

**ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ  
ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ  
МОНИТОРИНГА И  
ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ  
ТРАНСФОРМАТОРНОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ**

**PROBLEMS AND PROSPECTS OF  
THE APPLICATION OF  
MONITORING SYSTEMS AND  
OPERATIVE DIAGNOSTICS OF  
TRANSFORMER EQUIPMENT**

Мордкович А.Г., Туркот В.А.  
ГУП ВЭИ (г.Москва, Россия)

**Аннотация**

*В представленной статье рассматриваются первые результаты применения в электроэнергетике России автоматизированных электронных систем управления, мониторинга и оперативной диагностики трансформаторного оборудования. Анализируются пути снижения их стоимости и возможности расширения области экономически эффективного использования*

**Abstract**

*The first results of the application of the automated electronic control systems, monitoring and operative diagnostics of the transformer equipment in electric power industry of Russia are considered in the report. Ways of the reduction of their cost and the possibilities of the expansion of the area of their economically effective application are analyzed*

Эксплуатация трансформаторного оборудования за пределами нормированного срока службы стала общемировой тенденцией, хотя очевидно, что без принятия определенных мер, она сопряжена с повышенными рисками отказов. В Японии, например, порядка 30% парка трансформаторов старше 30 лет. В России доля трансформаторов, отработавших нормированный (заводской) срок службы 25 лет, превышает 60% парка.

Замена огромного количества дорогостоящего оборудования в короткий отрезок времени невозможна технически и не оправдана экономически.

Снижение рисков катастрофических отказов и уменьшение эксплуатационных затрат может обеспечить установка на трансформаторы автоматизированных систем управления, мониторинга и оперативной диагностики. Затраты на создание и обслуживание таких систем по оценкам ряда энергетических компаний /1-4/ будут компенсироваться:

1. **Уменьшением числа аварийных отключений оборудования (стоимость оборудования и недоотпуск электроэнергии)** благодаря непрерывному контролю наиболее важных параметров функциональных подсистем и своевременному обнаружению отклонений от нормированных значений.
2. **Снижением эксплуатационных затрат на профилактический контроль и обслуживание оборудования** за счет получения полной и достоверной информации о его состоянии в результате непрерывного и системного накопления данных.

3. Сокращением численности обслуживающего персонала подстанций и освобождением его от проведения большинства рутинных операций.
4. Переходом на управление и контроль оборудования подстанций из удаленных центров и возможностью использования информационно-аналитических систем при принятии оперативных решений.
5. Сохранением информации о каждом аппарате в виде его электронного паспорта.
6. Снижением страховых платежей.

Стоимость первых установленных в России систем мониторинга составляла порядка 10% стоимости защищаемого оборудования. За несколько лет, в результате появления отечественных производителей и конкуренции на рынке, стоимость аналогичных систем снизилась в 2 - 3 раза.

На этой же конференции в прошлом году нами был представлен доклад (П2-02, стр.125) о системе управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования «СУМТО», которая создана в ВЭИ им. В.И. Ленина. Эта система была разработана, в первую очередь, для крупных трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов высших классов напряжения. Первые шкафы управления и мониторинга были смонтированы в 2002 году на ПС «Выборгская». Полный перечень функций, выполняемых СУМТО, приведен в таблице 1.

Таблица 1

№	Перечень функций СУМТО
1	Контроль перенапряжений по ГОСТ1516.3-96 на стороне ВН.
2	Контроль допустимых систематических и аварийных перегрузок по ГОСТ14209-97
3	Расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки (ГОСТ14209-97 или МЭК 60067-7-2005).
4	Расчет старения изоляции обмоток (ГОСТ 14209-97).
5	Измерение температуры масла.
6	Измерение относительной влажности масла и расчет влагосодержания твердой изоляции.
7	Контроль состояния системы охлаждения (ГОСТ 11677-85, РД34.45-51.300-97).
8	Контроль состояния изоляции высоковольтных вводов (РД34.45-51.300-97).
9	Контроль содержания газов, растворенных в масле.
10	Контроль положения привода РПН.
11	Формирование сигналов предупредительной и аварийной сигнализации по всем контролируемым параметрам.
12	Формирование экспертных оценок и прогнозов технического состояния оборудования на основе аналитических моделей в режиме реального времени.
13	Вычисление отработанного ресурса и прогнозирование срока службы трансформаторного оборудования в режиме реального времени.
14	Математическая и программная поддержка анализа полученных данных.
15	Самодиагностика состояния подсистемы.

16	Удаленный контроль оперативных данных и работа с архивными данными через встроенный WEB-сервер АСУ ТП.
17	Информационный обмен с АСУ ТП.
18	Управление системой охлаждения по алгоритмам поставщика трансформаторного оборудования.
19	Контроль токов электродвигателей маслососов и вентиляторов, неполнофазных режимов работы, количества пусков и отработанного ресурса.
20	Дистанционное управление приводом РПН.
21	Визуализация в устройстве отображения информации, характеризующей состояние контролируемого объекта.
22	Создание и хранение базы данных технического состояния трансформаторного оборудования, срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, результатов расчетов и выданных рекомендаций.

За прошедший 2006г система СУМТО была смонтирована и введена в эксплуатацию еще на четырех подстанциях, перечень которых приведен в таблице 2.

Таблица 2

Объект	Тип трансформатора	Кол -во	ОАО «ФСК ЕЭС»
«Выборгская»	ОДЦТП-135000/330/110 ОДЦТП-135000/400/110 РОСДЦ-2100/01/110	6 3 3	МЭС Северо-Запада <b>2002-2004</b>
«Алюминиевая»	АОДЦТН -167000/500/220	6	МЭС Сибири, <b>2005</b>
«Козырево»	РОМБСМ 60000/500	3	МЭС Урала, <b>2006</b>
«Новгородская»	АТДЦТН 200000/330/110	2	МЭС Сев.-Зап., <b>2006</b>
«Хехцир»	АОДЦТН-167000/500/220 РТДУ – 100000/220	3	МЭС Востока, <b>2006</b>
«Фрунзенская»	АТДЦТН 195000/330/110	1	МЭС Центра, <b>2006</b>

В 2007г будет завершен монтаж и включены в эксплуатацию трансформаторы с системой мониторинга СУМТО на объектах, приведенных в таблице 3. Особенности исполнения СУМТО на разных объектах приведены в таблице 4.

Таблица 3

Объект	Заказчик	Кол-во тр-ров
ПС «Таврическая»	ОАО «ФСК ЕЭС», МЭС Сибири	4
Камская ГЭС	ОАО «ГидроОГК»,	7
Бурейская ГЭС	ОАО «ГидроОГК»	3

ПС «Златоуст»	МЭС «Урала»	1
Киришская ГРЭС	ОГК - 6	1

Таблица 4

Объект	Особенности СУМТО на разных объектах
«Выборгская»	Преобразовательные трансформаторы с большим количеством охладителей – по 8 (поэтому по 2 шкафа ШУМТ – осн. и доп.). <i>Интегрирована в АСУ ТП фирмы «Siemens».</i>
«Ключики»	Только управление системой охлаждения с контролем токов и исправности двигателей; передача информации в систему мониторинга компании «Стерлинг Групп»
«Алюминиевая»	Дистанционное управление РПН, резервная фаза подключается по «джамперной» схеме. <i>Интегрирована в АСУ ТП фирмы «Siemens»</i>
«Козырево»	Только мониторинг (охлаждение типа М)
«Новгородская»	Комбинированный режим охлаждения М/Д/ДЦ; контроль мощности, потребляемой двигателями привода РПН. <i>Интегрирована в АСУ ТП фирмы «AREVA».</i>
«Таврическая»	Только мониторинг (охлаждение типа М)
«Хехцир»	У тр-ра АОДЦТН -два охладителя, без резервного, <i>Интегрирована в АСУ ТП фирмы «General Electric».</i>
Камская ГЭС	Расщепленные генераторные обмотки, контроль температуры наиболее нагретой точки (ННТ) по двум обмоткам. ШУМТ установлен на станине бака.
Бурейская ГЭС	<b>ТДЦ 400000/500</b> -охладители повышенной мощности, датчики температуры на входе и выходе всех охладителей; управление – по ГОСТ; <b>ТДНС</b> – система охлаждения типа Д; Мониторинг двух машин разной мощности и производителей, объединен в одну систему.
Киришская ГРЭС	Шесть охладителей с маломощными вентиляторами; по два вентилятора на один контактор, с выявлением отказов по суммарному току двух вентиляторов

В первоначальном варианте система СУМТО имела три уровня и включала широкий набор датчиков, полномасштабный мультипроцессорный шкаф мониторинга и управления, заменяющий стандартный ШАОТ, шкаф верхнего уровня (АРМ) с двумя промышленными компьютерами и монитором, а также лицензионное программное обеспечение (SCADA).

В течение 2006г мы участвовали более чем в 40 тендерах и разработали десятки различных вариантов технической реализации системы, учитывающие специфические требования заказчиков, конструктивные различия трансформаторов, а также условия их эксплуатации.

Приобретенный опыт, а также анализ ситуации, складывающейся на предприятиях энергосистем, укрепили нашу уверенность в том, что широкому внедрению автоматизированных систем контроля и оперативной диагностики с использованием электронных устройств нет альтернативы. На подстанциях катастрофически не хватает квалифицированного персонала, а вмешательство в работу оборудования недостаточно подготовленных исполнителей приводит к ошибкам и аварийным ситуациям. Необходимо как можно быстрее внедрять новые методы непрерывного и дискретного контроля состояния оборудования под рабочим напряжением, уменьшая количество его отключений.

С момента появления в России первой системы мониторинга на подстанции «Арзамасская» (ОАО ФСК ЕЭС -МЭС Центра) прошло 7 лет. Все чаще начинает звучать вопрос, сколько аварий предотвратили установленные системы. В этой связи хотим обратить внимание на то, что активное внедрение систем мониторинга началось всего 3 - 4 года назад. К середине 2007 года системы разных производителей будут установлены примерно, на 120 единицах трансформаторного оборудования (рис. 1), что составляет менее 1% парка.

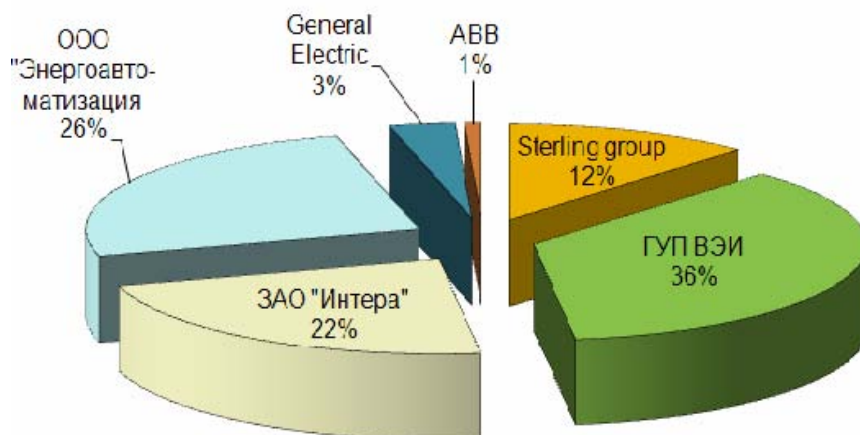


Рис. 1 Распределение систем мониторинга различных компаний в расчете на количество единиц обслуживаемого оборудования

Большинство трансформаторов, на которых в настоящее время работают системы мониторинга, новые. На длительно эксплуатируемом оборудовании в России систем мониторинга пока практически нет.

Мы уже неоднократно писали /5,9/, что ощутимый экономический эффект от внедрения автоматизированных систем электронного контроля будет, в первую очередь, получен при их установке на старые трансформаторы (после проведения на них ремонтно-восстановительных работ с целью продления сроков службы), а также при правильном выборе объема контролируемых параметров и структуры систем мониторинга.

Первые системы мониторинга были разработаны для самых ответственных и дорогих трансформаторов. В настоящее время широкое применение электронных средств мониторинга тормозится из-за отсутствия номенклатуры конструктивных вариантов систем мониторинга «эконом-класса» и методических рекомендаций по выбору той или иной системы в каждом конкретном случае.

Мы подошли к рубежу, когда необходимо разработать регламенты выбора систем мониторинга для оборудования разных классов напряжения и сроков службы, работающего с различной нагрузкой и установленного на магистральных, транзитных или тупиковых подстанциях, а также на ОРУ ГЭС, ГРЭС и АЭС.

Существуют системы мониторинга, обеспечивающие контроль одного или нескольких показателей, таких как содержание газов в масле, наличие влаги в изоляции, величины нагрузки и теплового режима, уровня вибраций и частичных разрядов. Подобные системы могут ставиться на определенные типы не самых ответственных трансформаторов, для которых известны характерные, наиболее часто возникающие виды повреждений. Увязка известных конструктивных дефектов или условий эксплуатации оборудования с применением систем мониторинга направленного действия, позволяет существенно снизить затраты.

Очевидно, что при оснащении оборудования подсистемами управления, мониторинга и диагностики экономически целесообразно рассматривать в качестве объекта автоматизации подстанцию в целом. При этом удельные затраты на один информационный сигнал будут минимальны. В первую очередь сказанное выше относится к подстанциям ОАО «ФСК ЕЭС», которые в перспективе будут контролироваться из удаленных центров. Для реализации этого преимущества следует в кратчайшие сроки приступить к разработке программно-технических средств мониторинга коммутационных аппаратов, в первую очередь, элегазовых и воздушных выключателей, число отказов которых выше, чем у трансформаторного оборудования подстанций. Для вновь строящихся объектов все основное и вспомогательное оборудование должно быть, на наш взгляд, оснащено подсистемами мониторинга и диагностики.

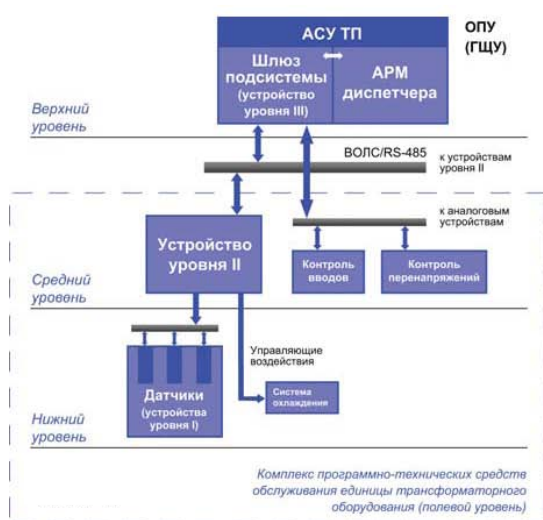


Рис. 2

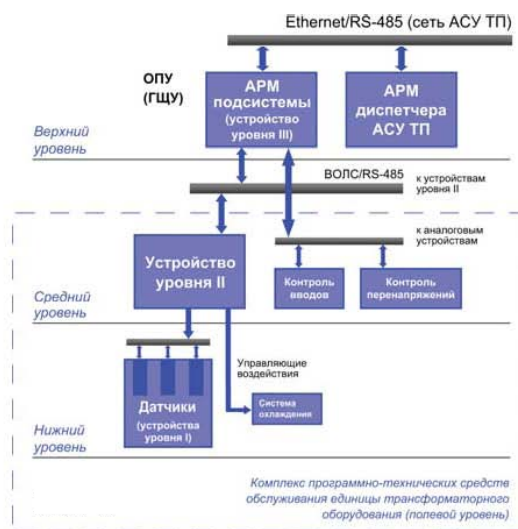


Рис.3

Также очевидно, что наиболее экономичным решением является создание систем мониторинга, интегрированных в АСУ ТП подстанции, что исключает дублирование первичных датчиков и вторичных преобразователей для приема входной информации, необходимой как для управления аппаратами, так и для

контроля их состояния. Однако принятие такого решения означает сознательный отказ от реализации требования автономной работы.

В настоящее время ВЭИ им. В.И. Ленина готов предложить энергетикам системы управления, мониторинга и диагностики с широким спектром контролируемых параметров, а также ряд экономичных систем (без управления охлаждением, с уменьшенными шкафами среднего уровня и различными вариантами консолидации и визуализации информации на верхнем уровне) для трансформаторов напряжением от 10 до 500 кВ. На рис. 2, приведена структурная схема СУМТО только со шлюзом (коммуникационным компьютером), а на рис. 3 – с собственным АРМ, реализующим как системообразующие функции, так и задачи архивирования, документирования и визуализации диагностической информации. Выбор структуры системы в значительной степени определяется стратегией обслуживания энергетического объекта и наличием (отсутствием) современной АСУ ТП.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. J.C. Burgos et al.: Experiences in Managing Transformers through Maintenance Operations and Monitoring Systems, CIGRE 2004, A2-206.
2. Bengt-Olof A. Stenestam et al.: Electronic Transformer Control with Monitoring & Diagnostics, CIGRE 2006, A2-110.
3. S. Jones et al.: On-Line Condition Monitoring of High Voltage Equipment in Two Transmission Networks in Australia, CIGRE 2006, A3-201.
4. T. Breckenridge et al.: The Impact of Economic and Reliability Considerations on Decisions Regarding the Life Management of Power Transformers, CIGRE 2002, 12-115.
5. Мордкович А.Г. Туркот В.А., Цфасман Г.М. Аппаратура для диагностики состояния трансформаторного оборудования под рабочим напряжением. Доклад на 2 Международном научно-техническом семинаре Электроэнергетического Совета СНГ, 25-29 октября 2004 г., г. Санкт-Петербург
6. А.Н. Рассальский, Н.Н. Козик, А.И. Левковский, В.Л. Раскин, Л.П. Федосов
7. Система мониторинга и управления для силовых трансформаторов. Новое в электроэнергетике, №6, 2004
8. J.B. Kim, M.S. Kim, J.R. Jung, W.P. Song, I.D. Kim, "Development of the Remote Monitoring and Diagnosis System for High Voltage Substation", Paper B5-108, Cigre Session, Paris, 2004
9. Концепция диагностики электротехнического оборудования подстанций и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», Москва, 2005.
10. Дарьян Л.А., Мордкович А.Г., Смекалов В.В., Туркот В.А. Тенденции развития диагностики состояния оборудования в электроэнергетике России, Доклад на VIII международном симпозиуме ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 20010, Москва, 2005
11. Общие технические требования к системам мониторинга, управления и диагностики трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов, ОАО «ФСК ЕЭС», Москва, 2005