

**Авторы:**

д.т.н. Бульчев А.В.,  
к.т.н. Васильев Д.С.,  
к.т.н. Козлов В.Н.,  
Силанов Д.Н.,  
ООО «НПП Бреслер»,  
г. Чебоксары, Россия.

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

**Abstract:** typically 110/35/10(6) kV substations are equipped with one microprocessor relay protection assembly for each feeder of medium and low voltage. In case of failure of the main protection and control of the feeder is lost, since using additional protection assembly is economically inefficient. Thus, failure of the feeder protection assembly lead to further busbar section tripping. The developed innovative

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 110/35/10 КВ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

## RELAY PROTECTION IN DISTRIBUTION NETWORKS 110/35/10 KV IN THE CONDITIONS OF DIGITAL TRANSFORMATION OF ELECTRIC POWER SYSTEMS

Аннотация: подстанции класса 110/35/10(6) кВ по стороне среднего и низшего напряжения, как правило, оборудуются одним микропроцессорным терминалом РЗА на каждое присоединение. При отказе основного комплекта РЗА теряются все функции защиты и автоматики соответствующего присоединения, а установка второго комплекта защит экономически не целесообразна. Так, выход из строя или отказ защиты отходящего фидера, приведет к отключению вводного выключателя и прекращению энергоснабжения потребителей всей секции шин.

Разработанная инновационная архитектура построения цифровой подстанции с использованием комплекса централизованной защиты повышает надежность за счет централизованного резервирования терминалов защит методом замещения. Предложенное техническое решение позволяет за счет «цифровизации» подстанции получить существенное улучшение основных свойств релейной защиты: надежность, быстродействие, селективность.

Ключевые слова: цифровая подстанция, релейная защита энергосистем, отказы релейной защиты, резервирование релейной защиты.

architecture of building a digital substation with the use of a centralized protection complex improves reliability due to centralized back-up protection using the substitution method. The proposed technical solution allows, due to the “digitalization” of the substation, to obtain a significant improvement in the basic properties of relay protection: reliability, high-speed operation, selectivity.

**Keywords:** digital substation, relay protection system of power systems, failures of relay protection, reserved relay protection.

### Введение

Особенности технологии электроэнергетики во многом определяют требования к качеству управления электроэнергетическими системами (ЭЭС). В мире, пожалуй, нет другой такой технической системы, где регулирование и управление осуществлялось бы с такой же высочайшей точностью в течение десятилетий, как в электроэнергетической системе. Так, отклонение частоты в Российской энергосистеме, установленное нормативными документами, не превышает  $\pm 0,4\%$  номинальной.

### Место релейной защиты в общей системе управления ЭЭС

В зависимости от характера режима управление ЭЭС осуществляется разными методами и техническими средствами [1,2] (рис.1):

- в нормальных режимах реализуется плановое изменение режимов средствами оперативно-диспетчерского управления;
- при сильных возмущениях (например, при внезапном изменении схемы, изменении нагрузки) в условиях электромеханических переходных процессов (процессы,



Рис. 1. Виды управления ЭЭС



**Булъчев**

**Александр Витальевич**

Год рождения: 1956 г.  
Окончил в 1980 г. Вологодский политехнический институт по специальности «Электро-снабжение». Защитил докторскую диссертацию в Санкт-Петербургском государственном техническом университете в 1998 г. по специальности «05.14.02 – электрические станции (электрическая часть), сети, электроэнергетические системы и управление ими». Ученое звание профессора присвоено в 2000 г. Общий стаж работы в вузах составляет 30 лет. В настоящее время – технический директор ООО «НПП Бреслер».



**Васильев Дмитрий Сергеевич**

Дата рождения: 08.06.1984 г.  
В 2008 г. окончил ЧГУ им. И.Н.Ульянова, кафедра «ТОЭ и РЗА». В 2011 г. там же защитил кандидатскую диссертацию. Начальник отдела РЗА ООО «НПП Бреслер».

протекающие за время от нескольких секунд до нескольких минут) управление осуществляет противоаварийная автоматика (ПА) [3];

- при повреждении элементов в условиях электромагнитных переходных процессов (процессы, протекающие за время от долей секунды до нескольких секунд) действует релейная защита (РЗ), осуществляющая быстрое выявление и отделение поврежденного элемента электроэнергетической системы от исправной ее части с целью обеспечения работоспособности исправной части ЭЭС [4,5].

В каждом виде управления используются особые методы и технические средства, своеобразии которых обусловлено условиями применения управляющих воздействий (режимами), целью управляющих воздействий и динамикой процессов в которых реализуются управляющие воздействия (табл.1). Особенности применения каждого вида управления, в свою очередь, предполагают использование своеобразных моделей ЭЭС.

В оперативно-диспетчерском управлении используются специальные многоэлементные модели установившихся стационарных режимов ЭЭС, по которым ведется расчет потоков электрической энергии, определяются токи в ветвях и напряжения в узлах электрической системы. В средствах противоаварийного управления, действующих в условиях электромеханических переходных процессов, используются

другие модели (менее громоздкие), позволяющие анализировать электромеханические процессы в ЭЭС, вызванные возмущающими воздействиями, и находить варианты управляющих воздействий для перевода ЭЭС в новый установившийся режим. В РЗ, действующей в условиях электромагнитных переходных процессов, используются особые модели нестационарных процессов, позволяющие быстро получить данные о месте повреждения. Каждая модель из перечисленных построена для решения специфичной задачи управления ЭЭС, и все модели невозможно реализовать совместно в каком-то одном вычислительном комплексе с приемлемыми показателями по точности, динамике и надежности.

В этой связи РЗ, как особый вид управления ЭЭС, необходимо реализовывать с помощью отдельных программно-аппаратных комплексов, обладающих высокой степенью автономности.

К РЗ предъявляются особенно жесткие требования по динамике управления, и их, прежде всего, надо учитывать при разработке цифровых систем управления объектами ЭЭС. Управление при повреждении элементов ЭЭС связано с особенностями, обусловленными неизбежным дефицитом времени для анализа режима, и имеет особый статус. Отчасти поэтому, процесс массовой замены традиционных устройств РЗА, выполненных на электромеханической базе, на цифровые устройства (цифровые терминалы), к сожалению, сопровождается снижением надеж-

Таблица 1.

Вид управления	Условия применения управляющих воздействий	Цель управляющих воздействий	Основные методы и средства воздействия	Быстро-действие
<b>Оперативно-диспетчерское управление</b>	Нормальные и утяжеленные режимы ЭЭС	Плавный плановый переход от одного режима к другому	Оперативные переключения, регуляторы турбин, регуляторы возбуждения, регуляторы напряжения трансформаторов	От нескольких минут до нескольких часов
<b>Противо-аварийное управление</b>	Сильные возмущения, аварийные режимы, электро-механические переходные процессы, риск развития аварийной ситуации	Прекращение или ослабление аварийных режимов. Обеспечение перехода к новому установившемуся режиму	Действия противоаварийной автоматики на регуляторы турбин, регуляторы возбуждения, регуляторы напряжения трансформаторов, коммутационные аппараты	От долей секунды до нескольких минут
<b>Релейная защита</b>	Повреждения отдельных элементов ЭЭС (короткие замыкания, обрывы и др.)	Отделение поврежденных элементов от исправной части ЭЭС	Действия коммутационных аппаратов	От долей секунды до нескольких секунд



**Козлов**

**Владимир Николаевич**

Дата рождения: 15.08.1952 г.  
Окончил ЧГУ им. И.Н. Ульянова в 1975 г., кафедра «Электрические аппараты». В 1985 г. защитил кандидатскую диссертацию в Ленинградском политехническом институте на тему «Комплексная защита судовых генераторов». Доцент кафедры «ТОЭ и РЗА» ЧГУ им. И.Н. Ульянова. Главный конструктор ООО «НПП Бреслер».



**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». Инженер отдела РЗА ООО «НПП Бреслер».

ности РЗА. Но, и в этих условиях нельзя допустить возникновения аварий, развитие которых может привести к катастрофическим последствиям. В этой связи совершенствование средств управления ЭЭС в аварийных режимах, в частности, РЗ представляет собой важнейшую и актуальнейшую научно-практическую задачу.

В ходе «цифровизации» необходимо не только построить цифровую сеть управления электроэнергетическими объектами, а еще улучшить качество управления электрическими системами и получить, так называемый дополнительный системный эффект.

Учитывая огромные объемы работ по «цифровизации» ЭЭС и неоднозначность известных технических решений, необходим поэтапный перевод наиболее массовых ПС класса 35-110 кВ на полное цифровое управление. Причем, решения здесь должны быть бюджетными, соответствующими классу напряжений.

«НПП Бреслер» в настоящее время по заказу ПАО «Россети» выполняет несколько научно-исследовательских работ (НИОКР), направленных на создание «цифровых» подстанций (ЦПС) с разными структурами и уровнями напряжения, а также – отдельных элементов этих ПС.

При разработке приняты следующие базовые условия «цифровизации» ПС класса напряжений 110/35/10 кВ:

- требования и рекомендации, изложенные в концепции «Цифровая трансформация 2030» и нормативных документах ПАО «Россети»;
- массовость ПС класса напряжения 110/35/10 (их более 10 тысяч);
- решения должны быть бюджетными, соответствующими классу 110 кВ (универсальные терминалы, которые могут выполнять несколько функций, упрощенные сегментированные двухуровневые структуры цифровой сети, отсутствие постоянного дежурного персонала);
- улучшение управляемости ПС от достигнутого уровня, и не «навредить» ПС в целом в части надежности электроснабжения (десять лет работы без отказов);
- улучшение основных свойств РЗ за счет «цифровизации» (селективность, быстродействие, чувствительность и надежность, более точное определение места повреждения).

### Структура цифровой системы РЗ

На основе этих исходных условий разработана двухуровневая структура цифровой системы управления ПС, которая может быть реализована в два этапа.

Двухуровневая структура управления ПС формируется следующим образом. Электрическую ПС условно разделяют на силовые узлы, в каждом из которых соединяются несколько электрических присоединений. Например, выделяется узел – первая секция шин СШ-1 10 кВ (рис.2). Аналогично выделяются в сегменты другие секции шин 10 кВ, 35 кВ, узлы силовых трансформаторов и соответствующих вводов 110 кВ (рис.3).

Цифровая система управления узлом ПС, в соответствии со структурными схемами (рис. 2 – рис. 4) содержит: датчики тока фаз и тока нулевой последовательности (ТТ и ТТНП) присоединений силового узла ПС, датчики напряжения (TV) силового узла ПС; выключатели (Q) присоединений силового узла ПС; цифровые шины передачи сигналов управления выключателями присоединений силового узла ПС (шина процесса для каждого сегмента ПС); базовые терминалы защиты и управления присоединений; интеллектуальные промежуточные реле цифровые (ПРЦ). Кроме этого, выходы датчиков напряжения каждого узла (сегмента) ПС подключены к аналоговым входам соответствующих устройств аналого-цифровых преобразователей. Цифровые выходы этих устройств присоединены к соответствующим цифровым шинам процессов сегментов ПС.

Выходы всех датчиков тока присоединений ПС соединены с аналоговыми входами терминалов защиты и управления присоединений. Выключатели своими входами управления подключены к выходу интеллектуального ПРЦ соответствующего присоединения. В свою очередь, ПРЦ через цифровые порты связаны с базовыми терминалами защиты и управления присоединений и цифровыми шинами передачи сигналов силового узла ПС. Таким образом формируются модули управления каждого присоединения узла (сегмента) ПС.

Каждый узел (сегмент ПС) оснащен централизованным цифровым устройством защиты и управления: централизованная цифровая защита для секций шин (см. рис.2), и централизованная цифровая защи-

та для трансформаторов и вводов 110 кВ (см. рис.3). Эти централизованные устройства получают информацию о токах присоединений и напряжениях в узлах по своим локальным цифровым шинам процессов соответствующих узлов. Эти локальные централизованные устройства образуют первый уровень цифровой системы РЗ.

Общеподстанционная цифровая шина процессов, к которой через цифровые порты подключены локальные централизованные защиты, и централизованная цифровая защита для ПС, в целом, (см. рис.4) образуют второй уровень цифровой системы РЗ. Через коммуникационные каналы этого уровня обеспечивается связь системы РЗ с автоматизированной системой управления (АСУ) ПС и района электрических сетей.

### Функционирование цифровой системы РЗ

Цифровая система РЗ работает следующим образом. В нормальном режиме сигналы от датчиков, преобразованные терминалами управления присоединений узлов ПС в цифровой вид, поступают через цифровую шину передачи сигналов в устройство управления присоединениями силового узла ПС. В качестве датчиков тока и напряжения могут использоваться любые устройства, осуществляющие измерение тока присоединений и напряжения в узлах. В частности, электромагнитные трансформаторы тока и напряжения. Информация о токах присоединений, напряжении на силовых узлах ПС и состоянии выключателей из модулей управления присоединениями через цифровые шины и устройства передается в устройство централизованной цифровой защиты для ПС. С помощью этого устройства осуществляют управление ПС, в целом, например, по командам оперативно-диспетчерского управления через промежуточные элементы. Кроме этого, в нем регистрируют токи, напряжения и другие параметры в виде цифровых файлов осциллограмм, характеризующие режимы ПС, которые используют для определения места повреждения на присоединениях ПС.

В локальных сегментах РЗ информация о токах всех присоединений узла и напряжениях поступает в соответствующие локальные централизованные цифровые защиты. Эти защиты контролируют исправность всех датчиков сигналов и устройств управления присоединений каждого силового узла ПС. Вместе с этим, в централизованной защите первого уровня регистрируют токи всех присоединений соответствующего силового узла ПС, суммируют пофазно фазные токи всех присоединений силового узла ПС, с учетом их направления. Если все датчики и устройства управления присоединений силового узла исправны, и сумма токов, с учетом их направления, всех присоединений силового узла ПС равна нулю, то управление каждым присоединением силового узла ПС осуществляют соответ-

ствующим модулем с помощью местного устройства управления присоединения (терминала защиты присоединения), путем реализации локальных применительно к присоединению алгоритмов мониторинга, защиты и управления. Тогда, в случае возникновения повреждения присоединения (например, междуфазного короткого замыкания), устройство управления соответствующего присоединения выявляет это повреждение и отключает его от силового узла ПС, воздействуя на управляющий вход выключателя через ПРЦ.

Если же, все датчики и устройства управления присоединений силового узла исправны, но сумма токов, с учетом их направления, всех присоединений силового узла ПС не равна нулю и превышает пороговое значение, то управление осуществляют с помощью локальных централизованных цифровых защит и принимают решение, что повреждение (например, короткое замыкание) произошло непосредственно в силовом узле ПС и отключают этот узел с помощью выключателя присоединения (например, вводного выключателя секции шин), по которому осуществляется питание этого силового узла ПС.

Если выявлена неисправность датчика или устройства управления присоединения силового узла ПС, то ток этого присоединения определяется косвенным способом, как сумма токов всех других присоединений с обратным знаком, и прекращают управлять этим присоединением силового узла ПС с помощью местного терминала присоединения. Вместо этого, управляют этим присоединением силового узла ПС с помощью модуля управления силовым узлом ПС путем реализации централизованных, применительно к силовому узлу подстанции, алгоритмов мониторинга, защиты и управления. Причем, управляют этим присоединением с параметрами срабатывания, соответствующими параметрам срабатывания местного терминала присоединения. Таким образом, осуществляется важная функция замещающего резервирования защит присоединений (рис.5), которая существенно повышает надежность РЗ в целом.

В устройствах защиты присоединений и узлов ПС токи всех присоединений контролируются программами, осуществляющими РЗ. Дополнительно, например, для пуска токовых защит по признаку снижения напряжения на силовом узле ПС (в токовых защитах с пуском по напряжению) контролируется напряжение. В частности, в токовых отсечках и максимальных токовых защитах токи присоединений сравнивают с пороговыми значениями, и, если, ток присоединения превышает пороговое значение, то делают вывод о том, что присоединение повреждено, и это соответствующим присоединением отключают соответствующим выключателем по команде устройства управления силового узла ПС. Команда на отключение передается по цифровой шине



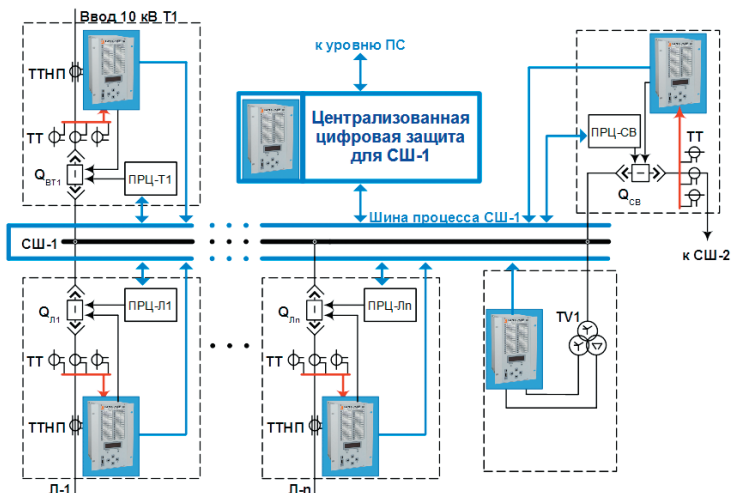


Рис. 2. Структурная схема сегмента ЦПС: защиты зон секций шин 10 и 35 кВ

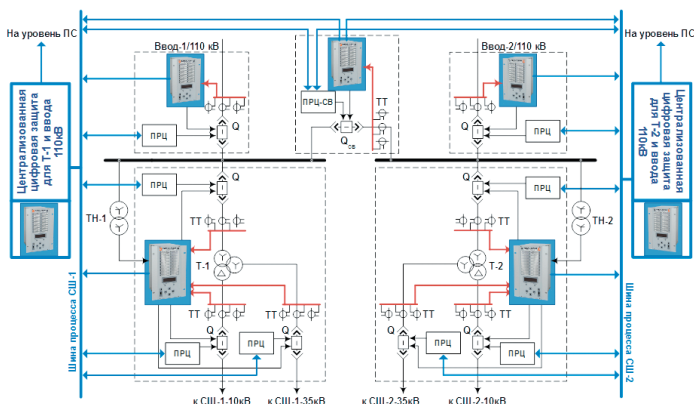


Рис. 3. Структурная схема сегмента ЦПС: защиты зон трансформаторов и присоединений 110 кВ

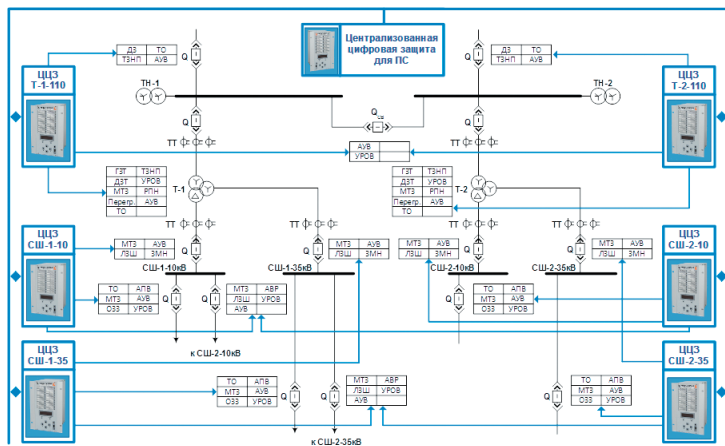


Рис. 4. Структурная схема централизованной цифровой защиты для ПС 110/35/10 (общеподстанционный уровень)

передачи сигналов управления выключателями через ПРЦ.

Необходимо отметить, что коммуникационные задачи в разработанной цифровой системе защиты решены с применением многофункциональных устройств, которые действуют в соответствии со стандартом МЭК 61850-9.2.

### Организационные особенности реализации решений

Первый этап предполагает создание базовой части системы РЗ и управления ПС на основе терминалов РЗ, установленных на элементах ПС, в соответствии с традиционными принципами. Эта базовая часть системы РЗ и управления 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.

Во втором этапе создаются, соответственно, локальные цифровые системы управления сегментов ПС и общеподстанционная цифровая система управления. Таким образом, 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 класс «цифровых» ПС.

### Опытный образец цифровой системы РЗ

Специалистами ООО «НПП Бреслер» в рамках НИОКР по заказу ПАО «Тюменьэнерго» на основе изложенного подхода разработана и реализована цифровая система РЗ для ПС класса напряжения 110/35/6 кВ. Разработана аппаратная часть системы защиты, алгоритмы и программы, реализующие функции РЗ. Опытный образец разработанной системы РЗ установлен на действующей ПС «Аганская» и введен в эксплуатацию в декабре 2018 года.

Опытный образец выполнен в виде двухуровневой структуры. Первый уровень содержит терминалы защиты присоединений (защиты для отходящих линий, вводов, междусекционных соединений, трансформаторов и вводов 110 кВ), которые могут автономно выполнять все функции РЗ, предусмотренные нормативными документами (рис.б). Этот первый уровень был реализован в первой очереди строительно-монтажных и пуско-наладочных работ.

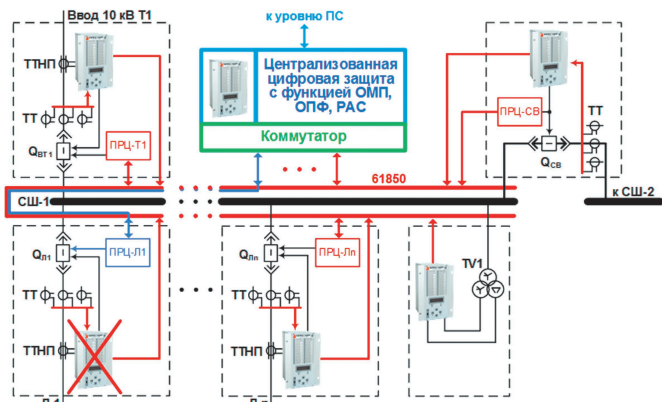


Рис. 5. Структурная схема защиты зон секций шин 10, 35 кВ при замещающем резервировании

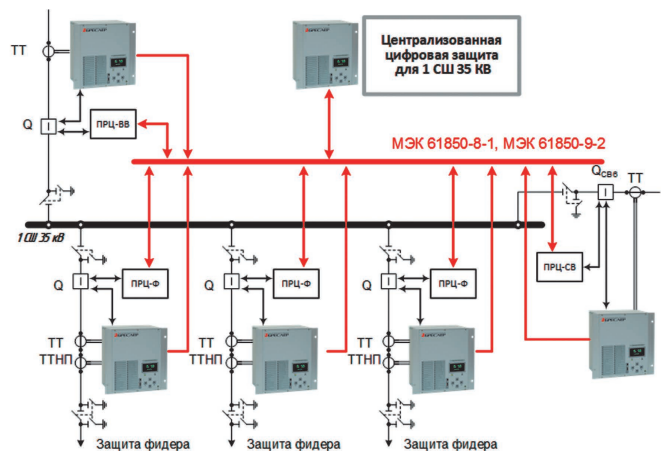


Рис. 6. Структурная схема модуля управления секцией шин 35 кВ опытного образца цифровой системы РЗ для ПС «Аганская»



Рис. 7. Фотография оборудования первого уровня системы защиты для сегментов ПС стороны 35 кВ

Оборудование, на котором реализован первый уровень системы защиты, размещено в комплексе шкафов. На рис. 7 показан общий вид этого оборудования для стороны 35 кВ ПС. Функциональная целостность первого уровня системы защиты позволила ввести систему защиты в работу после завершения пуско-наладочных работ первой очереди.

Второй уровень опытного образца комплекса цифровых защит с централизованным резервированием содержит терминалы РЗА с аналоговыми (токовыми) входами и цифровыми портами связи с шиной процессов, преобразователи ПРЦ и терминалы централизованных цифровых защит. Базовый терминал РЗА обеспечивает выполнение функций защит и функций оцифровки и передачи информации в шину процесса. При этом, терминал защиты является только источником, а не приемником информации из шины процесса, что позволяет оградить его от многих негативных эффектов и процессов в шине.

Блоки ПРЦ отключения, выполненные на базе терминалов Бреслер-0107.690, интегрированы в схему управления выключателя и воздействуют непосредственно на электромагниты выключателя (получают управляющие сигналы от централизованных цифровых защит). Количество блоков ПРЦ отключения определяется числом выключателей. Также блоки ПРЦ собирают и передают необходимые для работы централизованных терминалов РЗА дискретные сигналы (технологические сигналы выключателя или трансформатора).

Централизованная цифровая защита выполнена на трех терминалах (платформа Бреслер-0107.890). Эти терминалы выполняют функции резервирования 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).

Первый терминал централизованных цифровых защит выполняет централизованное резервирование защит трансформаторов, установленных на стороне высшего напряжения. Терминал является приемником значений тока высшей стороны трансформатора от терминалов резервных защит трансформатора и значений тока высшей и средней стороны от терминалов дифференциальных защит трансформатора по протоколу МЭК 61850-9-2. Управляющие воздействия выполняются через дополнительные блоки отключения, связь с которыми организована по протоколу МЭК 61850-8-1.



Рис. 8. Общий вид оборудования второго (общеподстанционного) уровня системы цифровых защит с централизованным резервированием на ПС

В нормальном режиме работы, в котором терминалы основных и резервных защит работают исправно, терминал централизованных цифровых защит высшей стороны выполняет функции токовых защит. При сбое одного из устройств резервных или основных защит трансформатора для реализации функций РЗА используется данные от оставшегося в работе устройства.

Второй и третий терминал централизованных цифровых защит выполняют централизованное резервирование защит всех присоединений первой и второй секций шин среднего напряжения, а именно: защиты вводного выключателя, защит отходящих фидеров и защиты секционного выключателя. Базовые терминалы защит и блоки ПРЦ являются источниками информации в цифровом виде по протоколу МЭК 61850 9 2 и МЭК 61850 8 1 для терминала централизованной защиты секции шин.

В нормальном режиме работы, в котором терминалы защит работают исправно, терминал централизованных цифровых защит секции шин выполняет все функции защит присоединений секции шин, функции ДЗШ и РАС. При сбое одного из устройств защит функция ДЗШ выводится, а ток отказавшего присоединения восстанавливается по дифференциальному принципу, основываясь на значениях тока, полученных от исправных устройств защит присоединений секции шин. Значения напряжений так же поступают от всех терминалов защит, следовательно, сбой одного из устройств не приведет к ложным действиям.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами в нормальных условиях реализуется через терминалы централизованных защит путем воз-

действия на базовый терминал защиты и автоматики управления коммутируемого выключателя. Централизованный терминал служит промежуточным аналитическим звеном между пунктом управления и непосредственным воздействием на привод выключателя. При сбое базового терминала защиты и автоматики функция автоматики управления выключателем реализуется в блоке ПРЦ, поскольку каждый блок привязан к конкретному выключателю. В этом случае дистанционное управление реализуется через централизованный терминал и ПРЦ.

Монтаж и наладка второго уровня системы защиты осуществлялась на втором этапе работ. Оборудование общеподстанционного назначения, необходимое для второго уровня системы защиты, установлено в виде отдельного комплекта шкафов (рис.8).

Необходимо отметить, что разработанная структура цифровой системы защиты и предложенные организационные принципы реализации позволили в условиях интенсивной работы ПС (без вывода из работы на длительный срок) выполнить все строительные-монтажные и пуско-наладочные работы по переводу ее в разряд «цифровых» ПС за 6 месяцев.

### Вывод

1. Создан проект, рабочая документация и опытный образец цифровой системы РЗ с централизованным резервированием для «цифровых» ПС класса 110/35/10(6) кВ.
2. Разработанный проект обеспечивает улучшение основных свойств РЗ (селективности, быстродействия, чувствительности и надежности) за счет системного эффекта и замещающего централизованного резервирования основных защит.
3. Предложенный в проекте двухэтапный принцип организации строительные-монтажных и пуско-наладочных работ позволяет создавать новые «цифровые» ПС и переводить действующие ПС в разряд «цифровых» ПС с минимальными затратами времени.

### Литература:

1. Правила устройства электроустановок / Мин-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС. – 2003. – 640 с.
2. Межгосударственный стандарт ГОСТ 34045-2017 «Электроэнергетические системы: Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М.: Стандартинформ. – 2017. – 23 с.
3. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость. – М.: Энергия. – 1980. – 568 с.
4. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат. – 1992. – 528 с.
5. Чернобровов Н.В. Релейная защита: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия. – 1974. – 680 с.