

Модернизация релейной защиты и автоматики подстанций НГДП ОАО «Татнефть»

С.А. Гондуров

генеральный конструктор¹
sergey.gondurov@mtrele.ru

А.Н. Евсеев

к.т.н., доцент, начальник управления энергетики
— главный энергетик²
tnr@tatneft.ru

В.С. Генин

д.т.н., доцент,
заместитель генерального конструктора¹
valeriy.genin@mtrele.ru

В.Н. Марков

заместитель начальника коммерческого
управления¹
vitaliy.markov@mtrele.ru

А.П. Нестеров

заместитель генерального конструктора¹
aleksandr.nesterov@mtrele.ru

В.В. Кознов

к. ф. м. н., ведущий инженер-системотехник¹
vyacheslav.koznov@mtrele.ru

¹НТЦ «Механотроника», Санкт-Петербург, Россия

²ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Общая характеристика

электротехнического комплекса НГДП

Электроэнергетический комплекс ОАО «Татнефть», созданный в 50–60-е гг, 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»:

- более 30 воздушных линий (ВЛ) общей протяжённостью более 400 км сетей 110 кВ;
- почти 300 ПС и около 1 500 км ВЛ сетей 35 кВ;
- более 2 200 ВЛ 6 (10) кВ общей протяжённостью более 14 000 км;
- почти 16 000 КТП 6 (10) кВ, питающих более 20 000 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 надёжном и бесперебойном электроснабжении нескольких специфических потребителей [1]. 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 трудоёмка, требуют специфической подготовки персонала, не позволяют эффективно включить систему РЗА в современную автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП). 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 [2]. Преимуществами МТ БМРЗ являются широкий диапазон рабочих температур окружающей среды, с нижним пределом от -40°C, и надёжность, подтверждённая длительной эксплуатацией в самых сложных условиях (северные нефтепромыслы Сургута).

По своим техническим и ценовым характеристикам они наиболее соответствуют требованиям, предъявляемым к релейной защите подстанций НГДП. Сегодня на объектах энергетики России и за её пределами эксплуатируются свыше 100 000 МТ производства НТЦ «Механотроника». Типовые решения по РЗА, применённые при оснащении подстанций объединения 110/35/6 (10) кВ на базе МТ БМРЗ-100 и новых МТ БМРЗ-150,

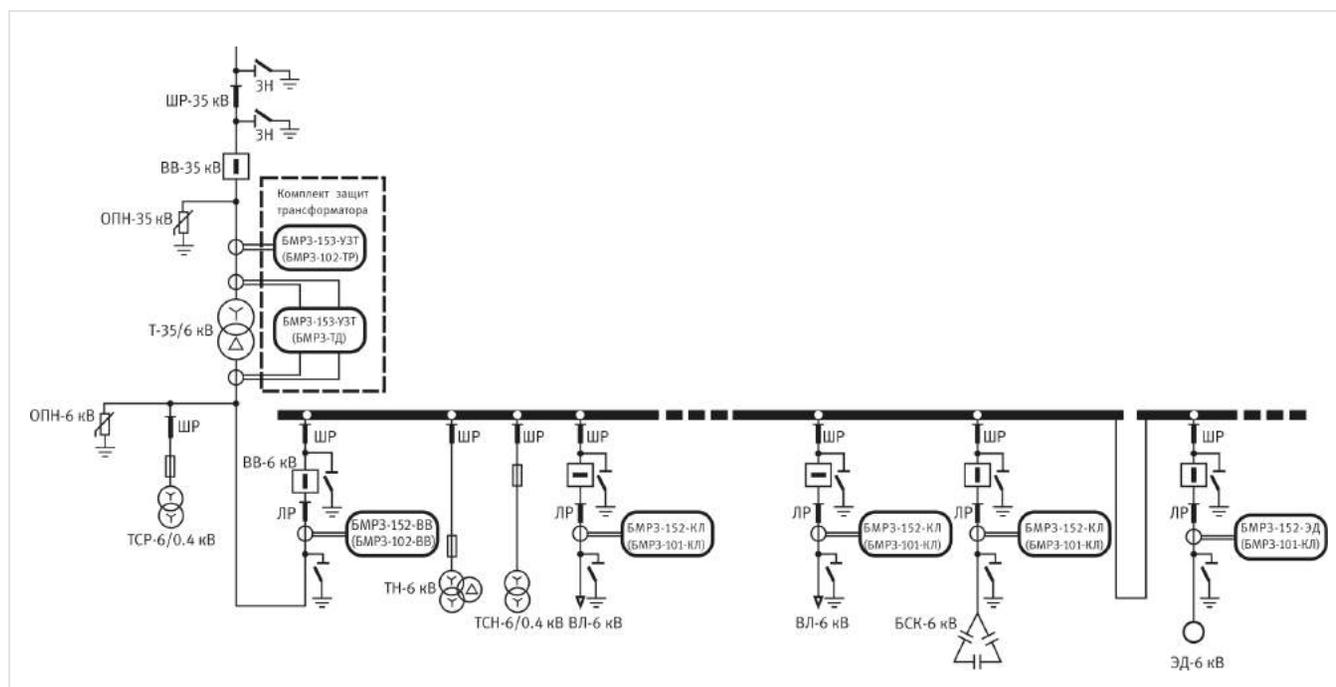


Рис. 1 — Решение по РЗА подстанции 35/6 (10) кВ

Изложен опыт, накопленный за последние годы в объединении «Татнефть» при проведении модернизации РЗА сетей 110/35/6 (10) кВ.

Интеграция терминалов РЗА в систему ДИСК-110, эксплуатирующуюся в ОАО «Татнефть», повысила наблюдаемость и управляемость системы электроснабжения. С внедрением терминалов РЗА и программно-технического комплекса «Защита-3» появились возможности для реализации централизованной селективной защиты от ОЗЗ и организации диагностического мониторинга электрооборудования ПС 110/35/6 (10) кВ.

Материалы и методы

Опытная эксплуатация и обновление РЗА распределительных сетей нефтегазодобывающих предприятий. Экспериментальные исследования дистанционного контроля и управления электроснабжением при интеграции РЗА в АСУ. Исследования путей повышения селективности защиты от ОЗЗ и мониторинга силового оборудования.

Ключевые слова

электроснабжение, электрооборудование, подстанция, нефтегазодобывающее предприятие, релейная защита, микропроцессорный терминал.

представлены в таб. 1 и на рис. 1. Внешний вид панелей РЗА вводов и трансформатора типичной ПС 35/6 (10) кВ до и после переоснащения показан на рис. 2.

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 ($0,05 \div 50 \cdot I_{ном}$), что позволяет сохранять высокую точность измерений как в области сверхтоков (в режимах КЗ), так и в режимах номинальных нагрузок. Это важно для таких защит, как дифференциальная и дистанционная. 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 счёт большего числа дискретных входов и 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, PTP с использованием RS-485 и Ethernet. Кроме этого в них реализован алгоритм мониторинга высоковольтного выключателя с расчётом 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. Программное обеспечение 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:

1. Подготовка панели отсека РЗА в условиях базы — монтаж на панель МТ, приборов, устройств коммутации и светосигнальной арматуры с последующей проверкой схемы, нанесение маркировки.
2. Демонтаж старых защит и лицевой панели отсека РЗА, подготовка вторичных цепей к монтажу МТ.
3. Установка подготовленной в условиях базы панели отсека РЗА с МТ, монтаж вторичных цепей в соответствии с принципиальной схемой.
4. Проверка монтажа путём «прозвонки», программирование МТ, контрольные испытания действия РЗА присоединения или ввода.

Новые возможности контроля и управления

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

- синхронизация терминалов РЗА;
- чтение текущих состояний терминалов и обслуживаемых ими присоединений;

№	Оборудование ПС	На базе БМРЗ-100	На базе БМРЗ-150	Основные отличия
1	Силовой трансформатор Основная и резервная защиты двухобмоточного трансформатора	Основная защита: БМРЗ-ТД-08-20-12 (БМРЗ-ТД-03-20-11) Резервная защита: БМРЗ-102-1-С-ТР (БМРЗ-102-2-С-ТР)	Основная защита: БМРЗ-153-1-Д-УЗТ-01 (БМРЗ-153-2-Д-УЗТ-01) Резервная защита: БМРЗ-153-1-Д-УЗТ-01 (БМРЗ-153-2-Д-УЗТ-01)	<ul style="list-style-type: none"> • основная и резервная защиты в одном блоке; • расширенные возможности по организации автоматики за счёт большего числа дискретных входов и выходов; • интерфейс USB; • коммуникации MODBUS, МЭК 60870-101, -103, -104, 61850 через RS-485 и Ethernet. Синхронизация времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, PTP через RS-485 и Ethernet.
2	Ввод РЗА выключателя ввода	БМРЗ-103-1-С-ВВ (БМРЗ-103-2-С-ВВ)	БМРЗ-152-1-Д-ВВ-01 (БМРЗ-152-2-Д-ВВ-01)	<ul style="list-style-type: none"> • расширенный диапазон измерений тока (0,25÷250 А); • расширенные возможности по организации автоматики за счёт большего числа дискретных входов и выходов; • интерфейс USB; • коммуникации MODBUS, МЭК 60870-101, -103, -104, 61850 через RS-485 и Ethernet. Синхронизация времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, PTP через RS-485 и Ethernet.
3	Секционный выключатель РЗА секционного выключателя	БМРЗ-103-1-С-СВ (БМРЗ-103-2-С-СВ)	БМРЗ-152-1-Д-СВ-01 (БМРЗ-152-2-Д-СВ-01)	<ul style="list-style-type: none"> • интерфейс USB; • коммуникации MODBUS, МЭК 60870-101, -103, -104, 61850 через RS-485 и Ethernet. Синхронизация времени PPS и TCIP, NMEA, SNTP, PTP через RS-485 и Ethernet.
4	Отходящая линия РЗА отходящей линии	БМРЗ-101-1-С-КЛ (БМРЗ-101-2-С-КЛ)	БМРЗ-152-1-Д-КЛ-01 (БМРЗ-152-2-Д-КЛ-01)	
5	Батарея статических конденсаторов РЗА БСК	БМРЗ-101-1-С-КЛ (БМРЗ-101-2-С-КЛ)	БМРЗ-152-1-Д-БСК-01 (БМРЗ-152-2-Д-БСК-01)	Специализированный блок для РЗА, управления и сигнализации батареи статических конденсаторов напряжением 6–10 кВ.
6	Двигатель РЗА двигателя	БМРЗ-101-1-С-КЛ (БМРЗ-101-2-С-КЛ)	БМРЗ-152-1-Д-ЭД-01 (БМРЗ-152-2-Д-ЭД-01)	Специализированный блок для РЗА, управления и сигнализации синхронных и асинхронных электродвигателей напряжением 6–10 кВ.

Примечание. Дополнительно распродустройство может быть оборудовано дуговой защитой и центральной сигнализацией.

Таб. 1 — Перечень МТ РЗА для оснащения ПС 35/6 (10) кВ

- прием команд управления, квитирование событий и управление коммутационными устройствами;
- чтение журналов событий и осциллограмм;
- чтение/запись уставок;
- хранение временного архива данных.

Отличительной особенностью является то, что 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) автоматизированные рабочие места (АРМ) инженера-релейщика. В качестве АРМ может использоваться любой компьютер в сети системы ДИСК-110 без установки специализированного ПО, т. к. 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, путём 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. Пример видеоформы «FastView» показан на рис. 4.

С интеграцией устройств РЗА в ПТК «Защита-3» и АСУ ТП объединения обеспечивается дистанционный мониторинг релейной защиты и автоматики ПС с осуществлением, например, таких 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.

Эффективность мероприятий по совершенствованию системы энергоснабжения подтверждается статистикой. На рис. 5 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 выделение ОЗЗ в воздушных сетях напряжением 6...35 кВ с изолированной нейтралью

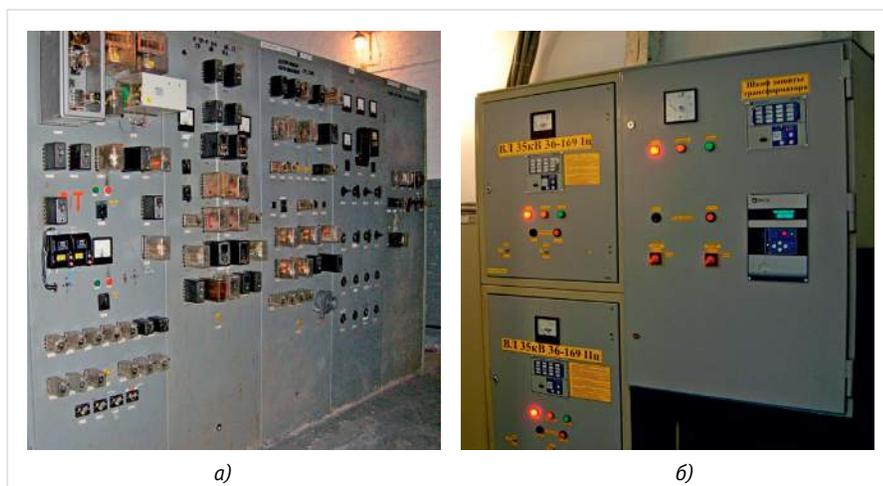


Рис. 2 — РЗА вводов и трансформатора а — было, б — стало

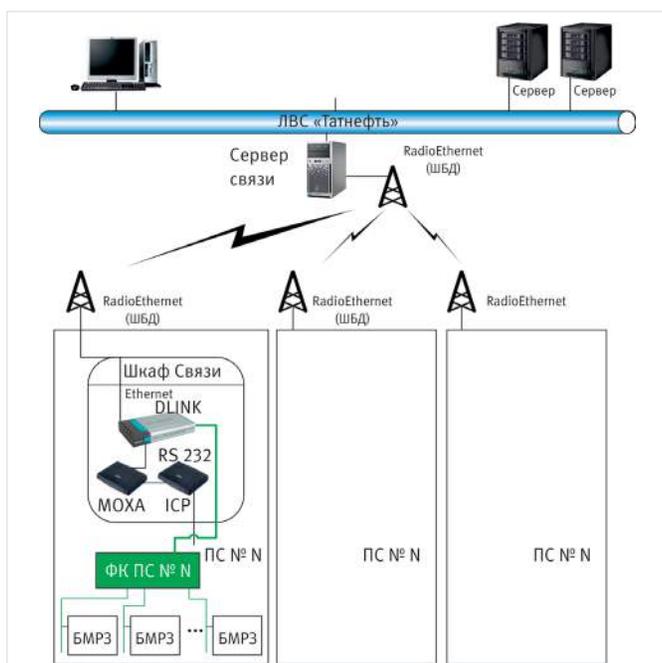


Рис. 3 — Структурная схема включения терминалов РЗА в систему ДИСК-110

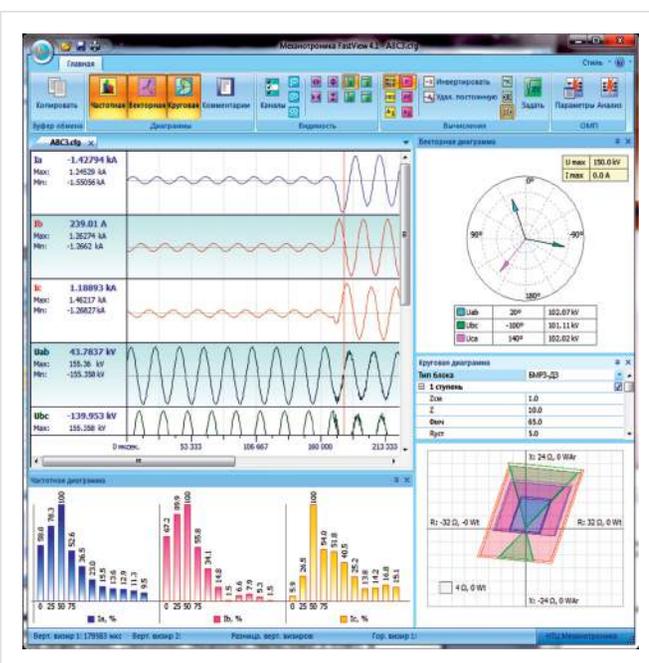


Рис. 4 — Видеоформа программы «FastView»

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 не превышают 1 А. Для обеспечения селективности в таких случаях необходимо, чтобы направленные токовые защиты от ОЗЗ были чувствительны к первичным токам порядка $0,1 \div 0,3$ 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 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 (рис. 6). 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. после, произошло возгорание касающихся ВЛ веток дерева, показанное на рис. 6.

Возможности ФК ПТК «Защита-3» позволяют организовать диагностический мониторинг оборудования распределительных подстанций по IEC 60076-7:2005 [4] и режима сетей с использованием данных, получаемых с терминалов РЗА.

Дело в том, что 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 $15 \div 20$ млн. руб., а стоимость подсистемы контроля технического состояния такого оборудования — $1 \div 2$ 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 $4 \div 10$ МВ·А при этом составляет от 2 до 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 АСУ ТП система мониторинга с минимальным набором первичных датчиков. К примеру, температура верхних слоев масла (ВСМ) при косвенном контроле в соответствии с IEC [4] определяется из решения дифференциального уравнения теплопереноса при произвольном изменении во времени тока нагрузки и температуры окружающей среды:

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

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; τ_o — постоянная времени температуры ВСМ; θ_o, θ_a — температура ВСМ и охлаждающего воздуха соответственно.

Основная погрешность измерения

контролируемых и обрабатываемых системой мониторинга величин в соответствии со стандартом [5], 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 [6] при номинальном первичном токе не должна превышать 3% для обмоток класса точности 10Р и 1% — для класса точности 5Р. Дополнительная погрешность, вносимая, к примеру, терминалом БМРЗ в соответствии с документацией менее 2,5%, однако результаты испытаний показывают, что среднее значение основной погрешности при номинальном напряжении и мощности не превышает $0,1 \div 0,2$ %. 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. Ошибки расчёта, например, температуры ВСМ при использовании в качестве первичных датчиков трансформаторов тока и напряжения РЗА и номинальной нагрузке трансформатора менее 3%. Следует учесть, что расчётные модели более чувствительны к погрешностям первичных измерений при повышении коэффициента нагрузки, т.е. тогда, когда возникает угроза перегрева.

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

Итоги

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

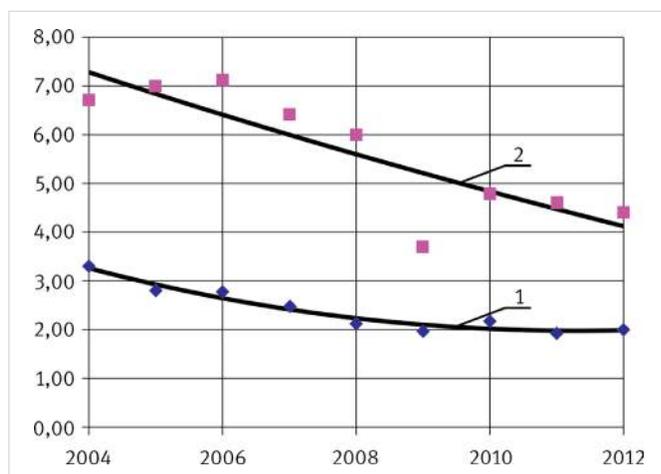


Рис. 5 — Тренды статистик ущерба от нарушений энергоснабжения по причинам ОЗЗ: 1 — время простоя на отключение (ч.), 2 — недобор нефти на отключение (т)



Рис. 6 — ОЗЗ на ВЛ с касанием веток дерева

Выводы

Внедрение терминалов типа БМРЗ совместно с программно-техническим комплексом «Защита-3», реализация централизованной селективной защиты от ОЗЗ на подстанциях 110/35/6 (10) кВ ОАО «Татнефть» позволили повысить надёжность и бесперебойность электроснабжения потребителей, снизить эксплуатационные затраты.

Список используемой литературы

1. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки

и комплексы в нефтегазовой промышленности. М.: Недра, 2000. 487 с.

2. 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.
3. 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.
4. IEC 60076-7:2005 Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power. 122 p.
5. СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования» (утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 140 с изменениями от 16.06.2010 приказ ОАО «ФСК ЕЭС» № 423). 21 с.
6. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.

ENGLISH

ELECTRICAL ENGINEERING

Modernization of power system protection at Tatneft JSC oil and gas production units

UDC 621.3

Authors:

Sergey A. Gondurov — chief designer¹; sergey.gondurov@mtrele.ru

Alexandr N. Evseyev — Ph.D., associate professor, head of energy department — chief power engineer²; tnr@tatneft.ru

Valeriy S. Genin — Ph.D., associate professor, deputy chief designer¹; valeriy.genin@mtrele.ru

Aleksandr P. Nesterov — deputy chief designer¹; aleksandr.nesterov@mtrele.ru

Vitaliy N. Markov — deputy head of commercial department¹; vitaliy.markov@mtrele.ru

Vyacheslav V. Koznov — Ph.D., leading system engineer¹; vyacheslav.koznov@mtrele.ru

¹STC Mechatronica, St. Petersburg, Russian Federation

²Tatneft JSC, Almet'yevsk, Russian Federation

Abstract

The experience presented in this article has been accumulated by Tatneft during the recent years while modernizing relay protection and automatic equipment of 110/35/6 (10) kV networks.

The observability and controllability of the power supply system have increased due to the integration of relay protection terminals into the DISC-110 system operated at Tatneft. Possibilities to the implementation of centralized selective protection from line-to-ground short-circuit and to organization of diagnostic monitoring of the electric equipment of 110/35/6 (10) kV substation opened up after the integration of relay protection terminals and the Zashita-3 hardware-software complex.

Materials and methods

Experienced maintenance and update of

relay protection and automatic equipment of distribution networks of oil and gas extraction enterprises.

Experimental studies of remote power supply control and management in the integration of relay protection and automatic equipment into the automated control system.

Study of ways to improve the selectivity of line-to-earth fault protection and power equipment monitoring.

Results

Integration of relay protection terminals into the dispatch control system of distribution substations increases the reliability and continuity of electric power supply to consumers, lowers the operating costs by decreasing labor costs during shutdown causes and consequences resolution. The accuracy and stability of protection-preset

values have also increased, and this allowed decreasing the selective interval delays down to 0.3 s, and in some cases even down to 0.25 s.

Conclusions

The integration of BMRZ-type terminals along with the Zashita-3 hardware-software complex and centralized selective line-to-earth fault protection at 110/35/6 (10) kV Tatneft substations allowed us to increase the reliability and continuity of power supply to consumers and lower operating costs.

Keywords

power supply, power equipment, substation, oil and gas extraction enterprise, relay protection, microprocessor terminal

References

1. Men'shov B.G., Ershov M.S., Yarizov A.D. *Elektrotekhnicheskie ustanovki i komplekсы v neftegazovoy promyshlennosti* [Power units and complexes in oil and gas industry]. Moscow: Nedra, 2000, 487 p.
2. Genin V.S., Gondurov S.A., Evseev A.N. *Vnedrenie mikroprotssornykh terminalov BMRZ na podstantsiyakh NGDP ОАО "Tatneft"* [Integration of BMRZ microprocessor terminals at the substations of Tatneft oil and gas production units]. *Novoe v rossiyskoy elektroenergetike*, 2011, issue 3, pp. 39–44.
3. Genin V.S., Gondurov S.A., Nesterov A.P., Evseev A.N. *Integratsiya terminalov RZA v sistemu dispetcherskogo kontrolya raspredelitel'nykh podstantsiy 110/35/6 (10) kV* [Integration of PSP terminals into the dispatch control system of distribution substations 110/35/6 (10) kV]. *Novoe v rossiyskoy elektroenergetike*, 2012, issue 3, pp. 34–41.
4. IEC 60076-7:2005 Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power. 122 p.
5. Industry Standard 56947007-29.200.10.011-2008 *Sistemy monitoringa silovykh transformatorov i avtotransformatorov. Obshchie tekhnicheskie trebovaniya* [Monitoring systems of power transformers and autotransformers]. General specifications (as approved by the Federal Grid Company of Unified Energy System of 18.04.2008, order No. 140, with amendments of 16.06.2010 as per order No. 423 of Federal Grid Company of Unified Energy System). 21 p.
6. GOST 7746-2001 *Transformatory toka. Obshchiye tekhnicheskiye usloviya* [Current transformers. General specifications]. Moscow: IPK Izdatel'stvo Standartov, 2002.