УДК 621.316.925

Авторы:
д.т.н. Булычев А.В.,
Силанов Д.Н.,
ООО «НПП Бреслер»,
г. Чебоксары, Россия.

D.Sc. Bulychev A.V.,
Silanov D.N.,
«NPP Bresler» LLC,
Cheboksary, Russia.

ДВУХУРОВНЕВАЯ ЦИФРОВАЯ СИСТЕМА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С РЕЗЕРВИРОВАНИЕМ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

TWO-LEVEL DIGITAL RELAY PROTECTION SYSTEM WITH REDUNDANCY IN DISTRIBUTION NETWORKS

Аннотация: создана двухуровневая цифровая система релейной защиты, позволяющая существенно улучшить основные свойства релейной защиты. Предложенная система состоит из базового уровня и централизованной «цифровой надстройки» для каждого силового узла. Она обеспечивает автономность работы базового уровня и живучесть всей системы релейной защиты на подстанции в целом. Такая система релейной защиты на «цифровой подстанции» может быть поэтапно реализована на объекте. Двухэтапный принцип организации строительно-монтажных и пусконаладочных работ позволяет создавать новые «цифровые» подстанции и переводить действующие подстанции в статус «цифровых» подстанций с минимальными затратами времени. Проведенные в лабораторных условиях и в условиях опытно-промышленной эксплуатации всесторонние исследования опытного образца системы защиты подтвердили правомерность принятых при разработке ограничений и допущений.

Abstract: a two-level digital relay protection system has been created to significantly improve the basic properties of relay protection. The proposed system consists of a basic level and a centralized «digital substation» for each power node. It ensures the autonomy of the base level operation and the survivability of the entire relay protection system at the substation as a whole. Such a relay protection system at a «digital substation» can be implemented in stages at the facility. The two-stage principle of organizing construction, installation and commissioning works allows you to create new «digital substations» and transfer existing substations to the status of «digital substations» with minimal time. Comprehensive studies of the prototype of the protection system conducted in the laboratory and in the conditions of pilot operation confirmed the validity of the restrictions and assumptions adopted during the development.

Ключевые слова: цифровизация, цифровая подстанция, релейная защита, отказы, резервирование.

Введение

Большая часть электрической энергии, поступающая в электроэнергетические системы (ЭЭС), передается конечным потребителям через распределительные электрические сети. Значимость этих сетей для надежного электроснабжения безусловно высока, и в них несомненно должна быть достойная (соответствующая) по техническому совершенству и надежности релейная защита (РЗ).

В современных условиях масштабной «цифровизации» управления технологическими процессами электроэнергетики открываются широкие возможности для улучшения основных свойств РЗ [1-4].

РЗ, в силу своей специфики, работает в условиях жесточайшего дефицита времени, обусловленного необходимостью быстрого выявления и локализации поврежденных элементов. Алгоритмы РЗ должны быть адаптированы к нестационарным (переходным) режимам защищаемых объектов, неизбежно возникающих при повреждениях (прежде всего – при коротких замыканиях (КЗ). В связи с этим требования к динамическим свойствам РЗ особенно высоки.

Цифровая элементная база для РЗ, в свою очередь, создает свои ограничения при реализации высоко динамичных алгоритмов РЗ.

Но, какими бы жесткими не были требования к работе РЗ, она должна четко выполнять свои функции локального управления ЭЭС при повреждениях отдельных элементов в любых, даже самых неблагоприятных, условиях.

В ходе «цифровизации» необходимо не только построить цифровую сеть управления электроэнергетическими объектами, а еще, используя потенциальные возможности цифровой элементной базы, улучшить эффективность управления электрическими системами, и получить так называемый дополнительный «системный эффект».

Важно еще правильно организовать переход на цифровые технологии управления, чтобы максимально полно сохранить достигнутые к настоящему времени свойства технического совершенства и надежности РЗ.

Keywords: digitalization, digital substation, relay protection, failures, redundancy.

Булычев Александр Витальевич

Год рождения: 1956. Окончил в 1980 г. Вологодский политехнический институт по специальности «ЭлектроСнабжение промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства», инженер-электрик. В 1984 г. закончил аспирантуру и защитил кандидатскую диссертацию по разработке и исследованию отдельных узлов комплексной (микроэлектронной) системы защиты турбогенераторов. В 1998 г. закончил докторантуру и защитил докторскую диссертацию на тему «Совершенствование защит блоков генератор-трансформатор и электродвигателей». Технический директор ООО «НПП Бреслер», профессор.

Силанов Димитрий Николаевич

Дата рождения: 30.12.1993 г. В 2017 г. окончил ЧГУ им. И.Н.Ульянова, кафедра «ТОЭ и РЗА», получил степень магистра по направлению «Электроэнергетика и электротехника». руководитель сектора ЦПС ООО «НПП Бреслер».

В сложившихся условиях, на наш взгляд, целесообразно проводить поэтапный перевод наиболее массовых подстанций (ПС) класса 35-110 кВ на полное цифровое управление. На первом этапе должна вводиться в эксплуатацию базовая часть (первый уровень) РЗ, способная выполнять базовые основные функции защиты в соответствии с требованиями ПУЭ [5], а на втором – дополнительная часть (второй уровень), обеспечивающая выполнение сервисных и коммуникационных функций (например, связь с верхними уровнями АСУ).

Причем экономические показатели технических решений должны соответствовать классу напряжения сетей.

Основной текст

Опыт разработки и исследований показывает, что РЗ, устанавливаемая на ПС распределительных сетей, должна содержать, по крайней мере, два уровня [1-4]. Первый уровень защит должен действовать автономно по базовым алгоритмам (по аналогии с электромеханическими защитами). Второй - реализовывать более точные (следовательно, более сложные) алгоритмы для исполнения которых необходима цифровая среда.

Исходные условия при разработке системы управления ПС класса напряжений 35-110 кВ по технологии «цифровая подстанция» в части РЗ можно представить так:

- требования нормативных документов всех уровней, относящиеся к технологии «цифровая подстанция», в том числе концепции «Цифровая трансформация 2030»;
- значимость и массовость ПС этого класса напряжения (в России их более 10 тысяч);
- реализация на универсальном и многофункциональном оборудовании для РЗ (цифровые терминалы РЗ, которые могут выполнять несколько функций, простые сегментированные двухуровневые структуры цифровой сети);
- сохранение и улучшение достигнутого в настоящее время уровня управляемости ПС, не «навредить» ПС в целом в части обеспечения надежности электроснабжения (несколько десятков лет работы без отказов);
- улучшение свойств технического совершенства (селективности, быстродействия, чувствительности) и надежности РЗ за счет принципа «цифровизации».

С учетом этих исходных условий разработана двухуровневая система РЗ применительно к общей цифровой системе управления ПС.

Техническая сущность проекта

Электрическую часть ПС условно разделяют на отдельные силовые узлы, в каждом из которых соединяются несколько электрических присоединений. Можно выделить секцию шин низшего класса напряжения или трансформатор, и соответствующую секцию шин высшей стороны. Двухуровневая структура управления ПС, формируемая из базового (первого) уровня и централизованной «цифровой надстройки» (второго уровня) для каждого силового узла, может быть поэтапно реализована на объекте. Это дает существенные преимущества при монтаже и наладке оборудования РЗ на ПС.

Первый этап предполагает создание базовой части системы РЗ и управления ПС на основе терминалов релейной защиты и автоматики (РЗА), установленных на элементах ПС, в соответствии с базовыми традиционными принципами. Эта базовая часть системы РЗА монтируется, налаживается и вводится в эксплуатацию по традиционным методикам. Таким образом, создается базовая платформа системы управления ПС, достаточная по функциональным возможностям для ввода ПС в работу. На рис. 1 в качестве примера показана структурная схема распределения оборудования базового уровня для секции шин низшей ступени напряжения.

На втором этапе создаются локальные цифровые системы управления узлов ПС (на основе технологии шины процесса

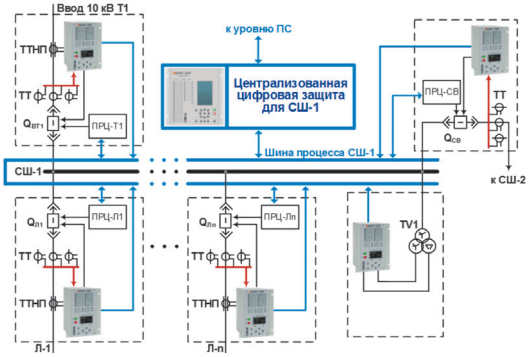

Рис. 1. Структурная схема узла ЦПС: секция шин низшего класса напряжения

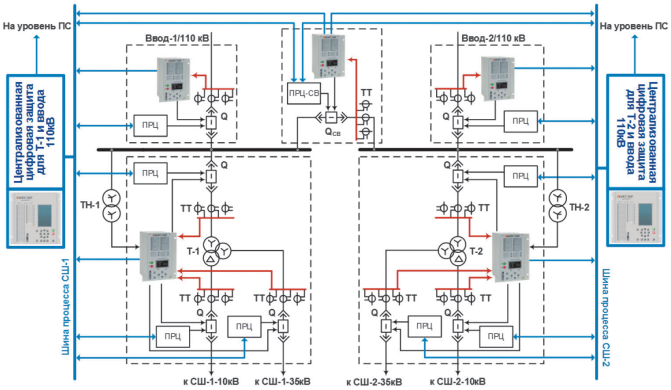

Рис. 2. Структурная схема узла ЦПС: трансформатор и секция шин высшего класса напряжения

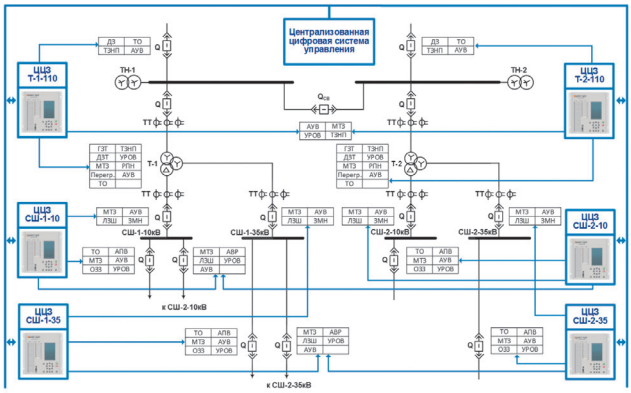

Рис. 3. Структурная схема: общеподстанционная система управления

МЭК-61850/9-2) и общеподстанционная цифровая система управления (шина подстанции МЭК-61850/8-1). На рис. 2 и 3 показаны соответствующие структурные схемы системы управления узла цифровой подстанции (ЦПС) для низшего и высшего класса напряжения с использованием технологии шины процесса МЭК-61850/9-2 и централизованных систем управления. Каждая централизованная система управления узла ЦПС работает автономно, независимо от других узлов системы управления, но в совокупности они представляют собой единую систему управления всей ПС, как показано на рис. 3.

На схемах приняты следующие буквенные обозначения: ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности; ТТ – трансформатор тока; QВТ1, QЛ1, QЛn, QСВ – выключатели присоединений, соответственно, ввода трансформатора, отходящих линий от Л-1 до Л-n и секционного выключателя; СШ-1 и СШ-2 – секции шин 1 и 2, соответственно; ПРЦ-Т1, ПРЦ-Л1, ПРЦ-Л-n, ПРЦ-СВ – промежуточное реле цифровое, соответственно, трансформатора Т1, линий от Л1 до Лn и секционного выключателя; TV1 - трансформатор напряжения СШ-1; ПС – подстанция; Т-1 и Т-2 – первый и второй силовой трансформатор, соответственно; ТН-1 и ТН-2 – первый и второй трансформатор напряжения, соответственно; ЦЦЗ – цифровая централизованная защита соответствующего узла ПС; ГЗТ и ДЗТ – газовая и дифференциальная защита трансформатора; ТО, МТЗ, ЛЗШ и ТЗНП – токовая отсечка, максимальная токовая защита, логическая защита шин и токовая защита нулевой последовательности; УРОВ, РПН, АУВ, АПВ – устройство резервирования отказа выключателя, регулятор напряжения трансформатора, автоматика управления выключателем, автоматическое повторное включение.

Монтаж и наладка централизованной части цифровой системы управления может осуществляться в условиях эксплуатации ПС с сохранением главной функции ПС – электроснабжения потребителей. Этот двухэтапный план реализации может быть эффективен не только при строительстве новых ПС, но и при модернизации существующих действующих объектов с целью перевода их в статус ЦПС.

Важным преимуществом технологии ЦПС является возможность расширения функций РЗА без увеличения количества оборудования, при этом необходимые данные уже существуют в шине процессов. Для повышения надежности работы РЗА без существенного увеличения затрат используется инновационная архитектура ЦПС с применением комплекса резервной централизованной цифровой защиты, выполненная в виде двухуровневой структуры. Первый уровень состоит из локальных многофункциональных терминалов РЗА, которые обеспечивают автономное выполнение всех функций РЗ, предусмотренных нормативными документами.

Второй уровень комплекса содержит терминалы РЗА с цифровыми портами связи с шиной процесса (рис. 4). Оцифровку и передачу информации в шину процесса обеспечивают базовые терминалы РЗА. Терминал централизованной цифровой защиты обеспечивает резервирование защиты и автоматики, как при нормальной работе базовых терминалов РЗА первого уровня, так и при сбое любого базового терминала РЗА. Под сбоем терминала понимается любое его состояние, при котором он не способен выполнять свои функции (потеря питания, несрабатывание контактов реле, блокировка функций РЗА при обнаружении внутренних неисправностей системой самодиагностики терминала и прочее).

Терминал централизованной цифровой защиты выполняет функции резервирования защиты и автоматики, как при нормальной работе базовых терминалов РЗА первого уровня, так и при сбое любого базового терминала РЗА (рис. 4). Под сбоем терминала понимается любое его состояние, при котором он не способен выполнять свои функции (потеря питания, несрабатывание контактов реле, блокировка функций РЗА при

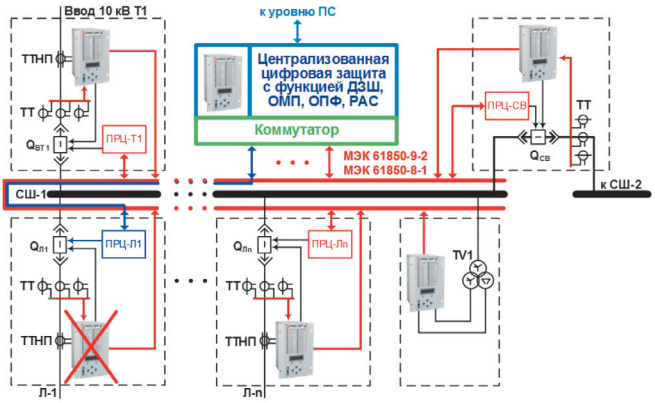

Рис. 4. Схема централизованного резервирования терминалов защит методом замещения

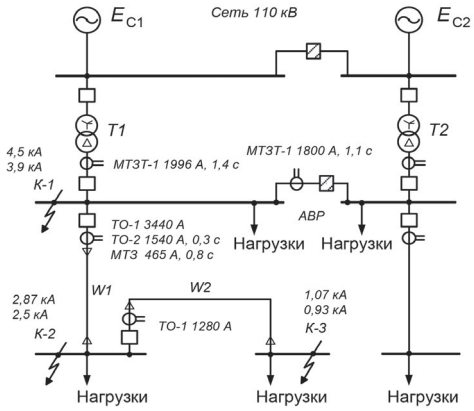

Рис. 5. Схема силового узла ПС и карта параметров срабатывания

обнаружении внутренних неисправностей системой самодиагностики терминала и прочее). Терминал централизованной цифровой защиты выполняет централизованное резервирование защит всех присоединений силового узла ПС.

Модули ПРЦ воздействуют непосредственно на электромагниты выключателя. Все управляющие сигналы передаются от централизованных цифровых защит через шину процесса. Количество ПРЦ определяется числом управляемых силовых агрегатов. Модули ПРЦ являются многофункциональными интеллектуальными устройствами, которые начинают выполнять функции автоматики управления силовым оборудованием при сбое соответствующего базового терминала РЗА. Также ПРЦ собирают и передают необходимые для работы централизованных цифровых защит дискретные сигналы положения ключей, состояния оборудования, технологические сигналы.

Пример оценки селективности, быстродействия и чувствительности

Для получения наглядного представления о преимуществах рассматриваемой системы защиты можно рассмотреть пример выбора параметров срабатывания защит, применительно к присоединениям к силовому узлу двухтрансформаторной ПС (секции шин 6 кВ) [3, 6, 7].

Пусть имеются основные исходные данные, необходимые для оценочного выбора параметров срабатывания защит, приведенные к ступени напряжения 6 кВ:

– внутреннее сопротивление питающей энергосистемы, которое для оценочных расчетов можно принять неизменным, x_C = 0,12 Ом;

– номинальный ток трансформатора на стороне 6 кВ $I_{ТНОМ}$ = 918 А;

– сопротивление трансформатора при среднем положении РПН без учета регулирования $x_Т$ = 0,69 Ом;

– максимальные и минимальные токи КЗ, при повреждениях в расчетных точках К1-К3, соответственно, $I_{К\text{-}1МАКС}$ = 4,5 кА, $I_{К\text{-}1МИН}$ = 3,9 кА, $I_{К\text{-}2МАКС}$ = 2,87 кА, $I_{К\text{-}2МИН}$ = 2,5 кА, $I_{К\text{-}3МАКС}$ = 1,07 кА , $I_{К\text{-}3МИН}$ = 0,93 кА;

– максимальный рабочий ток в линии W1 и W2, соответственно, $I_{РАБМАКСW1}$ = 300 А и $I_{РАБМАКСW2}$ = 260 А;

– номинальный ток трансформатора на стороне 6 кВ $I_{НОМТ\text{-}1}$ = 918 А;

– максимальный коэффициент самозапуска для линии W1 и ввода 6 кВ трансформатора Т-1, соответственно, $k_{СЗW1} = k_{СЗТ\text{-}1} = k_{СЗ}$ = 1,1.

Параметры срабатывания защит первого (нижнего) уровня, с приемлемыми для сравнительного анализа допущениями и упрощениями, определяются так [4-6]. На линиях, отходящих от шин 6 кВ ПС, в соответствии с требованиями п. 3.2 ПУЭ [5], должны устанавливаться трехступенчатые токовые защиты.

В соответствии с нормативными документами в качестве первой ступени используют токовые отсечки мгновенного действия (селективные токовые отсечки). В качестве второй – неселективные токовые отсечки с выдержкой времени срабатывания. В качестве третьей ступени – максимальные токовые защиты (МТЗ).

Ток срабатывания первой ступени защиты, устанавливаемой на первой линии W1 ($I_{ТО1\text{-}1}$), выбирается по условию отстройки от максимального тока КЗ при повреждении в точке К2:

$$I_{ТО1\text{-}1} > I_{К\text{-}2\,МАКС};\ I_{ТО1\text{-}1} = k_З \cdot I_{К\text{-}2\,МАКС};$$

$$I_{ТО1\text{-}1} = 1{,}2 \cdot 2870 = 3440\ А.$$

Здесь $k_З$ – коэффициент запаса (можно принять $k_З$ = 1,2).

Ток срабатывания второй ступени защиты, устанавливаемой на первой линии W1 ($I_{ТО1\text{-}2}$), выбирается по условию отстройки от тока срабатывания первой ступени защиты, устанавливаемой на второй линии W2:

$$I_{ТО1\text{-}2} > I_{ТО2\text{-}1};\ I_{ТО1\text{-}2} = k_З^{*} \cdot I_{ТО2\text{-}1};\ I_{ТО1\text{-}2} = k_З^{*} \cdot k_З^{**} \cdot I_{К\text{-}3МАКС};$$

$$I_{ТО1\text{-}2} = 1.2 \cdot 1{,}2 \cdot 1070 = 1540\ А.$$

Здесь k_3^* и k_3^{**} - коэффициент запаса второй ступени защиты линии W1 и коэффициент запаса первой ступени защиты линии W2 (их можно принять равными 1,2).

Ток срабатывания третьей ступени защиты ($I_{\text{МТЗ1-3}}$), устанавливаемой на первой линии W1, выбирается по условию отстройки от максимального тока (тока самозапуска) в месте установки защиты (линия W1) в послеаварийном режиме. Защита должна возвращаться в исходное состояние в послеаварийном режиме при наибольшем возможном токе самозапуска, который можно определить путем умножения коэффициента самозапуска на максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{В-МТЗ1-3}} > I_{\text{СЗАПМАКСW1}};\ I_{\text{МТЗ1-3}} = \frac{k_3}{k_B} \cdot I_{\text{СЗАПМАКСW1}};$$

$$I_{\text{МТЗ1-3}} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСW1}};$$

$$I_{\text{МТЗ1-3}} = ((1{,}2 \cdot 1{,}1)/0{,}85) \cdot 300 = 465 \text{ А}.$$

Здесь $I_{\text{СЗАПМАКС}}$ - максимальный ток самозапуска в месте установки защиты; $I_{\text{В-МТЗ1-3}}$ - ток возврата защиты (третьей ступени); $k_{\text{В}}$ - коэффициент возврата защиты; $k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска, характеризующий степень превышения тока самозапуска над максимальным рабочим током (можно принять равным 1,1).

Коэффициент чувствительности этой защиты (для основного действия) определяется отношением минимального тока КЗ, при повреждении в конце линии W1 ($I_{\text{К-2МИН}}$), и тока срабатывания третьей ступени защиты ($I_{\text{МТЗ1-3}}$):

$$k_{\text{ЧМТЗ1-3}} = \frac{I_{K-2МИН}}{I_{МТЗ1-3}};\ k_{\text{ЧМТЗ1-3}} = 2500/465 = 5{,}4.$$

Выдержка времени срабатывания ($t_{\text{МТЗ1-3}}$) определяется по условию отстройки от наибольшей из выдержек времени защит, установленных на следующих смежных линиях. Пусть МТЗ, установленная на линии W2 ($t_{\text{МТЗ2-3}}$), имеет наибольшую выдержку времени (например, 0,5 с). Тогда:

$$t_{\text{МТЗ1-3}} > t_{\text{МТЗ2-3}};\ t_{\text{МТЗ1-3}} = \Delta t + t_{\text{МТЗ2-3}};$$

$$t_{\text{МТЗ1-3}} = 0{,}3 + 0{,}5 = 0{,}8 \text{ с},$$

где Δt - ступень селективности (можно принять $\Delta t = 0{,}3$ с).

В соответствии с требованиями ПУЭ [4, 6] на вводе 6 кВ трансформатора должна устанавливаться МТЗ от внешних КЗ, которая действует на вводной выключатель секции шин 6 кВ. По сути, она выполняет функции резервирования защит, устанавливаемых на линиях, отходящих от соответствующей секции шин.

Ток срабатывания этой МТЗ от внешних КЗ ($I_{\text{МТЗТ-1}}$) определяется по условию отстройки от максимального тока самозапуска, возникающего в месте установки защиты в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{МТЗТ-1}} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСТ-1}};$$

$$I_{\text{МТЗТ-1}} = ((1{,}2 \cdot 1{,}1)/0{,}85) \cdot 1{,}4 \cdot 918 = 1996 \text{ А}.$$

Здесь $I_{\text{РАБМАКСТ-1}}$ - максимальный рабочий ток трансформатора Т-1. Этот ток, как правило, принимают равным току трансформатора при допустимой перегрузке 1,4 номинальной нагрузки.

Выдержка времени срабатывания МТЗ от внешних КЗ определяется по условию отстройки от наибольшей выдержки времени защит, установленных на других присоединениях секции шин, в том числе на междусекционном соединении. Допустив, что третья ступень защиты, установленной на линии W1, имеет наибольшую выдержку времени из защит линий, можно записать:

$$t_{\text{МТЗТ-1}} > t_{\text{МТЗ1-3}};\ t_{\text{МТЗТ-1}} = 2\Delta t + t_{\text{МТЗ1-3}};$$

$$t_{\text{МТЗТ-1}} = 2 \cdot 0{,}3 + 0{,}8 = 1{,}4 \text{ с}.$$

Удвоенная ступень селективности $2 \cdot \Delta t$ здесь нужна для того, чтобы согласовать МТЗ, устанавливаемую в цепи секционного выключателя, с МТЗ третьей ступени защиты линии W1 и МТЗ от внешних КЗ, устанавливаемой в выходной цепи трансформатора.

При традиционном резервировании защит отходящих линий коэффициент чувствительности этой МТЗ от внешних КЗ определяется отношением минимального тока КЗ в месте установки защиты ($I_{\text{К-2МИН}}$), при повреждении в точке К-2 в конце линии с резервируемой защитой, и тока срабатывания МТЗ от внешних КЗ:

$$k_{\text{ЧМТЗТ-1}} = \frac{I_{K-2МИН}}{I_{МТЗТ-1}};\ k_{\text{ЧМТЗТ-1}} = 2500/1996 = 1{,}25.$$

Необходимо отметить, что коэффициент чувствительности МТЗ от внешних КЗ, как правило, невелик. В численном примере, как видно, он имеет предельно допустимое значение.

Параметры срабатывания защит второго уровня, реализованных в блоке цифровых централизованных защит (в обозначении они имеют дополнительный индекс «Ц»), выбирают по аналогии, и они численно равны параметрам срабатывания соответствующих защит первого уровня.

Сравнительный анализ параметров срабатывания защит позволяет выявить следующие соотношения, характеризующие улучшение свойств защит.

Во-первых, в случае резервирования МТЗ, установленной на линии W1, ток срабатывания резервной защиты (МТЗ от внешних КЗ) больше тока срабатывания третьей ступени цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня. Учитывая реальные значения коэффициентов k_3, $k_{\text{СЗ}}$, $k_{\text{В}}$, которые, как правило, выбираются, практически равными для этих защит, можно записать:

$$I_{\text{МТЗТ-1}} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСТ-1}} > I_{\text{ЦМТЗ1-3}} = \frac{k_3 \cdot k_{C3}}{k_B} \cdot I_{\text{РАБМАКСW1}}.$$

Следовательно, коэффициент чувствительности резервной цифровой централизованной защиты линии

W1 второго уровня больше, чем соответствующий коэффициент традиционной резервной защиты МТЗ от внешних КЗ:

$$k_{\text{ЧЦМТЗ1-3}} = \frac{I_{K-2МИН}}{I_{МТЗ1-3}} > k_{\text{ЧМТЗТ-1}} = \frac{I_{K-2МИН}}{I_{МТЗТ-1}}.$$

Это иллюстрируется численным примером:

$$\frac{k_{\text{ЧЦМТЗ1-3}}}{k_{\text{ЧМТЗТ-1}}} = \frac{I_{МТЗТ-1}}{I_{МТЗ1-3}} = 1996/465 = 4{,}3 > 1.$$

Во-вторых, в случае резервирования МТЗ, установленной на линии W1, резервной защитой (МТЗ от внешних КЗ) при повреждении на линии W1 отключается вводным выключателем полностью секция шин вместе со всеми отходящими линиями. В отличие от этого в аналогичных условиях резервной цифровой централизованной защитой линии W1 второго уровня отключается только поврежденная линия. Следовательно, при резервировании степень селективности цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня выше, чем при традиционном резервировании.

В-третьих, время срабатывания резервного действия цифровой централизованной защиты линии W1 второго уровня меньше времени срабатывания традиционной резервной МТЗ от внешних КЗ:

$$\frac{t_{\text{МТЗ1}-3}}{t_{\text{МТЗТ}-1}} = \frac{\Delta t + t_{\text{МТЗ2}-3}}{3\Delta t + t_{\text{МТЗ2}-3}} < 1.$$

Более высокое быстродействие резервного действия цифровой централизованной защиты иллюстрирует численный пример:

$$\frac{t_{\text{МТЗ1-3}}}{t_{\text{МТЗТ-1}}} = 0{,}8/1{,}4 = 0{,}57 < 1.$$

Дистанционное управление коммутационными аппаратами может быть реализовано, как через базовый терминал защиты и автоматики, так и через централизованный терминал. Централизованный терминал узла ПС принимает команду управления от верхнего уровня, обрабатывает ее и отправляет в ПРЦ управляющий сигнал на привод выключателя. Если базовый терминал защиты не способен выполнить свои функции, то функция автоматики управления выключателем реализуется в ПРЦ, поскольку каждый преобразователь привязан к конкретному выключателю.

На основе изложенного подхода разработана и реализована, как аппаратная часть системы защиты, так и алгоритмы и программы, реализующие функции РЗ, для двухтрансформаторной ПС распределительной сети на действующей ПС «Аэропорт» филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Удмуртэнерго». Первый уровень был реализован в первой очереди строительно-монтажных и пусконаладочных работ на основе недорогих терминалов серии Бреслер-0107.2хх. Централизованная цифровая защита выполнена на основе трех терминалов Бреслер-0107.890, в которых предусмотрен взаимный обмен дискретными данными в локальной сети по протоколу МЭК 61850. Удалось достичь полного замещения функций базового терминала защиты централизованным. При этом выход из строя базового терминала не создает проблем в функционировании ПС и оперативном управлении. Необходимо отметить, что разработанная структура цифровой системы защиты и предложенные организационные принципы реализации позволили в условиях интенсивной работы ПС выполнить в установленный срок все строительно-монтажные и пусконаладочные работы.

Выводы

1. Создан проект, рабочая документация и опытный образец цифровой системы РЗ с централизованным резервированием интегрируемой в ЦПС распределительных электрических сетей. Проведены всесторонние исследования опытного образца системы защиты в лабораторных условиях и в условиях опытно-промышленной эксплуатации на действующей ПС. Результаты исследований подтвердили правомерность принятых при разработке ограничений и допущений.

2. Разработанная система обеспечивает улучшение основных свойств РЗ (селективности, быстродействия, чувствительности и надежности) за счет системного эффекта и замещающего централизованного резервирования базовых защит присоединений. Разработанная двухуровневая структура централизованной цифровой системы РЗ обеспечивает автономность работы базового уровня и живучесть всей системы РЗ на ПС в целом.

3. Предложенный в проекте двухэтапный принцип организации строительно-монтажных и пусконаладочных работ позволяет создавать новые ЦПС и переводить действующие ПС в статус ЦПС с минимальными затратами времени и минимальным недоотпуском электроэнергии ПС.

Литература:

1. Булычев А.В., Васильев Д.С., Козлов В.Н., Силанов Д.Н. Релейная защита в распределительных сетях 110/35/10 кВ в условиях цифровой трансформации электроэнергетических систем // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – №1 (34). – С. 70-76.
2. Булычев А.В., Васильев Д.С., Силанов Д.Н. Двухуровневая цифровая система управления и релейной защиты для объектов распределительного сетевого комплекса 110/35/10 кВ // Вестник Чувашского университета. Электротехника и электроэнергетика. – 2019. – №3. – С. 36-45.
3. Булычев А.В. и др. Цифровая система релейной защиты в распределительных электрических сетях // Электротехника. – 2020. – №8. – С. 31-35.
4. Патент RU №194011 «Цифровое устройство защиты для электрической подстанции»/ Булычев А.В. и др. Бюл. №33 25.11.2019.
5. Правила устройства электроустановок / М-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 640 с.
6. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.
7. Булычев А.В., Наволочный А.А. Релейная защита в распределительных электрических сетях. – М.: ЭНАС, 2011. – 208 с.