

СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Рассальский А.Н. к.т.н.

Запорожский национальный технический университет
Украина, 69063, Запорожье, ул. Жуковского 64, ЗНТУ, кафедра "Электрические аппараты"
тел. (0612) 698-349, E-mail: Arassalsky@sterling.zp.ua

Приведено аналіз стану трансформаторів, що експлуатуються у мережах єдиних енергетичних систем. Запропоновано рекомендації з заміни застарілого устаткування і розширення функціональних можливостей систем.

Приведен анализ состояния трансформатора, эксплуатируемых в сетях единых энергетических систем. Предложены рекомендации по замене устаревшего оборудования и расширения функциональных возможностей систем.

1 СОСТОЯНИЕ ПАРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ РОССИИ

Установленная мощность электростанций России и структура генерирующих мощностей на 01.01.2001 г. составляет: 212,8 млн. кВт, в том числе:

21,3 млн. кВт- АЭС (10%);

44,3 млн. кВт- ГЭС (более 20%);

147,2 млн. кВт- ТЭС (около 70%).

Основная электрическая сеть объединенных энергосистем ЕЭС России сформирована с использованием двух систем номинальных напряжений. На большей части территории используется система напряжений 220-500 кВ. В ОЭС Северо-Запада, западных районах ОЭС Центра и частично в ОЭС Северного Кавказа – 330 – 750 кВ.

По состоянию на начало 2001 г. суммарная установленная мощность трансформаторов на подстанциях – 569 млн. кВА (545 млн. кВА по ОЭС).

Межсистемные связи в ОЭС России сформированы в основном на напряжение 220-330-500-750 кВ.

В период до 2015 г. необходимо обеспечить уровень потребления электроэнергии по России 1133 млрд кВт.

Потребность в установленной мощности электростанций России определяется с учетом суммарного максимума нагрузки энергообъединений, величины передачи мощностей за пределы страны, нормативно-расчетного резерва мощности 15-16% максимума нагрузки с учетом экспорта, составит в:

2005 г. – 220 млн. кВт – **1020** млрд. кВт/час;

2010 г. – 244 млн. кВт – **1180** млрд. кВт/час;

2015 г. – 275 млн. кВт – **1133** млрд. кВт/час.

Структура ввода генерирующих мощностей сформирована в соответствии с рекомендациями "Энергетической стратегии России" на период до 2020 г.

Стратегия развития энергетического машиностроения разработана по поручению Правительства от 27 августа 1999 года № ИК-117-24900 исходя из утвержденных Президентом РФ основных направлений энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 года.

В основу стратегии положены рыночные механизмы принятия решений, а участие государства в хозяйственной жизни должно ограничиваться созданием благоприятных условий для развития рыночных механизмов, путем содействия конкуренции и обеспечения привлечения в отрасль инвестиций.

Общая сумма потребных инвестиций на реализацию "энергетической стратегии до 2020 г." в части электроэнергетики оценивается

в 2001 – 2005 гг. – 19,0 млрд. долл.;

в 2006 – 2010 гг. – 41,9 млрд. долл.

Если учесть, что на указанный период не планируется сколько-нибудь существенные объекты нового строительства, то можно считать, что все эти средства предназначаются на ремонт и модернизацию оборудования.

В электрических сетях происходит общее старение основных фондов. Износ составляет около 40% в том числе по подстанциям – 60% и постоянно растет. Полностью отработали нормативный срок службы более 10% трансформаторов.

Общая мощность ПС 110-750 кВ, оборудование которых выработало расчетный ресурс, уже в настоящее время составляет около 1/3 действующих мощностей и увеличится к концу периода:

2005 г. – 150 млн. кВА;

2010 г. – 242 млн. кВА;

2015 г. – 319 млн. кВА.

Осуществление соответствующего объема работ по замене оборудования в требуемые сроки позволит избежать лавинообразного выхода из строя оборудования из-за физического износа в ближайшее десятилетие (табл. 1).

Таблица 1

Срок работы	Продолжительность эксплуатации трансформаторов							
	500 кВ		330 кВ		220 кВ		110 кВ	
	млн. кВА	%	млн. кВА	%	млн. кВА	%	млн. кВА	%
50 лет и более	—	—	—	—	2.18	1.2	6.3	3.6
40 лет и более	3.4	3.6	—	—	3.8	2.1	12.2	5.1
30 лет и более	7.5	7.9	2.6	6.7	23.1	12.8	55.6	23.0

Решение задачи замены устаревшего оборудования в таких объемах может быть выполнено только при комплексном подходе к ее решению:

- использование оборудования, разработанного по новейшим технологиям, обладающего повышенной надежностью функционирования, экономической и технологической безопасностью;
- внедрение современных средств и методик диагностического контроля, позволяющих принимать правильные решения о необходимости проведения ревизий и предупредительных ремонтов;
- выполнение работ по модернизации оборудования для продления сроков эксплуатации оборудования с истекшим сроком службы;
- внедрение оборудования для дистанционного управления и контроля технологическими процессами

в энергосистеме.

Снижение вводов генерирующих мощностей и низкие темпы технического перевооружения приводят к накоплению объектов устаревшего оборудования.

Наиболее эффективным способом проведения технического перевооружения является замена устаревшего оборудования на новое технически более совершенное оборудование (табл. 2).

Таблица 2

Класс напряжения, кВ	Установленная мощность трансформаторов ПС, выработавших расчетный ресурс в период 2001-2015 гг., млн. кВА			
	2001-2015 гг., всего	В том числе по периодам, гг.:		
		2001-2005	2006-2010	2011-2015
750	10.2	4.5	2.5	3.2
500	71.1	37.9	21.5	11.7
330	22.7	10.3	9.5	2.9
220	124.8	52.4	35.5	36.9
110	90.4	44.8	22.9	22.7
Всего:	319	150	92	77

Однако это возможно только в случае широкомасштабных инвестиций в электроэнергетику.

Поэтому во всех вариантах развития электроэнергетики до 2015 г. рассматривается минимально необходимый объем замены оборудования.

Для остальной части действующего выработавшего свой ресурс оборудования должны проводиться работы по продлению работы за счет модернизации и проведения расширенных восстановительных ремонтов.

Одним из важнейших компонентов модернизации оборудования является установка недорогих и надежных систем мониторинга силового оборудования.

Экономическая целесообразность проведения реконструкции и технического перевооружения объектов при их физическом износе или моральном старении по сравнению с новым строительством определяется объемом и характером работ, наличием средств. Опыт проведения подобных работ показывает, что по сравнению с новым строительством осуществление восстановительных работ позволяет снизить общую величину затрат в среднем на 25-30%.

С учетом финансовых возможностей РАО "ЕЭС России" стратегия проведения работ предполагается по следующим основным направлениям: в период до 2010 года – безусловно, требуется продление ресурса оборудования и использование восстановительных технологий, что неминуемо скажется на увеличении объема работ по устранению физического и морального износа объектов электрических сетей. Техническое перевооружение и реконструкция энергетических объектов с заменой выбывающего оборудования ориентируется на лучшие образцы оборудования.

Для решения этих проблем нужна согласованная программа действий, учитывающая реальные возможности российских предприятий, использование зарубежного опыта в форме лицензий, прямых поставок комплектующих элементов, материалов, а в обоснованных ситуациях закупка оборудования полностью.

МЭС Центра РАО "ЕЭС России":

- 12 тыс. км электропередач напряжением 330, 500, 750 кВ;

- 32 подстанции с установленной мощностью автотрансформаторов и шунтирующих реакторов 49 000 МВА, что составляет 30% от всех сетей РАО (табл. 3).

При износе основного оборудования 48% замена морально устаревшего оборудования экономически не всегда целесообразно. В некоторых случаях модернизация оборудования более выгодна.

Таблица 3

Время работы	Автотрансформаторы		Реакторы	
	125 МВА (330-750 кВ)		60 МВАр (500 кВ)	110 МВАр (750 кВ)
	%			
до 20 лет	131	69	66	89
20-25 лет	19	10	1	1.5
более 25 лет	38	20	9	9.4
Всего:	188	100	74	100

Требования к новому поколению электротехнического оборудования сводятся к использованию:

- силовых автотрансформаторов с улучшенными электрическими характеристиками и повышенной надежностью, сниженными суммарными потерями, оборудованные надежными РПН и высоковольтными вводами;

- шунтирующих реакторов 500 кВ с бронестержневой магнитной системой, с пониженным уровнем потерь, аналогичных реакторов других классов напряжения;

- управляемых шунтирующих реакторов;
- систем управления с использованием цифровой аппаратуры;

- использование комплексных автоматизированных систем диагностики основного электротехнического оборудования подстанций, средств механизации и прогрессивных технологий по эксплуатационному обслуживанию оборудования;

- внедрение АСУ ТП подстанций на основе микропроцессорной техники.

В любом случае необходимы автоматизированные системы диагностики и оценки состояния основного оборудования подстанций для постоянного отслеживания состояния оборудования подстанций.

Все приведенные выше фактические данные получены из докладов ведущих специалистов РАО "ЕЭС России" на VI Симпозиуме ТРАВЭК "Электротехника 2010" "Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии", состоявшегося в октябре (20-25) 2001 года.

Основные выводы, которые можно сделать из этих докладов заключается в следующем:

Основное оборудование подстанций (силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, шунтирующие реакторы, разъединители) требует замены в связи с моральным и физическим износом.

Для избежания лавинообразного выхода из строя устаревшего силового оборудования подстанций, необходимо привлечение всего производственного потенциала предприятий, производящих необходимое оборудование.

Техническое перевооружение и модернизация основного оборудования подстанций требует замены, другая часть – модернизации. Очевидно, что это все можно посчитать совершенно точно.

Расширение введения новых генерирующих мощностей постоянно растет и требует введений в действие современного оборудования станций.

Для уменьшения эксплуатационных затрат, повы-

шения надежности работы силового оборудования подстанций необходимо введение системы непрерывного контроля состояния этого оборудования, причем, эти системы необходимы как для нового оборудования, так и для модернизируемого. Построение систем дистанционного управления оборудованием подстанций как одной из подсистем автоматизированной системы диспетчерского управления и контроля подстанций.

Выполнение вышеизложенных задач представляет собой грандиозную задачу, в связи с огромной суммарной мощностью нового, заменяемого и модернизируемого оборудования.

Только по подстанциям требуется силового оборудования на:

2005 г. – 150 млн. кВт;

2010 г. – 242 млн. кВт;

2015 г. – 319 млн. кВт.

2 МОНИТОРИНГ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель создания системы

Целью создания системы мониторинга и диагностики силовых трансформаторов является отражение в реальном масштабе времени основных параметров силовых трансформаторов для оперативного принятия решений ведения производственного процесса. Система мониторинга может включать дополнительную функциональность по введению оперативных данных в систему диспетчерского управления подстанции.

Назначение системы мониторинга

Система мониторинга и диагностики трансформаторов предназначена для:

- осуществления контроля и регистрации текущих и предельных значений температур обмоток и масла, рабочих токов и напряжений трансформатора;
- регистрации информации о нормальных, предаварийных и аварийных событиях, работы защитных и контрольно-измерительных приборов;
- осуществления контроля и регистрации текущих и пусковых значений токов электродвигателя привода переключающего устройства (ПУ), регистрация положений ПУ;
- осуществления контроля показаний газоанализатора, датчиков влажности масла;
- определения величины температур обмоток, вычисления срока службы трансформатора в режиме реального времени по согласованной в техническом задании модели;
- учета мощности и энергии по сторонам трансформатора;
- оперативного контроля качества электроэнергии;
- оптимизации режима работы трансформатора и на этой основе повышения надежности его работы;
- обеспечения управления ПУ с центрального (дального) диспетчерского пункта управления по компьютерным каналам;
- оптимизации режима работы трансформатора и на этой основе повышения срока его службы;
- интеграции Системы диагностики и мониторинга трансформатора в системы телемеханики Автоматизированных систем диспетчерского управления;
- минимизации влияния человеческого фактора на процессы сбора, обработки, передачи и хранения информации.

Технические решения

Для создания работающей в режиме реального времени Системы диагностики и мониторинга используются технические решения, соответствующие стандартам открытых систем, современные промышленные технические средства производства ведущих мировых производителей Rockwell Automation (Allen Bradley), Hewlett Packard, Microsoft Windows Embedded NT. Это гарантирует качество разработки и сводит к минимуму зависимость Заказчика от разработчика системы.

Комплекс программно-технических средств, предлагаемых для реализации системы, имеет многоуровневую архитектуру, состоящую из контрольно-измерительных приборов, датчиков, программируемых контроллеров, с выходом на локальную сеть Ethernet. Далее возможно подключение к диспетчерским системам более высокого уровня, позволяющее объединять локальные системы контроля и управления в более крупные.

Аппаратное обеспечение

Уровень операторского управления реализуется на базе серийных компьютеров фирмы Hewlett-Packard.

Уровень сбора информации - программируемые логические контроллеры

В качестве основного оборудования системы телемеханики используются программируемые логические контроллеры компании Allen-Bradley семейства Control Logic 5550, построенные по модульному принципу. Применение модульных контроллеров позволяет подобрать оптимальную конфигурацию аппаратных средств для каждого конкретного объекта. В состав гаммы модулей ввода/вывода входят модули для подключения дискретных и аналоговых сигналов. Выходы термпар и термосопротивлений подключаются непосредственно к модулям сопряжения, имеющими высокую точность и встроенную линейризацию и нормирование. Все каналы имеют оптоэлектронную развязку. Монтаж проводов - под винт. В качестве прибора контроля и измерения токов, напряжений, мощности, энергии и качества энергии используется прибор Power Monitor 3000 фирмы Allen Bradley, подключенные во внутреннюю локальную сеть Ethernet. Контроллер и сопровождающие его устройства смонтированы в герметичном шкафу компании RITTAL. Степень защиты контроллерного оборудования – IP54. Структурная схема системы мониторинга приведена на рис. 1.

Поставляемое оборудование отличается высокой надежностью, способностью работы в очень жестких условиях эксплуатации. Средняя наработка на отказ не менее 200 000 часов. Основные технические данные таковы:

- напряжение питания 170...265 В_{Ас}, 47...63 Гц или 19,2...28,8 В_{Ар};
- рабочая температура контроллерного оборудования 0...60 °С.
- температура хранения контроллерного оборудования -40...+85 °С.
- относительная влажность 95% (без конденсата);
- вибростойкость 5-57 Гц с амплитудой 4 мм;
- ускорение 2,55 при 57-2000 Гц;
- изоляция 1500 В;
- статическое напряжение до 15 кВ.

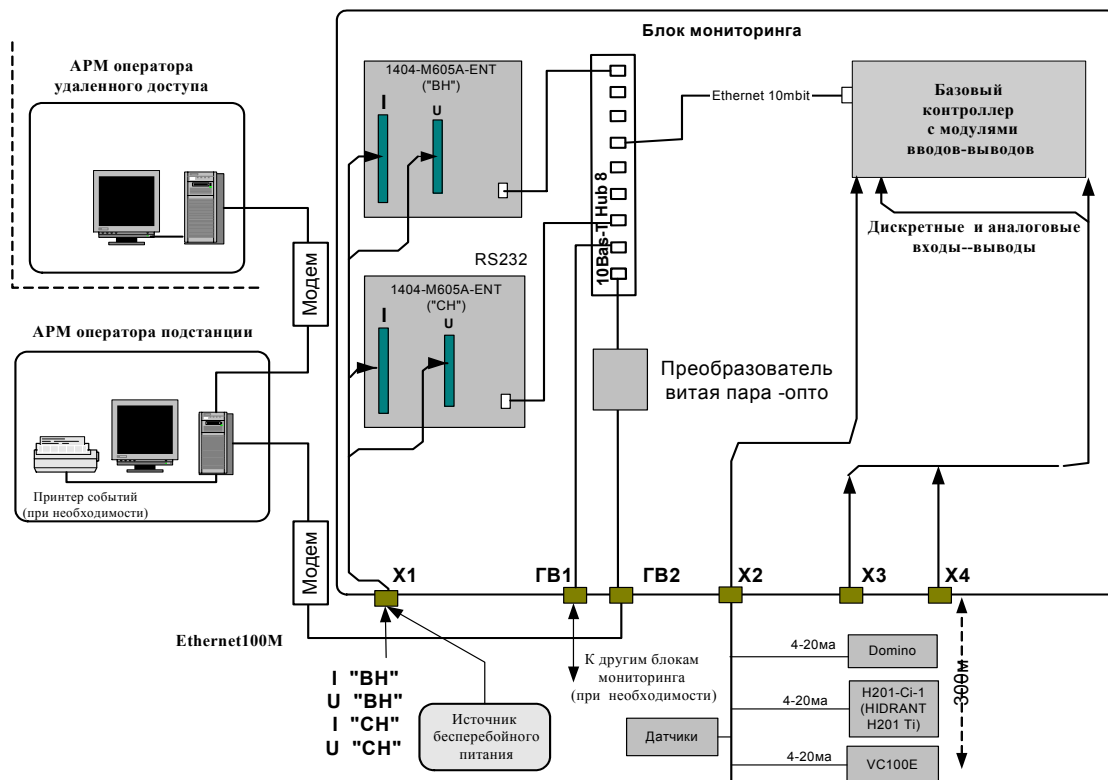


Рис. 1. Структурная схема системы мониторинга

Программное обеспечение

Инструментом для программирования контроллера Control Logic 5000 является программный продукт RSLogix 500™ Programming Software фирмы Rockwell Software™, работающий под управлением операционных систем Windows 95™/NT™/2000. Это специализированный программный продукт, предназначенный для дистанционного программирования контроллеров семейства Control Logic 5000. В качестве средства для создания средств человеко-машинного интерфейса (Man-Machine Interface – MMI) используется система RSView32™ фирмы Rockwell Software™. Возможности объектно-ориентированной графики RSView, фактически, задают требования к стандартам в области продуктов MMI. Наряду с возможностями OLE (Object Linking and Embedding – Связывание и Встраивание Объектов) RSView позволяет выбирать из библиотеки объекты, такие как измерительные приборы, резервуары, панели, кнопки и многие другие.

Технология ODBC (Open DataBase Connectivity - Связь с Открытой Базой Данных) это стандарт, разработанный Microsoft®, который позволяет базам данных различных форматов быть доступными для других приложений, работающих в среде Windows 95 /NT™/2000. Вся информация о тегах RSView и системной конфигурации запоминается в формате, совместимом с ODBC и доступна для большого количества инструментальных средств, работающих под Windows™, таких, как Microsoft® ACCESS, EXCEL и т.д. В то же время эти инструментальные средства можно использовать для создания отчетов пользователя или для слияния содержимого данных конфигураций с другими базами данных.

Программная платформа реального времени RSView, используемая в качестве программного обеспечения на уровне автоматизированного техни-

ческого комплекса, обеспечивает взаимодействие между продуктами серии SuiteLink, WINTelligent и продуктами Microsoft. Она обладает улучшенной функциональностью по сравнению с традиционными средствами человеко-машинного интерфейса. Открытая база данных, регистрация архивных данных в виде реляционных таблиц стандартных форматов (DBF, DB и т.п.) делает информацию, формируемую системами, доступной другим программным средствам, в частности системам RTAP/Plus и R/3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Три комплекта системы мониторинга силовых трансформаторов изготовлены и установлены на подстанциях МЭС Центр ПАО "ЕЭС Россия" две в конце прошлого года и одна в начале этого года. АТДЦТН-250000/500/110 (п/с Арзамасская), АТДЦТН-200000/220/110 (п/с Михайловская) и АТДЦТН-125000/330/110 (п/с Бологое). В настоящее время и изготовлены и подготавливаются к монтажу на подстанции системы мониторинга для автотрансформаторов АТДЦТН-125000/330/110 - 2 шт. и АТДЦТН-250000/330/220 – 1 шт. для МЭС "Северо-Запада".

2. В настоящее время ведется работа по расширению функциональности Системы по следующим направлениям:

- создание моделей, для определения расчетных параметров в реальном масштабе времени;
- создание программ для диагностики трансформатора в реальном масштабе времени;
- расширение функций управления и контроля системами трансформатора.

3. Разработка упрощенной модели Системы для модернизируемых трансформаторов.

Поступила 10.01.2003