ПЕРЕХОД НА ОБСЛУЖИВАНИЕ ПО СОСТОЯНИЮ УСТРОЙСТВ РЗА, АСУ ТП И СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ПС

А.С. ШЕМЕТОВ (ПАО “ФСК ЕЭС”), А.А. АКИНИН (АО “НТЦ ФСК ЕЭС”), О.В. КИРИЕНКО, П.В. КАБАНОВ (ГК “ЭнергопромАвтоматизация”)

Федеральная Сетевая Компания
Единой Энергетической Системы

АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

ЭнергопромАвтоматизация
www.epsa-spb.ru

В настоящее время под руководством ПАО “ФСК ЕЭС” выполняется комплекс научно исследовательских работ, направленных на цифровизацию жизненного цикла устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений. Этому вопросу будет посвящено несколько статей. Данная статья раскрывает вопрос перехода устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС на обслуживание по состоянию.

Ключевые слова: *цифровизация жизненного цикла устройств; РЗА; АСУ ТП; средства измерений ПС; программная платформа NPT Platform; ПТК “Эксплуатация”.*

ВВЕДЕНИЕ

Надежное функционирование электроэнергетической отрасли зависит от своевременного и качественного обслуживания оборудования. Рост количества единиц оборудования, а также разнообразие типов и видов оборудования, находящихся в постоянной эксплуатации, ставит перед эксплуатирующими организациями задачу максимально повысить эффективность работ по техническому обслуживанию и ремонту.

Решение проблемы повышения эффективности технического обслуживания включает в себя следующие основные шаги:

- переход от системы фиксации действий персонала в бумажных журналах к регистрации и хранению информации в электронном виде;
- переход к типизации оборудования;
- переход к системе автоматизированного планирования, выполнения и контроля работ по техническому обслуживанию в соответствии с заданными алгоритмами;
- автоматизация и стандартизация процессов формирования отчетной документации по производственной деятельности;
- переход от планового обслуживания к обслуживанию с учетом оценки фактического состояния оборудования.

В рамках НИОКР по разработке корпоративной системы автоматической диагностики и повышения эффективности обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС, заказчиком в лице ПАО “ФСК ЕЭС” была поставлена задача постепенного перехода от планового обслуживания к обслуживанию по состоянию указанных устройств. В результате проведённой научно-исследовательской работы группой компаний “ЭнергопромАвтоматизация” в составе консорциума с АО “НТЦ ФСК ЕЭС” и ООО “Релематика” на базе программной платформы NPT Platform был разработан программно-технический комплекс “Эксплуатация” (далее – Система), решающий указанные задачи путем внедрения автоматического мониторинга, накопления статистической информации о работе устройств и максимальной автоматизации труда:

- персонала службы РЗА;
- работников, занимающихся эксплуатацией программно-технических комплексов (ПТК) автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- работников метрологических служб ПАО “ФСК ЕЭС”.

Для хранения данных о техническом обслуживании оборудования в цифровом виде разработанная Система опирается на международные стандарты по хранению и обмену информацией – общую информационную модель (Common Information Model – CIM) – МЭК 61970 [1], МЭК 61968 [2] и МЭК 62325.

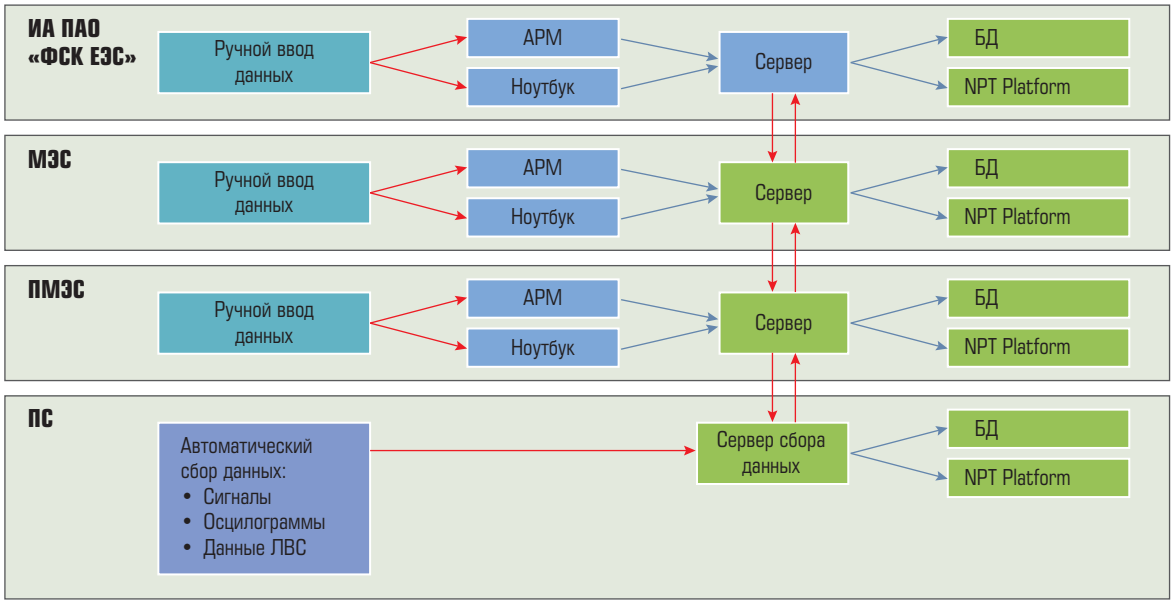

Рис. 1. Структура Системы

СТРУКТУРА СИСТЕМЫ

Система имеет распределенную иерархическую архитектуру: сбор и первичная обработка данных выполняется на нижнем (подстанционном уровне) Системы, обработанные данные консолидируются на серверах соответствующих ПМЭС. За счет средств СУБД данные с уровня ПМЭС реплицируются на сервера уровня МЭС и ИА ПАО “ФСК ЕЭС”.

Структура Системы является многоуровневой и состоит из четырех уровней: ПС, ПМЭС, МЭС и ИА ПАО “ФСК ЕЭС” (рис. 1).

В рамках системы реализовано три вида мониторинга работы оборудования: непрерывный, ситуационный и периодический (рис. 2).

Подстанционный уровень используется для автоматического мониторинга и анализа работы оборудования (непрерывный и ситуационный мониторинг). Автоматический сбор данных, который выполняется либо с устройств напрямую, либо с установленной на ПС АСУ ТП, включает в себя сигналы самодиагностики устройств, измерения, данные ЛВС ПС, а также осциллограммы аварийных процессов.

На вышестоящих уровнях выполняется консолидация обработанных на уровне ПС данных, планирование и фиксация результатов периодического обслуживания оборудования (периодический мониторинг), а также ручной ввод нормативно-технических данных, параметров устройств (паспортных данных), документов и конфигурационных файлов, данных об обнаруженных неисправностях и прочей информации.

Рис. 2. Виды мониторинга устройств

Рис. 3. Анализ неисправности устройств

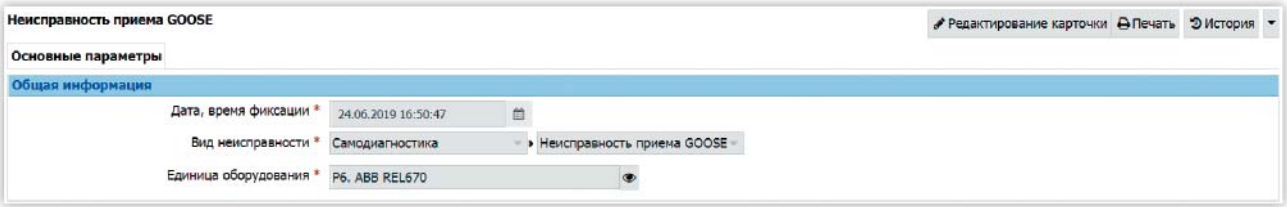

Рис. 4. Карточка события неисправности приема GOOSE сообщения

НЕПРЕРЫВНЫЙ МОНИТОРИНГ

Непрерывный мониторинг позволяет выполнить анализ и оперативное информирование персонала о происходящих нарушениях в работе оборудования или ЛВС ПС.

В рамках задач непрерывного мониторинга в ПТК “Эксплуатация” выполняется автоматический сбор диагностических сигналов устройств, их анализ и классификация, формирование событий и оповещений персонала в зависимости от категории диагностических сигналов.

Для формирования событий в Системе сформированы следующие категории диагностических сигналов:

- Сигналы критической неисправности.
- Сигналы предупредительной сигнализации.
- Информационные сигналы.

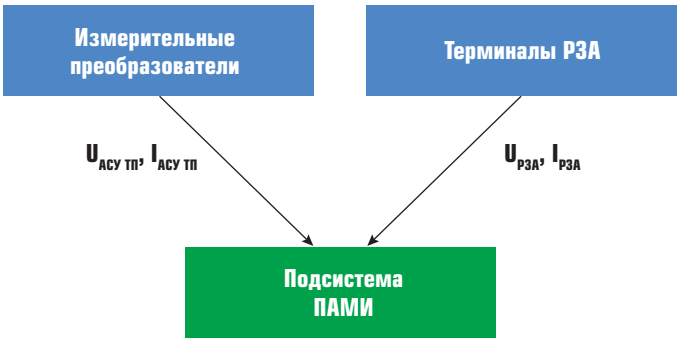

Рис. 5. Исходные данные для ПАМИ

Алгоритм работы Системы при возникновении неисправности или нарушении в работе устройства указан на рис. 3.

При возникновении неисправности или нарушении в работе устройства Система выполняет следующие действия:

1. Фиксирует неисправность и максимально быстро информирует о ней.
2. Определяет, является ли неисправность повторяющейся.
3. Определяет группу неисправности.
4. Предоставляет пользователям информацию о неисправности.
5. Формирует внеплановую заявку на проведение ТОиР оборудования, на котором возникла неисправность. В зависимости от категории сигналов Системой принимаются разные решения относительно их времени их устранения.

Кроме сигналов самодиагностики устройств Система анализирует трафик ЛВС ПС и при возникновении различных нарушений формирует события. Сигналы неисправности ЛВС также типизированы, пример события “Неисправность приема GOOSE” представлен на рис. 4.

Отдельным видом непрерывного мониторинга является автоматический мониторинг измерений (далее – ПАМИ, рис. 5). Он использует получасовые выборки сигналов телеизмерений устройств и периодически выполняет расчет относительного расхождения измерений терминалов РЗА и счетчиков АСУ ТП, а также фиксацию выхода рассчи-

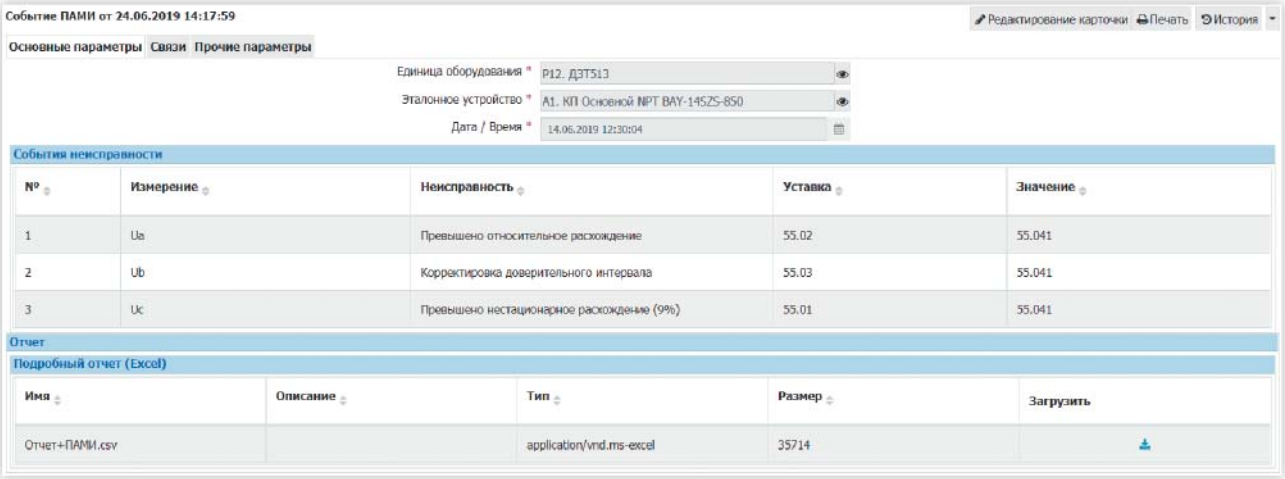

Рис. 6. Отчет ПАМИ

танного расхождения за пределы доверительного интервала. Дополнительно с помощью специального алгоритма Система рассчитывает нестационарное расхождение измерений устройств РЗА и счетчиков АСУ ТП и его выход за пределы допустимого значения.

Пример отчета, формируемого для события, регистрируемого ПАМИ, представлен на рис. 6.

По всем формируемым событиям в Системе ведется статистика в виде электронных журналов, а также предусмотрены инструменты для выполнения статистического анализа возникновения неисправностей и нарушений в работе оборудования и ЛВС по различным критериям (причина, частота возникновения, повторяемость, вид неисправности и т.д.) (рис. 7).

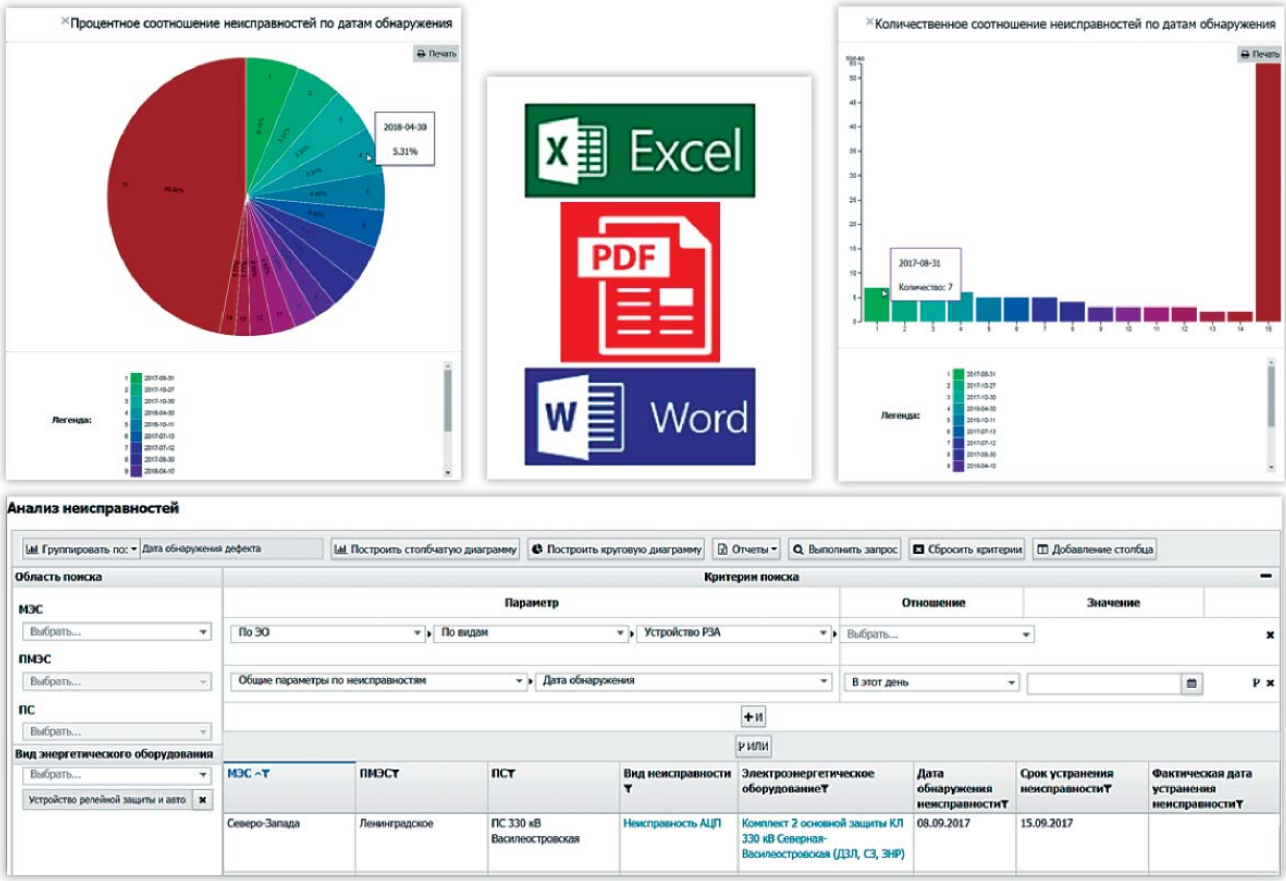

Рис. 7. Статистика

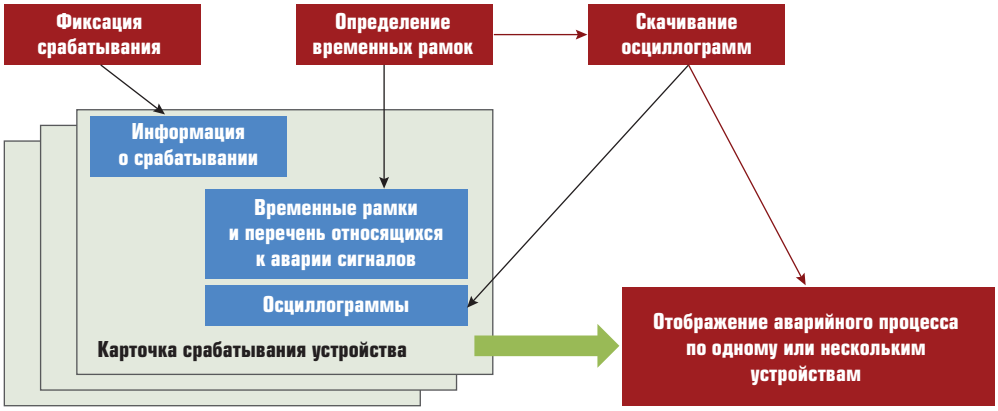

Рис. 8. Анализ технологических нарушений

СИТУАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ

Исходной информацией для ситуационного мониторинга являются конфигурационные файлы уставок устройств РЗА и осциллограммы аварийных процессов.

Конфигурации уставок представляют собой файлы формата CSV, TXT, XML, XLSX или другого структурированного формата, которые выгружаются непосредственно из устройств РЗА и подгружаются в Систему. В рамках НИОКР разработаны конверторы файлов конфигураций уставок для следующих производителей:

- Релематика (формат XLSX).
- ЭКРА (формат XML и DOC).
- ABB (форматы TXT и CSV).
- Siemens (формат CSV).

Осциллограммы аварийных процессов скачиваются с серверов АСУ ТП ПС автоматически.

При возникновении технологического нарушения на ПС, Система определяет его временные рамки, перечень устройств, участвующих в нарушении и выполняет автоматический сбор и объединение осциллограмм в обобщенную осциллограмму (рис. 8). Форматом объединённой осциллограммы является COMTRADE версии 2013 года.

Просмотр объединённых осциллограмм выполняется с помощью встроенного осциллографа, который открывается в Web-браузере, без использования дополнительных плагинов и не требующий какой-либо установки (рис. 9). Такой подход позволяет выполнять просмотр и анализ осциллограмм с любых

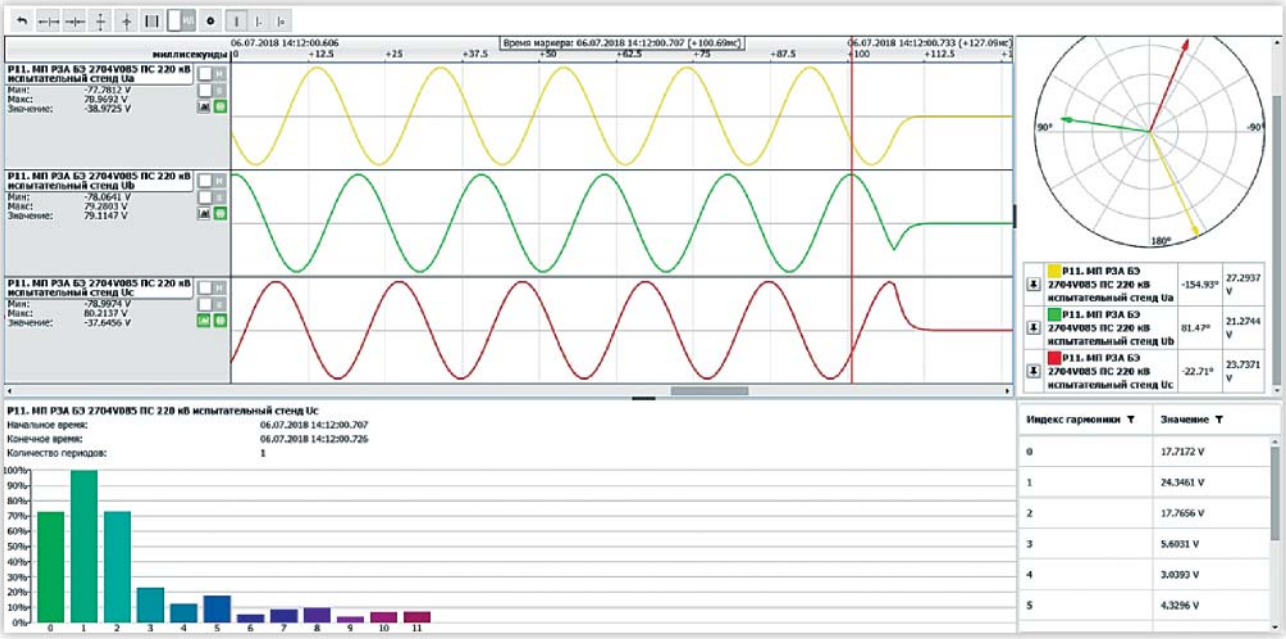

Рис. 9. Встроенный осциллограф

Событие ПАМИ от 24.06.2019 14:17:59

Редактирование карточки | Печать | История

Основные параметры | Связи | Прочие параметры

Единица оборудования * P12. ДЗТ513

Эталонное устройство * A1. КП Основной NPT BAY-145ZS-850

Дата / Время * 14.06.2019 12:30:04

События неисправности

№	Измерение	Неисправность	Уставка	Значение
1	Ua	Превышено относительное расхождение	55.02	55.041
2	Ub	Корректировка доверительного интервала	55.03	55.041
3	Uc	Превышено нестационарное расхождение (9%)	55.01	55.041

Отчет

Подробный отчет (Excel)

Имя	Описание	Тип	Размер	Загрузить
Отчет+ПАМИ.csv		application/vnd.ms-excel	35714	

Рис. 10. Результаты анализа РЗА

Событие ПАМИ от 24.06.2019 14:17:59

Редактирование карточки | Печать | История

Основные параметры | Связи | Прочие параметры

Единица оборудования * P12. ДЗТ513

Эталонное устройство * A1. КП Основной NPT BAY-145ZS-850

Дата / Время * 14.06.2019 12:30:04

События неисправности

№	Измерение	Неисправность	Уставка	Значение
1	Ua	Превышено относительное расхождение	55.02	55.041
2	Ub	Корректировка доверительного интервала	55.03	55.041
3	Uc	Превышено нестационарное расхождение (9%)	55.01	55.041

Отчет

Подробный отчет (Excel)

Имя	Описание	Тип	Размер	Загрузить
Отчет+ПАМИ.csv		application/vnd.ms-excel	35714	

Рис. 11. Многолетний график РЗА

устройств, поддерживающих Web-браузеры (смартфоны, планшеты, ноутбуки, ПК).

На следующем этапе мониторинга выполняется анализ правильности работы функций устройств РЗА, результатом которого является формирование отчетов о результатах проведённого анализа, включающий в себя вид повреждения, повреждённые фазы, данные ОМП (при наличии), данные анализа измерительных трактов, дискретных сигналов, а также оценку работы функций защит (рис. 10).

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

В рамках периодического мониторинга в ПТК “Эксплуатация” решаются задачи автоматизации бизнес-процессов ТОиР оборудования, которые ведутся эксплуатационным персоналом в соответствии с нормативно-технической документацией, принятой в ПАО “ФСК ЕЭС”.

Выполняется автоматическое формирование заданий на выполнение мероприятий ТОиР на основании:

- автоматически формируемых плановых графиков периодического обслуживания (рис. 11, рис. 13, рис. 15);
- результатов непрерывного мониторинга;
- результатов анализа технологических нарушений (ситуационный мониторинг);
- заданий (приказов) от АО “СО ЕЭС”.

Циклы периодического технического обслуживания устройств РЗА

Добавить цикл ТО | Удалить цикл ТО

	Категория помещения	Вид аппаратного исполнения устройств РЗА	Цикл ТО, лет	Вид ТО	Начальный год цикла относительно наладки	Конечный год цикла относительно наладки
	I	МЭ	6	К (профилактический контроль)	3	Цикл бессрочный
	I	МП	4	ТК (технический контроль)	4	20
	I	МП		К1 (первый профилактический контроль)	1	Цикл бессрочный
	I	МП	8	К (профилактический контроль)	28	Цикл бессрочный
	I	МП		Н (проверка при новом включении (наладка))		Цикл бессрочный
	I	МЭ		К1 (первый профилактический контроль)	1	Цикл бессрочный
	I	МЭ	6	В (профилактическое восстановление (ремонт))	6	Цикл бессрочный
	I	ЭМ	8	В (профилактическое восстановление (ремонт))	8	Цикл бессрочный
	I	ЭМ		Н (проверка при новом включении (наладка))		Цикл бессрочный

Рис. 12. Циклы периодического обслуживания устройств РЗА

Годовой график ТО АСУ ТП

Год: 2019 | Согласование графика ПМЭС | Согласование графика МЭС | Статус графика: Не определен

№	МЭС	ПМЭС	ПС	Присоединение	Оборудование	2019 Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
46261	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС	ПС 220 кВ Выставочная	ВЛ-1 220 кВ / СВ 220 кВ	Шкаф А2. Шкаф контроллеров присоединения												
40845	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС	ПС 220 кВ Выставочная	ВЛ-1 220 кВ	Шкаф А2. ШКП ЭПСА												
38562	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС	ПС 220 кВ Выставочная	ВЛ-1 220 кВ / СВ 220 кВ	Шкаф А1. Шкаф контроллеров присоединения												
46296	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС	ПС 220 кВ Выставочная	Т-1 220 кВ / Т-2 220 кВ	Шкаф А3. Шкаф КП												
41104	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС	ПС 500 кВ Ярцево	ВЛ 110 кВ Ярцево - Снежа II цепь	Шкаф А3. Шкаф КП												
40864	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС	ПС 500 кВ Ярцево	--	АРМ ОП 1												

Рис. 13. Годовой график АСУ ТП

Плановый график РЗА формируется на основе циклов периодического обслуживания устройств РЗА в соответствии с СТО ПАО “Россети” [4] в зависимости от категории помещения и вида аппаратного исполнения РЗА.

Пример формы для задания циклов периодического обслуживания устройств РЗА указан на рис. 12.

Плановый график АСУ ТП формируется на основании типовых карт технического обслуживания устройств

ПАО "ФСК ЕЭС" / Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Центра / Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Московское ПМЭС / ПС 220 кВ Выставочная / ОПУ / Помещение №1 АСУ ТП / Шкаф А1. Шкаф контроллеров присоединения /

Вид: Шкаф контроллеров присоединений (ШКП) Зав. номер: 1831
Тип: ШЭТ ШКП ЭПСА

Основное | Эксплуатация | Приказы и задания | Паспорт | Характеристики | Наполнение | ТО | Технологические нарушения | Документация | Схема ключей

Планирование ТО

Периодичность, раз/год: 4
Длительность единичного ТО, дней: 1
Количество нормо-часов на ТО в год (рассчитано вручную), чел/час: 10
Количество нормо-часов на ТО в год (рассчитано автоматически), чел/час: 10
Дата следующего ТО: 10.04.2019
Дата последнего ТО: 10.11.2018
Типовая карта ТО: --
Типовая программа ТО: --

Работы, выполняемые в рамках ТО

№	Примечание	Количество нормо-часов, чел/час	Периодичность, раз/год	Вид работы	Количество единиц оборудования
1		0.5	4	Общее. Очистка от пыли с использованием спец. промышленного пылесоса	1
2		1	2	Общее. Анализ записей в журнале событий	2
3		0.5	4	Шкаф. Проверка функции резервирования информационной сети	1
4		0.25	4	Общее. Анализ системных журналов и журналов событий ОС и базового ПО	2

Запланированные/Выполненные работы

№	Дата начала работ	Вид	Статус	Подрядчик	Исполнитель от ФСК	Объект
38880	2018-10-01	Периодическое обслуживание	Запланировано	ЭнергопромАвтоматизация, Санкт-Петербург		

Рис. 14. Пример карты технического обслуживания шкафа АСУ ТП

Многолетний график калибровки

От: 2019 До: 2023 Отчеты

МЭСТ	ПМЭСТ	ПСТ	Класс напряженияТ	Вид измеренийТ	Вид устройстваТ	ТипТ	2019	2020	2021	2022	2023
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Северо-Запада	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Ленинградское ПМЭС	ПС 330 кВ Васильеостровская	330 кВ	32 - Теплофизические и температурные показатели	Термометр манометрический сигнализирующий	АКМ 345					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Северо-Запада	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Ленинградское ПМЭС	ПС 330 кВ Васильеостровская	330 кВ	34 - Электрические и магнитные величины	Мультиметр	Fluke 87V					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Северо-Запада	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Ленинградское ПМЭС	ПС 330 кВ Васильеостровская	330 кВ	34 - Электрические и магнитные величины	МИП	РМ130ЕН Plus					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Северо-Запада	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Ленинградское ПМЭС	ПС 330 кВ Васильеостровская	330 кВ	34 - Электрические и магнитные величины	МИП	РМ130ЕН Plus					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Северо-Запада	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Ленинградское ПМЭС	ПС 330 кВ Васильеостровская	330 кВ	30 - Параметры давления, вакуума	Манометр образцовый (эталонный)	МО 160					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Урала	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Южно-Уральское ПМЭС	ПС 500 кВ Златоуст	500 кВ	34 - Электрические и магнитные величины	Амперметр щитовой	Э40702					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Урала	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Южно-Уральское ПМЭС	ПС 500 кВ Златоуст	500 кВ	34 - Электрические и магнитные величины	Амперметр щитовой	Э40702					
Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" МЭС Урала	Филиал ПАО "ФСК ЕЭС" - Южно-Уральское ПМЭС	ПС 500 кВ Златоуст	500 кВ	34 - Электрические и магнитные величины	Амперметр щитовой	Э40702					

I | II | III | IV

Рис. 15. Многолетний график калибровки СИ

АСУ ТП в соответствии с СТО ПАО “ФСК ЕЭС” [5].

Пример формы для задания типовой карты технического обслуживания шкафа АСУ ТП указан на рис. 14.

Плановые графики поверки/калибровки/контроля исправности СИ формируются на основании метрологических параметров устройства, вносимых в карточку в соответствии с СТО ПАО “ФСК ЕЭС” [6].

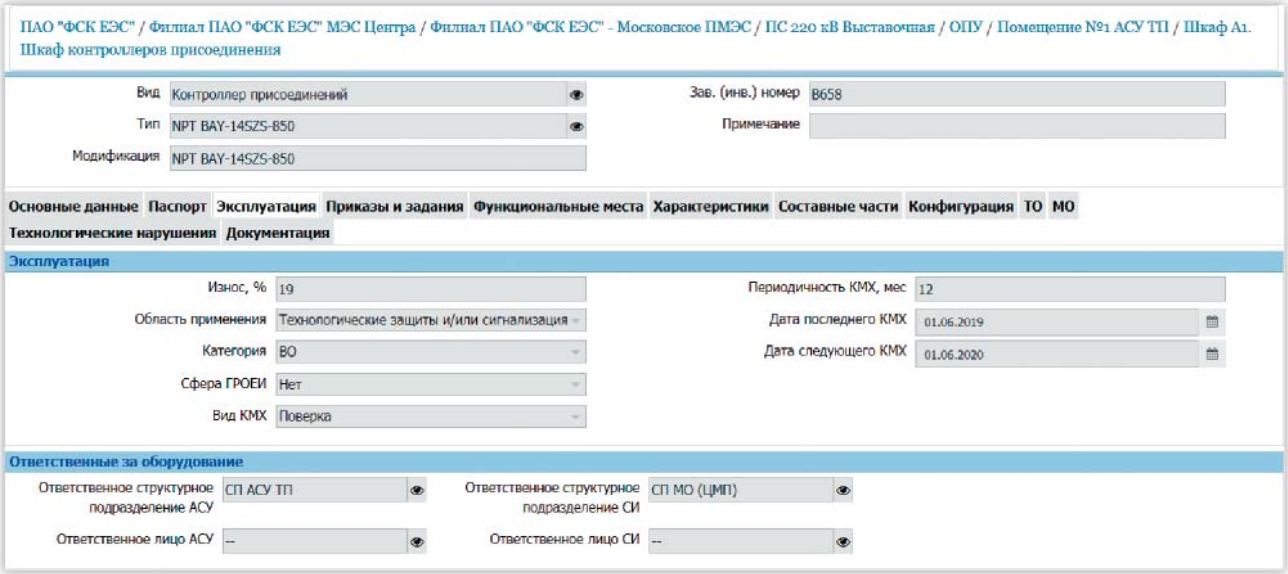

Рис. 16. Параметры средства измерения для формирования графиков поверки/калибровки/контроля исправности СИ

Пример метрологических характеристик карточки СИ, в соответствии с которыми формируется график поверки, указан на рис. 16.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЖИЗНЕНОГО ЦИКЛА ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время в ПАО “ФСК ЕЭС” параллельно внедряются ещё две системы, которые вместе с ПТК “Эксплуатация” должны обеспечить полную цифровизацию всего жизненного цикла оборудования (рис. 17). Такой подход обеспечит максимальную автоматизацию бизнес-процессов предприятия.

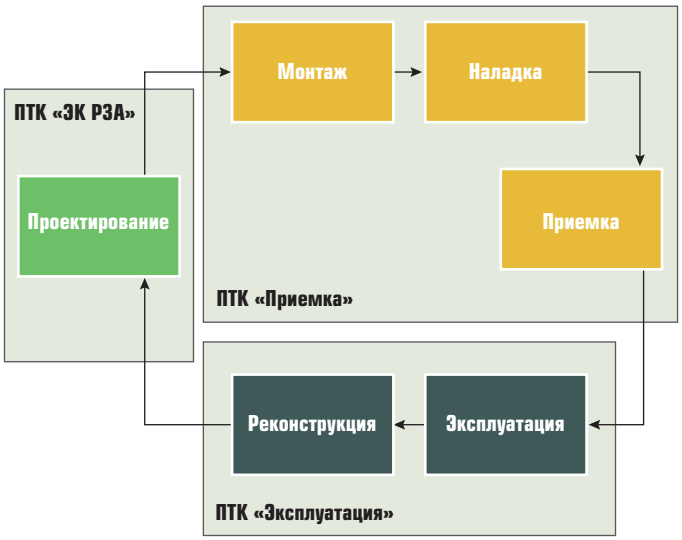

Рис. 17. Жизненный цикл оборудования

Информационные системы, указанные на рис. 17, позволяют выполнить автоматизацию трех основных этапов жизненного цикла оборудования:

1) проектирование;
2) монтаж/наладка/приемка (приемка);
3) эксплуатация и реконструкция.

ПТК “ЭК РЗА” позволит на этапе проектирования сформировать типовые проекты ПС на базе стандарта МЭК 61850. Часть исходной информации для проектирования поступает из ПТК “Эксплуатация”, например, конфигурация существующего первичного оборудования, перечни установленного вторичного оборудования и шкафов для предпроектного обследования, конфигурация существующих устройств РЗА, АСУ ТП и СИ, принципиальные электрические схемы. Применение типовых решений позволяет значительно упростить процесс проектирования, а также упростить работу на следующих этапах жизненного цикла за счет включения в проект типовой информации, такой как сигналы самодиагностики, перечни уставок и конфигурации осциллограмм с возможностью их использования для автоматического анализа.

ПТК “Приемка” принимает в качестве исходных данных файлы конфигурации ПС (SCD-файлы) и устройств (CID-файлы), по типовым программам выполняет проверку конфигурации и параметров устройств и ЛВС на соответствие проекту, а также позволяет выполнять экспорт/импорт CID файлов из устройств и настройку уставок

для соответствующих узлов конфигурации устройства. В результате формируется массив данных, включающий в себя протоколы приемки и наладки устройств, итоговые конфигурации прошедших приемку устройств РЗА, АСУ ТП, СИ, скорректированные уставки, исполнительные принципиальные электрические схемы, которые передаются в ПТК "Эксплуатация" и используются для дальнейшей работы.

ПТК "Эксплуатация", используя комплексный подход, включающий в себя непрерывный, ситуационный и периодический мониторинг оборудования, позволяет решить следующие задачи:

- по типизированным сигналам самодиагностики в процессе непрерывного мониторинга однозначно определить возникающие неисправности и нарушения в работе;
- по измерительным сигналам от устройств РЗА и АСУ ТП определить возникающие отклонения в измерительных трактах;
- по сигналам от устройств РЗА определить пустившиеся и сработавшие функции, а также выполнить анализ правильности работы функций РЗА;
- накопить необходимый объем статистических данных для проведения аналитической обработки;
- выполнить расчет показателей, таких как индекс готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, индекс технического состояния оборудования и других;
- на основании всей доступной информации сделать вывод о текущем состоянии устройства и необходимости его технического обслуживания.

ВЫВОДЫ

Внедрение рассмотренной автоматизированной системы является актуальной задачей, так как перед многими организациями стоят задачи снижения затрат и повышения эффективности труда. В условиях постоянного роста количества единиц оборудования, разнообразия их типов и видов, для повышения эффективности работ по техническому обслуживанию и ремонту необходимо применение автоматизированных информационных систем, позволяющих осуществить переход на обслуживание по состоянию. Наилучшим образом решить эту задачу позволяет внедрение ПТК "Эксплуатация", функционал которого позволяет выполнить типизацию единиц оборудования и сформировать решение о необходимости проведения технического обслуживания за счет применения аналитической обработки данных и комплексного подхода к мониторингу работы оборудования.

Список литературы

1. *"IEC 61970 Part 301:* Common information model (CIM) base" – Edition 4.0, May 2013.
2. *"IEC 61968 Part 11:* Common information model (CIM) extensions for distribution" – Edition 2.0, March 2013.
3. *"IEC 60255-24 Part 24:* Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems " – Edition 2.0, April 2013.
4. *СТО 34.01-4.1-002-2017* "Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса" (распоряжение ПАО "Россети" от 19.09.2017 № 500р).
5. *СТО 56947007-25.040.40.236-2016* "Правила технической эксплуатации АСУ ТП ПС ЕНЭС. Общие технические требования" (приказ ПАО "ФСК ЕЭС" от 15.12.2016 № 473).
6. *СТО 56947007-29.240.024-2009* "Положение по организации и обеспечению представления средств измерений на испытания в целях утверждения типа, а также на поверку и калибровку" (распоряжение ПАО "ФСК ЕЭС" от 30.03.2009 № 100р).

Шеметов Андрей Сергеевич *– заместитель начальника департамента релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами ПАО "ФСК ЕЭС",*
Акинин Андрей Александрович *– заместитель начальника отдела разработки технологии "Цифровая подстанция" Центра информационно-управляющих систем АО "НТЦ ФСК ЕЭС",*
Кириенко Олег Владимирович *– руководитель департамента инновационных разработок ГК "ЭнергопромАвтоматизация",*
Кабанов Павел Владимирович *– заместитель руководителя департамента инновационных разработок ГК "ЭнергопромАвтоматизация".*