

# ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Дарьян Л.А., докт. техн. наук

Мордкович А.Г., канд. техн. наук

Цфасман Г.М., канд. техн. наук

Изложены предложения авторов о принципах реализации трансформаторного оборудования для автоматизированной цифровой подстанции, называемого в дальнейшем интеллектуальными трансформаторами, определены выполняемые функции, описаны интерфейсы связи с шинами подстанции и процесса.

**Ключевые слова:** силовые трансформаторы; интеллектуальные трансформаторы; автоматизированные цифровые подстанции; трансформаторное оборудование; принципы реализации

Работы по созданию «умных», «интеллектуальных» или, как их принято называть в последнее время в отечественной литературе, активно-адаптивных электрических сетей ведутся во всех промышленно развитых и многих развивающихся странах мира. Одним из основных элементов таких сетей являются «цифровые подстанции».

В основу идеи построения цифровой подстанции заложена замена многочисленных проводных связей для обмена традиционными аналоговыми и дискретными сигналами на унифицированный обмен цифровыми сообщениями, обеспечивающими возможность распределенной реализации функций системы автоматизации подстанции и полную функциональную совместимость интеллектуальных электронных устройств различных производителей. Наиболее полно на сегодня изучены вопросы обмена информацией в рамках стандарта МЭК 61850 для таких устройств и подсистем подстанции, как измерительные трансформаторы тока и напряжения, коммутационные аппараты, микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики, АСУТП. В настоящее время в ОАО «ФСК ЕЭС» еще только разрабатываются базовые принципы проектирования интеллектуальной подстанции. При этом вопросы интеграции сложных видов электротехнического оборудования и, в первую очередь, силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, КРУЭ, выключателей должны рассматриваться в контексте функций самостоятельного анализа данных и самодиагностики.

Уже сегодня большинство видов силового оборудования оснащено значительным числом первичных датчиков и исполнительных механизмов, однако имеющи-

*Considerations on principles of development of transformer equipment for automated digital substation, which is named below intellectual transformers, are disclosed. Transformers functional area is defined and interfaces for communication with substation buses and process are described.*

**Keywords:** power transformers; intellectual transformers; automated digital substations; transformer equipment; development principles

еся интерфейсы различаются и в большинстве случаев являются не цифровыми. Понятно, что снабжение каждого датчика цифровым интерфейсом и подключение его к ЛВС уровня процесса экономически нецелесообразно. Более того, это приведет к появлению в сети сотен новых абонентов, что может вызвать перегрузку сети и даже парализовать ее работу.

Ниже изложены предложения авторов о принципах реализации трансформаторного оборудования для автоматизированной цифровой подстанции, называемого в дальнейшем «интеллектуальными трансформаторами».

## Состояние вопроса

Оперативная диагностика трансформаторов – это ключ к значительному уменьшению затрат и увеличению надежности энергоснабжения. В прошлом большая часть работ по обслуживанию силовых трансформаторов подстанций выполнялась по регламентам обслуживания и ремонта. Ремонтные бригады проводили трансформатор через установленные интервалы времени, основываясь на сроке эксплуатации и данных о работе оборудования в прошлом. Такой подход к оценке состояния трансформаторного оборудования приводит к излишней проверке (следовательно, к неправдивым затратам средств на диагностику) нормально работающего оборудования с одной стороны и к еще большим затратам в случае некачественно проведенной диагностики – с другой, так как в этом случае должны проводиться ремонтно-восстановительные мероприятия. С целью снижения затрат на проведение оценки состояния трансформаторов в режиме online и повышения надежности электроснабжения, энергетические компании на протяжении по-

следних двух десятилетий начали вкладывать деньги в разработку контрольно-измерительных приборов для мониторинга состояния оборудования подстанций и в первую очередь – силовых трансформаторов. Для решения задач мониторинга и диагностики трансформатор должен обладать способностью анализировать полученную информацию и выдавать рекомендации о состоянии. По-видимому, отсюда и пошел термин «интеллектуальный трансформатор».

К сожалению, до настоящего времени в литературе не существует однозначного определения термина «интеллектуальный трансформатор». Из ряда публикаций [1] следует, что под интеллектуальным трансформатором понимается трансформатор, оснащенный устройством сбора и обработки информации от первичных датчиков (объединяющий блок – «merging unit»), передающий информацию в другие подсистемы по протоколу МЭК 61850-9-2.

По мнению авторов, «интеллектуальным» следует называть трансформатор, обеспечивающий максимально возможный контроль состояния всех систем трансформаторного оборудования (активной части, масла, вводов, системы охлаждения, РПН, технологических защит), самодиагностику и выдачу рекомендаций по дальнейшим действиям в случае появления развивающегося повреждения или ненормированного воздействия на трансформатор. Принципиально важно, что при этом трансформатор должен обеспечивать все режимы управления своими регулируемыми устройствами (РПН, система охлаждения) – автоматический, ручной местный и ручной дистанционный, в том числе из удаленных центров управления, с полным контролем правильности исполнения команд. Последнее обстоятельство становится особенно важным при использовании трансформаторного оборудования в «умных сетях» с необслуживаемыми подстанциями.

Предложения о создании «интеллектуального» трансформаторного оборудования сформулированы авторами еще в 2003 г. Эти предложения были поддержаны ОАО «ФСК ЕЭС» и вошли в документы «Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС» (2003 г.) и «Концепция диагностики электротехнического оборудования и линий электропередачи электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», одобренные Правлением компании.

В соответствии с этими документами под руководством и при непосредственном участии авторов были разработаны, изготовлены и успешно внедрены в промышленную эксплуатацию в 2005 – 2006 гг. системы управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования подстанций «Алюминиевая», «Новгородская» и «Фрунзенская». Эти системы реализованы как элементы цифровых подстанций. Весь обмен информацией осуществлен только по цифровым каналам связи (на тот момент – в стандарте МЭК 60870-5-104). Системы реализуют углубленный контроль состояния систем охлаждения и РПН, диагностику перегрузочной способности трансформаторов, регистрацию повышений напряжения и т.д., а также

автоматическое и ручное (местное и дистанционное) управление РПН и системами охлаждения. Для обеспечения надежности функционирования и возможности автономной работы при нештатных ситуациях в АСУТП каждая система имела свое полнофункциональное рабочее место, компьютер которой одновременно выполнял функции шлюза для интеграции в АСУТП.

Накопленный опыт внедрения таких систем позволил в дальнейшем отказаться от собственного АРМ и ограничиться лишь установкой шлюзового компьютера. Жизнеспособность такой высокой степени интеграции систем управления, мониторинга и диагностики трансформаторного оборудования в АСУТП подстанций подтверждена опытом эксплуатации таких систем на ПС «Черкесск», «Южная», «Юго-Западная», «Соболи» и др. В зависимости от объема контролируемого оборудования и географических размеров подстанций использовались как проводные (RS485), так и волоконно-оптические каналы связи, а в зависимости от особенностей реализации АСУТП объектов – различные протоколы обмена информацией (Modbus RTU, МЭК 60870-5-104 или OPC).

Таким образом, «интеллектуальные» в указанном выше смысле трансформаторы на сегодня не только разработаны, но и успешно эксплуатируются на объектах ЕНЭС. Традиционными, однако, остались способы подключения сигналов от трансформаторов тока обмоток и выходов технологических защит трансформатора (реле Бухгольца, предохранительные и отсечные клапаны и т.д.) к системе РЗА подстанции. Задачей сейчас является переход на организацию всех внутриподстанционных коммуникаций по стандарту МЭК 61850.

### **Существующие проблемы и направления развития**

Одной из главных проблем для полного перехода к цифровому обмену информацией применительно к трансформаторному оборудованию является раздача заинтересованным абонентам сигналов о мгновенных и действующих значениях токов обмоток трансформатора. Для коммутационного оборудования и ошиновки подстанции в настоящее время идет интенсивное внедрение цифровых трансформаторов тока с катушками Роговского или волоконно-оптическими датчиками тока, работа которых основана на эффектах Фарадея и Покельса [2-4]. Такие датчики обеспечивают высокую точность и линейность в широком диапазоне значений токов (вплоть до токов к.з.). Поэтому один и тот же датчик может использоваться для снабжения информацией как устройств релейной защиты, так и систем мониторинга, технического и коммерческого учета электроэнергии. При этом оправданным является использование универсальных объединяющих блоков, передающих в ЛВС информацию о токах и напряжениях одного присоединения [5]. Для встроенных в трансформаторное оборудование трансформаторов тока (ТТ), по крайней мере в ближайшие годы, вряд ли можно ожидать отказа от обычных электромагнитных трансформаторов тока.. Поэтому для каждой об-

мотки потребуется как минимум три ТТ – два для резервированных комплектов защит и один для точных измерений. Сигналы первых двух в соответствии со стандартом МЭК 61850-9.2LE [6] оцифровываются с дискретностью 80 точек за период частоты в сети, сигналы третьего – с дискретностью 256 точек за период. У типовых автотрансформаторов, например, контролируются токи четырех обмоток – на сторонах ВН, СН, НН и в общей обмотке. Для общей обмотки, как правило, контролируется только действующее значение тока для определения температуры наиболее нагретой точки этой обмотки, которая часто бывает самой «горячей» в автотрансформаторах. Поэтому мгновенные значения токов этой обмотки можно в другие подсистемы не передавать. Таким образом, для такого автотрансформатора потребуется 9 объединяющих блоков. Технически и экономически вряд ли целесообразно при этом выполнять отдельные объединяющие блоки для выдачи в ЛВС каждой трехфазной группы токовых сигналов, как это предлагается, например, в [7]. Правильнее было бы выполнять концентрацию мгновенных измеренных значений токов вместе с другими быстрыми сигналами в общем блоке управления и мониторинга трансформатора [8]. Предлагаемая структура включения интеллектуального трансформатора в систему автоматизации подстанции показана на рисунке.

С целью полного дублирования функций защиты предусмотрено дублирование сегментов шины процесса. К одному сегменту подключаются первый комплект защит и один комплект трансформаторов тока, ко второму – второй комплект защит и трансформаторов тока. Третий комплект трансформаторов тока и напряжения подключается кциальному сегменту шины процесса, через который оцифрованные данные пере-

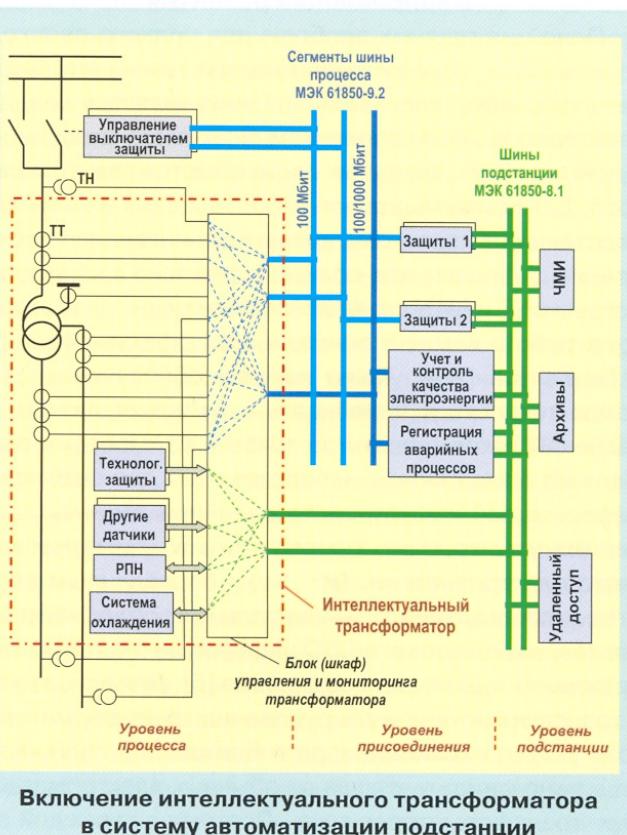
даются в устройства коммерческого учета электроэнергии, контроля ее качества и регистрации переходных и аварийных процессов. Расчеты показывают, что по сегменту обычно используемой в настоящее время сети Ethernet с пропускной способностью 100 Мбит/с можно передать информацию не более чем 5 групп трехфазных сигналов тока и напряжения [8]. В нашем случае к одному сегменту подключаются три группы сигналов от встроенных в контролируемый трансформатор ТТ. К этому же сегменту могут быть, например, подключены выходы объединяющих блоков, подключенных к трансформаторам тока двух выключателей. Для других трансформаторов с их выключателями и для других зон схемы подстанции должны предусматриваться отдельные сегменты шин процесса. Подключение третьего комплекта ТТ/TH может также осуществляться по сегменту сети 100 Мбит/с. Возможен в дальнейшем переход на более быструю шину 1Гбит/с. В этом случае может быть реализована одна общая третья шина для всей подстанции. Для подстанций 330 кВ и выше по требованиям надежности эта шина также может быть дублирована. В принципе, необходимость в реализации третьей шины может быть исключена, если функции учета и контроля качества электроэнергии и регистрации аварийных процессов реализовать в самом блоке управления и мониторинга трансформатора. Основным препятствием для этого является особый юридический статус подсистемы АСКУЭ с особыми нормами доступа. Кроме того, потребуется периодический доступ к соответствующей аппаратуре, расположенной на открытом воздухе непосредственно у трансформатора, для ее поверки, что также вряд ли целесообразно.

Кроме указанных сигналов, в блоке управления и мониторинга трансформатора формируется большой объем данных мониторинга, в том числе результаты работы аналитических моделей контроля состояния трансформатора. Эти данные должны передаваться непосредственно на верхний уровень системы автоматизации через шину подстанции по протоколу МЭК 61850-8.1, также дублированную.

Таким образом, с учетом будущего совершенствования локальных сетей цифровых подстанций блок управления и мониторинга интеллектуального трансформатора должен иметь не менее 6 сетевых оптических интерфейсов Ethernet 100/1000 Мбит/с. Кроме того, должен быть предусмотрен как минимум один интерфейс RS485 со стороны объекта для подключения интеллектуальных датчиков (приборы контроля газо- и влагосодержания масла, контроля состояния изоляции вводов, контроля частичных разрядов, контроля вибраций трансформатора, мониторинга состояния РПН и т.д.).

Интеллектуальный трансформатор (автотрансформатор) должен обеспечивать выполнение:

- профилактической диагностики (самодиагностики) с использованием аналитического программного обеспечения на основе показаний датчиков;
- автоматического управления системой охлаждения;
- регулирования напряжения под нагрузкой.



В настоящее время разработаны и предлагаются многими компаниями устройства (или первичные датчики), задача которых заключается в обеспечении сбора информации, которую можно использовать для диагностики состояния трансформаторов. При этом основными параметрами, обеспечивающими возможность проведения оперативной диагностики трансформаторов являются:

- содержание газообразных продуктов разложения изоляции, растворенных в трансформаторном масле;
- влагосодержание трансформаторного масла;
- параметры теплового режима трансформатора (температура обмотки, температура верхних и нижних слоев масла, температура на входе и выходе охладителей, температура окружающей среды, температура масла в баке РПН);
- уровень частичных разрядов;
- характеристики вибрации бака трансформатора;
- токи электродвигателей маслонасосов и вентиляторов обдува;
- скорость потоков масла от каждого маслонасоса;
- ток проводимости,  $tg\delta$  и емкость С1 высоковольтных вводов;
- ток или мощность электродвигателя привода РПН;
- уровни масла в баке трансформатора и в баке РПН.

На основе показаний датчиков расчетным путем определяются следующие показатели:

- абсолютное влагосодержание твердой изоляции;
- допустимые длительность и кратность перегрузок;
- остаточный срок службы твердой изоляции по степени ее деполимеризации.

В настоящей работе не рассматривается задача выбора первичных датчиков для получения необходимых данных. Датчики всего лишь предоставляют подчас гигантский объем информации в реальном времени. Требуется еще и механизм для анализа этих данных и их переработки в диагностическую информацию о состоянии оборудования. Этим механизмом во многом определяется «интеллект» трансформатора.

Анализ данных от первичных датчиков может быть простым, как например установление предельных значений для определенных параметров, например, газо- или влагосодержания трансформаторного масла. Этот подход (пороговый анализ) применяется в настоящее время на многих подстанциях за рубежом, а также на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». На основании порогового анализа можно говорить о возможности выявления некоторых повреждений в трансформаторе, в том числе и развивающихся. Однако учитывая то обстоятельство, что трансформатор относится к устройствам с нелинейным динамическим поведением в эксплуатации, характеризующимся изменениями отношениями между системными переменными, определяющими нормальное и аварийное состояния, то простой пороговый анализ во многих случаях является недостаточным для выявления дефекта в трансформаторе. Например, увеличение рабочей температуры трансформатора может идентифицироваться

как наличие дефекта в новом трансформаторе, но не в старом. В связи с этим обработка данных от первичных датчиков требует применения более сложных методов определения характера этих изменяющихся взаимоотношений измеряемых параметров. Для того, чтобы избежать проблемы, когда экспертная система оказывается неэффективной из-за недостаточности заложенных в нее данных, проводятся многочисленные исследования в области анализа данных на основе аналитических методов и технологии искусственного интеллекта. В рамках этих методов используются модели и методы искусственного обучения систем искусственного интеллекта для анализа динамики работы трансформатора.

Аппаратура мониторинга состояния трансформатора должна также обеспечивать формирование предупредительной и аварийной сигнализации и формирование архива аналоговых сигналов и дискретных событий на время как минимум достаточное для сохранения информации при нештатных режимах оборудования АСУТП или локальных сетей подстанции (время от 2 суток до одной недели должно быть, очевидно, достаточным).

На первом этапе, при частичном переходе к организации коммуникаций на подстанциях по стандарту МЭК 61850, целесообразно предусмотреть возможность выдачи в систему РЗА сигналов от технологических защит, а также сигналов предупредительной и аварийной сигнализации в виде «сухих» контактов.

Особого рассмотрения требует вопрос места установки блока (шкафа) управления и мониторинга трансформатора и его включения в комплект поставки трансформатора.

Максимальная степень готовности «интеллектуального» трансформатора к вводу в эксплуатацию на объекте, сокращение времени монтажных и пусконаладочных работ, снижение трудозатрат при разработке рабочего проекта подстанции и исключение ошибок в проекте могут быть достигнуты при установке шкафа управления и мониторинга непосредственно на трансформаторе и выполнении всех необходимых связей этого шкафа с датчиками и подсистемами трансформатора на заводе-изготовителе.

Однако при этом должны быть решены вопросы виброустойчивости шкафа управления, например, путем применения виброгасящих амортизаторов в точках крепления шкафа к трансформатору.

В заключение авторы хотели бы отметить, что для получения максимального эффекта от внедрения на объектах ЕНЭС интеллектуального оборудования, в том числе трансформаторов, требуется реализовать целый комплекс инфраструктурных проектов, в том числе:

- проведение НИОКР, направленных на создание новых и уточнение существующих формализованных математических описаний для расчетно-математических моделей систем мониторинга;
- уточнение технических требований к оборудованию с учетом его работы совместно с системами мониторинга и диагностики;

- разработка программы повышения квалификации оперативного и обслуживающего персонала подстанций и создание обучающего центра, снабженного тренажерами и имитаторами;

- создание руководящей нормативной документации по работе с интеллектуальным оборудованием как в части его обслуживания, так и интерпретации полученных результатов.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. HardFiber – шина процесса согласно МЭК 61850. Брошюра GE Multilink: [сайт] URL: [http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber\\_ru.pdf](http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber_ru.pdf)

2. K. Bohnert, P. Gabus, H. Brändle, A. Khan, "Fiber-Optic Current and Voltage Sensors for High-Voltage Substations", Invited paper at 16th International Conference on Optical Fiber Sensors, October 13-17, 2003, Nara, Japan, Technical Digest, pp 752-754. URL:[http://www05.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/ca407b96af724eac125703c00426638/\\$File/1262334\\_E01\\_Rev.-Fiber-optic%20current.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot232.nsf/veritydisplay/ca407b96af724eac125703c00426638/$File/1262334_E01_Rev.-Fiber-optic%20current.pdf)

3. F. Rahmatian, J. Blake, Applications of High-Voltage Fiber Optic Current Sensors. IEEE PES General Meeting, 2006. URL:<http://www.nxtphase.com/pdfs/Rahmatian%20et%20al%20-%20App%20Optical%20CTs,%20Final.pdf>

4. F. Rahmatian, Design and Application of Optical Voltage and Current Sensors for Relaying. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, p.532-537. URL:<http://ieeexplore.ieee.org/iel5/4075697/4075698/04075809.pdf>

5. J. Schmid, M. Schumacher, IEC 61850 Merging Unit for the Universal Connection of Conventional and Non-conventional

Instrument Transformers. Paper A3-306, CIGRE 42d session, Paris, 2008.

6. IEC 61850-9-2LE (Light edition) "Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2", UCA International Users Group. URL:[www.ucainternational.org](http://www.ucainternational.org).

7. M. Adamiak, B. Kasztenny, J. Mazereeuw, D. McGinn, S. Hodder, Considerations for IEC 61850 Process Bus Deployment in Real-world Protection and Control Systems: a business analysis. Paper B5-102, CIGRE 42d session, Paris, 2008.

8. L. Hossenlopp, D. Chatrefou, D. Tholomier, D.P. Bui, Process bus: Experience and impact on future system architectures. Paper B5-104, CIGRE 42d session, Paris, 2008.

9. Drew Baigent, Mark Adamiak, Ralph Mackiewicz, Communication Networks and Systems in Substations: An Overview for Users. GE Multilink, 2009. URL:<http://pm.geindustrial.com/faq/documents/general/IEC61850.pdf>

Русский перевод (компания «Комплексные энергетические решения»): Протокол МЭК 61850. Коммуникационные сети и системы подстанций. Общий обзор для пользователей: [сайт] URL: [http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC\\_61850.pdf](http://hodjent.narod.ru/DOWNLOAD/IEC_61850.pdf)

**Дарьян Леонид Альбертович** – докт.техн. наук, и.о. начальника Департамента реализации инфраструктурных проектов ОАО «ФСК ЕЭС»  
(495) 7109203 [ldarian@fsk-ees.ru](mailto:ldarian@fsk-ees.ru); [ldarian@rambler.ru](mailto:ldarian@rambler.ru)

**Мордкович Анатолий Григорьевич** – канд. техн. наук, зам. генерального директора ООО «АСУ-ВЭИ»  
(495) 7858826 [mag@asu-vei.ru](mailto:mag@asu-vei.ru)

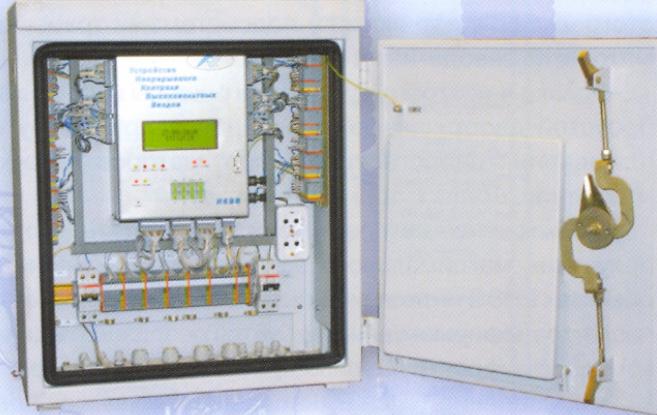
**Цфасман Григорий Матвеевич** – канд. техн. наук, главный специалист ООО «АСУ-ВЭИ»  
(495) 7858826 [cgm@asu-vei.ru](mailto:cgm@asu-vei.ru)



**ООО «АСУ-ВЭИ» [www.asu-vei.ru](http://www.asu-vei.ru)**

## Устройство непрерывного контроля и защиты высоковольтных вводов НКВВ

- ТУ 3433-001-17235523-2009
- Аттестован ОАО «ФСК ЕЭС»  
(решение №58-10)



111024 г. Москва  
2-ая Кабельная ул., д. 2, стр.9  
Тел./факс: (495) 673-81-98, (495) 673-81-47  
E-mail: [info@asu-vei.ru](mailto:info@asu-vei.ru)

### Решаемые задачи:

- контроль и оперативная диагностика состояния изоляции вводов в процессе эксплуатации;
- функции предупредительной и аварийной сигнализации при достижении контролируемыми параметрами опасных значений;
- защитное отключение оборудования при превышении предельно допустимых значений.

### Достоинства:

- комплексно решает задачи контроля состояния и защиты высоковольтных вводов;
- соответствует требованиям, предъявляемым к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем (РД 34.35.310-97);
- производит прямые измерения методом, нечувствительным к искажениям напряжения и несимметрии сети (в отличие от систем, использующих неравновесно-компенсационный метод);
- цепи входных и выходных сигналов оснащены устройствами защиты от перенапряжений и фильтрами подавления помех;
- НКВВ рассчитано на эксплуатацию в реальных условиях энергетических объектов всех климатических зон России.