

## МОДЕРНИЗАЦИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ПОДСТАНЦИЙ НГДП ОАО «ТАТНЕФТЬ»

**МЕХАНОТРОНИКА**  
Интеллектуальные устройства релейной защиты

**С.А. Гондуров (НТЦ «Механотроника»), А.Н. Евсеев (ОАО «Татнефть»),  
В.С. Генин, В.Н. Марков, А.П. Нестеров, В.В. Кознов (НТЦ «Механотроника»)**

В ОАО «Татнефть» проведена модернизация релейной защиты и автоматики (РЗА) сетей 110/35/6 (10) кВ, в ходе которой реализована интеграция терминалов РЗА типа БМРЗ в информационную диспетчерскую систему ДИСК-110. Для связи с терминалами РЗА на подстанциях (ПС) используются функциональные контроллеры ПТК «Защита-3». Предложенное решение предоставило возможности для реализации централизованной селективной защиты от однофазных замыканий на землю и организации диагностического мониторинга электрооборудования ПС 110/35/6 (10) кВ [1].

*Ключевые слова:* электроснабжение, электрооборудование, подстанция, нефтегазодобывающее предприятие, релейная защита, микропроцессорный терминал.

### Общая характеристика электротехнического комплекса НГДП

Электроэнергетический комплекс ОАО «Татнефть», созданный в 50–60-е гг. XX века, постоянно развивается и совершенствуется. В настоящее время комплекс представляет собой развитую сеть подстанций (ПС) и линий электропередачи напряжением 110...35 и 6 (10) кВ, в его составе Нижнекамская ТЭЦ и другие источники генерации.

Система электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) ОАО «Татнефть»:

- > 30 воздушных линий (ВЛ) общей протяженностью > 400 км сетей 110 кВ;
- почти 300 ПС и около 1500 км ВЛ сетей 35 кВ;
- > 2200 ВЛ 6 (10) кВ общей протяженностью > 14 тыс. км;
- почти 16 тыс. комплектных трансформаторных подстанций (КТП) 6 (10) кВ питающих, > 20 тыс. механизированных скважин и оборудование для первичной переработки нефти.

Средняя электрическая мощность, потребляемая ОАО «Татнефть», — около 400 МВт, годовое потребление — 3,7 млрд. кВт·ч, из которых до 96% используется на решение задач, связанных напрямую с добычей нефтепродуктов и их первичной переработкой.

Поэтому главная задача электроэнергетического комплекса заключается в надежном и бесперебойном электроснабжении несколько специфических потребителей [2]. Это, прежде всего, потребители, использующие до 96% вырабатываемой энергии на решение задач, связанных напрямую с добычей нефтепродуктов и их

первичной переработкой. Здесь перерывы в электроснабжении оборачиваются для предприятий прямыми потерями и возможными выходами из строя добычного оборудования. Одной из составляющих решения этой задачи является релейная защита и автоматика.

Электромеханические устройства РЗА, долгое время эксплуатировавшиеся на энергообъектах НГДП, выработали свой ресурс, их эксплуатация трудоемка, требуют специфической подготовки персонала, не позволяют эффективно включить систему РЗА в современную АСУТП. В связи с этим в объединении проведена масштабная модернизация оборудования релейной защиты и автоматики.

### Решение проблемы модернизации РЗА

Для РЗА подстанций 110/35/6 (10) кВ на основе опытной эксплуатации и сравнения микропроцессорных терминалов (МТ) нескольких ведущих отечественных и зарубежных производителей выбраны терминалы типа БМРЗ [3]. Внешний вид панелей РЗА

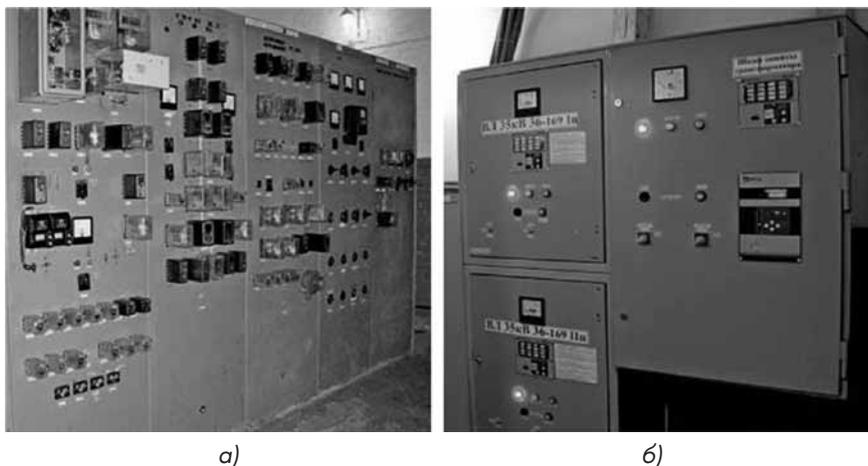


Рис. 1. РЗА вводов и трансформатора до (а) и после (б) переоснащения

вводов и трансформатора типичной ПС 35/6 (10) кВ до и после переоснащения показан на рис. 1.

При использовании МТ БМРЗ-150 могут быть достигнуты более высокие количественные показатели РЗА. В сравнении с МТ БМРЗ-100 они имеют более широкий диапазон контролируемых значений входного тока ( $0,05...50 \cdot I_{НОМ}$ ), что позволяет сохранять высокую точность измерений как в области сверхтоков (в режимах КЗ), так и в режимах номинальных нагрузок. Это важно для дифференциальной и дистанционной защит. БМРЗ-150 также имеют высокую чувствительность по входу тока нулевой последовательности — от 0,004 А.

Дополнительно МТ БМРЗ-150 имеет расширенные возможности по организации автоматики за счет большего числа дискретных входов/выходов, включения пользовательских алгоритмов, реализации протоколов MODBUS RTU, МЭК 60870-5-101, -103, -104, МЭК 61850, а также синхронизации времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, RTP с использованием RS-485 и Ethernet. Кроме этого, в них реализован алгоритм мониторинга высоковольтного выключателя с расчетом его остаточного ресурса.

Третьим весомым преимуществом МТ БМРЗ-150 является унификация исполнений, что позволяет потребителю уменьшить запас приборов на складах.

По просьбе заказчика разработаны проектные решения по привязке терминалов БМРЗ к используемым схемам вторичной коммутации. ПО терминалов дополнено функциями, необходимыми для защиты синхронного двигателя: защита от перегрузки, токовая отсечка, защита минимального напряжения, защита максимального напряжения, защита от асинхронного хода. Для обеспечения качества и безаварийности работ по переоснащению РЗА ПС разработаны технологические карты. Ими регламентируется выполнение следующих действий:

- подготовка панели отсека РЗА в условиях базы — монтаж на панель МТ, приборов, устройств коммутации и светосигнальной арматуры с последующей проверкой схемы, нанесение маркировки;
- демонтаж старых защит и лицевой панели отсека РЗА, подготовка вторичных цепей к монтажу МТ;
- установка подготовленной в условиях базы панели отсека РЗА с МТ, монтаж вторичных цепей в соответствии с принципиальной схемой;
- проверка монтажа путем «прозвонки», программирование МТ, контрольные испытания действия РЗА присоединения или ввода.

**Новые возможности контроля и управления**

В объединении используется информационная диспетчерская система ДИСК-110. С ее помощью в части системы электроснабжения решается ряд задач, важнейшие из которых контроль функционирования распределительных подстанций и выравнивание графика потребления электроэнергии и смещение нагрузки в ночные часы и межпиковые зоны для уменьшения затрат на ее

оплату. С внедрением на подстанциях объединения микропроцессорных защит появились возможности мониторинга режимов работы сетей и оборудования подстанций. Для этого проведена работа по интеграции размещенных на подстанциях микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики типа БМРЗ, SEPAM в эксплуатируемую диспетчерскую систему контроля и управления ДИСК-110 [4]. Структурная схема включения терминалов РЗА в систему ДИСК-110 представлена на рис. 2. Для связи с терминалами РЗА на подстанциях используются функциональные контроллеры (ФК) программного-технического комплекса (ПТК) «Защита-3», с помощью которых осуществляется:

- синхронизация терминалов РЗА;
- чтение текущих состояний терминалов и обслуживаемых ими присоединений;
- прием команд управления, квитирование событий и управление коммутационными устройствами;
- чтение журналов событий и осциллограмм;
- чтение/запись уставок;
- хранение временного архива данных.

В состав программного обеспечения ФК включен графический редактор, позволяющий пользователю создать визуальный Web-интерфейс из предоставляемого ему набора примитивов. С его помощью можно «собрать» свою интерактивную однолинейную схему контролируемого объекта. Для подстанции это главная схема ПС.

Для работы с устройствами РЗА вводятся стационарные и мобильные (для работы непосредственно на подстанции) АРМ инженера-релейщика. В качестве АРМ может использоваться любой компьютер в сети системы

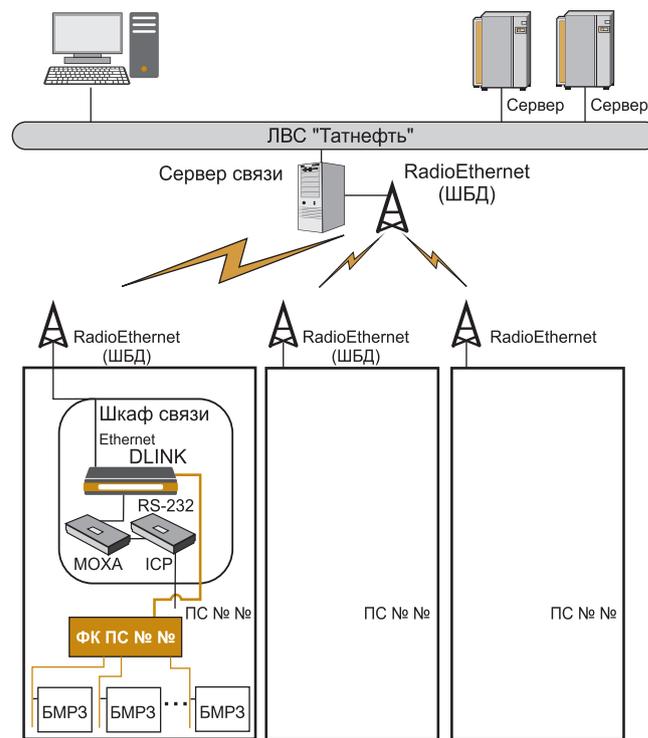


Рис. 2. Структурная схема включения терминалов РЗА в систему ДИСК-110

ДИСК-110 без установки специализированного ПО, так как для отображения информации и управления устройствами РЗА используются обычные WEB-браузеры (MS IE, Google Chrome, Opera, Mozilla Firefox и др.). Доступ к оперативной информации по подстанции осуществляется по Web-интерфейсу с помощью схемы ПС, которая может быть представлена в виде упрощенной однолинейной, путем ввода соответствующего IP-адреса в адресную строку браузера. В главном окне ПС отображается сводная оперативная информация, состав которой определяется на этапе конфигурирования, может быть показано состояние коммутационной аппаратуры, представлены значения токов и напряжений, измеренных блоками БМРЗ.

Информация с терминалов РЗА архивируется как в сервере системы ДИСК-110, так и на SSD-диске ФК. Предоставляются средства отображения архивной информации по измеренным значениям и событиям в виде графиков или таблиц. Возможна выборка любого измеренного значения из архива и экспорт полученных данных в формате Excel. Осциллограммы из терминалов РЗА могут также записываться на сервер ДИСК-110 в форматах COMTRADE (\*.CFG) и OSC2 (\*.OSC). Приложение FastView предоставляет возможность их просмотра и анализа (рис. 3).

С интеграцией устройств РЗА в ПТК «Защита-3» и АСУТП объединения обеспечивается дистанционный мониторинг релейной защиты и автоматики ПС с осуществлением следующих функций:

- автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР) и автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и повторное включение (ЧАПВ);
- автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин (АРВ);
- осциллографирование аварийных событий;
- автоматика систем охлаждения и дистанционного регулирования напряжения трансформаторов.

### Эффективность мероприятий

Благодаря интеграции микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики типа БМРЗ, SEPAM в диспетчерскую систему контроля и управления ДИСК 110 повышается глубина и оперативность мониторинга системы электроснабжения. Информация, получаемая с терминалов РЗА, позволяет оперативно определять причины большей части отключений и уменьшить время их устранения. Дистанционное изменение уставок и программных ключей защит может быть полезным, например, при выполнении буровых или ремонтных работ, когда существенно изменяется нагрузка на отходящей линии и ПС.

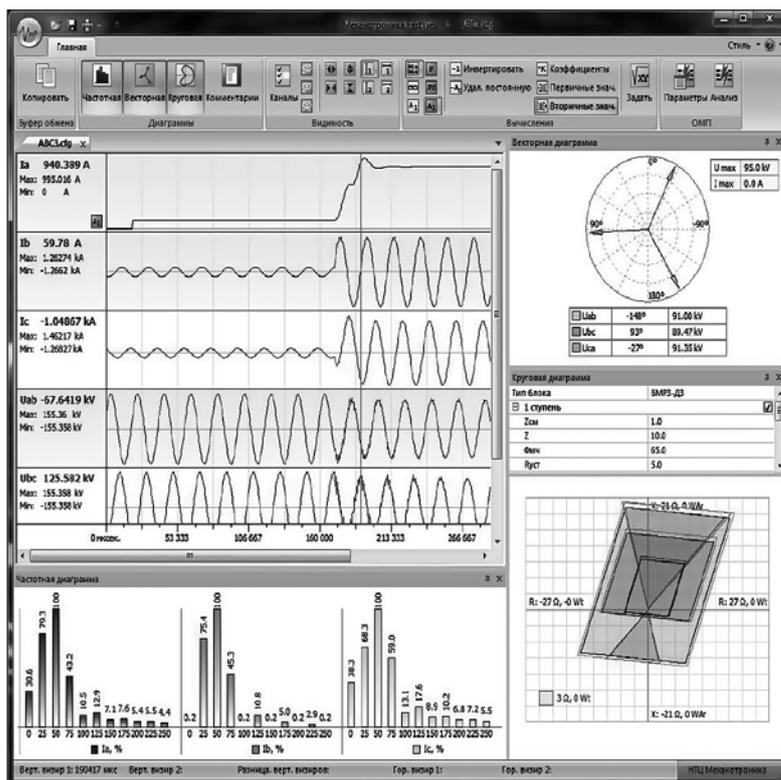


Рис. 3. Видеоформа программы FastView

Эффективность мероприятий по совершенствованию системы энергоснабжения подтверждается статистикой. На рис. 4 для примера показаны тренды уменьшения времени простоя и недобора нефти за последние годы при наиболее частых в воздушных линиях однофазных замыканиях на землю. Следует отметить, что селективное выявление однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в воздушных сетях напряжением 6...35 кВ с изолированной нейтралью — чрезвычайно сложная задача. Напряжения и токи нулевой последовательности зависят от характеристик сети и переходного сопротивления в месте ОЗЗ. Например, при обрыве провода ВЛ переходные сопротивления иногда составляют несколько кОм. Как правило, токи нулевой последовательности  $\leq 1$  А. Для обеспечения селективности в таких случаях необходимо, чтобы направленные токовые защиты от ОЗЗ были чувствительны к первичным токам порядка 0,1...0,3 А. При такой чувствительности защиты от ОЗЗ могут срабатывать от разного рода небалансов в сети, которые воспринимаются как признак возникновения ОЗЗ. Значения небалансов ограничивают минимальные уставки защиты, и становится сложно осуществить направленную токовую защиту от ОЗЗ, которая всегда бы работала правильно. Дополнительные проблемы связаны с невысокими точностными характеристиками трансформаторов тока нулевой последовательности.

### Перспективы развития

Внедрение современных микропроцессорных терминалов РЗА типа БМРЗ на распределительных

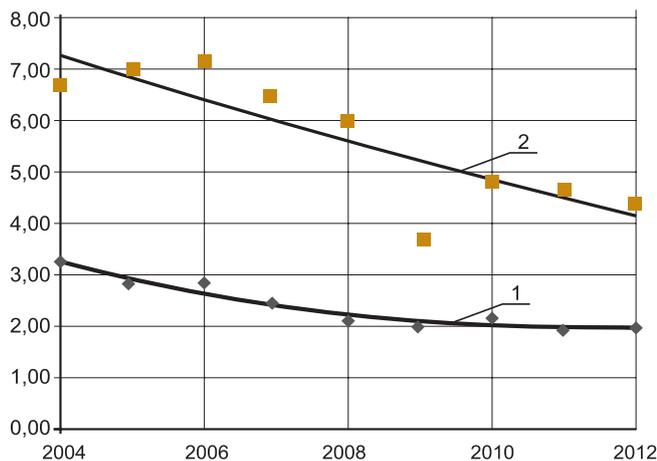


Рис. 4. Тренды статистики ущерба от нарушений энергоснабжения по причинам ОЗЗ: 1 — время простоя на отключение (ч), 2 — недобор нефти на отключение (т)

подстанциях 110/35/6 (10) кВ и интеграция терминалов в систему диспетчерского контроля с помощью ФК ПТК «Защита-3» создали базу для решения проблемы селективности ОЗЗ путем создания централизованной защиты. Аварийная отходящая линия определяется на основании анализа осциллограмм и контроля значений и динамики токов нулевой последовательности во всех присоединениях ПС. Важным преимуществом такого решения является отсутствие необходимости в дополнительном оборудовании.

Проведены экспериментальные исследования и испытания действия централизованной защиты в различных условиях. Так проверялось действие защиты от ОЗЗ при касании провода ВЛ ветками дерева. По истечении 30 с после включения ВЛ и развития ОЗЗ, сопровождающегося ростом напряжения и увеличением тока нулевой последовательности от 20 до 170 мА, произошло срабатывание централизованной защиты ОЗЗ с правильной сигнализацией поврежденной отходящей линии. Далее, через 2,5 мин произошло возгорание касающихся ВЛ веток дерева.

Возможности ФК ПТК «Защита-3» позволяют организовать диагностический мониторинг оборудования распределительных подстанций по IEC 60076-7:2005 и режима сетей с использованием данных, получаемых с терминалов РЗА.

В настоящее время специализированные системы мониторинга относительно дороги и могут быть эффективно использованы лишь для мониторинга дорогостоящего оборудования на ответственных объектах. Так, стоимость трансформатора напряжением 110 кВ VI-го габарита достигает 15...20 млн. руб., а стоимость подсистемы контроля технического состояния такого оборудования — 1...2 млн. руб. без учета затрат на привязку к оборудованию, монтаж и пуско-наладку или около 5% цены трансформатора. Стоимость же силового трансформатора на напряжение 35 кВ мощностью 4...10 МВ·А при этом составляет 2...6 млн. руб., стоимость выключателя на отходящей

линии 6 (10) кВ составляет ~100 тыс. руб. Высокая стоимость специализированных систем мониторинга такого оборудования не всегда позволяет оснастить ими ПС.

В связи с этим для подстанций распределительных сетей представляется более рациональной интегрированная в АСУТП система мониторинга с минимальным набором первичных датчиков. Например, температура верхних слоев масла (ВСМ) при косвенном контроле в соответствии с IEC 60076-7:2005 определяется из решения дифференциального уравнения тепломассопереноса при произвольном изменении во времени тока нагрузки и температуры окружающей среды:

$$\left[ \frac{1 + K^2 R}{1 + R} \right]^x \Delta\theta_{or} = k_{11} \tau_0 \frac{d\theta_0}{dt} + [\theta_0 - \theta_a],$$

где  $K$  — коэффициент нагрузки трансформатора;  $R$  — отношение нагрузочных потерь при номинальной нагрузке к потерям холостого хода;  $x$  — показатель степени;  $\Delta\theta_{or}$  — превышение температуры ВСМ над температурой охлаждающего воздуха в номинальном режиме;  $k_{11}$  — константа;  $\tau_0$  — постоянная времени температуры ВСМ;  $\theta_0, \theta_a$  — температура ВСМ и охлаждающего воздуха соответственно.

Основная погрешность измерения контролируемых и обрабатываемых системой мониторинга величин в соответствии со стандартом СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общетеchnические требования», утвержденном ФСК ЕЭС, должна быть до 1,0%. На распределительной ПС, где нет возможности получить данные с аттестованных измерительных приборов, можно использовать РЗА. В этом случае погрешность преобразования измеряемой величины трансформаторами тока по ГОСТ 7746-2001 при номинальном первичном токе не должна превышать 3% для обмоток класса точности 10Р и 1% — для класса точности 5Р. Дополнительная погрешность вносимая, например терминалом БМРЗ, в соответствии с документацией <2,5%. Однако результаты испытаний показывают, что среднее значение основной погрешности при номинальном напряжении и мощности не превышает 0,1...0,2%. Анализ возрастания ошибок в оценках температуры ВСМ и наиболее нагретой точки (ННТ) обмотки трансформатора при использовании в качестве первичных датчиков трансформаторов тока и напряжения РЗА показывает приемлемость такого подхода. Ошибка расчета, например, температуры ВСМ при использовании в качестве первичных датчиков трансформаторов тока и напряжения РЗА и номинальной нагрузке трансформатора — < 3%. Следует учесть, что расчетные модели более чувствительны к погрешностям первичных измерений при повышении коэффициента нагрузки, то есть при возникновении угрозы перегрева.

Результаты мониторинга температуры ВСМ и ННТ позволяют вести наблюдение относительной скорости износа изоляции и получать оценку остаточного ресурса трансформатора, что важно для эксплуатации.

#### Выводы

Интеграция терминалов РЗА в систему диспетчерского контроля распределительных подстанций повысила надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей, снизила эксплуатационные расходы за счет уменьшения трудозатрат при ликвидации причин и последствий отключений. Также повысилась точность и стабильность значений уставок защит, что позволило уменьшить выдержку ступеней селективности до 0,3 с, а в некоторых случаях и до 0,25 с.

*Гондуров Сергей Александрович — технический директор ООО «НТЦ «Механотроника»,  
Генин Валерий Семенович — д-р техн. наук, доцент, заместитель генерального конструктора,*

*Марков Виталий Николаевич — заместитель начальника коммерческого управления,*

*Нестеров Александр Павлович — заместитель генерального конструктора,*

*Кознов Вячеслав Владимирович — канд. физ.-мат. наук, ведущий инженер-системотехник НТЦ «Механотроника».*

*Контактный телефон 8 (800) 250-63-60.*

*E-mail: info@mtrele.ru*

*Евсеев Александр Николаевич — канд. техн. наук, доцент, начальник управления энергетике,  
главный энергетик ОАО «Татнефть».*

*E-mail: tnr@tatneft.ru*

#### Список литературы

1. Гондуров С.А., Евсеев А.Н., Генин В.С., Марков В.Н., Нестеров А.П., Кознов В.В. Модернизация релейной защиты и автоматики подстанций НГДП ОАО «Татнефть» // Экспозиция нефть газ. 2015. №1(40). С. 53-57.
2. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности. М.: Недра, 2000. 487 с.
3. Генин В.С., Гондуров С.А., Евсеев А.Н. Внедрение микропроцессорных терминалов БМРЗ на подстанциях НГДП ОАО «Татнефть» // Новое в российской электроэнергетике. 2011. № 3. С. 39-44.
4. Генин В.С., Гондуров С.А., Нестеров А.П., Евсеев А.Н. Интеграция терминалов РЗА в систему диспетчерского контроля распределительных подстанций 110/35/6 (10) кВ // Новое в российской электроэнергетике. 2012. № 3. С. 34-41.

#### Полнофункциональная отечественная технологическая платформа Нейтрино-Phocus

ООО «СВД Встраиваемые Системы» в результате адаптации технологий QNX к нуждам внутреннего рынка, в том числе по нормативным документам в сфере информационной безопасности, представила специалистам защищенную операционную систему реального времени (ЗОСРВ) «Нейтрино» (QNX). Таким образом, на отечественном рынке появилась ЗОСРВ «Нейтрино», предназначенная для применения в организациях, предъявляющих особые требования по информационной безопасности и технологической независимости.

В результате накопленного опыта были проведены работы по сертификации, в том числе для МО РФ, которые, наряду с активным использованием системы в промышленности и областях ответственного назначения, позволили создать основу для реализации высоконадежных, современных АСУ и САУ.

Понимание задач, стоящих перед разработчиками, позволило реализовать и апробировать набор технических средств, которые нашли свое выражение в полнофункциональной отечественной технологической платформе Нейтрино-Phocus. Примечательно, что сам пакет расширений Phocus для создания АСУТП также является полностью отечественным продуктом. Выполненные на базе платформы системы благодаря своей надежности, быстродействию и отказоустойчивости эффективно применяются в таких отраслях промышленности, как энергетический комплекс, машиностроение, транспорт и ВПК.

Платформа Нейтрино-Phocus включает среду исполнения и набор инструментальных средств, с помощью которых решаются задачи обеспечения бесперебойной работы технологического процесса: сбора данных, автоматического и ручного управления, а также управления тревогами и реакциями на аварийные ситуации. С архитектурной точки зрения система организована по модульному принципу. Основным системным компонентом является сервер распределенных баз данных реального времени с функцией активного резерва, который через сервер ввода/вывода производит обмен данными с устройством сопряжения с объектом (УСО). Взаимодействие оператора с системой реализовано на основе ЧМИ, который позволяет гарантированно осуществлять управляющие воздействия на

ТП. В Нейтрино-Phocus эти функции реализуются посредством построителя мнемосхем, библиотек шаблонов и средств графического вывода данных в ЧМИ. Кроме штатной графической подсистемы Photon в ЗОСРВ «Нейтрино» для отображения информации можно использовать кроссплатформенные средства, например Qt или OpenGL. Подсистема распознавания и предупреждения аварийных ситуаций — обязательный элемент любых современных АСУ и САУ. Данный функционал реализован в интерфейсе менеджера тревог и событий, посредством которого можно настраивать условия тревог и возможные способы реакции на них. Персонал может оповещаться как локально — в пределах промышленной сети, так и с помощью дистанционных уведомлений. Помимо перечисленных функций в системе реализованы: настройки доступа пользователей на основе ролей, работа с предысторией, формирование отчетности и управление динамическими элементами.

Программная платформа Нейтрино-Phocus может функционировать на широком спектре аппаратных средств, поддерживаемых ЗОСРВ «Нейтрино» как зарубежных Intel, ARM, PowerPC, MIPS, так и российских Комдив и Эльбрус, а в перспективе и Байкал. Это позволяет говорить о высокой степени технологической независимости, что в контексте возрастающих требований по импортозамещению формирует задел на будущее и дает основу для конкурентных преимуществ. Ключевым направлением развития платформы Нейтрино-Phocus является соответствие требованиям конечных пользователей. В гетерогенных сетях Нейтрино-Phocus обеспечивает взаимодействие посредством стандартных протоколов, это дает возможность интегрировать решения в уже используемые системы и наращивать функциональность собственными силами. Однако такие работы могут быть выполнены и силами предприятия-изготовителя. Обширный опыт внедрения и технического сопровождения промышленных систем на базе платформы задает вектор ее дальнейшего развития. Именно поэтому Нейтрино-Phocus не является статичной, законченной системой. Платформа постоянно совершенствуется, расширяя функциональные возможности, что позволяет удерживать ведущие позиции на рынке.

<http://kpda.ru>