

ЭНЕРГЕТИКА
ENERGY
ЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.42:621.316.9:621.027.23 (045) DOI 10.52167/1609-1817-2022-129-6-392-404

Г.Г. Таткеева¹ Ю.В., Анисимов¹, Е.Е.Аяганов¹ 

¹Казахский агротехнический исследовательский университет им. С.Сейфуллина, Астана,
Казахстан
E-mail: y.ayaganov@mail.ru

**МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ
НАПРЯЖЕНИЕМ 35/10 КВ**

Аннотация. В статье рассматривается разработка многофункциональной системы защиты для силовых трансформаторов, распределительных шин 10 кВ и отходящих линий подстанции напряжением 35/10 кВ с автоматическим повторным включением. Исследование основано на логическом анализе диагностических признаков режимов и ситуаций на подстанции и линиях, что позволяет определить поврежденный элемент и провести избирательные действия на коммутационном аппарате. Ее применение на подстанциях 35/10 кВ позволяет снизить время воздействия аварийных режимов на оборудование, продлить срок службы и сократить перерывы в электроснабжении потребителей.

Ключевые слова. Релейная защита, автоматика, автоматическое повторное включение, короткое замыкание, максимальная токовая защита, логические элементы, селективность.

Введение.

В системах электроснабжения Казахстана широко используются подстанции напряжением 35/10 кВ, которые служат для питания посёлков и различных объектов производственного назначения. Надёжность работы оборудования подстанции и, как следствие, питание потребителей существенно зависит от установленных на ней средств релейной защиты и автоматики. В настоящее время они в основном выполнены на морально и физически устаревшей электромеханической базе, что приводит к таким проблемам как: повышенная длительность отключения коротких замыканий и перерывы в электроснабжении, которые обусловлены неэффективностью существующих методик расчета параметров срабатывания и согласования по времени токовых защит. В последнее время, на их смену идут современные микропроцессорные устройства защиты и автоматики, которые превосходят существующие по техническим характеристикам, однако они в основном поставляются из-за рубежа и имеют высокую стоимость и их недостаточно для оснащения подстанций напряжением 35/10 кВ. Поэтому одним из весьма важных мероприятий комплекса задач сокращения перерывов электроснабжения потребителей является снижение влияния аварийных режимов на работу линии и подстанций 35/10 кВ. В связи с этим становится актуальным вопрос разработки и внедрения собственных средств РЗА, реализующие новые надёжные способы. В работе предлагается одно из возможных направлений решения этой проблемы для подстанции напряжением 35/10 кВ.

Как известно, в настоящее время на подстанциях напряжением 35/10 кВ широко применяются токовые защиты. Они устанавливаются отдельными комплектами для защиты силовых трансформаторов, шин и отходящих линий.

Критерием эффективности релейной защиты, согласно Правилам устройства электроустановок является выполнение требований надёжности, чувствительности, быстродействия и селективности [1]. В частности, требования чувствительности и надёжности характеризуют техническую реализацию способов защит. Современные технологии позволяют получить достаточно чувствительные и надёжные устройства релейной защиты. Что касается селективности и быстродействия, то они обеспечиваются расчётным путём при проектировании релейной защиты и их показатели зависят от ряда факторов, а именно: вида защиты, времятоковых характеристик реле, величины тока и др. [2].

Часто эти два требования находятся в противоречии, что характерно для защит, которые согласовываются по времени действия по ступенчатому принципу, когда селективность по времени приводит к увеличению времени действия защит по направлению к источнику питания, усугубляя последствия короткого замыкания.

Материалы и методы.

Быстродействие защиты необходимо для ограничения последствий разрушения в месте короткого замыкания, обеспечения термической и динамической стойкости оборудования подстанции, уменьшения влияния на работу и сохранения баланса (устойчивости) режима работы системы. Допустимое время отключения короткого замыкания по условию сохранения устойчивости зависит от длительности и глубины снижения напряжения, характеризуемой значением остаточного напряжения на шинах электростанций и узловых и районных подстанций, составляющих единую энергосистему. Чем меньше остаточное напряжения, тем вероятнее нарушение устойчивости и, следовательно, тем быстрее нужно отключать короткое замыкание, из которых наиболее тяжёлыми являются междуфазные КЗ.

Исследования и данные эксплуатации [3] энергосистем показывают, что междуфазные короткие замыкания в распределительных сетях 10 – 35 кВ допускается отключать с временем 1,5 – 3 с. Это время вытекает из использования принципа ступенчатого согласования токовых защит, выполненных на электромеханических реле, когда ступень селективности ($\Delta t = t_{\text{пос}} - t_{\text{пред}}$) - разность выдержки времени между последующей и предыдущей защитой, принимается 0,5 – 0,7 с.

Ступень селективности включает в себя следующие параметры:

$$\Delta t = t_{\text{п(пред)}} + t_{\text{в(пред)}} + t_{\text{п(пос)}} + t_{\text{зап}}, \quad (1)$$

где: $t_{\text{п(пред)}}$ - погрешность по времени предыдущей защиты в сторону увеличения времени срабатывания;

$t_{\text{п(пос)}}$ - погрешность по времени последующей защиты в сторону уменьшения времени срабатывания;

$t_{\text{в(пред)}}$ - время отключения выключателя предыдущей защиты с момента подачи импульса в катушку электромагнита отключения;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, которое принимается 0,1 с.

Следует отметить, что согласование по времени современных цифровых защит также осуществляется по ступенчатому принципу, но поскольку погрешности по времени срабатывания у них меньше, то ступень селективности принимается (0,2 - 0,3) с. [2] Однако это не решает проблему быстродействия защит, так как накопление времени

срабатывания все же происходит, хотя несколько меньше по сравнению с защитами на электромеханической базе.

На силовых трансформаторах напряжением 35/10 кВ быстрота действия защиты обеспечивается установкой токовой отсечки или дифференциальной защиты [2]. Однако, токовая отсечка, обладающая абсолютной селективностью, имеет существенный недостаток, поскольку защищает трансформатор только от коротких замыканий, которые возникают на его выводах или в обмотках высокого напряжения. Дифференциальная защита охватывает своим действием весь трансформатор, но она, как и отсечка, не реагирует на повреждение шин 10 кВ, где токи короткого замыкания соизмеримы по разрушающей способности с током КЗ на выводах низкого напряжения силового трансформатора. .

Для снижения последствий коротких замыканий на шинах низкого напряжения и в случае отказа быстродействующих защит трансформатора, предусмотрена резервная максимальная токовая защита. Однако она имеет выдержку времени и поэтому вредные действия КЗ оказывают существенное влияние на срок службы силового трансформатора [3].

Следовательно, отсечка или дифференциальная защита в сочетании с резервной максимальной токовой защитой не в полной мере гарантируют силовой трансформатор от повреждений при внешних коротких замыканиях.

На самом деле, одновременное выполнение функций селективности и быстродействия существующими комплектами защит подстанции невозможно. То есть, если обеспечивается селективность и полный охват действием защит всех элементов подстанции, а также их резервирование (при установке на каждом элементе подстанции максимальной токовой защиты (МТЗ)), то не обеспечивается быстрота действия и, наоборот, обеспечивается быстрота действия (при установке токовой отсечки или дифференциальной защиты), но не обеспечивается полный охват защищаемого оборудования и резервирование при отказе защит предыдущих элементов подстанции.

Таким образом, принятая в настоящее время установка защит в виде отдельных комплектов для каждого элемента подстанции, не позволяет одновременно обеспечить их селективность и быстроту действия [4,5]. Следовательно, важным условием повышения эффективности действия средств противоаварийной автоматики подстанции является разработка многофункционального устройства, обеспечивающего одновременное выполнение требований селективности и быстроты действия не зависимо от места короткого замыкания на подстанции.

Решением этой проблемы является разработанный способ защиты подстанции, принцип действия которой основан на диагностировании и логическом распознавании режимов и ситуаций, возникающих на подстанции и отходящих линиях. Диагностическими признаками, приняты: рабочий ток, ток короткого замыкания и нулевое значение тока, [5,6]. Проанализируем с помощью указанных диагностических признаков возможные режимы и ситуации, которые возникают на примере одно трансформаторной подстанции. На рисунке 1 представлены диаграммы изменения токов в зависимости от места возникновения короткого замыкания на подстанции (отходящая линия, шины низкого напряжения или силового трансформатора). Предполагается, что контроль тока осуществляется датчиками, которые включены во вторичные обмотки трансформаторов тока. Например, при коротком замыкании на отходящей линии ток КЗ будет протекать в линии и на вводах низкого и высокого напряжения силового трансформатора. Этому случаю соответствуют броски тока в указанных точках подстанции (рисунок 1).

При коротком замыкании на шинах низкого напряжения трансформатора ток короткого замыкания будет протекать, соответственно, на вводах сторон низкого и

высокого напряжения трансформатора, а ток отходящей линии будет равен нулю (рисунок 1б). И если короткое замыкание произойдет в трансформаторе или на его выводах, то ток короткого замыкания будет протекать на стороне высокого напряжения силового трансформатора, а на стороне низкого напряжения и отходящей линии будет равен нулю. Следовательно, в зависимости от места короткого замыкания на подстанции может быть одновременно зафиксировано разное количество бросков тока. То есть, если одновременно фиксируются три броска тока короткого замыкания, значит произошло повреждение отходящей линии, если одновременно фиксируются два броска тока КЗ, следовательно повреждены шины низкого напряжения и если один бросок тока КЗ, то повреждение произошло в трансформаторе или на его выводах.

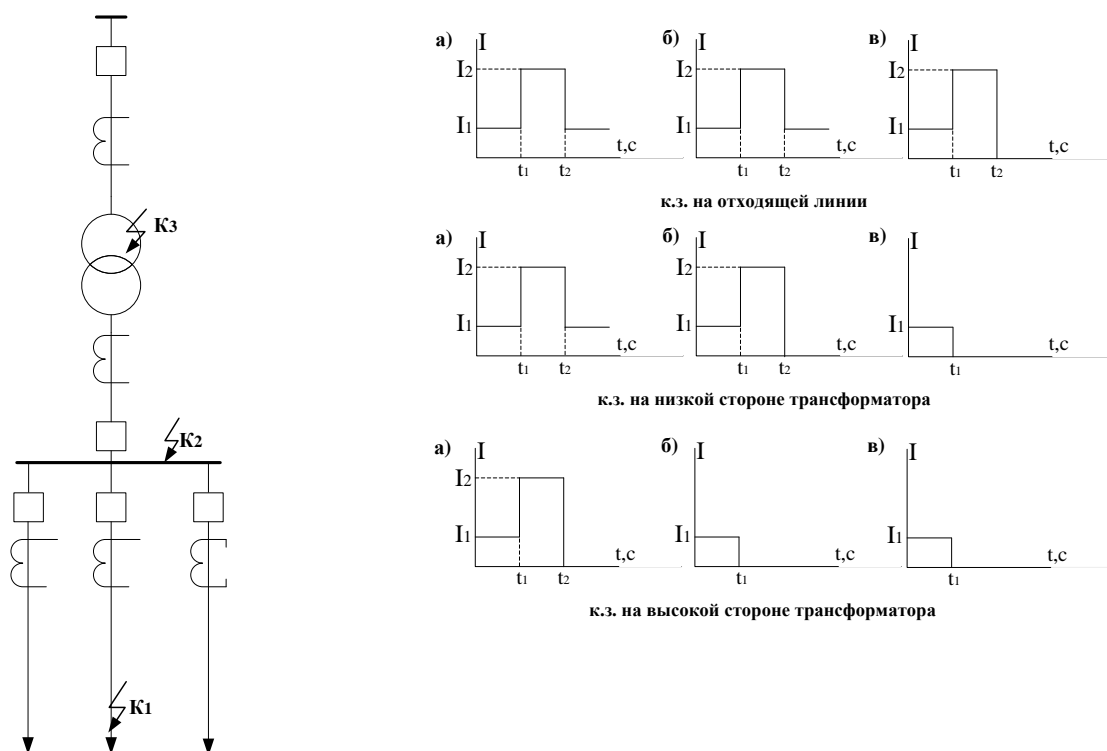


Рисунок 1- Диаграммы изменения тока в зависимости от места короткого замыкания на подстанции: а) диаграммы тока на стороне высокого напряжения трансформатора; б) диаграммы тока на стороне низкого напряжения трансформатора; в) диаграмма тока в линии

Эффективным средством повышения надёжности электроснабжения потребителей, получающих питание от подстанции по воздушным линиям 10 кВ, является автоматическое повторное включение. В настоящее время такие устройства, как правило, устанавливаются индивидуально на каждой отходящей линии. Для реализации функции автоматического повторного включения (АПВ) на основе диагностики, кроме значений токов, а именно: $(I = 0)$, $(0 < I < I_k)$ и $(I = I_k)$, необходимо фиксировать определенную последовательность их возникновения в линии 10 кВ. Рассмотрим возможность использования указанных диагностических признаков в качестве ПНФ и ПАС для разработки алгоритма автоматического повторного включения на примере радиальной линии 10 кВ, состоящей из двух участков, а именно, как будет изменяться величина тока в голове линии при коротком замыкании на смежном и основном участках. На рисунке 2 представлены диаграммы изменения тока в указанных ситуациях. Предполагается, что в рассматриваемой сети (рисунок 2.а) установлены токовые защиты с однократным АПВ.

Защиты настроены на селективную работу. На рисунке 2.1б показана последовательность изменения тока в начале линии при устойчивом и неустойчивом коротком замыкании на смежном участке. Датчики, реагирующие на ток короткого замыкания, отстраиваются по условию обеспечения нормированной чувствительности от тока двухфазного КЗ в конце линии 10 кВ.

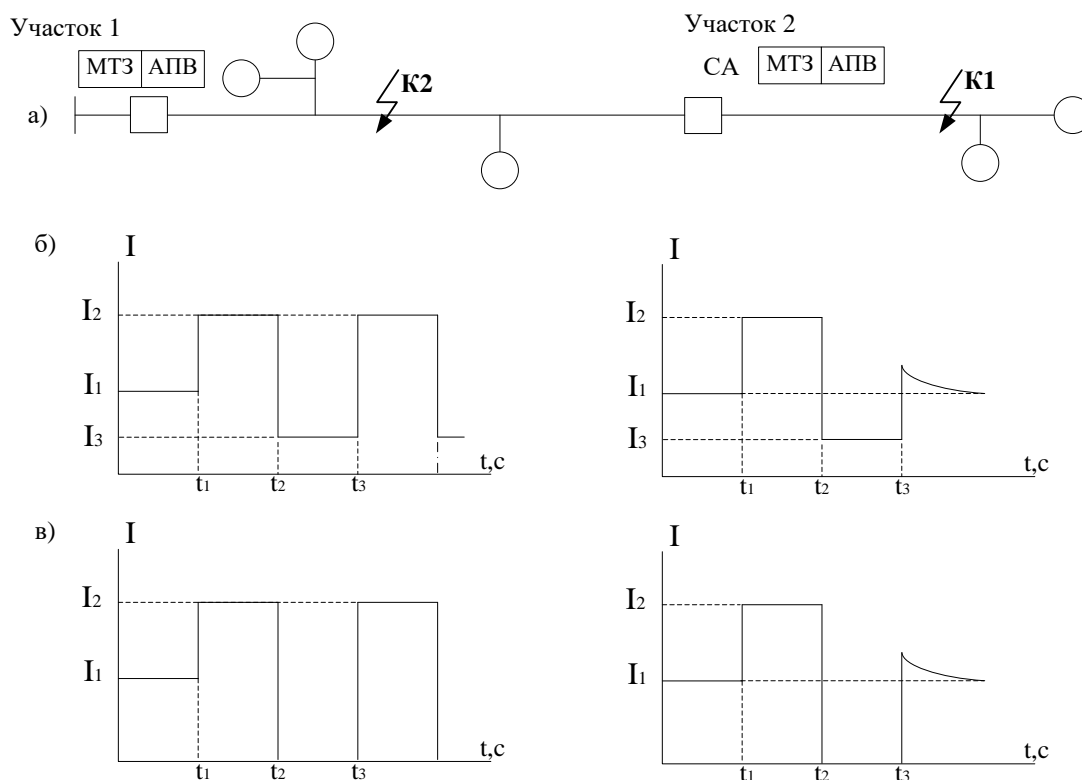


Рисунок 2 - Диаграммы изменения тока в начале линии при коротком замыкании на головном и смежном участках

На первой диаграмме, соответствующей устойчивому короткому замыканию, значение тока I_1 - рабочий ток нагрузки в нормальном режиме, скачкообразное увеличение тока в момент времени t_2 до значения I_2 - ток короткого замыкания. Длительность бросков тока КЗ от t_1 до t_2 обусловлена временем действия защиты второго (смежного) участка. Значение тока I_3 в диапазоне времени t_2 - t_3 соответствует рабочему току в начале линии после отключения действием защиты смежного участка. Поскольку короткое замыкание после действия АПВ на смежном участке не самоустранилось, то возникает второй бросок тока КЗ, на который снова реагирует защита этого участка и отключает его, а в начале линии устанавливается ток, равный току нагрузки головного (первого) участка.

При неустойчивом КЗ на смежном участке (вторая диаграмма) порядок изменения тока аналогичен предыдущему. Отличие заключается лишь в отсутствии второго броска тока КЗ. Следует также отметить, что в обоих случаях ток после первого броска тока КЗ не равен нулю, а соответствует рабочему току головного участка линии. Таким образом, при устойчивом и неустойчивом коротком замыкании на втором участке работает селективно, установленные на нём, МТЗ и АПВ.

При устойчивом и неустойчивом КЗ на основном участке (рисунок 2.1в) изменение значений тока отличается от вышерассмотренных случаев отсутствием тока в диапазоне времени t_2 - t_3 , т.е. наличием бестоковой паузы. Этот симптом в способе АПВ используется в качестве диагностического признака, по которому осуществляется контроль положения выключателя.

Таким образом, для пуска АПВ должен предшествовать строгий порядок смены режимов и ситуаций, возникающих в сети, а именно: после нормального режима должен возникнуть аварийный, а затем отключенное состояние выключателя. Каждому из указанных режимов и состояний соответствует определённый симптом: нормальному режиму – рабочий ток; аварийному режиму – ток короткого замыкания; отключённому состоянию – нулевое значение тока. Этой ситуации, как мы убедились, соответствуют диагностические признаки короткого замыкания на основном участке (см. рисунок 2в). Важным преимуществом, по сравнению с существующими устройствами АПВ, является не использование в схеме логики, для контроля положения выключателя, вспомогательных контактов привода выключателя.

Принятое в настоящее время раздельное размещение защит и автоматики на элементах подстанции приводит к удорожанию средств РЗА, усложнению взаимодействий в аварийных режимах и увеличению эксплуатационных затрат при их обслуживании [9,10] Целесообразнее все средства защиты и автоматики, использующие одинаковые диагностические признаки, объединить в общий алгоритм защиты и автоматики подстанции.

Результаты и обсуждение.

Использование диагностических признаков рассмотренного способа автоматического повторного включения и современной электронной базы позволяет реализовать функцию группового АПВ для всех отходящих линий трансформаторного присоединения 10 кВ подстанции. В этом случае, в отличие от индивидуального АПВ, контроль диагностического признака (бросок тока короткого замыкания) осуществляется на вводе 10 кВ [7].

Известным способом повышения эффективности автоматического повторного включения является сочетание его действия с ускоренной защитой до АПВ. Такое сочетание уменьшает размеры разрушений при КЗ, увеличивает вероятность успешности АПВ [6-7], а на линиях 10 кВ, кроме этого, предотвращает перегорание предохранителей при самоустраняющихся коротких замыканиях на ТП 10/0,4 кВ. Правила устройства электроустановок [1] рекомендуют применение на линиях 10 кВ наряду с максимальной токовой защитой неселективную токовую отсечку, исправляемую действием АПВ. Принцип ускорения действия защиты до АПВ до недавнего времени требовал установки двух комплектов защит: неселективной и селективной. При этом ввод и вывод этих комплектов производился с использованием контактов привода выключателя или реле-повторителями [6-8], которые часто являлись причиной отказов в работе защиты и АПВ. Применение диагностики контроля режимов и ситуаций контролируемой сети и современной микроэлектроники позволяет получить надёжную реализацию этого сочетания. Применение такого сочетания защит целесообразно на секционированных линиях 10 кВ (рисунок 2а) В этом случае в голове линии устанавливается комплект защиты и автоматики, выполняющий функции неселективной отсечки без выдержки времени, максимальной токовой защиты и АПВ. Отсечка отстраивается по условию обеспечения нормированной чувствительности при двухфазном коротком замыкании в конце секционирующего участка, а МТЗ от рабочего максимального тока линии. На секционирующем участке устанавливается МТЗ, которая отстраивается от рабочего тока участка, и АПВ. В результате при коротком замыкании на секционирующем участке не селективно срабатывает отсечка, которая отключает выключатель в голове линии и автоматически выводится из действия, далее происходит автоматическое повторное включение. Если короткое замыкание самоустранилось, то линия остается в работе, если нет, селективно отключается действием МТЗ секционирующий участок.

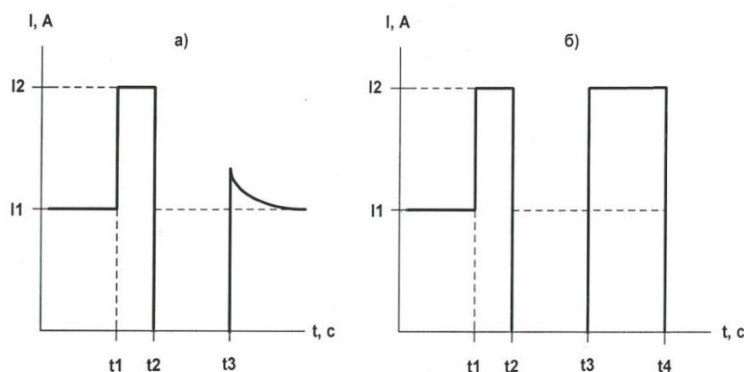


Рисунок 3- Диаграммы тока работы сочетания неселективной отсечки и АПВ при самоустраняющимся и устойчивом КЗ.

Следует отметить, что отсутствие информации об аварийном отключении секционирующего аппарата существенно снижает эффективность секционирования и надёжность электроснабжения потребителей. Ранее в работах [6,8] предложен способ передачи информации об аварийном отключении секционирующего выключателя на линии 10 кВ без использования специальных каналов связи. Сущность способа заключается в контроле в голове линии 10 кВ двух бросков тока короткого замыкания и значения тока после второго броска тока КЗ. Рассмотрим на примере диаграмм токов, представленных на рисунке 4, как используются диагностические признаки для реализации способа передачи информации об аварийном отключении выключателя секционирующего аппарата.

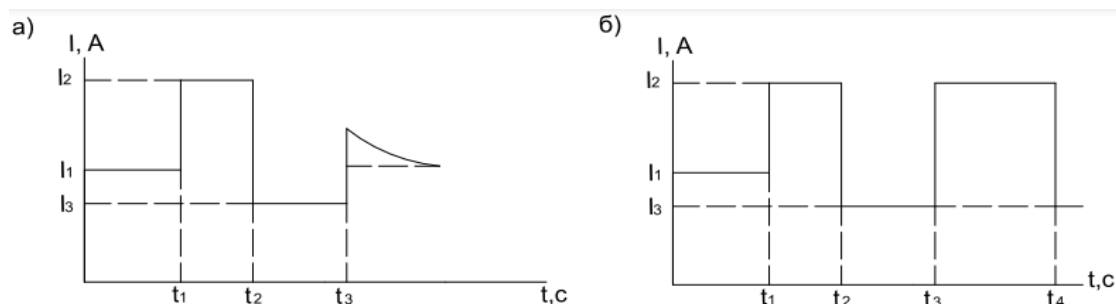


Рисунок 4- Диаграммы тока, при неустойчивом и устойчивом КЗ на секционирующем участке

На рисунке показаны диаграммы тока при успешном и неуспешном АПВ на смежном секционирующем участке (рисунок 2а). На первой диаграмме (рисунок 4а) ток I_1 - рабочий ток линии в нормальном режиме, бросок тока от t_1 до t_2 - соответствует действию неселективной токовой отсечки, наличие тока в диапазоне времени t_2-t_3 , характеризует нагрузку головного участка после отключения действием МТЗ секционирующего выключателя, а незначительный бросок тока при времени t_3 соответствует само запуску нагрузки при успешном автоматическом повторном включении. Вторая диаграмма, соответствующая неуспешному АПВ, отличается от предыдущей наличием второго броска тока короткого замыкания в диапазоне времени t_2-t_3 , обусловленного временем работы селективной защиты (МТЗ), причём наличие тока в голове линии после второго броска (рисунок 4б) является диагностическим признаком, по которому определяется аварийное отключение секционирующего выключателя.

Таким образом, фиксация двух бросков тока КЗ и наличие тока после исчезновения второго броска тока короткого замыкания соответствует алгоритму

логической функции для получения в голове линии информации об аварийном отключении секционирующего выключателя. Если на линии установлены два и более секционирующих выключателей, то для определения отключённого секционирующего выключателя следует ввести для каждого из них, в качестве дополнительного диагностического признака, разное время (t_2-t_3) бестоковой паузы АПВ. На рисунке 5 показана схема блока, которая реализует функцию информатора на основе рассмотренной диагностики и логики.

Информация о токе линии поступает в схему с датчика тока короткого замыкания (J_{max}) ввода 10 кВ и рабочего тока отходящих линий (J_{min}).

В нормальном режиме работы сети сигнал на выходе датчика тока КЗ (J_{max}) отсутствует, а на линейном датчике (J_{min}) присутствует, в таком состоянии схема находится до момента возникновения КЗ на линии 10 кВ.

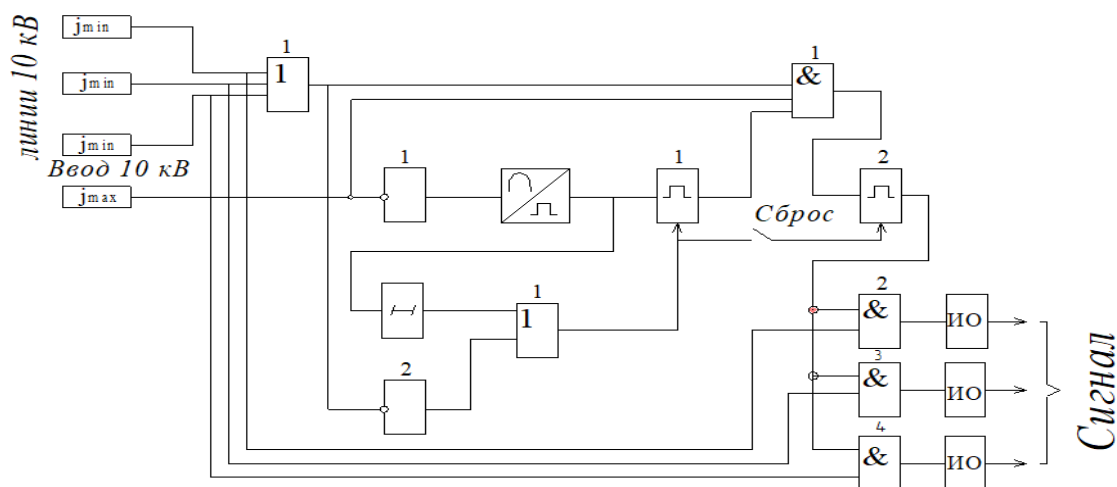


Рисунок 5 – Структурная схема блока, выполняющего функцию информатора аварийного отключения секционирующего аппарата линии 10 кВ

При коротком замыкании в линии с ДТКЗ подается сигнал на вход логических элементов И1 и НЕ 1, но на выходах этих элементов сигналы в этом случае не появляются. Далее после отключения короткого замыкания действием релейной защиты исчезает сигнал с ДТКЗ и, следовательно, на входах логических элементов И и НЕ 1. В результате, на выходе элемента НЕ 1 появляется сигнал, который подается на вход формирователя импульсов. С его выхода сигнал одновременно подается на элементы ПАМЯТЬ 1 и ЗАДЕРЖКА. Элемент ЗАДЕРЖКА осуществляет сброс памяти элемента ПАМЯТЬ 1. Выдержка времени элемента ЗАДЕРЖКА равняется времени бестоковой паузы АПВ секционирующего выключателя. В таком состоянии схема находится до момента возникновения второго броска тока КЗ., если не исчезнет сигнал с линейного датчика тока после первого броска тока КЗ.

Если сигнал с линейного датчика рабочего тока исчезнет, что свидетельствует об отключении головного выключателя, то на выходе логического элемента НЕ 2 появится сигнал, который через элемент ИЛИ осуществляет сброс памяти элемента ПАМЯТЬ 1, и схема вернется в исходное состояние.

При возникновении второго броска тока короткого замыкания, если ему не предшествовало исчезновение сигнала с линейного датчика тока, на выходе ДТКЗ появляется сигнал, который поступает на вход элемента И1. Если до этого момента не произошел сброс памяти элемента ПАМЯТЬ 1, то на входе элемента И1 произойдет совпадение трех сигналов, в результате чего на его выходе появляется также сигнал, который подается на элемент ПАМЯТЬ 2 и исполнительный орган, осуществляющий

подачу команды на включение сигнализации подстанции об аварийном отключении секционирующего выключателя.

Сброс памяти элемента ПАМЯТЬ 2 осуществляется оператором нажатием кнопки «Сброс».

Использование в рассмотренных способах РЗА одинаковых диагностических признаков для распознавания режимов и ситуаций на подстанции, при которых выполняются их логические функции позволяет создать объединённый алгоритм многофункциональной логической защиты и автоматики.

На рисунке 6 представлена структурная схема защиты и автоматики подстанции напряжением 35/10 кВ, реализующая функции релейной защиты, группового автоматического повторного включения и информатора аварийного отключения секционирующего аппарата отходящих линий 10 кВ [9-11].

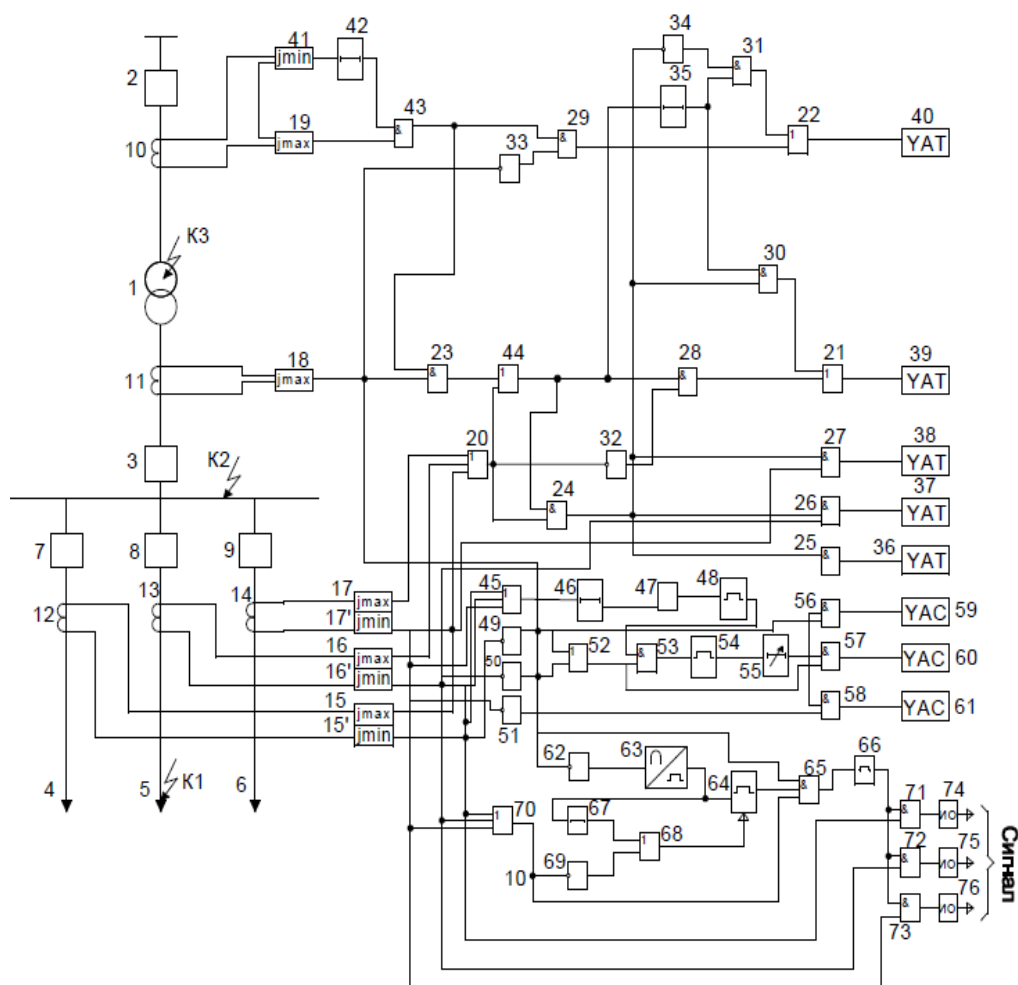


Рисунок 6 - Структурная схема многофункциональной логической защиты подстанции напряжением 35/10 кВ

Информация о токе поступает в схему логики с датчиков тока, которые включаются во вторичные цепи трансформаторов тока отходящих линий и вводов низкого и высокого напряжения силового трансформатора. На отходящих линиях и на вводе высокого напряжения датчики контролируют значение тока, равное нулю, рабочий ток и ток короткого замыкания, а на вводе низкого напряжения - ток короткого замыкания. Контроль изменения этих параметров в разных точках подстанции в сочетании с логикой устройства позволяют определить и локализовать повреждение на подстанции. С датчиков

тока, после преобразования, сигналы поступают в логическую часть защиты. Первичная схема содержит силовые выключатели вводов высокого и низкого напряжения 2,3, отходящие линии 4, 5, 6 с выключателями 7, 8, 9, трансформаторы тока 10-14. Ко вторичным цепям относятся схемы соединения трансформаторов тока 10-14, датчики рабочего тока 15'-17', 41, датчики тока короткого замыкания 15-19, которые отстраиваются по условию обеспечения нормируемой чувствительности - от минимального двухфазного тока короткого замыкания в конце самой протяжённой линии 10 кВ, элементы ИЛИ 20-22, 44, 45, 52, элементы И 23-31, 43, 46, 53, 56-58, элементы НЕ 32-34, 49-51, элементы ЗАДЕРЖКА 35, 42, 46, элементы ПАМЯТЬ 48, 54, выдержки времени АПВ 55, исполнительные органы защиты 36-40 и АПВ 59-61, осуществляющие подачу напряжения на электромагниты отключения и включение выключателя.

Логика защиты обеспечивает запрет её действия при бросках токов намагничивания силового трансформатора, которые возникают при его включении на холостой ход. Эта функция выполняется с помощью элемента ЗАДЕРЖКА 42. Осуществляет резервирование при подаче сигнала на отключение линии или вводного выключателя 10 кВ и отказе их выключателей, что достигается использованием элемента ЗАДЕРЖКА 35. Также обеспечивается надёжное срабатывание защиты при недостаточной чувствительности датчика тока короткого замыкания, установленного на вводе 35 кВ, при удалённом КЗ на линии 10 кВ за счёт логической связи между элементами ИЛИ 20 и 44. Запрет действия АПВ при включении линии на короткое замыкание выполняет элемент ЗАДЕРЖКА 46.

В результате применения способа согласования защит линии 35 кВ и подстанций 35/10 кВ до минимума снизится влияние протекания токов короткого замыкания и, следовательно, их термическое воздействие на токоведущие части линии 35 кВ, а также на оборудование и изоляцию высших ступеней напряжения районной подстанции, что позволит повысить успешность АПВ и надёжность электроснабжения объектов агропромышленного комплекса (АПК) и посёлков, получающих электроэнергию от подстанций 35/10 кВ. Важной функциональной возможностью, повышающей эффективность способа при коротких замыканиях на участках линии 35 кВ является способность резервирования при отказе выключателя предыдущего участка.

Выводы.

1 Защита элементов подстанции отдельными комплектами приводит при их согласовании к накоплению выдержки времени и усугублению последствий коротких замыканий.

2 Современные токовые защиты подстанции 35/10 кВ не способны одновременно выполнять требования быстроты действия, селективности и резервирования.

3 Анализ диагностических способов РЗА показал возможность создания на основе современной микроэлектроники многофункциональной логической защиты подстанции напряжением 35/10 кВ, которая осуществляет селективное отключение поврежденного элемента подстанции без выдержки времени, независимо от места короткого замыкания, осуществляет логическую отстройку от бросков тока намагничивания при включении силового трансформатора на холостой ход, обеспечивает логическое само резервирование действий защиты при отказах приводов выключателей ввода низкого напряжения и отходящих линий, выполняет функции информатора аварийного отключения секционирующего аппарата и группового автоматического повторного включения линий 10 кВ, что выгодно технически и экономически.

4 Применение способа согласования релейной защиты линии 35 кВ и подстанций 35/10 кВ, позволит существенно снизить термическое действие токов короткого замыкания на токоведущие части линии 35 кВ и оборудование питающей подстанции и,

как следствие, будет способствовать повышению надёжности электроснабжения потребителей.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила устройства электроустановок РК, Астана. 2021 г.
- [2] Добродей А. О., Евминов Л. И. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – 2020.
- [3] Инновационный патент РК № 20850, опубл. 16.02.2009, бюл. № 2 Способ защиты подстанции / Анисимов Ю.В., Рожков В.И.
- [4] Патент РК № 35211, опубл. 27.08.21, бюл. № 29 Устройство трансформаторной подстанции 35/10 кВ /Таткеева Г.Г., Анисимов Ю.В.
- [5] Патент № 24916, опубл. 15.03.2000, бюл. № 3 Способ защиты подстанции без выдержки времени./ Анисимов Ю.В., Байниязов Б.А.
- [6] Дьяков, А. Ф., Овчаренко, Н. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем. – 2010.
- [7] Omar Salah Elsayed Atwa, Practical Power System and Protective Relays Commissioning. Elsevier Inc., 2019. – 390 p.
- [8] Juan A. Martinez-Velasco, Transient Analysis of Power Systems. A Practical Approach John Wiley & Sons Ltd 2020. - 610 p.
- [9] Ramesh Bansal, Power System Protection in Smart Grid Environment. Taylor & Francis Group, LLC., 2019. – 637 p.
- [10] Jian Xu, Xiaoyu Sun, Dan Wang and Yaping Zhou, (2016), Study of Relay Protection Fault Analysis and Treatment Measures for Power System.
- [11] Shah P. H., Bhalja B. R., (2014), New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser–fuse miscoordination during distributed generation interconnections.
- [12] El-Naily, N., Saad, S. M., Elhaffar, A., Zarour, E., & Alasali, F. Innovative Adaptive Protection Approach to Maximize the Security and Performance of Phase/Earth Overcurrent Relay for Microgrid Considering Earth Fault Scenarios //Electric Power Systems Research. – 2022. – Т. 206. – С. 107844.
- [13] Rojnić, M., Prenc, R., Topić, D., Strnad, I. A new methodology for optimization of overcurrent protection relays in active distribution networks regarding thermal stress curves //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2023. – Т. 152. – С. 109216.
- [14] Kezunovic, M., Ren, J., Lotfifard, S. Design, modeling and evaluation of protective relays for power systems. – Cham, Switzerland: Springer International Publishing, 2016.
- [15] Shea J. J. Power System Protection in Smart Grid Environment. – 2020.

REFERENCES*

- [1] Pravila ustrojstva jelektroustanovok RK, Astana. 2021 g.
- [2] Dobrodej A. O., Evminov L. I. Relejnaja zashhita i avtomatika sistem jelektrouabzhenija. – 2020.
- [3] Innovacionnyj patent RK № 20850, opubl. 16.02.2009, bjul. № 2 Sposob zashhity podstancii / Anisimov Ju.V., Rozhkov V.I.
- [4] Patent RK № 35211, opubl. 27.08.21, bjul. № 29 Ustrojstvo transformatornoj podstancii 35/10 kV /Tatkeeva G.G., Anisimov Ju.V.
- [5] Patent № 24916, opubl. 15.03.2000, bjul. № 3 Sposob zashhity podstancii bez vyderzhki vremeni./ Anisimov Ju.V., Bajnijazov B.A.
- [6] D'jakov, A. F., Ovcharenko, N. Mikroprocessornaja avtomatika i relejnaja zashhita jelektrouenergeticheskikh sistem. – 2010.

- [7] Omar Salah Elsayed Atwa, Practical Power System and Protective Relays Commissioning. Elsevier Inc., 2019. – 390 p.
- [8] Juan A. Martinez-Velasco, Transient Analysis of Power Systems. A Practical Approach John Wiley & Sons Ltd 2020. - 610 p.
- [9] Ramesh Bansal, Power System Protection in Smart Grid Environment. Taylor & Francis Group, LLC., 2019. – 637 p.
- [10] Jian Xu, Xiaoyu Sun, Dan Wang and Yaping Zhou, (2016), Study of Relay Protection Fault Analysis and Treatment Measures for Power System.
- [11] Shah P. H., Bhalja B. R., (2014), New adaptive digital relaying scheme to tackle recloser–fuse miscoordination during distributed generation interconnections.
- [12] El-Naily, N., Saad, S. M., Elhaffar, A., Zarour, E., & Alasali, F. Innovative Adaptive Protection Approach to Maximize the Security and Performance of Phase/Earth Overcurrent Relay for Microgrid Considering Earth Fault Scenarios //Electric Power Systems Research. – 2022. – Т. 206. – С. 107844.
- [13] Rojnić, M., Prenc, R., Topić, D., Strnad, I. A new methodology for optimization of overcurrent protection relays in active distribution networks regarding thermal stress curves //International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2023. – Т. 152. – С. 109216.
- [14] Kezunovic, M., Ren, J., Lotfifard, S. Design, modeling and evaluation of protective relays for power systems. – Cham, Switzerland: Springer International Publishing, 2016.
- [15] Shea J. J. Power System Protection in Smart Grid Environment. – 2020.

Галина Таткеева, т.ғ.д., профессор, С.Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық зерттеу университеті, Астана, Қазақстан, tatkeeva@mail.ru

Юрий Анисимов, т.ғ.к., доцент, С.Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық зерттеу университеті, Астана, Қазақстан, yuriiianisimov_2019@mail.ru

Ерасыл Аяганов, докторант, С.Сейфуллин атындағы Қазақ агротехникалық зерттеу университеті, Астана, Қазақстан, u.ayaganov@mail.ru

35/10 кВ қосалқы станцияның көпфункционалды логикалық қорғанысы

Аңдатпа. Мақалада күштік трансформаторларға, 10 кВ тарату шиналарына және кернеуі 35/10 кВ қосалқы станцияның шығатын желілеріне арналған автоматты қайта қосылатын (АҚК) көпфункционалды қорғаныс жүйесін әзірлеу қарастырылады. Зерттеу қосалқы станциялар мен желілердегі режимдер мен жағдайлардың диагностикалық белгілерін логикалық талдауға негізделген, бұл зақымдалған элементті анықтауға және коммутациялық құрылғыда таңдамалы әрекеттерін жүргізуге мүмкіндік береді. Оны 35/10 кВ қосалқы станцияларда қолдану апаттық режимдердің жабдыкқа әсер ету уақытын азайтуға, қызмет ету мерзімін ұзартуға және тұтынушыларды электрмен жабдықтаудағы үзілістерді азайтуға мүмкіндік береді.

Түйінді сөздер. Релелік қорғаныс, автоматика, автоматты қайта қосу, қысқа тұйықталу, максималды ток қорғанысы, логикалық элементтер, селективтілік.

Galina Tatkeyeva, doctor of technical sciences, professor, S.Seifullin Kazakh Agro Technical Research University, Astana, Kazakhstan, , tatkeeva@mail.ru

Yuriy Anissimov, candidate of technical sciences, docent, S.Seifullin Kazakh Agro Technical Research University, Astana, Kazakhstan, yuriiianisimov_2019@mail.ru

Yerassyl Ayaganov, doctoral student, S.Seifullin Kazakh Agro Technical Research University, Astana, Kazakhstan, y.ayaganov@mail.ru

MULTIFUNCTIONAL LOGIC PROTECTION OF A 35/10 KV SUBSTATION

Abstract. The article discusses the development of a multifunctional protection system for power transformers, 10 kV distribution buses and 35/10 kV substation outgoing lines with automatic re-activation. The study is based on a logical analysis of diagnostic signs of modes and situations at substations and lines, which makes it possible to determine the damaged element and conduct selective actions on the switching device. Its use at 35/10 kV substations allows to reduce the time of exposure to emergency modes on equipment, extend service life and reduce interruptions in power supply to consumers.

Keywords. Relay protection, automation, automatic re-activation, short circuit, maximum current protection, logic elements, selectivity.
