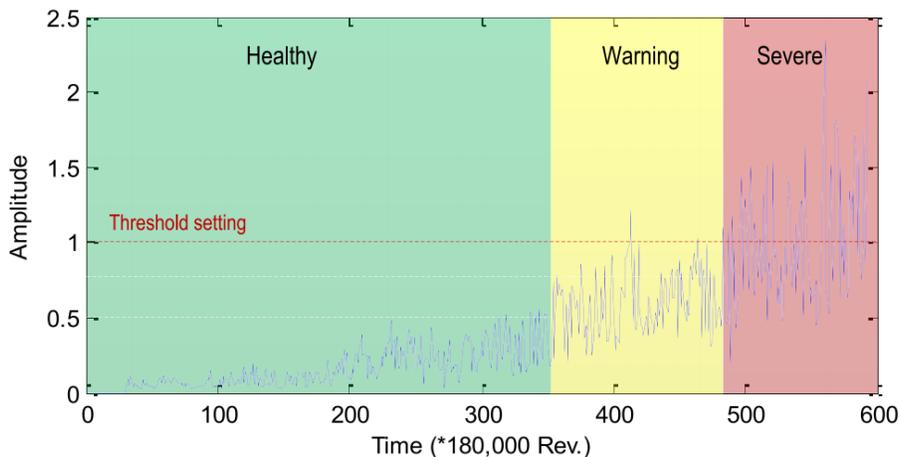
Примеры результатов испытания метода, проведённого на ветрогенераторе мощностью 2 МВт, показаны ниже. Ветрогенератор запускался с небольшим уровнем развития дефектов подшипников и оставался в работе до наступления дефекта. Во время испытания выделялись этапы обучения и тестирования. На этапе обучения параметры моделей корректировались на данные фактического развития состояния ветрогенератора, на этапе тестирования оценивались точность и достоверность прогноза развития состояния ветрогенератора.



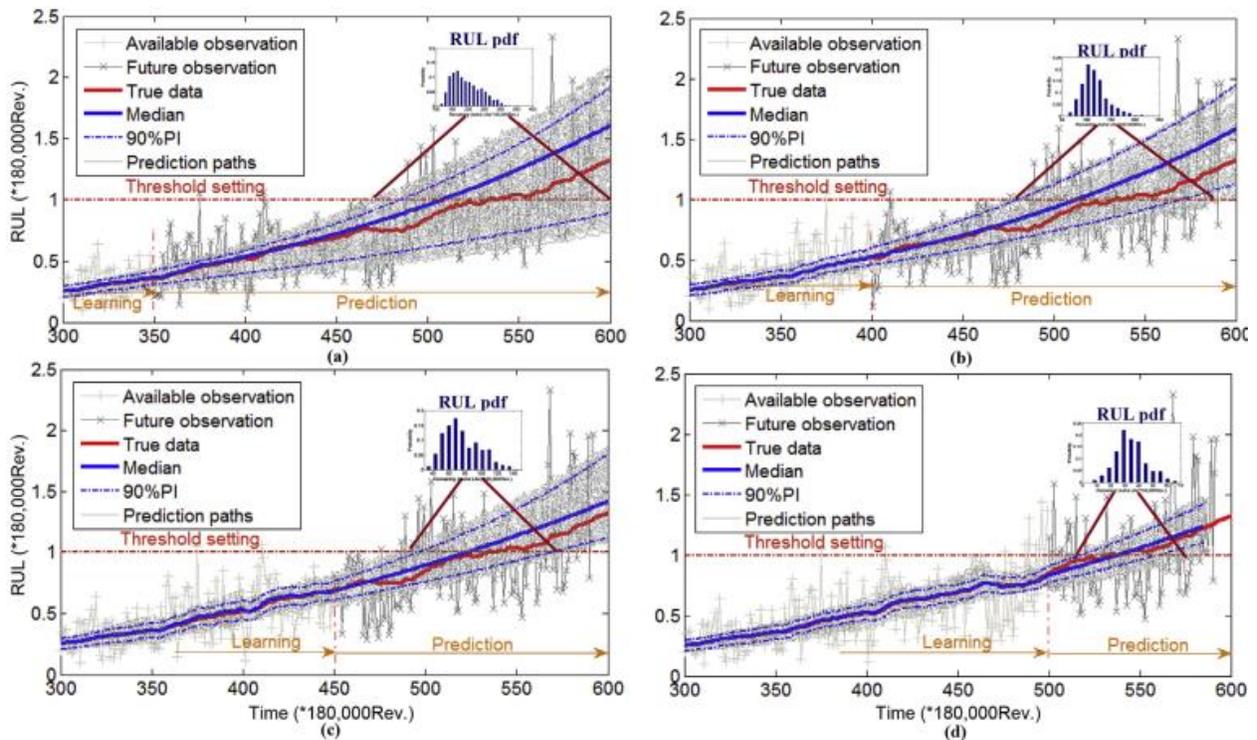
Записанные осциллограммы (слева) и спектры (справа) сигналов вибрации: сверху вниз – на начальном, среднем и финальном этапе развития дефекта



Развитие амплитуд четырёх основных гармоник дефектов в энергетическом спектре сигнала вибрации



Развитие сводного индикатора дефекта, рассчитанного по амплитудам основных гармоник дефекта. Дополнительно цветом показаны зоны состояния подшипников



Примеры расчёта остаточного срока службы при разных длинах обучающей выборки. Красной линией показано развития уровня развития дефекта, синей пунктирной линией показаны границы 90% доверительного интервала оценки развития дефекта. В дополнительной области показана плотность вероятности оценки уровня развития дефекта (RUL pdf)

В заключении исследования указано, что разработка метода будет продолжена. Основным направлением развития является проверка результатов применения метода на большем диапазоне ветрогенераторов.

Метод аналитического определения приоритета обслуживания элементов гидрогенератора

Источник: Netto, A.C.; de Andrade Melani, A.H.; Murad, C.A.; de Carvalho Michalski, M.A.; Martha de Souza, G.F.; Nabeta, S.I. A Novel Approach to Defining Maintenance Significant Items: A Hydro Generator Case Study. Energies 2020, 13, 6273.

<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/23/6273>

Группа исследователей из Университета Сан-Паулу в Бразилии разработала метод аналитического определения приоритетности обслуживания элементов гидрогенератора, в котором используется комбинация методов системного инжиниринга и собственных методик авторов. Работа была опубликована в издании *Energies* в ноябре 2020 года.

Суть метода состоит в определении сводного критерия приоритетности обслуживания (MSI) для элементов гидрогенератора. Метод состоит из двух основных этапов: исследование системы и расчёт MSI. Общая схема метода показана ниже.

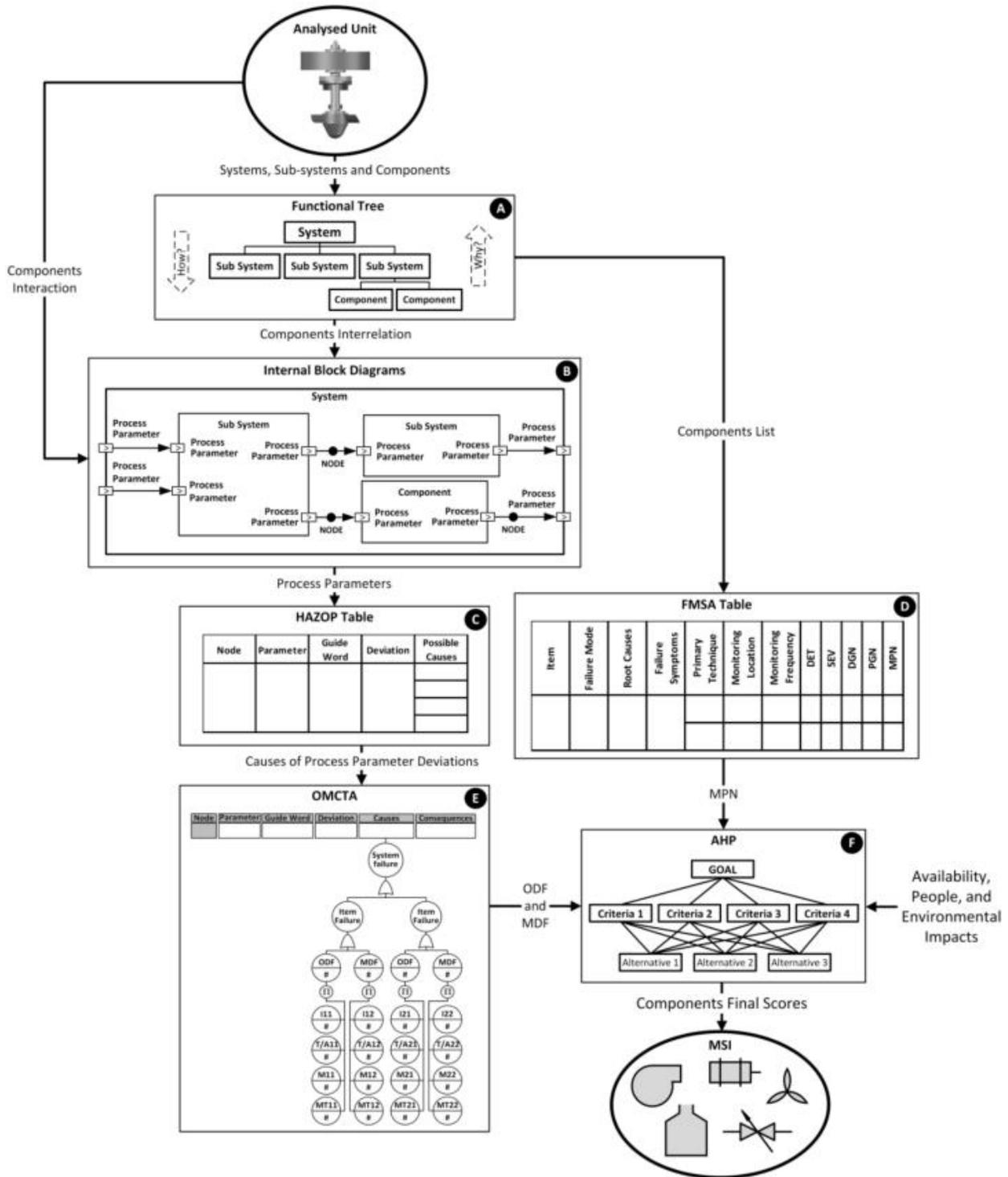


Схема метода

Этап исследования системы необходим для определения достаточной и необходимой информации для идентификации элементов гидрогенератора, требующих обслуживания. Исследование системы состоит из следующих этапов: построение функционального дерева (FT), построение внутренней структуры гидрогенератора (IBD), анализ опасности и работоспособности (HAZOP),

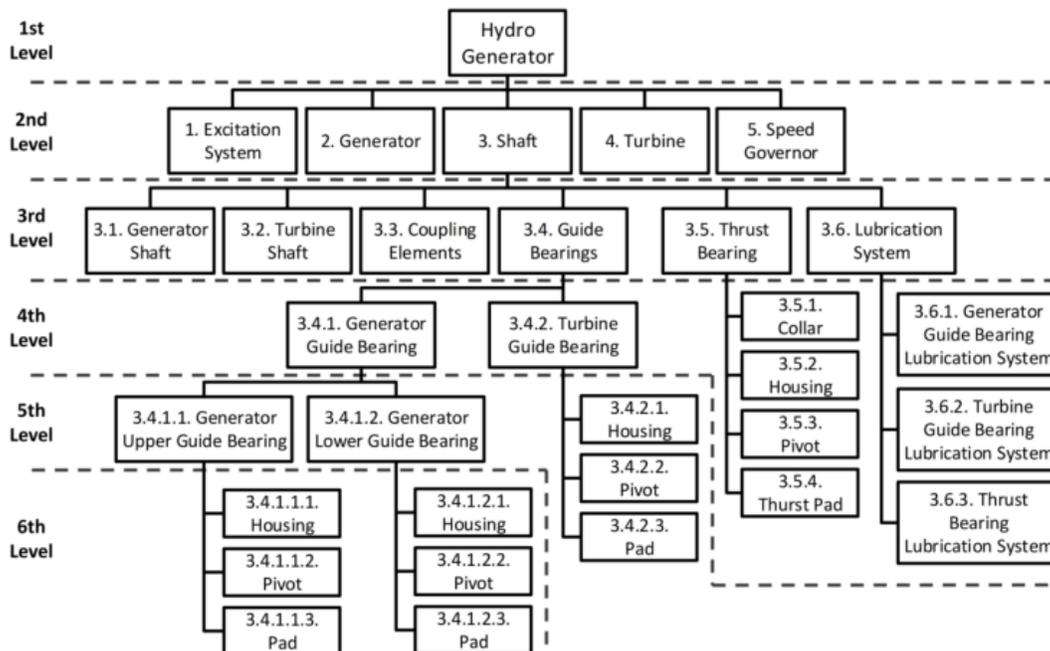
анализ режимов повреждений системы (FMSA) и анализ дерева эксплуатации и обслуживания (ОМСТА).

При помощи FT описывают структуру гидрогенератора. При помощи IBD определяют внутреннюю структуру гидрогенератора, включая интерфейсы и методы взаимодействия между его элементами. Применение IBD также позволяет подготовить данные для применения метода HAZOP, в котором определяются возможные причины работы компонентов гидрогенератора вне установленных границ нормальных режимов. Применение метода FMSA позволяет установить соответствие между элементами гидрогенератора, режимами их неисправностей, ключевыми причинами неисправностей и методами мониторинга развития причин неисправностей. Применение метода ОМСТА позволяет выделить наиболее критичные повреждения генератора, которые приведут к значительному снижению его работоспособности.

Второй этап, расчёт MSI (критерий приоритетности обслуживания), выполняется при помощи метода АНР (метод анализа иерархий), являющегося математическим инструментом системного подхода к сложным проблемам принятия решений. Расчёт методом АНР включает в себя определение значимости компонентов гидрогенератора с их относительными весами, рассчитываемыми по критичностям отказов компонентов. Результатом применения АНР является балльная оценка приоритетности обслуживания каждого компонента гидрогенератора.

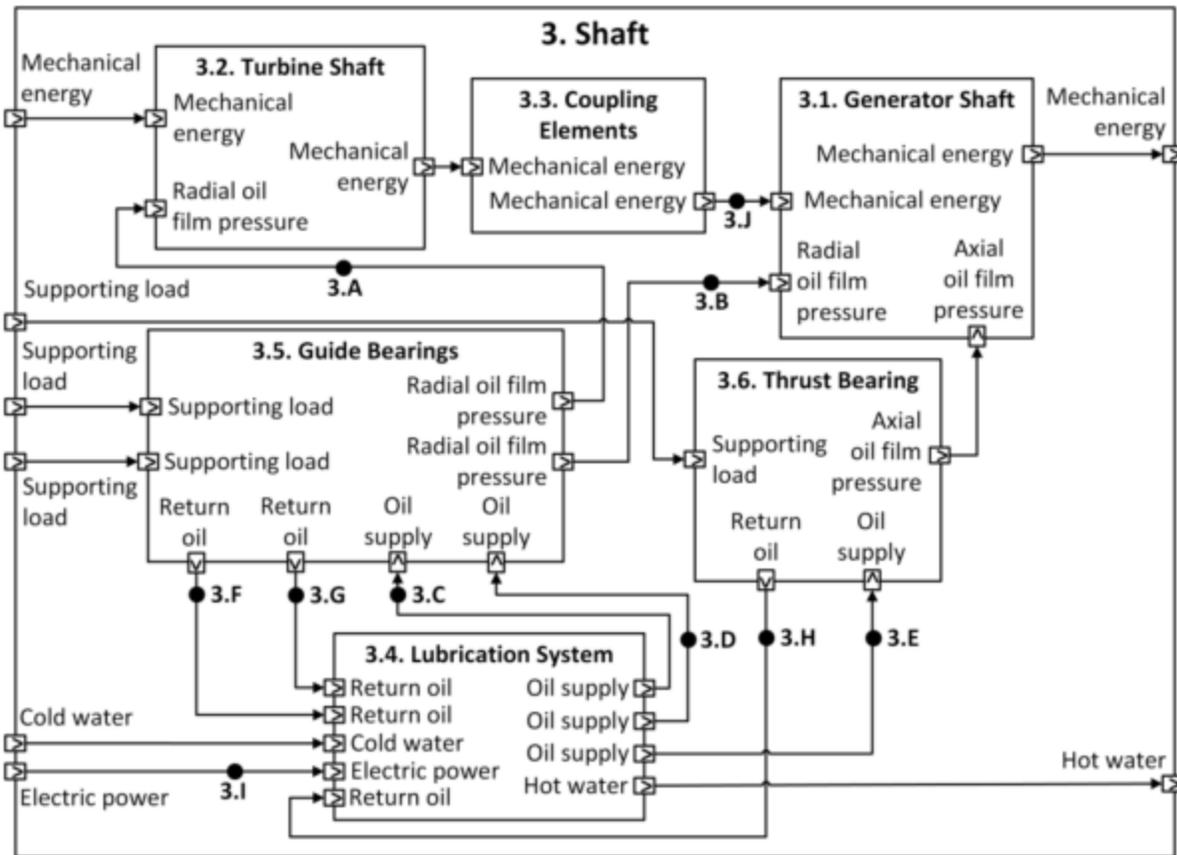
Метод был применён на ГЭС в северной части Бразилии. На ГЭС были установлены три поворотно-лопастные турбины мощностью 450 МВт.

Результат применения FT к гидрогенераторам ГЭС показан ниже. Каждый генератор был представлен в виде иерархического дерева компонентов генератора.



Функциональное дерево гидрогенератора

Структурная схема гидрогенератора, построенная при помощи IBD, показана ниже.



Структурная схема гидрогенератора

Построенная при помощи HAZOP таблица причин отклонений режимов работы генератора от нормальных показана ниже.

Node	Parameter	Guide Word	Deviation	Potential Causes
3.A	Pressure	below	Hydrodynamic pressure below nominal	Bearing oil shortage; overheated oil; wrong specification oil; excessive bearing wear
3.B	Pressure	below	Hydrodynamic pressure below nominal	Bearing oil shortage; overheated oil; wrong specification oil; excessive bearing wear
3.C	Pressure	below	Lubricating oil pressure below nominal	Lubrication system failure
3.D	Pressure	below	Lubricating oil pressure below nominal	Lubrication system failure
3.E	Pressure	below	Lubricating oil pressure below nominal	Lubrication system failure
3.F	Level	below	Bearing oil level below nominal	Oil leak in turbine guide bearing; lubrication system failure
	Temperature	above	Bearing oil temperature above nominal	Excessive dynamic loads
3.G	Level	below	Bearing oil level below nominal	Oil leak in turbine guide bearing; lubrication system failure
	Temperature	above	Bearing oil temperature above nominal	Excessive dynamic loads
3.H	Level	below	Bearing oil level below nominal	Oil leak in turbine guide bearing; lubrication system failure
	Temperature	above	Bearing oil temperature above nominal	Excessive dynamic loads
3.I	Current	not	No electric power supply to the oil pump	Power system failure
3.J	Rotation	not	No rotation on the generator shaft	Coupling elements breakage

Таблица HAZOP

Диаграмма повреждений генератора, построенная при помощи ОМСТА, показана ниже.

Node	Parameter	Guide Word	Deviation	Causes	Consequences
3.I	Current	no	No current (power supply) to the oil pump		Lubrication system malfunction leading to generator unit shutdown

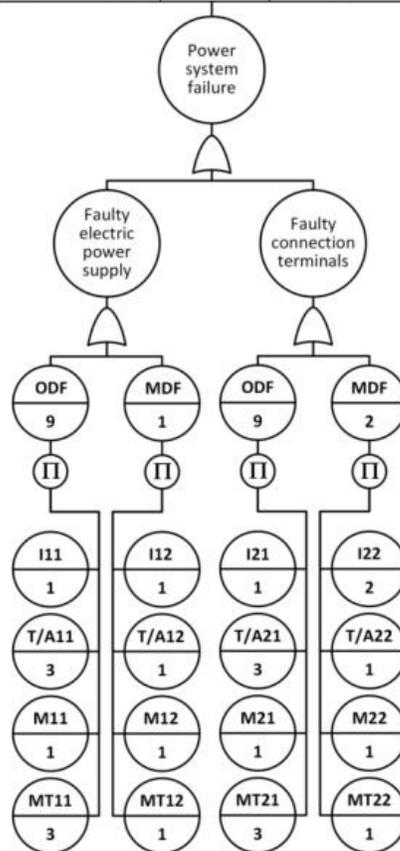


Диаграмма ОМСТА

Рассчитанная после обработки результатов этапа исследования системы таблица критериев приоритетности обслуживания элементов генератора показана ниже.

ID	Item	Rank	Score
4.1.2	Control Gate	1	0.0152
5.4.2.4.2	Air/Oil Accumulator	2	0.0139
3.5.1	Thrust Bearing Collar	3	0.0128
3.5.3	Thrust Bearing Pad	4	0.0128
3.5.4	Thrust Bearing Leveling Link	5	0.0126
4.1.1	Trash Rack	6	0.0120
3.4.2.3	Turbine Guide Bearing Pad	7	0.0117
3.4.2.1	Turbine Guide Bearing Housing	8	0.0117
3.4.2.2	Turbine Guide Bearing Pivot	9	0.0117
4.6.2	Turbine Blades	10	0.0111

Таблица MSI элементов генератора

Исследователи также выполнили анализ неопределённости метода на основе информации о состоянии элементов генератора, полученной от экспертов по эксплуатации и обслуживании генераторов. Анализ показал достаточную достоверность результатов применения метода.