РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ
ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
И АВТОМАТИКА
2025

СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ IV ВСЕРОССИЙСКОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
(Новосибирск, 15 – 17 апреля 2025 года)

НОВОСИБИРСК
2025

УДК 621.311.1(063)+621.316.9(063)+621.316.925(063)
Р339

Организаторами конференции выступили ООО «Болид» совместно с НГТУ НЭТИ, отраслевым партнером – «Россети Новосибирск» (АО «Региональные электрические сети»), информационным партнером – журнал «Энергетик», мероприятие проводилось при поддержке Новосибирского филиала ФГАОУ ДПО «ПЭИПК».

Оргкомитет

Анастасия Георгиевна Русина, д-р техн. наук, доцент, декан факультета энергетики
Александр Георгиевич Овсянников, д-р техн. наук, профессор
Андрей Сергеевич Трофимов, канд. техн. наук, доцент, зав. кафедрой техники и электрофизики высоких напряжений
Сергей Миронович Коробейников, д-р физ.-мат. наук, доцент, зав. кафедрой безопасности труда
Владимир Ермагенович Герасимов, «Россети Новосибирск» – первый заместитель генерального директора – технический директор
Владимир Валентинович Меняйлов, директор филиала «Восточные электрические сети»
Станислав Брониславович Барковский, директор филиала «Новосибирские городские электрические сети»

Р339 **Режимы нейтрали. Ограничение перенапряжений. Релейная защита и автоматика. 2025** : сборник материалов IV Всероссийской научно-практической конференции (Новосибирск, 15 – 17 апреля 2025 года) / Коллектив авторов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2025. – 208 с.

ISBN 978-5-7782-5543-2

В сборнике представлены статьи, отражающие аргументированные мнения ученых, руководителей и специалистов предприятий электроэнергетики по широкому спектру взаимосвязанных вопросов в области режима заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ промышленных предприятий и городов. Особое внимание уделено исследованию переходных и установившихся процессов при однофазных замыканиях на землю, феррорезонансных и коммутационных перенапряжений, а также практических задач организации селективной релейной защиты и определения места повреждения на линиях. Затронуты тематики отказоустойчивости измерительных трансформаторов, снижения аварийности кабельных и воздушных линий среднего напряжения с помощью оценки и управления их техническим состоянием.

УДК 621.311.1(063)+621.316.9(063)+621.316.925(063)

ISBN 978-5-7782-5543-2

© Коллектив авторов, 2025
© Новосибирский государственный технический университет, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Ширковец А.И., Кудряшов Д.С.
РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВЫБОР РЕЗИСТИВНОГО РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ С УЧЕТОМ ПРАКТИЧЕСКОГО ОПЫТА И ПОЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ 5

Гришин М.В.
ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ШАХТЫ И ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ 30

Иноземцев М.А., Ефременко В.М.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИЗОЛЯЦИИ И ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ КАРЬЕРНОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ДОБАВОЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ С УЧЕТОМ НЕСИММЕТРИИ ФАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ..... 38

Мясишев А.Н., Герасимчук Е.А., Кузнецов Я.А., Лесив А.В.
ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ КОНТАКТОВ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ..... 49

Лаптев О.И., Никифоров В.О.
О ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИНАХ СПОНТАННОГО ПЕРЕГОРАНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ В ПЕРВИЧНОЙ ОБМОТКЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ 6-35 кВ..... 60

Монаков Ю.В., Смотров Н.Н., Труханов П.А., Сергеев Е.А., Лымарев Д.А., Котельников С.В.
РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К РЕЗИСТОРАМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ С УЧЕТОМ НОРМАТИВНЫХ СТАНДАРТОВ И ОСОБЕННОСТЕЙ МАТЕРИАЛОВ АКТИВНОЙ ЧАСТИ 66

Вайнштейн Р.А., Пашковский С.Н., Понамарев Е.А.
О ВЫБОРЕ РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В КАБЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С БОЛЬШИМ ЁМКОСТНЫМ ТОКОМ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ..... 93

Никулов И.И., Матвеев Д.А., Жуйков А.В., Фролов М.В.
РЕКОМЕНДУЕМЫЕ УТОЧНЕНИЯ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ В СЕТЯХ 6-35 кВ 103

Швец Н.А.
МЕТОДИКА ДИСТАНЦИОННОЙ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ВНЕШНЕЙ ИЗОЛЯЦИИ..... 118

Герасимов В.Е., Коробейников С.М.
ИССЛЕДОВАНИЕ СТАРЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА
В ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ 126

Воронов П.Л.
ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ
В ОБМОТКЕ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА С ФУНКЦИЕЙ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ
ИЗОЛЯЦИИ 142

Лачугин В.Ф.
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОКОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ
ЗАЩИТЫ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 20 кВ С НИЗКООМНЫМ РЕЗИСТИВНЫМ
ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ 150

Гладышева Д.Д., Никольский Н.В., Чех В.А.
ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ
СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ И КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ СЕТИ 20 кВ С РЕЗИСТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ 157

Хузяшев Р.Г., Минаев И.А., Сарычев Д.В.
АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ПОГРЕШНОСТИ МОДЕЛЬНОГО ВОМП НА ОСНОВЕ
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ 178

Качесов В.Е., Петров Г.Ю.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ТОПОГРАФИЧЕСКИМ
СПОСОБОМ 186

Ширковец А.И., Зубов В.А.
МЕТОДИКА РАСЧЕТА УСТАВОК ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ
В СЕТИ С НИЗКООМНЫМ РЕЗИСТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ 194

Решения IV Всероссийской научно-практической конференции 202

УДК 621.315

РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВЫБОР РЕЗИСТИВНОГО РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ С УЧЕТОМ ПРАКТИЧЕСКОГО ОПЫТА И ПОЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

к.т.н. Ширковец А.И.[1], к.т.н. Кудряшов Д.С.[2]
[1] Новосибирский государственный технический университет, ООО «Болид», г. Новосибирск, Россия
[2] Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

Аннотация. Представлены эксплуатационные и проектные условия выбора варианта режима резистивного заземления нейтрали в электрических сетях напряжением до 35 кВ включительно. Приведен анализ соответствующей нормативной документации. Показано, что в зависимости от конструкции сети, наличия резервирования, вида изоляции высоковольтного оборудования, релейной защиты и ее настройки главным является вопрос о принципе реагирования на возникновение однофазного замыкания в сети. Традиционный подход означает удержание замыкания на землю на время оперативных переключений и поиска повреждения, что может продолжаться от единиц минут до нескольких часов и привести в итоге к отключению сразу нескольких линий из-за пробоев междуфазной изоляции. В этом случае для защиты оборудования применяют высокоомное или комбинированное заземление нейтрали. Быстрое и селективное отключение однофазного замыкания, по аналогии с короткими замыканиями, позволит избежать развития таких нарушений, что достигается с помощью низкоомных резисторов. Отмечено, что показателем эффективности выбранного решения по заземлению нейтрали является снижение числа аварийных отказов в сети после его реализации.

Ключевые слова: электрическая сеть, однофазное замыкание на землю, перенапряжения, режим нейтрали, условия выбора, резистивное заземление, комбинированное заземление, низкоомный резистор.

Введение

Современные требования к показателям надежности электроснабжения потребителей и качеству электроэнергии обеспечивают актуальность задачи по защите электрических сетей напряжением 6-35 кВ в схемах выдачи мощности электростанций, в распределительном электросетевом комплексе и системах электроснабжения промышленных предприятий и объектов городской инфраструктуры. Правильный выбор режима заземления нейтрали напрямую влияет на уровни надежности и безопасности эксплуатации в электрических сетях среднего напряжения. Режим нейтрали определяет значения тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), амплитудно-частотные харак-

теристики перенапряжений при дуговых пробоях изоляции, степень разрушения оборудования, время поиска и ликвидации повреждения [1, 2]. Следовательно, при проектировании и модернизации режима нейтрали необходимо тщательное изучение конкретной схемы сети, установленной на присоединениях релейной защиты, датчиков тока и напряжения, эксплуатационных режимов с учетом запитанных потребителей и других условий.

Негативные эффекты, возникающие при ОЗЗ и его развитии, характеризуются перенапряжениями на неповрежденных фазах, вероятностью перехода ОЗЗ в двухфазное короткое замыкание (КЗ) на землю или междуфазное КЗ, что вызывает многоместные повреждения изоляции оборудования, феррорезонансные явления с насыщением трансформаторов напряжения и, в ряде случаев, повреждением их первичных обмоток из-за протекания токов, существенно превышающих номинальные [3]. Не отключенные замыкания на землю несут опасность поражения людей и животных, особенно в воздушных сетях, за счет попадания под шаговое напряжение, чреваты разрушением железобетонных опор, возникновением пожаров с выгоранием электроустановок, электродуговые процессы при неустойчивой «земле» вызывают значительные помехи на линиях связи.

Для иллюстрации проблематики на рис. 1 представлена осциллограмма ОЗЗ продолжительностью 0,22 с с переходом в двухфазное КЗ продолжительностью 0,07 с и дальнейшим развитием в трехфазное КЗ продолжительностью 0,83 с, зафиксированное одновременно на двух секциях ПС 110/10 кВ. Запись файлов одновременно с двух секций объясняется тем, что был включен секционный выключатель (СМВ), на котором и произошло перекрытие изоляции. Перед отключением трехфазного КЗ наблюдается сброс нагрузки с увеличением фазных напряжений приблизительно в два раза. На второй секции шин 10 кВ наблюдаются высокие уровни перенапряжений: при однофазном замыкании на землю K_U = 23,61 кВ / 7,66 кВ = 3,08 о.е. (фаза В), при переходе ОЗЗ в двухфазное КЗ – K_U = 28,33 кВ / 7,66 кВ = 3,70 о.е. (фаза В) при 1-м пробое и K_U = 27,49 кВ / 7,66 кВ = 3,59 о.е. (фаза В) при 2-м пробое. По информации диспетчерской службы сети, причиной возникновения и развития нарушения стало перекрытие изоляции СМВ-10 в РП в результате проникновения мелкого животного в РУ-10 кВ.

К объективным факторам, которые должны учитываться при проектировании и реализации технических решений по заземлению нейтрали, следует отнести:

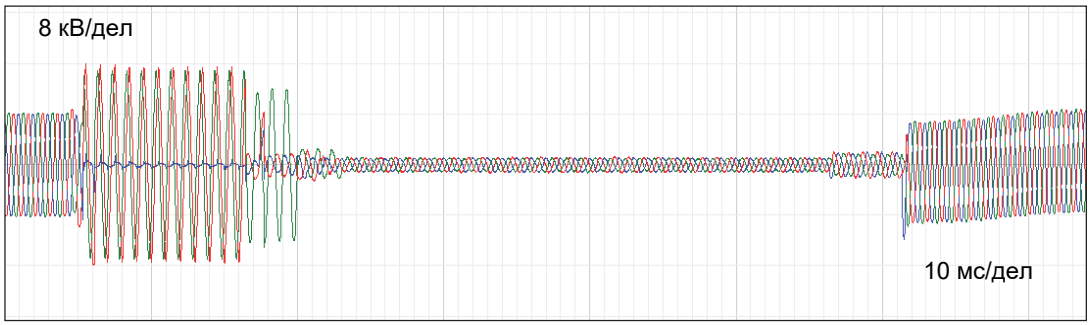
– внедрение нового оборудования с твердой изоляцией, такой как сшитый полиэтилен (СПЭ) и этилен-пропиленовая резина (ЭПР) в конструкции силовых кабелей, эпоксидные компаунды для литых трансформаторов напряжения и силовых трансформаторов до 35 кВ,

– относительно небольшие запасы по электрической прочности оборудования с витковой изоляцией;

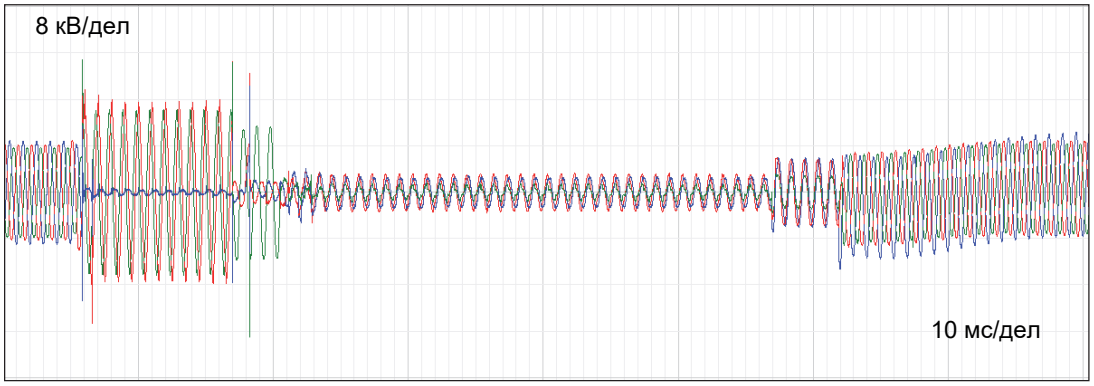
– необходимость глубокого ограничения внутренних перенапряжений при коммутациях вакуумных выключателей и дуговых ОЗЗ;

– высокие требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии с выполнением норм ГОСТ 32144-2013 [4],

– применение преобразовательной и выпрямительной техники (светодиодное освещение, выпрямительные установки силовой электроники, устройства плавного пуска электродвигателей и частотного регулирования, преобразовательные трансформаторы и пр), искажающей питающее напряжение.



а



б

Рис. 1. Фрагмент аварийного события при развитии ОЗЗ на разных секциях шин ПС 110/10 кВ при переходе ОЗЗ в двухфазное КЗ:

а – 1 секция 10 кВ, б – 2 секция 10 кВ

Электрические сети напряжением 6-35 кВ зачастую имеют большую суммарную протяженность линий для электрически связанного участка сети, составляющую от 20 до 100 км, а иногда и более. Очевидно, за счет распределения разного рода дефектов (газовые включения и микрополости в твердой или пропитанной изоляции, нарушения толщин слоев, треки частичных разрядов и пр.) на элементах линий повышается опасность их выхода из строя и аварийного отключения. Поэтому в разветвленных сетях, преимущественно кабельных, а также при замене участков воздушной сети 35 кВ

на КЛ, емкостные токи могут превышать 100 А. Неизбежно большие значения остаточного тока, вызванные расстройкой ДГР, активной проводимостью изоляции на землю, а также высшими гармониками [5], ставят вопросы, во-первых, эффективности компенсации емкостного тока промышленной частоты, а во-вторых, принципиального подхода – нужно ли вообще держать дольше 5 – 10 с в работе линию с однофазным повреждением, если это практически во всех случаях приведет к переходу в КЗ с отключением.

Сегодня при проектировании и строительстве распределительных сетей стандартной практикой является применение кабельных линий (КЛ) на основе кабельной техники с изоляцией СПЭ и ЭПР, измерительных и силовых трансформаторов с твердой изоляцией на основе эпоксидных компаундов. Наилучшим способом продления ресурса такого оборудования является быстрое отключение каждого однофазного замыкания, подобно тому, как работает защита в сетях с глухим заземлением нейтрали. Очевидно, для электрических сетей, характризующихся значительным уровнем деградации изоляции, также целесообразно снизить длительность ОЗЗ до долей и единиц секунд.

Опыт эксплуатации распределительных сетей различной конструкции и назначения подтверждает, что удержание «земли» увеличивает вероятность возникновения КЗ, а значит, растет опасность возникновения пожаров из-за воздействия силовой электрической дуги. Следовательно, важной задачей является автоматическое выявление и отключения участка электрической сети с ОЗЗ. Такой подход тем более оправдан, что правильный выбор заземления нейтрали позволяет исключить условия феррорезонанса, который возникает исключительно при изолированной нейтрали сети [6]. От изолированной нейтрали следует отказаться и по следующей причине: дуговые замыкания в режиме неотключенной «земли» вызывают большое энерговыделение, что для установленных нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) может оказаться критичным из-за превышения их энергоемкости, поэтому использовать ОПН для защиты от дуговых перенапряжений нецелесообразно.

При выборе средств и методов ограничения внутренних перенапряжений в сетях 6-35 кВ применяются нормы действующего РД 153-34.3-35.125-99 [7]. Значения перенапряжений, рассчитываемые по формулам в Приложении 10 указанного документа, составляют относительно амплитуды наибольшего фазного напряжения 7,0 о.е., 5,9 о.е., 4,3 о.е. для оборудования 6, 10, 35 кВ соответственно. Однако в других источниках можно встретить иные уровни перенапряжений, которые являются заниженными и поэтому некорректными. Например, при различении не по уровню изоляции, а по видам оборудования для трансформаторов 6, 10 и 35 кВ имеются следующие значения допустимых перенапряжений – 5,4 о.е., 5,0 о.е., 3,15 о.е., а для силовых кабелей тех же классов напряжения – еще меньше, 3,4 о.е., 3,3 о.е., 2,67 о.е. [8, табл. 1.10.2]. Эти значения настораживают, поскольку последние три из них с очевидностью отвечают условию отказа кабельной изоляции практически при любом замыкании на землю с перемежающейся дугой, т.к. если неограниченные перенапряжения превысят 2,5 о.е. (что

характерно для первого пробоя) и достигнут 3,0 – 3,5 о.е. при эскалации в цикле с двумя и более пробоями на «землю» подряд, что для сети 10 кВ составляет 26 – 29 кВ. В этом случае достаточно высок риск повреждения изоляции.

Нормативная документация

Нормативно-техническое регулирование в отрасли реализовано на основе федерального закона «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ, созданных на основе многолетнего опыта Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ [9], выполнение которых контролируется органами Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор). К сожалению, раздел Правил по защите от перенапряжений и режимам нейтрали [9, пп. 619…626] содержит разночтения и противоречия, отсутствует строгая последовательность и ясность изложения, поэтому практическое применение этих положений затруднено [10]. Что показательно, в указанном документе *нет прямого указания на допустимость применения изолированной нейтрали*.

Согласно действующему Положению о единой технической политике ПАО «Россети», пп. 8.1.6.2.1 «Электрические сети 3-35 кВ должны работать с изолированной, а также с заземленной через резистор или дугогасящий реактор нейтралью» [11], что дословно повторяет текст пп. 1.2.16 ПУЭ. Следует отметить, однако, что документы ПАО «Россети» не являются обязательными для иных организаций, эксплуатирующих объекты энергетики. Также согласно письму Минэнерго от 23.03.2023 №05-1798 «*В настоящее время действуют все разделы шестого и седьмого издания Правил устройства электроустановок (далее – ПУЭ). Однако отмечаем, что ПУЭ не были зарегистрированы Минюстом России, в связи с чем не подлежат обязательному применению. В то же время ПУЭ можно руководствоваться в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству Российской Федерации*».

В числе документов, используемых при проектировании режима нейтрали, часто применяется РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87) [12]. Этот документ, не отмененный, но и не имеющий четкого статуса, с 2015 г. перерабатывается в ПАО «Россети», однако его новая редакция до сих пор не утверждена и не опубликована. При расчете мощности дугогасящего реактора (ДГР) в качестве нормативного по РД 34.20.179 обычно принимается коэффициент запаса, равный 1,25 с учетом развития сети в перспективе 10 лет. Этот же коэффициент в большинстве случаев используется для оценки перспективного значения емкостного тока при выборе параметров низкоомного резистивного заземления. Учитывая активное развитие сетей с со строительством новых линий на основе кабелей с изоляцией СПЭ, эксплуатирующие организации склоняются к повышению коэффициента развития до 1,4 – 1,5 (реже до 2,0), ограниченного по сути допустимой токовой перегрузкой кабелей в расчете на максимально возможное нагружение участков сети при оперативных переключениях.

Сложным для однозначного решения является вопрос о компенсации емкостных токов, регламентированной при известных значениях более 30, 20, 10 А в сетях 6, 10, 35 кВ соответственно [9, п.619]. Однако в том же документе отмечается, что при наличии в сети КЛ с изоляцией СПЭ следует предусматривать быстрое отключение ОЗЗ посредством низкоомного заземления нейтрали. Учитывая, что емкостные токи в развитой кабельной сети зачастую превышают указанные нормативные значения (достигая иногда уже не десятков, а сотен ампер), возникают сложности с трактовкой ПТЭ ЭСС.

В настоящее время интенсивность строительства сетей в рамках технического присоединения, активный переход от ВЛ к КЛ в условиях населенных пунктов и, безусловно, в городской застройке, а также перекладка с заменой старых кабелей с БПИ на кабели СПЭ, довольно высока. Поэтому доля увеличения емкостного тока при выборе перспективы для разных сетей может существенно отличаться от нормативного значения 25%, для инженерной оценки с заказчиком согласуются цифры примерно от 10% до двух крат.

До настоящего времени не существует документа федерального уровня, который в достаточной мере и с необходимой полнотой решал бы вопросы выбора и обоснования режима заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ, опираясь на многолетний опыт эксплуатации, теоретические исследования и разработки оборудования. В этой области, тем не менее, существует ряд стандартов организаций («Россети Московский регион», «Россети Ленэнерго», «Россети Волга», «Россети Сибирь», «ЛУКОЙЛ», «Газпром», в Республике Беларусь – стандарт государственного концерна «Белэнерго») [13], на их основе сегодня разрабатывается единый стандарт по выбору режима нейтрали для ПАО «Россети». В ПАО «Ленэнерго» действует новый документ по режимам нейтрали, принятый в 2025 г. [14]. После обсуждения на НТС с большой вероятность последний документ будет утвержден для применения во всех дочерних обществах электросетевого хозяйства ПАО «Россети». Пожалуй, наиболее кратким и в то же время содержательным из обозначенных стандартов является СТО Газпром 2-1.11-070-2006, где в табличном виде сведены четкие рекомендации по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ, даны соответствующие формулы для оценки параметров оборудования [15].

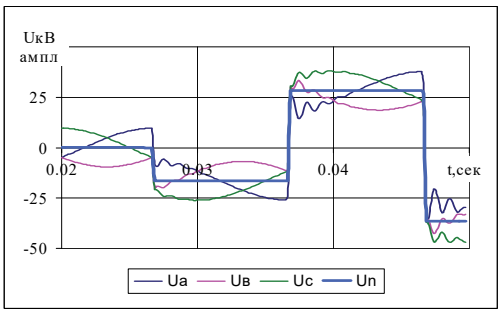
Детальный анализ отечественной и зарубежной нормативной документации по организации режима заземления нейтрали распределительных сетей и защите от перенапряжений при замыканиях на землю представлен в [16]. Далее рассмотрены особенности основных видов резистивного заземления нейтрали, применяемых в проектной и эксплуатационной практике.

Резистивное заземление нейтрали

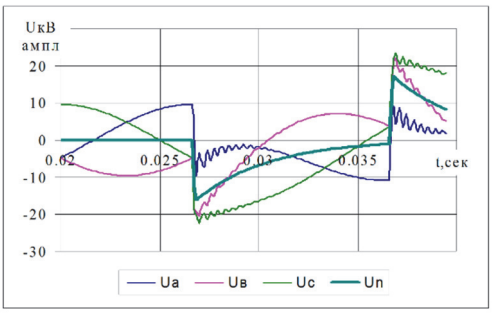
Определение вида резистивного заземления нейтрали и выбор сопротивления резистора выполняется, как правило, на основе ряда критериев, таких как выполнение условий по электробезопасности, обеспечение определенной категории надежности электроснабжения потребителей, снижение уровня дуговых перенапряжений при ОЗЗ,

организация надежной релейной защиты от ОЗЗ, минимизация изменений состава оборудования, минимизация затрат на реконструкцию действующей сети.

При включении в нейтраль сети 6-35 кВ резистора переходный процесс становится апериодическим, что достигается путем разряда емкости здоровых фаз за время бестоковой паузы через резистор заземления нейтрали (рис. 2). Ограничение перенапряжений тем глубже, чем ниже сопротивление резистора (и выше его ток), уровень – не более, чем в первом пробое (2,4 – 2,5)$U_{\text{фmax}}$. Если за счет большого тока замыкания на землю однофазная дуга становится устойчивой, то перенапряжения примерно через 1 – 2 периода частоты 50 Гц уже не превышают линейного напряжения.



а) эскалационный рост напряжений на неповрежденных фазах



б) снижение напряжения на нейтрали и ограничение перенапряжений в паузы между пробоями

Рис. 2. Расчетная осциллограмма переходного процесса при дуговом замыкании на землю в сети 10 кВ с изолированной (*а*) и резистивно-заземленной (*б*) нейтралью

Согласно [9, п. 619] при высокоомном заземлении нейтрали ток резистора должен быть равен и больше емкостного тока ОЗЗ $I_R \geq I_C$. Однако многочисленные расчеты показывают, что требуемый уровень ограничения можно обеспечить и при токе резистора несколько меньше емкостного тока ОЗЗ, что связано с активной проводимостью изоляции в конкретной сети (чем старее изоляция, тем выше активная проводимость, что снижает перенапряжения) и значением межфазной емкости. В подавляющем большинстве случаев, как подтверждает практика натурной регистрации перенапряжений, при первом пробое перенапряжения не достигают 2,6$U_{\text{фmax}}$, в большинстве случаев $K_U \leq 2{,}2\ldots2{,}4$. Поэтому справедливо следующее соотношение с учетом емкостного тока I_C для выбора сопротивления высокоомного резистора:

$$R_N \leq \frac{U_{HOM}}{\sqrt{3}\cdot(0{,}5\div1{,}0)I_C}. \qquad (1)$$

Покажем возможность применения в расчетах при проектировании выражения (1). Оценку ограниченных за счет резистора перенапряжений можно выполнить следующим образом [17]. Значение фазы гашения дуги $\psi_г$, при которой напряжение на

нейтрали достигает максимума и обеспечивает наибольшие перенапряжения, определяется как:

$$\psi_{\Gamma} = \arcsin \frac{0{,}2\left(\frac{I_R}{I_C}\right)^2 - \sqrt{\left(\frac{I_R}{I_C}\right)^2 + 1}}{\left(\frac{I_R}{I_C}\right)^2 + 1}. \qquad (2)$$

Фаза зажигания дуги, отвечающая условию наибольших перенапряжений, не зависит от I_R/I_C и составляет $\psi_3 \approx 68^{\circ}$. С учетом выражения (2) перенапряжения в сети с резистивным заземлением нейтрали определяются как:

$$K_U = 1{,}71 + \frac{(1-d)C_{\Phi}}{C_{\Phi} + C_{\Phi\Phi}} \cdot \left[0{,}93 - (\sin\psi_{\Gamma} - 0{,}2) \cdot e^{-\frac{I_R}{I_C}(1{,}19 - \psi_{\Gamma})}\right], \qquad (3)$$

где $(1 - d)$ – коэффициент демпфирования свободных колебаний; для широкого класса кабельных и смешанных сетей характерны значения $d = 0{,}05 \div 0{,}10$, что соответствует нормальной и ослабленной (например, после 10–15 лет эксплуатации) изоляции сети. Коэффициент $d \geq 0{,}3 \div 0{,}5$ соответствует предельной степени старения или предпробойному состоянию изоляции.

Для определения номинала резистора и инженерной оценки уровня ограничения перенапряжений при дуговых ОЗЗ при различных соотношениях I_R/I_C и характерных коэффициентах $d = 0{,}05 \div 0{,}10$ удобно пользоваться графиками, полученными на основе выражения (3) и представленными на рис. 3.

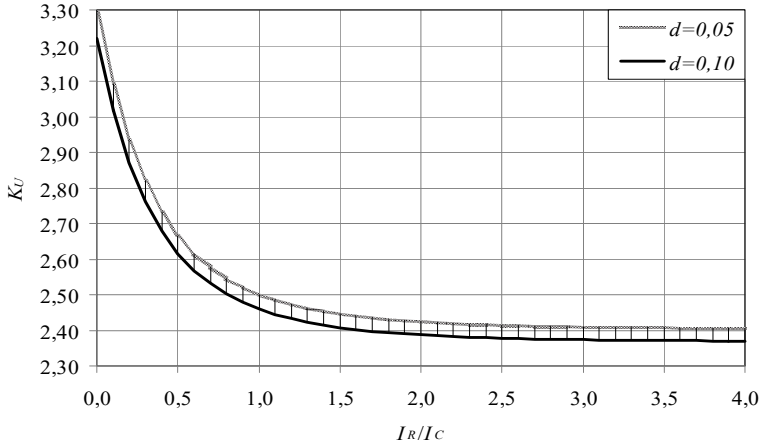


Рис. 3. Зависимость уровня перенапряжений при дуговых ОЗЗ в сети с резистивным заземлением нейтрали в зависимости от I_R/I_C

Схемы включения высокоомных и низкоомных резисторов в нейтраль сети приведены на рис. 4 и 5. В зависимости от параметров подключаемых резисторов, в первую очередь их номинального тока (от единиц до сотен ампер) и рабочего времени его протекания (длительно или 5 – 10 с) мощности выбираемых нейтралеобразующих трансформаторов будут отличаться.

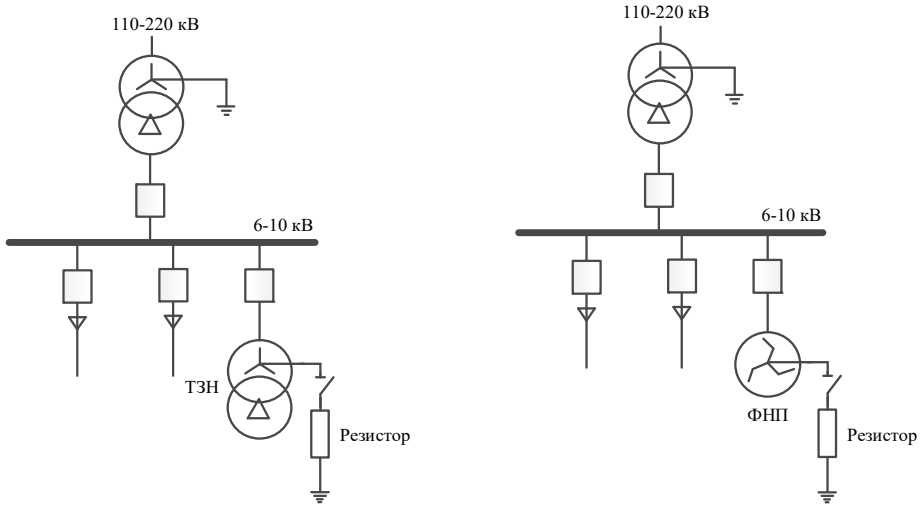


Рис. 4. Схемы включения резисторов в сети 6-10 кВ в нейтраль обмотки высокого напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток Y_0/Δ (*а*) и в нейтраль фильтра нулевой последовательности со схемой Z_0 (*б*)

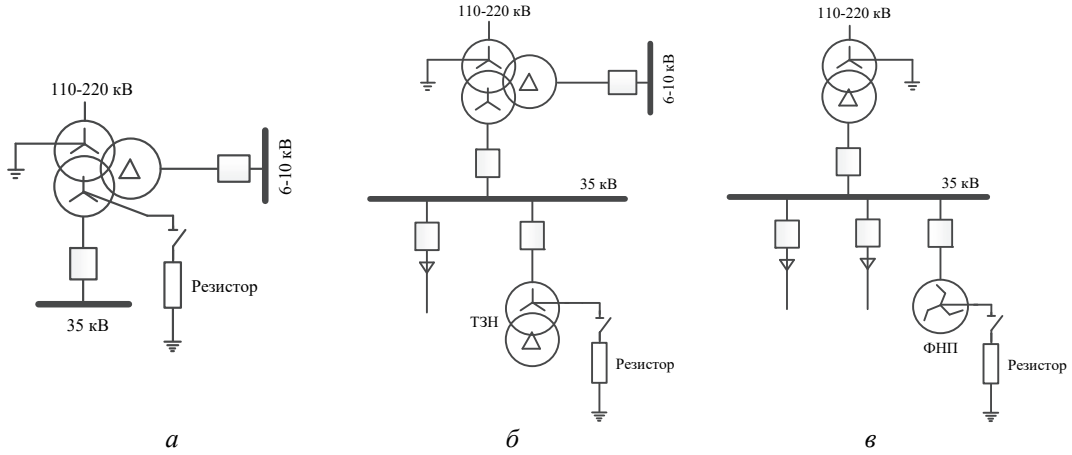


Рис. 5. Схемы подключения резисторов в сети 35 кВ:

а – в нейтрали обмотки 35 кВ трехобмоточного питающего трансформатора; *б* – в нейтрали обмотки 35 кВ трансформатора Y_0/D; *в* – в нейтрали обмотки 35 кВ фильтра «зигзаг»

Таким образом, резистор устанавливается на каждой секции 6-35 кВ в центрах питания 110-220 кВ. Подключение резисторов к нейтрали сети 6-10 кВ выполняется через заземляющие трансформаторы Y_0/D или фильтры со схемой «зигзаг» Z_0. Для низкоомных резисторов 6-10 кВ мощность трансформаторов редко превышает 1000 кВА. Следует отметить, что фильтры Z_0 обладают лучшими массогабаритными показателями, имеют меньшие в 1,4 – 1,8 раз потери х.х. и меньшее в 2 – 3 раза сопротивление нулевой последовательности (по сравнению с трансформаторами Y_0/D). Важно при проектировании правильно выбрать параметры нейтралера с учетом требований по изоляции, условиям размещения, а главное – условиям нагрузки (перегрузки) трансформатора током резистора.

Включение высокоомного резистора (рис. 6) в сеть имеет ряд особенностей, которые показаны в табл. 1.

Таблица 1

Особенности режима заземления нейтрали через высокоомный резистор

Преимущества	На что следует обратить внимание
– Снижение перенапряжения при дуговых ОЗЗ до относительно безопасного уровня; – уменьшение риска развития аварий с многоместными повреждениями, каскадными (веерными) отключениями; – ликвидация резонансных (феррорезонансных) явлений, независимо от причины их возникновения; – улучшение условий для быстрой самоликвидации ОЗЗ в воздушных сетях и на кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией; – повышение надежности срабатывания релейной защиты от ОЗЗ; – селективное определение и, при необходимости, отключение фидера с замыканием на землю с помощью релейной защиты при обеспечении достаточной ее чувствительности.	– В городских сетях с протяженными КЛ и изменением конфигурации не всегда удается обеспечить селективную работу ненаправленной токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП); – проблема обеспечения чувствительности ненаправленных токовых защит при большом многообразии эксплуатационных режимов, а также необходимости их частой перенастройки; – опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при увеличении времени существования замыкания на землю; – направленные защиты реализовать возможно, но их применение осложнено двумя факторами: а) не гарантируется устойчивое горение дуги ОЗЗ в зависимости от соотношения I_R/I_C для текущего режима эксплуатации; б) имеются угловые погрешности ТТНП, которые не нормированы.



Рис. 6. Высокоомные резисторы 6900 Ом/35 кВ/ длительной работы на ПС 110/35/6, включенные в нейтраль силового трансформатора 40 МВА

Комбинированное заземление нейтрали

Этот способ может быть реализован в нескольких схемных вариантах – с постоянным подключением параллельно первичной обмотке ДГР высокоомного резистора, рассчитанного на длительную работу в режиме ОЗЗ, либо с кратковременным подключением низкоомного (сильноточного) резистора во обмотке управления ДГР напряжением 500 В, а также с коммутируемым высоковольтным резистором параллельно ДГР. Резистор в этой схеме включается через однополюсный выключатель в ту же нейтральную точку, что и реактор. Такая схема применяется и за рубежом, например в Польше. Далее рассматриваем традиционный и более широко используемый на практике вариант первой схемы [18], реализуемой согласно схемам рис. 7.

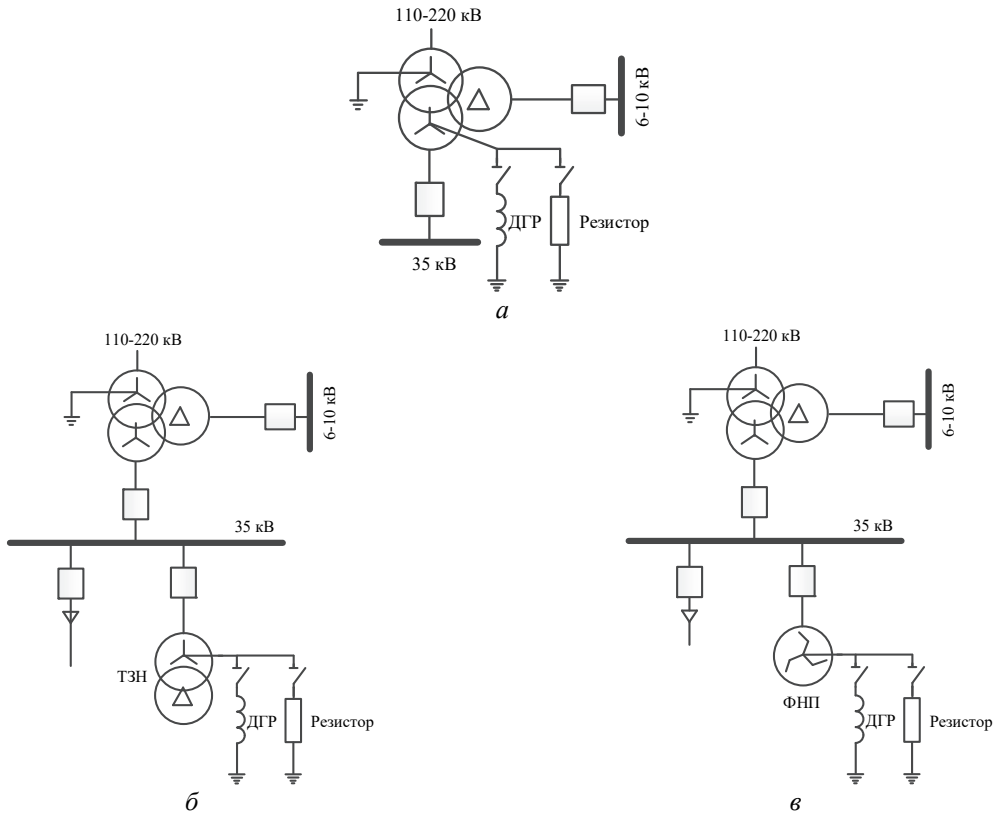


Рис. 7. Схемы комбинированного заземления нейтрали с подключением ДГР и резисторов в нейтраль 35 кВ питающего трехобмоточного трансформатора 110-220 кВ (*а*), отдельного трансформатора Yo/D (*б*) и отдельного фильтра «зигзаг» (*в*)

Исключение перенапряжений в сети с ДГР при его расстройке, превышающей 5 %, и создание условий для действия релейной защиты на сигнал с последующим плановым отключением ОЗЗ осуществляется подключением параллельно ДГР резистора с сопротивлением, определяемым исходя из максимального ожидаемого значения тока раскомпенсации ΔI (емкостного тока наиболее протяженного фидера от РП либо, реже, от головной ПС) по формуле:

$$R_N \geq \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (0{,}5 \div 1{,}0) \cdot \Delta I} \qquad (4)$$

при этом максимальные перенапряжения не превышают уровня $2{,}6U_{\text{фmax}}$.

Оценка эффективности резистора в части ограничения уровня дуговых перенапряжений при ОЗЗ при разных расстройках компенсации и коэффициентах демпфирования (значения $d \geq 0{,}1$ соответствуют сети с резистором) представлена на рис. 8.

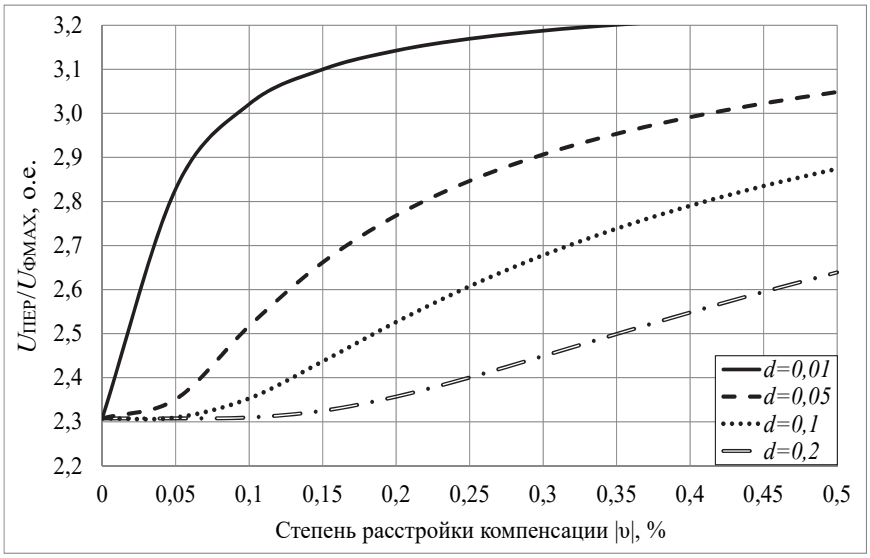


Рис. 8. Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю в зависимости от расстройки компенсации и влияние резистора

Параллельное включение ДГР и высокоомного резистора обеспечивает (рис. 9):

1. Снижение уровня перенапряжений до безопасных для изоляции электрооборудования величин; тезис справедлив для любых случаев возникновения раскомпенсации в сети с ДГР – как при срабатывании защит, так и при оперативных переключениях в течение существования режима ОЗЗ.

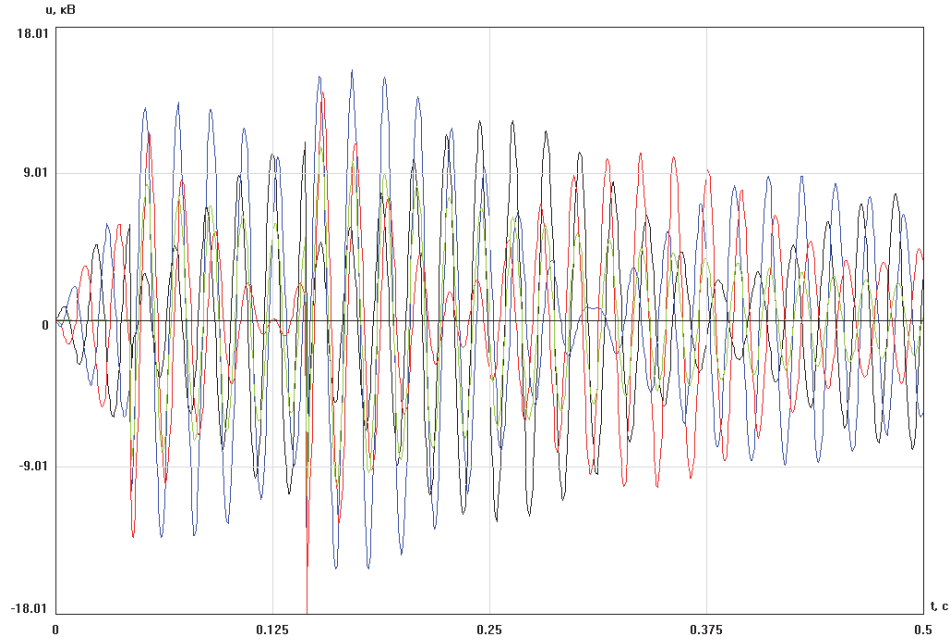
2. Устранение биений фазных напряжений промышленной частоты с амплитудой до (1,8-2,0)$U_{\text{фmax}}$, возникающих после погасания дуги при существенных расстройках компенсации.

3. Симметрирование сети в нормальном режиме вследствие снижения напряжения смещения нейтрали; это позволяет ввести напряжение смещения нейтрали в допустимые пределы 15% длительно и 30% в течение 1 час по требованиям [9, п. 624].

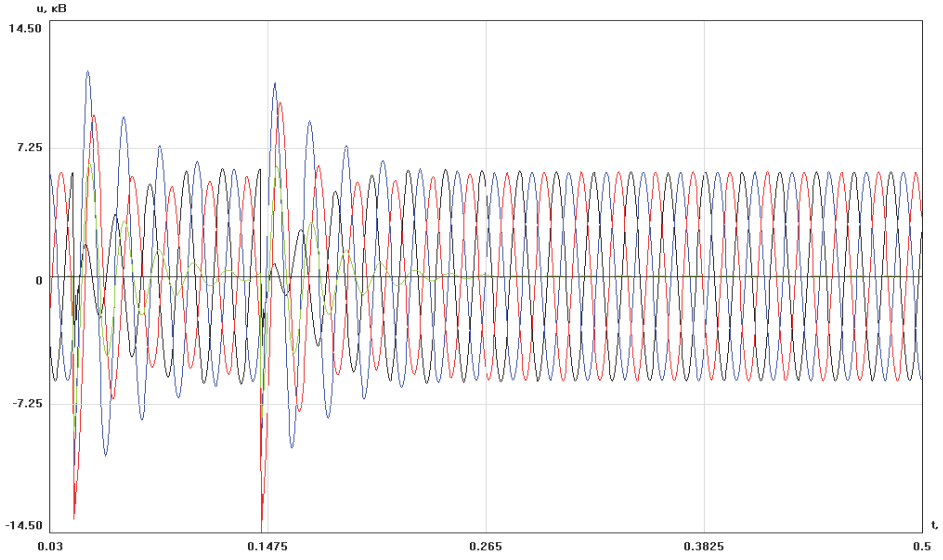
4. Сокращение длительности горения дуги и времени восстановления электрической прочности изоляции; это позволяет практически полностью исключить переходы однофазных замыканий на землю в двойные/многоместные короткие замыкания.

5. Создание условий для улучшения селективности «земляных» защит с действием на сигнализацию или отключение электрооборудования; это может быть проблематично при резонансной настройке компенсации и наличии в контуре ОЗЗ некомпенсируемых с помощью ДГР высших гармоник.

6. Ликвидацию вероятных резонансных процессов, обусловленных наличием в токе ОЗЗ гармонических составляющих независимо от их уровня и природы возникновения.



а



б

Рис. 9. Компьютерные осциллограммы напряжений на фазах и нейтрали при дуговом ОЗЗ в сети 6 кВ с включенным ДГР (*а*) при I_C = 26,6 А, $I_{ДГР}$ = 31,4 А, ΔI = 4,8 А (-18%) и комбинированном заземлении с резистором 600 Ом (*б*)

Классическая схема с высокоомными резисторами, включенными параллельно силовой обмотке ДГР, активно используется на электросетевых и генерирующих предприятиях с 1998-2000 гг. в классах 6-35 кВ и нормативно закреплена в ряде отраслевых стандартов [13, 14, 15]. Характерные особенности режима нейтрали с параллельным включением ДГР и высокоомного резистора сведены в табл. 2.

Таблица 2

Особенности комбинированного заземления нейтрали

Преимущества	На что следует обратить внимание
– снижение уровня перенапряжений, для любых случаев возникновения раскомпенсации в сети с ДГР; – снижение риска перехода ОЗЗ в КЗ, в том числе за счет ограничения перенапряжений и устранения биений фазных напряжений, возникающих после погасания дуги при существенных расстройках компенсации; – симметрирование сети вследствие снижения напряжения смещения нейтрали; обеспечение требований ПТЭ ЭСиС; – сокращение длительности горения однофазной дуги в кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией; – улучшение селективности защит от замыканий на землю с действием на сигнализацию или отключение; – ликвидация резонансных и феррорезонансных процессов, независимо от природы их возникновения.	– большие массогабаритные показатели оборудования, особенно в сетях 35 кВ; – сложность в ряде случаев организации селективных ТЗНП, в основном из-за недостаточности коэффициентов чувствительности при больших собственных емкостных отходящих линий и небольшом токе резистора; – опасность электропоражения персонала и посторонних лиц при длительном существовании замыкания на землю в сети.

Оптимальные области применения такого режима нейтрали – электрические сети, где невозможно по разным причинам перейти к отключение всех без исключения присоединений при ОЗЗ, прежде всего изношенные кабельные сети большой протяженности в схемах выдачи мощности ТЭЦ и ГРЭС, а также воздушные и воздушно-кабельные сети, где затруднительно выполнить выравнивание емкостей по фазам (т.е. при сверхнормативной несимметрии, наличии ступенчатых ДГР). Совместное применение управляемых ДГР с современной автоматикой и высокоомных резисторов серии РЗ дает снижение числа аварийных отключений в сети в 2…3 раза. Это выражается в исключении пережога проводов ВЛ, предупреждении отказов ТН и ОПН, а также многоместных пробоев КЛ [19].

Опыт эксплуатации в сетях собственных нужд электростанций положительный: в частности, из-за перенапряжений при однофазных пробоях 6 кВ Энгельсской ТЭЦ-3 (эксплуатируется 65 ЭД) и Саратовской ТЭЦ-2 (эксплуатируется 110 ЭД) до установки

резисторов ежегодно повреждалось до 6 машин. После установки резисторов повреждения прекратились. Таким же образом была решена проблема останова технологических ЭД в схемах с.н. на Камчатской ТЭЦ-2, а также на Сахалинской ГРЭС.

Пример реализации комбинированного заземления в процессе реконструкции четырехсекционной подстанции 110/10 кВ приведен на рис. 10.



Рис. 10. Установка высокоомных резисторов 1000 Ом/10 кВ/ длительной работы параллельно плунжерным ДГР 500 кВА с автоматическим управлением в нейтрали отдельных присоединительных трансформаторов 630 кВА

Низкоомное резистивное заземление нейтрали

Изношенность эксплуатируемого оборудования, массовое внедрение кабельных линий с изоляцией с изоляцией из сшитого полиэтилена и другого оборудования с твердой изоляцией способствуют переходу ОЗЗ в короткие замыкания с аварийным отключением и значительным объемом повреждений. Актуальной задачей для современных сетей 6–35 кВ является локализация и быстрая ликвидация ОЗЗ, предотвращение перехода в КЗ.

Для решения этой задачи в кабельных и смешанных сетях 6–35 кВ активно внедряется низкоомное резистивного заземления нейтрали с установкой специального

силового оборудования, оснащением присоединений прилегающей сети релейными защитами и датчиками тока. При этом достигается:

– исключение коротких замыканий, возникающих при развитии ОЗЗ, снижение динамических воздействий на электрооборудование;

– исключение многоместных повреждений и каскадных отключений присоединений;

– сохранение дорогостоящего оборудования за счет ограничения перенапряжений;

– оперативное выявление и локализация участка с ОЗЗ с автоматическим включением резерва и минимизацией времени восстановления питания.

Применение низкоомного резистивного заземления закреплено в действующей редакции Правил технической эксплуатации [9]:

– *п. 619 «…Низкоомное резистивное заземление нейтрали следует применять в случаях, когда однофазное замыкание на землю должно быть селективно отключено в течение минимально возможного времени, а также при наличии в сети кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для работы релейной защиты на отключение»;*

– *п. 621 «…При превышении значений емкостного тока, указанных в настоящем пункте Правил <30 А, 20 А, 15 А, 10 А для сетей 6, 10, 15-20, 35 кВ соответственно и 10 А – для любых сетей с ВЛ на металлических и железобетонных опорах> должно применяться заземление нейтрали посредством системы компенсации емкостных токов… либо через низкоомный резистор…».*

На основе многолетнего опыта внедрения [13, 20, 21] подтверждено, что количество отключений после ввода низкоомных резисторов не увеличивается, а наоборот, кратно снижается. Это обусловлено защитным демпфирующим действием резисторов.

Таким образом, на большом активном токе от резистора в нейтрали становится возможным построить простую (ненаправленную) токовую защиту нулевой последовательности и быстро отключать поврежденную КЛ с «землей». Режим с отключением ОЗЗ реализует технологию «щадящей» эксплуатации, что крайне важно для оборудования с твердой невосстанавливаемой изоляцией.

На практике сопротивление резистора выбирают наименьшим, исходя из двух условий [21].

Первое – обеспечение устойчивого горения дуги при ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать емкостный ток ОЗЗ в $k = 1…5$ раз:

$$I_R \geq kI_C \Rightarrow R_N \leq \frac{U_{HOM}}{\sqrt{3} \cdot kI_C}, \tag{5}$$

где I_C – суммарный емкостный ток электрически единого участка сети в нормальном режиме с учетом увеличения за счет оперативных переключений (при допустимой нагрузке). В расчетном значении I_C должен быть учтен запас на развитие сети 25%

или выше, а также, при необходимости, выполнен учет недостающих исходных данных (примерно от 10% до двух крат); I_R – активный ток резистора.

Второе – обеспечение селективного срабатывания простых токовых защит на отключение ОЗЗ, при котором ток резистора должен превышать максимальный ток срабатывания защиты $I_{C3\max}$ от ОЗЗ. При этом требуемое сопротивление резистора по критерию надежной работы релейной защиты от ОЗЗ определяется по выражению:

$$R_N \le \frac{U_{HOM}}{\sqrt{3} I_{C3\max} \cdot k_I \cdot k_\Omega}, \qquad (6)$$

где $I_{C3\max}$ – максимальный ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ;

k_I = 1,5 – коэффициент чувствительности [22, п. 14а];

k_Ω = 1,0 – 3,0 – коэффициент запаса, учитывающий погрешность трансформаторов тока нулевой последовательности, переходное сопротивление в месте замыкания и суммарное сопротивление цепи протекания тока ОЗЗ, время отключения ОЗЗ, изменение сопротивления резистора при нагревании в рабочих режимах .

При выполнении условия (5) в большинстве случаев выполняются условия (6), (7), но не наоборот. Следует отметить, что более распространенными и внесенными в нормативную практику проектирования стандартами организаций, являются значения коэффициента, отвечающие условию устойчивой заземляющей дуги в формуле (5), в диапазоне k = 2,5…4,0, однако накопленный за последние 5 – 7 лет опыт внедрения низкоомных резисторов в сетях с большими емкостными токами I_C = 100 – 400 А (и даже более) показал, что применимо следующее общее условие, которое не является, впрочем, обязательным (требует учета местных условий). Для выбора номинала низкоомного резистора в сети с емкостными токами замыкания на землю до 100 А приоритетным обычно считается условие гарантированного перевода перемежающейся дуги в устойчивую (5), при емкостных токах замыкания более 100 А – условие гарантированной работы релейных защит от ОЗЗ (6).

Для унификации параметров резисторов, предназначенных для установки на разных секциях одной подстанции, в зависимости от ряда расчетных и эксплуатационных условий, сопротивление резисторов может быть принято меньшим, чем определено по формулам (5) – (6). В табл. 3 сведены основные факторы, характеризующие низкоомное заземление нейтрали.

Экономическая целесообразность установки низкоомных резисторов обусловлена следующим. **Во-первых**, снижается аварийность в сети. Действительно, если поврежденное присоединение селективно отключается простой токовой защитой, исключаются переходы ОЗЗ в КЗ, веерные аварийные отключения, обеспечивается высокий уровень электро- и пожаробезопасности. **Во-вторых, с**тоимость реализации низкоомного резистивного заземления, по укрупненным оценкам и сметным расчетам, в среднем ниже, чем, например, организация современных систем компенсации емкостного

тока с установкой более мощных нейтралеобразующих трансформаторов, дугогасящих реакторов, шкафов их автоматического управления и определения поврежденного фидера. Однако нужно иметь в виду, что значительную долю в общей стоимости реализации низкоомного заземления нейтрали составляет организация РЗА, АВР и гарантированного питания на РП прилегающей сети (50-60%).

Таблица 3

Особенности режима заземления нейтрали через низкоомный резистор

Преимущества	На что следует обратить внимание
– глубокое ограничение перенапряжений при ОЗЗ и снижение электрического нагружения изоляции, сохранение ее ресурса; – минимизация риска перехода ОЗЗ в КЗ с последующим аварийным отключением потребителей и повреждением оборудования; – исключение опасных феррорезонансных процессов с повреждением электромагнитных ТН; – организация селективной релейной защиты от ОЗЗ на основе простых токовых реле или функций ненаправленной защиты по 3Io с быстрым и селективным отключением поврежденного присоединения; – минимизация области повреждения при однофазном повреждении за счет быстрого его отключения; – предупреждение несчастных случаев поражения электрическим током людей и животных.	– требуется перенастройка релейных защит на селективное отключение всех присоединений при ОЗЗ (следует решить вопросы с собственниками электроустановок прилегающей сети с пошаговым переходом к новой технологии); – возможность повреждения оборудования относительно большим током замыкания в сотни ампер при отказе в срабатывании силовых выключателей, исполнительных устройств и релейных защит от ОЗЗ; – не следует применять в сетях с однолучевой схемой электроснабжения, при отсутствии АВР и на ВЛ, где потребитель будет отключен – после отключения линии с ОЗЗ снятия напряжения затруднительно обнаружить место замыкания, так как замыкание может самоликвидироваться; – быстродействие защит от ОЗЗ (отключение за время 0,1 – 0,5 с на самых удаленных участках линий) не позволяет развиться повреждению в КЛ, возникают сложности в отыскании места повреждения на КЛ с применением приборов по контролю тока утечки.

Одним из ключевых положительных факторов низкооомного заземления является исключение рисков перехода ОЗЗ в короткие замыкания за счет селективного отключения первого ОЗЗ (рис. 11). Благодаря этому предотвращаются термическое и динамическое воздействия на жилы КЛ и обмотки силовых трансформаторов и реакторов, а при отключении замыкания не происходит срабатывания ресурса силового выключателя поврежденного присоединения, поскольку отключаемый ток замыкания сопоставим с нагрузочными токами и существенно ниже номинального отключения аппарата.

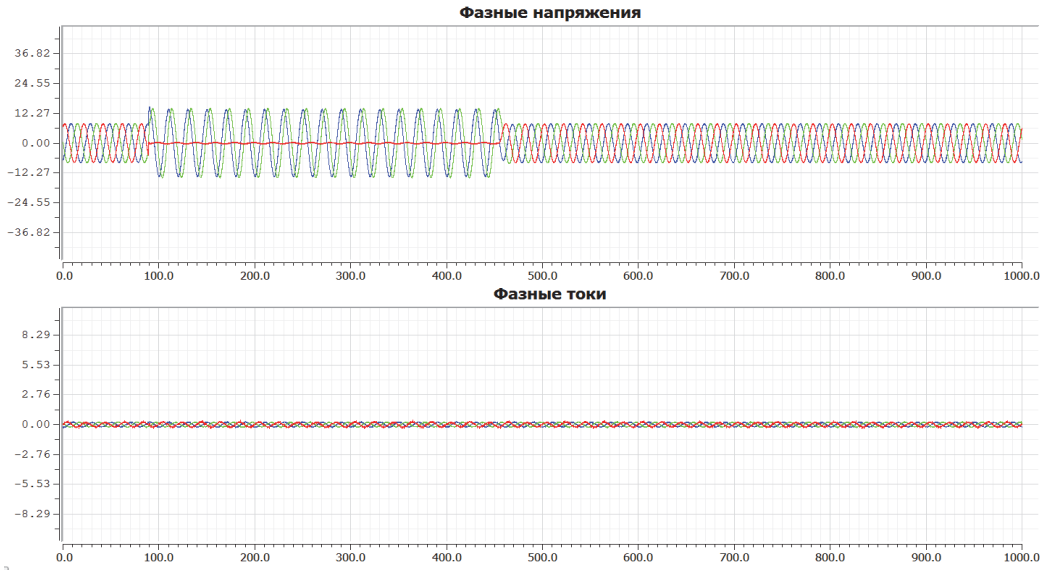


Рис. 11. Характерная натурная осциллограмма устойчивого ОЗЗ, селективно отключенного действием релейной защиты, в сети 10 кВ с низкоомным заземлением нейтрали

Типовым техническим решением в коллекторных кабельных сетях 35 кВ ветровых электростанций с выдачей мощности через ПС 110(220)/35 кВ является низкоомное заземление нейтрали (рис. 12), отвечающее нормативному условию отключения КЛ с СПЭ-изоляцией, из которых выполнены такие сети [9, п. 619].



а *б*

Рис. 12. Устройство низкоомного резистивного заземления с параметрами 35 кВ / 75 Ом / 270 А / 10 с на Кузьминской ВЭС в закрытом корпусе (*а*) и снятыми боковыми панелями для техобслуживания (*б*)

В настоящее время низкоомное резистивное заземление нейтрали широко применяются в распределительных сетях ПАО «Россети Ленэнерго» (рис. 13) по принятой на 2016-2032 гг. Программе перевода кабельной сети 6-10 кВ Санкт-Петербурга на низкоомные резисторы [20], в АО «ОЭК» – в Москве опорная сеть 20 кВ строится исключительно с низкоомными резисторами в нейтрали [23], ПАО «Камчасткэнерго» – в Петропавловске-Камчатском городская сеть 6-10 кВ переводится на резисторы с 2016 г., АО «Региональные электрические сети» – в Новосибирске, пилотный проект 2021-2022 гг. на ПС 110/10 кВ «Воинская» [21]. Также заземление через низкоомные резисторы активно реализуется в электросетевых компаниях Грузии (АО «Теласи»), Кыргызстана (Чуйское предприятие электрических сетей ОАО «НЭСК», рис. 13), Казахстана (ТОО «Эталон Пауэр», ТОО «Новотэкс», АО «Астана-РЭК»), Беларуси (концерн «Белэнерго»), где суммарно установлены сотни низкоомных резисторов.



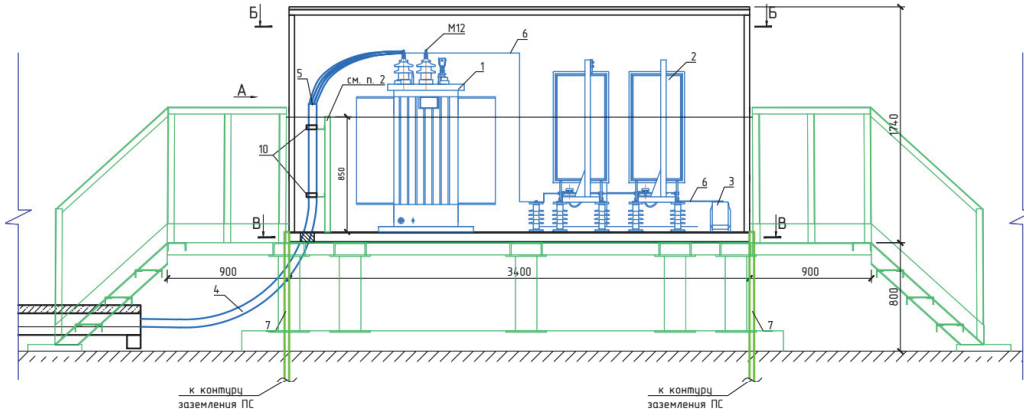
а *б*

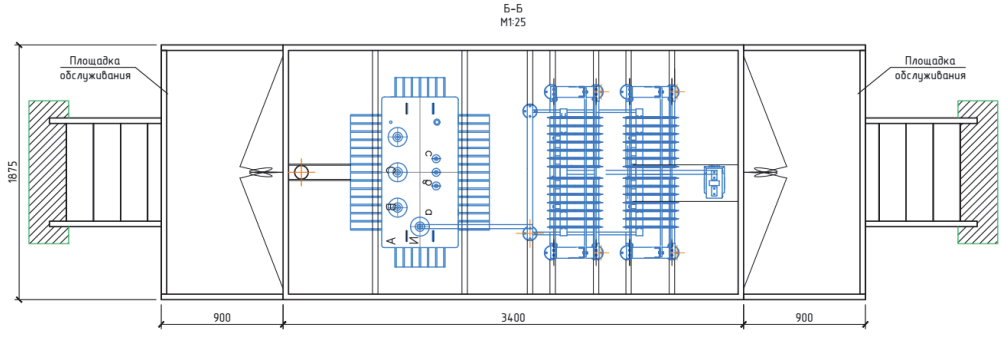
Рис. 13. Низкоомные резисторы открытой установки на ПС 110 кВ Чуйских электрических сетей, Кыргызстан (*а* – 50 Ом / 115 А / 10 кВ / 10 с) и на ПС 110 кВ в ПАО «Ленэнерго (*б* – 29 Ом / 200 А / 10 кВ / 10 с)

На одной из ПС 110 кВ в Новосибирске устройства низкоомного заземления нейтрали установлены в кабельно-воздушной сети 10 кВ (рис. 14, *а*, *б*). Техническое решение подтвердило свою эффективность, что иллюстрируется собранными сведениями по снижению количества отключений после ввода резисторов в работу 09.07.2024 (рис. 14, *в*). Для указанной ПС 110 кВ общая протяженность КЛ-10 кВ составляет 34 км, в том числе 5,2% (1,8 км) СПЭ-кабелей, протяженность присоединенных ВЛ – 64,3 км. Емкостные токи с учетом прилегающей сети 10 кВ в нормальной схеме равны 48,5А и 49,3 А для 1 и 2 секций шин соответственно.



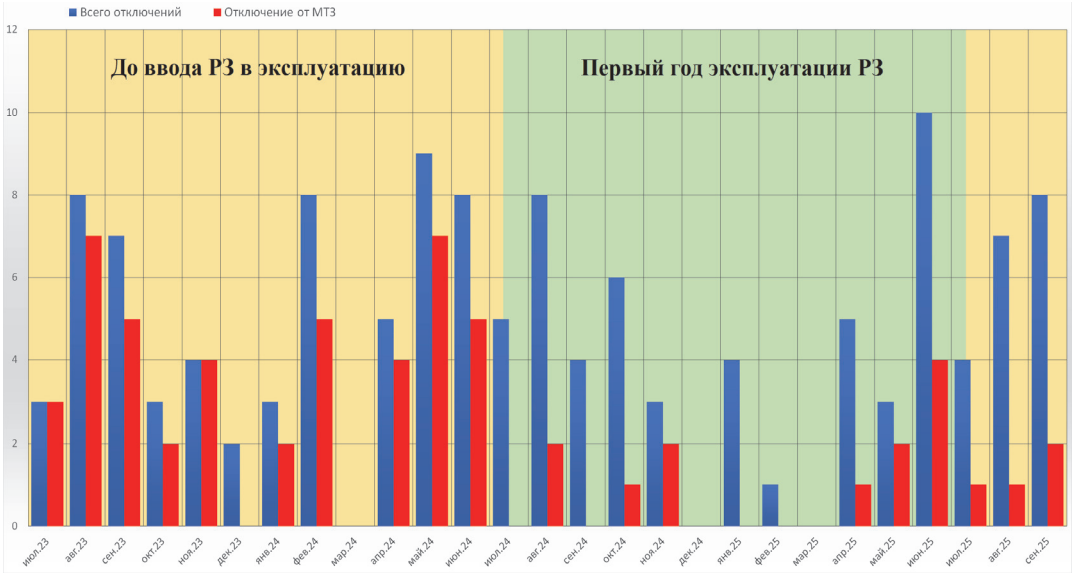
а





б

Рис. 14. Внешний вид (*а*), чертеж (*б*) комплектного устройства и эффект от внедрения (*в*) резистивного заземления нейтрали 30 Ом / 192 А / 10 кВ / 10 с на ПС 110 кВ, Новосибирск



в

Рис. 14. Окончание

Опыт эксплуатации низкоомных резисторов на ПС 110 кВ (рис. 14) без детального разделения по видам отказов показал, что в течение года до установки низкоомных резисторов произошло 70 отключений, причем короткие замыкания составили 71,4% из них, нередко наблюдались веерные отключения линий. В течение года после установки резисторов общее количество отключений снизилось почти на 30% – до 50-ти ед., из которых доля КЗ составила уже 24%, веерные отключения практически прекратились. В абсолютных единицах число отключаемых КЗ сократилось более чем в 4 раза – с 50-ти до 12-ти ед/год. В расчете учитывались только отключения от шин 10 кВ питающего центра. Следует также отметить, что на отходящих ВЛ-10 кВ был сохранен принцип однократного АПВ, поскольку доля успешных включений после кратковременных перекрытий изоляции по одной фазе (что само по себе довольно распространено ввиду конструкции линий) на воздушных участках составляет около 70%.

Заключение

1. При новом строительстве, реконструкции или модернизации питающих центров 110-220 кВ с секциями шин 6-35 кВ важно с самого начала определить технологию работы сети при замыкании на землю – отключать или удерживать ОЗЗ. Это решение служит основой выбора вида, конструкции и условий применения резистивного заземления нейтрали, разрешенного к применению всей действующей нормативной документации как на федеральном уровне, так и в отраслевых нормах и стандартах организаций.

2. Для хорошо резервированных сетей среднего напряжения, к которым относятся практически все кабельные сети городов, особенно при наличии оборудования с твердой, невосстанавливаемой изоляцией (СПЭ-кабели, литые силовые и измерительные трансформаторы, сухие реакторы), удержание ОЗЗ на время его поиска представляет большую опасность и должно быть исключено посредством быстрого и селективного отключения любой «земли».

3. Основной целью применения резисторов является ограничение перенапряжений и обеспечение требуемых параметров чувствительности и селективности защит от ОЗЗ. Сегодня проектируются и вводятся в работу различные схемы с первичными резисторами: высокоомными, коммутируемыми, низкоомными. Для разных видов сетей (кабельные, воздушные или смешанные), с учетом действующей нормативной документации, можно подобрать оптимальный вариант.

4. Снижение числа аварийных отключений в сети за счет правильного выбора режима нейтрали в целом (вида и схемы включения резисторов в частности) является не только показателем эффективности принятого технического решения, но и способом продления эксплуатационного ресурса оборудования сетей 6-35 кВ. Опыт эксплуатации подтверждает кратное снижение числа аварийных отключений после ввода низкоомных резисторов.

Литература

1. Базуткин В.В., Кадомская К.П., Костенко М.В., Михайлов Ю.А. Перенапряжения в электрических системах и защита от них. – СПб.: Энергоатомиздат, 1995. – 320 с.

2. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971. – 152 с.

3. Саенко Ю.Л., Попов А.С. Влияние характера горения дуги на повреждаемость трансформаторов напряжения контроля изоляции.// Вестник Приазовского государственного технического университета. Вып. 21, 2010. С. 101-106.

4. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

5. Шуин В.А., Добрягина О.А., Кутумов Ю.Д., Шадрикова Т.Ю. Влияние высших гармоник на переходные процессы при дуговых замыканиях на землю в кабельных сетях 6-10 кВ с изолированной нейтралью.// Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2020. № 2. С. 30-40.

6. Зихерман М.Х. Три способа подавления феррорезонанса в трансформаторах напряжения // Энергоэксперт. 2021. № 1 (77). С. 36-39.

7. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 /Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. 2-ое издание. – С-Пб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

8. Мониторинг состояния и техническая диагностика оборудования объектов энергетики: учебное пособие / А. Н. Назарычев, А. А. Пугачёв, А. И. Потапов, С. П. Высогорец; под общей редакцией А. Н. Назарычева. - Санкт-Петербург: ИПЦ Измайловский, 2023. - 331 с.

9. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. Приказом Министерства энергетики РФ от 4 октября 2022 г. №1070, введены в действие с 06.03.2023 г.

10. Ильиных М.В., Телегин А.В. Новые Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и режимы заземления нейтрали сетей 6-35 кВ // Энергетик. № 11. 2023. С. 3–7.

11. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике», утверждено Советом директоров Общества (протокол от 28.12.2024 № 673).

12. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87) Типовая инструкция по компенсации емкостного тока в сетях 6-35 кВ.

13. СТП 33240.20.187-24 Электрические сети 6-35 кВ. Резистивное и комбинированное заземление нейтрали. Методические указания по проектированию (введен в действие с 01.05.2024). Стандарт ГПО электроэнергетики «Белэнерго».

14. Стандарт организации СТО-15.05-005 Руководящие указания по выбору режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6-35 кВ. Утв. Приказом ПАО «Россети Ленэнерго» от 10.07.2025 № 380.

15. СТО Газпром 2-1.11-070-2006 Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кв дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром».

16. Ильиных М.В., Телегин А.В. Российские и мировые стандарты по организации режима заземления нейтрали распределительных сетей и защите от дуговых перенапряжений // Промышленная энергетика. № 11. 2023. С. 12–20.

17. Беляков Н.Н. Перенапряжения от заземляющих дуг в сетях с активным сопротивлением в нейтрали.// Труды ВНИИЭ. 1961. Вып. 11. С. 84 – 101.

18. Сазонов В.Н. Комбинированное заземление нейтрали сетей 6-35 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. 2017. № 1 (40). С 44-47.

19. Ширковец А., Козлачков М., Сазонов В., Хадыев И., Дмитриев И., Панкратов Г., Тимощенко С. Комбинированное заземление нейтрали. Фактор повышения эксплуатационной надежности сетей 6–35 кВ // Новости Электротехники. 2016. № 5(101). С. 18–21., № 6(102). С. 2–7.

20. Опыт применения резистивного заземления нейтрали в сетях 6-20 кВ в ПАО «Россети Ленэнерго»/ Соловьев Н., Рябокучма Я., Щербаков М. и др. // Электроэнергия. Передача и распределение. Спецвыпуск, 2025. №3 (38). С. 30-25. Электронный источник URL https://eepir.ru/article/opyt-primeneniya-rezistivnogo-zazemleniya-nejtrali-v-nbsp-setyah-6-20-nbsp-kv-v-nbsp-pao-nbsp-rosseti-lenenergo/#

21. Ширковец А.И. Герасимов В.Е. Стратегия сбережения ресурса электрооборудования на основе локализации однофазных замыканий в кабельных сетях среднего напряжения // Энергия единой сети. 2025. № 2 (77). С. 24–36.

22. Требования к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утв. Приказом Минэнерго России от 10.07.2020 №546п. Электронный источник URL https://legalacts.ru/doc/prikaz-minenergo-rossii-ot-10072020-n-546-ob-utverzhdenii/

23. Львов М.Ю., Челазнов А.А., Долгов А.С. Зотов С.С. Технологическое проектирование электрических сетей напряжением 20 кВ мегаполиса. // Энергия единой сети. 2024. №3 - 4 (74). С. 18-29.

УДК 621.316.9

ОСОБЕННОСТИ ПОДЗЕМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ШАХТЫ И ВЫБОР РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ

Гришин М.В.
АО «НЦ ВостНИИ», г. Кемерово, Россия

Аннотация. В статье обсуждаются актуальные вопросы, связанные с развитием подземных кабельных сетей напряжением 6–10 кВ для электроснабжения шахт. Одной из ключевых особенностей таких сетей является наличие единой непрерывной системы заземления, реализованной через экранированные высоковольтные кабели с заземляющими и вспомогательными жилами. Также важным элементом является защита от однофазных замыканий на землю, которая обеспечивает автоматическое отключение поврежденного участка. Исходя из результатов исследований и анализа требований нормативных документов, рекомендовано использовать заземление нейтрали через резистор в шахтных сетях напряжением 6-10 кВ. При этом особое внимание следует уделить внедрению системы автоматического контроля непрерывности заземляющих жил кабелей и резистора в нейтрали для повышения надежности электроснабжения.

Ключевые слова: шахтные подземные сети напряжением 6-10 кВ, бронированные экранированные кабели с полимерной изоляцией, однофазные замыкания на землю, заземление нейтрали через резистор, автоматический контроль непрерывности заземления.

На шахтных подстанциях Кузбасса, обеспечивающих электроэнергией подземные горные работы, до сих пор используется традиционный режим изолированной нейтрали трансформатора. Такой подход был избран с начала электрификации шахт, поскольку ток короткого замыкания на землю при изолированной нейтрали существенно ниже, чем при глухозаземленной.

Важно подчеркнуть, что в шахтных условиях, благодаря конструктивным решениям в рудничном электрооборудовании и экранированным кабелям, вероятность прикосновения к токоведущим частям минимальна. Опасность может возникнуть лишь при проведении ремонтных работ или в случае повреждения корпуса оборудования при неисправности защитных устройств и недостаточном заземлении.

Подземная электрическая сеть шахты имеет свою специфику: помимо опасности электропоражения, здесь присутствует риск взрыва метана. Такой взрыв может произойти при одновременном наличии метана в взрывоопасной концентрации и источника его воспламенения.

Применение изолированной нейтрали в шахтных условиях обусловлено одним существенным недостатком: при дуговых замыканиях возникают высокие перенапряжения, которые представляют особую опасность для протяженных кабельных линий,

так как в отличие от электрооборудования, соответствующего уровню РВ (рудничное взрывобезопасное), они не оснащены средствами взрывозащиты. Перенапряжения увеличивают износ и старение изоляции кабелей, что может привести к многоместным пробоям и открытому искрению даже при наличии мгновенной защиты от замыканий на землю. Поиск и изоляция поврежденного участка может привести к длительным простоям.

В результате этого с 1950-х годов на горнодобывающих предприятиях США, Австралии и других стран начали применять резистивное заземление нейтрали [1]. Этот подход сочетает в себе преимущества как изолированных, так и глухозаземленных систем.

В 1949 году Р.Ф. Трофимов (г. Томск), основываясь на результатах исследования шахтных сетей [2], сделал вывод о том, что системы с занулением через сопротивление и многократными заземлителями будут более безопасными по сравнению с системами, имеющими изолированную нейтраль трансформаторов. Это также создаст возможность для внедрения селективной защиты от замыканий на землю.

Проведенные в 1980-1990-х годах исследования ИГД им. А.А. Скочинского [3] показали, что для снижения уровней перенапряжений при дуговых замыканиях на землю и повышения селективности и надежности действия релейной защиты необходим переход на режим нейтрали с резистором. Согласно Рекомендаций [4], для снижения уровней перенапряжений при дуговых однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) при значениях емкостного тока металлического ОЗЗ I_c до 20 А в сети 10 кВ и до 30 А в сети 6 кВ рекомендуется заземление нейтрали сети через активное сопротивление, создающее дополнительный активный ток ОЗЗ I_a, равный 0,5-0,6 от тока I_c. Кроме того, в работе [3] отмечено, что применение режима нейтрали с компенсацией емкостных (или полных) токов замыкания на землю и вытекающий отсюда отказ от действия зашиты на отключение в электрических сетях 6(10) кВ шахт являются недопустимыми по условиям электро- и пожаробезопасности. Совместное же применение дугогасящих реакторов (ДГР) с автоматическими системами автокомпенсации, имеющими относительно медленное время настройки в резонанс (порядка 3-5 с), с релейной защитой, действующей на отключение в пределах требуемых длительностей срабатывания (0,2-0,3 с), противоречит самой цели осуществления компенсации.

Согласно международному стандарту IEEE Std 242-2001 [5] в незаземленных системах перенапряжения могут превышать фазное напряжение в шесть-восемь раз и могут пробить изоляцию и привести к дополнительным замыканиям на землю. В связи с этим в стандарте IEEE Std 141-1993 [6] было отмечено, что практика эксплуатации режима с изолированной нейтралью в промышленности приводит к увеличению случаев перенапряжений, что сокращает срок службы изоляции, что в итоге ведет к более частым сбоям в электроснабжении и авариям.

Несмотря на то, что с 2013 года Правила безопасности [7] позволяют использовать сети, где нейтраль заземлена через резистор, на шахтах Кузбасса такое решение пока не применялось.

Во многом это обусловлено тем, что проблемы изолированной нейтрали, такие как перенапряжения и трудности в обнаружении повреждений, в последнее время не так

актуальны благодаря внедрению направленных и централизованных защит на основе микропроцессорных устройств, а также систематической работе по разделению схем подземного и поверхностного электроснабжения шахт.

Тем не менее, дальнейшее освоение новых участков угольных месторождений с применением современного высокопроизводительного горно-шахтного оборудования приводит к увеличению общей протяженности горных выработок на угольных шахтах Кузбасса при сложившейся инфраструктуре на поверхности.

В результате происходит увеличение протяженности и сечений подземных кабельных линий, эксплуатирующихся на напряжении 6 кВ. Средняя протяженность электрически изолированной (отделенной от поверхностной электросети) подземной распределительной сети 6 кВ от одного источника питания в среднем колеблется в значениях 30-40 км. Кроме того, в связи с особенностями технологических процессов на горнодобывающем предприятии электрическая емкость гальванически связанных линий нестабильна и может находиться в широком диапазоне.

Особенность подземного электроснабжения шахт заключается в использовании общей сети заземления, которая создается «путем непрерывного электрического соединения между собой всех металлических оболочек и заземляющих жил кабелей независимо от величины напряжения с присоединением их к главным и местным заземлителям» [7]. При этом «посредством надежной электрической связи всех проводящих частей электрооборудования, машин и конструкций в общее заземляющее устройство обеспечивается электробезопасность и снижается вероятность искрений во взрывоопасной среде» [8]. Дополнительно этому способствует обязательное применение защиты от замыканий на землю на отключение, причем на отходящих линиях отключение должна быть мгновенного действия [8].

Следует отметить, что почти все шахтное электрооборудование (трансформаторы, бронированные и экранированные гибкие кабели, аппараты, электродвигатели) являются полностью экранированными от земли (рис. 1). Благодаря близкому расположению к токоведущим каналам общую сеть заземления шахты на всем протяжении можно рассматривать как заземленный в нескольких точках экран. В случае изолированной нейтрали при непрерывной сети заземления ток замыкания $I_з$ будет почти полностью протекать непосредственно в две неповрежденные фазы через их емкостные проводимости относительно общей сети заземления.

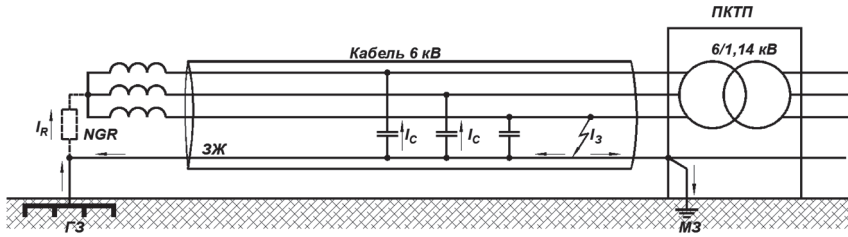


Рис. 1. Распределение тока при замыкании на сеть заземления шахты

Подобная ситуация приведена в материалах конференции [9], где отмечено, что в кабельных сетях с изолированной нейтралью токи однофазного замыкания через землю практически не протекают.

Подобная идея для сетей с экранированными кабелями на открытых горных работах была предложена в 1980-годах Н.В. Бариевым [10] и заключалась в устройстве эквипотенциальных поверхностей (УЭПП) из проводящих экранов и оболочек оборудования с контролем изоляции относительно них.

В последние годы в Макеевском научно-исследовательском институте (МакНИИ) была разработана схема подземного электроснабжения шахты [11], в которой исключено прохождение аварийных токов замыкания по сети заземления. Для реализации этой схемы в центре кабеля предусмотрена экранная жила, электрически соединенная с экранами силовых жил кабеля. При этом она изолирована от заземляющей жилы, расположенной в оболочке кабеля, а также от корпусов электрооборудования.

Разделение высоковольтной кабельной сети на участки, определяемые длиной отрезка кабеля между корпусами оборудования позволяет существенно уменьшить токи однофазных замыканий. Однако, наряду с основной защитой от однофазных замыканий на экранную жилу возникает необходимость контроля изолированности самой экранной жилой от общей сети заземления.

Большое значение для повышения безопасности применения электроэнергии в шахте имеет совершенствование конструкции кабелей с целью обеспечения протекания аварийного тока при повреждении изоляции до защитного отключения для достижения безопасного прохождения аварийного тока исключительно внутри кабеля, чтобы предотвратить открытое искрообразование в потенциально взрывоопасной среде шахты.

Ранее для стационарной прокладки в шахтных выработках в основном применялись бронированные кабели с бумажной пропитанной изоляцией типа СБН, которые не имели экранов, а для создания непрерывной шахтной сети заземления использовалась свинцовая оболочка этих кабелей. Кроме того, из-за высокой жесткости эти кабели вызывали сложности при транспортировке, наращивании и сокращении их длины.

В 1980-х годах специально для шахт был разработан кабель марки ЭВТ, который отличался изоляцией и оболочкой из ПВХ, а также броней из стального многопроволочного каната или проволоки. Конструкция кабеля включала силовые жилы с экранами из медной ленты, заземляющую и вспомогательные жилы. Однако из-за сложности производства и значительной стоимости для того времени кабель ЭВТ не получил широкого распространения.

В 1990-х годах, в соответствии с Правилами безопасности, начали внедрять блоки защиты от ОЗЗ в распределительных устройствах типа КРУВ, установленных на отходящих кабельных линиях. Главная задача этой защиты заключалась в мгновенном отключении кабельной линии при возникновении ее повреждения, что позволит предотвратить межфазное замыкание и исключить вероятность появления источника воспламенения метана. Для обеспечения надежной работы такой защиты требовалось исполь-

зование кабелей с электропроводящими экранами по изоляции жил, которые одновременно электрически соединены с заземляющей жилой.

На сегодняшний день на шахтах Кузбасса традиционные бронированные кабели с бумажной изоляцией и свинцовой оболочкой практически полностью вытеснены новыми кабелями со полимерной изоляцией, которые в основном выпускаются АО «Сибкабель» по ТУ 16.К73.092-2008, ООО «Камский кабель» по ТУ 16.К180-034-2011 и ТУ 16.К09-155-2005. Наибольшее применение находят кабели с изоляцией из ПВХ пластиката, в меньшей степени, из этилен-пропиленовой резины. Оболочка кабелей состоит из ПВХ-пластиката пониженной пожароопасности. Основным типом этих кабелей является пятижильный кабель с дополнительной жилой. Производство четырехжильных кабелей возможно по индивидуальному заказу потребителя.

В зарубежных шахтах для стационарной прокладки преимущественно используются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена XLPE, отличающиеся минимальными диэлектрическими потерями и высокой сопротивляемостью влаге. В местах, где требуется гибкость и устойчивость к истиранию, используются кабели с изоляцией из этилен-пропиленовой резины (EPR). В то же время кабели с ПВХ-изоляцией (PVC) в подземных выработках не применяются из-за их токсичности, даже несмотря на их низкую стоимость.

Следует отметить, что в силовые кабели все шире интегрируется волоконная оптика. Помимо обеспечения большой пропускной способности данных и видео в реальном времени, большие перспективы вызывает использование оптического волокна внутри кабеля как датчика мониторинга его состояния. На основе применения технологии распределенного электрического зондирования DES [13] существует возможность в режиме реального времени обнаруживать повреждения изоляции, чрезмерные механические и тепловые нагрузки. Имеется опыт применения технологии DES на кабельных линиях зарубежных подземных рудников. В июле 2025 года был сертифицирован кабель марки КГЭТШмцОК производства АО «Сибкабель» с интегрированным оптическим кабелем для управления угольным комбайном.

В системах подземного электроснабжения шахт ведущих угледобывающих стран как Китай, США, Австралия, Канада широко применяется нейтраль, заземленная через резистор (NGR), как это рекомендовано международным стандартом IEEE Std 142-2007 [14], а также в Правилах MSHA 30 CFR § 75.800 (USA) и M421-16 (Canada).

Одним из важных положений этих документов является, во-первых, необходимость подключения общей сети заземления шахты к заземленному концу резистора нейтрали (NGR) (рис. 1). В этом случае заземляющие жилы и экраны бронированных кабелей служат каналом для обратного пути тока ОЗЗ в любой точке сети. Проведенные недавно исследования резистивного заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ угольных разрезов [15] показали необходимость объединение всех местных заземлителей в единую заземляющую сеть посредством их подключения к заземляющему устройству подстанции. Кроме того, в работе [16] установлено, что в сетях с резистивным заземлением нейтрали можно получить достаточно высокую чувствительность защит от ОЗЗ только

при условии хорошей электрической связи между заземляющим устройством питающей подстанции, где установлен резистор, с точкой возможного ОЗЗ.

Во-вторых, в зарубежных нормативах сопротивление резистора в нейтрали для подземной сети шахт свыше 1000 В выбираться из условия, что напряжение на заземляющем устройстве при протекании полного тока ОЗЗ шахтной электрической сети с учетом емкостной и активной составляющих за время отключения не должно превышать 100 В. Следует отметить, что эта норма с учетом обязательного отключения шахтной сети при ООЗ в пределах 0,7 с согласуется с требованиями ГОСТ Р 12.1.038-2024 [17] к напряжению прикосновения. Выбор необходимого сопротивления нейтрали производится расчетом или экспериментально. В исследованиях [18] с помощью программного обеспечения PACAD оптимизируют значения сопротивления нейтрали с учетом распределенной емкости. Проведенные на шахте ОАО «Полосухинская» (Кузбасс) исследования [19] показали, что при значении тока ОЗЗ равным 16 А в сети 6 кВ рекомендуется установка в нейтрали резистора сопротивлением 400 Ом, что снизит перенапряжения и обеспечит избирательность и надежность защиты.

В-третьих, необходим контроль непрерывности заземляющей жилы шахтных бронированных кабелях напряжением 6(10) кВ посредством вспомогательной жилы (pilot). При обрыве или повышении сопротивления заземляющей жилы должно быть снято напряжение с силовых жил кабеля. Следует отметить, что в 1980-годах при разработке шахтного кабеля ЭВТ-6 кВ в соответствии с Руководством [20] допускалось использовать заземляющую жилу кабелей ЭВТ при условиях, что такую жилу имеют все используемые в шахте кабели и имеется устройство автоматического контроля целости цепи заземления. Для контроля непрерывности заземляющих жил кабелей, а также целостности резистора в нейтрали (NGR) за рубежом выпускаются ряд специальных приборы, например, мониторы NGRM700 фирмы Bender, SE-325 фирмы Littefuse и другие. Кроме того, контроль жилы заземления позволяет осуществлять электрическую блокировку при открытии соединительных муфт и высоковольтных отсеков за счет разрыва цепи вспомогательной жилы.

В шахтной заземляющей сети, помимо контроля целостности заземляющих жил кабелей, важную роль играют местные заземлители. В настоящее время активно применяют металлические элементы крепи подземных выработок в качестве таких заземлителей. В условиях шахты крайне важно обеспечить уравнивание потенциалов, при котором все металлическое оборудование соединено с землей. Это позволяет предотвратить возникновение опасного искрения, вызванного блуждающими токами и электростатическими разрядами.

Требования к режиму нейтрали подземных сетей угольных шахт отражены в разработанном АО «НЦ ВостНИИ» ГОСТ Р 72227-2025 «Горное дело. Система электроснабжения подземных выработок шахт».

Таким образом, для подземных шахтных сетей с напряжением 6-10 кВ, выполненных с использованием экранированных кабелей, оснащённых заземляющими жилами и защитой от однофазных замыканий на землю с функцией отключения, целесообразно

внедрить систему заземления нейтрали через резистор, ограничивающий напряжение на заземляющем устройстве до 100 В. Для гарантии необходимого уровня электробезопасности важно ввести автоматический мониторинг целостности сети заземления.

Литература

1. System Grounding in the Americas, Australia, South Africa and Other Regions. [Электронный ресурс]. URL: https://www.bender.de/fileadmin/content/BenderGroup/Documents/Article/en/Monitor-2018-2-Systemerdung_von_elektrischen_Anlagen-EN.pdf (дата обращения: 22.07.2025).

2. Трофимов Р.Ф. Нужно ли заземлять нейтраль трансформаторов в шахтах? (в порядке обсуждения) // Известия ТПУ. 1949. № 1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/nuzhno-li-zazemlyat-neytral-transformatorov-v-shahtah-v-poryadke-obsuzhdeniya (дата обращения: 22.07.2025).

3. Серов В.И., Шуцкий В.И., Ягудаев Б.М. Методы и средства борьбы с замыканиями на землю в высоковольтных системах горных предприятий. – М.: Наука, 1985. – 136 с.

4. Рекомендации Р 12.26.229-90. Проектирование систем электроснабжения угольных шахт с обособленным питанием подземных электроприемников напряжением 6(10) кВ. – М.: Минуглепром СССР, 1991. – 37 с.

5. IEEE Std 242-2001 (Buff Book) Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (Рекомендуемая практика по защите и координации промышленных и коммерческих энергосистем).

6. IEEE Std 141-1993 (Red Book) Recommended practice for electric power distribution for industrial plants (Рекомендуемая практика для распределения электроэнергии для промышленных установок).

7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в угольных шахтах». Приказ Ростехнадзора от 08.12.2020 № 507.

8. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Инструкция по электроснабжению угольных шахт». Приказ Ростехнадзора от 28.10.2020 № 429.

9. Целебровский Ю.В., Зоричев А.Л. «Вторая Российская конференция по заземляющим устройствам. Развитие теории и практики продолжается». Новости электротехники, № 2 (32) 2005. – URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2005/32/06.php (дата обращения: 11.07.2025).

10. Бариев Н.В. Закономерности формирования тока электрического замыкания на землю в карьерных сетях // Известия вузов. Горный журнал. 1986. № 3. С. 52-54.

11. Безопасная схема высоковольтного электроснабжения / О.А. Демченко, Л.А. Муфель, В.Н. Стоян [и др.] // Способы и средства создания безопасных и здоровых условий труда в угольных шахтах: сб. науч. тр. / МакНИИ. – Макеевка: МакНИИ. – 2015. – № 1(35). – С. 5-13.

12. Кабели силовые шахтные на напряжение 6000 В марки ЭВТ. [Электронный ресурс]. URL: http://andest.ru/node/41 (дата обращения: 22.07.2025).

13. Megger. Cable monitoring. Online condition monitoring for power cables using Distributed Electrical Sensing (DES). [Электронный ресурс]. URL: https://www.megger.com/en-ca/cable-online-monitoring#:~:text=Our%20solution,significantly%20earlier%20stages%20of%20degradation (дата обращения: 22.07.2025).

14. IEEE Std 142-2007 (Green Book) Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (Рекомендуемая практика по заземлению промышленных и коммерческих энергосистем).

15. Влияние сетей заземления на эффективность резистивного режима нейтрали и аварийность сетей 6-10 кВ угольных разрезов / А.В. Ляхомский, С.В. Кузьмин, А.П. Кудряшов, А.А. Завалов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2024. – Т. 67, № 4. – С. 89-100.

16. Булычев А.В. Выбор параметров срабатывания защит от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях при разных режимах нейтрали // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 1(46). – С. 36-45.

17. ГОСТ Р 12.1.038-2024 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

18. Qi Cui, Meng Liang, Bin Li Simulation and Analysis of the Neutral Resistance Grounding of 1140V Power System in Coal Mine/ Applied Mechanics and Materials (Volumes 448-453). [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/269375348_Simulation_and_Analysis_of_the_Neutral_Resistance_Grounding_of_1140V_Power_System_in_Coal_Mine (дата обращения: 22.07.2025).

19. Ustinov, D.; Nazarychev, A.; Pelenev, D.; Babyr, K.; Pugachev, A. Investigation of the Effect of Current Protections in Conditions of Single-Phase Ground Fault through Transient Resistance in the Electrical Networks of Mining Enterprises. Energies 2023, 16, 3690. [Электронный ресурс]. URL: https://doi.org/10.3390/en16093690. Investigation of the Effect of Current Protections in Conditions of Single-Phase Ground Fault through Transient Resistance in the Electrical Networks of Mining Enterprises (дата обращения: 22.07.2025).

20. Руководство по ревизии, наладке и испытаниям подземных электроустановок шахт. Утв. Минуглепромом СССР 18.02.1988. – М.: Недра, 1989.

УДК 621.315

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИЗОЛЯЦИИ И ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ КАРЬЕРНОЙ СЕТИ МЕТОДОМ ДОБАВОЧНОЙ ПРОВОДИМОСТИ С УЧЕТОМ НЕСИММЕТРИИ ФАЗНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Иноземцев М.А.[1], Ефременко В.М.[2]
[1] Филиал Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в г. Прокопьевске, г. Прокопьевск, Россия
[2] Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, г. Кемерово, Россия

Аннотация. В работе приведены теоретические исследования погрешностей расчета тока однофазного замыкания на землю, активного сопротивления и емкости относительно земли на примере карьерной кабельной сети 6 кВ. На примере метода добавочной проводимости по результатам имитационного моделирования в среде MATLAB Simulink показано, что при несимметрии фазных напряжений сети, измерение только одного из них может привести к существенным погрешностям расчета тока ОЗЗ и параметров изоляции. Также в работе показано, что измерение не одного, а трех фазных напряжений сети, и использование их значений в расчетных выражениях, позволяет снизить величины погрешностей расчета тока ОЗЗ и параметров изоляции. По результатам выполненных исследований сделана оценка возможности применения метода добавочной проводимости при несимметрии фазных напряжений.

Ключевые слова: кабельная сеть, ток однофазного замыкания на землю, параметры изоляции, активное сопротивление изоляции, емкость сети, несимметрия напряжений, метод добавочной проводимости.

Введение

Повышение объемов добычи полезных ископаемых открытым способом зависит от уровня механизации производственных процессов и применения высокопроизводительной техники. Рост производительности технологического оборудования обеспечивается, прежде всего, увеличением потребляемой электрической мощности, что приводит к необходимости повышения уровня рабочего напряжения сети. Значительное количество потребителей электрической энергии и специфика их размещения на участке открытых горных работ также обуславливает большую протяженность сети электроснабжения.

Электроснабжение технологического оборудования карьеров производится, в основном кабельными линиями. Особые условия эксплуатации кабельных сетей на участках открытых горных работ способствуют повышенному износу изоляции кабелей.

Поэтому рекомендуется производить периодический контроль параметров их изоляции, к которым относятся активное сопротивление и емкость относительно земли. Эти параметры, в зависимости от задач, могут быть определены как для всей сети, так и для каждой фазы отдельно. В настоящее время разработано множество способов определения параметров изоляции. Широко применяются методы, основанные на испытании изоляции постоянным током при наложении на контролируемую сеть постоянного тока от вспомогательного источника. Стоит отметить, что в этом случае определяется сопротивление изоляции постоянному току – омическое сопротивление, которое существенно (в несколько раз) отличается от активного сопротивления изоляции переменному току. Поэтому рядом авторов предлагается проводить измерения параметров изоляции в рабочем режиме работы сети, т.е. при поданном рабочем напряжении.

Значения параметров изоляции в сетях с изолированной нейтралью определяют не только уровень электробезопасности и надежности сети, но и величины токов однофазного замыкания на землю – наиболее часто встречающегося повреждения [1, 2]. Несмотря на наличие в карьерных ячейках и приключательных пунктах защит от ОЗЗ, постоянные перемещения техники и изменения параметров кабельных сетей, приводят к необходимости корректировок уставок этих защит. Поэтому эксплуатирующему персоналу желательно иметь информацию о текущем значении токов замыкания на землю.

Таким образом, задача контроля параметров изоляции кабельных сетей и токов однофазного замыкания на землю на участках открытых горных работ является актуальной.

Наиболее простым способом определения тока ОЗЗ и параметров изоляции является метод амперметра-вольтметра [3], при котором ток ОЗЗ измеряется непосредственно, а для расчета тока параметров изоляции сети дополнительно измеряют напряжение этой же фазы относительно земли. Однако по соображениям электробезопасности и защиты оборудования и изоляции кабеля от повышения напряжений двух других фаз относительно земли, данный метод не может использоваться в производственных условиях горнодобывающих предприятий. Кроме того, данный способ требует отключения защиты от замыканий на землю, что дополнительно ограничивает его применение. Поэтому в дальнейшем были предложены способы косвенного определения параметров изоляции и тока ОЗЗ для карьерных сетей. К числу таких методов относятся методы активного двухполюсника, амперметра-вольтметра-ваттметра, трех вольтметров и другие [3]. Подробное описание этих и других методов приведено в [3 – 6].

В [7] отмечается, что в действующих электроустановках горнодобывающих предприятий возможна несимметрия фазных напряжений. Недостатком ранее рассмотренных методов определения параметров изоляции и тока ОЗЗ является использование в расчетных выражениях только одного модуля фазного напряжения (в предположении их равенства между собой). Очевидно, что имеющаяся несимметрия напряжений может привести к появлению погрешностей вычисления параметров изоляции и тока замыкания на землю. Способы определения параметров изоляции при несимметрии фазных напряжений приведены в [8, 9], однако не позволяют рассчитать токи ОЗЗ отдельных фаз, что ограничивает их применение.

Целью данной работы является оценка погрешностей расчета сопротивления изоляции и емкости, и тока замыкания на землю высоковольтной карьерной сети методом добавочной проводимости при несимметрии фазных напряжений источника электрической энергии. Для достижения цели необходимо решить следующие задачи: рассмотреть теоретические основы метода добавочной проводимости, включая вычисление комплексных напряжений фаз относительно земли по их действующим значениям; по результатам имитационного моделирования сети с несимметричной системой фазных напряжений оценить величины погрешностей расчета параметров изоляции и тока ОЗЗ при допущении о симметрии фазных напряжений и при учете несимметрии.

Методы

В данной работе для расчета тока ОЗЗ и параметров изоляции выбран метод добавочной проводимости [5], суть которого состоит в подключении между фазой и землей добавочной проводимости, величина которой заранее известна, и последующего измерения напряжения смещения нейтрали и напряжения относительно земли, фазы с подключенной добавочной проводимостью (рис. 1). В качестве добавочной проводимости возможно использование активного сопротивления, емкости, или индуктивности. Данный метод позволяет аналитически определять значения тока однофазного замыкания на землю и параметров изоляции сети относительно земли, без необходимости осуществления однофазного замыкания сети. Согласно [10], в высоковольтных сетях карьеров наиболее рационально использование емкостной добавочной проводимости.

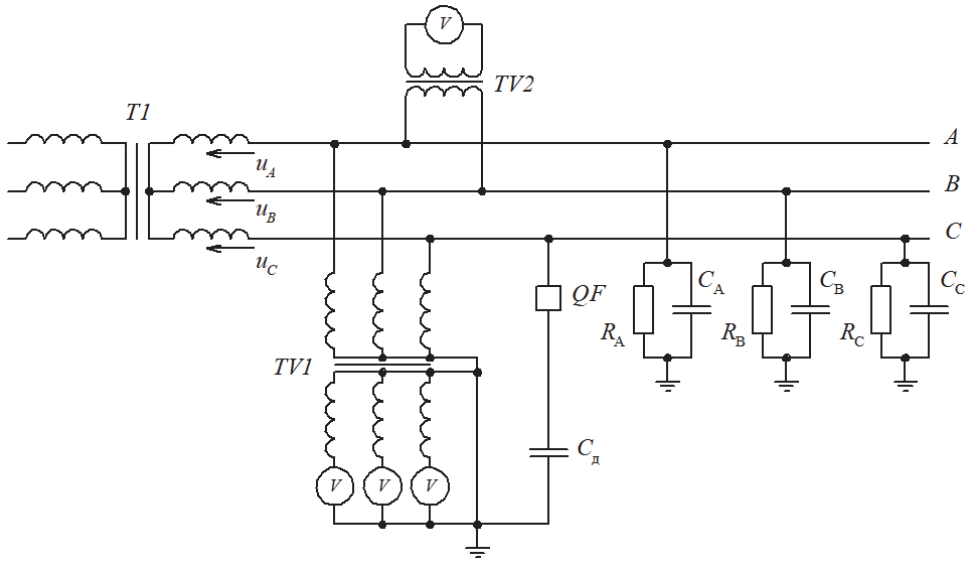


Рис. 1. Упрощенная схема измерения параметров изоляции относительно земли и тока ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Комплексный ток однофазного замыкания на землю какой-либо фазы вычисляется по выражению:

$$\dot{I}_{з\,i} = \frac{\dot{U}_i \cdot \dot{U}'_i}{\dot{U}_i - \dot{U}'_i} \underline{Y}_{Д}, \tag{1}$$

где i – индекс обозначения фазы (принимает значения A, B, C);

U_i – комплексное напряжение фазы i относительно земли до подключения добавочной проводимости, В;

U'_i – комплексное напряжение фазы i относительно земли после подключения добавочной проводимости, В;

$\underline{Y}_{Д}$ – значение комплексной добавочной проводимости, подключаемой между одной из фаз и землей, См.

Полная комплексная проводимость сети при подключении добавочной проводимости между фазой i и землей, определяется по формуле:

$$\underline{Y}_{\Sigma} = \frac{\dot{U}'_i \underline{Y}_{Д}}{\dot{U}_i - \dot{U}'_i}. \tag{2}$$

После вычисления комплексной проводимости по (2), активное сопротивление сети равно действительной части $\underline{Y}_{\Sigma}$:

$$r_{\Sigma} = \mathrm{Re}\left(Y_{\Sigma}\right) = \mathrm{Re}\left(\frac{\dot{U}'_i \underline{Y}_{Д}}{\dot{U}_i - \dot{U}'_i}\right), \tag{3}$$

а емкость сети относительно земли равна мнимой части $\underline{Y}_{\Sigma}$:

$$C_{\Sigma} = \frac{1}{\omega}\mathrm{Im}\left(Y_{\Sigma}\right) = \frac{1}{\omega}\mathrm{Im}\left(\frac{\dot{U}'_i \underline{Y}_{Д}}{\dot{U}_i - \dot{U}'_i}\right). \tag{4}$$

Как показано в [11], метод добавочной проводимости получил достаточно широкое применение, что вызвано:

– относительной простотой метода;

– отсутствием необходимости использования специального оборудования;

– возможностью проводить измерения под рабочим напряжением и при подключенных потребителях.

В выражениях (1) и (2) исходными данными для расчёта являются комплексные значения напряжений. Основную трудность непосредственного применения этих формул является сложность измерения комплексных напряжений. С этой целью можно использовать микропроцессорные терминалы релейной защиты, устанавливаемые на присоединениях, либо специальные измерительные схемы, обеспечивающие возмож-

ность измерения угла сдвига фаз, однако осуществить такие меры в условиях горнодобывающих предприятий не всегда возможно.

Возможные варианты решения данной задачи приведены в работах [5, 12]. Как отмечается их авторами, комплексные напряжения фаз сети относительно земли могут быть определены косвенным способом по результатам измерений их действующих значений. В основу предлагаемого авторами этих работ подхода положены геометрические соотношения между векторами напряжений, получаемыми из анализа векторной диаграммы, которая для трехфазной сети с изолированной нейтралью приведена на рис. 2. Так как положения векторов фазных напряжений являются известными, то задача сводится к нахождению координат точки N на комплексной плоскости. Положение этой точки определяется в месте пересечения окружностей с центрами в точках A, B и C, и радиусами соответственно U_A, U_B, U_C.

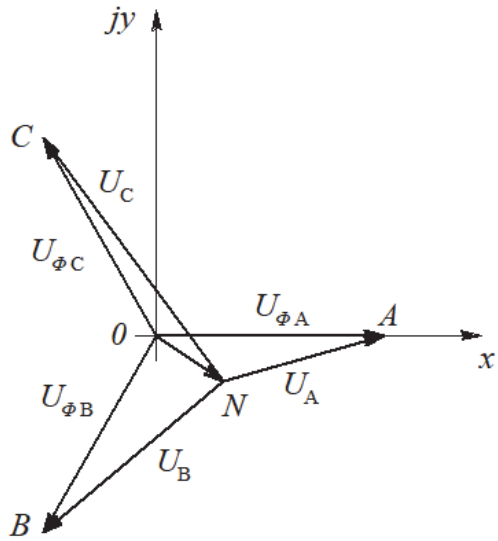


Рис. 2. Векторная диаграмма напряжений трехфазной сети с изолированной нейтралью

Искомые комплексные напряжения определяются как векторная разность между соответствующими фазными напряжениями и напряжением смещения нейтрали. При этом предполагается допущение о симметричной системе фазных напряжений. В этом случае расчет комплексных значений напряжений фаз относительно земли осуществляется по выражениям:

$$\dot{U}_A = \frac{2U_A^2 - U_B^2 - U_C^2}{6U_Ф} + U_Ф + j\frac{U_C^2 - U_B^2}{2\sqrt{3}U_Ф}, \qquad (5)$$

$$\dot{U}_B = \frac{2U_A^2 - U_B^2 - U_C^2}{6U_\Phi} - \frac{1}{2}U_\Phi + j\left(\frac{U_C^2 - U_B^2}{2\sqrt{3}U_\Phi} - \frac{\sqrt{3}}{2}U_\Phi\right), \quad (6)$$

$$\dot{U}_C = \frac{2U_A^2 - U_B^2 - U_C^2}{6U_\Phi} - \frac{1}{2}U_\Phi + j\left(\frac{U_C^2 - U_B^2}{2\sqrt{3}U_\Phi} + \frac{\sqrt{3}}{2}U_\Phi\right), \quad (7)$$

где U_A, U_B, U_C – действующие значения напряжений относительно земли фаз *A*, *B* и *C* соответственно, В;

$U_ф$ – действующее значение фазного напряжения сети, В.

Приведенные уравнения позволяют однозначно определить по измеренным действующим значениям напряжений фаз относительно земли их комплексные значения. Так как для проведения подобных измерений достаточно трех вольтметров, то данный способ является весьма удобным для применения в производственных условиях.

После расчета комплексных напряжений по (5) – (7), ток замыкания фазы сети на землю при емкостной добавочной проводимости определяется по выражению:

$$I_{З\,i} = \frac{\omega C_Д U_i U_i'}{\sqrt{(a_i - a_i')^2 + (d_i - d_i')^2}}, \quad (8)$$

где ω – угловая частота, рад/с;

$C_д$ – емкость конденсатора, подключаемого между фазой и землей, мкФ;

U_i – напряжение фазы *i* относительно земли до подключения добавочной проводимости, В;

U'_i – напряжение фазы *i* относительно земли после подключения добавочной проводимости, В;

a_i, d_i – соответственно действительная и мнимая части комплексного напряжения фазы *i*;

Параметры изоляции сети рассчитываются по формулам:

$$r_\Sigma = \frac{(a - a')^2 + (d - d')^2}{\omega C_{доб}(da' - d'a)}, \quad (9)$$

$$C_\Sigma = \frac{C_Д\left[a'(a - a') + d'(d - d')\right]}{(a - a')^2 + (d - d')^2}. \quad (10)$$

Для оценки возможности применения выражений (5) – (7) при наличии несимметрии было выполнено имитационное моделирование, целью которого было вычисление активного сопротивления и емкости сети относительно земли, а также тока ОЗЗ одной из фаз и последующий расчет относительных погрешностей вычисленных величин.

Исходными данными для моделирования являются значения параметров изоляции для трех карьерных сетей [5], приведенные в табл. 1. Моделируемые сети номинальным междуфазным напряжением 6 кВ питаются от трехфазного источника с несимметричной системой фазных напряжений, заданной следующими значениями: $U_{\text{фA}} = 3713$ В, $U_{\text{фB}} = 3463$ В, $U_{\text{фC}} = 3239$ В. Параметры этой системы выбраны таким образом, чтобы получить наибольший коэффициент несимметрии по напряжению в соответствии с ГОСТ 32144-2013. Для каждой сети рассчитаны ее эквивалентное активное сопротивление и эквивалентная емкость относительно земли, а также ток однофазного замыкания на землю фазы С.

Таблица 1

Параметры изоляции исследуемых карьерных сетей

№ опыта	r_{A}, кОм	r_{B}, кОм	r_{C}, кОм	C_{A}, мкФ	C_{B}, мкФ	C_{C}, мкФ	r_{Σ}, кОм	C_{Σ}, мкФ	$I_{\text{ОЗЗ C}}$, *А*
1	163	90	132	0,7	0,95	0,6	40,3	2,25	2,84
2	156	80	81	0,5	0,6	0,95	32,0	2,05	1,97
3	110	115	120	0,5	0,9	1,4	38,3	2,8	2,44

Имитационное моделирование выполнено в среде MATLAB Simulink, где составлена модель трехфазной сети с изолированной нейтралью (рис. 3). При составлении модели использовалась стандартная библиотека SimPowerSystems. Блоки «Parallel RLC Branch» *Ziso_A*, *Ziso_B*, *Ziso_C* имитируют активные сопротивления и емкости относительно земли для фаз А, В и С. Параметры этих блоков устанавливаются в соответствии с табл. 1. Блок *Zdop* имитирует добавочную проводимость, в качестве которой использован конденсатор емкостью 0,25 мкФ. Для измерения напряжения смещения нейтрали, междуфазного напряжения сети, напряжений фаз относительно земли и тока ОЗЗ фазы *С* использованы блоки «Voltage Measurement», «Three-Phase V-I Measurement», «Current Measurement». Для вычисления действующих значений использованы блоки «RMS», а вывод полученных значений реализован блоками «Display». Резистор *Z_OZZ* сопротивлением 1 Ом имитирует переходное сопротивление в месте ОЗЗ.

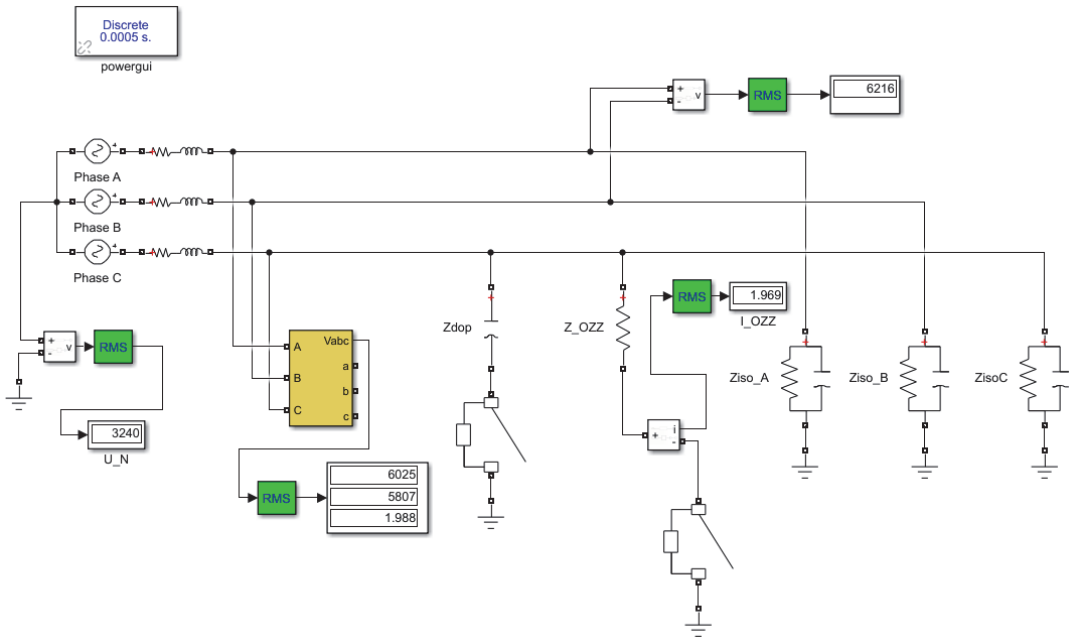


Рис. 3. Имитационная модель трехфазной сети с изолированной нейтралью

Исследование влияния несимметрии напряжений проводилось в следующем порядке. В модели устанавливались параметры источника ЭДС и, для каждого опыта, вводились значения активных сопротивлений и емкостей отдельных фаз сети относительно земли; затем по показаниям вольтметров определялись действующие значения напряжений фаз относительно земли в естественном состоянии сети и с подключенной между фазой *C* и землей добавочной проводимостью, а по показаниям амперметра – ток ОЗЗ фазы *C*.

Результаты

По результатам моделирования для каждого опыта получены действующие значения напряжений фаз относительно земли, используя которые, в соответствии с выражениями (8) – (10) выполнен расчёт тока замыкания на землю фазы *C*, активного сопротивления и емкости сети относительно земли, а также относительных погрешностей этих величин. Результаты вычислений приведены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты имитационного моделирования без учета несимметрии фазных напряжений

№ опыта	$I_{ОЗЗ\,C}$, *А*	$r_{\Sigma\ выч}$, кОм	$C_{\Sigma\ выч}$, мкФ	$\delta_{I\ ОЗЗ}$, %	δ_r, %	δ_C, %
1	2,98	13,6	2,49	5	67	9,6
2	2,13	10,3	2,36	8,1	67,8	15,1
3	2,84	10,5	3,27	16,4	72,6	16,8

Из анализа поученных данных видно, что несимметрия фазных напряжений приводит к появлению погрешностей в определении расчетных величин, которые могут составлять единицы и десятки процентов.

Для того чтобы сохранить преимущества рассмотренного метода добавочной проводимости и способа вычисления параметров сети при наличии несимметрии фазных напряжений, необходимо учитывать значения всех фазных напряжений. Тогда дополнительно измерению подлежат не только напряжения фаз относительно земли, но и фазные напряжения источника.

Дальнейший расчет основан на определении соотношений между измеренными напряжениями и их комплексными значениями так, как это было описано выше. Нахождение положения точки *N* на комплексной плоскости может быть выполнено по векторной диаграмме напряжений [9], а также путем составления системы уравнений для окружностей, и последующего ее решения численными методами или аналитически [5].

В данной работе выбран первый способ, обладающий большей наглядностью. Векторная диаграмма напряжений была построена в графическом редакторе по значениям напряжений, полученных при моделировании. При ее построении предполагалось, что углы между фазными напряжениями равны 120 градусов, что однозначно определяло положение точек *A*, *B* и *C*. Затем по векторной диаграмме напряжений на комплексной плоскости определялись координаты точки *N*, после чего были рассчитаны вектора фазных напряжений относительно земли в соответствии с выражениями:

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= (x_A - x_N) + j(y_A - y_N), \\ \dot{U}_B &= (x_B - x_N) + j(y_B - y_N), \\ \dot{U}_C &= (x_C - x_N) + j(y_C - y_N), \end{aligned} \tag{11}$$

где x_A, x_B, x_C, x_N – координаты точек *A*, *B*, *C* и *N* на действительной оси комплексной плоскости;

y_A, y_B, y_C, y_N – координаты точек *A*, *B*, *C* и *N* на мнимой оси комплексной плоскости.

Дальнейший расчёт параметров изоляции и тока ОЗЗ фазы *C* выполнен по выражениям (8) – (10). Также были рассчитаны и относительные погрешности этих значений. Результаты вычислений приведены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты имитационного моделирования при учете несимметрии фазных напряжений

№ опыта	$I_{ОЗЗ\,C}$, *A*	$r_{\Sigma\ выч}$, кОм	$C_{\Sigma\ выч}$, мкФ	$\delta_{I\,ОЗЗ}$, %	δ_r, %	δ_C, %
1	2,60	41,3	2,25	8,4	2,5	0
2	1,73	31,4	2,05	12,2	1,9	0
3	2,25	37,8	2,8	7,8	1,3	0

Обсуждение

По результатам расчетов видно, что учет несимметрии фазных напряжений способствует снижению относительных погрешностей определения активного сопротивления и емкости трехфазной сети с изолированной нейтралью. Погрешности расчета тока ОЗЗ существенно не изменяются, однако находятся в допустимых для технической точности пределах. Таким образом, дополнительное измерение фазных напряжений сети позволяет повысить точность расчетов при сохранении преимуществ способа добавочной проводимости. Стоит отметить, что необходимость измерения фазных напряжений сети не приведет к существенному усложнению схемы на рис. 1, так как для этого в ней достаточно предусмотреть контакт, который при размыкании будет отключать общую точку вольтметров от земли. Направлением будущих исследований является дальнейшее совершенствование метода.

Заключение

В работе проведены исследования расчета тока однофазного замыкания на землю и параметров изоляции карьерной кабельной сети методом добавочной проводимости. При возникновении несимметрии фазных напряжений значения погрешностей расчета достигают единиц-десятков процентов. Дополнительное измерение фазных напряжений и их учет в расчетных выражениях позволяет существенно снизить погрешности, поэтому такой подход может быть рекомендован для применения в задачах контроля параметров изоляции и токов однофазного замыкания на землю в карьерных высоковольтных сетях.

Литература

1. Стефанов В.К. Анализ надежности кабельных линий 6 кВ системы электроснабжения угольного разреза «Нерюнгринский» / В.К. Стефанов, Д.В. Антоненков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2011. – № S4. – С. 242-249.

2. Анализ видов и причин повреждения высоковольтных кабелей горного производства / Д. Д. Джумаева, О.З. Тоиров, Ш. Дархонова, С. Бойкаров // Universum: технические науки. – 2023. – № 5-4(110). – С. 52-55. – DOI 10.32743/UniTech.2023.110.5.15474.

3. Электробезопасность в горнодобывающей промышленности / Л.В. Гладилин, В.И. Щуцкий, Ю.Г. Бацежев, Н.И. Чеботаев. – Москва : Недра, 1977. – 327 с.

4. Цапенко Е.Ф. Контроль изоляции в сетях до 1000 В. [Текст] : научное издание / Е.Ф. Цапенко.– 2-е изд., перераб. – М. : Энергия, 1972. – 152 с.

5. Цапенко, Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ / Е.Ф. Цапенко. – Москва. : Энергоатомиздат, 1986. – 128 с.

6. Пичуев А.В. Влияние нестационарных режимов на электробезопасность при эксплуатации электрооборудования горных предприятий / А.В. Пичуев, В.И. Петуров, И.Ф. Суворов. – Москва : Горная кн., 2011. – (Горная электромеханика).

7. Электрификация открытых горных работ: учебник для вузов / С.А. Волотковский, В.И. Щуцкий, Н.И. Чеботаев и др. – М.: Недра, 1987. 332 с.

8. Патент № 2136011 C1 Российская Федерация, МПК G01R 31/02. Способ определения активной и емкостной составляющих сопротивления изоляции фаз сети относительно земли : № 97109365/09 : заявл. 11.06.1997 : опубл. 27.08.1999 / К. В. Лапченков, А. И. Сидоров

9. Патент № 2144678 C1 Российская Федерация, МПК G01R 27/18. Способ определения проводимостей изоляции фаз относительно земли в сетях с изолированной нейтралью : № 96116179/09 : заявл. 06.08.1996 : опубл. 20.01.2000 / Н. Ш. Шаякберов, В. Я. Чаронов.

10. Бобоев Х.Д. Обеспечение безопасности в распределительных электрических сетях горнодобывающих предприятий Республики Таджикистан : специальность 05.26.01 "Охрана труда (по отраслям)" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бобоев Хуршедшох Давлаталиевич. – Челябинск, 2022. – 175 с.

11. Кучумов Л.А. Усовершенствованный способ измерения емкостной и активной составляющих токов однофазного замыкания на землю в сетях 6 - 35 кВ / Л.А. Кучумов, А.А. Кузнецов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 2. – С. 23-27.

12. Шурин Э.С. Определение параметров изоляции фаз относительно земли в сети с изолированной нейтралью / Э.С. Шурин // Электричество. – 1984. – № 9. – С. 74.

УДК 621.315

ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ КОНТАКТОВ И КОНТАКТНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ С ПОМОЩЬЮ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ

Мясищев А.Н., Герасимчук Е.А., Кузнецова Я.А., Лесив А.В.
ООО «ТермоЭлектрика», г. Москва, Россия

Аннотация. В работе рассмотрены методы теплового контроля контактов и контактных соединений электрооборудования с помощью необратимых термоиндикаторов, критерии развития дефектов контактов и контактных соединений, а также диагностическая ценность предлагаемой методики термоиндикаторного контроля.

Ключевые слова: контакты, контактные соединения, тепловой контроль, термоиндикатор, термоиндикаторный контроль.

Контроль состояния контактов и контактных соединений (далее – контактов) является важной задачей при эксплуатации электротехнического оборудования. Дефекты контактов могут приводить к нарушению целостности электрической цепи, отказам, а также возгораниям и пожарам.

Наиболее частой причиной развития дефекта контактов является увеличение переходного контактного сопротивления из-за ослабления нажима или окисления контактирующей поверхности. Значение переходного контактного сопротивления зависит от площади соприкосновения, шероховатости соприкасающихся поверхностей, наличия изолирующих пленок (адгезионных, оксидных) и приложенной силы сжатия. В процессе эксплуатации переходное контактное сопротивление может увеличиваться в силу ряда причин:

– уменьшение площади контактирования;
– ослабление нажима;
– возникновение на контакте оксидной пленки или нагара;
– разрушение поверхности металла из-за агрессивного воздействия химических веществ, электрохимического окисления и пр.

Переходное контактное сопротивление очень чувствительно к окислению поверхности, поскольку все окислы металлов являются диэлектриками. Удельное сопротивление у оксидов на несколько порядков больше, чем у чистых металлов. Для меди при 0 ºС значение удельного сопротивления составляет 8.2 Ом·м, а для оксида меди (CuO) – $1.62 \cdot 10^8$ Ом·м. Важно отметить, что скорость окисления металлов и, как следствие, скорость роста переходного контактного сопротивления в соответствии с законом Аррениуса экспоненциально зависит от температуры.

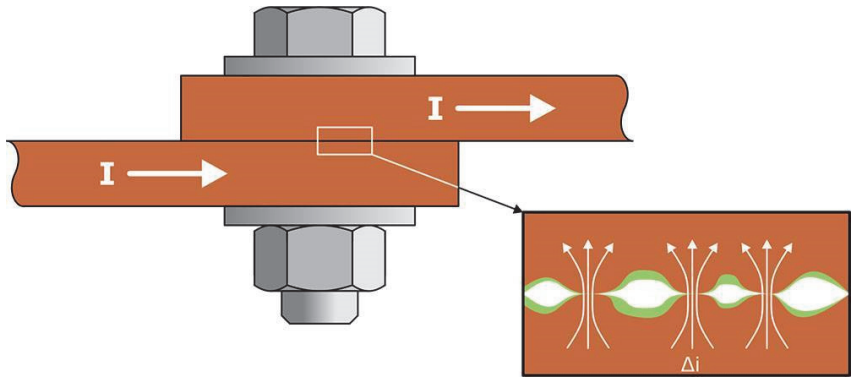


Рис. 1. Схематичное изображение болтового контактного соединения

Развитие дефектов контактов, как правило, происходит в течение нескольких лет. Скорость развития дефектов контактов определяется агрессивностью окружающей среды (в первую очередь, воздействием паров кислот, кислотных оксидов, сероорганических соединений, аэрозолей) и колебанием нагрузки в сети. В последнем случае из-за множественных циклов нагрев-охлаждение происходит ослабление нажима, попадание кислорода между контактирующими поверхностями, приводящее к их окислению. При превышении контактом наибольшего допустимого значения температуры начинается его ускоренная деградация, которая заканчивается неконтролируемым нагревом и отгоранием.

Рост температуры нагрева контакта во времени свидетельствует о росте переходного контактного сопротивления. Поскольку определение температуры нагрева контакта, как правило, существенно проще измерения переходного контактного сопротивления, на практике для оценки состояния контактов используются тепловые методы контроля, такие как тепловизионный и термоиндикаторный контроль. Тепловизионный контроль позволяет определить температуру нагрева контакта в момент осмотра, а термоиндикаторный контроль – максимальное значение температуры нагрева за все время эксплуатации.

При оценке состояния контактов с помощью тепловизионного контроля необходимо определить не только текущую температуру нагрева, но и ток нагрузки в момент проведения осмотра. В зависимости от типа контакта, а также значения тока нагрузки на момент осмотра оценка состояния проводится расчетным путем по методу избыточной температуры, температуры превышения или коэффициента дефектности. Оценка состояния контактов с помощью тепловизора без нагрузки (например, на отключенном или выведенном в ремонт оборудовании), а также при токах нагрузки менее 30% от номинального значения не позволяет провести оценку состояния.

В качестве примера можно привести термограмму выключателя РУ 0,4 кВ (рис. 2). Температура 65.7 °С, зафиксированная для болтового контактного соединения, может быть нормальной, в случае если ток нагрузки составляет более $0{,}85\,I_{\text{ном}}$. При меньшем

токе нагрузке аналогичный нагрев будет свидетельствовать уже о наличии аварийного дефекта. При токе нагрузке менее $0,6I_{ном}$ приведенный на термограмме нагрев будет пожароопасным, поскольку пересчитанное к номинальному значение превышения температуры составит 100 °С, а абсолютное значение температуры нагрева при номинальном токе нагрузки составит 130 °С.

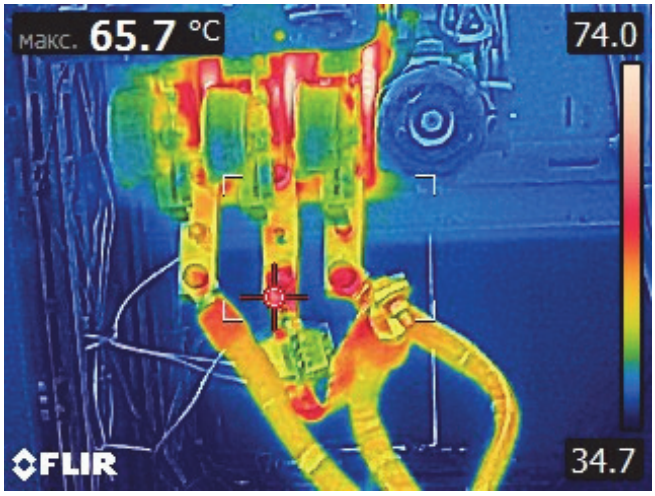


Рис. 2. Термограмма контактов узла РУ 0,4 кВ в панели

Ниже приведен пример расчета для тока нагрузки $I_{раб} = 0,86I_{ном}$ в соответствии с требованиями, приведенным в РД 34.45-51.300-97 «Объём и нормы испытаний электрооборудования» [1].

Наибольшее допустимое значение температуры нагрева при номинальном токе нагрузки: $T^{ном}_{наиб.\ доп}$ **= 90 °С**, наибольшее допустимое значение превышения температуры при номинальном токе нагрузки: $T^{ном}_{прев}$ **= 50 °С**, зафиксированная тепловизором температура $T_{изм}$ = **65,7 °С**, температура окружающей среды $T_{окр}$ = **30 °С**, номинальный ток $I_{ном}$ = **1000 А**, рабочий ток нагрузки $I_{раб}$ = **860 А.**

Значение превышения температуры при рабочем токе нагрузки:

$$\Delta T_{раб} = T_{изм} - T_{окр} = 65,7 - 30 = 35,7\ °C. \quad (1)$$

$$\text{Отношение } \frac{I_{ном}}{I_{раб}} = \frac{1000}{860} = 1,163. \quad (2)$$

Превышение температуры:

$$\Delta T_{\text{ном}} = \Delta T_{\text{раб}} \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2 = 35,7 \cdot (1,163)^2 = 48,3 \text{ °C}. \quad (3)$$

Приведенный пример подчеркивает важность определения значения тока нагрузки при проведении оценки состояния контактов с использованием тепловизионного контроля.

Термоиндикаторный контроль заключается в установке на контакт необратимого термоиндикатора и его последующем периодическом визуальном осмотре. Термоиндикатор позволяет определить факт превышения установленной пороговой температуры при максимальной нагрузке оборудования (рис. 3).

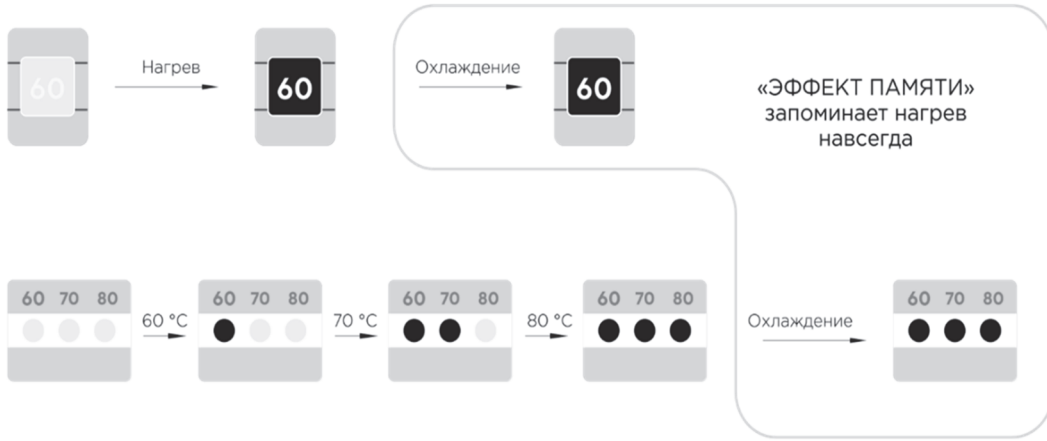


Рис. 3. Внешний вид и принцип работы однотемпературных и многотемпературных термоиндикаторов

Конструктивно термоиндикаторы представляют собой гибкую самоклеящуюся пластину из полимерного материала с нанесенным в центральной части термочувствительным материалом различной формы. Принцип работы необратимых термоиндикаторов основан на фазовом переходе термочувствительного вещества, сопровождающееся изменением его прозрачности при нагреве выше пороговой температуры.

На рис. 4 и 5 приведены примеры установки и оценки состояния контактов с использованием необратимых термоиндикаторов.

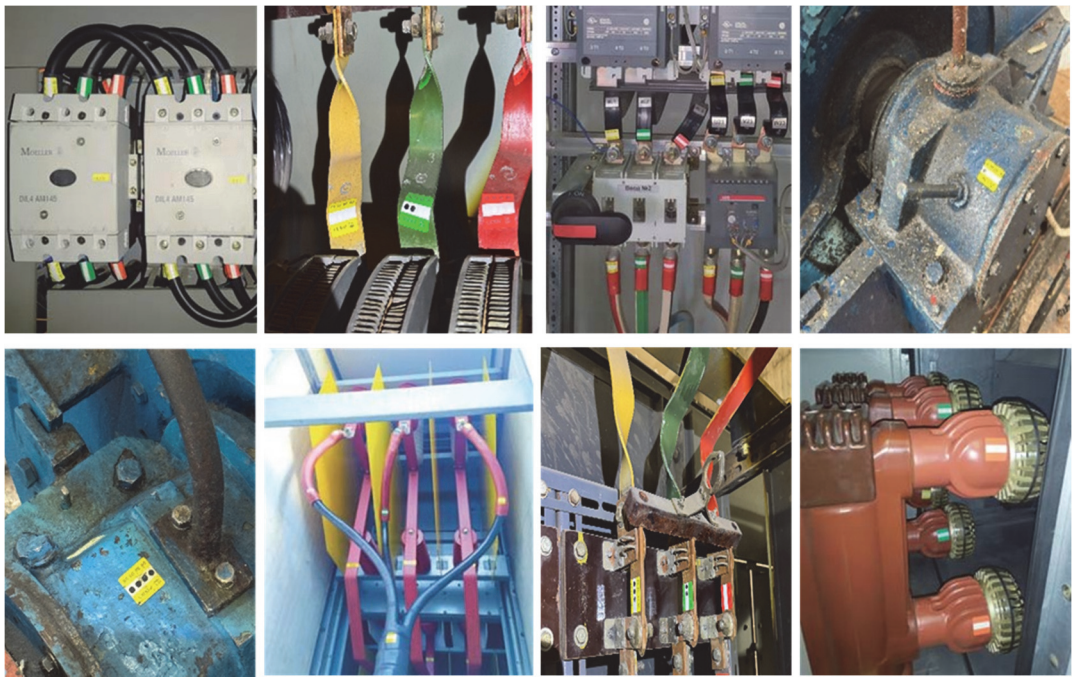


Рис. 4. Примеры установленных термоиндикаторов

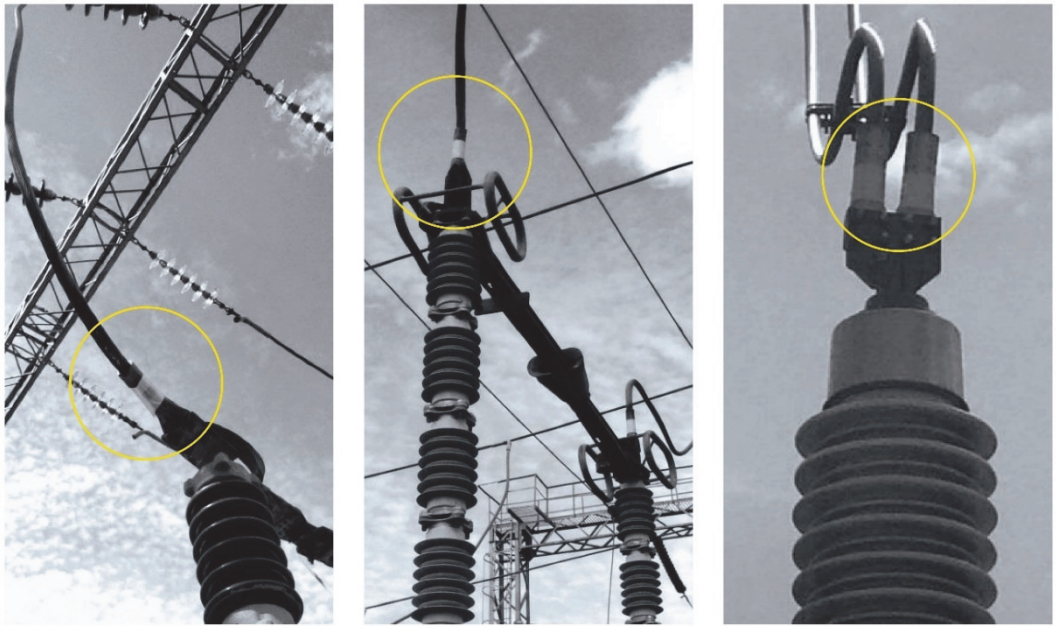


Рис. 5. Примеры установленных на ОРУ термоиндикаторов

Необратимость срабатывания термоиндикаторов связана с особой микроструктурой термочувствительного материала (рис. 6). В исходном состоянии термочувствительный материал имеет большое количество газовых пор, обеспечивающих множественные границы раздела фаз твердое-газ, на которых происходит преломление света. За счет этого термочувствительный материал до момента срабатывания имеет непрозрачный белый цвет. При срабатывании газонаполненный термочувствительный материал расправляется, газ выходит из пор, а образовавшаяся жидкая фаза является прозрачной, что позволяет нам наблюдать цвет черной подложки, расположенной под термочувствительным материалом. При дальнейшем охлаждении жидкость замерзает в форме льда, который также является прозрачным. Таким образом цикл «исходное состояние – нагрев – охлаждение» можно представить как фазовый переход «снег (белый, непрозрачный) – вода (прозрачная) – лед (прозрачный)». Температура срабатывания термоиндикатора задается при его изготовлении и определяется температурой плавления газонаполненного термочувствительного материала.

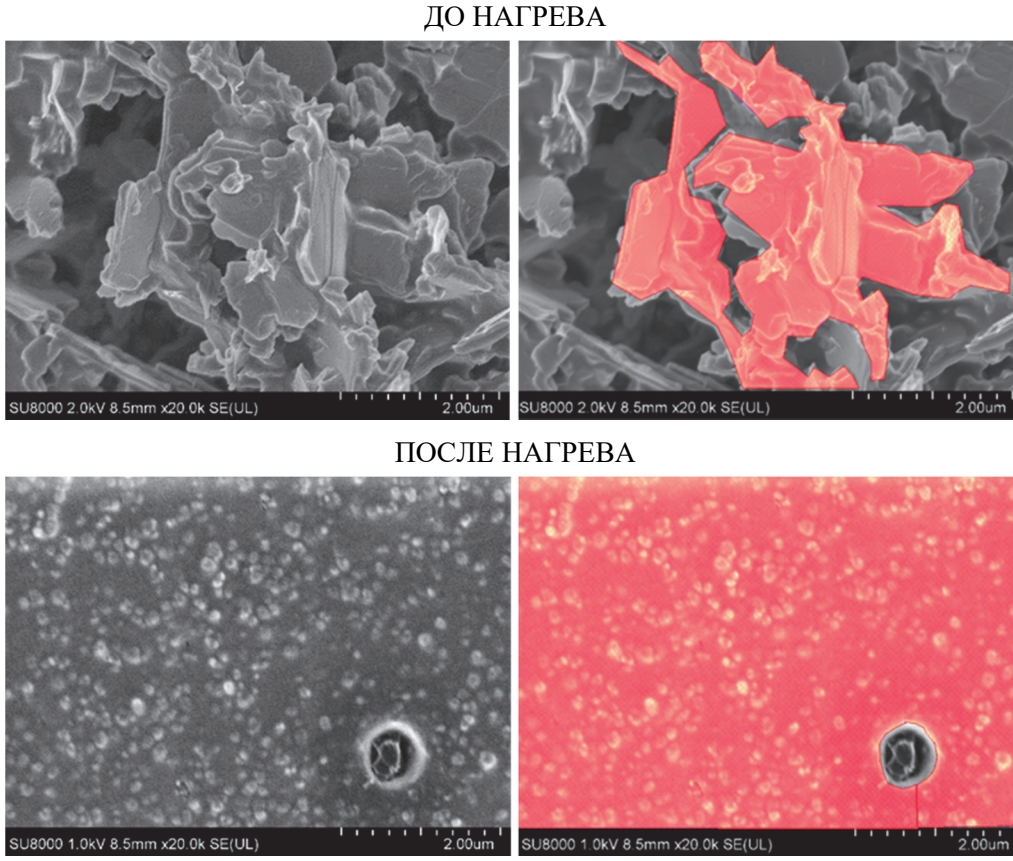


Рис. 6. Примеры микрофотографий образцов термочувствительного материала

Тепловой контроль с применением термоиндикаторов позволяет:

– проводить оценку состояния контактов без применения специальных средств измерений;

– осуществлять контроль скрытых элементов электроустановок, недоступных для тепловизора;

– выявлять дефекты контактов путем визуальной оценки срабатывания ТИН;

– реализовывать методологию оценки состояния контактов в соответствии с требованиями РД 34.45-51.300-97 «Объём и нормы испытаний электрооборудования» [1] (при использовании многотемпературных термоиндикаторов).

Контроль состояния контактов электрооборудования с помощью необратимых термоиндикаторов сочетает в себе свойства непрерывного и периодического контроля. «Непрерывность» контроля заключается в том, что после установки термоиндикатор постоянно контролирует температуру контакта и необратимо фиксирует факт превышения заданного порога температуры. Это позволяет регистрировать как длительный, так и кратковременный нагрев контакта. «Периодичность» контроля связана тем, что проверка термоиндикаторов происходит только во время осмотров оборудования. Таким образом, факт нагрева контакта выше установленной температуры, зафиксированный термоиндикатором, может быть обнаружен только при ближайшем осмотре.

Важно отметить, что для своевременного выявления дефектов интервал между осмотрами термоиндикаторов должен быть меньше времени развития дефекта от начальной до аварийной стадии. Кроме того, для повышения достоверности оценки состояния желательно, чтобы за период между осмотрами электроустановка проходила максимальный режим нагрузки.

В соответствии с требованиями п. 499 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [2] установлена периодичность осмотра оборудования распределительных устройств без отключения от сети. На объектах с постоянным дежурным персоналом – не реже 1 раза в сутки, на объектах без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц, для трансформаторных и распределительных пунктов – не реже 1 раза в 6 месяцев. Также в зависимости от ряда факторов устанавливаются требования по проведению внеочередных осмотров. Таким образом, установленная Правилами периодичность визуального осмотра достаточна для своевременного выявления дефектов контактов с помощью необратимых термоиндикаторов.

Критерием аварийного дефекта контактов, при котором оборудование подлежит немедленному ремонту, является превышение наибольшего допустимого значения температуры нагрева контакта. Достижение предельной температуры свидетельствует о том, что переходное контактное сопротивление возросло до величины, при которой протекание тока короткого замыкания неизбежно приведет к отгоранию данного контакта. Таким образом, при оценке состояния контактов верхняя температура термоиндикатора должна соответствовать установленной наибольшей допустимой температуре нагрева. Нижнее значение температуры срабатывания, достижение которой свидетель-

ствует о начале развития дефекта, отвечает температуре нагрева контакта с максимальным значением нормального переходного контактного сопротивления при номинальном токе нагрузки и температуре окружающей среды равной 40 °С.

Таблица 1

Наибольшие допустимые и контролируемые с помощью термоиндикаторов значения температур контактов электрооборудования

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С	Контролируемые термоиндикаторами значения температуры, °С	
		$I_{ном}$ до 100 А	$I_{ном}$ выше 100 А
1. Контакты из меди и медных сплавов: – без покрытий, в воздухе	75	50-70-80	50-60-70-80
– с покрытием серебром или никелем, в воздухе	105	60-90-110	60-80-90-110
– с покрытием оловом, в воздухе	90	60-80-90	60-70-80-90
2. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: – без покрытия	90	60-80-90	60-70-80-90
– с покрытием оловом, серебром или никелем	105	60-90-110	60-80-90-110
3. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов: – без покрытия, в воздухе	90	60-80-90	60-70-80-90
– с покрытием оловом, в воздухе	105	60-90-110	60-80-90-110
4. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше: соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом – с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	50-60-70-80 / 60-70-80-100	
– с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	60-70-80-90 / 60-80-90-110	
металлические части, используемые как пружины – из меди	75	50-60-70-80	
– из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	60-80-90-110	

Окончание табл. 1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение температуры нагрева, °С	Контролируемые термоиндикаторами значения температуры, °С	
		$I_{ном}$ до 100 А	$I_{ном}$ выше 100 А
5. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции: – из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	50-55-60/ 50-70-80	50-55-60-70/ 50-60-70-80
– из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	60-80-90/ 70-100-120	60-70-80-90/ 70-90-100-120
– из резины	65/-	50-55-60	50-55-60-70
– из резины повышенной теплостойкости	90/-	60-80-90	60-70-80-90
– с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении 1 и 3 кВ	80/80	50-70-80	50-60-70-80

Оценка состояния контактов электрооборудования ЗРУ проводится в соответствии с табл. 2. При оценке состояния контактов по результатам визуального осмотра термоиндикаторов следует руководствоваться следующими положениями:

– Температура срабатывания верхнего порогового значения термоиндикатора должна соответствовать наибольшей допустимой температуре нагрева контакта;

– Наличие срабатывания всех пороговых значений термоиндикаторов однозначно свидетельствует о наличии аварийного дефекта контакта, так как максимальное пороговое значение срабатывания термоиндикатора свидетельствует о достижении или превышении установленной наибольшей температуры нагрева;

– При срабатывании термоиндикатора в промежуточном диапазоне температур при наличии данных о максимальной нагрузке электрооборудования в период до предыдущего осмотра возможно оценить степень развития дефекта, а при необходимости провести внеочередной контроль с помощью тепловизора;

– При оценке состояния контактов электрооборудования и ЛЭП в зависимости от их конструкции и условий работы следует принимать во внимание разницу зафиксированных термоиндикатором температур в пределах фаз, между фазами, с заведомо исправными участками, а также учитывать динамику развития дефекта во времени.

На рис. 7 приведены примеры точек установки термоиндикаторов для оценки теплового состояния различных элементов электроустановок. По результатам эксплуатации необходимо отметить, что среднее количество новых дефектов, возникающих на одной ТЭС или ПС 110-220 кВ в течение одного года, составляет от 10 до 20 штук. При этом возникающие дефекты регистрируются на ранней стадии и выявляются во время проведения текущих ремонтов. Такой подход позволяет с высокой эффективностью не допустить перехода дефекта в аварийное состояние и предотвратить возник-

новение технологического нарушения. Осмотр с периодичностью один раз в шесть месяцев достаточен, чтобы не допустить появление дефектов контактных соединений, требующих незамедлительного вывода оборудования в ремонт.

Таблица 2

Оценка состояния контактов с помощью термоиндикаторов

Состояние термоиндикатора	$I_{макс}$<0,5$I_{ном}$	$I_{макс}$=0,5-0,75$I_{ном}$	$I_{макс}$=0,75-0,9$I_{ном}$	$I_{макс}$>0,9$I_{ном}$
	Отсутствие дефекта			
	Развившийся дефект	Начальная степень развития дефекта		
	Развившийся дефект		Начальная степень развития дефекта	
	Развившийся дефект			Начальная степень развития дефекта
	Аварийный дефект (достижение наибольшей допустимой температуры нагрева)			

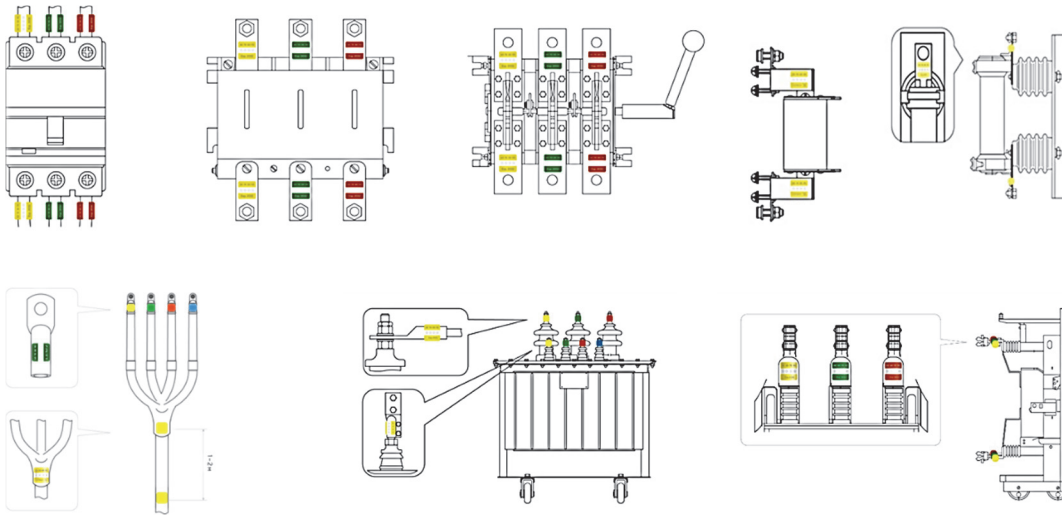


Рис. 7. Примеры точек установки термоиндикаторов на контактах и контактных соединениях электрооборудования 0,4–10 кВ

Преимущественно дефекты выявляются на контактах и контактных соединениях выключателей, магнитных пускателей, электродвигателях и выводах трансформатора.

Выявляемые при тепловом контроле дефекты позволяют избежать:

1. Возгораний и пожаров в электроустановках;
2. Повреждения электродвигателей в результате неполнофазной работы;
3. Разрушение кабельной концевой муфты с аварийным отключением оборудования;
4. Отгорания питающего кабеля от шин, в результате ослабления болтового соединения;
5. Нарушений электроснабжения собственных нужд, в связи со скрытыми дефектами на стыках ошиновки.

Таким образом, применение методик теплового контроля позволяет своевременно выявлять дефекты контактных соединений электроустановок и не допускать перехода дефектов в пожароопасное или аварийное состояние. При использовании тепловизионного контроля для оценки состояния контактов необходимо определять ток нагрузка в цепи в момент измерения температуры, а также использовать расчетные методики. Термоиндикаторный контроль позволяет проводить оценку состояния контактов при визуальных осмотрах с периодичностью не менее 1 раза в шесть месяцев.

Литература

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. URL: https://docs.cntd.ru/document/1200005329.

2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. URL: https://docs.cntd.ru/document/901865958

3. Гвоздев Д.Б., Иванов Р.В., Севастьянов А.В., Болонов В.О. Об организации теплового контроля контактных соединений электрооборудования 0,4–10 кВ в ПАО «Россети Московский регион» // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение, 2024, № 2(83). С. 96–104.

4. Львов М.Ю., Никитина С.Д., Львов Ю.Н., Лесив А.В. О стандартизации требований к термоиндикаторному контролю состояния контактов и контактных соединений при эксплуатации электроустановок // Энергия единой сети, 2023, № 1(68). С. 66–74.

5. СТО РусГидро 02.02.146-2023. Необратимые термоиндикаторы. Общие технические требования. Оценка технического состояния контактов и контактных соединений электрооборудования и ЛЭП, электродвигателей и гидрогенераторов с помощью термоиндикаторов. Утв. приказом ПАО «РусГидро» от 29.11.2024 № 834. URL: https://rushydro.ru/activity/safety/library/teksty-deystvuyushchikh- standartov-pao-rusgidro/.

УДК 621.315

О ВОЗМОЖНЫХ ПРИЧИНАХ СПОНТАННОГО ПЕРЕГОРАНИЯ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ В ПЕРВИЧНОЙ ОБМОТКЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ 6-35 кВ

канд. техн. наук, доцент Лаптев О.И., магистрант Никифоров В.О.
Новосибирский государственный технический университет, кафедра ТЭВН, г. Новосибирск, Россия

Аннотация. Одной из возможных причин перегорания предохранителей в ТН является протекание токов высокой частоты. Был выполнен ряд экспериментов по возбуждению высокочастотных переходных процессов в испытательной схеме с ТН 10 кВ. Наблюдалось существенное увеличение тока в обмотке ТН и перегорание плавких вставок предохранителей, причём не связанное с бросками токов намагничивания. Экспериментально проверено возможное решение данной проблемы – установка конденсатора параллельно плавкой вставке.

Ключевые слова: трансформатор напряжения 6-35 кВ, предохранитель, спонтанное перегорание, ток высокой частоты, феррорезонанс.

Введение

Проблема спонтанного перегорания предохранителей остро встала около 15 лет назад, в связи с широким распространением ТН 6-35 кВ с литой изоляцией, оснащённых предохранителями в обмотке ВН. Сразу же после введения в эксплуатацию начали фиксироваться «спонтанные» перегорания предохранителей. Под термином «спонтанное перегорание» понимается перегорание предохранителя при отсутствии каких-либо причин для этого: коммутаций, однофазных замыканий на землю, грозовой деятельности, КЗ и прочих аварийных ситуаций. Именно эта «спонтанность» длительное время не позволяла связать перегорания предохранителей с тем или иным событием в электрической сети, переводя проблему перегорания предохранителей в разряд «мистических». Предохранители в обмотке ВН ТН, как правило, позиционируются как защита ТН от короткого замыкания во вторичных цепях и имеют ток срабатывания 0,3…0,7А. В настоящее время в качестве меры по предотвращению «спонтанного» перегорания предохранителей производители ТН увеличивают ток срабатывания предохранителей до 1А [1].

Логичным предположением о причине перегорания предохранителей является феррорезонанс, но, во-первых, для возникновения феррорезонанса в сети 6-35 кВ необходимо исходное событие (ОЗЗ или коммутация), которое должно быть зафиксировано. А во-вторых – частота случаев перегорания предохранителей на порядок превышала

частоту случаев возникновения феррорезонанса в ТН, также перегорания предохранителей происходили в сетях, где феррорезонансные явления вообще не наблюдались. Ещё одна рабочая гипотеза о причинах перегорания предохранителей: броски токов намагничивания ТН. Они могут наблюдаться при любом изменении напряжения в сети, в том числе и при штатных включениях/отключениях фидеров, включении большой нагрузки, т.е. при таких событиях, которые не считаются аварийными и не будут занесены в журнал.

Одной из версий повреждения предохранителей является неверный расчёт современных ТН с учётом возможного повышения индукции в магнитопроводах до 1,8…1,9Тл при однофазных повреждениях в сети с изолированной нейтралью [2]. Там же приводятся другие возможные причины возникновения больших токов в обмотке ВН в режиме ОЗЗ: несовершенство технологии сборки магнитопровода, использование электротехнических сталей низкого качества, ухудшение (со временем) магнитных свойств магнитопровода из-за механического воздействия эпоксидной смолы. К сожалению, данная версия связывает перегорания предохранителей с режимами ОЗЗ и не объясняет «спонтанного» перегорания предохранителей в сети вообще без каких-либо причин.

Очевидным разрешением вопроса о феррорезонансных явлениях, как о причинах перегорания предохранителей является установка в первичную обмотку ТН измерительного шунта и подключение этого сигнала к РАС. В случае перегорания предохранителя из-за бросков токов намагничивания, осциллограммы этих бросков будут зафиксированы РАС и гипотеза о феррорезонансных явлениях, как о причине перегорания предохранителей, будет подтверждена.

Данное решение выполнялось минимум дважды, последний раз в 2020г. на ПС 110/35 Чашкино (Пермская область). За несколько месяцев регистрации было зафиксировано всего два броска токов намагничивания. Предохранители при этом продолжали перегорать. Из этого следует, что феррорезонансные явления – далеко не основная причина перегорания предохранителей. В 2021г. появилась ещё одна гипотеза о причинах перегорания: протекание через ТН токов высокой частоты. Сотрудникам Свердловского завода трансформаторов тока (г. Екатеринбург) удалось связать перегорание предохранителя с исходным событием в сети: неплотный контакт вывода выключателя в КРУ, т.е. фаза секции шин (и подключенный к ней ТН) какое-то время были запитаны через дугу. На СЗТТ были проведены эксперименты по питанию ТН от источника через дугу и обнаружены значительные по амплитуде импульсы тока, протекающие через обмотку ТН в этом режиме.

Эксперимент

Данная работа во многом является продолжением исследований, выполнявшихся на СЗТТ. Основная гипотеза о причине перегорания предохранителей ТН – протекание токов высокой частоты. Эта гипотеза проливает свет на некоторые факты, связанные

с «мистическим» перегоранием предохранителей. В частности – почему ничего не зафиксировали РАС, установленные на ТН. Штатная частота дискретизации РАС составляет 1 кГц, соответственно они не в состоянии увидеть процессы с частотой, большей, чем 500Гц, т.е. вообще любые высокочастотные процессы.

Казалось бы, ТН, фактически представляющий собой значительную индуктивность, должен быть непрозрачным для токов высокой частоты. Но на самом деле это не так. Обмотка ТН состоит из нескольких тысяч (десятков тысяч) витков, организованных в многослойные катушки. Как и у любого трансформатора, между отдельными витками, слоями и катушками возникают паразитные ёмкости, обеспечивающие дополнительный (помимо индуктивности обмотки) путь протекания тока высокой частоты от вывода А к выводу Х обмотки. Кроме этого, есть определённая паразитная ёмкость обмотки ВН на заземлённый магнитопровод. Измерение этой ёмкости для ТН 10 кВ даёт величину порядка 200-300 пФ (рис. 1).



Рис. 1. Измерение ёмкости обмотки ТН
типа ЗНОЛП 10 кВ

В эксперименте по выявлению влияния тока высокой частоты на предохранительное устройство в качестве «предохранителя» использовался резистор С1-4 номинальным сопротивлением 300Ом, мощностью 0,25 Вт. Легко посчитать допустимый ток этого резистора: 29 мА. Это значительно больше, чем ток намагничивания испытуемого ТН (единицы миллиампер). В качестве испытуемого ТН использовался ТН типа

НОЛ-10. Так же, как и в опытах СЗТТ, для генерации ВЧ перенапряжений был использован искровой промежуток.



Рис. 2. Экспериментальная установка

Небольшой ток, протекающий в цепи искрового промежутка (импеданс у ТН очень большой), приводит к тому, что дуга между электродами погасает ещё до перехода тока частотой 50 Гц через ноль, напряжение быстро восстанавливается и возникает ещё одно зажигание дуги. Таким образом, на каждой полуволне напряжения наблюдается несколько зажиганий/погасаний дуги. Источником ВЧ перенапряжений в данном случае являются индуктивность рассеяния ТН и его паразитная ёмкость. Каждая коммутация приводит к возникновению затухающего ВЧ переходного процесса в цепи ТН.

Обсуждение

Были получены осциллограммы токов со стороны вывода X обмотки, а также – со стороны заземляющего контакта магнитопровода. Из графиков видно, что в обмотке ВН возникают значительные импульсы ВЧ тока. При появлении дуги в искровом промежутке, даже при напряжении, значительно меньше номинального для НОЛ-10 (4-6 кВ) резистор повреждается (чернеет) за 10…30с, после снятия напряжения на ощупь он очень горячий. Причём из осциллограмм (рис. 3) видно, что броски тока намагничивания не возникают и не могут являться причиной перегорания резистора.

Наличие значительного тока со стороны заземляющего контакта магнитопровода также подтверждает гипотезу о ВЧ токах, так как в этом контуре ток мог возникнуть

только из-за паразитной ёмкости ТН (магнитопровод гальванически развязан с обмоткой ВН). Действующие значение тока, рассчитанное из экспериментальных осциллограмм, составило порядка 30-35 мА, данная величина зависит от интенсивности ВЧ процесса и в определенных условия и конфигурации испытательной установки может быть больше.

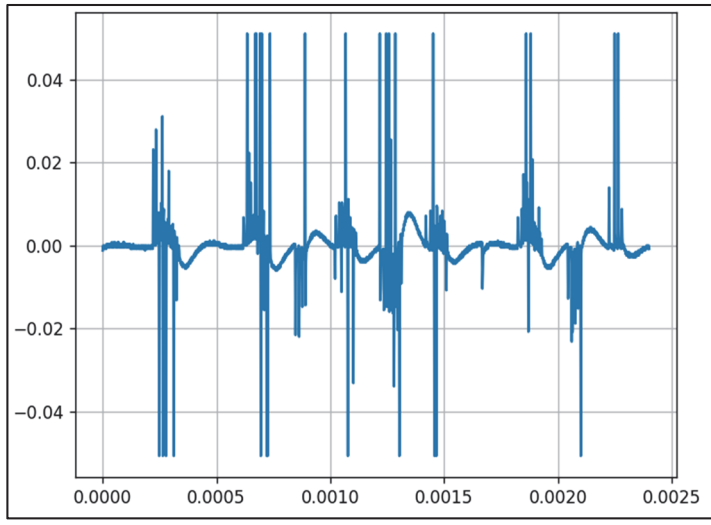


Рис. 3. Осциллограмма ВЧ процесса

В используемой испытательной схеме не удалось добиться перегорания резистора, сопротивлением 10 Ом (используемого в качестве плавкой вставки предохранителей ТН типа ЗНОЛ в сетях 6-10 кВ). Допустимый ток для этих резисторов – 0.16 А. Но это пока не свидетельствует о том, что это невозможно. Скорее всего просто параметры испытательной схемы (паразитная ёмкость сети и индуктивность источника), частота, и амплитуда возбуждаемых в ней ВЧ перенапряжений не достаточны для генерации в обмотке ВЧ тока, достаточного для повреждения указанных резисторов (в реальной сети всё может быть иначе).

Также был проведен эксперимент, когда предохранитель был расположен в цепи обмотки ВН одного ТН, а искровой промежуток – в цепи другого ТН (НОМ-10). В цепи ТН с «предохранителем» (резистором) также был зафиксирован значительный ВЧ ток. Резистор существенно разогрелся, однако, повредить его не получилось. Тем не менее, данный эксперимент подтверждает возможность перегорания предохранителя от «стороннего» источника ВЧ перенапряжений (т.е. не только в случаях, когда искровой промежуток находится в цепи ТН с предохранителем).

На данном этапе исследования также был экспериментально опробован способ защиты предохранитель от ВЧ, таким решением стала установка параллельно резистору керамического конденсатора значение ёмкости, которого было 25…100 нФ (рис. 4).

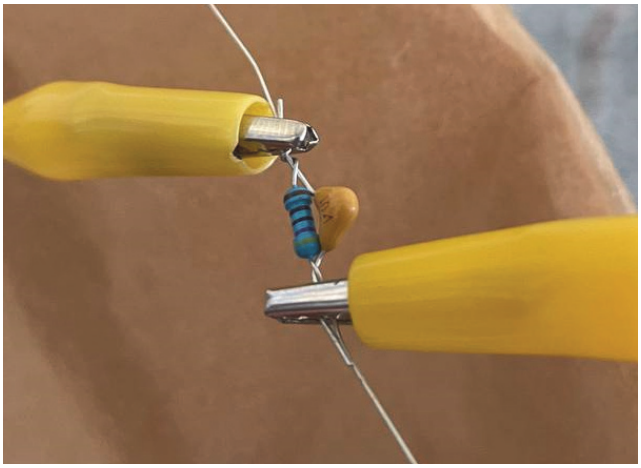


Рис. 4. Решение проблемы связанной с током высокой частоты

Суть конденсатора пропускать ВЧ в обход резистора, тем самым защищая его. Экспериментально это было доказано. В аналогичных условия и значении напряжения на ТН резистор не сгорел и даже не нагрелся, как и сам конденсатор.

Заключение

Итогом работы на данном этапе стали следующие выводы:

- Одной из причин перегорания предохранителей является протекание токов высокой частоты.
- Источником токов высокой частоты может быть какой-либо переходный процесс в сети, не ограничивающийся питанием ТН через дугу.
- Установка конденсатора 25-100 нФ параллельно плавкой вставки позволяет предотвратить перегорание предохранителей из-за протекания ВЧ токов.

Дальнейшая работа над проектом будет направлена на поиск причин возникновения высокочастотных переходных процессов в сети с трансформаторами напряжения и улучшение испытательной схемы.

Литература

1. Ширковец А.И., Колупаев М.В. Повреждение трансформаторов напряжения до 35 кВ с литой изоляцией и снижение рисков их отказа в эксплуатации. – Релейная защита и автоматизация, 2022, № 2(47), с. 34–45.

2. Альбеков В.Х. Причины выхода из строя предохранителей на измерительных трансформаторах напряжения [Электрон. ресурс]. URL: https://www.ntzv.ru/article-8 (дата обращения: 31.05.2025).

УДК 621.315

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К РЕЗИСТОРАМ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ С УЧЕТОМ НОРМАТИВНЫХ СТАНДАРТОВ И ОСОБЕННОСТЕЙ МАТЕРИАЛОВ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

Монаков Ю.В., Смотров Н.Н., Труханов П.А., Сергеев Е.А., Лымарев Д.А. , Котельников С.В.
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия

Аннотация. Цель исследования – разработать технические требования к резисторам заземления нейтрали с помощью систематизации нормативных источников и математического анализа. В работе сформулированы основные технические требования к резисторам заземления нейтрали, проанализирована зарубежная и отечественная документация, оценено влияние материалов активной части на характеристики резистора, разработаны модели нагрева и остывания резистивного элемента низкоомного резистора заземления нейтрали.

Ключевые слова: резистивный режим нейтрали, резистор заземления нейтрали, технические требования, сеть 6 - 35 кВ, нормативная документация, однофазное замыкание на землю, термическая стойкость, температурный коэффициент сопротивления, нержавеющая сталь.

Введение

В 2006 году «Газпром» утверждает стандарт организации с указаниями по выбору режима заземления нейтрали в сетях 6 и 10 кВ. Документ определяет условия применения низкоомного и высокоомного режимов заземления нейтрали и задает дальнейшее развитие нормативной документации [1].

Собственные стандарты разрабатывают электросетевые компании: ПАО «МРСК Волги» – 2012 г. [2], ПАО «Ленэнерго» – 2013 г. [3], «МРСК Центра» – 2016 г. [4]. Документы описывают применение резистивного режима заземления нейтрали в сетях 6 - 35 кВ, однако не содержат технических требований к самим резисторам.

Первый российский стандарт организации по техническим требованиям к резисторам в сетях 20 кВ заземления нейтрали выпускает компания «ОЭК» в 2014 году [5]. В 2024 году стандарт обновляют. Для резисторов в сетях 6, 10, 35 кВ единые технические требования на сегодняшнее время отсутствуют.

В 2016 и 2018 годах утверждают стандарты организаций СТО «БП 11/03-01/2016» ПАО «МРСК Центра» и СТО «Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях 6 - 35 кВ» ПАО «МОЭСК». Они содержат неполный перечень технических требований к резисторам в сетях 6, 10, 35 кВ и противоречивые условия

допустимого нагрева, предельного отклонения сопротивления и рекомендуемых материалов активной части.

Тема формирования технических требований – дискуссионная. Противоречивые мнения высказывают авторы работ [6, 7].

Унифицированные технические требования необходимы для оптимального выбора резисторов на рынке, правильной эксплуатации резистивного режима и систематизации практического опыта их применения. Разработка технических требований создаст основу для эффективного использования резистивного заземления нейтрали в электрических сетях России.

В работе проанализированы отечественные и зарубежные нормативы, сравнены преимущества и недостатки материалов активной части. Для оценки нагрева резисторов в зависимости от конструктивных параметров разработана математическая модель.

Термины и определения

Для составления общих технических требований к резисторам заземления нейтрали необходимо ввести термины и определения. На основе них возможно корректно сформулировать номинальные параметры резистора и условия их проверки. В дальнейшем в статье применяется терминология:

– Резистор заземления нейтрали (РЗН) – электротехническое устройство, которое подключают к нейтрали трансформатора и заземляющему устройству (ЗУ) для создания активной составляющей тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ);

– Высокоомный резистор заземления нейтрали (РЗНВ) – резистор заземления нейтрали, предназначенный для длительной работы в режиме ОЗЗ и ограничивающий ток ОЗЗ до значения, достаточного для ограничения дуговых перенапряжений в режиме ОЗЗ;

– Низкоомный резистор заземления нейтрали (РЗНН) – резистор заземления нейтрали, предназначенный для кратковременной работы в режиме ОЗЗ и ограничивающий ток ОЗЗ до значения, достаточного для действия РЗ на отключение поврежденного участка электрической сети;

– Номинальный ток резистора заземления нейтрали – значение тока, протекающего через РЗН при номинальном фазном напряжении и номинальном сопротивлении РЗН;

– Номинальное сопротивление резистора заземления нейтрали – активное электрическое сопротивление активной части РЗН при температуре 20 °С;

– Наибольший рабочий ток резистора заземления нейтрали – значение тока, протекающего через РЗН при наибольшем рабочем фазном напряжении и номинальном сопротивлении РЗН.

– Длительно-допустимый ток низкоомного резистора заземления нейтрали – максимально допустимая величина тока, протекающего через РЗНН без риска его термического разрушения в течение длительного времени, при которой не происходит

превышения предельного значения температуры в наиболее нагретой точке активной части РЗНН.

– Время термической стойкости резистора заземления нейтрали – минимальное время, в течение которого РЗН выдерживает ток термической стойкости, сохраняет работоспособность и не превышает предельное изменение температуры.

Номинальные параметры

К номинальным параметрам резисторов заземления нейтрали сетей 6-35 кВ отнесены:

– Номинальное и наибольшее рабочее напряжение, кВ;
– Номинальный ток, А;
– Номинальное активное сопротивление, приведенное к температуре 20 ºС, Ом;
– Допустимое отклонение номинального сопротивления при изменении температуры до заданного значения, %;
– Время термической стойкости резистора заземления нейтрали, с;
– Длительно допустимый ток (величина нормируется только для РЗНН).

Поскольку максимально возможные прикладываемые напряжения к РЗН равны фазным напряжениям сети, то номинальные и набольшие рабочие напряжения соответствуют табл. 1. Здесь класс напряжения РЗН – номинальное междуфазное напряжение электрической сети, для работы в которой предназначен РЗН.

Таблица 1

Номинальные и наибольшие рабочие напряжения РЗН

Класс напряжения РЗН, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
6	$6/\sqrt{3}$	$7,2/\sqrt{3}$
10	$10/\sqrt{3}$	$12/\sqrt{3}$
20	$20/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$
35	$35/\sqrt{3}$	$40,5/\sqrt{3}$

Высокоомный резистор заземления нейтрали выбирают из условия предотвращения периодической разрядки ёмкостей в контуре нулевой последовательности в установившемся режиме ОЗЗ с целью снижения перенапряжений. Условие выбора формулируется по критерию:

$$I_R \geq I_C, \tag{1}$$

где I_R – ток в резисторе; I_C – емкостной ток в сети.

Значение тока ОЗЗ в месте повреждения $I_{\text{ОЗЗ}}$:

$$\sqrt{I_R^2 + I_C^2} = I_{\text{ОЗЗ}}. \quad (2)$$

При высокоомном режиме нейтрали ток ОЗЗ в месте повреждения существует длительно, поэтому его следует ограничить:

$$I_{\text{ОЗЗ}} \le I_{\text{ОЗЗ.доп}}, \quad (3)$$

где $I_{\text{ОЗЗ.доп}}$ – допустимое значение тока однофазного тока замыкания при высокоомном режиме нейтрали электрической сети.

По (3) ток РЗНВ не должен создавать значения тока ОЗЗ в месте повреждения больше допустимого $I_{\text{ОЗЗ.доп}}$. Согласно пункту 619 ПТЭ ЭСИС [8] допустимые значения тока ОЗЗ зависят от класса напряжения сети и конструктивного исполнения воздушных опор (табл. 2).

Таблица 2

Допустимые значения токов ОЗЗ при высокоомном режиме нейтрали

	Кабели и ВЛ без железобетонных и металлических опор, кВ			Сети 35кВ и ВЛ 3–20 кВ на железобетонных и металлических опорах
	6	10	20	
Ток РЗНВ, А	30	**20**	**15**	**10**

Других отечественных документов по нормированию допустимых токов ОЗЗ не существует. Значения табл. 2 также являются границами для перевода из изолированного режима нейтрали в компенсированный.

В зарубежном стандарте *IEEE Std* 142-2007 [9] допустимое значение тока ОЗЗ при высокоомном режиме нейтрали равно 10 А при любом классе напряжения сети. Однако данное значение является рекомендуемым, поскольку употребляется со словами *typically* («как правило», «в основном») и *usually* («обычно»).

Кроме того, в стандарте в качестве иллюстрации значения 10 А приводится ссылка на исследование 1986 г., проведенного для электрических сетей 480 В цементной промышленности, что не может служить несомненным доказательством о правильности нормы 10 А. Значения из табл. 2 получены по условиям электробезопасности в воздушных сетях и не превышения предельных значений токов, при которых возможно устойчивое горения дуги. Таким образом, номинальные токи РЗНВ должны быть такими, чтобы ток ОЗЗ в месте повреждения не превышал значений табл. 2.

Номинальный ток низкоомного резистора заземления нейтрали выбирают исходя из чувствительности релейной защиты, поэтому вводить ограничения в виде предельных значений не требуется.

Номинальное активное сопротивление РЗН при температуре 20 °С $R_{\text{ном}}$ равно номинального фазного напряжения сети $U_{\text{ном}}$ и номинального тока $I_{\text{ном}}$:

$$R_{\text{ном}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{ном}}}. \quad (4)$$

Активное сопротивление РЗН зависит от температуры активной части:

$$R_{\theta} = R_{\text{ном}} \left(1 + a\Delta\theta\right), \quad (5)$$

где $\Delta\theta$ – изменение температуры активной части; R_{θ} – сопротивление резистора при изменении температуры на величину $\Delta\theta$; a – температурный коэффициент сопротивления (ТКС).

Изменение температуры активной части происходит из-за протекания через неё электрического тока. ТКС сталей и сплавов положительный, поэтому согласно (5) рост температуры влечет за собой рост сопротивления РЗН. Ток через РЗН равен номинальному значению только при изменении температуры на 0 °С, т.е. в нулевой момент времени начала ОЗЗ. В дальнейшем с течением времени ток через резистор снижается.

Из-за снижения тока резистора возникает необходимость в нормировании допустимого отклонения сопротивления. Согласно (5) допустимое отклонение номинального сопротивления связано с допустимым нагревом, временем работы и ТКС.

Допустимый нагрев согласно серии стандартов *IEEE Std* 32 - 1972, *C*57.32 - 2015, *C*57.32a - 2020 регулируется в зависимости от продолжительности работы резистора. Предельное изменение температур относительно начальной температуры воздуха 30 ºС для продолжительного режима («*steady state*») – 385 ºС, а для кратковременного («*Less than* 10 *min*») – 760 ºС.

В *IEEE Std* 32 - 1972 существовало разделение предельных значений температур для нержавеющих сталей и особых конструкций, называемых cast grid («литая сетка») и изготавливаемых преимущественно из чугуна. Предельные температуры нагрева активной части для таких конструкций в данном стандарте 500 ºС. Новые значения предельных температур в 385 ºС и 760 ºС возникли вследствие роста применения нержавеющих сталей или сплавов в качестве материалов активной части РЗН.

На сегодняшний день применяют нержавеющие стали или сплавы. Таким образом, для РЗНН предельное изменение температуры нагрева при кратковременной работе в режиме ОЗЗ равно 760 ºС, а для РЗНВ при длительной работе – 385 ºС.

Стандарт *IEEE Std C*57.32 - 2015 регламентирует минимальное время кратковременной работы 10 с. Производители РЗН за рубежом указывают допустимые времена

работы РЗНН равными 2, 5, 10 с в зависимости от используемого при проектировании стандарта. В отечественной практике выбирают время работы резистора 10 секунд.

Значение 10 с обосновывают наибольшим временем срабатывания резервных релейных защит и созданием запаса термической стойкости резистора с целью выдержать несколько аварийных ситуаций подряд. Отметим, что фактическое время срабатывания резервной защиты в сетях 20 кВ на центре питания как правило не более 4,5 секунд.

Для создания запаса термической стойкости резистора допустимое время работы следует принять равным 10 секунд.

Поскольку РЗНВ при ОЗЗ работает в течение нескольких часов, данного времени достаточно для установки теплового равновесия между активной частью и воздухом. В таком состоянии РЗНВ более не нагревается, как следствие, резистивные элементы не подвергаются температурным расширениям и риск термического разрушения снижается. Поэтому время работы РЗНВ необходимо классифицировать как «длительно».

Зная предельный ТКС и предельную температуру нагрева активной части, становится возможным оценить допустимое отклонение номинального сопротивления. ТКС согласно *IEEE C*57.32 - 2015 равен 0,000263 1/ ºС. Подставив в (5) предельное изменение температура для РЗНН 760 ºС, получим:

$$\frac{R_\theta}{R_{\text{ном}}} = \left(1 + \alpha\Delta\theta\right) = 1 + 0,000263 \cdot 760 \approx 1,2 .$$

То есть данное требование ограничивает допустимое отклонение номинального сопротивления при изменении температуры не более чем на 20 %. В *IEEE Std C*57.32a - 2020 ограничение менее строгое и равно 67 %.

Под допустимое отклонение номинального сопротивления РЗН при изменении температуры в заданном значении равное 20 % попадают дорогие сплавы, такие, как фехраль и нихром, содержащие большие процентные доли хрома и никеля. Отклонение в 67 % разрешает применение более дешевых материалов из нержавеющих сталей аустенитного класса, например, марки 08Х18Н10 (AISI 304).

Типовая конструкция

Резистор состоит из компонентов: резистивные элементы, изоляторы, корпус, низковольтный вывод, высоковольтный ввод (рис. 1).

Резистивный элемент – элемент резистора заземления нейтрали, через который протекает электрический ток. Активная часть резистора заземления нейтрали – один или несколько электрически соединенных резистивных элементов.

Резистивные элементы выполняют в виде, проволочных спиралей (рис. 2, *а*), пружин по спиральной траектории (рис. 2, *б*) или пластин (рис. 2, *в*). Чаще их изготавливают в виде пластин из-за более простого способа производства.

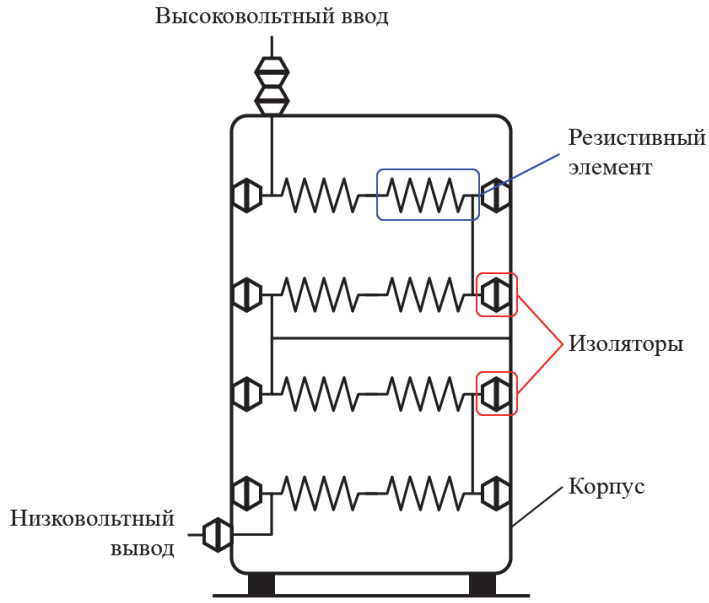
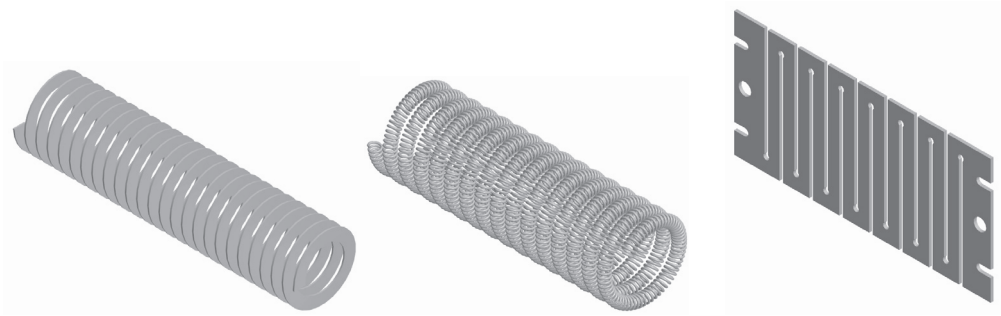


Рис. 1. Типовая конструкция резистора заземления нейтрали.



а *б* *в*

Рис. 2. Виды конструктивного исполнения резистивных элементов.

Резистивные элементы изготавливают из жаростойких нержавеющих сталей или сплавов из-за высокого роста температуры при протекании тока ОЗЗ. К таким материалам относят марки сталей AISI 304, 410, 430 или фехралевые и нихромовые сплавы.

Конструкция РЗН содержит высоковольтный ввод, выполняемый на класс напряжения сети, и низковольтный вывод. В отличие от высоковольтного ввода потенциал низковольтного вывода практически равен нулю. Это связано со значительным падением напряжения на активной части резистора. Поэтому класс напряжения низковольтного ввода равен 1 или 3 кВ независимо от класса напряжения сети.

Такая конструкция резистора заземления нейтрали свойственна большому числу производителей: Backer Facsa (Швеция), Hilkar (Турция), AVTRON (США), National Resistors (Индия), Энерган (Россия), Энсонс (Россия), СРП (Россия).

На отечественном рынке выделяется конструкция РЗН компании ООО «Болид» [10]. Основное отличие – применение композитного материала с отрицательным температурным коэффициентом сопротивления, из-за чего сопротивление резистора снижается при увеличении его температуры (5).

Корпус

Активная часть резистора нагревается до высоких температур, передавая тепло корпусу. Растут риски возникновения пожара и появляется возможность получения термических ожогов обслуживающего персонала при контакте с нагретой поверхностью. Для их нивелирования необходимо установить нормы по допустимому нагреву корпуса резистора.

Нормы нагрева корпуса и оболочек электроустановок регулируют стандарты из табл. 3. Ограничение температуры до 45 или 50 °С приведет к значительному усложнению или удорожанию конструкции резистора. Целесообразнее принять нормы стандарта ГОСТ Р 50571.4.42-2012 Часть 4-42.

Так как наибольший нагрев резисторов происходит при ОЗЗ, а режим ОЗЗ в сети напряжением 6-35 кВ не считается неисправностью для резисторов, следовательно, максимальную допустимую температуру корпуса необходимо принять 90 °С.

Таблица 3

Стандарты, устанавливающие допустимый нагрев корпуса электроустановок

Значения и область применения действий стандарта	Номера стандартов		
	ГОСТ 403-73	ГОСТ 14693 – 90	ГОСТ Р 50571.4.42-2012 Часть 4-42
Допустимая температура нагрева, °С	45	50	90 °С при нормальных условиях; 115 °С при неисправности
Электроустановки, на которые распространяются действия стандарта	Аппараты электрические на напряжение до 1 кВ	Шкафы комплектных распределительные устройства до 10 кВ	Нагреватели и резисторы до 1 кВ

Код оболочки IP по ГОСТ 14254 корпуса резистора для наружной установки должен быть не менее IP 23, а для внутренней – IP 21. Первая цифра 2 в коде IP означает защиту оболочки от предметов диаметрам более 12,5 мм. Вторая цифра 3 или 1 – защиту от дождя с вертикально падающими каплями под углом до 60 градусов или от

вертикально падающих капель соответственно. Увеличение значения кода IP ухудшает условия охлаждения резистора, а снижение приводит к возможности прикосновения обслуживающим персоналом активной части и попадания на неё атмосферных осадков.

Нет необходимости запрещать исполнение резистора заземления нейтрали без корпуса (IP 00), если все резистивные элементы защищены отдельно. Резистивные элементы должны иметь степень защиты аналогичную защите корпуса для тех же условий: для наружной установки IP23, для внутренней – IP 21. В этом случае на открытых распределительных устройствах требуется устанавливать сетчатые ограждения высотой не менее 2 м (ПУЭ 4.2.29) или обеспечивать высоту подъема резистора не менее, чем на 2,5 м (ПУЭ 4.1.25). В закрытых распределительных устройствах РЗН без кожуха необходимо устанавливать в камерах или отдельных помещениях.

Корпус резистора должен быть коррозионностойким и выполняться из нержавеющих сталей или оцинковываться.

Виды испытаний для оборудования свыше 1 кВ

Для проверки соответствия изделия заявленным характеристикам проводят испытания. Их условно разделяют на электрические, тепловые и механические. Электрические испытания определяют электрическую прочность изоляции, тепловые – способность выдерживать температурные воздействия частей оборудования, механические – прочностные характеристики изделия при воздействии различных механических нагрузок.

Согласно зарубежной серии стандартов IEEE c57.32 для резистора заземления нейтрали проводят только электрические и тепловые испытания. Поэтому дальнейшей задачей ставится составить перечни электрических и тепловых испытаний.

Электрические испытания

В конструкции резистора заземления нейтрали применяют опорные изоляторы из разных материалов: фарфор, стекло, полимеры. Для каждого материала изоляторов прописаны общие технические условия, содержащие перечень электрических, тепловых и механических испытаний, например, в ГОСТ Р 52082, ГОСТ 1232, ГОСТ Р 52034.

Перечисленные стандарты отличаются перечнем приемо-сдаточных, периодических и типовых испытаний, но значения параметров электрических испытаний нормируют серии стандартов с названием «Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ». Значения параметров испытаний меняются в зависимости от серии стандарта:

– ГОСТ 1516.1-76 действует с 1 января 1976 года;
– ГОСТ 1516.3-96 действует с 1 января 1996 года;
– ГОСТ Р 55195-2012 действует с 1 января 2014 года и создан с учетом положений ГОСТ 1516.3-96 и МЭК 60071-1:2011.

Кроме значений параметров испытаний данные стандарты нормируют виды электрических испытаний для оборудования электрических сетей свыше 1 кВ. Но ни один из стандартов не нормирует требования к электрическим испытаниям резисторов.

Поскольку изоляция резисторов заземления нейтрали выполнена с использованием опорных изоляторов, к резистору могут быть предъявлены аналогичные требования к электрическим испытаниям, как и к самим опорным изоляторам. Перечень параметров электрических испытаний для изоляторов:

– Переменное кратковременное напряжение в течение 1 минуты в сухом состоянии и под дождем;

– Переменное напряжение при плавном подъеме без выдержки времени;

– Полное и 50 %-ное напряжение грозового импульса;

– Переменное напряжение коммутационного импульса;

– Длительное переменное напряжение с целью оценить стойкость к частичным разрядам.

Требования к проведению испытаний на устойчивость к грозовому и коммутационному импульсу, а также для определения частичных разрядов изоляции резистора избыточны. Резистор подключают в нейтраль трансформатора, и он не подвержен грозовым и коммутационным перенапряжениям.

Проверку на возникновения частичных разрядов применяют для оценки остаточного ресурса изоляции, то есть после введения оборудования в эксплуатацию.

Тогда, резистор заземления нейтрали необходимо испытывать только переменным кратковременным напряжением в течение 1 минуты в сухом состоянии и под дождем.

Данное требование подразумевает исполнение изоляции на линейные напряжения сети 6 – 35 кВ. Но максимально возможное напряжение, прикладываемое к резистору, – наибольшее рабочее фазное напряжение. Такое несоответствие приводит к увеличению габаритов и массы резисторов. Таким образом, существует необходимость пересмотра значений испытательных напряжений для резисторов заземления нейтрали.

Для унификации требований к устройствам заземления нейтрали необходимо принять требования к значениям испытательных напряжений резисторов заземления нейтрали аналогичными требованиям для изоляторов, проверяемых отдельно, по ГОСТ Р 55195-2012 из табл. 12.1. Рекомендуемый уровень изоляции при таких требованиях – (*а*).

Тепловые испытания

Испытание на повышение температуры РЗНВ и РЗНН необходимо для проверки способности выдерживать повышенное температурное воздействие при протекании тока при наибольшем рабочем напряжении сети. В статье предложена методика проведения испытания на повышение температуры РЗН.

Испытание проводят в помещении без сквозняков, когда температура активной части РЗН и температура окружающей среды отличаются не более чем на 10 °С. Для про-

текания тока через РЗН используют источник постоянного напряжения или переменной частоты 50 Гц напряжением, соответствующим наибольшему рабочему напряжению РЗН.

Испытание на повышение температуры для РЗНВ проводят до момента времени, когда температура активной части не меняется более чем на 20 °С, но не менее 20 минут. При протекании тока через РЗНВ предельные измеренные температуры резистора не должны превышать 385 °С в течение всего времени воздействия, а для РЗНН – 760 °С в течение 10 секунд.

В случаях, если испытание на повышение температуры РЗНН провести невозможно, допускается проведение частичных испытаний на отдельных элементах РЗНН (например, резистивных элементов и/или сборок (блоков)) резистивных элементов, отдельных частей и/или узлов элементов корпусов) с распространением результатов испытаний на изделие.

Частичные испытания на повышение температуры РЗНВ не допускаются, так как для РЗНВ время включения классифицируется как «длительно» до выхода в состояние теплового баланса активной части и окружающего воздуха. На степень охлаждения РЗНВ влияет расположения резистивных элементов и наличие корпуса. Результаты испытаний для частей (блоков, резистивных элементов и т.д.) РЗНВ не будут соответствовать результатам испытаний для полностью собранного РЗНВ.

Материалы активной части

Для материалов резисторов заземления нейтрали важны следующие свойства:

– Высокое удельное сопротивление, позволяющее создавать малогабаритные резисторы;

– Малый ТКС в интервале рабочих температур, обеспечивающий стабильность электрического сопротивления;

– Высокая антикоррозионная стойкость, обеспечивающая продолжительный срок службы;

– Высокая жаростойкость, обеспечивающая высокую окалиностойкость в интервале рабочих температур;

– Удовлетворительная пластичность в холодном состоянии, позволяющая изготавливать нужную геометрию.

За рубежом активную часть РЗН создают из нержавеющих сталей марок 12Х13 (AISI 410), 12Х17 (AISI 430), 08Х18Н10 (AISI 304) или сплавов Х20Н80, Х15Н60, Х23Ю5, Х15Ю5. Все перечисленные материалы в разной мере удовлетворяют условиям выше.

Нержавеющие стали с нужными свойствами попадают под классификацию: мартенсито-ферритные (12Х13, 12Х17) и аустенитные (08Х18Н10, 20Х23Н18). В мартенстивно-ферритных сталях основными компонентами в составе являются железо, углерод и хром, в аустенитных добавляется никель.

Сплав нихром Х20Н80 состоит в основном из хрома (20–23%) и никеля (72–79%). Марка Х15Н60 стоит дешевле за счет добавления железа (17–29%). Фехраль марки Х23Ю5 состоит из железа (≈70%), хрома (21–22%) и алюминия (4,6–5,3%), в Х15Ю5 сниженное содержание хрома (13,5–15,5%)

Для сравнения сталей и сплавов выделены по одному представителю из каждой группы по критериям наименьшей цены и набольшей частоты применения в качестве материалов активной части РЗН за рубежом. Из мартенсито-ферритного класса выбрана сталь марки 12Х13, аустенитного 08Х18Н10, фехралевого Х15Ю5, нихромого Х15Н60 (табл. 4).

Таблица 4

Сравнение свойств сталей и прецизионных сплавов

№	Марка стали или сплава	Электрические параметры		Антикоррозионные свойства	
		Уд. электр. сопр. при 20 °С, r_0, мкОм · м	ТКС, a, 1/ °С ·10^{-5} (изм. сопр. при изм. темп. 760 °С, %)	Температура интенсивного окалинообразования в воздухе, °С	Глубина проникновения, мм/год при 800 °С в воздухе
1	12Х13	0,506	173,5 (131,8)	700	0,45
2	08Х18Н10	0,72	86,3 (65,6)	800	0,1–0,5
3	Х15Ю5	1,24	6 (4,6)	1150	<0,001
4	Х15Н60	1,15	15 (11,4)	1100	<0,001

В табл. 4 представлены электрические характеристики и антикоррозионные свойства материалов. Параметры взяты из справочников [11–14]. С ростом порядкового номера в табл. 4 стоимость марки стали увеличивается.

Сравнительной температурой для оценки антикоррозионных свойств взято значение в 800 ºС, так как оно наиболее близкое к предельно допустимой температуре РЗНН 760 ºС. При 385 ºС межкристаллитная и газовая коррозия интенсивно не проявляются.

Наибольшим электрическим сопротивлением обладает марка Х15Ю5, она же имеет наименьший ТКС среди представленных. Сталь 12Х13 обладает наименьшим удельным электрическим сопротивлением, но как показано далее из-за большего значения ТКС масса собранной активной части резистора меньше масс активной части из других марок.

Предельное отклонение сопротивления 12Х13 в интервале 760 ºС равно 131,8 % и меньше, чем предельное требование 67%. Чтобы снизить отклонение сопротивления, необходимо ограничить температуру нагрева при проектировании резистора за счет увеличения массы.

Все перечисленные стали и сплавы имеют высокую стойкость к коррозии в воздухе при температурах до 500 °С из-за содержания доли хрома в составе не менее 13%.

Однако, при воздействии высоких температур свыше 500 °С материалы подвергаются газовой коррозии и окисляются. Результат окисления – образование окалины. В таком случае содержание доли хрома 13% в сталях для высокой стойкости к коррозии

недостаточно. Устойчивость к газовой коррозии, иначе жаростойкость, повышают, добавляя легирующие элементы: хром, алюминий, марганец, никель.

Сталь 12Х3 подвергается газовой коррозии при температуре 700 ºС (табл. 4). Кроме окисления при высоких температурах сталь имеет высокий риск появления межкристаллитной коррозии и атмосферной коррозии при температурах окружающей среды в средах с высокой влажностью. По этим причинам рекомендуется применять стали с повышенным содержанием хрома, например, 12Х17 или использовать стали со сниженной долей углерода.

Сталь 08Х18Н10 более жаростойкая, имеет температуру образования окалины выше и менее интенсивно теряет массу при температуре 800 ºС. ТКС удовлетворяет требованию изменения сопротивления в диапазоне 760 ºС не более 67%. Данная сталь дороже мартенсито-ферритных сталей из-за наличия в составе никеля.

Сплавы Х15Ю5 и Х15Н60 предназначены для работы при высоких температурах 1100, 1150 ºС, имеют высокое удельное сопротивление, низкий ТКС и практически не подвержены атмосферной, газовой и межкристаллитной коррозии. Однако их стоимость выше нержавеющих сталей, а стоимость нихромовых сплавов выше стоимости фехралевых в 3 раза.

Таким образом, подходящими для нормы 67% марками для изготовления активной части резисторов являются нержавеющие стали аустенитного класса. При необходимости дополнительной термической стойкости или эксплуатации во влажных средах целесообразно рассмотреть фехралевые сплавы или стали аустенитного класса с повышенным содержанием легирующих элементов. Наиболее дешевый вариант – мартенсито-ферритный класс сталей, но их применение возможно только при снижении предельной температуры. Нихромовые сплавы не рекомендуется использовать из-за высокой стоимости и худших характеристик в сравнении с фехралевыми сплавами.

Анализ влияния физических свойств материалов активной части на технические характеристики РЗНН

Технические требования к резисторам заземления нейтрали ограничивают перечень допустимых материалов, из которых изготавливают активную часть. К таким требованиям относят: допустимую температуру активной части при протекании тока ОЗЗ, допустимое время протекания номинального тока и предельное отклонение от номинального сопротивления при заданной температуре. Последнее требование – наиболее определяющее.

Нормировать ТКС или предельное отклонение сопротивления в диапазоне рабочих температур необходимо первостепенно для низкоомного резистора. Релейная защита действует на отключение повреждённого участка электрической сети при превышении заданного значения тока срабатывания. При больших значениях ТКС или отклонений сопротивлений появляется риск несрабатывания РЗ из-за существенного снижения тока ОЗЗ.

Для оценки изменения тока в зависимости от времени работы резистора для разных материалов разработана математическая модель.

В качестве типовой конструкции анализируется резистивный элемент в виде пластины (рис. 3). Рисунок 3, *а* содержит исходные размеры пластины со сторонами *L*, *H* и шириной ребра *A* [мм]. Рисунок 3, *б* – это вытянутая пластина 3а со сторонами *A*, *B*. Сторона *B* вычисляется как произведение длины стороны *H* и количества ребер в пластине $n = 15$:

$$B = H \cdot n = 175 \cdot 15 = 2625 \text{ мм}.$$

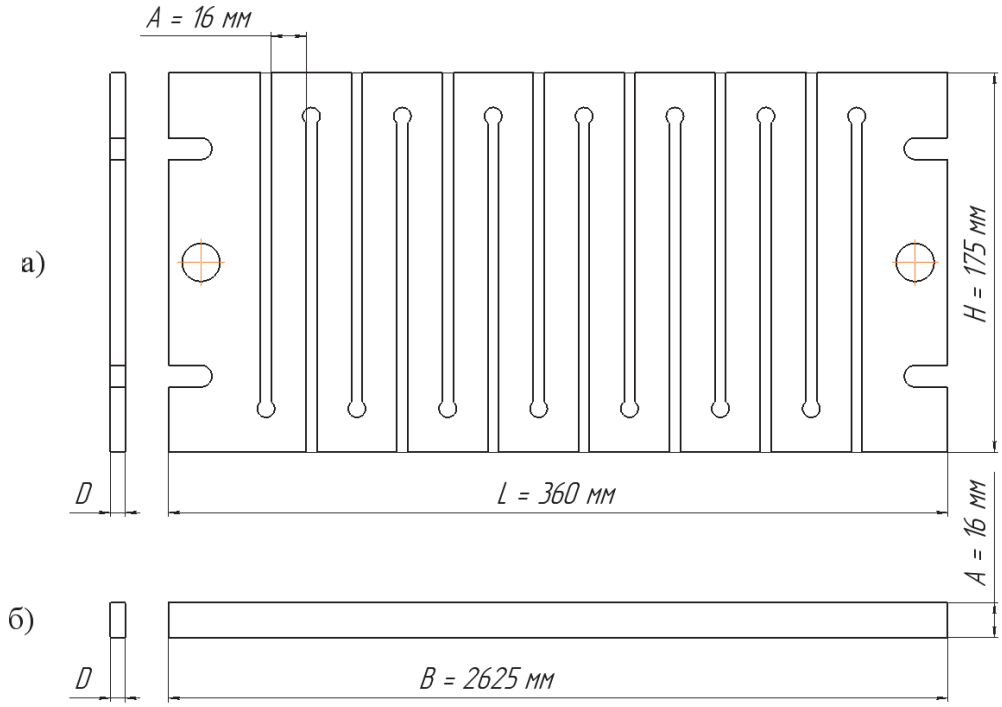


Рис. 3. Геометрические размеры резистивного элемента РЗНН в миллиметрах

Постановка задачи: определить такую толщину *D* прямоугольной пластины РЗНН для различных параметров материалов, чтобы изменение температуры за 10 с при заданных размерах *A*, *B* равнялось 760 ºС. Задача решается с учетом изменения сопротивления от температуры.

Решение задачи даст необходимый геометрический размер – толщину пластины *D*, что в дальнейшем позволит рассчитать электрическое сопротивление и массу одной пластины, как следствие, количество пластин резистора заданного номинального сопротивления и общую массу активной части.

Принятые допущения:

– Тепловое сопротивление материала бесконечно мало;

– Теплоемкость, плотность и температурный коэффициент сопротивления не зависят от температуры;

– Отсутствует внешний теплообмен пластины с окружающей средой из-за малого включения РЗНН – 10 секунд.

– Не учитывается дополнительный нагрев в местах соприкосновения активной части с изоляцией РЗН.

Электрическое сопротивление пластины при температуре 20 ºС:

$$R_{\text{пл}} = r_0 \frac{A \cdot B}{D}, \tag{6}$$

где r_0 – удельное электрическое сопротивление Ом·м.

Масса пластины:

$$m = \rho \cdot V = \rho \cdot ABD, \tag{7}$$

где ρ – плотность кг/м^3; V – объем пластины, м^3.

Общий вид дифференциального уравнения электромагнитного нагрева без учета теплообмена со внешней средой:

$$\rho C \frac{d\theta}{dt} - \text{div}\left(\lambda \text{grad}\left(\theta\right)\right) = J \cdot E, \tag{8}$$

где C – теплоемкость, Дж/(кг·К);

λ – коэффициенты теплопроводности Вт/(м·К);

θ – изменение температуры тела;

J – плотность тока, А/м^2;

E – напряженность поля, В/м.

Допущения о равенстве теплого сопротивления нулю (градиент температуры равен нулю) и линейного снижения напряженности поля вдоль объекта позволяют упростить (8). Для этого умножим (8) на объем пластины V:

$$mC \frac{d\theta}{dt} = \frac{U^2}{R_{\text{пл}\theta}}, \tag{9}$$

где U – прикладываемая разность потенциалов к концам пластины, В;

$R_{\text{пл}\theta}$ – сопротивление при изменении температуры на величину θ;

t – время протекания тока через резистор, с.

Решение (9) при R = const элементарно. Выражение (9) с учетом зависимости сопротивления пластины от температуры θ (5):

$$mC\frac{d\theta}{dt}=\frac{U^2}{R_{\text{пл}}\left(1+a\theta\right)}. \tag{10}$$

Решение дифференциального уравнения (10) при изменениях температур от 0 до θ:

$$0,5a\theta^2+\theta-U^2\frac{t}{mCR_{\text{пл}}}=0. \tag{11}$$

Квадратное уравнение относительно изменения температуры θ (11) упрощается, если принять ТКС a, равным нулю, и совпадает с решением дифференциального уравнения (9) без учета зависимости сопротивления от температуры.

Поскольку ток изменяется в зависимости от времени, напряжение, прикладываемое к пластине U = const. Из уравнения (11) при учете (6) и (7) выводится выражение для расчета напряжения:

$$U=\sqrt{\frac{\rho CB^2r_0\left(0,5a\theta^2+\theta\right)}{t}}. \tag{12}$$

Согласно (12) напряжение пластины не зависит от толщины D и ширины вытянутой пластины A.

Из уравнения (11) также возможно вывести значение температуры, при заданном напряжении и времени. Положительный корень уравнения (11):

$$\theta_1=\frac{\sqrt{\frac{8atU^2}{CmR_{\text{пл}}}+4}-2}{2a}. \tag{13}$$

Пластины соединяют последовательно для набора необходимого сопротивления, поэтому значения токов через пластины принимают равные значения. Зная наибольший рабочий ток $I_{\text{наиб.раб}}$ и напряжение по формуле (12), становится возможным определить сопротивление одной пластины при отсутствии изменения температуры:

$$R_{\text{пл}}=\frac{U}{I_{\text{наиб.раб}}}. \tag{14}$$

Наибольший рабочий ток в данном случае равен $1{,}2I_{\text{ном}}$, так как наибольшее рабочее напряжение сети 24 кВ больше номинального 20 кВ на 20 %. Искомая толщина *D* находится по (6):

$$D = \frac{r_0 \cdot A \cdot B}{R_{\text{пл}}}. \tag{15}$$

Массу пластины становится возможным определить по (7). Количество пластин для заданного номинального сопротивления РЗН:

$$N = \frac{R_{\text{ном}}}{R_{\text{пл}}}. \tag{16}$$

Тогда общая масса активной части резистора *M*:

$$M = N \cdot m. \tag{17}$$

Расчет по представленной методике проводится для марок сталей из табл. 4. Физические свойства материалов представлены в табл. 4 и 5 из источников [11–14].

Таблица 5

Физические свойства марок сталей и прецизионных сплавов

№	Марка стали или сплава	Теплоемкость при 20 ºС, *C*, Дж/(кг·ºС)	Плотность при 20 ºС, ρ, (кг/м^3)
1	12Х13	473	7720
2	08Х18Н10	452	7950
3	Х15Ю5	480	7280
4	Х15Н60	460	8200

Для примера расчета берутся низкоомные резисторы, устанавливаемые в сеть 20 кВ, номинальными токами 962 А и 481 А, наибольшими рабочими токами 1155 А и 577 А, номинальным сопротивлениями 12 Ом и 24 Ом согласно введённому определению (4), временем работы 10 секунд и предельным изменением температуры нагрева 760 ºС. Сравнение толщин пластин *D*, количества пластин *N*, общей массы активной части резисторов *M* для разных номинальных токов представлены на рис. 4, 5, 6 соответственно.

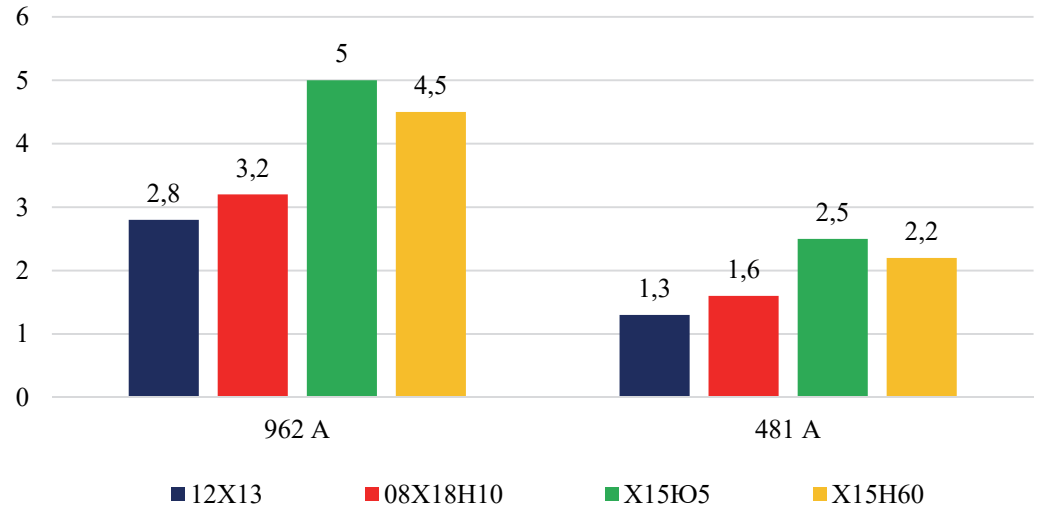


Рис. 4. Толщины пластин *D,* округленных по ГОСТ 19903 – 2015, в зависимости от материала и величины тока для предельного изменения температуры 760 ºС, мм

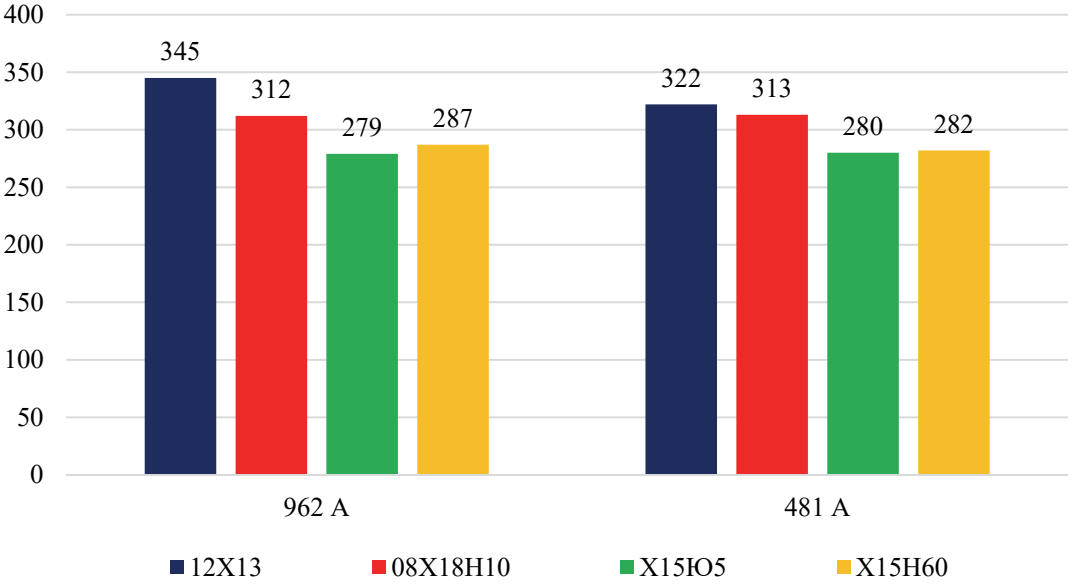


Рис. 5. Количество пластин активной части РЗН *N* в зависимости от материала и величины тока для предельного изменения температуры 760 ºС, шт.

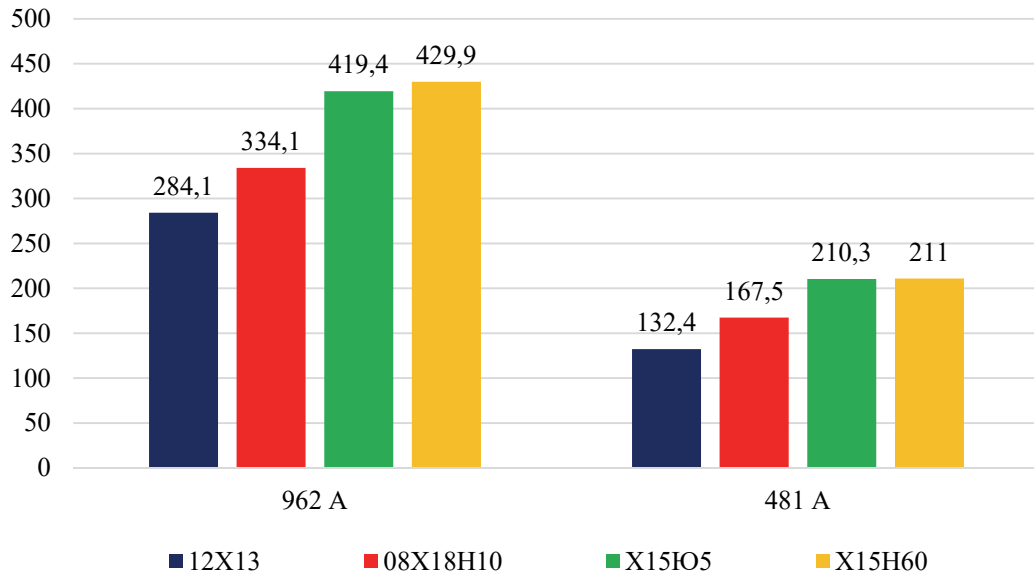


Рис. 6. Общая масса активной части РЗН *M* в зависимости от материала и величины тока для предельного изменения температуры 760 ºС, кг

Толщины пластин *D*, рассчитанные по (15), округляются до значений по ГОСТ 19903 - 2015. Документ нормирует толщины листового горячекатаного проката, который применяют для изготовления пластин РЗН.

Количество пластин для номинальных токов 481 А и 962 А остается постоянным из-за пропорционального увеличения сечения, и, как следствие, пропорционального снижения сопротивления одной пластины (рисунок 5). Разность в количестве пластин для токов 481 А и 962 А на рисунке 5 обусловлена округлением по ГОСТ 19903 - 2015. Для изменения количества пластин необходимо менять геометрические размеры *A* и *H*.

Согласно рисунку 6 существенное увеличение общей массы активной части резисторов для разных материалов коррелирует со снижением значения ТКС. При малом ТКС ток с увеличением температуры или течением времени практически не изменяется, и активная часть резистора за то же время получает бóльшее количество энергии, чем при меньших ТКС.

Стоимость килограмма анализируемых нержавеющих сталей ниже стоимости фехраля в 3-5 раз, а стоимость нихрома выше стоимости фехралевых сплавов также в 3-5 раз. Можно сделать вывод, что общая стоимость активной части резистора заземления нейтрали для фехралевых и нихромовых сплавов существенно выше, чем для нержавеющих сталей.

На рис. 7 и 8 изображены зависимости изменения температуры от времени при наибольшем и наименьшем напряжении сети, рассчитанные по уравнению (13).

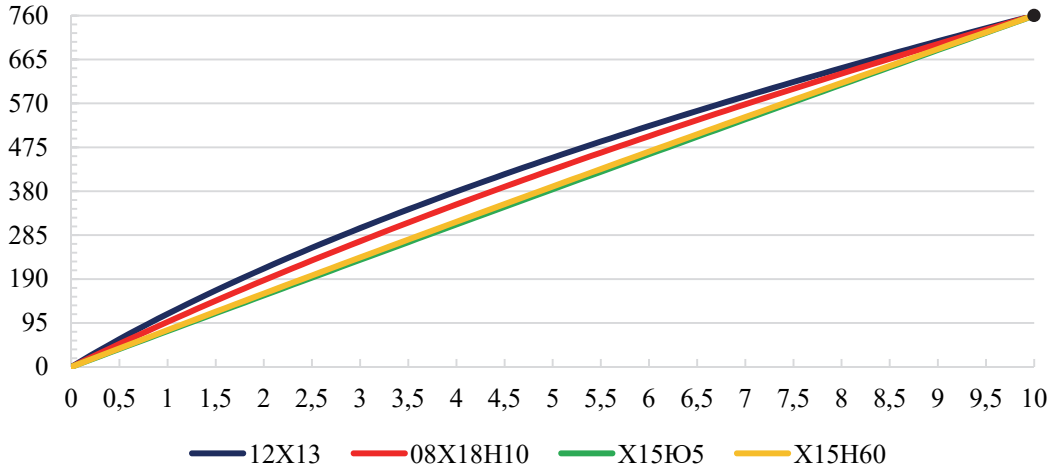


Рис. 7. Значения изменение температуры от времени, с, в зависимости от материала при наибольшем рабочем напряжении РЗН, °С

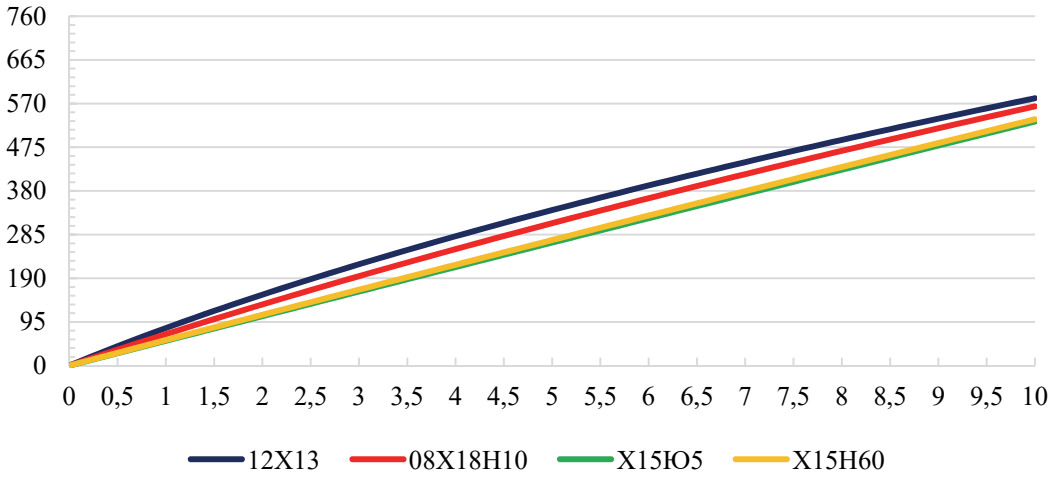


Рис. 8. Значения изменение температуры от времени, с, в зависимости от материала при номинальном напряжении РЗН, °С

На рис. 7 к резистору прикладывается наибольшее рабочее напряжение и изменение температуры для всех материалов не превышает 760 ºС. Для сплавов с низким ТКС изменение практически линейно из-за допущения об отсутствии теплообмена с окружающей средой. Форма кривой для сталей приобретает форму параболы, поскольку температура описывается квадратным уравнением (13).

На рис. 8 к резистору прикладывается номинальное напряжение РЗН. Стали 12Х12 и 08Х18Н10 за 10 секунд нагреваются до 581,6 ºС и 563,9 ºС, сплавы Х15Ю5 и Х15Н60 до 535,9 ºС и 530,5 ºС. Нержавеющие стали при номинальном напряжении нагреваются интенсивнее, чем сплавы из-за значительного отличия ТКС. Однако, предельное изменение температуры 760 ºС все марки стали достигнут через одинаковый промежуток времени 14,5 с.

На рис. 9 и 10 показано изменение значения тока в зависимости от температуры при наибольшем рабочем и номинальном напряжении РЗН.

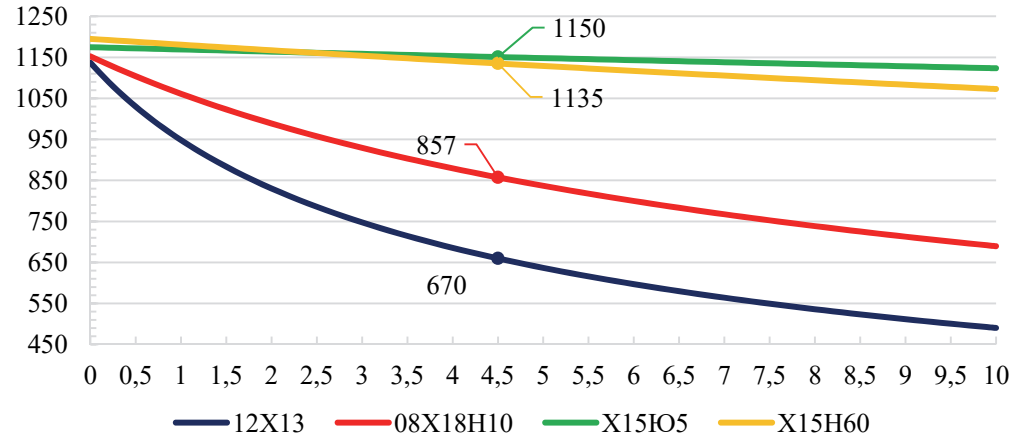


Рис. 9. Значение тока от времени, с, в зависимости от материала при наибольшем рабочем напряжении, А

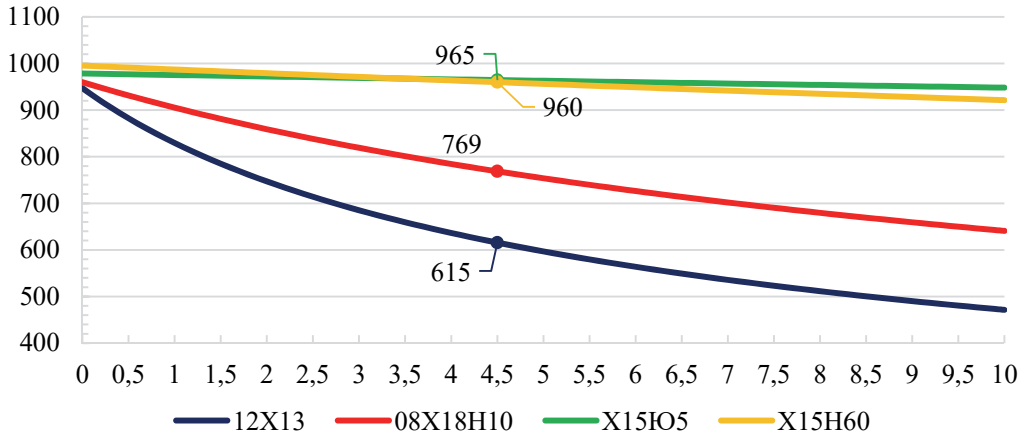


Рис. 10. Значение тока от времени, с, в зависимости от материала при номинальном напряжении, А

Отличие значений токов в нулевой момент времени обусловлены погрешностью округления по ГОСТ 19903 - 2015.

На рис. 9 и 10 показаны значения токов через 4,5 секунды после начала протекания электрического тока. Через 10 секунд значение тока для марки стали 12Х13 при наибольшем рабочем и номинальном (в скобках) напряжении снижается на 132 (98) %, 08Х18Н10 на 67 (50) %, Х15Ю5 на 5 (3) % и Х15Н60 на 11 (8) %, при номинальном напряжении снижение тока меньше из-за меньшего изменения температуры.

Таким образом, стали марки с высоким ТКС, например, 12Х13, применять не рекомендуется. Марка стали Х15Н60 удовлетворяет требованию отклонения сопротивления при заданном изменении температур в 67%. Активная часть резисторов из сплавов Х15Ю5 и Х15Н60 будет более габаритной и дорогой, чем из нержавеющих сталей, но с незначительным изменением тока в течение 10 секунд до 11%. При выборе между фехралью и нихром для изготовления активной части резистора рекомендуется применять фехраль из-за его меньшей стоимости и лучшими характеристиками.

Оценка времени охлаждения резисторов заземления нейтрали

Постановка задачи: рассчитать время для разных материалов резистивного элемента с геометрией на рис. 3, за которое наблюдается изменение температуры резистора со значения 760 ºС до 1 ºС при нулевом значении тока через резистор с номинальным сопротивлением 12 Ом.

Уравнение теплового баланса:

$$Pdt = Cmd\theta + \alpha F\theta dt + \varepsilon\sigma_0 F\theta^3 dt, \tag{18}$$

где P – электрическая мощность в пластине;

α – коэффициент теплоотдачи Вт/(м^2·К);

F – площадь пластины; ε – степень черноты, равная 0,63 для нержавеющих сталей;

σ – постоянная Стефана-Больцмана $5{,}7\cdot10^{-8}$.

Уравнение (18) кроме конвективного теплообмена материала с окружающем воздухом учитывает потерю тепла за счет излучения.

Для расчета времени охлаждения пластины необходимо исключить электрическую мощность P в (18):

$$0 = Cmd\theta + \alpha F\theta dt + \varepsilon\sigma_0 F\theta^4 dt. \tag{19}$$

После решения дифференциального уравнения (19), определения из начальных условий константы интегрирования и преобразования, получим:

$$\theta = \theta_{\text{уст}} \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha}{\alpha \cdot e^{\left(\frac{180\alpha Ft}{Cm}\right)} + \varepsilon\sigma_0\theta_{\text{уст}}^3 \cdot \left(e^{\left(\frac{180\alpha Ft}{Cm}\right)} - 1\right)}}, \tag{20}$$

где $\theta_{\text{уст}}$ – установившейся температура активной части резистора.

Отдельной нетривиальной задачей ставится определение коэффициента теплоотдачи α. Для его оценки используется методика, рекомендованная в [15]. При наличии тока через резистор в первую очередь рассчитывается плотность теплового потока, Вт/м^2:

$$\overline{q} = \frac{U^2 r_0 L}{FS} = \frac{U^2 r_0 L}{\big(2(H+D)L\big)(AD)}. \tag{21}$$

Задаётся значение температуры поверхности пластины в первой итерации.

Затем рассчитывается число Рэлея:

$$Ra = \frac{g\beta q D^4}{\lambda \nu^2}\mathrm{Pr}, \tag{22}$$

где g – ускорение свободного падения, м/с^2;

β – коэффициент объёмного теплового расширения, 1/К;

D – толщина пластины, м;

Pr – число Прандтля для воздуха;

λ – коэффициент теплопроводности воздуха, Вт/(м^2·К);

ν – коэффициент кинематической вязкости, м^2/с.

Среднее значение числа Нуссельта определяется по формуле:

$$\overline{Nu} = 1,22 \cdot 0,615 \cdot \left(\frac{\mathrm{Pr}}{0,8+\mathrm{Pr}}\right)^{0,2} \cdot Ra^{0,2}. \tag{23}$$

Коэффициент теплоотдачи определяется по формуле:

$$\overline{\alpha} = \overline{Nu} \cdot \frac{\lambda}{H}. \tag{24}$$

После чего температура поверхности пластины уточняется в соответствии с уравнением:

$$\overline{q} = \overline{\alpha}\left(T_\text{с} - T_\text{в}\right) + \varepsilon\sigma_0\left(T_\text{с}^4 - T_\text{в}^4\right). \tag{25}$$

где $T_\text{с}$ – температура поверхности пластины;

$T_\text{в}$ – температура окружающего воздуха, К;

ε – степень черноты, принята равной 0,63;

σ_0 – постоянная Стефана-Больцмана, Вт/(м^2·К^4).

Для определения коэффициентов теплоотдачи при конкретной температуре и при отсутствии тока через резистор фиксируется значение температуры поверхности пластины и задаётся значение плотности теплового потока в первой итерации, после чего проводится аналогичный расчёт в соответствии с уравнениями (22) – (25). Затем значение плотности теплового потока итеративно уточняется.

Результатом расчёта в обоих случаях является коэффициент теплоотдачи.

Для определения коэффициентов теплоотдачи при конкретной температуре и при отсутствии тока через резистор фиксируется температура поверхности пластины и итеративно подбирается плотность теплового потока:

$$\overline{q} = \lambda\left(T_{\text{с}} - T_{\text{в}}\right).$$

Результаты расчета коэффициента теплоотдачи для изменений температур 50, 200, 400, 600, 760 ºС показаны на рис. 11 точками. Для оценки времени охлаждения резистивного элемента в уравнение (20) подставляются усредненные значения коэффициента на диапазонах 0-200, 200-400, 400-600, 600-760 ºС (рис. 11).

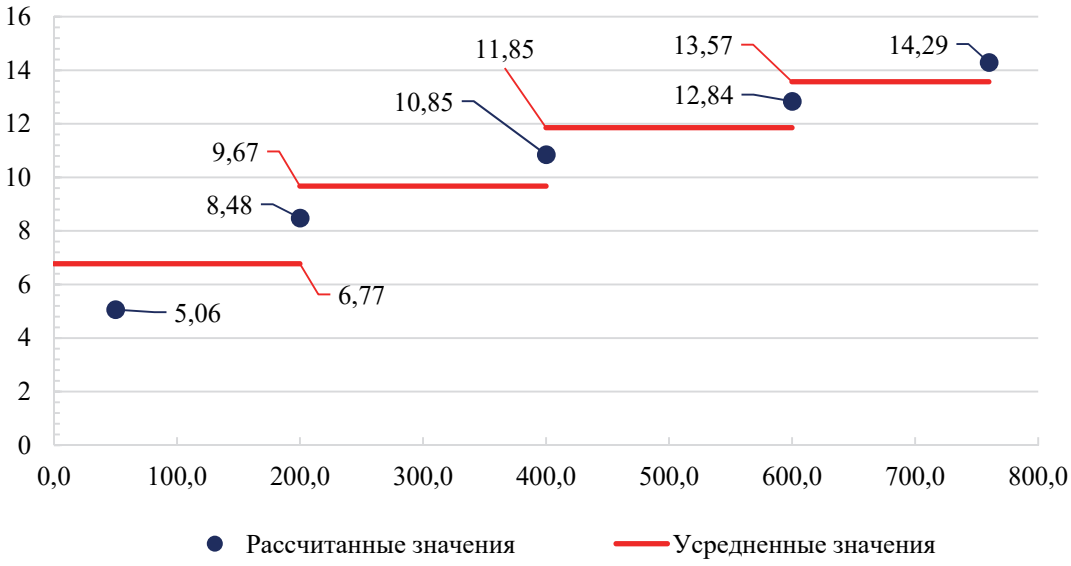


Рис. 11. Зависимость коэффициента теплоотдачи, Вт/(м^2·К), от температуры, ºС, резистивного элемента

Зависимость температуры от времени при усредненных на заданных диапазонах коэффициентах теплоотдачи, степени черноты 0,63 и начальной температуре 760 ºС показана на рис. 12. На графике наблюдаются скачки температуры из-за использования усредненных значений коэффициента теплоотдачи.

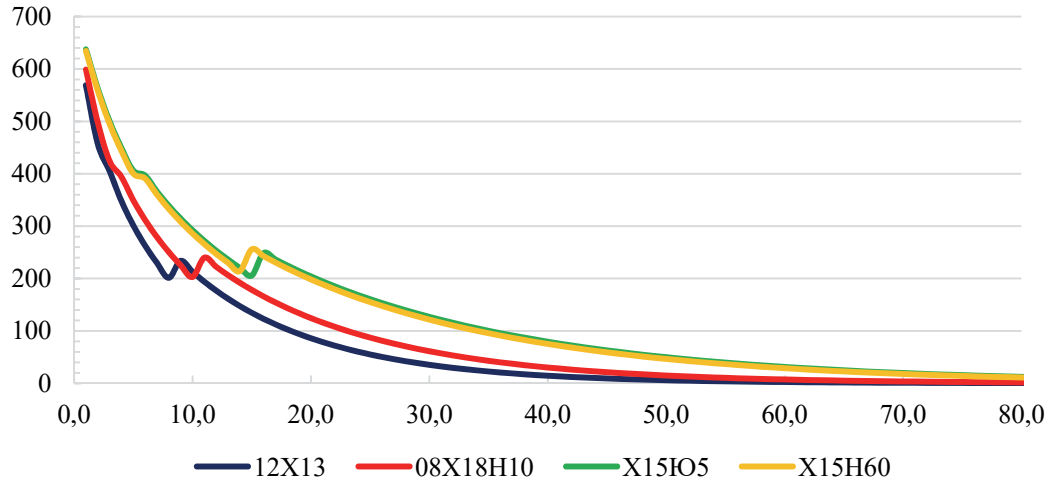


Рис. 12. Зависимость температуры, ºС, от времени, мин., при усредненных коэффициентах теплоотдачи на заданных диапазонах и степени черноты 0,63 резистивного элемента

Температура снижается до 200 ºС за промежутки времени от 10 до 20 минут, до 0ºС теоретически бесконечно, практически за 60-80 минут. Резистивные элементы из сплавов остывают длительнее из-за большей массы.

Заключение

Сформированы основные технические требования к резистору заземления нейтрали: предельное изменение температуры относительно температуры окружающего воздуха для низкоомного резистора принято 760 ºС, высокоомного 385 ºС; допустимые значения токов ОЗЗ для высокоомного режима приняты согласно нормам ПТЭ ЭСИС (табл. 2); время термической стойкости – 10 секунд; допустимый нагрев корпуса резистора не более чем 90 ºС.

Дискуссионным вопросом остается нормирование допустимого отклонения сопротивления до заданного изменения температур. Отклонение в 67% разрешает использовать более нержавеющие дешевые марки стали, такие как 08Х18Н10, что снижает массу резисторов, и, как следствие, габариты и время остывания РЗН. Отклонение в 20% лучше сказывается на чувствительности релейной защиты, но требует резисторы с большей в 1,5 раза массы из сплавов марок Х15Ю5 или Х15Н60, которые в 3-6 раз дороже нержавеющих сталей. Общая стоимость активной части РЗН при применении указанных сплавов увеличивается до 4,5-9 раз.

Для утверждения допустимого отклонения сопротивления до заданного изменения температур 67% или 20% необходимо провести дополнительные исследования о влиянии изменения сопротивления на чувствительность релейной защиты электрических сетей 6-35 кВ.

Определены программы электрические испытаний и разработана методика проведения теплового испытания РЗН. Единственное необходимое электрическое испытание для РЗН – переменное кратковременное напряжение в течение 1 минуты в сухом состоянии и под дождем.

Проведен анализ влияния материалов активной части на технические характеристики РЗН. Для анализа выбраны марки нержавеющих сталей 12Х13 и 08Х18Н10, а марки сплавов с большим ТКС – Х15Ю5 и Х15Н60. Стали мартенситно-ферритного класса не подходят под требования допустимого отклонения сопротивления до заданного изменения температур 67%, интенсивно окисляются при температурах свыше 700 ºС и подвержены риску межкристаллитной коррозии. Стали аустенитного класса не проходят требования допустимого отклонения 20%, в отличие от фехралевых и нихромовых сплавов, но практически не окисляются при температурах 760 ºС. Фехралевые и нихромовые сплавы дороже нержавеющих сталей аустенитного класса в 3 и 6 раз соответственно, не подвержены окислению при температуре 760 ºС и межкристаллитной коррозии.

Разработаны математические модели нагрева и остывания резистивного элемента РЗНН заданной геометрией. Определены зависимости температур и токов РЗНН для разных марок сталей и сплавов при приложении номинального и наибольшего рабочего напряжений. Построен график снижения температуры с 760 ºС. Определено, что активная часть РЗНН с номинальным сопротивлением 12Ом из нержавеющих сталей остывают за 60 минут, а из сплавов за 80 минут.

Литература

1. СТО ГАЗПРОМ 2-1.11-070-2006. Методические указания по выбору режима заземления нейтрали в сетях напряжением 6 и 10 кВ дочерних обществ и организаций ОАО "Газпром". – Москва : ОАО " Газпром", 2006. – 60 с.

2. СТО 64-723.02-12. Выбор режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6, 10 и 35 кВ филиалов ОАО «МРСК Волги» : стандарт организации : издание официальное : утвержден и введен в действие ПАО «МРСК Волги». – Саратов : МРСК Волги, 2012.

3. СТО 18-2013. Руководящие указания по выбору режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6-35 кВ / ПАО «Ленэнерго». – СПб., 2013. – 76 с.

4. Стандарт организации ПАО «МРСК Центра» СТО БП 11/03-01/2016 Выбор режимов заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ ПАО «МРСК Центра» [Текст]: утв. ПАО «МРСК Центра» / ПАО «МРСК Центра», 2016.

5. Регламент организации АО «ОЭК» «Регламент по способам подключения, обслуживанию и ремонту устройств заземления нейтрали электрических сетей 20 кВ ОАО «ОЭК» [Текст]: утв. Заместителем технического директора ОАО «ОЭК» по высоковольтным сетям 15.08.2014 / АО «Объединенная энергетическая компания». – Москва, 2014.

6. Назарычев А.Н. О формировании технических требований к конструкции и параметрам резисторов заземления нейтрали 6-35 кВ / А.Н. Назарычев, А.А. Пугачев, С.С. Титенков // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 6(75). – С. 102-106.

7. Челазнов А.А. Разработка регламента по способам подключения, обслуживанию и ремонту устройств заземления нейтрали электрических сетей 20 кВ / А.А. Челазнов, М.В. Ильиных // Энергетик. – 2016. – № 9. – С. 17-20.

8. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 4 октября 2022 г. № 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548». URL: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405785259/ (дата обращения: 07.07.2025).

9. IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991) IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2007. – 215 с.

10. Ильиных М.В. Применение резисторов для заземления нейтрали с целью повышения безопасности и надежности электроснабжения в сетях 6-35 кВ / М.В. Ильиных, Н.И. Емельянов, Л.И. Сарин // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2020. – № 3. – С. 5-9.

11. 12Х13 [Электронный ресурс] // Ласмет. Лаборатория специальной металлургии. URL: https://new.lasmet.ru/catalog/stali_martensitno-ferritnogo_klassa/12h13 (дата обращения: 16.04.2024).

12. Austenitic chromium-nickel stainless steels – engineering properties at elevated temperatures: a practical guide to the use of nickel-containing alloys. No 2980 / Nickel Institute. – 2021. – 24 с.

13. Austenitic chromium-nickel stainless steels – engineering properties at elevated temperatures: No 9004 / Nickel Institute. – 2021. – 47 с.

14. Прецизионные сплавы [Текст] : справочник / [Г.З. Клевицкая, В.Н. Веселкова, А.И. Зусман и др.] ; под ред. Б.В. Молотилова. – 2 изд., доп. и перераб. – Москва : Металлургия, 1983. – 438 с.

15. Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. Тепломассообмен: учебное пособие для вузов – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 550 с.

УДК 621.315

О ВЫБОРЕ РЕЖИМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В КАБЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С БОЛЬШИМ ЁМКОСТНЫМ ТОКОМ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Вайнштейн Р.А.[1], Пашковский С.Н.[2], Понамарев Е.А.[3]
[1] ФГАОУ ВО НИ ТПУ, г. Томск, Россия
[2] ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия
[3] НОУ «НОЦ ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Аннотация. В статье обращается внимание на то, что в настоящее время в эксплуатации появляются кабельные электрические сети большой суммарной протяжённостью и, соответственно, с большим ёмкостным током замыкания на землю с сохранением режима заземления нейтрали через дугогасящие реакторы. Приводятся причины, из-за которых эффективность компенсации ёмкостного тока в таких сетях может оставаться достаточно низкой даже при практически точной настройке компенсации. Также отмечается, что имеющие место предложения о повышении требований к точности настройки компенсации (до ± 1 %) не являются достаточно обоснованными, так как изменение расстройки компенсации до ± 5 %, в соответствии с прежними требованиями, на гашение дуги практически не оказывает влияния, особенно в электрических сетях, содержащих кабели с полиэтиленовой изоляцией. Так как, при прочих равных условиях, количество однофазных замыканий переходящих в двойные или междуфазные пропорционально квадрату суммарной протяженности сети, то следует, как на стадии проектирования, так и при эксплуатации, по возможности исключать формирование больших массивов гальванически связанных участков сетей.

Ключевые слова: ёмкостный ток замыкания на землю, компенсация ёмкостного тока, факторы влияющие на гашение дуги, требования к точности настройки компенсации.

Введение

В настоящее время в результате развития существующих электрических распределительных сетей, а также при проектировании новых сетей, в эксплуатации появляются кабельные электрические сети класса напряжения (6, 10 и 35 кВ) с очень большой суммарной протяжённостью линий и, следовательно, с большим ёмкостным током замыкания на землю (свыше 300 А). При этом, в ряде случаев, в таких сетях применяется режим заземления нейтрали через дугогасящие реакторы. Важным обстоятельством является то, что, при развитии существующих сетей, или при строительстве новых, используются кабели с полиэтиленовой изоляцией, свойства которой существенно отличаются от свойств изоляции кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией.

В качестве примеров сетей с очень большим ёмкостным током замыкания на землю и заземлением нейтрали через дугогасящие реакторы можно привести следующие:

– распределительная сеть, питающаяся от ГРУ 10,5 кВ Северодвинской ТЭЦ-1. Уровень ёмкостного тока на 1 и 2 секции (работают совместно) составляет 374 А, на 3 и 4 секции (тоже работают совместно) уровень ёмкостного тока составляет 386 А. В определённом технологическом режиме, когда все 4 секции (1-2 + 3-4) работают совместно, суммарный уровень ёмкостного тока составляет 374 + 386 = 760 А;

– распределительные сети 10 кВ Московского региона, например, ПС Теплый стан и ПС Летово.

Уровень ёмкостного тока на ПС Теплый стан по секциям 1÷4, которые работают совместно (1 + 2 + 3 + 4), составляет 314 А и 374 А для 5÷8 секции, работающих тоже совместно (5 + 6 + 7 + 8). В режиме включенного секционного выключателя между 3 и 5 секцией, суммарный ёмкостный ток для всех 8 секций составляет 314 + 374 = 688 А.

Уровень ёмкостного тока на ПС Летово по секциям: 1 секция – 239 А, 2 секция – 183 А, 3 секция – 236 А, 4 секция – 184 А. В режиме включенного секционного выключателя между 1 и 2 секцией, а также между 3 и 4 секцией, с образованием гальванической связи между всеми четырьмя секциями, суммарный ёмкостный ток достигает величины 239 + 183 + 236 + 184 = 842 А.

Важным обстоятельством является то, что при прочих равных условиях, одним из факторов, от которого зависит эффективность применения компенсации ёмкостного тока, является собственно суммарная протяжённость электрической сети, которой прямо пропорционален суммарный ёмкостный ток замыкания на землю.

Эффективность применения компенсации ёмкостного тока, которая по предложению Лихачева Ф.А. [1] может оцениваться как доля замыканий на землю, не перешедших в короткие замыкания от общего числа замыканий по приведённому ниже соотношению:

$$Э_К = 1 - \frac{n_{кз}}{n_{общ}}\left(\frac{n_{общ} - n_{кз}}{n_{общ}}\right),$$

где $n_{общ}$ и $n_{кз}$ – соответственно общее число замыканий на землю и число замыканий, перешедших в короткие замыкания, в том числе двойные.

Влияние протяжённости сети на эффективность режима компенсации объясняется следующим: вероятность возникновения замыкания на землю в результате пробоя изоляции оценивают статистической частотой таких событий на единицу длины сети за какой-то отрезок времени, обычно за один год $\left(n\,\frac{1}{год}\right)$. Переход однофазного замыкания в двойное, в результате увеличения напряжения на неповреждённых фазах, происходит

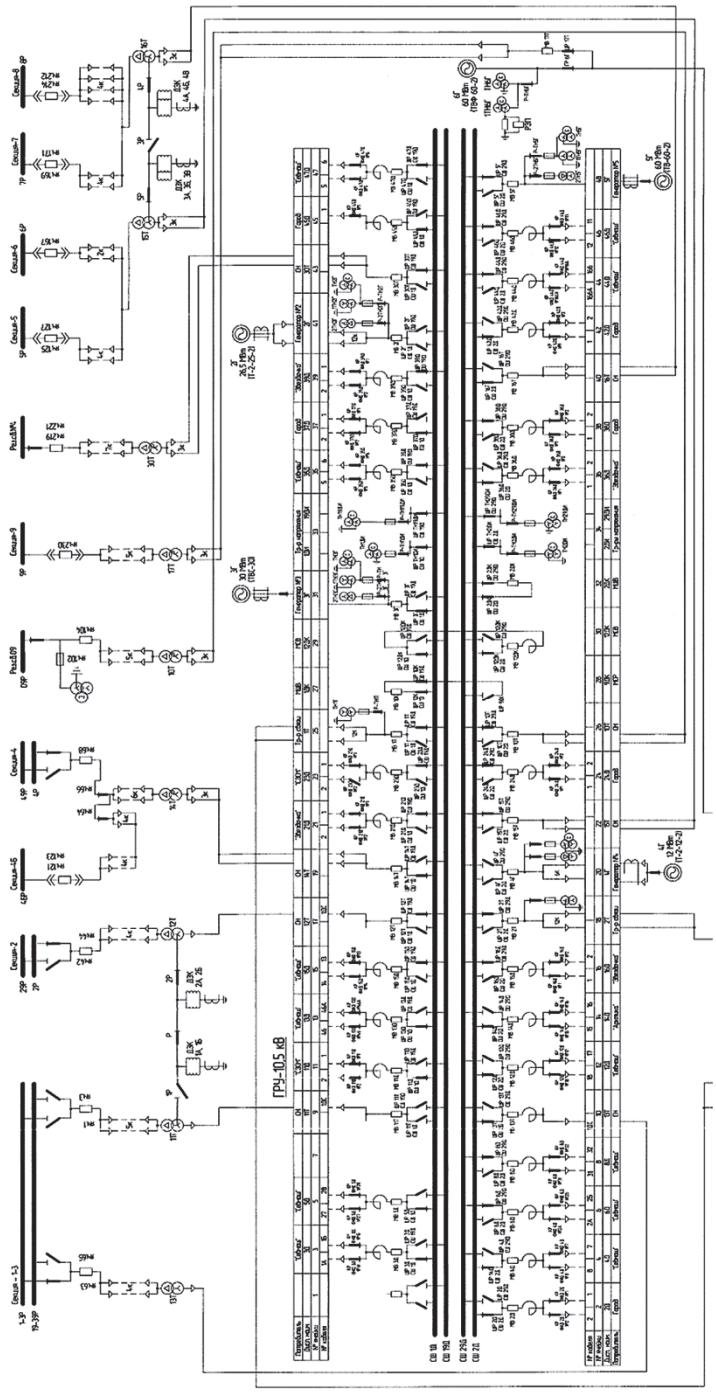


Рис. 1. Однолинейная схема ГРУ-10 кВ Северодвинской ТЭЦ-1

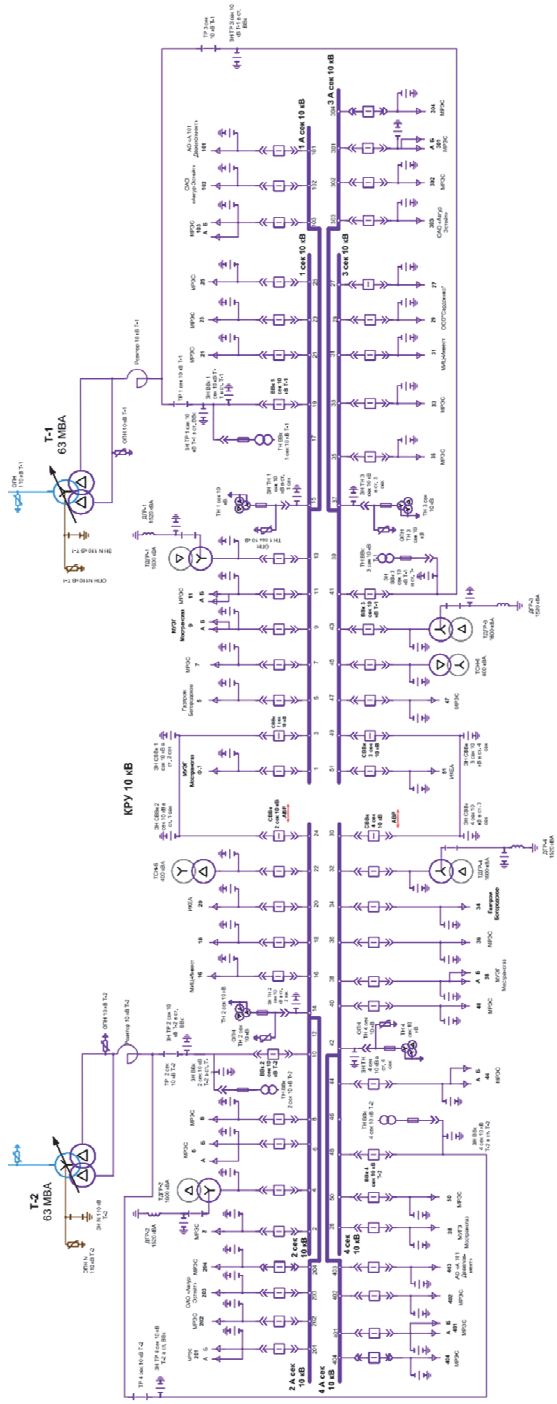


Рис. 2. Однолинейная схема ПС Летово

в местах с ослабленной изоляцией и является событием случайным, и также количественно может быть оценён их числом на единицу длины сети в год $\left(m\frac{1}{\text{год}}\right)$. Поэтому общее число событий перехода однофазного замыкания в двойное замыкание на землю при суммарной протяжённости сети L будет равно: $n \cdot m \cdot L^2$, т.е. пропорционально квадрату суммарной протяженности сети.

Такая закономерность распространяется не только на кабельные линии в сети, но и на другие её составные части, такие как: концевые кабельные муфты, проходные и опорные изоляторы, коммутационные аппараты и другое электрооборудование, так как увеличение суммарной протяжённости сети, во многих случаях, обусловлено увеличением числа фидеров, отходящих от сборных шин электростанций и подстанций, а также увеличением числа промежуточных распределительных подстанций. О влиянии протяжённости электрической сети на надёжность её работы и повышении вероятности перехода однофазного замыкания в двойное упоминается в одной из ранних работ, посвящённой вопросу выбора режима заземления нейтрали в распределительных электрических сетях [2].

Для таких протяжённых сетей вполне обоснованным является предложение о радикальном изменении режима заземления нейтрали, и в частности, применение режима низкоомного резистивного заземления, при котором создаётся ток однофазного замыкания, достаточный для выполнения простой токовой защиты, действующей с малой выдержкой времени на отключение повреждённого элемента электрической сети. Такое решение уже реализовано на ряде объектов [3, 4, 5, 6].

Переходу в сетях с большим ёмкостным током к заземлению нейтрали, например, через низкоомный резистор на наш взгляд в какой-то степени противоречит возросшее внимание к вопросу компенсации ёмкостных токов однофазного замыкания и автоматической настройке дугогасящих реакторов в электрических сетях 6-35 кВ, включая и существенное повышение требований к точности настройки дугогасящих реакторов.

До сравнительно недавнего времени действовала, закреплённая в ПТЭ рекомендация поддержания точности настройки компенсации в пределах не хуже ± 5 %. Основаниями для таких требований являлись результаты экспериментальных и теоретических исследований, изложенных ранее в работе известного специалиста в области эксплуатации электрических сетей Ф.А. Лихачева [1].

По современным нормативным документам, в частности по [7], в требованиях к устройствам автоматической настройки дугогасящих реакторов устанавливается норма необходимости обеспечения настройки компенсации с точностью ± 1 %. Кроме этого, возобновились предложения по компенсации активной составляющей тока замыкания [8]. Методы и технические средства для компенсации активной составляющей в токе замыкания активно разрабатывались в 90-годы XX века под руководством профессора В.К. Обабкова. Однако их применение не было признано целесообразным и ограничилось лишь опытной эксплуатацией.

На наш взгляд даже при повышении требований к точности настройки компенсации навряд-ли может быть достигнута её достаточная эффективность в электрических сетях с непомерно большим ёмкостным током замыкания.

Процессы при замыкании на землю в электрических сетях с различными режимами заземления нейтрали, в том числе и при дуговых замыканиях, всесторонне исследованы и результаты этих исследований изложены, например, в [1, 9]. Большая часть этих исследований была выполнена в исторический период до появления новых видов изоляции, в частности, кабелей с полиэтиленовой изоляцией. Известные критерии для оценки влияния компенсации ёмкостных токов на гашение дуги и, в частности на процессы формирования перенапряжений, относятся к дугам, горящим в изоляции, способной к самовосстановлению. К таким видам, например, относятся дуги в кабелях с бумажно-пропитанной изоляцией. В настоящее время, при рассмотрении влияния процессов при замыкании на землю необходимо учитывать то, что современные сети либо полностью выполнены кабелями с полиэтиленовой изоляцией, либо кабелями с различными видами изоляции. На эффективность компенсации ёмкостных токов влияют следующие факторы:

1) перенапряжения на неповреждённых фазах при горении перемежающейся дуги;

2) действующее значение тока в месте устойчивого замыкания на землю, которое принято называть остаточным током;

3) время восстановления напряжения на повреждённой фазе после погасания дуги.

Влияние расстройки компенсации на перечисленные выше факторы с выводом необходимых соотношений подробно излагается в упомянутых выше работах [1, 9], а также в [10]. Поэтому далее мы их используем без подробного обоснования и вывода.

Перенапряжения на неповреждённых фазах при горении перемежающейся дуги определяются следующим соотношением:

$$U_m = 1{,}5U_{\text{ф}m} + \left[U_{\text{ф}m} + U_{Nm} e^{\frac{-d\pi}{2\left|1-\sqrt{(1-\upsilon)-\left(\frac{d}{2}\right)^2}\right|}} \right] \left(1-k_{\delta 1}\right)\left(1-k_{\text{C}}\right), \qquad (1)$$

где $U_{\text{ф}m}$ и U_{Nm} – амплитуда фазного напряжения и амплитуда напряжения на нейтрали в момент очередного зажигания дуги;

$k_{\delta 1}$ и k_{C} – коэффициенты, учитывающие снижение перенапряжения из-за затухания переходного ёмкостного тока дозаряда ёмкостей неповреждённых фаз и влияния междуфазных ёмкостей;

υ и d – расстройка компенсации и коэффициент демпфирования, определяемые как $\upsilon = 1 - \frac{I_{\text{L}}}{I_{\text{C}}}$ и $d = \frac{I_a}{I_{\text{C}}}$, а I_{C}, I_{L} и I_a – соответственно ёмкостная, индуктивная

и активная составляющие тока промышленной частоты в месте устойчивого замыкания на землю.

Зависимость возможных перенапряжений на неповреждённой фазе от расстройки компенсации по формуле (1) приведена в табл. 1, рассчитанная при следующих исходных данных: $d = 0{,}05$ о.е., $U_{Nm} = 1{,}48\,U_{\text{ф}m}$, $k_{\delta 1} = 0{,}1$, $k_{\text{C}} = 0{,}2$.

Таблица 1

Зависимость перенапряжений на неповреждённых фазах сети от расстройки компенсации ёмкостного тока

υ, о.е.	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
$\frac{U_m}{U_{\text{ф}m}}$, о.е.	2,22	2,22	2,221	2,227	2,243	2,27

Абсолютные значения расчётных перенапряжений в зависимости от принятых исходных данных могут несколько отличаться от приведённых в табл. 1, однако характер их зависимости от расстройки компенсации от этого не изменяется.

Как видно, в диапазоне расстроек компенсации до ± 5 % перенапряжения на неповреждённых фазах увеличиваются незначительно (примерно на 2 %).

Действующее значение тока в месте устойчивого замыкания содержит в себе активную составляющую, составляющую обусловленную расстройкой компенсации и составляющую высших гармоник:

$$I_{\text{з}} = I_{\text{C}}\sqrt{d^2 + \upsilon^2 + \sum I_{\nu *}^2},$$

где $I_{\text{з}}$ – ток замыкания;

I_{C} – суммарный ёмкостный ток;

$I_{\nu *}^2$ – относительное действующее значение *k*-й гармоники тока замыкания.

Доля высших гармоник в токе замыкания на землю может быть значительной, так как ёмкостный ток, при прочих равных условиях, пропорционален номеру гармоники. По данным приведённым в [11] относительное содержание высших гармоник в напряжениях электрических сетей, питающих предприятия с различным видом технологического процесса, составляет от долей до нескольких процентов, в том числе и гармоник высокого порядка.

Сравнительно небольшие по амплитуде гармоники в фазных напряжениях создают значительный ток в месте замыкания. В [12], в связи с использованием токов высших гармоник для защиты от замыканий на землю, приводятся ориентировочные оценочные данные о возможном минимальном значении тока высших гармоник в токе замы-

кания, который оценивается как $0,01 \cdot \nu \cdot I_C$, где ν – номер гармоники. Например, при $\nu = 11$ действующее значение 11-й гармоники ёмкостного тока замыкания равно:

$$I_{11} = 0,01 U_{Ф1} \cdot 3 \cdot 11 \omega C_Ф = 0,11 \cdot I_C,$$

то есть составляет более 10 % от ёмкостного тока замыкания на землю основной частоты.

При таких условиях и коэффициенте $d = 0,05$, зависимость действующего значения остаточного тока по отношению к ёмкостному току от степени расстройки компенсации, иллюстрируется в табл. 2.

Таблица 2

Зависимость действующего значения остаточного тока в месте замыкания от степени расстройки компенсации ёмкостного тока

υ, о.е.	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
$\frac{I_з}{I_C}$, о.е.	0,121	0,121	0,122	0,127	0,124	0,131

Из-за влияния тока высших гармоник влияние расстройки компенсации на действующее значение остаточного тока значительно ослабляется.

В приводимом примере и при расстройке компенсации в диапазоне значений ± 5 %, действующее значение тока в месте замыкания на землю по сравнению с условиями точной настройки увеличивается примерно на 8 %. На практике возможны случаи, когда доля остаточного тока, обусловленная высшими гармониками, значительно больше, чем в приведённом примере [11].

В распределительных электрических сетях с большими ёмкостными токами замыкания на землю, примеры которых приведены выше, даже при небольшой доле тока высших гармоник, значение остаточного тока в месте замыкания, даже при соблюдении требования к практически точной настройке компенсации может достигать значений до 60-80 А.

Время восстановления напряжения на повреждённой фазе после погасания дуги определяется выражением для огибающей восстанавливающегося напряжения на повреждённой фазе, соответствующее процессу, когда дуга гаснет при прохождении через ноль принуждённой составляющей тока в месте замыкания [1]:

$$U_{ОГ} = U_{фm} \sqrt{1 + e^{-d\omega t} - 2e^{-\frac{d}{2}\omega t} \cos\left(\left(1 - \sqrt{1-\upsilon}\right)\omega t\right)}. \qquad (2)$$

В табл. 3 иллюстрируется зависимость времени восстановления до напряжения, равного $U_{\text{пр}} = 0{,}9\,U_{\text{ф}m}$ от расстройки компенсации при $d = 0{,}05$.

Таблица 3

Зависимость времени восстановления напряжения на повреждённой фазе от степени расстройки компенсации ёмкостного тока

υ, о.е.	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05
Время восстановления напряжения, с	0,293	0,279	0,244	0,203	0,167	0,139

Как видно из табл. 3, наибольшее влияние расстройка компенсации оказывает на время восстановления напряжения после погасания дуги. Однако этот фактор имеет значение только для кабелей с бумажно-пропитанной изоляцией, а для кабелей с полиэтиленовой изоляцией это не имеет значения, так как такая изоляция не обладает свойством самовосстановления.

Таким образом, применение компенсации ёмкостного тока в протяжённых кабельных сетях, даже при обеспечении точной настройки компенсации навряд-ли может обеспечить приемлемую надёжность работы таких сетей. В связи с этим, целесообразно при проектировании новых сетей и развитии существующих, принимать какие-либо организационные или технические мероприятия, исключающие формирование сетей с большой суммарной протяженностью кабельных линий. В качестве организационных мероприятий, например, может быть введение запрета на соединение на параллельную работу отдельных секций распределительных устройств на станциях и подстанциях, а также исключить несанкционированное соединение частей сети на промежуточных подстанциях. Техническим мероприятием может быть гальваническое отделение отдельных частей сети трансформаторами с соединением обмоток «треугольник – треугольник» с коэффициентом трансформации равным единице. Одновременно эти трансформаторы будут выполнять функцию токоограничивающего реактора.

Дополнительного обоснования требует также имеющее место повышение требования к точности настройки компенсации ёмкостных токов, в том числе и для сетей с умеренным значением ёмкостного тока замыкания. Принятие окончательного объективного решения по этому вопросу, возможно на основе накопления данных о последствиях первичного замыкания на землю с привязкой к фактической расстройке компенсации имеющей место при таком событии.

Заключение

1. Имеющее место в настоящее время применение компенсации ёмкостных токов в электрических сетях большой протяженности и, соответственно с большими ёмкостными токами замыкания на землю (300 А и более) не является эффективным средством

обеспечения надёжности их функционирования, в том числе и при новых повышенных требованиях к точности настройки дугогасящих реакторов, так как при прочих равных условиях, вероятность перехода однофазного замыкания в двойное возрастает примерно пропорционально квадрату суммарной протяжённости сети.

2. Существенное повышение требований к точности настройки дугогасящих реакторов, по сравнению с ранее имеющими место, не являются достаточно обоснованными не только для протяжённых сетей, но в том числе и для электрических сетей с умеренными значениями ёмкостного тока, и особенно, при их выполнении кабелями с полиэтиленовой изоляцией. В тоже время существенное повышение требований к точности настройки компенсации приводит к усложнению и удорожанию устройств автоматической настройки компенсации, а также к усложнению их эксплуатации.

Литература

1. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией ёмкостных токов. М.: Энергия. 1971. 152 с.

2. Черногубовский З.П. Заземление нейтрали электрических систем высокого напряжения. Ленинград.: 1934. 201 с.

3. Валов В.Н., Ширковец А.И., Кудряшов Д.С. Организация релейной защиты при переводе городских сетей 6-10 кВ с компенсацией ёмкостного тока на низкоомное резистивное заземление нейтрали // Энергетик. 2016. №9. С. 13-17.

4. Валов В.Н., Соловых С.В., Дернов А.И., Колупаев М.В. Технология надёжной защиты электрооборудования с использованием коммутируемого низкоомного резистора в сети 35 кВ нефтеперерабатывающего предприятия // Энергетик. № 10. 2019. С. 30-34.

5. Сарин Л.И., Ширковец А.И., Ильиных М.В. Опыт применения резистивного заземления нейтрали в электрических сетях 6-35 кВ // Энергетик. 2009. №4. С. 13-14.

6. Ильиных М.В., Емельянов Н.И., Сарин Л.И. Применение резисторов для заземления нейтрали с целью повышения безопасности и надёжности электроснабжения в сетях 6-35 кВ // Энергобезопасность и охрана труда. №3(93). 2020. С. 5-9.

7. Стандарт организации «Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА» СТО 56947007-29.120.70.241-2017 с изменениями от 11.12. 2019 г.

8. Багаев Д.В., Александров А.С. Развитие системы компенсации токов однофазного замыкания на землю в распределительных электрических сетях 6-10-35 кВ // Энергоэксперт. 2024. № 1. С. 46-52.

9. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтрали в высоковольтных системах. – М.: Госэнергоиздат, 1959. – 415 с.

10. Вайнштейн Р.А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. Томск: Изд-во ТПУ, 2010. 118 с.

11. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. – 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат. 2000. 331 с., ил.

12. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.; ил. [Библиотечка электротехника; Вып. 11 (35)].

УДК 621.315

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ УТОЧНЕНИЯ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ В СЕТЯХ 6-35 КВ

Никулов И.И.[1], Матвеев Д.А.[2], Жуйков А.В.[3], Фролов М.В.[3]
[1] АО «РЭТЗ Энергия», г. Раменское, Россия,
[2] ООО «ФАКТС Плюс», г. Москва, Россия,
[3] ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», г. Москва, Россия

Аннотация. В докладе показано, что в сетях с большими емкостными токами ОЗЗ или большим уровнем гармоник остаточный после компенсации ток в месте замыкания может превышать допустимый уровень. Рекомендовано оценивать предел эффективности компенсации для конкретной сети с помощью предложенного в докладе коэффициента нескомпенсированности. Показано, что для сетей с емкостной несимметрией хорошим решением по снижению уровня смещения нейтрали, не влияющим негативно на эффективность режима компенсации, является применение дугогасящих реакторов без резонансной настройки в нормальных режимах сети.

Ключевые слова: дугогасящий реактор, однофазное замыкание на землю, компенсация емкостных токов, дуговые перенапряжения, емкостная несимметрия.

Введение

Дугогасящие реакторы (ДГР) решают в распределительных сетях 6–35 кВ следующие задачи:

1) компенсируют емкостную составляющую тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), что призвано обеспечить:

– малую вероятность устойчивого горения дуги при дуговом ОЗЗ и перехода однофазного замыкания в двухфазное или трехфазное;

– электробезопасность в режиме ОЗЗ;

2) уменьшают скорость восстановления напряжения поврежденной фазы после погасания дуги, тем самым:

– увеличивая вероятность самовосстановления изоляции;

– снижая частость воздействия перенапряжений на изоляцию неповрежденных фаз, и как следствие – вероятность ее повреждения;

3) снижают кратность дуговых перенапряжений.

Помимо этого, ДГР шунтируют в контуре нулевой последовательности сети заземляемые трансформаторы напряжения контроля изоляции (ТНКИ), что практически полностью исключает возможность возникновения феррорезонансных явлений.

На эффективность ДГР для решения каждой из указанных задач влияют различные факторы, связанные с параметрами конкретной сети. В докладе рассмотрены особен-

ности применения ДГР в современных сетях и предложены критерии для количественной оценки их эффективности для компенсации емкостных токов и снижения опасности воздействия дуговых перенапряжений.

Эффективность компенсации емкостной составляющей токов ОЗЗ

В сети с компенсацией действующее значение остаточного тока в месте замыкания на землю $I_{\text{ост}}$ может быть выражено следующим образом:

$$I_{\text{ост}} = \sqrt{I_{\text{а}}^2 + \left(I_C - I_L\right)^2 + I_{\text{в.г.}}^2}, \quad (1)$$

где $I_{\text{а}}$ – действующее значение активной составляющей основной гармоники тока ОЗЗ;

I_C – действующее значение емкостной составляющей основной гармоники тока ОЗЗ;

I_L – действующее значение индуктивной составляющей основной гармоники тока ДГР;

$I_{\text{в.г.}}$ – действующее значение высших гармонических составляющих остаточного тока замыкания.

Применение ДГР в распределительной сети эффективно тогда, когда остаточный ток настолько мал, что устойчивое горение дуги в месте повреждения невозможно и выполнены условия электробезопасности при его растекании по земле. В сетях 6, 10 и 35 кВ без компенсации в соответствии с действующими нормативными документами [1, 2] допустимые емкостные токи ограничены значениями 30, 20 и 10 А соответственно. При этом, по соображениям электробезопасности для воздушных сетей с металлическими или железобетонными опорами независимо от класса напряжения ток через место повреждения не должен превышать 10 А. Однако, для сетей с компенсацией допустимые значения остаточного тока $I_{\text{ост.доп}}$ не нормированы, что с нашей точки зрения неправильно. Тем не менее, естественно принять их равными предельно допустимым значениям емкостного тока ОЗЗ для сетей с изолированной нейтралью. Тогда условие технически эффективного применения дугогасящих реакторов для компенсации емкостного тока ОЗЗ можно записать в виде:

$$I_{\text{ост}} \le I_{\text{ост,доп}}. \quad (2)$$

Введем понятие коэффициента нескомпенсированности сети k_{δ} [3]:

$$k_{\delta} = \frac{I_{\text{ост}}}{I_C} \cdot 100. \quad (3)$$

Подставляя (1) в (3), получим:

$$k_{\delta} = \frac{I_{\text{ост}}}{I_C} \cdot 100 = \sqrt{\frac{I_{\text{а}}^2 + \left(I_C - I_L\right)^2 + I_{\text{в.г.}}^2}{I_C^2}} \cdot 100 = \sqrt{\delta_{\text{а}}^2 + \vartheta^2 + \delta_{\text{в.г.}}^2}, \qquad (3)$$

где $\delta_{\text{а}}$ – коэффициент успокоения сети (процентное отношение активной и емкостной составляющих основной гармоники тока ОЗЗ);

ϑ – степень расстройки компенсации;

$\delta_{\text{в.г.}}$ – процентное отношение действующего значения тока высших гармоник к емкостной составляющей основной гармоники тока ОЗЗ.

Коэффициент k_{δ} наиболее полно характеризует эффективность компенсации в конкретной сети, показывая долю остаточного тока в месте замыкания на землю. При известном емкостном токе ОЗЗ допустимое значение этого коэффициента составляет:

$$k_{\delta.\text{доп}} = \frac{I_{\text{ост.доп}}}{I_C} \cdot 100 . \qquad (5)$$

На рис. 1 построены зависимости $k_{\delta.\text{доп}}$ от емкостного тока сети при различных значениях $I_{\text{ост.доп}}$.

Для обеспечения технической эффективности компенсации необходимо выполнение следующего условия:

$$k_{\delta} = \sqrt{\delta_{\text{а}}^2 + \vartheta^2 + \delta_{\text{в.г.}}^2} \le k_{\delta.\text{доп}} . \qquad (6)$$

Из соотношения (6) следует, что для эффективной компенсации недостаточно накладывать ограничение только на степень расстройки реакторов. Нужно, чтобы совокупный вклад активного тока, нескомпенсированного реактивного тока и тока высших гармоник не превышал допустимого значения, зависящего от емкостного тока сети.

В соответствии с (3), чем больше в сети емкостный ток ОЗЗ, тем меньшее значение должен принимать коэффициент нескомпенсированности, что хорошо видно на графиках рис. 1. При известных гармоническом составе и уровне активной составляющей тока ОЗЗ, с помощью соотношения (6) можно получить ограничение на степень расстройки реактора.

В сетях с ДГР активная составляющая остаточного тока ОЗЗ определяется не только активной проводимостью сети на землю, но также и активной проводимостью реактора и нейтралеобразующего устройства, поэтому $\delta_{\text{а}} = \delta_{\text{а,сети}} + \delta_{\text{а,ДГР}}$, где $\delta_{\text{а,сети}}$ – коэффициент успокоения сети без ДГР, %; $\delta_{\text{а,ДГР}}$ – величина, обратная

добротности ДГР, включенного последовательно с нейтралеобразующим устройством, %. Для современных ДГР совместно с фильтрами присоединения значение $\delta_{а,ДГР}$ составляет 2–4%. Доля активного тока, вызванная активной проводимостью сети на землю $\delta_{а,сети}$, меняется в более широких пределах, составляя 1–10% емкостного тока ОЗЗ.

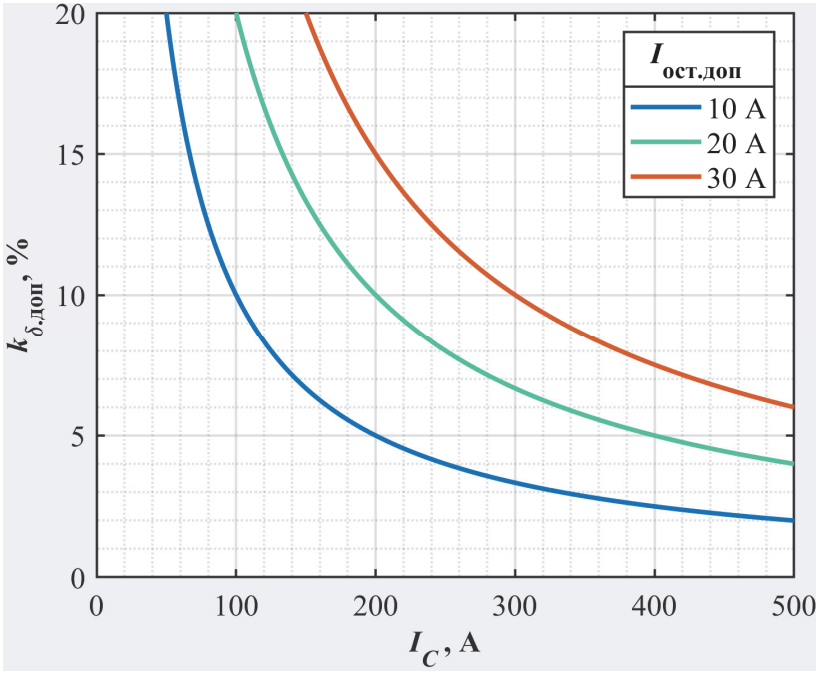


Рис. 1. Зависимость допустимого коэффициента нескомпенсированности от емкостного тока

На рис. 2 в качестве примера построены зависимости допустимой степени расстройки ДГР при $\delta_а = 5$ % и пренебрежимо малом уровне высших гармоник. Видно, что при $I_{ост.доп} = 10$ А и емкостном токе секции $I_C \geq 200$ А даже идеальная настройка реактора не способна обеспечить допустимое значение остаточного тока в месте ОЗЗ.

Другим негативным фактором, ограничивающим эффективность компенсации, являются высшие гармоники в сетевом напряжении. Ток в месте ОЗЗ, вызванный n-й гармоникой напряжения $U_{(n)}$, равен

$$I_{ОЗЗ(n)} = 3\omega n C_ф U_{(n)}, \quad (7)$$

где $\omega = 314$ Гц – угловая частота первой гармоники сетевого напряжения,

n – номер гармоники.

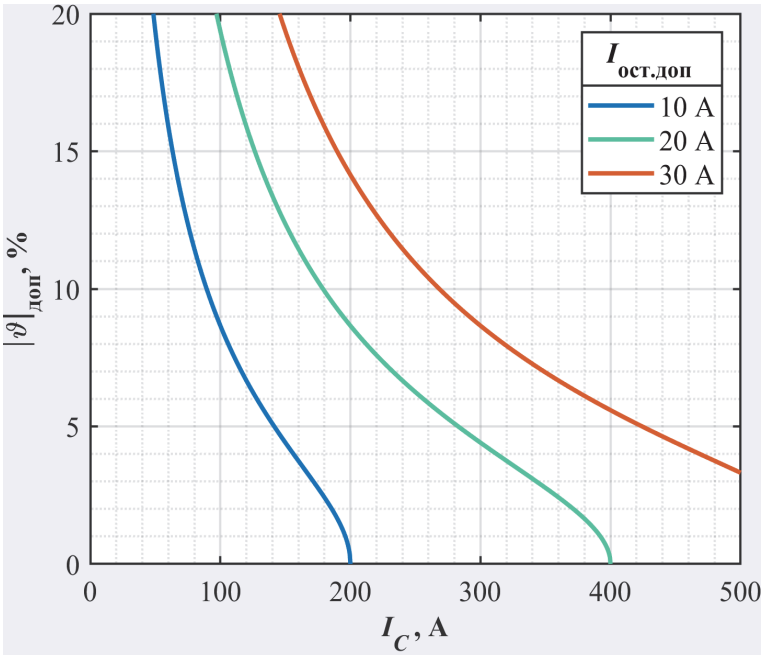


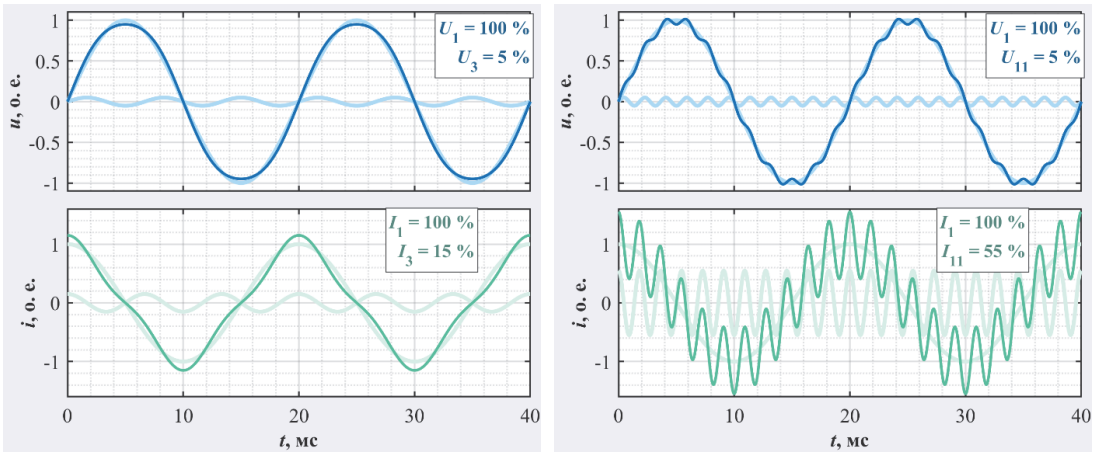
Рис. 2. Зависимость допустимой степени расстройки компенсации от емкостного тока (при $\delta_а = 5$ % и $\delta_{в.г} = 0$)

Вводя коэффициенты гармонических составляющих по напряжению $k_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100$ и по току $k_{I(n)} = \frac{I_{ОЗЗ(n)}}{I_{ОЗЗ(1)}} \cdot 100$, получим из (7) с учетом $I_{ОЗЗ(1)} = 3\omega C_ф U_{(1)}$:

$$k_{I(n)} = n k_{U(n)}, \qquad (7)$$

т.е. чем выше порядковый номер гармоники в сетевом напряжении, тем значительнее она усиливается в токе ОЗЗ. Это проиллюстрировано на расчетных осциллограммах рис. 3 для случаев наличия в сетевом напряжении 3-й (рис. 3, *а*) и 11-й (рис. 3, *б*) гармоник величиной 5% от основной.

В соответствии с [4] значения $k_{U(n)}$, усредненные в интервале времени 10 минут, не должны превышать установленных значений в течение 95% времени интервала в неделю. Нормированные значения $k_{U(n)}$ и рассчитанные по (8) значения $k_{I(n)}$ сведены в табл. 1. В течение оставшихся 5% времени допускается их увеличение в 1,5 раза.



а *б*

Рис. 3. Расчетные осциллограммы сетевого напряжения и тока ОЗЗ:

а – 3-я гармоника напряжения сети составляет 5 %; *б* – 11-я гармоника напряжения сети составляет 5 %

Таблица 1

Нормированные по ГОСТ 32144-2013 [4] значения $k_{U(n)}$ и соответствующие значения $k_{I(n)}$

n	U_c = 6–25 кВ		U_c = 35 кВ	
	$k_{U(n)}$, %	$k_{I(n)}$, %	$k_{U(n)}$, %	$k_{I(n)}$, %
5	4	20	3	15
7	3	21	2,5	17,5
11	2	22	2	22
13	2	26	1,5	19,5

Как видно из табл. 1, при действующих нормах на несинусоидальность напряжения вклад гармоник в остаточный ток ОЗЗ может быть весьма большим. Для распределительных сетей, где основным источником гармоник являются силовые трансформаторы, основной вклад вносят 5-я и 7-я гармоники. В сетях промышленных предприятий могут преобладать 11-я и 13-я гармоники. Это подтверждается и данными измерений. Например, в [5] предельный уровень гармоник в сетевом напряжении оценивается на уровне 40%. В [6] экспериментально зафиксировано 29% 11-й гармоники в токе ОЗЗ сети ГРУ-6 ТЭЦ. В [7] приведены результаты обработки данных 325-ти регистраций токов ОЗЗ в сетях 6–10 кВ Мосэнерго, проведенных за 15 лет (с 1968 по 1982 г.). Итоговая гистограмма распределения процентного содержания высших гармоник приведена на рис. 4. В большинстве случаев (75% всех опытов) $I_{\text{ост.г}}$ составлял от 15 до 30% тока ОЗЗ, а математическое ожидание этой величины – 22%.

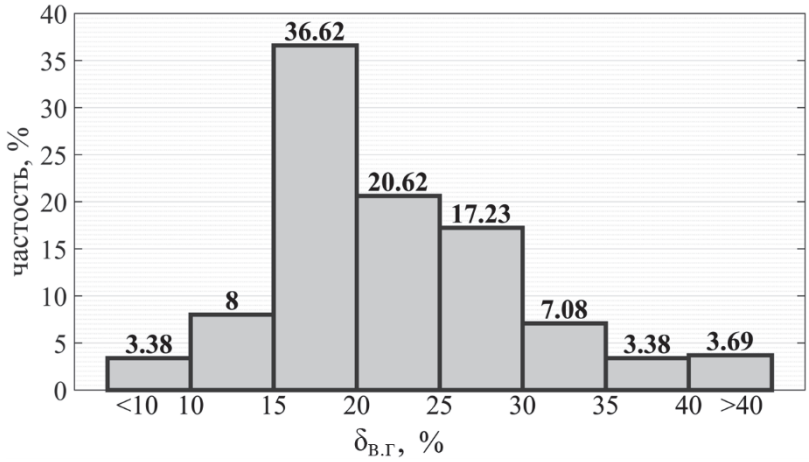


Рис. 4. Распределение процентного содержания высших гармоник в токе ОЗЗ [7]

Таким образом, в сетях с большими емкостными токами ОЗЗ (сотни ампер на секцию) или с большим уровнем гармоник (сети промышленных предприятий) уровень остаточного тока в месте замыкания может превышать допустимое значение, что ограничивает область эффективного применения компенсации. Оценка эффективности компенсации должна выполняться с учетом не только возможной степени расстройки компенсации, но и активной составляющей тока ОЗЗ и его гармонического состава.

Для городских кабельных сетей с большими емкостными токами и для сетей промпредприятий целесообразно на этапе проектирования рассматривать возможность заземления нейтрали через низкоомный резистор с действием защиты от ОЗЗ на отключение поврежденного присоединения.

Для сетей, не требующих применения ДГР мощностью, превышающей примерно 1000 кВА, компенсация емкостных токов в большинстве случаев эффективна. Оценить предел эффективности компенсации для конкретной сети можно с помощью предложенного в докладе коэффициента нескомпенсированности.

Эффективность подавления дуговых перенапряжений

Важнейшим достоинством ДГР является их способность существенно замедлять восстановление напряжения на поврежденной фазе после погасания дуги ОЗЗ. Будучи настроенными в резонанс с сетью в контуре нулевой последовательности, реакторы обеспечивают колебательный разряд фазных емкостей сети на частоте, близкой к 50 Гц. Этот медленно затухающий процесс оказывается в противофазе с колебаниями ЭДС поврежденной фазы. В результате, восстанавливающееся напряжение на дуговом промежутке в течение многих периодов промышленной частоты остается малым по сравнению с напряжением в рабочем режиме, и при определенных обстоятельствах

электрическая прочность изоляции успевает восстановиться. Тем самым после погасания дуги замыкание «самоустраняется». Если же повторные зажигания (ПЗ) дуги случаются, то временной интервал между ними оказывается на порядок больше, чем в сетях, где нейтраль изолирована или заземлена через высокоомный резистор.

На время восстановления напряжения влияет степень настройки реактора. На рис. 5 построены характерные расчетные осциллограммы напряжения на поврежденной фазе после погасания дуги при различных степенях расстройки ϑ. Моменты повторных зажиганий на рисунке определены по условию достижения восстанавливающимся напряжением уровня 95% рабочего напряжения. Видно, что при идеальной настройке ДГР повторное зажигание дуги происходит через время, в три раза большее, чем при расстройке 5%. При этом в сети с изолированной нейтралью повторное зажигание происходит обычно быстрее, чем через половину периода промышленной частоты (10 мс).

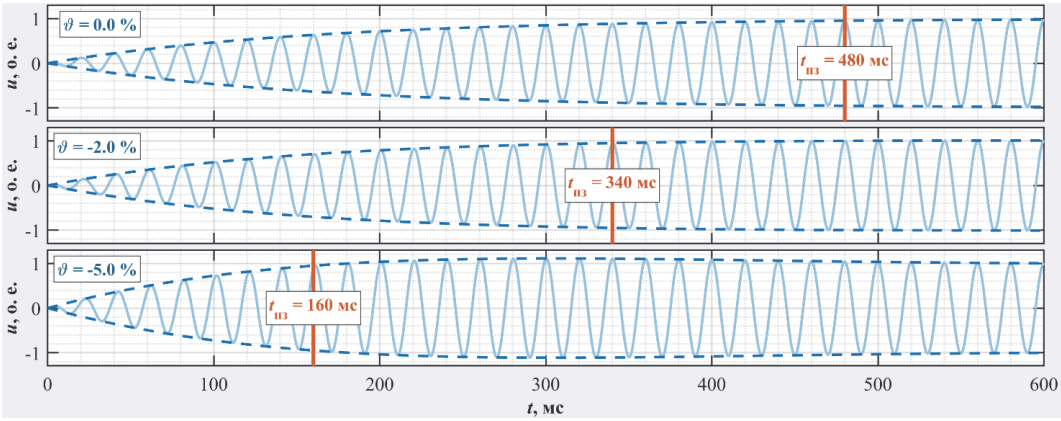


Рис. 5. Влияние степени расстройки компенсации ϑ на скорость восстановления напряжения (коэффициент успокоения δ_a = 4 %; гашение при t = 0; ПЗ при U = 0,95 о. е.)

Отметим также, что на скорость восстановления напряжения после погасания дуги ОЗЗ влияет коэффициент успокоения сети δ_a. Это влияние продемонстрировано расчетными осциллограммами, построенными на рис. 6 для случая ϑ = –2 %. Некоторые экспериментальные результаты применительно к влиянию δ_a на скорость восстановления напряжения можно найти в [8].

Аналитическая зависимость времени между повторными зажиганиями дуги τ от степени расстройки компенсации ϑ и коэффициента успокоения сети δ_a, была впервые получена в монографии [9]:

$$\tau = \frac{2}{\omega}\frac{\delta_a \pm 4\left(1-\sqrt{1-\vartheta}\right)}{\delta_a^2 + 8\left(1-\sqrt{1-\vartheta}\right)^2}. \qquad (9)$$

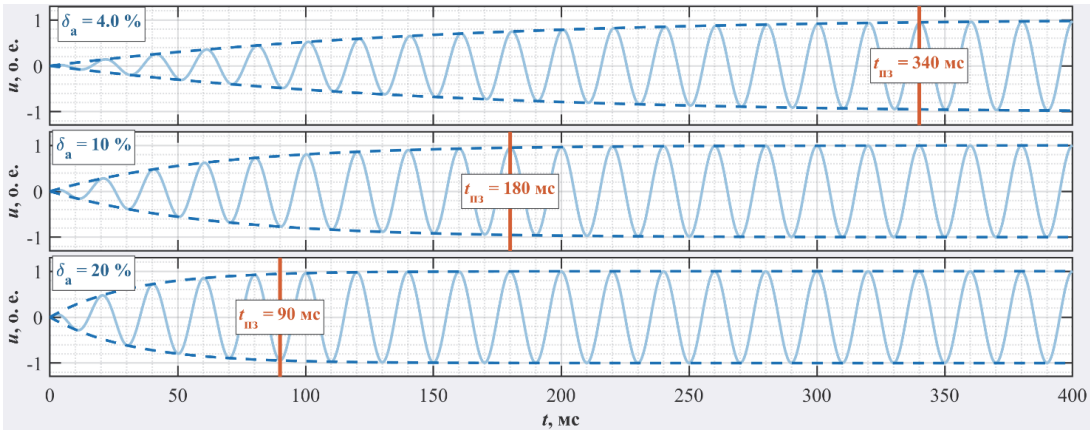
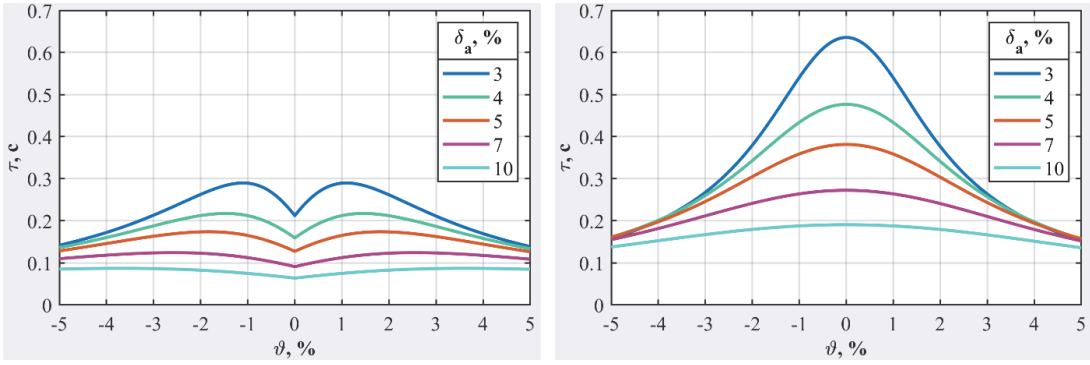


Рис. 6. Влияние коэффициента успокоения $\delta_а$ на скорость восстановления напряжения (степень расстройки компенсации ϑ = -2 %; гашение при t = 0; ПЗ при U = 0,95 о. е.)

Формула (9), к сожалению, оказалась неверной. При этом, в этой же монографии выведена корректная зависимость от времени огибающей амплитуд восстанавливающегося напряжения поврежденной фазы, позволяющая безошибочно рассчитать кривые $\tau = f(\vartheta, \delta_а)$:

$$U_{ог}(t) = U_{фm}\sqrt{1+\exp(-\omega\delta_а t) - 2\exp\left(-\frac{\omega\delta_а}{2}t\right)\cos\omega\left(1-\sqrt{1-\vartheta}\right)t}\,. \qquad (9)$$

Зависимости $\tau = f(\vartheta, \delta_а)$, рассчитанные по формулам (9) и (10), приведены на рис. 7.



а *б*

Рис. 7. Зависимость $\tau = f(\vartheta)$:
а – по формуле (9); *б* – по формуле (10)

Из сопоставления рис. 7, *а* и *б* видно, что расчеты по формуле (9) существенно занижают степень влияния расстройки ДГР на время между повторными зажиганиями дуги. Именно на основании расчетов по этой формуле в старых нормативных документах было принято допустимым применять ДГР с расстройкой до 5%. В 2017 г. при утверждении в ПАО «Россети» общих технических требований к ДГР [10] было решено ужесточить требование к расстройке ДГР: погрешность определения уставки тока компенсации не хуже 1%, погрешность обеспечения требуемого тока компенсации не хуже 1%. Обеспечить такую точность компенсации можно только с помощью ДГР с автоматическими микропроцессорными системами регулирования. Их применение призвано повысить надежность сетей с компенсацией емкостных токов за счет увеличения числа случаев самоустранения дуговых ОЗЗ, что особенно эффективно в сетях с воздушными линиями.

О применении ДГР в сетях с емкостной несимметрией

В сети с изолированной нейтралью при наличии несимметрии емкостей фаз на землю, характерной для сетей с воздушными линиями, в нормальных режимах работы напряжение между нейтральной точкой и землей $U_{\text{нс}}$ (напряжение несимметрии) будет отлично от нуля. Согласно [2] значение напряжения несимметрии не должно превышать 0,75 % от фазного напряжения.

В сети с емкостной несимметрией установка дугогасящего реактора приводит к усилению напряжения смещения нейтрали U_0 до значения:

$$U_0 = k_{\text{ус}} U_{\text{нс}} = \frac{1}{\sqrt{\vartheta^2 + \delta_{\text{а}}^2}} U_{\text{нс}}. \qquad (11)$$

Коэффициент усиления смещения нейтрали дугогасящим реактором $k_{\text{ус}}$ тем выше, чем точнее настройка компенсации и чем меньше потери в сети. Расчетные зависимости $k_{\text{ус}}$ от степени расстройки компенсации ϑ для нескольких значений $\delta_{\text{а}}$ приведены на рис. 8. В сетях с компенсацией допустимое относительное значение смещения нейтрали составляет 15 % длительно и 30 % в течение одного часа [2].

Снижение напряжения смещения нейтрали U_0 до допустимого уровня в [1, 2, 11] предлагается выполнять с помощью транспозиции фаз и распределения между фазами конденсаторов высокочастотной связи, т. е. путем снижения напряжения несимметрии $U_{\text{нс}}$. Очевидно, что такие мероприятия не всегда технически осуществимы или целесообразны с технико-экономической точки зрения.

Согласно (11) уменьшить U_0 можно и за счет снижения $k_{\text{ус}}$ путем либо увеличения потерь, либо усиления расстройки компенсации. Оба этих способа ведут к снижению эффективности применения ДГР. Так, увеличение потерь (например, путем пере-

хода к комбинированному заземлению нейтрали через включенные параллельно ДГР и высокоомный резистор) приведет, как было показано выше, к увеличению скорости восстановления напряжения поврежденной фазы после погасания дуги. Минимальный коэффициент успокоения $\delta_{a\,min}$, при котором кратность смещения нейтрали не превысит допустимое значение 15 %, можно определить по формуле:

$$\delta_{a\,min} = \sqrt{\left(\frac{k_{нс}}{15}\right)^2 - \vartheta^2}, \qquad (12)$$

где $k_{нс}$ – коэффициент несимметрии или относительная величина напряжения несимметрии $U_{нс}$, %.

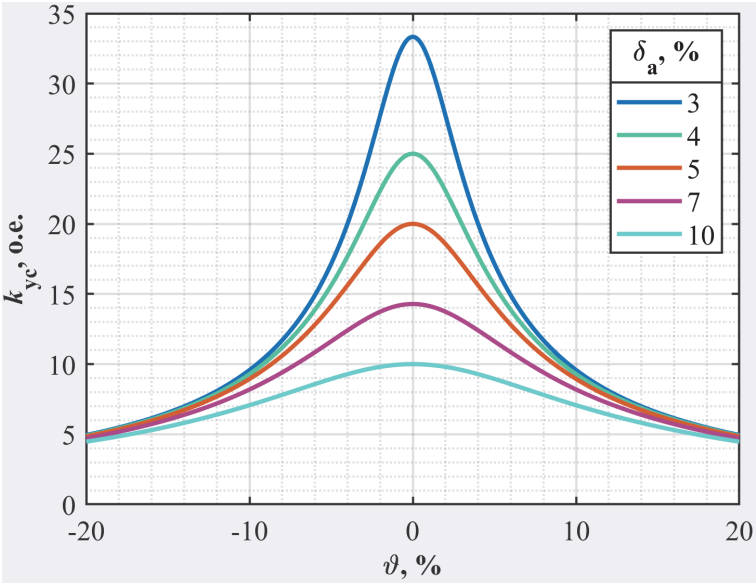


Рис. 8. Зависимости коэффициента усиления смещения нейтрали от степени расстройки компенсации $k_{ус} = f(\vartheta)$ для разных δ_a

Рассчитанные по (12) зависимости $\delta_{a\,min}$ от значения степени расстройки компенсации ϑ для нескольких значений $k_{нс}$ приведены на рис. 9.

Для примера при $k_{нс}$ = 1,5 % и идеальной настройке реактора $\delta_{a\,min}$ составит 10 %. Увеличение значения коэффициента успокоения сети δ_a от характерного значения 4 % до 10 % приведет к снижению времени восстановления напряжения поврежденной фазы после погасания дуги до уровня 95 % почти в 2 раза – см. расчетные осциллограммы огибающей восстанавливающегося напряжения $u_{ог}(t)$ на рис. 10.

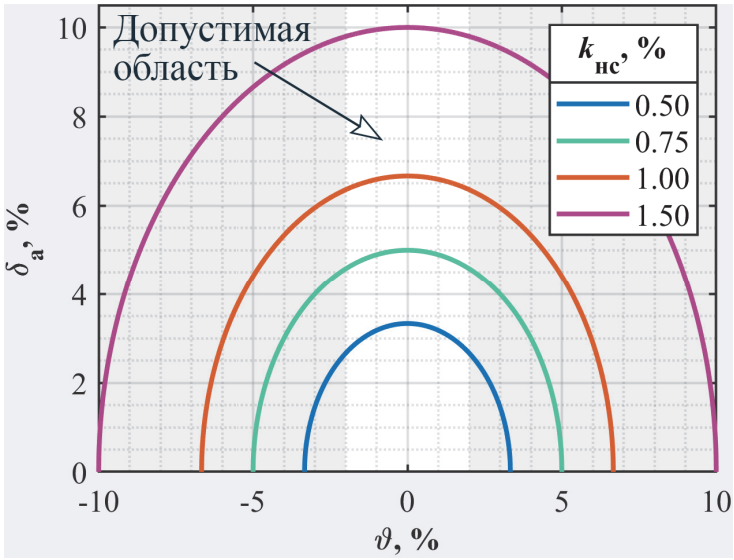


Рис. 9. Зависимости $\delta_{a\,min} = f(\vartheta)$ для разных $k_{нс}$ (при $k_{н.доп}$ = 15 %)

Искусственное поддержание высокой целевой расстройки компенсации системой управления плунжерным реактором позволяет несколько отдалить режим работы контура нулевой последовательности сети от точки резонанса и уменьшить резонансное усиление напряжения смещения нейтрали. Однако, при этом снижается эффективность выполнения реактором всех своих функций: увеличиваются остаточный ток в месте замыкания и частота повторных зажиганий при дуговом ОЗЗ.

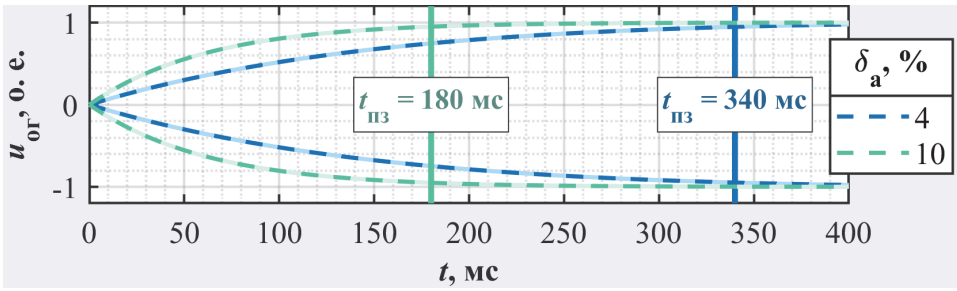


Рис. 10. Огибающая восстанавливающегося напряжения при различных значениях коэффициента успокоения δ_a

Лишенным перечисленных недостатков и вместе с тем значительно более эффективным является устранение резонансных условий путем применения ДГР, принцип действия которых не предполагает настройку на идеальную или даже близкую к таковой компенсацию в нормальных режимах работы сети. Таковы, например, управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы. В отсутствии ОЗЗ их эквивалентная

индуктивность характеризуется значением, заведомо превышающим резонансное. Лишь после возникновения ОЗЗ система управления форсирует подмагничивание, снижая индуктивность реактора и добиваясь идеальной настройки.

Для эффективного применения ДГР, не имеющих в нормальном режиме работы сети резонансной настройки, требуется определенное быстродействие для выхода на режим компенсации. Однако, нет необходимости требовать, чтобы этот выход был «мгновенным». Дело в том, что в токе ДГР любого типа при ОЗЗ в момент, не соответствующий максимуму или минимуму напряжения основной гармоники, появляется апериодическая составляющая с постоянной времени затухания, равной десяткам мс [8, 12]. Она протекает через место повреждения и даже при условии идеальной настройки компенсации затягивает переход тока дуги через ноль, без чего гашение дуги практически невозможно. Предельное значение апериодической составляющей (при замыкании в ноль напряжения) равно амплитуде индуктивного тока ДГР, а при сокращенных сечениях магнитопровода может в разы превышать это значение из-за насыщения. На рис. 11 приведена расчетная осциллограмма остаточного тока в месте замыкания $i_{\text{ост}}(t)$ при идеальной настройке компенсации и угле замыкания 60 °, при котором напряжение в момент ОЗЗ составляет 86 % от амплитуды фазного напряжения, что вполне вероятно. Осциллограмма приведена в относительных единицах от амплитуды индуктивного тока реактора основной гармоники. Видно, что остаточный ток в первые 90 мс после замыкания не переходит через ноль, и в течение всего этого времени идеальная компенсация тока ОЗЗ не реализуется. Более обстоятельный анализ показывает, что в большинстве случаев в течение одного-двух периодов промышленной частоты замыкание на землю сопровождается переходным процессом, при котором даже при идеальной настройке ДГР мгновенные значения остаточного тока значительно превышают целевые. Таким образом, у реакторов, не имеющих резонансной настройки до ОЗЗ, после возникновения замыкания есть 20–40 мс для выхода в режим точной компенсации.

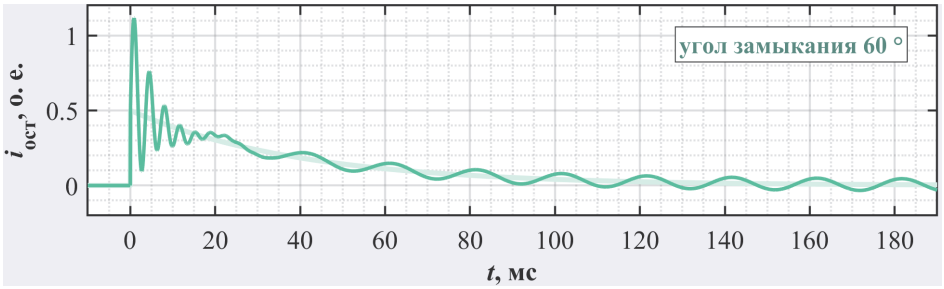


Рис. 11. Расчетная осциллограмма остаточного тока замыкания в сети с идеальной компенсацией

В заключение отметим, что определение областей эффективного применения ДГР в значительной степени базируется на наших представлениях о предельных токах ОЗЗ,

при которых устойчивое горение дуги еще маловероятно. Как было отмечено в начале доклада, в России эти токи нормированы в диапазоне 10–30 А в зависимости от номинального напряжения сети. Однако, эти нормы были введены около ста лет тому назад на основе ограниченного набора экспериментальных данных. Актуализация этих норм представляется нам весьма целесообразной для сетей как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземленной через ДГР или высокоомные резисторы.

Выводы

1. В кабельных сетях компенсация емкостных токов с помощью ДГР полноценно эффективна, если их мощность не превышает значений порядка 1000 кВА. Более точно оценить предельную мощность реактора для эффективной компенсации в конкретной сети можно с помощью предложенного в докладе расчетного коэффициента нескомпенсированности, учитывающего расстройку реактора, активный ток ОЗЗ и вклад высших гармоник.

2. Для эффективного снижения кратности и числа перенапряжений при дуговых ОЗЗ и повышения вероятности их самоустранения рекомендуется применять автоматически регулируемые ДГР, соответствующие требованиям СТО ПАО «Россети» [10].

3. Для воздушных и кабельно-воздушных сетей с ощутимой емкостной несимметрией плунжерные ДГР должны уступить место либо низкоомным резисторам, либо ДГР новых конструкций, которые не создают в контуре нулевой последовательности резонансных условий в отсутствие ОЗЗ. Такие реакторы должны успевать выходить в режим целевой настройки за 20–40 мс после возникновения замыкания на землю.

4. Актуальна работа по сбору, статистической обработке и анализу данных о предельных токах неустойчивого горения дуги в воздушных и кабельных сетях для уточнения допустимых значений остаточного тока ОЗЗ и нижней границы диапазона мощностей эффективно применяемых ДГР.

Литература

1. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. // СПб.: ДЕАН, 2013. – 706 С.

2. СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

3. О технических требованиях к дугогасящим реакторам в распределительных сетях 6–35 кВ / Д.А. Матвеев, А.М. Быкова, А.В. Жуйков, В.С. Ларин, И.И. Никулов, С.И. Хренов // Электротехника. – 2016. – № 8. – С. 3–9.

4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, 2013.

5. Винокурова Т.Ю., Шагурина Е.С., Шуин В.А. Методика выбора параметров срабатывания максимальных токовых защит от замыканий на землю на основе высших гармоник в компенсированных кабельных сетях 6–10 кВ // Вестник ИГЭУ, № 3, 2015.

6. Ширковец А.И. Исследование параметров высших гармоник в токе замыкания на землю и оценка их влияния на гашение однофазной дуги // Релейная защита и автоматизация, № 4, 2011.

7. Вайнштейн В.Л. Исследование высших гармоник тока замыкания одной фазы на землю // Промышленная энергетика, № 1, 1986, С. 39–40.

8. Определение эффективности компенсации емкостных токов однофазного замыкания на землю дугогасящими реакторами различных конструкций на экспериментальном стенде / Д.А. Матвеев, С.И. Хренов, А.В. Жуйков, И.И. Никулов // Электротехника. – 2015. – № 8. – С. 59-64.

9. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф. А. Лихачев. – М.: Энергия, 1971. – 152 с. с илл.

10. СТО 34.01-3.2-008-2017. Стандарт организации ПАО «Россети». Реакторы заземляющие дугогасящие 6–35 кВ. Общие технические требования.

11. РД 34.20.179. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ // М.: СПО Союзтехэнерго, 1988. – 26 С.

12. Матвеев Д.А., Хренов С.И. Эффективность управляемых дугогасящих реакторов в электрических сетях 6–35 кВ: теоретические аспекты // Электричество, №1, 2015, С. 34-39.

УДК 621.317.08

МЕТОДИКА ДИСТАНЦИОННОЙ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ УРОВНЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ВНЕШНЕЙ ИЗОЛЯЦИИ

Швец Н.А.
ФГБОУ ВО «Новосибирский Государственный Технический Университет», г. Новосибирск, Россия
Филиал АО «Россети Научно-Технический центр» - СибНИИЭ², г. Новосибирск, Россия

Аннотация. Проблема аварийных отключений воздушных линий электропередачи (ВЛ) преимущественно связана с перекрытием внешней изоляции, одной из распространенных причин является загрязнение и увлажнение изоляторов. Ключевыми индикаторами приближающегося перекрытия выступают интенсивные поверхностные частичные разряды (ПЧР). Современные методы их детектирования включают в себя:

- Органолептические (визуальный и акустический контроль)
- Акустические (фиксация ультразвуковых колебаний)
- Электромагнитные (мониторинг излучений СВЧ/УВЧ диапазонов)
- Оптические (тепловизионный осмотр и ультрафиолетовый контроль)

Особый интерес представляет метод ультрафиолетового контроля, поскольку оптимален для обнаружения разрядных процессов. Но несмотря на перспективность солнечно-слепых УФ-дефектоскопов, их применение для оценки загрязнения ограничено сложностью интерпретации данных и влиянием внешних факторов.

Цель работы: Исследование спектральных характеристик ПЧР в зависимости от удельной проводимости загрязняющего слоя при постоянном напряжении с последующей разработкой принципов дистанционной оценки состояния изоляции.

В ходе исследования проведены лабораторные испытания изоляторов с варьируемой степенью загрязнения, регистрация ПЧР с использованием модернизированного УФ-дефектоскопа «Филин 6» с применением спектродиспергирующего фильтра, обработка эопограмм с применением доступного программного обеспечения.

Выведена эмпирическая зависимость между спектральными изменениями ПЧР и удельной проводимостью загрязняющего слоя. Полученные результаты открывают новые возможности для создания эффективных систем дистанционного мониторинга состояния высоковольтной внешней изоляции.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи; загрязнение и увлажнение изоляции; поверхностные частичные разряды; спектры излучения; спектродиспергирующий светофильтр.

Введение

В процессе эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ) одним из ключевых факторов, приводящих к внеплановым отключениям, является перекрытие внешней изоляции. Оно может возникать вследствие постепенного накопления загрязняющих отложений на поверхности изоляторов, состоящих преимущественно из растворимых солевых соединений и нерастворимых примесей, и последующего увлажнения загрязненного слоя атмосферными осадками (росой, туманом или дождем). Максимальная вероятность перекрытия изоляции наблюдается при достижении пиковой проводимости загрязненного слоя, что соответствует его полному насыщению водой, но не приводит к смыву.

Физические механизмы данного процесса и его математическое моделирование подробно исследовались и были описаны в работах [1, 2]. На основе которых можно сделать вывод о том, что главными предвестниками приближающегося перекрытия выступают поверхностные частичные разряды (ПЧР).

Нормативные требования к выбору и эксплуатации изоляции в загрязненных условиях регламентированы стандартами ГОСТ Р [3] и МЭК [4]. Так же существуют и требования к испытаниям изоляции в условиях загрязнения и увлажнения [5].

При работе электроустановок в районах с повышенным уровнем загрязнения атмосферы особое внимание уделяется мониторингу состояния внешней изоляции. Такой контроль позволяет оценить риск возникновения перекрытия под воздействием рабочего напряжения. Согласно положениям стандарта СТО 56947007-29.240.133-2012 "Изоляция электроустановок в районах с загрязненной атмосферой. Эксплуатация и техническое обслуживание", оценка проводится по двум ключевым параметрам:

1. Удельной поверхностной проводимости изоляторов ($\chi_{пов}$)
2. Удельной объемной проводимости атмосферных осадков ($\chi_{об}$)

Методика измерений включает:

- Определение $\chi_{пов}$ на демонтированных изоляторах или непосредственно на установленных в эксплуатационных условиях (при снятом напряжении)
- Проведение искусственного или естественного увлажнения
- Прогнозирование напряжения перекрытия с использованием установленных зависимостей от проводимости загрязняющего слоя [6]

Такой подход позволяет заблаговременно выявлять потенциально опасные участки и принимать превентивные меры для обеспечения надежной работы электроустановок.

Существуют и другие методы для прогнозирования и выявления потенциально опасных участков с точки зрения загрязнения внешней высоковольтной изоляции. Например, установка датчиков на изоляторы для измерения тока утечки и систем мониторинга для оценки уровня загрязнения по характеристикам тока утечки [7].

Значительные эксплуатационные затраты на проведение таких проверок стимулируют поиск альтернативных решений, в частности - создания систем дистанционного контроля уровня.

В числе первых методов дистанционного контроля изоляции оказались методы акустического и электромагнитного детектирования разрядных процессов, сопровождающих дефекты. В [8, 9] описан комплексный подход, где авторы объединили оба этих метода и предложили одновременно использовать электромагнитные и акустические датчики, позволяющие дистанционно измерять набор характеристик частичных разрядов (ЧР) и по ним судить о техническом состоянии высоковольтной изоляции.

Лидирующие позиции среди дистанционных методов обнаружения дефектов высоковольтной изоляции сегодня занимают оптические методы, такие как инфракрасная термография [10] и ультрафиолетовый контроль (УФК) [11].

Как уже упоминалось ранее, при увлажнении слоя загрязнения возникают поверхностные частичные разряды (ПЧР), цвет и интенсивность которых зависит от химического состава загрязняющего слоя [12]. При испытаниях изоляторов в камере соляного тумана хорошо видно, как цвета разрядов меняются от сине-фиолетового до светло-желтого при напряжениях, близких к перекрытию изоляции (рис. 1).

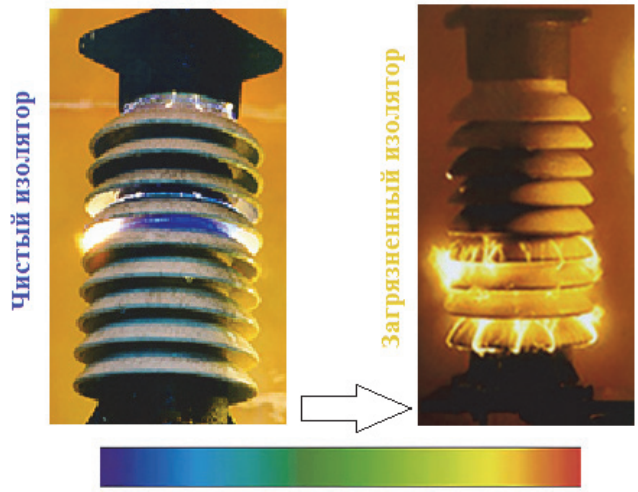
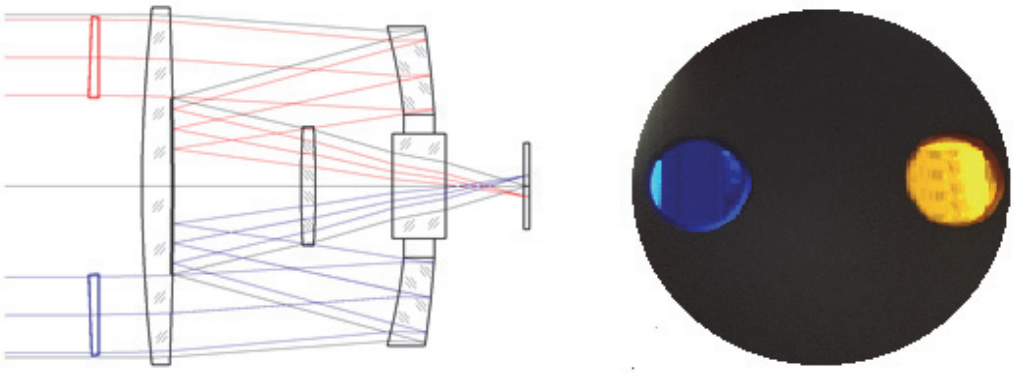


Рис. 1. Внешний вид разрядов на поверхности полимерного изолятора при проводимости слоя загрязнения 1 мкСм (слева) и более 8 мкСм (справа)

Методы

В ходе исследований использовался дефектоскоп «Филин 6» со спектро-диспергирующим светофильтром, который совместно с зеркально-линзовым объективом формирует двойные изображения контролируемого изолятора и излучения ПЧР в синей и желтой частях спектра. Ход лучей в светофильтре и объективе приведен на рис. 2. Деление спектра в фильтре производится двумя цветными стеклами, вставленными в круглые отверстия непрозрачного корпуса светофильтра. Чтобы разнести цветные

изображения на фотокатоде электронно-оптического преобразователя (ЭОП) на некоторое расстояние друг от друга, цветные стекла сошлифованы под определенным углом так, что сечение стекол имеет форму усеченной призмы. Марка одного из стекол – СС8 (синее стекло номер 8), марка второго стекла в базовом комплекте дефектоскопа – ОС12 (оранжевое стекло номер 12).



а *б*

Рис. 2. Ход световых лучей в фильтре-диспергаторе и объективе дефектоскопа «Филин-6» (*а*) и внешний вид фильтра (*б*)

В основной части исследований были проведены испытания опорного полимерного изолятора ОСК-8-35-2 УХЛ1 с коэффициентом формы Kf = 5,617 (рис. 3). Предварительно изолятор был загрязнен водной суспензией каолина и соли, (концентрация каолина 250 г/л, соли – 2 г/л).

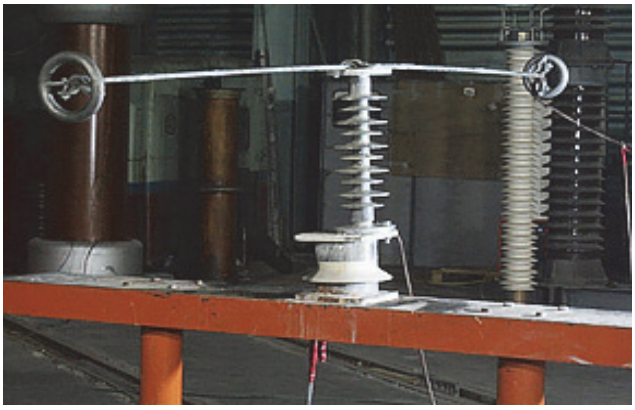


Рис. 3. Фото испытуемого изолятора с макетом провода

Рост удельной проводимости достигался увеличением толщины слоя загрязнения напылением приготовленного раствора пульверизатором. В ходе испытаний к об-

разцу толчком прикладывалось испытательное напряжение 35 кВ. По осциллограммам тока утечки и прикладываемого напряжения рассчитывалось сопротивление слоя загрязнения. Атмосферные условия при проведении испытаний: t = 14 °C, γ = 16 %, P = 750 мм рт. ст.

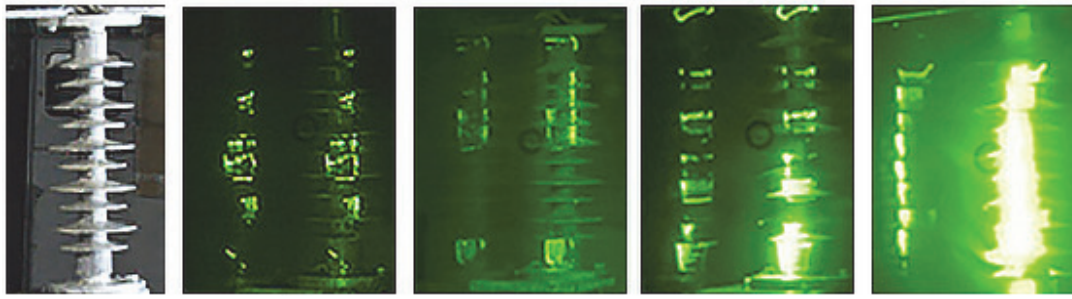
В соответствии с [5]: удельная поверхностная электрическая проводимость слоя загрязнения χ, мкСм, определяется как:

$$\chi = k_f / R, \quad (1)$$

где k_f – коэффициент формы,

R – измеренное значение сопротивления загрязненного изолятора.

На рис. 4 приведены несколько типичных изображений (эопограмм) ПЧР, полученных в испытаниях изолятора при изменении уровня загрязнения его поверхности.



а *б* *в* *г* *д*

Рис. 4. Фрагменты испытаний изолятора ОСК-8-35-2 (*а*) с проводимостью слоя загрязнения 6,9 (*б*), 12 (*в*); 20 (*г*) и 28,6 (*д*) мксм. Испытательное напряжение - 35 кВ

В каждой эопограмме слева расположено изображение ПЧР в «синем» участке спектра (стекло СС8), а в правой части – изображение ПЧР в «оранжевом» участке спектра (стекло ОС12). Исходные эопограммы были подвергнуты обработке, включающей в себя преобразование в оттенки серого и последующую бинаризацию правого и левого изображения ПЧР в программе Photoshop. После этого с помощью оригинальной программы проводился подсчет количества белых пикселей раздельно для «синего» и «оранжевого» изображений. Пример такой обработки приведен на рис. 5.

Далее по каждому опыту по бинарным изображениям ПЧР рассчитывались отношения количества белых пикселей на «оранжевом» изображении $\left(N_{orange}^{pixel}\right)$ к таковому на «синем» изображении $\left(N_{blue}^{pixel}\right)$. Полученное таким образом отношение можно назвать «коэффициентом цветности»:

$$K_{color} = N_{orange}^{pixel} / N_{blue}^{pixel} . \quad (2)$$

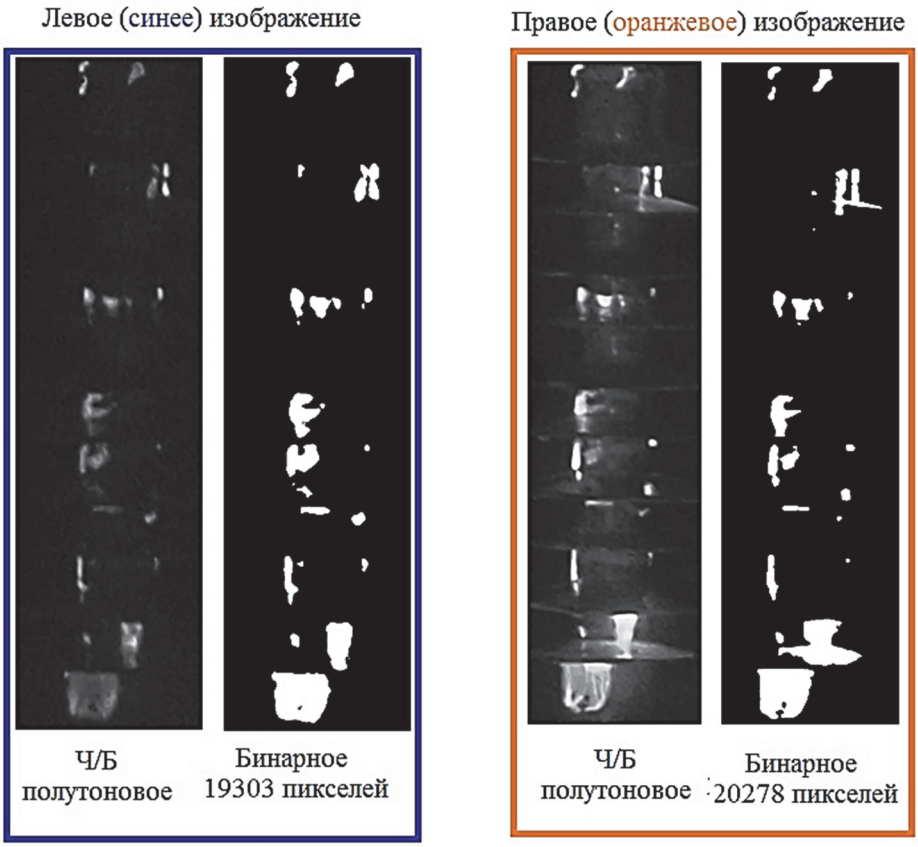


Рис. 5. Пример обработки изображений поверхностных разрядов, полученных при испытаниях изолятора с $\chi \approx 17$ мксм

Результаты

Результаты всех испытаний приведены на рис. 6 в виде точек частных значений. Для наглядности на графике выделены цветами светофора участки, в которых удельная проводимость слоя загрязнения соответствует зонам загрязнения атмосферы 2 СЗ – χ = = 10 ± 2 мксм; 3 СЗ χ = 20 ± 3 мксм и 4 СЗ – 30 ± 5 мксм. По частным значениям K_{color} построена линейная линия тренда и выведено уравнение регрессии, которое и является итогом исследований:

$$K_{color} = 0,0652\chi + 0,0714 \text{ или } \chi \approx \frac{K_{color}}{0,065} - 1,1. \quad (3)$$

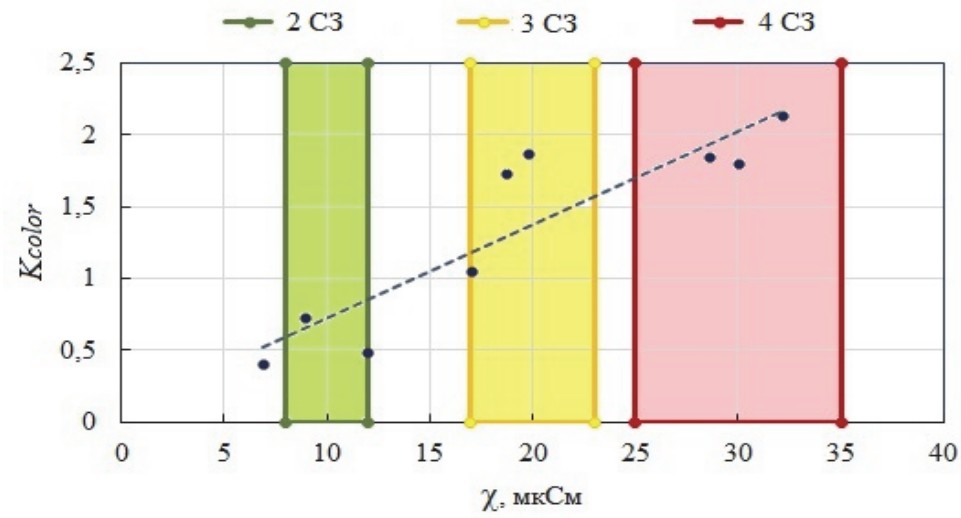


Рис. 6. Зависимость коэффициента цветности поверхностных частичных разрядов от удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения полимерного опорного изолятора

Обсуждение

Поскольку результат применения такого метода позволяет сделать вывод о необходимости действий в соответствии с требованиями стандартов: необходимость чистки или обмыва, необходимость замены или нанесения гидрофобных покрытий, можно считать, что данное исследование подтвердило возможность качественной дистанционной, не инвазивной и малозатратной оценки уровня загрязнения внешней высоковольтной изоляции, по крайней мере для данного вида загрязнения и типа изоляции.

В дальнейшем планируется проведение аналогичных испытаний на других типах изоляторов и с различными видами загрязнений. Это необходимо для уточнения зависимости «коэффициента цветности» от удельной проводимости и распространения данной методики на другие типы внешней высоковольтной изоляции и виды загрязнения.

Также нужно отметить, что данная методика требует доработки и имеет некоторые недостатки. Главными из них являются: необходимость проведения регистраций эпограмм в темное время суток, необходимость наличия соответствующих погодных условий (туман, роса, слабый дождь), а также динамические изменения проводимости слоя загрязнения от увлажнения (поступления влаги из воздуха в слой загрязнения и ее потери при испарении от нагрева токами проводимости и дуговыми разрядами).

Заключение

Главным достоинством метода является сравнение изображений, пропущенных через практически один и тот же оптический тракт, причем оба изображения относятся

к одной и той же вспышке разряда. Необходимо отметить, что полное увлажнение слоя загрязнения на изоляторах достигается только при воздействии тумана или сильной мороси, что, конечно же, вызывает неудобства в проведении УФК. Тем не менее, в зонах с сильно загрязнённой атмосферой, например, вблизи алюминиевых, медеплавильных и цементных заводов, химических комбинатов и на железных дорогах применение описанной методики поможет выявить проблемные изоляционные конструкции.

Благодарности: Автор выражает благодарность д.т.н. Овсянникову А.Г. и Жаричу Д.С. за их неоценимый вклад в данное исследование, основанный на колоссальном опыте в области УФ-инспекции.

Литература

1. Hampton, B. F. (1964). Flashover mechanism of polluted insulation. 111(5), 985–990. https://doi.org/10.1049/PIEE.1964.0155

2. Rizk, F.A.M. (1981) Mathematical Models for Pollution Flashover. Electra, 78, 71-103.

3. ГОСТР 56735-2015. Изоляторы высокого напряжения для работы в загрязненных условиях выбор и определение размеров.

4. IEC Publications 815 (1986); IEC 60507 (1991). Guide for Selection of Insulators Under Polluted Conditions, Artificial Pollution Test on HV Insulators. IEC Standards, 1991.

5. ГОСТ 10390-2015. Электрооборудование на напряжение свыше 3 кВ. Методы испытаний внешней изоляции в загрязненном состоянии.

6. Владимирский Л.Л., Соломоник Е.А. Развитие методов выбора внешней изоляции электроустановок высокого напряжения // Электрические станции. 2015. 12. С. 23 – 36.

7. Зарипов Д.К., Насибуллин Р.А., Закиров Д.Ф., Захаров А.В. Исследование работы полимерного изолятора при увлажнении искусственным туманом // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023. Т.25. № 5. С. 20-29. doi:10.30724/1998-9903-2023-25-5-20-29

8. Golenishchev-Kutuzov AV, Golenishchev-Kutuzov VA, Ivanov DA, et al. Method for non-contact remote diagnostics of the state of high-voltage insulators. Patent for invention No. 2679759. RF . 03.21.2018

9. Голенищев-Кутузов А.В., Ахметвалеева Л.В., Еникеева Г.Р., Иванов Д.А., Семенников А.В., Марданов Г.Д. Дистанционная диагностика дефектов в высоковольтных изоляторах. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020;22(2):117-127. https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-1-117-127

10. Зарипов Д.К., Насибуллин Р.А., Закиров Д.Ф., Захаров А.В. Исследование работы полимерного изолятора при увлажнении искусственным туманом. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2023;25(5):20-29. https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-5-20-29

11. Овсянников А. Г. Степень загрязнения поверхности изоляции. Оценка по спектру оптического излучения разрядов / А. Г. Овсянников, Р. С. Арбузов, В. М. Толчин // Новости электротехники. – 2016. – № 5 (101). – С. 32–34.

12. Jin L., D. Ma, Z. Yuan, G. Zhou and S. Han, "Evaluation of Surface Discharge of Polluted Insulator Based on Optical Emission Spectroscopy Measurements," in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 31, no. 1, pp. 350-357, Feb. 2024, doi: 10.1109/TDEI.2023.3300258.

УДК 621.315

ИССЛЕДОВАНИЕ СТАРЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА В ВЫКЛЮЧАТЕЛЯХ

Герасимов В.Е..[1], Коробейников С.М.[2]
[1] АО Россети «Новосибирск», г. Новосибирск, Россия
[2] ФГБОУ ВО «НГТУ», г. Новосибирск, Россия

Аннотация. Силовые выключатели относятся к критически важным элементам электрических сетей, так как их надежность в значительной мере влияет на обеспечение непрерывного электроснабжения бытовых и промышленных потребителей. Важной задачей для эксплуатирующих организаций является обеспечение работоспособности масляных выключателей, для которых превышен предусмотренный нормативными документами срок службы, как правило, составляющий 30 лет. Приведены результаты исследования причин выхода из строя масляных выключателей напряжением 110 кВ и меры по предупреждению таких событий. В рамках этой задачи проанализированы конструктивные особенности маломасляных выключателей и специфика изменения физико-химических характеристик масла в них.

Ключевые слова: масляные выключатели, старение изоляции, нормативный срок службы, аварийное событие, автоматическое повторное включение (АПВ); трансформаторное масло, загрязнение масла, диагностические методы.

Введение

Показатели надежности электрических сетей во многом определяется надежностью работы исполнительных устройств – коммутационных аппаратов, а также систем релейной защиты и автоматики. Выход из строя любого из выключателей несет риск возникновения аварийных событий с повреждением электрооборудования. Это связано с тем, что не отключенные коммутационным аппаратом короткие замыкания способны привести к пожарам и взрывам с нарушением работы участка электрической сети и перебоями электроснабжения. В эксплуатационной практике регистрируются случаи отказа масляных выключателей, отработавших нормативный срок, сопровождающиеся взрывом и возгоранием масла. Известны случаи, когда вследствие критического снижения электрической прочности масла в выключателе происходили пробои изоляции и повреждения его механической части, из-за чего ток короткого замыкания не был отключен [1]. Снижение запаса прочности основной изоляции, старение и физический износ механизмов силовых выключателей напряжением 110 кВ и выше вызывает потребность оценки их технического состояния за пределами нормированного срока службы [2].

В электроэнергетике России количество масляных выключателей, превысивших свой ресурс, достигает в среднем 45%, в классах напряжения 35 и 110 кВ этот показа-

тель еще выше - порядка 78%. В настоящее время в энергосистеме России 46% выключателей эксплуатируются более 25 лет, а 39% – более 40 лет. Таким образом, надежность масляных выключателей, а как следствие и надежность энергосистемы в целом, будут определяться надежностью коммутационных аппаратов с большим сроком службы, который значительно превосходит расчетный. Продление срока службы масляных выключателей до 30 – 40 лет возможно при условии грамотного обслуживания, наблюдения за состоянием и своевременного устранения развивающихся дефектов. Срок службы 40 – 50 лет следует признать критическим, дальнейшая эксплуатация выключателей является неоправданным риском [3]. Подчеркнем, что ежегодная повреждаемость коммутационных аппаратов находится в пределах от 0,8% до 6%, а в последние годы количество повреждений выключателей увеличивается, особенно оборудования с длительным сроком службы [4].

Старение парка коммутационных аппаратов является заметной проблемой для электрических сетей.

Основные причины аварийности связаны с ухудшением состояния коммутационного оборудования в процессе длительной эксплуатации. По сведениям [5] 22% технологических нарушений вызвано старением материалов, 19,4% – дефектами конструкции и изготовления, 16,8% – недостатками эксплуатации, 10,3% – посторонними воздействиями, 5,8% – нерасчетными режимами в сети, 4,2% – дефектами ремонта, 3,5% – климатическими и внешними воздействиями. Обобщенный анализ этих данных показывает, что наибольшее число технологических нарушений (36%) приходится на внутреннюю изоляцию коммутационных аппаратов, на втором месте по повреждаемости находятся повреждение высоковольтных вводов (27%), и далее достаточно высокий уровень технологических нарушений имеют неправильная регулировка приводов выключателей, (24%). Анализ повреждаемости масляных выключателей классов 35 и 110 кВ, за период 2008 – 2023 гг. показал, что 30% общего числа технологических нарушений сопровождались внутренними короткими замыканиями в коммутационных аппаратах, из которых 12% происходили с возгораниями и пожарами [3, 5]. К таким повреждениям относятся: пробой внутренней изоляции выключателя; недостаточная стойкость при коротких замыканиях; износ механизмов отключения; пробой изоляции высоковольтных вводов. Считается, что процент технологических нарушений, обусловленных ухудшением свойств трансформаторных масел составляет 28% от всех технологических нарушений: снижение электрической прочности – 7,5%; повышение вязкости и ухудшение подвижности – 4,9%; образование шлама и кислот – 2,2%.

Однако эти цифры отражает только те нарушения, которые непосредственно обусловлены старением масел. В тоже время влияние продуктов старения масел при анализе причин повреждений масляных выключателей, как правило, не учитывается. Особенное влияние на электрическую прочность изоляции и срок ее службы оказывает содержание в ней влаги. При содержании влаги более 3% резко снижается электрическая прочность масла [1, 3, 6]. Кроме снижения электрической прочности изоляции при увлажнении, существует опасность выделения влаги в масло с образованием пузырьков при переходных тепловых процессах. Появление пузырьков газа в масле снижает

его электрическую прочность на 20% – 50%. Это может стать причиной снижения электрической прочности конструкции в целом при отключениях токов КЗ. Образование пузырьков газа сильно зависит как от содержания влаги, так и от температуры. Начало выделения пузырьков при хорошо высушенной изоляции (0,2% – 0,5% влаги) происходит при температурах 175 – 200 С. При заметном увлажнении масла температура образования пузырьков снижается: при влагосодержании 2,3% – 2,4% температура возникновения пузырьков составила 143 – 156°С, а при влагосодержании 3,1% эта температура составила всего 100 – 126°С.

С точки зрения диагностики трансформаторное масло является той информативной средой, по состоянию которой выявляются до 30% дефектов выключателей [3, 7]. Однако механизм выхода из строя аппаратов во многом определяется конкурирующими процессами деградации, такими как: химическое старение масла, ухудшение контактов, накопление влаги и образования газовых пузырьков. Отметим, что последние существенно снижают диэлектрическую прочность и способствуют частичным разрядам при коммутациях выключателя [8]. Эксперименты [9, 10] показали, что наличие пузырьков может снизить напряжение пробоя трансформаторного масла на 50 % и более, особенно в случае нескольких повторных операций или повышенной температуры.

В результате, влияние влаги и газообразных включений должно учитываться при анализе технологических нарушений, связанных с внутренними короткими замыканиями: даже если старение масла, не является прямой причиной, оно создает условия для пробоев из-за снижения изоляционных характеристик. Однако, несмотря на большой объем проведенных исследований, механизмы выхода из строя масляных выключателей, включая роль в нем масла, остается до конца не изученными.

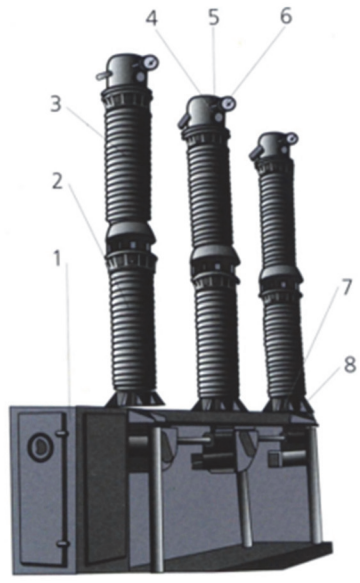
Целью настоящего исследования является рассмотрение механизма выхода из строя масляных выключателей при аварийных отключениях, с акцентом на отказах при автоматическом повторном включении (АПВ). Необходимо установить, как процессы старения масла (ухудшение диэлектрических свойств, вязкость, газообразование, накопление примесей и т.д.) влияют на способность выключателя гасить дугу при первом и повторном отключении. В статье проводится анализ поиска причин несрабатывания масляного выключателя при повторном отключении.

Процесс старения трансформаторного масла в выключателях

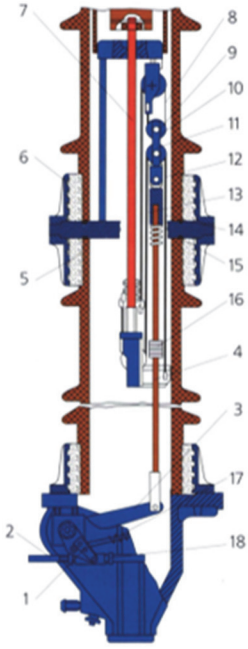
Тип и конструкция выключателя определяют условия работы и старения масла. В высоковольтных сетях исторически применяются баковые масляные выключатели, с объемом масла 1000 л и более и маломасляные выключатели, содержащие примерно в четыре раза меньше масла. Рассмотрим подробнее второй вид коммутационных аппаратов. В конструкциях выключателей серии ВМТ (рис. 1), МГ и некоторых других относительно небольшое количество масла требуется только для гашения дуги, а электрическая изоляция обеспечивается с помощью фарфоровых изоляторов и компаунда [11]. При коммутации дуга горит в отдельной дугогасительной камере, окруженной малым объемом трансформаторного масла. Конструкция каждого полюса, как правило,

герметична: полюс представляет собой маслонаполненную колонну, герметично закрытую и наполненную азотом под давлением. Азотный наддув под давлением 0,5–1,0 МПа препятствует растворению воздуха в масле и исключает присутствие кислорода и влаги. Благодаря этому маломасляный выключатель гораздо слабее подвержен окислительному старению: в изолированном объеме масло практически не соприкасается с кислородом воздуха, а азотная подушка сохраняет постоянное давление при температурных колебаниях. Поэтому масло в таком выключателе может долгие годы не менять своих химических свойств, особенно если выключатель редко отключает аварийные токи.





а) общий вид
1- привод выключателя;
2 и 3 – фарфоровые полые изоляторы;
4 – маслоуказатель;
5 – колпак полюса;
6 – манометр;
7 – стальная рама;
8 – приводной механизм



б) дугогасительный модуль
1 и 3 – рычаги;
2 и 18 – тяги приводного механизма;
4 – изоляционная тяга;
5 – фарфоровый изолятор;
6 – цементаная мастика;
7 – подвижный котакт;
8 и 12 – трос;
9 и 11 – ролики;
13 – серьга;
14 – резьбовая муфта;
15 – кольцо уплотнения;
16 и 17 – отключающие пружины

Рис. 1. Масляный выключатель серии ВМТ-110

Основным ограничивающим фактором становится дуговое старение: малый объем масла означает, что все продукты разложения от дуги остаются в концентрированном виде в пределах этой небольшого объема. Уже после нескольких отключений токов КЗ, масло заметно ухудшается по качеству. Экспериментально установлено, [12] что в маломасляном выключателе 110 кВ после ~8–10 отключений тока ~25 кА электрическая прочность масла падала до минимально допустимых значений, а сопротивление изоляции внутри полюса снижалось в десятки раз. При этом, в масле было обнаружено значительное количество твёрдого углеродного осадка и металлических частиц (от эрозии контактов), а именно было выявлено около 38 г углерода (сажи) в осадке, 2 г вольфрама и 0,8 г меди, вынесенных с поверхности контактов. Эти примеси крайне негативно влияют на дальнейшую работу: осаждённый на изоляторах углерод создаёт токопроводящую плёнку, а электропроводная пыль провоцирует пробои. Поэтому маломасляные выключатели требуют обязательного обслуживания после серии коммутаций: слива масла из полюсов, фильтрации или замены, очистки от сажи внутренних поверхностей.

Положительными сторонами является то, что при отсутствии переключений масло сохраняется долго (нет контакта с атмосферой), а также, что объем масла невелик (масла мало, и его проще обработать).

Процесс старения масла в разных типах выключателей существенно отличается: если в баковых преимущественное влияние на ресурс оказывает длительное старение под воздействием слоя атмосферного воздуха масла, то в маломасляных выключателях доминирует старение от дуговых разрядов. Это предопределяет разные подходы к обслуживанию: для маломасляных – по числу отключений и результатам анализов масла, для баковых – в дополнении к основным и по календарному интервалу.

Коммутационный процесс в выключателях

Как указывалось, выше, в баковых и маломасляных выключателях принцип работы сходный: при размыкании контактов возникает электрическая дуга, которая гасится в масле. Однако конструктивно аппараты различаются: маломасляные выключатели имеют специальные камеры и поршни для интенсификации потока масла, тогда как в баковых полагаются на естественную конвекцию в объеме бака для охлаждения дуги и изоляции.

В процессе отключения масляного выключателя проходит несколько стадий:

а) Начальный разрыв контактов. Подвижные контакты расходятся с высокой скоростью (порядка нескольких м/с). В момент размыкания возникает дуга между контактами, мгновенно нагревающая окружающее масло до экстремально высокой температуры (в диапазоне от 5000 до 20000 °C)

б) Формирование дуги и газового пузыря. Под действием высокой температуры масло частично испаряется. Вокруг дуги образуется газовый пузырь, содержащий главным образом водород и углеводороды (H_2, CH_4, C_2H_2 и др.) – продукты термического разложения масла. Давление газа быстро растёт, создавая импульс, который вытесняет масло из зоны дуги.

в) Гашение дуги потоком масла. Повышенное газовое давление выталкивает масло через каналы дугогасительной системы. Формируется направленный поток масла (скорость оценивается в несколько м/с) вокруг дуги. Этот поток интенсивно охлаждает дугу и вытягивает ионизированные продукты из межконтактного промежутка, способствуя деионизации разряда. В современных конструкциях применяются многоструйные системы: несколько направленных струй свежего масла поступают в область дуги через специальные отверстия, разбивая дугу и ускоряя её гашение. Таким образом, дуга гасится при минимальной длине за минимальное время.

г) Восстановление изоляции. После прохождения тока через ноль дуга прекращается, и образовавшийся газовый пузырь устремляется вверх (в газоотводящие каналы). Под действием давления окружающего масла межконтактное пространство заполняется свежим маслом, восстанавливая диэлектрическую прочность промежутка. Остаточные газы и разложившееся масло (сажа) выводятся через выпускные клапаны или каналы наружу, а дугогасительная камера заполняется маслом из бака. В хорошо спроектированном аппарате эта промывка дугового промежутка свежим маслом предотвращает повторное возгорание дуги при следующей операции.

Таблица 1

Результат испытаний ХАРГ СВ-110

Наименование параметра по НД	H_2 водород	CH_4 метан	C_2H_2 ацетилен	C_2H_2 этилен	C_2H_6 этан	CO_2 диоксид углерода	CO оксид углерода
Норма параметра по НД, % об.	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,8	0,06
Фактическое значение параметра ф. «А», % об.	**0,44823**	**1,33610**	**1,88078**	**2,29507**	**0,18058**	0,3011	0,0161
Фактическое значение параметра ф. «В», % об.	**0,24303**	**0,86333**	**2,02460**	**1,96557**	**0,14575**	0,2443	0,0113
Фактическое значение параметра ф. «С», % об.	**0,20944**	**0,72821**	**2,12553**	**1,76504**	**0,11456**	0,2314	0,0134

Описанный механизм характерен как для баковых, так и для маломасляных выключателей – разница в объёме и организации потоков масла. В маломасляных – ограниченный объём требует специальных устройств (поршней, дроссельных отверстий),

обеспечивающих принудительную циркуляцию масла и выпуск газов. В любом случае, успешное отключение характеризуется полным восстановлением изоляции между разомкнутыми контактами за счёт замещения газового пузыря жидким маслом.

Работа выключателя в цикле АПВ

Ключевой фактор надежного отключения – полная деионизация промежутка после гашения дуги. Газовый пузырь, содержащий водород и другие продукты разложения масла, нагретые до 5000 °С и более, имеет значительно более низкую электрическую прочность, чем жидкое масло. Поэтому, пока этот пузырь не покинул межконтактное пространство, существует риск повторного пробоя с последующим повторным зажиганием дуги между уже разомкнутыми контактами. Особенно высок этот риск при быстрых повторных включениях (режим АПВ), когда время на удаление газов ограничено.

На практике для предотвращения такого явления вводятся паузы перед повторным включением. Для систем 110 кВ минимальная пауза высокоскоростного автоматического повторного включения обычно составляет не менее ~0,3 секунд, считается, что этого достаточно для того, чтобы горячая дуговая плазма успела полностью деионизироваться [13, 14]. Если же повторное включение произойдёт слишком рано, ионизованный газовый канал может ещё существовать: тогда при восстановлении напряжения на контактах дуга вспыхнет повторно, фактически означая отказ выключателя отключить аварийный ток. Опытным путем показано, что для напряжения 110 кВ время деионизации дуги составляет 0,28 с; более короткие интервалы АПВ нежелательны, поскольку повышают вероятность повторных пробоев [15, 16].

Таким образом, неполное удаление газового пузыря и продуктов дуги из контактного промежутка напрямую ведёт к аварийному несрабатыванию выключателя. Конструкция масляных выключателей (например, наличие пружинных поршней и клапанов) рассчитана на удаление газов после отключения. Однако при неблагоприятных условиях – например, если масло сильно засорено, загустело или пауза АПВ слишком мала – газовый пузырь может сохраниться вблизи контактов выключателя. В таких случаях повторный электрический пробой межконтактного промежутка или пробой изоляции масляного выключателя крайне вероятен, что и наблюдается при аварийных отказах.

Подводя итог, можно сказать, что работа масляных выключателей при коммутационных воздействиях основана на гашении электрической дуги в масле, сопровождаемом интенсивным образованием газов и высокими температурами. Эффективность отключения определяется способностью дугогасительной системы (в том числе потока масла и конструктивных элементов) быстро охлаждать дугу, удалить ионизированные продукты и восстанавливать диэлектрическую прочность межконтактного промежутка. Особое значение имеет полное вытеснение газового пузыря после отключения, так как его остатки существенно снижают изоляционные свойства и могут привести к повторному пробою. Это особенно критично в режиме автоматического повторного включения (АПВ), из-за минимальной паузы между отключением и повторным вклю-

чением. Несоблюдение этих условий, например, вследствие ухудшения состояния масла (загрязнение, старение и т.д.) существенно повышает риск аварийных отказов коммутационного аппарата.

Инструментальный анализ состояния масла выключателей ВМТ-110 после отключений токов КЗ

Для понимания роли старения масла был проведён анализ трансформаторного масла на разных этапах работы трех выключателей ВМТ-110 кВ. Обычно коммутационный аппарат отрабатывает без отклонений от нормативных параметров 6 циклов отключения/включения. Измерения проводились после шестого цикла отключения (считаем это исходным состоянием масла), и после седьмого цикла отключения тока. После этого проводилось сопоставление и анализ свойств масла. Подчеркнем, что один выключатель отработал без цикла АПВ, а два других – с циклом АПВ.

Исходное состояние масла после 6 циклов включения/отключения токов КЗ. Масло соответствовало нормативным требованиям по основным параметрам. Диэлектрическая прочность трансформаторного масла составляет 50 – 60 кВ в промежутке 2,5 мм (стандартами устанавливается минимум 35 кВ для эксплуатационного масла). Кислотное число и влагосодержание у исходного масла минимальны (кислотность < 0,15 мг КОН/г, влага < 25 г/т, тангенс δ < 15%) [17]. Пробы масла из выключателей до аварии отключения токов КЗ, имели пробивное напряжение 45 кВ в промежутке 2,5 мм, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 6581–75. Взвешенных частиц углерода или металла не обнаруживалось, масло прозрачно, кинематическая вязкость при 40 °С составляет 10 мм²/с (что соответствует стандартному классу вязкости для свежего трансформаторного масла). Эти данные говорят о том, что масло находится в работоспособном состоянии.

После седьмого отключения тока КЗ (без АПВ). Отключение токов КЗ сопровождалось развитием дуги в масле. В результате масло претерпело локальную деградацию: часть его разложилась с образованием газа, продукты разложения остались в масле в виде тонкой взвеси. Визуально масло несколько потемнело.

Лабораторный анализ показал небольшое снижение диэлектрической прочности, пробивное напряжение снизилось до 39 кВ. Это объясняется появлением в масле газовых пузырьков и углеродистых частиц после горения дуги. Также выросла электрическая проводимость (тангенс δ) с 10% до 12%, что связано с кратковременным повышением температуры и образованием следов ионизированных продуктов. Однако в целом после однократного отключения свойства масла ещё остается в границах допустимых норм: в частности, по нормативам после отключения токов КЗ масло выключателей должно проверяться на наличие угольной взвеси и при необходимости – заменяться. В данном случае содержание углеродной взвеси ≤0,1%, то есть в пределе допустимого. Вязкость масла изменилась несущественно за один цикл нагрева. Таким образом, первый отключающий цикл хоть и ухудшил параметры масла, но не вывел их за нормативные пределы – выключатель успешно отключил аварийный ток с первого раза.

Изменение свойств масла после аварийного отключения с циклом АПВ. Диэлектрическая прочность существенно упала – пробивное напряжение снизилось до 27 кВ, что значительно ниже допустимого уровня для оборудования 110 кВ. Практически масло утратило свои изоляционные свойства, стало проводящим из-за большого количества углеродистых частиц и продуктов разложения. Известно, что наличие влаги (от разложения масла) и снижение прочности масла ниже критического уровня приводят к внутренним перекрытиям в выключателях. В нашем случае в полученных пробах (табл.2) содержание углеродной взвеси превышало норму (0,13% и 0,17% против допустимого ≤0,1%). Ясно, что в трансформаторном масле присутствует сажа, образованная в дуге, которая приводит к низким значениям напряжения пробоя.

Таблица 2

Результаты испытаний масла на наличие примесей в двух выключателях 110 кВ после циклов срабатывания АПВ

№ п/п	Определяемые показателя, ед. измерения	НД на методы испытаний	Норма согласно РД 34.43.105-89	Результаты испытаний	
1	Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-2018	Отсутствие	6	5
2	Растворимый шлам, %	РД 34.43.105-89 (приложение 2)	-	7	4
3	Массовая доля серы, мг/кг	ASTM D 5185-18	-	1953	936
4	Зольность, %	ГОСТ 1461-2023	-	0.0017	0,0009
5	Коррозионное воздействие, балл	ГОСТ 2917-76 (с изм. №1,2)	-	1b	1b
6	Класс частоты (расчетная), код	ГОСТ 17216-2001	-	13	11
7	Содержание углеродной взвеси, %	ASTM D893	≤0,1%	0,17	0,13

Наличие такого количества проводящей углеродной взвеси создает мостики для тока и снижает электрическую прочность промежутка. Вязкость масла также возросла по сравнению с исходной: измеренное значение кинематической вязкости составляет 15 мм²/с (при 40 °C) против ~10 мм²/с у исходного масла. Повышение вязкости обусловлено термической деградацией масла, с появлением в нем более высокомолекулярных продуктов старения (смол, асфальтенов), что обычно наблюдается при старении

масла [18]. Более вязкое масло хуже циркулирует и медленнее вытесняет газы, что осложняет процесс гашения дуги. Наконец, кислотное число масла после аварии значительно увеличилось (с 0,1 до более 0,3 мг КОН/г), отражая накопление кислот из-за окисления. Известно, что повышенная кислотность ведёт к коррозии и образованию осадка, дополнительно ухудшая диэлектрические свойства. Изменение характеристик масла приведено в (табл. 3), внешний вид масла после воздействий (рис. 3).

Таблица 3

Сводный анализ проб масла с трех выключателях до/после коммутаций

Наименование параметра по НД		Пробивное напряжение, кВ, ГОСТ 6581-75	Т вспышки, °С, ГОСТ 6356-75	Влагосодержание, г/т, ГОСТ 7822-75	Кислотное число, мг КОН/г масла, ГОСТ 5985-79	Содержание механических примесей (класс промышленной чистоты), ГОСТ 17216-2001	Тангенс угла диэлектрических потерь, %, при температуре 70°С/90°С, ГОСТ 6581-75
Значение параметра по НД		>35	>125	<25	<0,15	<13	<15
Фактическое значение параметра выкл.№1 в цикле АПВ	до	45	134	18	0,13	11	13
	после	27*	113*	31*	0,3	17*	30*
Фактическое значение параметра выкл.№2 в цикле АПВ	до	47	140	19	0,12	8	10
	после	39	127	24	0,18*	14*	12
Фактическое значение параметра выкл.№3 без АПВ	до	62	144	9	0,017	13	2.2
	после	55	129	10	0,02	16*	3.8

* Параметры с отклонением от нормативов технической документации.

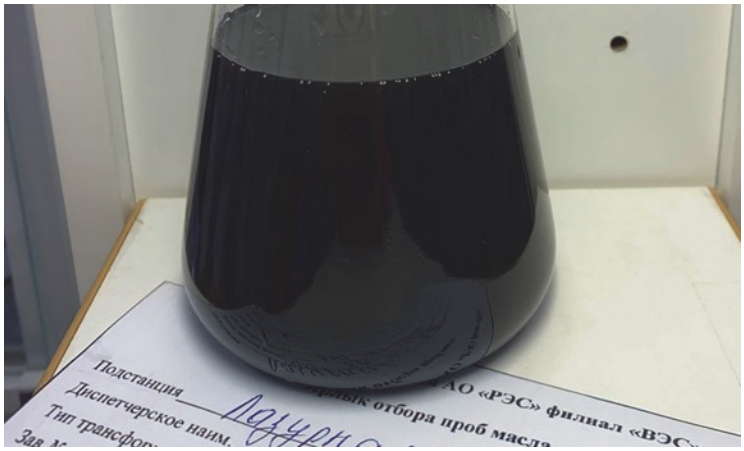


Рис. 3. Внешний вид масла с выключателя
(после воздействия токов КЗ)

Таким образом, проведённый анализ показывает, что после шестого отключения свойства масла несколько ухудшились, а после седьмого (в двух выключателях, в цикле АПВ) – достигли критических значений. Масло фактически превратилось из изоляционной в проводящую среду, насыщенную продуктами разложения. Эти результаты позволяют выдвинуть и обосновать гипотезы о причинах отказа выключателя.

Обсуждение полученных результатов

Наличие металлических и углеродных примесей в масле чрезвычайно опасно: частицы обладают высокой электропроводностью и создают локальные неоднородности поля, что резко снижает пробивное напряжение трансформаторного масла [19]. Факт наличия углеродных взвесей подтверждается данными (табл. 2 и 4). Эти частицы образовывают токопроводящие цепочки, что и вызывает понижение пробивного напряжения между контактами, вызвав ранний повторный пробой при попытке повторно погасить дугу. Следует отметить, что наличие проводящих частиц не только приводит к резкому уменьшению электрической прочности, но и к невозможности измерения электропроводности стандартным способом измерения свойств трансформаторного масла. При напряжении до 5 кВ, подготовленный образец трансформаторного масло в испытательной ячейке пробивается. Подобное поведение было зарегистрировано в опытах [19], когда в чистое масло добавляли небольшое количество 0,4 г/л углеродных нанотрубок, (≤0,1% объёмной доли). Иными словами, трансформаторное масло утратило диэлектрические свойства до такой степени, что уже не могло выдерживать рабочее напряжение. Поэтому при автоматическом повторном включении (АПВ) возможно повторное перекрытие межконтактного промежутка и как следствие повреждение коммутационного аппарата.

Таблица 4

Результаты испытаний масла на наличие металлических примесей после 7 циклов аварийных отключений

№ п/п	Определяемые показателя, ед. измерения	НД на методы испытаний	Результаты испытаний		
Продукты износа					
1	Железо (Fe), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,03	0,41	0,2
2	Медь (Cu), мг/кг	ASTM D 5185-18	5,1	0,15	1.6
3	Марганец (Mn), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,01	0,01	0,01
4	Олово (Sn), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,08	0,37	0,26
5	Алюминий (Al), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,2	0,05	0,33
6	Никель (Ni), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,39	0,01	0,17
7	Молибден (Mo), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,22	0,08	0,16
Загрязнения					
8	Кремний (Si), мг/кг	ASTM D 5185-18	4,2	3	6,2
9	Калий (K), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,22	0	0,17
Присадки					
10	Магний (Mg), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,03	0,09	0,069
11	Барий (Ba), мг/кг	ASTM D 5185-18	0,05	0,08	0,02
12	Кальций (Ca), мг/кг	ASTM D 5185-18	5.58	3,59	0,843
13	Фосфор (P), мг/кг	ASTM D 5185-18	10,1	11.5	5.99
14	Цинк (Zn), мг/кг	ASTM D 5185-18	4,2	3.7	1

Сравнивая табл. 2 и 4, можно увидеть, что сажа является преобладающей проводящей примесью в масле после АПВ. Это видно при переводе данных по саже (табл. 2 к идентичным единицам (табл. 4) 0.17% примерно соответствует 1.7 г/кг. Внешний вид масла при работе выключателя (рис. 4.), после семи отключений токов. При сопоставлении фотографий, полученных в различные моменты времени после взятия пробы видно, что масло сильно потемнело и в нем образовался осадок в виде хлопьев. Очевидно, что осаждённая примесь состоит, в основном из сажи.

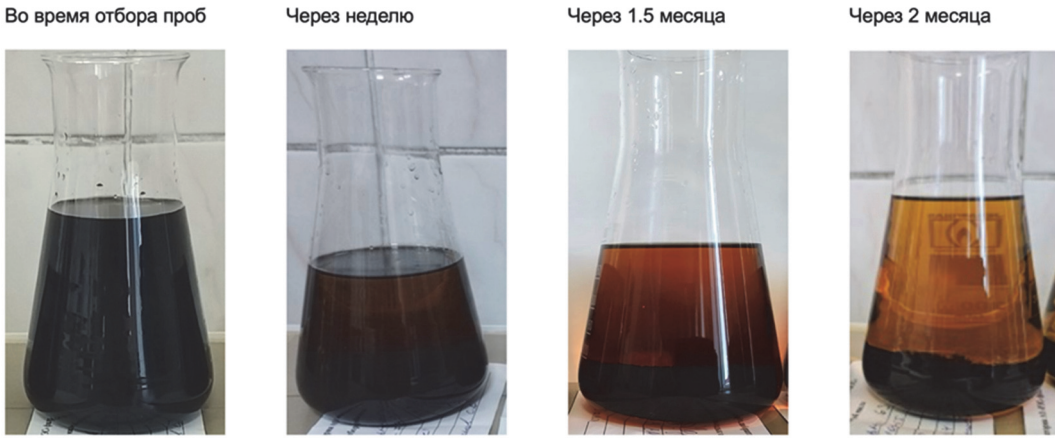


Рис. 4. Образец масла из выключателя ВМТ-110 кВ после семи циклов отключения/включения

Практически можно представить, что угольная пыль создала проводящую дорожку между контактами, и дуга повторно зажглась по этой дорожке. Металлических же частиц (обломков контактов) обнаружено незначительное количество – вероятно, основная масса расплавленного металла осела на детали конструкции, а не циркулировала в масле. Таким образом, именно углеродная проводящая пыль сыграла решающую роль в развитии аварии. В рассматриваемом случае, судя по всему, система отвода не справилась полностью – часть сажи осталась, и при повторном автоматическом включении привела к короткому замыканию через масло. Итого, предположение о негативном влиянии твёрдых продуктов разложения (угольной пыли) нашло прямое подтверждение. Именно наличие этих частиц обусловило повторный пробой контактов. Фактически аппарат замкнул электрическую цепь через загрязнённое масло сразу после попытки АПВ.

Необходимо учитывать, что механические примеси в трансформаторном масле не являются единственным параметром, влияющим на безотказную работу выключателей. Здесь необходимо рассмотреть роль вязкости масла. Этот фактор наиболее характерен для маломасляных выключателей. Повышение вязкости и сопутствующие процессы негативно сказываются на работе масляного выключателя: загустевшее масло медленнее вытесняет газовые пузырьки и менее эффективно охлаждает дугу [9, 10]. В результате при повторном дуговом пробое процесс гашения может не завершиться вовремя, и дуга в межконтактном промежутке не погаснет.

Вместе с тем, в рамках данной работы не проводилось прямых экспериментов, позволяющих количественно связать уровень вязкости масла со скоростью гашения дуги. Это указывает на необходимость дальнейших исследований, направленных на уточнение механизмов влияния вязкости на процессы гашения дуги в межконтактном промежутке.

Рассмотрим еще один параметр коммутационных аппаратов, такой как, ограничение нагрузки в пределах отключающей способности выключателя. Он является не

только условием надёжности коммутационного аппарата, но и важным фактором продления срока службы трансформаторного масла. Очевидно, что чем больше отключающий ток, тем сильнее разложение масла. Контроль токов коммутации и отключающих токов КЗ, грамотная настройка релейной защиты и эксплуатация в пределах допустимых характеристик позволяют значительно снизить темпы деградации изоляции и масла, что прямо влияет на общую долговечность.

Подводя итог обсуждения: из анализа работы выключателей, а также результатов измерений свойств масла, можно считать твердо установленным:

– Масло стареет в выключателях, причем механизмы старения отличаются в маломасляных и баковых выключателях: в маломасляных выключателях доминирует старение от дуговых разрядов, тогда как в баковых более заметно длительное атмосферное старение.

– При коммутационных воздействиях в масле образуется большое количество взвешенных, проводящих частиц. Эти частицы образуют токопроводящие цепочки, что и вызывает понижение пробивного напряжения между контактами, вызывая ранний повторный пробой при попытке повторно погасить дугу.

– При термическом и электрическом старении масло так же теряет диэлектрическую прочность – в лабораторных экспериментах показано, что после длительного нагрева и окисления пробивное напряжение трансформаторного масла снижается, а тангенс δ возрастает.

– В процессе старения масло образует шламы и смолы, которые повышают его вязкость и ухудшают текучесть.

– Каждый выключатель имеет строго определённые характеристики по отключающей способности. Превышение этих параметров может привести не только к его разрушению, но и к тяжёлым последствиям: разгерметизации бака, выбросу масла, пожару и т.д.

Выводы

1. Деградация масла как диэлектрика в маломасляных и баковых выключателях происходит по-разному. Основной фактор – снижение изоляционных свойств масла за счет появление проводящих частиц – был идентифицирован как прямая причина отказа.

2. Механизм отказа масляного выключателя при АПВ заключается в следующем: отключение тока КЗ формирует в масле газовый пузырь и оставляет углеродистый осадок. В отработанном масле с пониженной текучестью или при сверхноминальных токах КЗ эти продукты не удаляются полностью. При повторной подаче напряжения в цикле АПВ остаточные газы и сажа создают внутри бака канал проводимости, вызывая повторную дугу. Анализ показывает, что масло после аварии имело низкую диэлектрическую прочность и большое количество угольных частиц, что приводит к повторному пробою. Установлено, что решающим фактором была деградация масла, а не отказ привода или релейной защиты.

3. Помимо научных результатов исследований настоящая работа подтверждает важность традиционных мероприятий повышения надёжности масляных выключателей 110 кВ.

Традиционные мероприятия включают в себя регулярный мониторинг состояния масла – измерение пробивного напряжения и влагосодержания, проверка кислотного числа и тангенса δ, замену или регенерацию масла – для восстановления его диэлектрических свойств, организационные меры, такие какие как включение старых масляных выключателей в программы ускоренной замены на современные элегазовые или вакуумные аналоги.

Поскольку традиционные меры, на наш взгляд, недостаточны, предлагаем дополнительные мероприятия:

- Оптимизация схем АПВ с целью ограничения сверхнормативных токов КЗ: корректировка времени и числа попыток автоматического повторного включения, исключение излишне частых включений при нестабильных повреждениях.
- Ограничение нагрузки в пределах отключающей способности выключателя: контроль фактических токов нагрузки и КЗ, применение устройств релейной защиты с учётом реальных возможностей аппарата.

Литература

1. Назарычев А.Н. Оценка надёжности выключателей распределительных устройств // Электрические станции. – 2016. – № 12. – 34–40 с.

2. Андреев Д.А. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей // Электроэнергетика. Передача и распределение. – 2008. – №3. – 43–49с.

3. Балаков Ю.Н. О фактическом коммутационном ресурсе высоковольтных выключателей // Вестник энергетики. – 2009. – 12–29 с.

4. Бондаренко В.Е. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел. [Монография] / В.Е. Бондаренко, П.Ф. Щапов, О.В. Шутенко. – Харьков: НТУ «ХПІ», 2007. – 452 с.

5. Ляпин А.Г. Комплексный подход к диагностике и оценке технического состояния энергетического оборудования / А.Г. Ляпин, Б.Г. Певчев, А.А. Пимошин // Электрические станции. – 2005. – № 8. – 64–67 с.

6. Гусев Н.А., Мишкинис В.М. Оценка технического состояния и остаточного ресурса высоковольтных выключателей // Вестник электротехники. – 2015. – № 8. – С. 52–57.

7. EPRI. Condition Based Replacement for Transmission & Distribution Assets. Technical Report No. 3002020583. Palo Alto, CA: EPRI, 2025. – 110 p.

8. Рабинович З.Я. Электроснабжение и электрооборудование магистральных газопроводов //Раздел об эксплуатации масляных выключателей 110–35–6 кВ. – Москва: Недра, 1976. 256 с.

9. Qin C., Zhao T., Xie L., Wang X., Qiu X., Zhou Y. Experimental Study on Breakdown Characteristics of Transformer Oil Influenced by Bubbles // Energies. – 2018. – Vol. 11, No. 3. – P. 634. DOI: 10.3390/en11030634.

10. Ladislas N.E., Kherif F., Adouane M. Bubble migration characteristics in power transformer oil under thermal effect // IET Science, Measurement & Technology. – 2023. – Vol. 17, No. 7. – P. 303–313. DOI: 10.1049/smt2.12136.

11. Алексеев Б.А. Основное электрооборудование электрических станций и сетей / Б.А. Алексеев, Л.Г. Мамиконянц, Д.С. Савваитов // Электрические станции. – 2005. – № 2. – С. 48–57 .

12. Соколов В.В. Меры по повышению эффективности диагностики состояния трансформаторного оборудования / В.В. Соколов // Перспективные технологии электроэнергетики: IX симпозиум «ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 2030». – М.: CD-изд-во "ТРАВЭК", 2007;

13. Electric test.com. What Are the Factors That Affect the Breakdown Voltage of Transformer Oil. – Режим доступа: https://ru.electric test.com/info/what-are-the factors that affect the breakdown 72389337.html.

14. Дуговые процессы при коммутации. – Режим доступа: https://forca.ru/knigi/arhivy/dugovye-processy-pri-kommutacii/Page-20.html.

15. Беркович М.А., Платонов В.А., Сидоров В.В. Автоматизация энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1991.

16. Чернобровов Н.В., Семёнов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998.

17. Пронькин А.Д., Герасимов А.В., Киселёв Е.В. Диагностика масляного выключателя по параметрам масла // Электроэнергетика. Передача и распределение. – 2019. – № 1 (52). – 62–68 с.

18. Юсупов Д.Т., Авазов Ж.У., Носиров А.И. Определение электрической прочности трансформаторного масла // Молодой ученый. – 2022. – № 22 (417). – С. 120–123.

19. Korobeynikov S.M., Ridel A.V., Shevchenko V.E., Bychkov A.L. and Ridel N.S. "Electrophysical Properties of Nanooil Under Different Preparation Conditions," in IEEE Transactions on Industry Applications, doi: 10.1109/TIA.2025.3599461.

УДК 621.3

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В ОБМОТКЕ СТАТОРА ГЕНЕРАТОРА С ФУНКЦИЕЙ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

Воронов П.А.
НПП «ЭКРА», г. Чебоксары, Россия

Аннотация. В докладе рассматривается опыт эксплуатации устройства защиты от однофазных замыканий в обмотке статора генератора с наложением постоянного тока. Данный принцип выполнения защиты позволяет реализовать функцию непрерывного контроля эквивалентного сопротивления цепей статора генератора относительно земли, что обеспечивает выявление дефектов и повреждений на ранней стадии. Актуальность использования подобного свойства защиты обусловлена современной тенденцией перехода к обслуживанию оборудования по фактическому состоянию.

Ключевые слова: защита от замыканий на землю, контроль изоляции генераторов, диагностика.

Введение

Многолетняя практика применения устройства защиты от однофазных замыканий в обмотке статора генератора, основанного на методе наложения постоянного тока, продемонстрировала его эффективность в раннем обнаружении дефектов и повреждений. Данное устройство интегрирует функцию непрерывного мониторинга эквивалентного сопротивления цепей статора относительно земли, что обеспечивает своевременную диагностику [1, 2]. Актуальность подобного подхода связана с переходом к стратегии обслуживания оборудования по фактическому техническому состоянию, заменяющей традиционные регламентные методы [3, 4]. Реализация такой защиты минимизирует риск внезапных аварийных отключений, способных привести к значительным повреждениям оборудования и перерывам в электроснабжении. Кроме того, снижается вероятность необоснованных остановок исправных систем для проведения профилактических или ремонтных работ.

Совместные исследования специалистов НПП «ЭКРА» и Томского политехнического университета позволили сформулировать требования к характеристикам устройства и алгоритмам обработки данных, направленным на оптимизацию его диагностических возможностей. В рамках работы определены ключевые параметры, такие как величина и динамика изменения сопротивления, а также установлен перечень дополнительной информации, получаемой от существующих систем мониторинга состояния элементов генератора. Это включает интеграцию данных, повышающих точность

оценки технического состояния оборудования, что способствует совершенствованию предиктивной аналитики.

В 2021 году была завершена модернизация защиты «Un(100)» [5], основным результатом которой является перевод источника наложения постоянного тока на современную микропроцессорную базу, что привело к созданию системы защиты и мониторинга сопротивления изоляции статора генератора с улучшенными характеристиками. Указанная система реализована на базе шкафа ШНЭ 1151 производства НПП «ЭКРА». К настоящему моменту накоплен определенный опыт эксплуатации обновленного технического решения, которое внедрено как в опытную, так и в промышленную эксплуатацию на четырех отечественных электростанциях.

Модернизация защиты

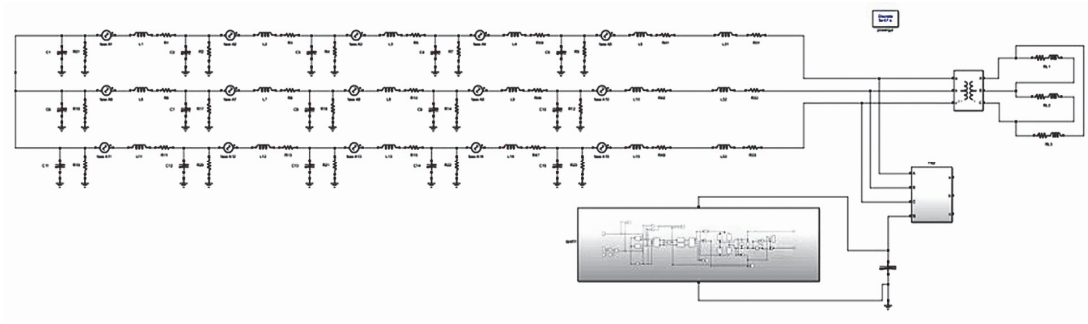
В процессе модернизации защиты для решения ряда вопросов потребовалось применение инструмента моделирования. В данной работе применялся MATLAB Simulink [6]. Выделены следующие вопросы:

1. Обеспечение непрерывного контроля целостности цепи наложения контрольного тока и цепи заземления трансформатора напряжения через разделительный конденсатор;
2. Работа защиты при заряде, разряде или повреждении разделительных конденсаторов;
3. Работа защиты при перемежающихся и однократных замыканиях.

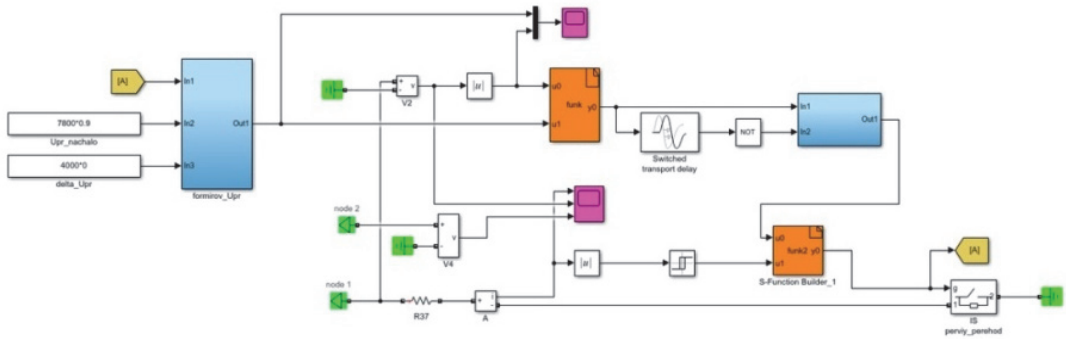
Для проведения исследований по обозначенным вопросам, в программном комплексе MATLAB Simulink были разработаны модели, представленные на рис. 1.

На рис. 1, *а* приведена модель блока генератор-трансформатор. Для выбора места повреждения непосредственно в генераторе обмотка статора генератора была представлена распределёнными параметрами. Также был смоделирован трансформатор напряжения с учётом характеристики намагничивания, в качестве исходных данных выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-6. На рис. 1, *б* изображена блок-схема модели дугового перемежающегося замыкания. Функционально модель состоит из двух взаимосвязанных блоков, включающих в себя измерительно-управляющую цепь и силовую цепь [7]. Модель источника контрольного тока является основным объектом исследования и для проведения испытаний и анализа переходных процессов была проведена ее верификация. Основные критериями, по которым проверялась корректность настройки модели, являлись форма и величина напряжений на выходе обмоток w2 и w3 трансформатора T2 (рис. 1, *в*). В ходе тестирования модели были получены осциллограммы, которые сравнивались с осциллограммами, полученными на опытном образце реального устройства, результаты приведены на рис. 2.

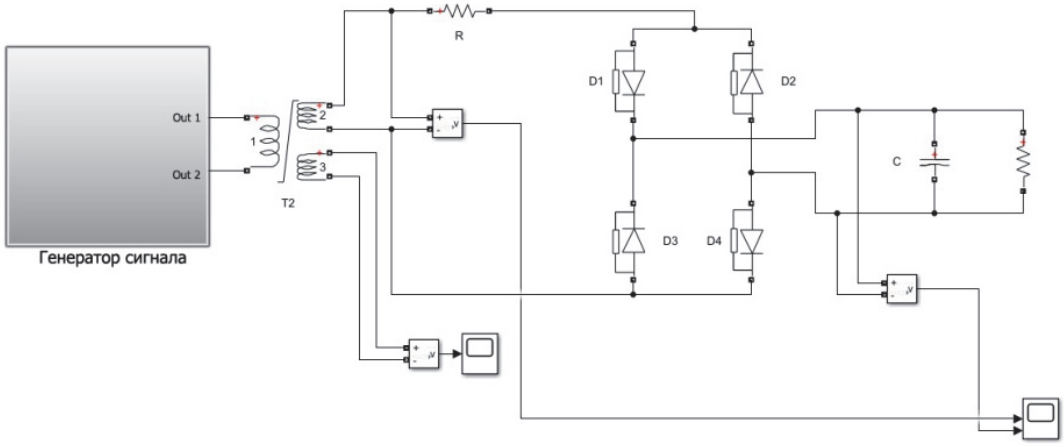
Из рис. 2 видно, что количественные показатели сигналов, а также, их форма соответствуют ожидаемым результатам разработки.



а) Исследуемая модель в MATLAB Simulink

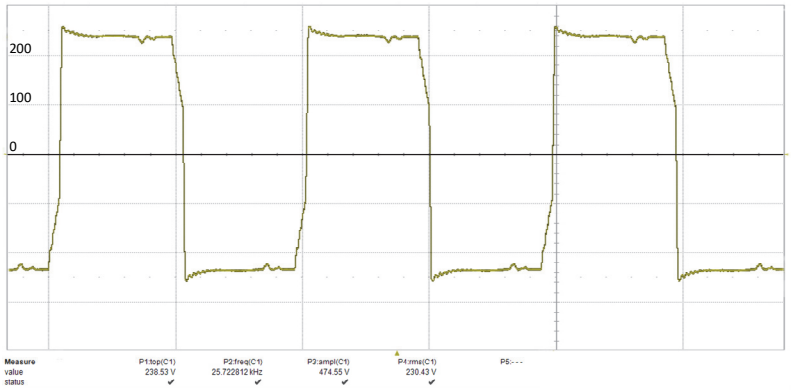


б) Модель дугового перемежающегося замыкания

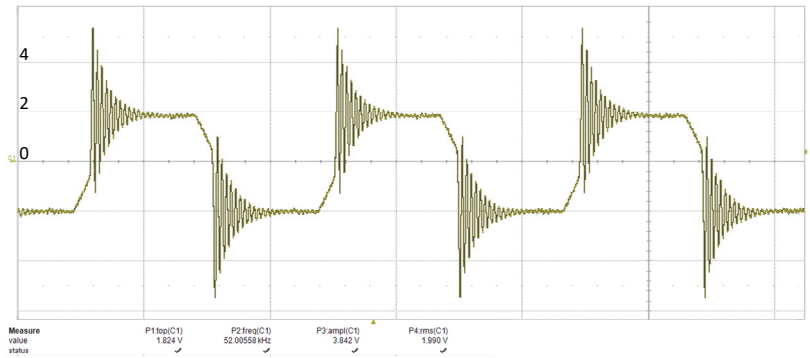


в) Модель источника контрольного тока

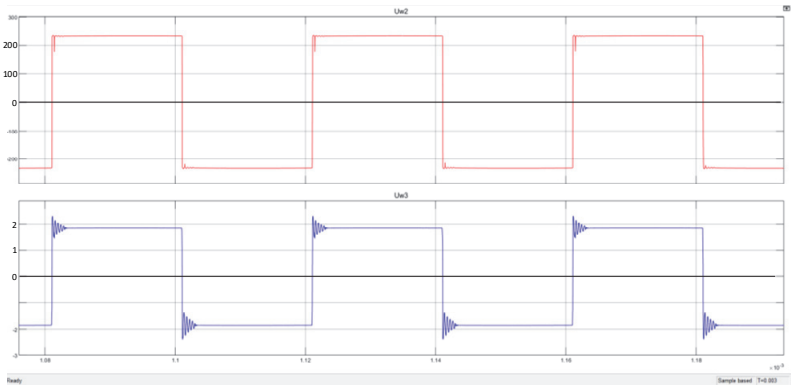
Рис. 1



а) Осциллограмма с опытного образца, обмотка Uw2, В



б) Осциллограмма с опытного образца, обмотка U3, В



в) Осциллограмма с модели в Matlab Simulink.
Обмотка Uw2, В – красный график, Uw3, В – синий график

Рис. 2

Особенности реализации

При газовом охлаждении обмотки статора генератора для наиболее полной реализации диагностических свойств устройство измерения сопротивления цепей статора относительно земли, должно выполняться с разрешающей способностью до 200 МОм. Для этого разработаны схемотехнические решения, для измерения и преобразования в цифровую форму весьма малых значений среднего значения накладываемого тока. Поскольку напряжение постоянного тока прикладывается к цепям статора непрерывно, то по изменению сопротивления может быть выявлено, в том числе, поверхностное увлажнение изоляции.

У генераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора сопротивление изоляции шунтируется сопротивлением столбов воды в водоподводящих шлангах. В этом случае выполняется измерение эквивалентного сопротивления цепей статора относительно земли и его сопоставление с удельным сопротивлением охлаждающей воды, которое непрерывно измеряется штатными устройствами в составе системы охлаждения. Снижение эквивалентного сопротивления цепей статора генератора относительно земли при высоком удельном сопротивлении охлаждающей воды свидетельствует об увеличении тока утечки по внутренней поверхности водоподводящих шлангов, что может происходить из-за оседания в процессе эксплуатации проводящего шлама в виде частичек меди и железа и таким образом объективно определить необходимость вывода генератора из работы для выполнения очистки элементов системы водяного охлаждения.

Присоединение цепей наложения постоянного тока к первичным цепям генератора выполняется со стороны нейтрали одного или нескольких, объединённых со стороны нейтрали, трехфазных трансформаторов напряжения. По принципу действия устройства контроля, нейтрали первичных обмоток всех трансформаторов напряжения заземляются через разделительные конденсаторы. Разработаны и имеются в составе устройства средства для непрерывного контроля целостности цепей заземления нейтралей трансформаторов напряжения. При нормальном состоянии устройства контроля и при любом возможном состоянии цепей генератора потенциал точек, к которым присоединяются элементы для наложения постоянного тока, относительно земли близок к нулю. Для гарантии обеспечения безопасности в практически выполненных устройствах предусмотрено гальваническое отделение цепей наложения постоянного тока и элементов измерения от первичных цепей с уровнем изоляции по классу напряжения генератора. На рис. 3 представлен пример подключения шкафа ШНЭ 1151 к первичным цепям генератора.

Система осуществляет непрерывный мониторинг сопротивления изоляции статора генератора и оборудования, установленного в его цепях относительно земли и фиксирует снижение сопротивления изоляции, происходящее по самым разнообразным причинам, например:

– ухудшение изоляции обмоток статора генератора;

– появление трещин в изоляции стержня обмотки статора, изоляторах токопроводов генератора;

– увлажнение комплектных токопроводов из-за старения резиновых уплотнений;

– повреждение генераторного выключателя из-за ослабления и перегрева контактов и вытекания продуктов горения масла на поверхность изоляторов;

– загрязнение различными примесями охлаждающей жидкости, протекающей по водопроводящим шлангам системы водяного охлаждения генератора.

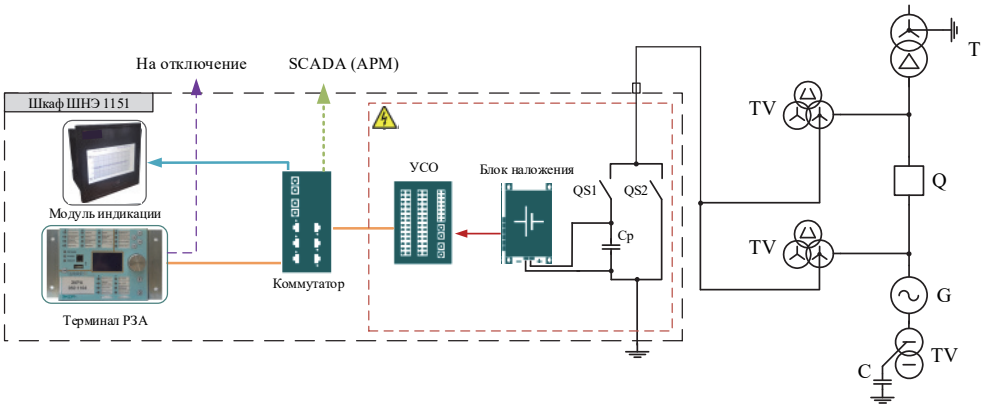


Рис. 3. Пример подключения шкафа ШНЭ 1151.

Функция мониторинга может быть реализована с помощью интеграции системы в SCADA (ПТК “ДиаМонт” от НПП «ЭКРА») и вывода на монитор дежурного персонала информации в виде графиков, трендов и в табличном виде или вывода измерений сопротивления изоляции статора и контрольных параметров источника наложения на модуль индикации с графическим дисплеем, установленным на щите дежурного или в шкафу ШНЭ 1151. На рис. 4 приведен фрагмент окна SCADA системы, иллюстрирующий процесс изменения сопротивления изоляции в реальном времени.

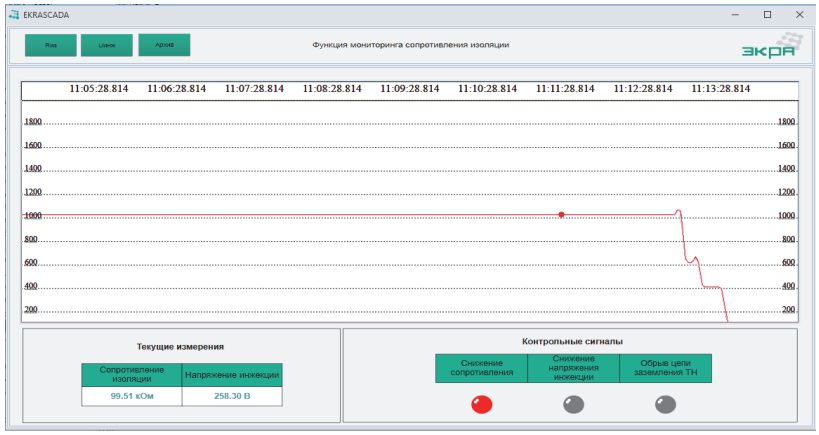


Рис. 4. Визуализация уровня сопротивления изоляции в окне SCADA системы

Программное обеспечение предусматривает возможность архивирования контролируемых параметров с привязкой к реальному времени, их анализ и выдачу обслуживающему

персоналу информации о тенденции изменения контролируемых параметров за некоторый заданный промежуток времени. Также предусмотрена выдача в согласованной форме предупредительных сигналов о достижении этими параметрами критических значений.

Результаты эксплуатации

В табл. 1 приведен перечень электростанций с указанием типа генератора, где в качестве устройства защиты статора от однофазных замыканий на землю применяется шкаф ШНЭ 1151. В крайнем столбце указывается тип системы охлаждения статора генератора.

Таблица 1

Станция	Генератор	Тип	Тип системы охлаждения
Автовская ТЭЦ-15	ТА-6	ТФ-130-2У3	Воздушное охлаждение
Гусиноозерская ГРЭС	ГТ2	ТГВ-200-2МУ3	Водородно-водяное охлаждение обмоток
Пермская ГРЭС	1ТГ	ТЗВ-800-2У3	Полное водяное охлаждение
Северсталь, ТЭЦ-ЭВС-2	ТГ-1	ТВФ-110-2Е-У3	Водородное охлаждение

На рис. 5 приведен фрагмент осциллограммы, записанной микропроцессорным устройством, входящим в состав шкафа защиты, защищающий статор генератора типа ТФ-130-2У3 с воздушным охлаждением. Как видно в нормальном режиме работы генератора, при отсутствии замыкания, измеряемое сопротивление изоляции составляет 157 МОм.

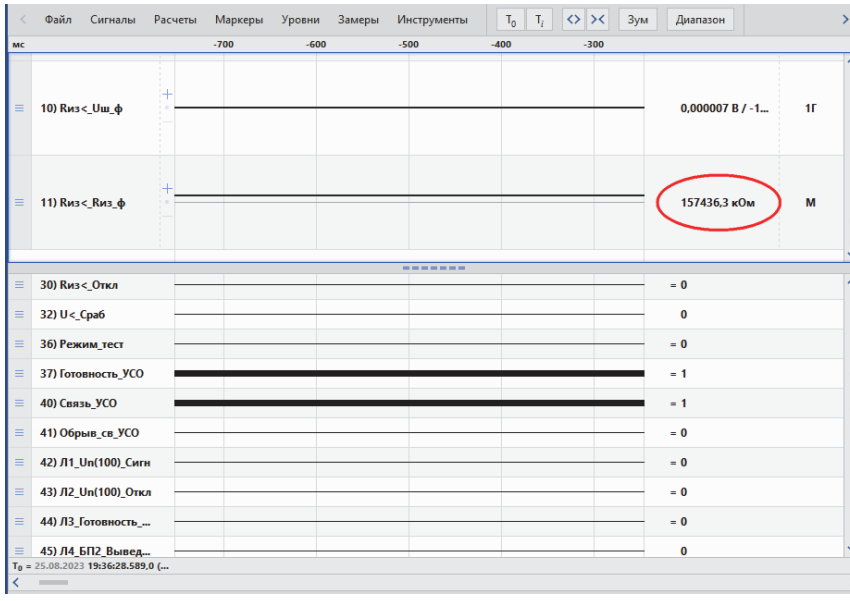


Рис. 5. Осциллограмма нормального режима

Заключение

В заключении важно отметить, что при развитии диагностических характеристик устройства сохраняется его естественное свойство для реализации защиты, функционирующей при замыкании на землю в любой точке обмотки статора генератора, включая нейтраль.

Литература

1. Вайнштейн Р.А., Лапин В.И., Наумов А.М., Доронин А.В., Юдин С.М. Защита от замыканий на землю в обмотке статора генераторов на электростанциях ОЭС Сибири. // Электрические станции, 2009, № 12. С. 26–30.

2. Вайнштейн Р.А., Наумов А.М., Доронин А.В., Юдин С.М. Опыт разработки и применения защиты от замыканий на землю обмотки статора на основе наложения постоянного тока в составе комплексной цифровой защиты генераторов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2010, №3-4/I. – С. 135–139.

3. Разумов Р.В., Михайлов А.В., Соловьев М.Ю. Системы мониторинга высоковольтного энергетического оборудования. Введение // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – № 03 (36). – С. 56–62.

4. Гуринович В.Д. Задачи, проблемы и условия перехода на техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования по техническому состоянию / В.Д. Гуринович, Ю.А. Янченко, В.А. Савельев // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко, Чолпон-Ата, 11–15 сентября 2017 года. Том Выпуск 68. – Чолпон-Ата: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2017. – С. 634-642. – EDN ZXGNTN.

5. Воронов П.Л., Доронин А.В., Мясников Е.Ю. Защита обмотки статора генератора от замыкания на землю, основанная на методе наложения постоянного тока с функцией диагностики // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы конф. – Казань. – 2019. – С. 626–629.

6. Воронов П.Л. Применение средств моделирования для решения задач, связанных с совершенствованием защиты от замыкания на землю обмотки статора на принципе наложения постоянного тока / П.Л. Воронов, Е.Ю. Мясников // Сборник научных трудов молодых ученых и специалистов: Сборник статей. В 2-х частях. Том Часть I. – Чебоксары: Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова, 2020. – С. 23-27. – EDN HYNDNE.

7. Пашковский С.Н. Моделирование процессов при перемежающихся дуговых замыканиях / С.Н. Пашковский, Е.А. Понамарев // Релейная защита и автоматизация. – 2012. – № 3(8). – С. 78–82. – EDN PCDXHT.

УДК 621.31

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ТОКОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 20 кВ С НИЗКООМНЫМ РЕЗИСТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

Лачугин В.Ф.
АО «Россети Научно-технический центр», г. Москва

Аннотация. Рассматриваются особенности работы устройств максимальной токовой защиты и защиты от замыканий на землю присоединений кабельной сети напряжением 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали. Представлены рекомендации по расчету параметров срабатывания микропроцессорных устройств этих защит, учитывающие рост емкостных токов в процессе развития сети и возможность их ограничения.

Ключевые слова: сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали, максимальная токовая защита, защита от замыканий на землю, ступени селективности, ограничение емкостных токов.

Введение

В большинстве публикаций, посвященных выбору устройств релейной защиты сетей 6-35 кВ, в том числе в соответствующих нормативных материалах, отмечается, что при больших токах повреждения, равных тысячам ампер, что характерно для рассматриваемых сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали, простые токовые защиты обладают несомненными преимуществами [1–3]. При этом в разделе 6.1 стандарта ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.120.70.305-2020 «Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС» [3], являющимся одним из основных нормативных материалов по релейной защите, приведены правила выбора токов срабатывания для токовых защит от междуфазных коротких замыканий (КЗ) на воздушных и кабельных линиях 6-35 кВ с односторонним питанием, а в разделе 6.12 – для токовой защиты от однофазных замыканий (ОЗЗ) в сетях с низкоомным резистивным заземлением нейтрали.

Длительный опыт проектирования и эксплуатации указывает, что на сравнительно коротких КЛ 20 кВ (от 0,5 до 17 км) эффективное использование токовых отсечек не представляется возможным из-за их фактической нечувствительности к повреждениям. Анализируется эффективность использования на КЛ 20 кВ в качестве основных – токовых защит от междуфазных КЗ и от ОЗЗ.

Максимальная токовая защита

В соответствии с [3], ток срабатывания $I_{с.з.}$ максимальной токовой защиты (МТЗ) КЛ 20 кВ выбирается из условий:

- отстройки от максимального рабочего тока $I_{раб\ макс}$ присоединения

$$I_{с.з.} = (k_н / k_в)\, I_{раб\ макс},$$

где $k_н = 1{,}2$ – коэффициент надежности,

$k_в$ – коэффициент возврата, принимаемый равным 0,95;

- отстройки от тока самозапуска двигателей

$$I_{с.з.} = (k_н / k_в) * (k_{сам}\, I_{ном.дв\Sigma} + I_{раб\ макс}),$$

где $k_{сам}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей,

$I_{ном.дв.\Sigma.}$ – сумма токов нагрузки электродвигателей;

- согласования по току с МТЗ предыдущего участка КЛ 20 кВ

$$I_{с.з.} = k_с\, I_{с.з.пред.}\, K_{т.\ расп.макс},$$

где $k_с = 1{,}3$ – коэффициент надежности согласования;

$I_{с.з.пред.}$ – ток срабатывания МТЗ предыдущей КЛ;

$K_{т.\ расп.макс}$ – коэффициент токораспределения.

$I_{раб\ макс}$ по величине равен длительно допустимому току $I_{дл\ доп}$ для проложенной в земле КЛ из сшитого полиэтилена. Например, по условию отстройки от максимального рабочего тока КЛ с треугольно расположенными алюминиевыми жилами сечением 630 мм^2, составляющего 699 А

$$I_{с.з.} = (k_н / k_в)\, I_{раб\ макс} = (1{,}2/0{,}95) * 699 = 883\ А.$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$K_ч = (I_{кз} / I_{ср.з}) = 10000/883 = 11{,}3 > 1{,}5.$$

Вследствие практической невозможности получения достоверных данных о фактических значениях токов нагрузки электродвигателей ток срабатывания защиты по условию отстройки от их тока самозапуска рекомендуется определять по выражению приведенному, например, в [4]:

$$I_{с.з.} = 3 * I_{дл\ доп} = 3*699 = 2097\ А.$$

При этом $K_ч = (I_{кз} / I_{ср.з}) = 10000 / 2097 = 4{,}77 > 1{,}5$, что удовлетворяет требованиям [5].

Следует отметить, что вследствие необходимости согласования токов срабатывания МТЗ последовательно соединенных КЛ чувствительность устройств МТЗ на последующих участках сети 20 кВ будет постепенно снижаться, в частности для МТЗ трансформаторного ввода и МТЗ секций шин.

Защита от замыканий на землю

В разделе 6.12.6. «Защита от ОЗЗ в сетях с низкоомным заземлением нейтрали» стандарта [3] указывается, что для КЛ из сшитого полиэтилена необходимо предусматривать отдельную защиту от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ).

Ток срабатывания этой защиты КЛ 20 кВ, подключенной к трехтрансформаторным фильтрам тока нулевой последовательности

$$I_{\text{ср.з}} = K_{\text{н}} (K_{\text{бр}} * I_{\text{с фид}} + I_{\text{нб}}),$$

где $K_{\text{н}} = 1{,}2$ – коэффициент надежности,

$K_{\text{бр}} = 1{,}5$ – коэффициент броска емкостного тока,

$I_{\text{фид}}$ – максимальный емкостной ток,

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса фильтра тока нулевой последовательности.

$$I_{\text{нб}} = K_{\text{одн}} £ I_{\text{кз.макс}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{одн}} = 1{,}0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока,

£ = 0,1 – предельная погрешность ТТ,

$I_{\text{кз.макс}}$ –максимальный ток междуфазного КЗ на выходе фильтра тока нулевой последовательности.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле

$$K_{\text{ч}} = (I_{\text{озз}} / I_{\text{ср.з}}) \geq 1{,}5,$$

где $I_{\text{озз}}$ – ток ОЗЗ, определяемый сопротивлением резистора для заземления нейтрали.

Если $K_{\text{ч}}$ оказывается ниже допустимого, то, согласно [3], отстройка от небаланса для защиты от ОЗЗ при междуфазных КЗ не делается, а вводится выдержка времени, равная

$$t_{\text{озз}} = t_{\text{ср.мтз}} + \text{delta } t, \quad (2)$$

где $t_{\text{ср.мтз}}$ – время срабатывания МТЗ от междуфазных КЗ,

delta t – ступень селективности.

С учетом вышеуказанного ток небаланса вычисляется по выражению:

$$I_{\text{нб.макс}} = K_{\text{одн.}} £ I_{\text{раб..макс}}, \quad (3)$$

где $I_{\text{раб..макс}}$ – максимальный рабочий ток.

Это означает, что на время, определяемое выдержкой времени delta t, осуществляется блокирование защиты от ОЗЗ, что отрицательно скажется на ее быстродействии.

В [6] для расчета тока срабатывания защиты от ОЗЗ КЛ 20 кВ, подключенной к трехтрансформаторным фильтрам нулевой последовательности, предложены следующие выражения:

$$I_{\text{ср.з}} = K_{\text{н}} (K_{\text{бр}} * I_{\text{с фид}} + I_{\text{нб}}), \quad (4)$$

$$I_{нб} = K_{нб} * I_{расч}, \quad (5)$$

где $K_н = 1,1 – 1,2$;

$K_{бр} = 1,5$ – коэффициент броска емкостного тока;

$I_{с\ фид}$ – максимальный емкостной ток.

Значение трехфазного тока КЗ в сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали составляет примерно 12 кА. Поэтому для КЛ 20 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами, обладающей одним из наибольших емкостных токов:

$$I_{нб} = K_{нб} * I_{кз} = 0,1*12 \text{ кА},$$

$$I_{ср.з} = 1,2* (1,5*59,55 + 0,1*12000) = 1547.$$

Коэффициент чувствительности $K_ч = 1,05* I_R / I_{ср.з} = 1050/1547 = 0,679$.

Эта величина существенно ниже значения, равного 1,5, приведенного в [1] и [6] для защит от замыканий на землю КЛ в сетях 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали, реагирующих на токи основной частоты. Следовательно, использование для защиты от ОЗЗ трехтрансформаторных фильтров нулевой последовательности в этих сетях, сталкивается с существенными проблемами по обеспечению ее чувствительности.

При подключении защиты от ОЗЗ КЛ 20 кВ к кабельным ТТ нулевой последовательности ток небаланса обычно не превышает 5-6 А [7]. Примем этот ток ориентировочно равным 10 А.

Тогда

$$I_{ср.з} = K_н (K_{бр} * I_{С\ фид} + I_{нб}) = 1,2*(1,5*59,55 + 10) = 1,2*(89,3 + 10) = 119 \text{ А},$$

$$K_ч = 1, 05* I_R / I_{ср.з} = 1050/119 = 8,82 > 1,5.$$

Следовательно, коэффициент чувствительности защиты от ОЗЗ КЛ 20 кВ оказывается существенно больше нормативного значения, что позволяет надежно использовать токовую защиту от ОЗЗ, реагирующую на токи нулевой последовательности промышленной частоты, формируемые на выходе кабельного ТТ.

Сложнее ситуация складывается с защитой от ОЗЗ на секционных выключателях и, тем более, с защитой от ОЗЗ на трансформаторных вводах этой сети, так как при этом необходимо отстраиваться от емкостного тока одной или нескольких секций шин. Например, для защиты от ОЗЗ на секционном выключателе 20 кВ с отстройкой от емкостного тока $I_{С\ секц}$, равного 385 А:

$$I_{ср.з} = K_н(K_{бр} * I_{С\ секц} + I_{нб}) = 1,2*(1,5*385 + 10) = 1,2*(577,5 + 10) = 705 \text{ А},$$

При этом, $K_ч = 1, 05* I_R / I_{ср.з} = 1050/705 = 1,49$.

Следовательно, чувствительность защиты находится практически на предельно допустимом значении.

При установке на секции шин 20 кВ нейтралеобразующего трансформатора с реактором индуктивного типа, ограничивающего емкостной ток секции, например, до 100 А, ток срабатывания защиты от ОЗЗ на секционном выключателе, равен:

$$I_{ср.з} = K_н(K_{бр} * I_{С\ секц} + I_{нб}) = 1,2*(1,5*100 + 10) = 1,2*(150 + 10) = 192\ А,$$

$$K_ч = 1,\ 05* I_R / I_{ср.з} = 1050/192 = 5,47 > 1,5.$$

При этом ток срабатывания защиты от ОЗЗ на трансформаторных вводах 20 кВ

$$I_{ср.з} = 1,2*(1,5*200 + 10) = 1,2*(300 + 10) = 372\ А,$$

$$K_ч = 1,\ 05* I_R / I_{ср.з} = 1050/372 = 2,82 > 1,5,$$

что вполне соответствует нормативным требованиям.

Таким образом, ограничение емкостного тока на секции шин в кабельной сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали до 100 А при установке на секции шин 20 кВ нейтралеобразующих трансформаторов с реактором индуктивного типа позволит повысить чувствительность токовых защит от ОЗЗ, реагирующих на токи нулевой последовательности промышленной частоты, формируемые на выходе кабельного фильтра нулевой последовательности, до требуемых значений

Необходимо отметить, что выполнение этого мероприятия, даже при полном ограничении емкостного тока до нулевых значений, не позволят защите от замыканий на землю, выполненной с применением трехтрансформаторных фильтров нулевой последовательности, отстроиться от небаланса максимального тока междуфазного КЗ, равного 1,2* (0 + 1200) = 1440 А, с достижением нормативных требований по чувствительности без использования блокирования измерительных органов защиты от ОЗЗ на время существования трехфазного КЗ с их возвратом после ликвидации этого КЗ, предлагаемого в [3] . Следовательно, защиту от замыканий на землю в кабельной сети 20 кВ с низкоомным заземлением нейтрали необходимо реализовывать с использованием кабельных фильтров нулевой последовательности.

Выбор ступеней селективности по времени для МТЗ и защиты от ОЗЗ в сетях 20 кВ ОЭК

Ступени селективности для защит сетей 20 кВ выбираются равными 0,3 - 0.5 с в соответствии с [3]. Однако следует обратить внимание на Рекомендации по расчету уставок РЗА [8], в разделе 3.3 которых приведены обоснования принципов выбора этих ступеней. В этих рекомендациях отмечается, что ступень селективности между двумя последовательными защитными устройствами рассчитывается по выражению:

$$\Delta t = t_{откл} + t_{возвр} + t_{погр1} + t_{погр2} + t_{зап}, \qquad (6)$$

где $t_{откл}$ – время отключения выключателя;

$t_{возвр}$ – время возврата защиты;

$t_{погр1}$ – погрешность срабатывания реле по времени для предыдущей защиты,

$t_{погр2}$ – погрешность срабатывания реле по времени для последующей защиты (погрешность срабатывания цифровых реле по времени не превышает 2 %, но не больше значения 0,025 с);

$t_{зап}$ – время запаса срабатывания реле, учитывающее неточность регулировки реле времени, разброс во времени отключения выключателей и т.п., принимаемое равным 0,1 с.

С учетом вышеизложенного, ступень селективности по времени для терминалов SEPAM [11] может составлять около 0,25 с. Следует отметить, что в стандарте [3] также указывается на возможность уменьшения ступени селективности до 0,2 с при соответствующем обосновании, если на смежной стороне применяются защиты и выключатели с высокой точностью и стабильностью по времени срабатывания. Следовательно, ступень селективности может быть уменьшена при повышении точности и стабильности временных характеристик устройств защиты и выключателей.

В связи с этим для микропроцессорных защит сетей 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали достижима ступень селективности по времени, равная 0,2 – 0,25 с.

Выводы

1. Для повышения чувствительности максимальных токовых защит КЛ 20 кВ сети с низкоомным заземлением нейтрали требуется более точная оценка значений коэффициентов самозапуска электродвигателей.

2. Ограничение емкостного тока на секции шин в кабельной сети 20 кВ ОЭК с низкоомным заземлением нейтрали при установке на каждой из секций шин 20 кВ нейтралеобразующих трансформаторов с реактором индуктивного типа обеспечивает требуемую чувствительность токовых защит от ОЗЗ, подключенных к ТТ нулевой последовательности.

3. Результаты проведенного анализ позволяют рекомендовать к использованию в сети 20 кВ ОЭК ступень селективности микропроцессорных токовых защит, равную 0,2 – 0,25 с.

Литература

1. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт. 2010. № 2. С. 18-25.

2. Евминов Л.И., Алферова Т.В. Резистивное заземление нейтрали в распределительных сетях 6-35 кВ // Агротехника и энергообеспечение. 2019. № 4 (25). С. 94-109.

3. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.305-2020 «Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС».

4. Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем. Учебное пособие. Благовещенск. Издательство АмГУ. 2013.

5. Приказ Министерства энергетики РФ от 10 июля 2020 г. № 546 «Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 80, от 13 февраля 2019 г. № 100, от 13 февраля 2019 г. № 101».

6. Майоров А.В., Ширковец А.И., Валов В.Н. Режим нейтрали и организация релейной защиты от замыканий на землю в сети 20 кВ // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 3. С. 21-28.

7. Сирота И.М. Трансформаторы и фильтры напряжения и тока нулевой последовательности. – Киев: Наукова Думка, 1983.

8. Рекомендации по расчету уставок РЗА оборудования Таврида Электрик. TER_RecDoc_CRPS_1 Версия 3.0.

9. Методика расчета уставок защит Sepam. Выпуск № 3, май 2006 г.

УДК 621.315

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ И КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ СЕТИ 20 кВ С РЕЗИСТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

Гладышева Д.Д., Никольский Н.В., Чех В.А.
АО «ОЭК», г. Москва, Россия

Аннотация. Доклад посвящен особенностям технических решений и расчета параметров срабатывания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (РЗА) в сетях 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали. Рассмотрены методики выбора параметров срабатывания защит от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени – максимальной токовой защитой, защиты от однофазных замыканий на землю с независимой выдержкой времени – токовой защитой нулевой последовательности, дифференциальной защиты линии и логической защиты шин, применяемые персоналом управления релейной защиты и автоматики АО «ОЭК».

Особое внимание уделено проблемам, возникшим в ходе эксплуатации устройств и комплексов РЗА в сети с низкоомным заземлением нейтрали: отсутствию нормативно-технической документации, содержащей всесторонний анализ выбора параметров срабатывания, совместной работы МТЗ и ТЗНП с разными выдержками времени, емкостным токам и их влиянию на срабатывание защит, проблемам выбора уставок срабатывания дифференциальной защиты линии. В докладе описан практический опыт, определяются пути решения данных проблем.

Результаты доклада могут быть использованы при проектировании, эксплуатации и модернизации систем РЗА в сетях среднего напряжения с резистивным заземлением нейтрали, с целью повышения их эффективности и надежности.

Ключевые слова: Сеть 20 кВ, резистивное заземление нейтрали, низкоомное заземление нейтрали, релейная защита, расчет параметров срабатывания, расчет уставок, емкостной ток, защиты нулевой последовательности, логическая защита шин, токовая защита нулевой последовательности, максимальная токовая защита.

Введение

Электроэнергетические системы среднего напряжения играют ключевую роль в обеспечении надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей. Для такого крупного мегаполиса с высокой плотностью нагрузки, как Москва, переход с сетей с изолированной нейтралью на сети 20 кВ с низкоомным сопротивлением нейтрали позволяет решить многие возникающие проблемы: происходит увеличение пропускной способности линий и дальность обслуживания, снижение потерь мощности и элек-

троэнергии, сокращение количества новых ячеек на питающих подстанциях (ПС), вновь вводимых трансформаторных подстанций (ТП) и кабельных линий (КЛ).

В настоящее время АО «ОЭК» владеет 20 питающими центрами, на которых реализована сеть 20 кВ с резистивным сопротивлением нейтрали. За годы опытной эксплуатации был накоплен определенный опыт в части расчета уставок терминалов защит, выявлены проблемы при использовании данных сетей и найдены пути их решения. В данном докладе поднимаются вопросы разработки научно-технической документации с всесторонним анализом выбора параметров срабатывания защит, совместной работы максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) с разной выдержкой времени, емкостных токов и их влияния на правильную работу защит, а также описывается проблема выбора уставок для дифференциальной защиты линий.

Результаты доклада могут быть использованы при проектировании, эксплуатации и модернизации систем РЗА в сетях среднего напряжения с резистивным заземлением нейтрали, с целью повышения их эффективности и надежности.

1. Особенности технических решений по РЗА сети с резистивным заземлением нейтрали 20 кВ

1.1. История создания

Исторически для электроснабжения города Москвы использовались электрические сети классом напряжения 6-10 кВ, реализованные с изолированной нейтралью, и лишь с начала 2000-ых годов на территории Мегаполиса положено начало строительству новой сети классом напряжения 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали. Обусловлено данное решение началом строительства крупных многофункциональных жилых и торгово-развлекательных комплексов, потребляющих мощность порядка 10 – 20 МВт с высокой плотностью застройки. Первоначально данная сеть строилась путем прокладки линий электропередачи между питающими центрами с последующей врезкой распределительных пунктов на территории предполагаемой крупной застройки.

Одной из наиболее значимых задач, которые возникают перед компанией в процессе эксплуатации городских электрических сетей, является сохранение системы в устойчивом режиме работы, а также максимально быстрое предотвращение развития аварийной ситуации и сокращение потенциального ущерба, вызванного повреждением в сети. Для достижения поставленной задачи на энергетических объектах используется комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого выявления повреждения, селективного отделения повреждённых элементов от электроэнергетической системы и восстановления электроснабжения отключенных потребителей. Весь комплекс устройств защиты и автоматики электрической сети именуется системой защиты и автоматики электрической сети.

1.2. Технические особенности

Принято различать два варианта заземления нейтрали через резистор: высокоомное и низкоомное.

Резистивное заземление нейтрали сети 20 кВ выполняется двумя способами (рис. 1):

1) путём включения резистора в нейтраль обмотки низкого напряжения силового трансформатора;

2) с помощью специального трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) где резистор подключается к обмотке высокого напряжения.

В сетях АО «ОЭК» применяется низкоомное заземление нейтрали путем подключения резистора сопротивлением 12 Ом в нейтраль обмотки низкого напряжения силового трансформатора.

При низкоомном заземлении нейтрали используется резистор, создающий ток в пределах 10-2000 А. Величина тока, создаваемого резистором, выбирается исходя из нескольких конкретных условий: стойкость оболочек и экранов кабелей к протеканию такого тока однофазного замыкания; наличие в сети высоковольтных электродвигателей и генераторов; чувствительность релейной защиты. Как правильно, низкоомный резистор выбирается таким образом, чтобы ток однофазного замыкания в кабельных сетях не превышал 1000 А.

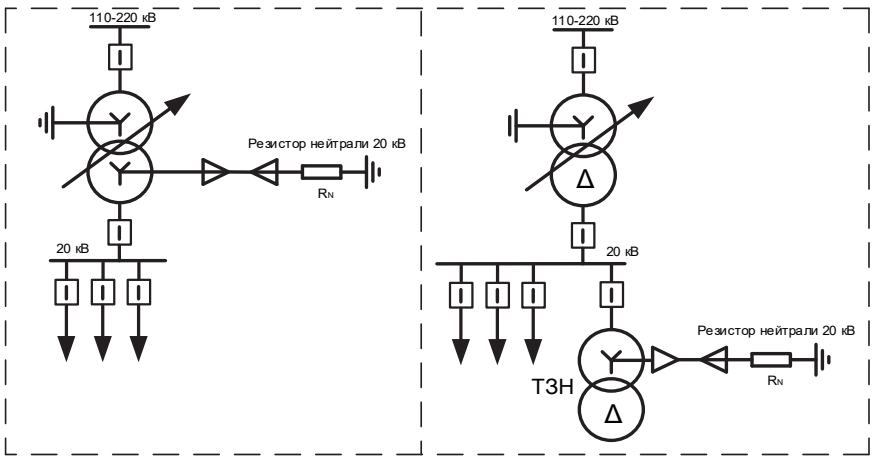


Рис. 1. Схемы резистивного заземления нейтрали сети 20 кВ.

Достоинства низкоомного резистивного заземления нейтрали:

– отсутствие дуговых перенапряжений высокой кратности и многоместных повреждений в сети;

– исключение феррорезонансных процессов и повреждений трансформаторов напряжения;

– уменьшение вероятности поражения персонала и посторонних лиц при однофазном замыкании;

– практически полное исключение возможности перехода однофазного замыкания в многофазное;

– простое выполнение чувствительной и селективной релейной защиты от однофазных замыканий на землю, основанной на токовом принципе.

Недостатки низкоомного резистивного режима заземления нейтрали:

– увеличение тока в месте повреждения;

– необходимость в отключении однофазных замыканий;

Отсутствие дуговых перенапряжений при однофазных замыканиях и возможность организации селективной релейной защиты являются неоспоримыми преимуществами режима резистивного заземления нейтрали. Именно эти преимущества способствовали широкому распространению такого режима заземления нейтрали в разных странах.

1.3. Применяемые защиты

На сегодняшний день защита электрической сети Мегаполиса реализована посредством последовательно установленных на присоединениях максимальных токовых защит, селективность действия которых обеспечивается ступенчатым выбором параметров срабатывания по току и времени (рис. 2). Максимальная временная уставка соответствует защите, установленной на отходящих, от питающего центра, фидерах и выбирается исходя из допустимой продолжительности аварийных нагрузок на кабельную изоляцию. Обычно данный параметр составляет примерно 2,0 сек., а параметр срабатывания защиты не более 1,7 сек.

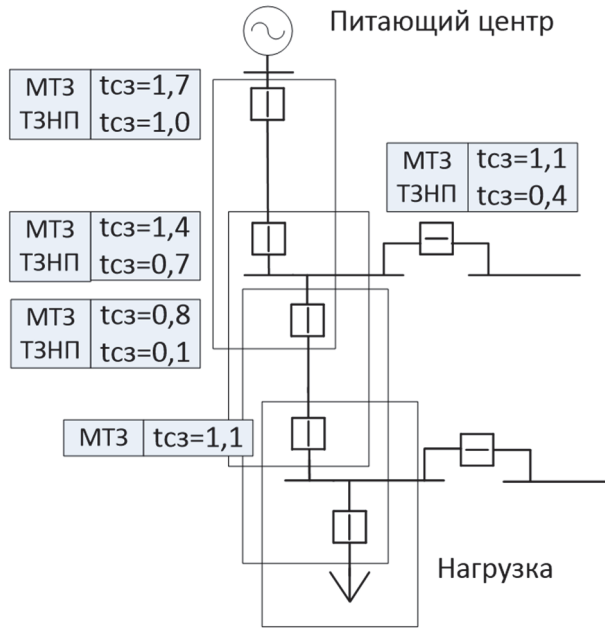


Рис. 2. Система ступенчатых защит электрической сети мегаполиса

2. Выбор параметров срабатывания защит сети 20 кВ

Традиционный выбор параметров срабатывания защиты от междуфазных КЗ с независимой выдержкой времени – максимальной токовой защитой (далее – МТЗ) и защиты от однофазных замыканий на землю с независимой выдержкой времени – токовой защитой нулевой последовательности (далее – ТЗНП) производится следующим образом.

2.1. Выбор уставок МТЗ

МТЗ вводного выключателя

Уставка по току для МТЗ вводного выключателя (ВВ) производится исходя из учета схемы участка сети: силовое оборудование на подстанции (количество трансформаторов и схема РУ НН) и значений минимального тока КЗ на НН. Параметры срабатывания защит на вводных выключателях выбираются:

1) По обеспечению нормативной чувствительности защит:

$$I_{\text{с.з.МАКС}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{K_{\text{ч}}^{(2)}}. \quad (1)$$

2) Исходя из номинальной мощности силовых трансформаторов и количества схем распределительных устройств:

С учетом перегрузки трансформатора 100%:

$$I_{\text{нагр}} = I_{\text{ном.Т}} \cdot 2{,}0 \quad (2)$$

$$I_{\text{нг.секц}} = \frac{I_{\text{нагр}}}{n}, \quad (3)$$

где n – количество секций шин 20 кВ.

3) Отстройка от максимальной нагрузки секций при включенных СВ 20 кВ:

$$I_{\text{с.з.ВВ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нг.}\Sigma} = K_{\text{отс}} \cdot n' \cdot I_{\text{нг.сек}}\,. \quad (4)$$

Коэффициент отстройки равный 1,3 – эмпирический коэффициент, выбранный на основе опыта эксплуатации сети 20 кВ в Московском региона.

4) Отстройка от токов самозапуска нагрузки:

$$I_{\text{с.з.ВВ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нг.собст}} = K_{\text{отс}} \cdot n_{\text{сек}} \cdot I_{\text{нг.МАКС}}\,. \quad (5)$$

5) Отстройка по ступенчатому принципу от МТЗ СВ:

$$I_{\text{с.з.ВВ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з.СВ}}\,. \quad (6)$$

Время срабатывания МТЗ ВВ 20 кВ выбирается по ступенчатому принципу по условию согласования с МТЗ СВ 20 кВ:

$$t_{\text{с.з.ВВ}} = t_{\text{с.з.СВ}} + \Delta t, \quad (7)$$

где Δt – ступень селективности, выбирается по выражению:

$$\Delta t = t_{\text{откл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{погр}} + t_{\text{зап}}\,, \tag{8}$$

где $t_{\text{откл}}$ – полное время отключения вакуумного выключателя (0,05-0,07 с);

$t_{\text{возвр}}$ – время возврата защиты (принимается равным 0,05 с);

$t_{\text{погр}}$ – погрешность времени согласования срабатывания защит (не превышает 0,025 с);

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, учитывающее неточность регулировки выдержки времени и разброс во времени отключения выключателей, принимается равным 0,1 с.

Для микропроцессорных защит сетей 20 кВ ОЭК принята ступень селективности, равная 0,3 с.

МТЗ секционного выключателя

Уставка по току для МТЗ секционного выключателя (СВ) производится исходя из следующих условий:

1) Отстройка от нагрузки секций 20 кВ:

$$I_{\text{с.з.СВ}} = K_{\text{отс}} \cdot n \cdot I_{\text{нг.сек}}\,. \tag{9}$$

Коэффициент отстройки равный 1,7 – эмпирический коэффициент выбранные на основе опыта эксплуатации сети 20 кВ в Московском региона.

2) Согласование по току с МТЗ фидеров 20 кВ:

$$I_{\text{с.з.СВ}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з.ф}}\,. \tag{10}$$

Время срабатывания МТЗ СВ 20 кВ выбирается по ступенчатому принципу по условию согласования с МТЗ фидеров 20 кВ:

$$t_{\text{с.з.СВ}} = t_{\text{с.з.ф}} + \Delta t. \tag{11}$$

МТЗ отходящих присоединений

Уставка по току $I_{\text{с.з.}}$ микропроцессорного устройства МТЗ каждого присоединения выбирается из условий отстройки:

1) от максимального рабочего тока $I_{\text{раб}}$ макс присоединения (КЛ, секции шин, трансформаторного ввода) сети 20 кВ:

$$I_{\text{с.з.ф}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс}}\,, \tag{12}$$

где коэффициент надежности $k_{\text{н}} = 1{,}2$ и коэффициент возврата $k_{\text{в}} = 0{,}95$;

2) от тока самозапуска электродвигателей после восстановления напряжения:

$$I_{\text{с.з.ф}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{в}}}{k_{\text{сам}}} I_{\text{раб.макс}}\,, \tag{13}$$

где $k_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей.

Максимальный рабочий ток присоединения соответствует значениям длительно допустимого тока для проложенных в земле КЛ из сшитого полиэтилена с треугольно расположенными алюминиевыми жилами.

Коэффициент самозапуска $k_{сам}$ для МТЗ присоединений находится в пределах от 1 до 4. Точное значение определяется расчетом или задается, например, равным 1,3 - 1,5 для бытовой нагрузки и 2,9 – при неизвестном характере нагрузки.

Коэффициент самозапуска $k_{сам}$ для для расчета тока срабатывания МТЗ секции шин и трансформаторного ввода целесообразно принимать равным 1,2-1,3 $k_{сам}$, используемого для расчета тока срабатывания МТЗ КЛ 20 кВ.

Ступень селективности по току срабатывания между устройствами МТЗ последовательно расположенных элементов сети 20 кВ учитывается коэффициентом согласования, принимаемым для микропроцессорных устройств равным 1,1.

Коэффициент чувствительности МТЗ:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}}{I_{с.з}} \geq 1{,}5, \tag{14}$$

где $I_{кз} = I^{(2)}_{кз\ мин}$ – ток при двухфазном КЗ в конце присоединения в минимальном режиме работы сети.

Для обеспечения высокой степени развития сети 20 кВ Мегаполиса параметры срабатывания МТЗ для отходящих линий выбираются на уровне: $I_{сз}$ = 1300 А, $t \leq 1{,}7$ с.

Стоит отметить, что при расчете токовых отсечек на подстанциях АО «ОЭК» была выявлена их неэффективность при сечении кабеля 500 мм^2 и длине менее 12 км, при сечении кабеля 240 мм^2 и длине менее 5 км.

2.2. Выбор уставок ТЗНП

По причине отсутствия утвержденной методики расчета параметров срабатывания ТЗНП и проверки чувствительности расчет преимущественно ведется по верхней границе допустимых значений токов срабатывания.

ТЗНП резистора в нейтрали

Ток срабатывания защиты резистора рассчитывается по формуле:

$$I_{с.з.рез.} \leq \frac{I^{(1)}_{КЗ\ МИН}}{К_{ч}}, \tag{15}$$

где $I^{(1)}_{КЗ\ МИН}$ – минимальный ток однофазного КЗ со стороны 20 кВ с учетом влияния РПН,

*К*ч – коэффициент чувствительности, равный 2.

Время срабатывания защиты выбирается исходя из допустимой продолжительности протекания тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) через резистор:

$$t_{с.з.рез} = t_{кр} - \Delta t. \tag{16}$$

ТЗНП вводного выключателя

Ток срабатывания выбирается по условиям:

1) Согласование с защитой резистора:

$$I_{\text{с.з.ВВ}} \leq \frac{I_{\text{СЗ рез.}}}{\text{К}_{\text{отс}}}. \quad (17)$$

2) Отстройка от максимального суммарного емкостного тока НП в месте установки защиты от секций шин, получающих питание от рассматриваемого защищаемого ввода с учетом ремонтных схем и связей через СВ. Для отстройки выбирается наибольший емкостной ток, который рассчитывается по формуле:

$$I_{\Sigma c} = \Sigma I_{ci}, \quad (18)$$

где I_{ci} – максимальное значение продолжительного суммарного емкостного тока НП всех присоединений *i*-ой секции шин, получающей питание от рассматриваемого защищаемого ввода, А.

3) Отстройка от суммарного тока небаланса при внешнем максимальном токе КЗ:

$$I_{\text{с.з.ВВ}} = K_{\text{н}}\left(K_{\text{бр}} I_{\text{с.з.ф}} + I_{\text{нб макс}}\right), \quad (19)$$

$$I_{\text{нб макс}} = K_{\text{нб}} I_{\text{расч}}\,, \quad (20)$$

где $K_{\text{н}}$ = 1,1 – 1,2 – коэффициент надежности;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса фильтра токов нулевой последовательности;

$K_{\text{бр}}$ = 1,2 - 1,5 – коэффициент броска емкостного тока;

$I_{\text{с фид}}$ – максимальный емкостной ток присоединения, определяемый с учетом применяемых средств компенсации емкостных токов.

Для защиты от ОЗЗ, подключаемой к трехтрансформаторным фильтрам токов нулевой последовательности, ток небаланса:

$$I_{\text{нб макс}} = K_{\text{нб}} I_{\text{кз макс}}\,, \quad (21)$$

где $K_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, принимаемый равным 0,1;

$I_{\text{кз}}$ – максимальное значение тока, проходящего в месте установки защиты при внешнем междуфазном (двухфазном или трехфазном) КЗ.

Для защиты от ОЗЗ, подключаемой к кабельным фильтрам токов нулевой последовательности, ток небаланса при междуфазном КЗ принимается на уровне, не превышающем 10 А.

Время срабатывания выбирается путем отстройки от ТЗНП резистора:

$$t_{\text{с.з.ВВ}} = t_{\text{с.з.рез}} - \Delta t. \quad (22)$$

ТЗНП секционного выключателя

Ток срабатывания выбирается по условиям:

1) Согласование с защитой ВВ:

$$I_{\text{СЗ СВ}} \leq \frac{I_{\text{СЗ ВВ}}}{\text{К}_{\text{отс}}}. \tag{23}$$

2) Отстройка от максимального суммарного емкостного тока НП в месте установки защиты от секций шин. Для отстройки выбирается наибольший емкостной ток через рассматриваемый СВ, который рассчитывается по формуле:

$$I_{\Sigma c} = \Sigma I_{ci}, \tag{24}$$

где I_{ci} – максимальное значение продолжительного суммарного емкостного тока НП всех присоединений *i*-ой секции шин, проходящий через рассматриваемый СВ, А.

3) Отстройка от суммарного тока небаланса при внешнем максимальном токе КЗ:

$$I_{\text{с.з.СВ}} = K_{\text{н}}\left(K_{\text{бр}} I_{\text{с.з.ф}} + I_{\text{нб макс}}\right), \tag{25}$$

$$I_{\text{нб макс}} = K_{\text{нб}} I_{\text{расч}}, \tag{26}$$

где $K_{\text{н}}$ = 1,1 – 1,2 – коэффициент надежности;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса фильтра токов нулевой последовательности;

$K_{\text{бр}}$ = 1,2 - 1,5 – коэффициент броска емкостного тока;

$I_{\text{с фид}}$ – максимальный емкостной ток присоединения, определяемый с учетом применяемых средств компенсации емкостных токов.

Для защиты от ОЗЗ, подключаемой к трехтрансформаторным фильтрам токов нулевой последовательности, ток небаланса:

$$I_{\text{нб макс}} = K_{\text{нб}} I_{\text{кз макс}}, \tag{27}$$

где $K_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, принимаемый равным 0,1;

$I_{\text{кз}}$ – максимальное значение тока, проходящего в месте установки защиты при внешнем междуфазном (двухфазном или трехфазном) КЗ.

Для защиты от ОЗЗ, подключаемой к кабельным фильтрам токов нулевой последовательности, ток небаланса при междуфазном КЗ принимается на уровне, не превышающем 10 А.

Время срабатывания выбирается путем отстройки от ТЗНП ВВ:

$$t_{\text{с.з.СВ}} = t_{\text{с.з.ВВ}} - \Delta t. \tag{28}$$

ТЗНП отходящей линии

1) Ток срабатывания выбирается по условию согласования с защитой СВ:

$$I_{\text{СЗ ф}} \leq \frac{I_{\text{СЗ СВ}}}{\text{К}_{\text{отс}}}. \tag{29}$$

2) Отстройка от суммарного тока небаланса при внешнем максимальном токе КЗ:

$$I_{\text{с.з.ф}} = K_{\text{н}}\left(K_{\text{бр}} I_{\text{с.з.ф}} + I_{\text{нб макс}}\right), \quad (30)$$

$$I_{\text{нб макс}} = K_{\text{нб}} I_{\text{расч}}, \quad (31)$$

где $K_{\text{н}}$ = 1,1 – 1,2 – коэффициент надежности;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса фильтра токов нулевой последовательности;

$K_{\text{бр}}$ = 1,2 - 1,5 – коэффициент броска емкостного тока;

$I_{\text{с фид}}$ – максимальный емкостной ток присоединения, определяемый с учетом применяемых средств компенсации емкостных токов.

Для защиты от ОЗЗ, подключаемой к трехтрансформаторным фильтрам токов нулевой последовательности, ток небаланса:

$$I_{\text{нб макс}} = K_{\text{нб}} I_{\text{кз макс}}, \quad (32)$$

где $K_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса, принимаемый равным 0,1;

$I_{\text{кз}}$ – максимальное значение тока, проходящего в месте установки защиты при внешнем междуфазном (двухфазном или трехфазном) КЗ.

Для защиты от ОЗЗ, подключаемой к кабельным фильтрам токов нулевой последовательности, ток небаланса при междуфазном КЗ принимается на уровне, не превышающем 10 А.

3) Отстройка от максимального суммарного емкостного тока НП в месте установки защиты:

$$I_{\Sigma c} = \Sigma I_{ci}, \quad (33)$$

где I_{ci} – максимальное значение продолжительного суммарного емкостного тока НП всех присоединений *i*-ой секции шин, А.

Время срабатывания выбирается путем отстройки от ТЗНП ВС:

$$t_{\text{с.з.ф}} = t_{\text{с.з.СВ}} - \Delta t. \quad (34)$$

Коэффициент чувствительности для защит определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{озз}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1{,}5, \quad (35)$$

где $I_{\text{озз}}$ – ток, определяемый сопротивлением резистора для заземления нейтрали.

Если $K_{\text{ч}}$ оказывается ниже допустимого, то для повышения чувствительности защиты от ОЗЗ КЛ, секций шин и трансформаторных вводов 20 кВ предложено решение, позволяющее снизить емкостные токи присоединений при помощи частичной компенсации емкостных токов присоединений секций шин 20 кВ с помощью подключения к соответствующей секции шин 20 кВ нейтралеобразующего трансформатора с реактором индуктивного типа, устанавливаемого в цепи между нейтралью трансформатора и землей.

2.3. Логическая защита шин

В настоящее время на высоковольтных объектах АО «ОЭК» совместно с дуговой защитой шин 20 кВ от замыканий на землю применяется логическая защита (далее – ЛЗШ), основанная на традиционном принципе. Основная задача ЛЗШ – это сокращение времени отключения КЗ на шинах, поскольку простые защиты (МТЗ, ТЗНП) не могут выполнить селективное отключение КЗ на шинах без выдержки времени, что приводит к увеличению повреждения оборудования в распределительном устройстве. ЛЗШ реализуется с помощью защит вводного выключателя, секционного выключателя и защит присоединений. Принцип работы ЛЗШ показан на рисунке 3 и заключается в следующем.

ЛЗШ работает, только в том случае, когда КЗ происходит на шинах и через защиту ВВ или СВ протекает ток повреждения, при этом отсутствуют блокирующие сигналы от пусковых органов защит присоединений, отходящих от данных шин. Если же повреждение происходит на отходящей линии, то выдается блокирующий сигнал на срабатывание ЛЗШ ВВ и СВ.

Токи срабатывания ступени логической защиты шин присоединений принимаются одинаковыми с токами срабатывания МТЗ этих присоединений.

Ток срабатывания ступени МТЗ, используемой для ЛЗШ:

$$I_{\text{с.з.ЛЗШ}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot (k_{\text{самз}} I_{\text{раб.макс}})}{k_{\text{в}}}, \tag{36}$$

где $k_{\text{н}} = 1{,}1$ – коэффициент запаса;

$k_{\text{самз}}$ – коэффициент отстройки от самозапуска электродвигателей;

$k_{\text{В}} = 0{,}95$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{\text{нагр}}$ – максимальный ток нагрузки секции шин, без учета пускового тока двигателей.

Для предотвращения срабатывания ЛЗШ, когда ток поврежденного присоединения недостаточен для срабатывания МТЗ, установленной на этом присоединении, необходимо выполнить согласование тока срабатывания ЛЗШ с током срабатывания соответствующей ступени МТЗ, отходящих от шин присоединений и током срабатывания ступени МТЗ секционного выключателя.

$$I_{\text{с.з.ЛЗШ}} = \frac{k_{\text{з}} \cdot (I_{\text{с.з.МТЗ КЛ(СВ)}})}{k_{\text{токраспр}}}, \tag{37}$$

где $k_{\text{з}} = 1{,}2$ – коэффициент запаса;

$k_{\text{токраспр}}$ – минимальное значение коэффициента токораспределения, равный отношению значения тока КЗ, протекающего через поврежденное присоединение, к значению тока КЗ, протекающего через ввод.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к мин(КЗ)}}}{I_{\text{с.зЛЗШ}}} \geq 1{,}5, \tag{38}$$

где $I^{(2)}_{\text{к.мин(КЗ)}}$ – минимальный ток двухфазного КЗ.

Ток срабатывания $I_{с.з}$ ступени защиты от ОЗЗ, используемой для ЛЗШ:

$$I_{с.з.озз} = К_{н} \cdot (К_{бр} I_{с.секц} + I_{нб\ макс}) \quad (39)$$

$$I_{нб\ макс} = К_{нб} I_{расч}, \quad (40)$$

где $K_{н}$ = 1,1 – 1,2 – коэффициент надежности;

$I_{нб}$ – ток небаланса фильтра токов нулевой последовательности;

$K_{бр}$ = 1,2 - 1,5 – коэффициент броска емкостного тока;

$I_{с\ секц}$ – максимальный емкостной ток секции шин 20 кВ, определяемый с учетом применяемых средств компенсации емкостных токов.

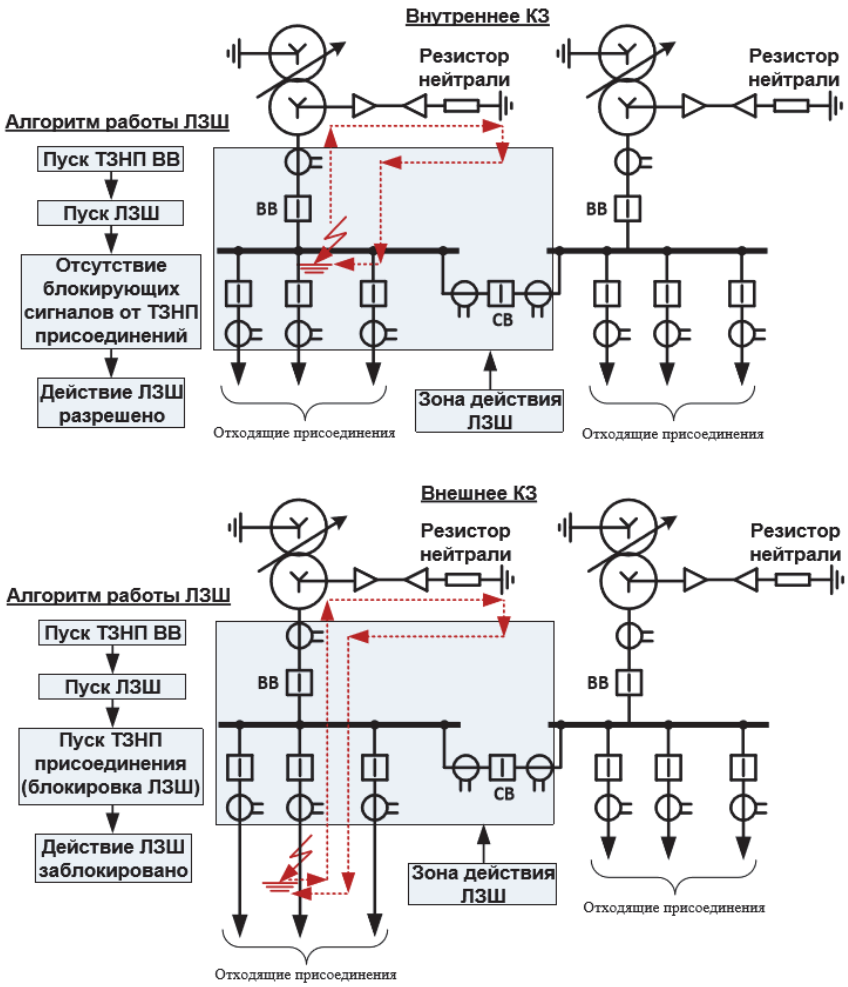


Рис. 3. Принцип работы ЛЗШ

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{озз}}}{I_{\text{ср.з озз}}} \geq 1{,}5, \tag{41}$$

где $I_{\text{озз}}$ – ток, определяемый сопротивлением резистора для заземления нейтрали.

Ток срабатывания ЛЗШ при ОЗЗ ІЛЗШ ОЗЗ рекомендуется также выбирать следующим образом:

$$I_{\text{ЛЗШозз}} = \frac{I_{\text{озз мин}}}{K_{\text{ч}}}, \tag{42}$$

где $I_{\text{ОЗЗ мин}}$ – минимальный ток ОЗЗ;

$k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности.

2.4. Дифференциальная защита линий

Принцип действия дифференциальной защиты линии основан на определении дифференциального тока защиты, равного геометрической разности токов в плечах защиты. В нагрузочном режиме дифференциальный ток приблизительно равен нулю, при наличии внутреннего повреждения для сети с односторонним питанием ток короткого замыкания будет протекать только по одному плечу защиты и дифференциальный ток будет иметь максимальное значение, защита запустится и отключит повреждённую линию. При внешнем коротком замыкании дифференциальный ток в защите будет отличен от нуля. Вызвано данное обстоятельство наличием тока небаланса, на этот случай в большинстве современных защит используется эффект торможения – искусственного загрубления защиты при больших значениях токов плеч дифференциальной защиты. Характеристика срабатывания ДЗЛ изображена на рис. 4 ниже.

Значение тока $I_{\text{д мин}}$ выбираются исходя из условия отстройки от небаланса при нагрузочном режиме. Обычно параметр принимается равным порядка 40 % номинального тока. $I_{\text{т1}}$ и $I_{\text{т2}}$ характеризуют общий вид тормозной характеристики и обычно принимаются равными значениям из диапазонов 1÷2 и 4÷6 соответственно.

Коэффициент торможения определяется по формуле:

$$\text{К}_{\text{Т1}} = \text{К}_{\text{ОТС}} \cdot (\text{К}_{\text{ПЕР}} \cdot \text{Ɛ} + \Delta f_{\text{выр}}), \tag{43}$$

где $\text{К}_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки для микропроцессорной техники равный 1,05÷1,1,

$\text{К}_{\text{пер}}$ – коэффициент учитывающий переходной режим,

Ɛ – относительное значение полной погрешности,

$\Delta f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания в относительных единицах.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется в минимальном режиме для зоны действия защиты. В соответствии с ПУЭ (п.3.2.21) величина коэффициента чувствительности не должна быть ниже 2,0.

$$\text{К}_{\text{чДЗЛ}} = \frac{I_{\text{К мин}}}{I_{\text{СЗ}}}. \tag{44}$$

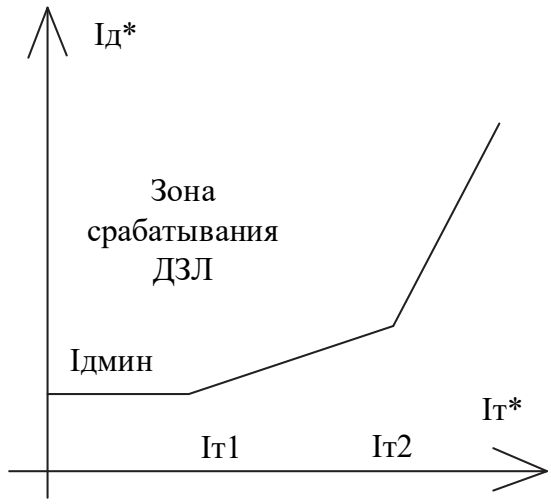


Рис. 4. Характеристика срабатывания ДЗЛ

*I*д – дифференциальный ток; *I*т – тормозной ток

Более точным является геометрический способ проверки чувствительности. В соответствии с данным способом на построенную характеристику срабатывания защиты наносят годограф внутренних металлических коротких замыканий, точку пересечения данного годографа с характеристикой срабатывания принимают за $I_{\text{сз}}$. Отношение $\frac{I_{\text{К мин}}}{I_{\text{СЗ}}}$ определяет искомый коэффициент чувствительности.

Основным преимуществом определяющем стремление использовать в сетях 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали продольной дифференциальной защиты ДЗЛ с является быстродействие, которое оценивается временем 50 мс.

3. Практический опыт

3.1. Разработка НТД

Несмотря на преимущества сетей 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали и распространением данных сетей в городе Москве, до сих пор не разработаны нормативно-технические документы (НТД) с всесторонним анализом выбора параметров срабатывания. Отсутствие единых стандартов и большое разнообразие производителей устройств РЗА с собственными методическими указаниями вынуждают эксплуатирующий персонал самостоятельно подбирать методики исходя из собственного опыта, оборудования и конфигурации сети. Разные подходы к расчету могут привести к несогласованной работе защит. Рассмотренные ниже вопросы работы защит также требуют анализа и исследования, поэтому необходимо создать НТД, учитывающую все особенности работы сетей 20 кВ.

3.2. Совместная работа МТЗ и ТЗНП

Как видно из описания существующих технических решений в части ступенчатых защит электрической сети 20 кВ на одних силовых присоединениях установлено две ступенчатые токовые защиты, действующие на отключение силового выключателя с разной выдержкой по времени (ОЛ: МТЗ = 1,7 сек, ТЗНП = 1,25 сек). При этом селективность действия каждой защиты (МТЗ и ТЗНП) достигается путем ступенчатого выбора уставок по времени смежных присоединений.

Данное решение сопряжено с риском неселективной работы защит одного присоединения, в случае если при междуфазном коротком замыкании в сети на одном из присоединений запустится также и ТЗНП, имеющая меньшую выдержку по времени, чем нижестоящая МТЗ. Например, при возникновении тока небалансы выше расчетной уставки ТЗНП по причине остаточной намагниченности ТТ или некачественного подключения цепей вторичной коммутации.

На практике для исключения подобного риска применяются перекрестные блокировки при пуске МТЗ на ТЗНП. Данное решение было взято из алгоритма функционирования микропроцессорного устройства SPAC 800, во внутренней логике которого также при одновременном пуске МТЗ и ТЗНП отключение происходит от МТЗ с его выдержкой по времени. Однако, это решение имеет недостатки, выявленные во время практической эксплуатации.

17.03.2017 на ПС 220 кВ Никулино при трехфазном КЗ в распределительной сети 20 кВ в цепях трансформатора тока нулевой последовательности (далее – ТТНП) был зафиксирован ток небаланса на уровне $I_{НБ} = 250$ А, который превышал уставку ТЗНП ПКЛ ($I_{СЗ\ ТЗНП} = 200$ А). Ток трехфазного КЗ составлял порядка $I_{КЗ}^{(3)} = 4200$ А, который превышал уставку МТЗ ПКЛ ($I_{СЗ\ МТЗ} = 1300$ А). Осциллограммы с терминалов SPAC 801.01 и REJ 527 представлены на рис. 5.

Рассмотрим вариант организации защит, когда выдержка времени на срабатывание у МТЗ нижестоящей защиты (например, МТЗ ввода РП 20 кВ составляет: $t_{СЗ\ МТЗ\ (РП)} = 1{,}4$ сек.) больше, чем выдержка времени ТЗНП вышестоящей защиты (например, ТЗНП ПКЛ подстанции составляет: $t_{СЗ\ ТЗНП\ (ПС)} = 1{,}0$ сек.), то правильная (селективная) работа устройств РЗА, при возникновении тока небаланса в ТТНП при междуфазном КЗ в распределительной сети 20 кВ, возможна при наличии блокировки ТЗНП ПКЛ при пуске МТЗ ПКЛ.

14.07.2019 года на ПС 220 кВ Мещанская при однофазном КЗ на отходящей кабельной линии от КРУ 20 кВ произошло отключение 6 секции КРУ 20 кВ ПС 220 кВ Мещанская от ТЗНП установленной на СВ 20 кВ. Организация ступенчатых защит на ПС 220 кВ Мещанская с нанесенными уставками представлена на рис. 6.

Как видно из рис. 6 уставки по току МТЗ и ТЗНП, установленные на питающей кабельной линии (МТЗ ПКЛ, ТЗНП ПКЛ) составляют $I_{СЗ\ МТЗ} = 880$ А и $I_{СЗ\ ТЗНП} = 300$ А, а уровень тока КЗ на землю составлял 1000 А, следовательно, произошел одновременный пуск МТЗ ПКЛ и ТЗНП ПКЛ. На данном присоединении была предусмотрена блокировка работы ТЗНП при пуске МТЗ.

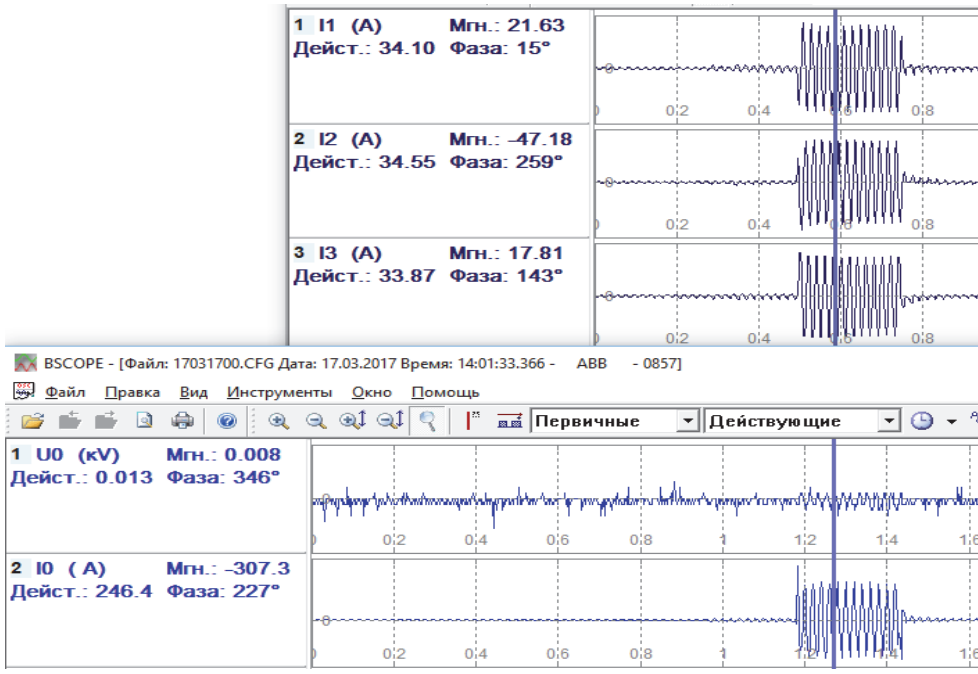


Рис. 5. Осциллограммы с терминалов SPAC 801.01 и REJ 527 17.03.2017 на ПС 220 кВ Никулино

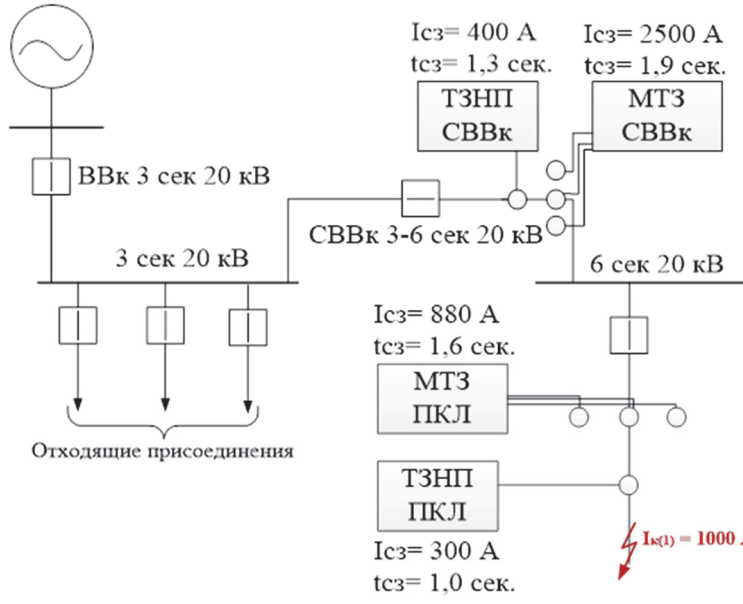


Рис. 6. Организация ступенчатых защит на ПС 220 кВ Мещанская

Уставка по току МТЗ, установленная на секционном выключателе (МТЗ СВ), составляет $I_{СЗ\ МТЗ} = 3500$ А, следовательно МТЗ СВ не пустилась и не заблокировала ТЗНП, установленную на СВ (ТЗНП СВ). Уставка по току ТЗНП СВ составляет $I_{СЗ\ ТЗНП} = 400$ А. Поскольку уставка по времени МТЗ ПКЛ ($t_{СЗ\ ТЗНП}$ =1,6 сек.) больше чем уставка ТЗНП СВ ($t_{СЗ\ ТЗНП}$ =1,3 сек.), то ТЗНП СВ отработала раньше, в результате этого была излишне отключена 6 секция КРУ 20 кВ.

Рассмотренные случаи заставили задуматься о целесообразности применения блокировки ТЗНП в случае работы МТЗ для защиты сетей 20 кВ. В настоящий момент данная блокировка в АО «ОЭК» не используется.

В качестве решения проблемы на вновь вводимых или реконструируемых подстанциях необходимо рассмотреть применение резистора с термической стойкостью 9 секунд для выравнивания уставок срабатывания по времени МТЗ и ТЗНП.

3.3. Емкостные токи

В ходе эксплуатации устройств РЗА в сетях АО «ОЭК» 26.03.2020 на ПС 220 кВ Цимлянская был зафиксирован случаи неправильной работы ЛЗШ от КЗ на землю, в результате которого была ложно отключена одна из секций КРУ 20 кВ. Схема циркуляции токов для данного случая представлена на рис. 7.

На отходящей кабельной линии 20 кВ (яч. №118) произошло повреждение одной из фаз на землю в результате чего произошло отключение данного фидера от ТЗНП. Из осциллограммы, снятой с терминала REJ 527 яч. №118, было видно, что ток повреждения составил 1350 А. Уставки ТЗНП яч. 118 следующие: $I_{СЗ\ ТЗНП} = 100$ А, $t_{СЗ\ ТЗНП} = 0.9$ сек.

Одновременно с пуском защит яч. №118 пускаются защиты от несимметричных режимов отходящих присоединений 1 и 3 секции 20 кВ с уставками: $I_{СЗ\ нес.реж} = 26$ А, $К_{В\ нес.реж} = 0{,}7$ с и ЛЗШ от замыканий на землю 3 секции 20 кВ с уставками: $I_{СЗ\ ЛЗШ} = 440$ А, $t_{СЗ\ ЛЗШ} = 0{,}4$ сек. Из осциллограмм с терминалов REJ 527 ТЗНП ячеек 3 секции 20 кВ и 1, 2 комплектов ДЗР Т-1 было видно, что суммарный ток замыкания на землю составил порядка 500 А, которого достаточно для пуска ЛЗШ от КЗ на землю 3 секции 20 кВ, при этом блокирующие сигналы от защит фидеров 3 секции 20 кВ отсутствовали (блокирующий сигнал появляется при пуске ТЗНП фидера), следовательно, работа ЛЗШ была разрешена, что и привело к отключению ЭВ 3 секции 20 кВ Т-1. Поскольку выдержка времени ЛЗШ от КЗ на землю 3 секции 20 кВ составляет $t_{СЗ\ ЛЗШ} = 0{,}4$ сек., а ТЗНП яч. 118 $t_{СЗ\ ТЗНП} = 0{,}9$ сек., то в первую очередь произошло отключение 3 секции КРУ 20 кВ, а затем поврежденного присоединения (яч. 118).

Причиной отключения секции явилось стекание емкостного тока от отходящих присоединений 3 секции 20 кВ к месту повреждения (яч. №118), поскольку от данной секции отходит значительное количество кабельных линий сечением жилы 500 мм^2 с изоляцией из сшитого полиэтилена. Расчетные значения емкостного тока по присоединениям приведены в табл. 1.

На данный момент для компенсации возросших значений уровня емкостных токов на шинах 20 кВ ПС 220 кВ Цимлянская и обеспечения условий по электробезопасности, надежной и селективной работы принято решение провести мероприятия по установке и подключению компенсирующих устройств (далее – КУ) к секциям шин 20 кВ ПС 220 кВ Цимлянская. Это необходимо, поскольку на ПС имеется еще запас по трансформаторной мощности и свободные ячейки КРУ 20 кВ, далее в перспективе на всех секциях шин емкостные токи могут достигать значений близких к 600 А, а в ремонтном режиме достигать более высоких значений. В плане подключение 4-х комплектов КУ к секциям шин 20 кВ, по одному КУ к каждой секции шин: 1 СШ, 2 СШ, 3 СШ, 4 СШ.

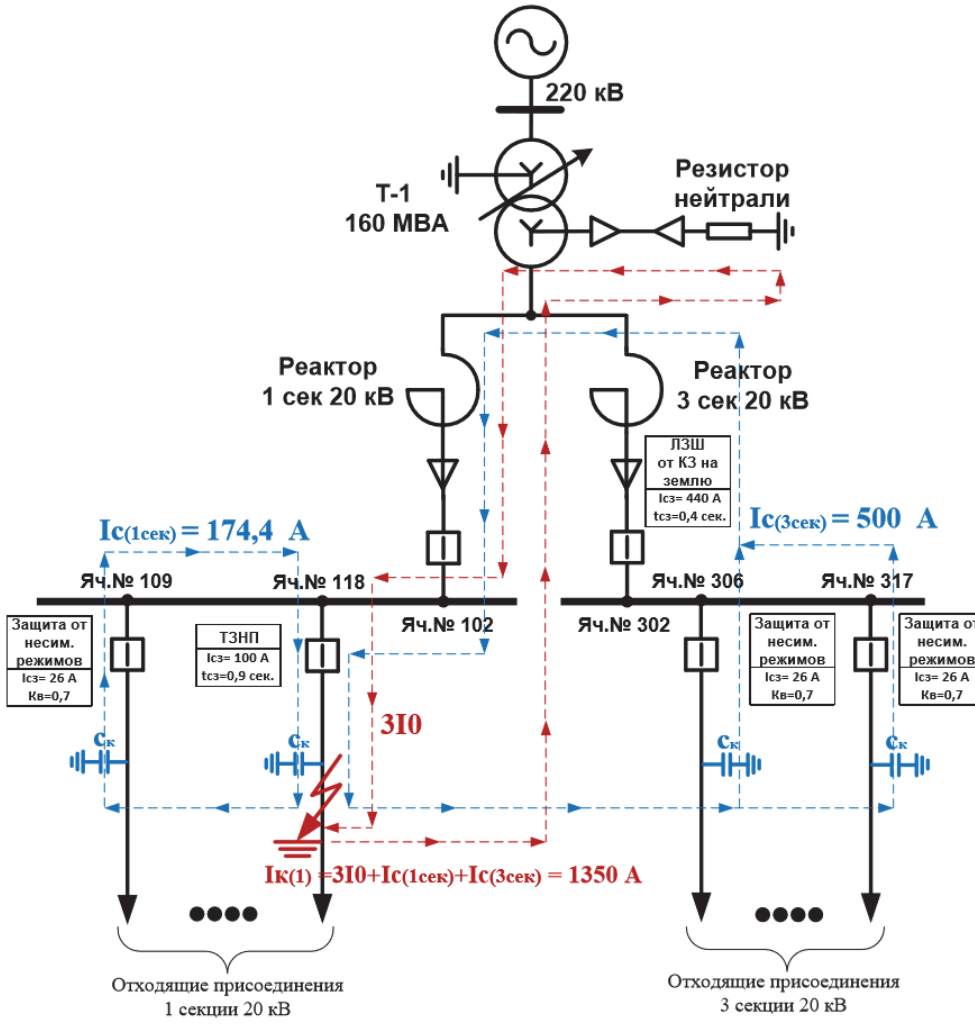


Рис. 7. Циркуляция токов 26.03.2020 на ПС 220 кВ Цимлянская при КЗ на землю

Таблица 1

Емкостной ток по присоединениям 3 секции КРУ 20 кВ ПС 220 кВ Цимлянская

№ ячейки	Длина кабельной линии, км	Емкостной ток (на 3 фазы), А
306	9,77	42,5
307	9,705	42,217
308	9,769	42,495
309	9,752	42,42
310	9,737	42,36
311	6,876	29,911
312	13,988	60,848
313	6,876	29,911
314	10,48	45,588
315	11,015	47,915
316	5,5	23,925
317	10,733	46,689
Суммарный емкостный ток 3 секции КРУ 20 кВ:		496,77

Состав компенсирующего устройства (далее – КУ) представлен на рис. 8: нейтралеобразующий трансформатор 20/0,4 кВ, предназначенный для организации нейтрального вывода по стороне 20 кВ (поз. 2), компенсирующий реактор 20 кВ (в виде катушки с переменным индуктивным сопротивлением), подключенный к нейтральному выводу нейтралеобразующего трансформатора по стороне ВН 20 кВ, предназначенный для компенсации емкостных токов, возникающих при однофазном замыкании на землю (далее – ОЗЗ) на стороне 20 кВ (поз. 3), трансформаторы тока (поз. 4), кабель из сшитого полиэтилена, предназначенный для подключения нейтралеобразующего трансформатора (поз. 5) устройства РЗА, устанавливаемые в шкафу вторичной коммутации ячейки КРУ 20 кВ (поз.1), устройства защиты и автоматики ДГР (поз. 3).

Альтернативным вариантом может быть доработка алгоритма блокировки ЛЗШ НП по второй гармонике. Тем не менее, вопрос влияния емкостных токов на алгоритмы работы РЗА требует комплексного исследования, особенно в части дифференциальных защит.

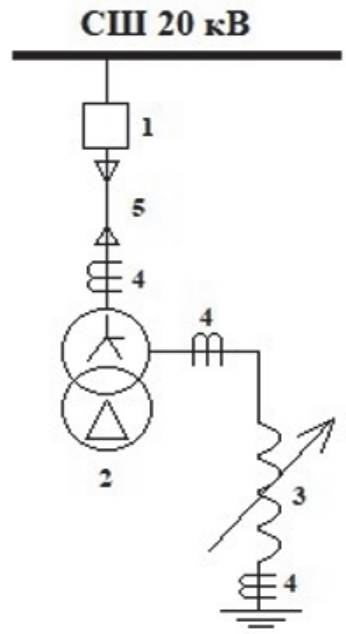


Рис. 8. Схема подключения КУ
к сети 20 кВ

3.4. ДЗЛ

Применение ДЗЛ в сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали рассматривается в целях повышения быстродействия срабатывания устройств РЗА и снижения времени нахождения повреждения. Однако использование данной защиты имеет следующие сложности:

1) Токи однофазного замыкания на землю в сети 20 кВ могут быть меньше выбранной уставки ДЗЛ, что делает защиту нечувствительной.

2) Возникновение токов небаланса в цепях дифференциальной защиты, вызванные использованием разных типов трансформаторов тока по концам защищаемой линии и насыщением электромагнитных трансформаторов тока.

3) Снижение надежности работы РЗА за счет увеличения числа промежуточных каналообразующих элементов или программных ошибок в алгоритме устройства. Так, на ПС 110 кВ Грач произошло ложное срабатывание ДЗЛ КЛ 20 кВ при выполнении проверки терминала SPAC 801 в соседней ячейке, так как были перепутаны оптические волокна защит.

4) Большие капиталовложения на фоне более простых и надежных токовых ступенчатых защит (МТЗ и ТЗНП).

Заключение

В данной статье были рассмотрены особенности технических решений и расчета параметров срабатывания устройств и комплексов РЗА сети 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали. Описаны проблемы, возникшие в ходе эксплуатации оборудования в сетях с низкоомным заземлением нейтрали, и способы их решения. Применение предложенных подходов и рекомендаций при проектировании и эксплуатации устройств РЗА в сетях 20 кВ с резистивным заземлением нейтрали способствует повышению надежности электроснабжения, снижению вероятности развития аварийных ситуаций, обеспечению безопасности персонала и сохранению оборудования.

Дальнейшие исследования в данной области могут быть направлены на разработку унифицированных методов расчета уставок и более совершенных алгоритмов РЗА, учитывающих специфику работы сети.

Литература

1. Майоров А.В. Опыт эксплуатации и характеристики надежности электрических сетей 20 кВ мегаполиса // По материалам II Всероссийской конференции «ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 20 кВ», 2016.

2. Майоров А.В. Опыт эксплуатации электрических сетей и вопросы развития их структуры // По материалам III Всероссийской конференции «ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 20 кВ», 2017.

3. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // 2010.

УДК 621.316.3

АНАЛИЗ ИСТОЧНИКОВ ПОГРЕШНОСТИ МОДЕЛЬНОГО ВОМП НА ОСНОВЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ

Хузяшев Р.Г.[1], Минаев И.А.[1], Сарычев Д.В.[2]
[1] КГЭУ, г. Казань, Россия, [2] ГК Эскорт, г. Казань, Россия

Аннотация. Проранжированы основные источники погрешности волнового определения места повреждения в разветвленных электрических сетях. Используются формульное и модельное волновое ОМП для анализа экспериментально зарегистрированных аварийных событий. Показаны направления уменьшения погрешности волнового ОМП.

Ключевые слова: погрешность, определение места повреждения, формульные и модельные алгоритмы.

Введение

Практическое внедрение комплексов поиска места повреждения в распределительных сетях среднего класса напряжений не теряет своей актуальности. Широкое распространение получили топографические датчики ИКЗ, устанавливаемые на проводах линии [1]. Недостатком датчиков является большая зона поиска места повреждения равная нескольким километрам. В настоящее время на магистральных линиях высокого класса напряжений используется двусторонний алгоритм волнового определения места повреждения (ВОМП) [2] основанный на формульном выражении:

$$X = \frac{L}{2} - dT \cdot \frac{V}{2}, \quad (1)$$

где X – расстояние до места повреждения (МП),

L – длина линии,

dT – временная задержка прихода бегущей волны от МП в разные концы линии,

V – скорость распространения бегущей волны.

ВОМП обладает малой погрешностью определения МП, не превышающей нескольких десятков метров. В распределительных сетях среднего класса напряжения с древовидной структурой место повреждения и скорость распространения бегущей волны от места повреждения (МП) определяются модельным ВОМП [3], основанном на поиске минимума целевой функции состоящей из сумм всех возможных парных разностей начал сигнала переходных процессов (СПП) в разных концах ответвлений, полученных экспериментально и расчетным методом при варьировании расчетного МП и расчетной скорости распространения бегущей волны.

Целью нашего исследования является анализ погрешности модельного ВОМП и ее зависимости от погрешностей исходных данных.

Методы и результаты

В модельном [3] и формульном (1) ВОМП используются три многомерных параметра: длина линии, начало СПП и скорость распространения. Длины сегментов линий измеряются по спутниковым картам. Погрешность определения межопорных расстояний, а следовательно, и длин сегментов сети достаточно мала, и не превышает суммарно десятков метров.

Погрешность определения начала СПП зависит от многих факторов, но она не может быть меньше интервала временной дискретизации входного сигнала. При интервале дискретизации сигнала равном dTкв = 0,54 мкс максимальная погрешность ВОМП, согласно выражению (1), достигает значений порядка 79 м.

Скорость V распространения бегущей волны в формульном ВОМП определяется косвенными расчетными (по фазовой скорости) или экспериментальными (при плановых включениях линии под напряжение) методами.

В первом случае появляется неопределенная величина погрешности, вызванная отличием фазовой скорости от групповой скорости и отличием реальной длины линии, с учетом провиса проводов, и проектной длины линии, определяемой межопорными расстояниями. Во втором случае скорость относится к проектной межопорной длине линии, но появляется погрешность определения скорости распространения бегущей волны, обусловленная дискретностью определения начала СПП. В этом случае выражение (1) преобразуется в

$$L = L/2 – (L/Vи +-dTкв)*V/2, \quad (2)$$

где Vи – истинная скорость распространения.

При попытке определения скорости распространения бегущей волны, при наличии погрешности определения начала СПП, получим разброс значения скорости в виде

$$V_-+=L / (L/Vи+-dTкв). \quad (3)$$

На рис. 1 показаны граничные значения скоростей V_-+ при Vи = 295-300 м/мкс и при разных длинах линии L и dTкв. Такой диапазон скоростей экспериментально наблюдается в [4]. При уменьшении длины линии до единиц километров интервал отклонения расчетной скорости от истинной величины достигает нескольких десятков м/мкс.

Скорость распространения бегущей волны в модельном ВОМП точно определяется из формульного ВОМП для пар датчиков с виртуальным МП, которым является узел ответвления, расположенный между датчиками этой пары.

Расчет целевой функции выполняется для заданного интервала расчетной скорости. Таким образом минимум целевой функции позволяет определять с некоторой погрешностью МП и скорость распространения бегущих волн относительно межопорных расстояний.

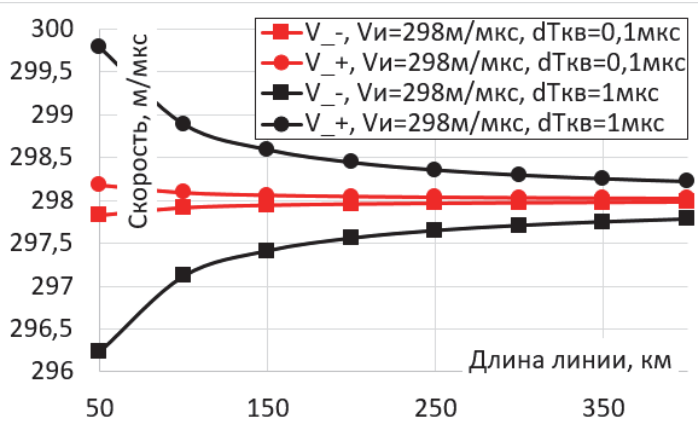


Рис. 1. Интервалы вероятных значений V при учете неопределенности начала СПП вызванной ее временным квантованием

С целью уменьшения погрешности определения начала СПП, а следовательно, и погрешности ВОМП, предлагается использовать избыточную информацию из формульного ВОМП (1) для пар с узлом между ними, как локальным местом возникновения бегущей волны. Опишем эту процедуру, состоящую из нескольких этапов.

Оценка времени начала переднего фронта СПП. В качестве оценки начала СПП используются дискретные времена начала сигналов переходного процесса (СПП) Тд, дискретная амплитуда которых превысила адаптивный порог, определяемый максимальной величиной шума Аш до начала СПП.

Минимальная величина этой погрешности определяется величиной временного кванта дискретизации СПП dТкв. Максимальная величина погрешности увеличивается с увеличением расстояния, пройденного бегущей волной, что связано с уменьшением крутизны ее переднего фронта вследствие механизма дисперсии [5, 6]. Погрешность определения начала СПП может увеличиться и при формировании сигналов предвестников, вызванных одновременным, но зависящем от фазы линии и волнового канала действием частичных разрядов, шумовых колебаний и иными физическими причинами, включая неоднородность канала распространения. Погрешность определения начала СПП является доминирующей при определении погрешности ВОМП.

Рассмотрим примеры форм СПП, на примере полугодовых аварийных событий, СПП которых были зарегистрированы датчиками комплекса «СКАТ-ВОМП» [7] расположенными в концах ответвлений распределительной сети (рис. 2). В процессе изложения материала на графиках будем определять МП в единой шкале расстояний сети, состоящей из магистрального сегмента сети, который увеличивается на длины сегментов ответвлений. Соответственно на рис. красным шрифтом обозначены координаты расположения датчиков комплекса в единой шкале расстояний. Информация об этих событиях представлена в табл. 1.

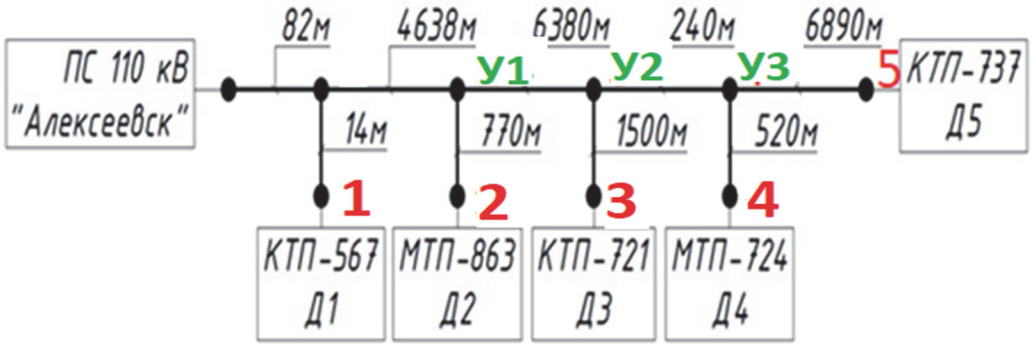


Рис. 2. Схема сети от ПС Алексеевская

Таблица 1

Параметры аварийных событий

№ события	№ датчиков	МП, км	Причина
66851	1; 5	У3: 11,032	Перегорание предохранителей
66852	1; 5	У3: 10,822	Перегорание предохранителей
93796	1; 2; 3; 4	У1: 0,014	ОЗЗ на смежном фидере
148772	2; 4; 5	У3: 11,032	Наброс проводов
215609	2; 3; 4; 5	Д3: 20,432	МФЗ поднятым кузовом авто
275899	3; 4; 5	17,732	МФЗ на тело птицы
364012	2; 3; 4; 5	15822	МФЗ поднятым кузовом авто

Зарегистрированные фазные СПП напряжения характеризуются разными распределениями шумовых колебаний по разным фазам сети, зарегистрированными разными датчиками комплекса ВОМП, и формами СПП. Доминирующие амплитуды бегущих волн, распространяющиеся от МП при разных видах повреждения, сосредоточены в разных волновых каналах сети [8]. Бегущие волны, распространяющиеся в межфазных каналах, обладают наибольшей скоростью и первыми достигают места их регистрации. Выделение сигналов межфазного канала из экспериментально зарегистрированных СПП осложняется наличием значительных высокочастотных колебаний, превышающих частоту временной дискретизации СПП. Природа этих колебаний находит объяснение в неоднородной структуре электрической сети.

Для определения начала СПП используются четыре СПП: три модуля фазных СПП и четвертый, равный сумме модулей фазных сигналов. Началом СПП Tд считаем наиболее ранний первый дискретный отсчет из названных четырех СПП превысивший двукратный порог. Адаптивный порог каждого СПП равен максимальной амплитуде шума на интервале 1-й миллисекунды каждого зарегистрированного СПП. На рис. 3 приведен пример преобразования исходных осциллограмм.

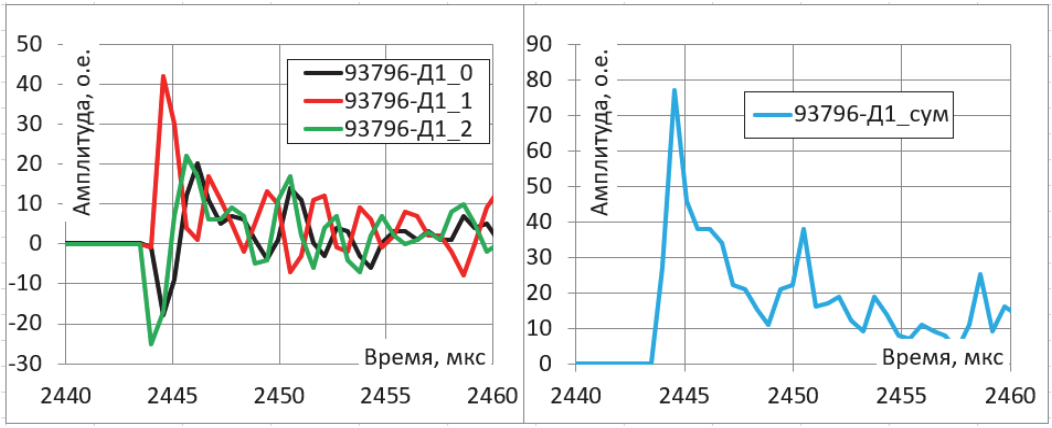


Рис. 3. Исходный и модернизированный СПП

Разбиение пар датчиков на группы. Информация из табл. 1 позволяет разбить все пары датчиков на группу № 1, в которых узел ответвления является виртуальным МП, т.е. МП известно. И на группу № 2, содержащих истинное МП (МПи), координаты которого надо определить максимально точно. Для рассматриваемых пар датчиков группы № 1 строим распределение погрешности ВОМП, как разность координат расчетного ВОМП и координаты узла dX = Хр-Ху, для интервала диапазона скоростей распространения бегущей волны 290-298 м/мкс (рис. 4).

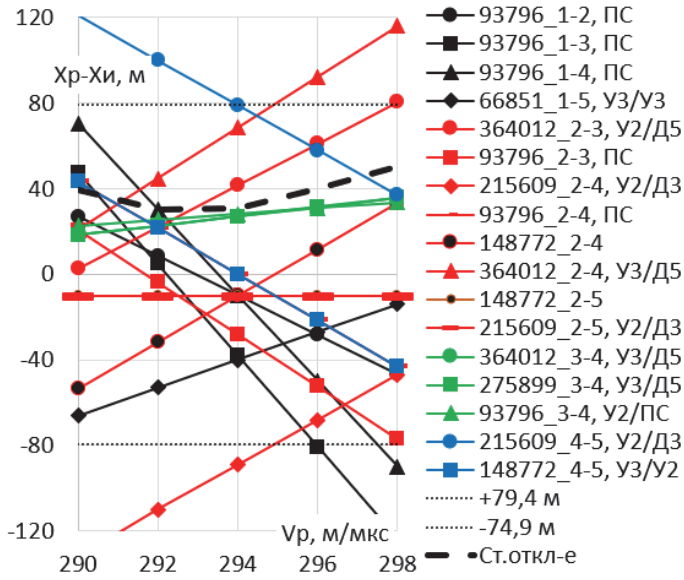


Рис. 4. Погрешность ВОМП пар группы № 1 в зависимости от расчетной скорости

Согласно [3] минимальная величина разброса интервала погрешностей соответствует истинной величине Vи. Ненулевая погрешность ВОМП обусловлена погрешностью единственного параметра в выражении (1) – величины dT. Величина погрешности ВОМП при истинной скорости находиться в пределах +-79,4 м, определяемой погрешностью величины dTд. Погрешность определения величины dTд = Тд,п – Тд,л состоит из двух равномерно распределенных погрешностей величин определения начал СПП, зарегистрированных на правом и левом датчиках рассматриваемой пары.

Группа № 1 позволяет определить расчетную скорость распространения бегущей волны, как среднее от интервала его возможных значений вследствие погрешности определения начала СПП с dTкв = 0,54 мкс при известном значении X, равном координате узла на схеме сети (рис), по выражению (1)

$$V_+-=(L-2*X)/(dTд +-dTкв). \quad (4)$$

На рис. 5 показаны граничные значения скоростей V_-+ при dTкв = 0,54 мкс, рассчитанные по выражению (4) для всех пар группы №1. Величина размаха обратна пропорциональна величине dTд и значительно увеличивается при малых dTд (нижний график). Наиболее точно скорость определяется по паре 93796_1-3 имеющей наибольшую

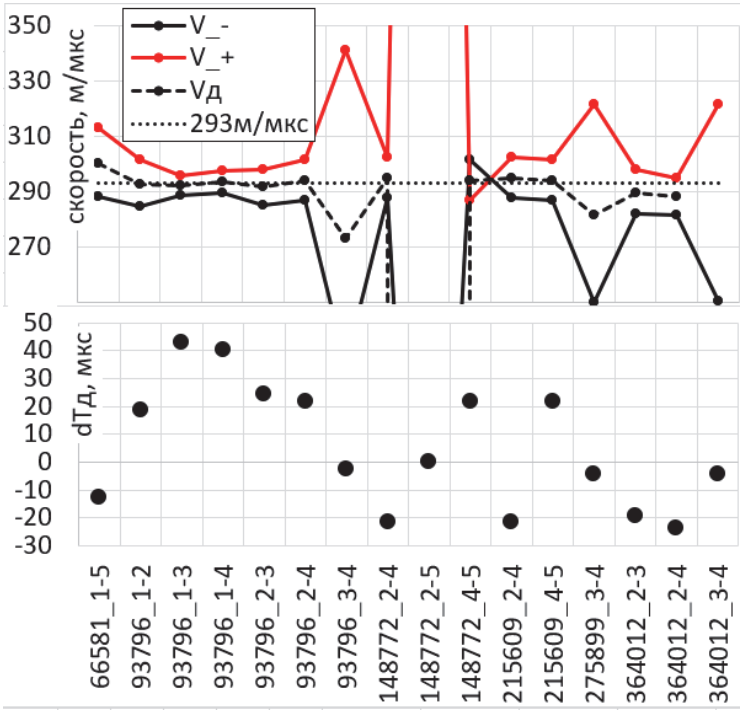


Рис. 5. Зависимость погрешности определения Vд от временных параметров СПП

величину dT. Величина dTд, при которой наблюдается значительное отклонение расчетной скорости Vд = (L-2*X)/dTд от ее средней величины в 293 м/мкс является диагностическим признаком для изменения величины dT, на интервале dTд +-dTкв. Учет наклона переднего фронта СПП такой пары позволит скорректировать значения Ti и Tj датчиков такой пары, с целью уменьшения погрешности ВОМП, определяемой по группе № 2 на следующем этапе.

Модельное ВОМП. Результаты применения модельного ВОМП к анализируемым данным представлены на рис. 6. Определялась величина расстояния до МП и расчетная скорость, соответствующая минимуму суммарной целевой функции. Расчетная скорость варьировалась в диапазоне от 290 до 298 м/мкс.

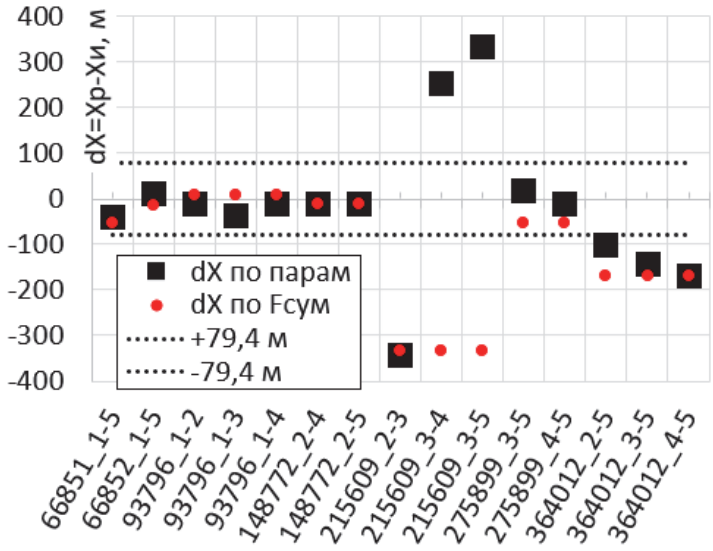


Рис. 6. Итоговые погрешности ВОМП

Пары датчиков группы №1, с документально зафиксированным виртуальным МП, показывают погрешность ВОМП (рис. 4) функционально связанную с погрешностью определения начала СПП. Два события, 215609 и 364012 из семи с истинным МП внутри пар датчиков группы № 2, показывают погрешность ВОМП (рис. 6) превышающую 79,4 м, связанную с погрешностью определения начала СПП. Наиболее вероятной причиной этого является искажение информации, полученной от оперативной бригады.

Обсуждение

Представленная в работе величина погрешности формульного ВОМП группы № 1 для множества пар датчиков с известными временными и геометрическими параметрами для интервала расчетных скоростей распространения бегущих волн позволяет определить истинную скорость. Корреляция максимальной величины погрешности

ВОМП с погрешностью измерения начала СПП, и ее величина указывает на доминирующий характер последней при определении погрешности ВОМП.

Заключение

Представленные результаты указывают, что использование избыточной информации, регистрируемой комплексом ВОМП, позволяют снизить погрешность ВОМП в распределительных сетях и сравнять ее с погрешностью задания длин участков сети.

Литература

1. Рубцов М.Л. Эффективные методы поиска мест повреждений в сетях 0,4-20 кВ / М.Л. Рубцов, К.М. Никулин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – № 5(68). – С. 98-100. – EDN QVDXGI.

2. Лачугин В.Ф. Волновые методы определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи // Релейная защита и автоматизация. – 2023. – № 1 (50). – С. 58-61.

3. Хузяшев Р.Г. Модельное волновое определение места повреждения в древовидных распределительных сетях / Р.Г. Хузяшев, С.М. Тукаев, И.Р. Тухфатуллин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 6(87). – С. 92–98. – EDN UPFNWL.

4. Влияние скорости распространения волны и длины воздушной ЛЭП на двухстороннее волновое ОМП / В. Н. Козлов, К. И. Ермаков, М. И. Кирюшин, А. В. Шашкий // Релейная защита и автоматизация. – 2022. – № 3(48). – С. 54-57. – EDN EVAJDL.

5. Хузяшев, Р. Г. Исследование изменения временных параметров сигналов переходного процесса при распространении в распределительной сети 6(10) кВ для задачи определения места повреждения волновым методом / Р. Г. Хузяшев, С. М. Тукаев, И. Л. Кузьмин // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2018. – № 6. – С. 5-17. – DOI 10.18635/2071-2219-2018-6-5-17. – EDN YOFTDF.

6. Хузяшев Р.Г. Влияние неоднородностей в линиях электропередачина параметры переднего фронта бегущей волны / Р.Г. Хузяшев, И.И. Иркагалиева, И.Р. Тухфатуллин // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 3(84). – С. 102-110. – EDN LSYMXD.

7. Система «СКАТ-ВОМП» [Электронный ресурс] // URL: https://skatenergy.ru (дата обращения: 17.03.25).

8. Лачугин В.Ф. Релейная защита объектов электроэнергетических систем, основанная на использовании волновых методов : специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Лачугин Владимир Федорович. – Иваново, 2016. – 22 с. – EDN ZPZZIL.

УДК 621.315

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ТОПОГРАФИЧЕСКИМ СПОСОБОМ

Качесов В.Е., Петров Г.Ю.
НГТУ, кафедра ТЭВН, г. Новосибирск, Россия

Аннотация. Неустойчивое однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) в электрических сетях (ЭС) с неэффективно заземленной нейтралью требуется локализовать для устранения дефекта изоляции, даже если дефект самоустранился. Уже разработаны разнообразные способы определения зоны повреждения фазной изоляции, к числу которых, например, можно отнести параметрические способы. Однако большинство разработанных способов крайне слабо внедряются. В настоящей статье предлагается способ локации ОЗЗ и его практическая реализация с помощью беспилотного летательного аппарата (БПЛА). В основе метода поиска замыкания лежит анализ переходного напряжения, измеряемого на выходе электромагнитного датчика.

Ключевые слова: определение места повреждения, однофазное замыкание на землю, беспилотный летательный аппарат, переходный ток линии, электромагнитный датчик.

Введение

В ЭС с неэффективным заземлением нейтрали не требуется отключение фидера при ОЗЗ на нем. Однако длительное существование неустойчивого (перемежающегося) замыкания на землю провоцирует дуговые перенапряжения на неповрежденных фазах. Длительное существование дуговых перенапряжений в силу отсутствия необходимости отключения замыкания на землю приводит к деградации изоляции во всей ЭС. Определение места повреждения может выполняться посредством стационарных систем, например, построенных на базе параметрических способов [1, 2]. Сокращение длительности существования замыкания на землю, несомненно, имеет положительный эффект для всех ЭС такого типа, однако их сложная топология усугубляет задачу поиска места замыкания. Ее решение заметно упрощается с развитием беспилотных авиационных систем (БАС). В предлагаемой статье исследуется применение БАС для поиска мест замыкания на землю топографическим способом – путем облета воздушной линии.

Основа метода определения поврежденного участка линии

При каждом ОЗЗ высокочастотные электромагнитные волны токов и напряжений, возникающие на поврежденном фидере, распространяются («растекаются») от места повреждения по всей ЭС и прежде всего по поврежденному фидеру.

В тех случаях, когда фидеры не оснащены стационарными селективными устройствами выделения фидера с неустойчивым ОЗЗ, его селекция может осуществляться с помощью перемещения электромагнитного датчика. Незначительный пролет в радиальном направлении от центра (узла) питания над линией электропередачи позволяет измерить и сопоставить уровень высокочастотного излучения линии. Очевидно, что линия с максимальным уровнем такого излучения является поврежденной.

Электромагнитный датчик

ЭМ датчик представляет собой простейшую катушку индуктивности, но с большим количеством витков. Электродвижущая сила (ЭДС) на выводах электромагнитного (ЭМ) датчика над поврежденной линией электропередачи, в которой в моменты пробоя фазной изоляции протекает некоторый переходный достаточно высокочастотный ток замыкания $I_{\text{ВЧ}}$, может быть грубо оценена следующим образом:

$$E \cong \frac{Wf\mu_0 I_{\text{ВЧ}} S}{r}, \qquad (1)$$

где $f, I_{\text{ВЧ}}$ – соответственно, частота и амплитуда высокочастотных колебаний в фазном проводе ВЛЭП,

μ_0 – магнитная проницаемость воздуха,

W – число витков катушки датчика,

r – расстояние от датчика до фазного провода,

S – площадь ЭМ датчика.

В действительности сигнал с выхода ЭМ датчика нагружается на некоторую активно-емкостную нагрузку входных цепей усилителя или аналогово-цифрового преобразователя (АЦП) и поэтому претерпевает заметные преобразования (искажения). Схема замещения датчика, нагруженного на входной каскад усилителя, показана на рис. 1.

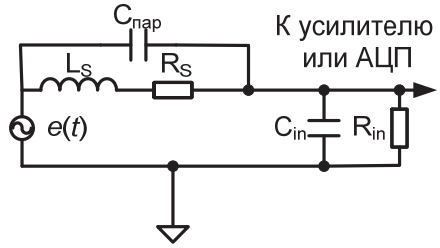


Рис. 1. Схема замещения датчика и входного каскада усилителя:

Ls – индуктивность датчика; R_S – активное сопротивление датчика; C_p – паразитная емкость датчика; C_{in}, R_{in} – соответственно, входная емкость и сопротивление входного каскада АЦП или усилителя)

Как видно из схемы, показанной на рис. 1, и представляющей контур второго порядка, под действием скачкообразного тока линии в момент пробоя фазной изоляции в ней возникают свободные колебания, частота которых определяется (без учета достаточно малых потерь) формулой Томсона. Для разработанного датчика и входной емкости АЦП на уровне сотен пФ частота собственных колебаний составляет единицы кГц.

Частотный спектр сигнала ЭМ датчика

Помимо вынужденной составляющей в токе линии электропередачи со стороны источника питания (например, главной понизительной подстанции (ГПП)) после пробоя фазной изоляции и длительном горении дуги в соответствии с классической теорией Петерса и Слепяна [3] всегда присутствуют две высокочастотные составляющие: первая (с частотой f_1) обусловлена перезарядными процессами на неповрежденных фазах [4]; вторая с частотой f_2 – разрядом поврежденной фазы [5]. В дополнение к выше перечисленным, возможно появление незначительной составляющей, соответствующей низкой частоте вращения электродвигателей (для беспилотных летательных аппаратов с электрической тягой).

В переходном токе линии со стороны нагрузки перезарядная составляющая может быть достаточно малой, поскольку мощность понизительных трансформаторов на сторону низшего напряжения (0,4 кВ) заметно меньше, чем мощность понизительного трансформатора в центре питания. В значительной степени это относится к тупиковым фидерам. Типичные спектры измерительных сигналов, получаемых обработкой измерительных данных до места ОЗЗ и после удаления от него, показаны на рис. 2.

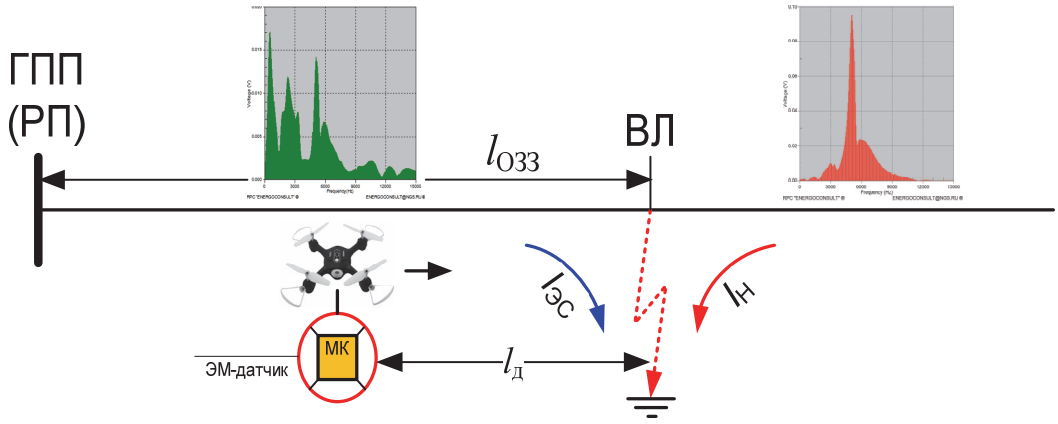
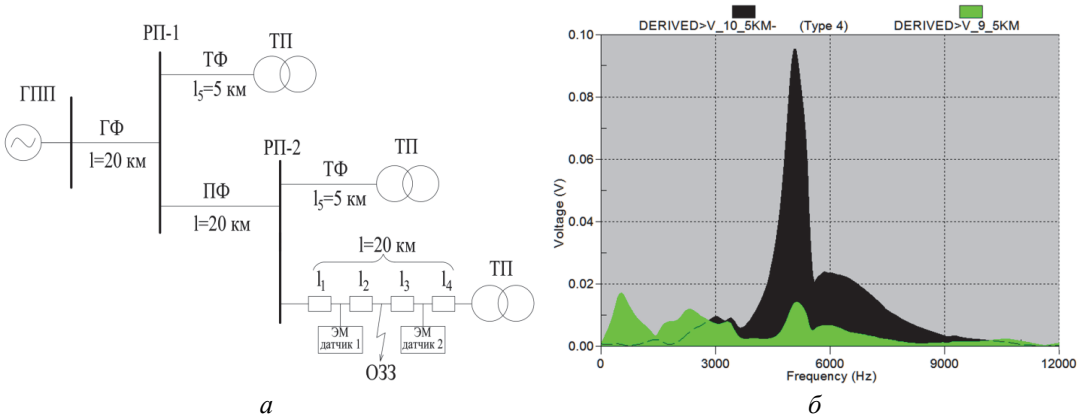


Рис. 2. Типичные частотные спектры колебаний в ЭМ датчике до места замыкания на землю (левая спектрограмма) и после замыкания (правая спектрограмма). Стрелками условно показаны составляющие тока замыкания, подтекающие со стороны электрической системы ($I_{ЭС}$) и нагрузки ($I_Н$)

Моделирование перемещения БПЛА вдоль линии электропередачи

Моделирование электромагнитных наводок линии электропередачи в ЭМ датчик, нагруженный на входной каскад усилителя, может быть выполнено посредством множества программ расчета переходных электромагнитных процессов, например, в EMTP-ATP, EMTP-RV, SPICE-клонах и т.п. Здесь приведены результаты моделирования перемещения ЭМ датчика вдоль ВЛ 10 кВ посредством БПЛА на высоте 10 м над верхней фазой ВЛ с помощью программы PSPICE [6], входящей в систему моделирования ORCAD.

Длительное горение заземляющей дуги. Горение электрической заземляющей дуги может подчинять классической теории Петерса и Слепяна [3]. Примерные спектры сигналов ЭМ датчика для такого механизма горения дуги при приближении к месту ОЗЗ и после него показаны на рис. 3. При пролете за место замыкания (правая часть линии, показанной на рис. 2) низкочастотные составляющие в заметной степени снижаются в амплитуде.



а *б*

Рис. 3. Упрощенная однолинейная расчетная схема моделируемой ЭС (*а*), спектрограммы сигналов ЭМ датчика (*б*) при ОЗЗ на расстоянии 10 км от РП-2 (ЭС 35 кВ, длина поврежденного фидера – 20 км). Длительное горение дуги по теории [15]

Для четкого выделения места замыкания и получения представления о характере горения заземляющей дуги целесообразно отделить НЧ-составляющие от высокочастотных, в которые, в том числе, входит частота свободных колебаний измерительного контура

$$f_0 = \frac{\beta}{2\pi} = \frac{\sqrt{\beta_0^2 - \delta^2}}{2\pi} \; (\delta \cong R_s / (2L_s)). \qquad (2)$$

После обработки сигналов ЭМ датчиков полосовым фильтром остается спектр, в котором легко выделяются НЧ максимумы.

Горение заземляющей дуги носит стахостический характер. Для того, чтобы нормировать измерительные сигналы необходимо их относить к некоторой базовой величине, в качестве которой принята амплитуда колебаний на основной (резонансной) частоте колебаний измерительного контура (f_0).

Дуга замыкания при благоприятных условиях может гореть в месте дефекта фазной изоляции до ~10 мс, предоставляя для регистрации колебания в широком спектре частот. Основной вклад в НЧ спектр вносит перезарядная составляющая, частота которой (f_1) часто начинается приблизительно от 500 Гц и заканчивается до выше указанной резонансной частоты f_0. Частота разрядных колебаний (f_2) в некоторых ЭС также может попадать в этот диапазон при замыканиях на некоторых участках ЭС.

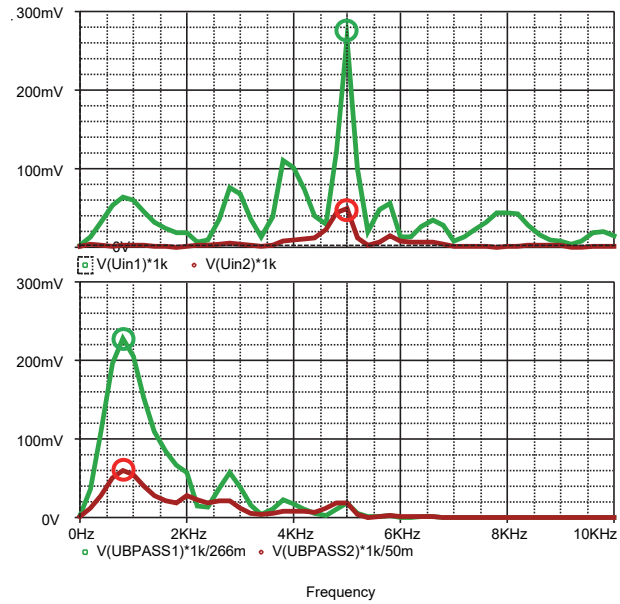


Рис. 4. Сигналы на выходе ЭМ датчиков (спектрограммы). Датчики находятся на равноудаленном слева и справа расстоянии до места ОЗЗ – $l_д = \pm 0.5$ км, расстояние до замыкания $l_{ОЗЗ}$ = 19 км, длительное горение дуги; индекс «1» в обозначении напряжений соответствует сигналу при приближении БПЛА к месту ОЗЗ, «2» – после удаления (пролета) указанного расстояния $l_д$

На рис. 4, показаны сигналы на выходе ЭМ датчиков при подлете БПЛА к месту ОЗЗ и после удаления от него на расстояние 0,5 км; моделирование выполнено для случая замыкания на тупиковом фидере. Спектрограммы на рис. 4 показаны после их фильтрации и нормирования по отношению к уровню сигнала на свободной частоте

измерительного контура (f_0). После пролета места ОЗЗ уровень НЧ составляющих уменьшился почти в 4 раза.

В табл. 1 представлены данные об относительном содержании НЧ составляющих в спектре напряжения ЭМ датчика после его фильтрации и нормировки. Вне зависимости от нагрузки на трансформаторной подстанции, характеризуемой током нагрузки Iн, после удаления от места ОЗЗ (положительные значения $l_д$) НЧ компоненты приблизительно составляют при ОЗЗ в середине фидера 3-5%; в случае ОЗЗ в конце фидера – от 3 до 25% в зависимости от нагрузки на трансформаторной подстанции (ТП).

Таблица 1

Относительное содержание НЧ компонент в сигнале ЭМ датчика (длительное горение дуги по теории Петерса и Слепяна, тупиковый фидер)

Расстояние от ЭМ датчика до места ОЗЗ $l_д$, км	Iн = 130 А	Iн = 0
$l_{ОЗЗ}$ = 10км		
-4	0.413	0.377
-1	0.638	0.480
-0.5	0.670	0.510
0.5	0.020	0.021
1	0.020	0.020
4	0.020	0.019
$l_{ОЗЗ}$ = 19км		
-0.5	0.690	1.82
0.5	0.175	0.052

*Кратковременное горение заземляющей дуги***.** Дуга замыкания на землю горит кратковременно по теории Петерсена [7]. В таком случае выделение НЧ спектра в ЭМ датчике затруднено. Однако сразу после погасания дуги в ЭС по-прежнему нет баланса зарядов на фазах ЭС, поэтому имеют место достаточно низкочастотные свободные колебания в контуре прямой последовательности.

В табл. 2 показано относительное содержание НЧ составляющих в переходном напряжении ЭМ датчика при изменении места измерения ($l_д$ = var). После прохождения (пролета) места замыкания происходит скачкообразное уменьшение НЧ компонент. При снижении нагрузки на тупиковом фидере и, соответственно, увеличения сопротивления нагрузки происходит снижение содержания НЧ компонент, но резкое уменьшение их относительного уровня после пролета над местом ОЗЗ по-прежнему сохраняется.

Таблица 2

Относительное содержание НЧ компонент в сигнале ЭМ датчика (горение дуги по теории Петерсена, тупиковый фидер)

Расстояние от ЭМ датчика до места ОЗЗ $l_д$, км	Iн = 130 А	Iн = 0 (ХХ)
$l_{ОЗЗ}$ = 10км		
-4	0.555	0.206
-2	0.712	0.224
-1	0.886	0.272
-0.5	0.936	0.291
0.5	0.029	0.015
1	0.029	0.015
2	0.027	0.015
4	0.028	0.014
$l_{ОЗЗ}$ = 19км		
-0.5	0.846	1.42
0.5	0.226	0.05

Влияние положения диагностируемого фидера в ЭС

Выше были представлены результаты моделирования наводок в ЭМ датчик для тупикового фидера. На таких фидерах токи, протекающие за местом замыкания и формирующие наводку в датчике, малы (особенно, если фидер короткий). Если замыкание происходит на головном фидере, и от ГПП отходит много фидеров на распределительные подстанции или на трансформаторные, или на промежуточном фидере, от которого в обе стороны от места ОЗЗ сеть остается достаточно разветвленной с множеством узлов, то распределение переходных токов по ЭС несколько меняется. Расчеты на несложном примере электрической сети показали, что при любом механизме горения заземляющей дуги НЧ компоненты переходного напряжения ЭМ датчика всегда заметно меньше после удаления от места замыкания в радиальном направлении от центра питания.

Выводы

1. Критерием определения места ОЗЗ может выступать относительное содержание НЧ составляющих в сигнале ЭМ датчика. Резкое изменение НЧ составляющих является индикатором пересечения места с ОЗЗ. Однако возможны места ОЗЗ – точки токоразделов, когда емкостные токи относительно места ОЗЗ становятся соизмеримыми, что приводит к соизмеримости НЧ составляющих.

2. Для облегчения определения места ОЗЗ целесообразно выполнять низкочастотную фильтрацию и нормировку сигнала относительно напряжения свободной частоты измерительного контура.

Литература

1. Качесов В.Е., В.Ю. Лавров, А.Б. Черепанов. Параметрический способ определения мест повреждения в распределительных сетях // Электрические станции, №8, 2003, с. 37-43.

2. Качесов В.Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением // Электричество, №6, 2005, с. 9-19.

3. Peters I.E., Slepian J. Voltage Induced by Arcing Ground. – Tr. AIEE, 1923, Apr., p.478.

4. Техника высоких напряжений. /Под ред. В.Д. Разевига, 1976.

5. Шуин В.А. Защиты от замыканий на землю в сетях 6–10 кВ / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – Москва: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с.

6. Разевиг Д.В. Система схемотехнического моделирования и проектирования печатных плат Design Center PSpice. – М.: СК Пресс, 1996. – 272 с.

7. Petersen W. Der aussetzende (intermittierende) Erdschluss. ETZ, 38 (1917), H. 47, -S. 553-555, H. 48, - S. 564-566.

УДК 621.315

МЕТОДИКА РАСЧЕТА УСТАВОК ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТИ С НИЗКООМНЫМ РЕЗИСТИВНЫМ ЗАЗЕМЛЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ

к.т.н. Ширковец А.И.[1], Зубов В.А.[2]
[1] Новосибирский государственный технический университет, ООО «Болид», г. Новосибирск, Россия
[2] ООО «Болид», г. Новосибирск, Россия

Аннотация. В данной статье представлена адаптированная под сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали методика расчета уставок ненаправленной токовой защиты от замыканий на землю. Показано, что такая методика расчета уставок позволяет устранить случаи неселективного срабатывания защит, а также описаны положительные эффекты такой методики, включающие в себя унификацию уставок срабатывания защит и удобство в наладке РЗА.

Ключевые слова: электрическая сеть, класс напряжения 6-35 кВ, режим заземления нейтрали, однофазное замыкание на землю, низкоомный резистор, резистивное заземление, защита от ОЗЗ, ненаправленная токовая защита нулевой последовательности.

Введение

В сетях 6-35 кВ наиболее частым повреждением является однофазное замыкание на землю (ОЗЗ). Обязательным условием нормальной работы таких сетей является наличие защит от ОЗЗ, работающих как на сигнал, так и, в отдельных случаях, на отключение. Виды защит от ОЗЗ и их применимость напрямую связана с режимом заземления нейтрали (табл. 1).

Таблица 1

Виды защит от ОЗЗ в сетях с различным заземлением нейтрали

	Изолированная нейтраль	Заземление нейтрали через ДГР	Высокоомное заземление нейтрали	Комбинированное заземление нейтрали	Низкоомное заземление нейтрали
1. Ненаправленная токовая защита	±	-	±	±	+
2. Направленная токовая защита, защита по актив. составляющей	±	-	+	-	+

Окончание табл. 1

	Изолированная нейтраль	Заземление нейтрали через ДГР	Высокоомное заземление нейтрали	Комбинированное заземление нейтрали	Низкоомное заземление нейтрали
3. ЦЗОЗЗ по высшему гармоническому составу тока	±	±	±	±	±
4. ЦЗОЗЗ по анализу составляющих переходного процесса	+	+	+	+	+
5. ЦЗОЗЗ по инжектируемому току непромышленной частоты	+	+	+	+	+
6. ЦЗОЗЗ по относительному сопоставлению уровней тока	±	-	+	-	+

В табл. 1 защиты, обозначенные как ЦЗОЗЗ – это централизованные защиты от однофазных замыканий на землю (системы ОПФ). Такие защиты в настоящее время находят широкое применение в сетях, где трудно реализовать простые токовые защиты, а также в сетях, где требуется организация нескольких видов защит от ОЗЗ, работающих на разных принципах. С первого взгляда может показаться, что такой широкий набор функций РЗА дает свободу действий в выборе принципа защиты от ОЗЗ, на котором будет построена релейная защита, но, с другой стороны, появляются трудности при выборе защиты для проектируемой сети. Для производителей РЗА данная ситуация осложняется тем, что при реализации терминалов защит требуется достичь некой универсальности, то есть обеспечить работоспособность ЗОЗЗ при разных режимах нейтрали, разных токах замыкания на землю, разных трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП). «Прошить» новые функции в микропроцессорных УРЗА несложно, но возникают вопросы конкуренции, защиты интеллектуальной собственности, проверки на надежность алгоритмов. Для этого требуются хорошие расчетные модели.

Самой простой защитой от ОЗЗ, которую можно реализовать, используя простейшие токовые реле, является ненаправленная токовая защита нулевой последовательности. Для того, чтобы такая защита работала селективно, а также срабатывала при замыканиях на поврежденном присоединении, требуется достаточная величина тока замыкания на землю. В разветвленных сетях с большим количеством присоединений с режимом изолированной нейтрали можно добиться достаточной чувствительности такой

защиты, при условии, что в такой сети нет «аномально» длинного присоединения, при замыкании на котором емкостного тока остальной сети попросту не хватит, чтобы защита почувствовала это повреждение. В сетях с компенсацией емкостного тока применимость такого вида защиты нецелесообразна ввиду практически полной компенсации тока замыкания на землю, что приводит к минимальному значению тока в месте повреждения. Отличным вариантом для применения ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ являются сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали. Главным эффектом от применения такого режима заземления нейтрали является быстрое и селективное отключение поврежденного присоединения. При замыкании на землю ток от резистора, величина которого превышает величину емкостного тока в несколько раз, протекает только по поврежденному присоединению, что является индикатором поврежденного присоединения. Таким образом, ориентируясь исключительно на величину активного тока от низкоомного резистора можно преобразовать устоявшуюся методику расчета уставок токовой ненаправленной защиты.

Классическая методика расчета уставок токовой ненаправленной защиты от ОЗЗ

Согласно классической методике (М.А. Шабад, В.А. Андреев, СТО 56947007-29.120.70.305-2020 [2]) уставки токовой ненаправленной защиты определяются следующим образом:

1) *Несрабатывание защиты при внешнем ОЗЗ*:

Ток срабатывания защиты от ОЗЗ кабельной линии отстраивается от собственного емкостного тока линии при замыканиях на землю на других присоединениях (отстройка от внешнего ОЗЗ);

Ток срабатывания защиты для каждого отходящего присоединения определяется по выражению:

$$I_{СЗ} \geq К_{Н} \cdot К_{бр} \cdot I_{С.отх}, \quad (1)$$

где $К_{Н}$ – коэффициент надежности;

$К_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ, а также способность реле реагировать на него. При использовании для защиты от ОЗЗ современных микропроцессорных терминалов защит можно принимать значения $К_{бр} = 1{,}5$;

$I_{С.отх}$ – собственный емкостный ток отходящего присоединения.

Стоит отметить, что выражение (1) применимо только для присоединений с кабельными трансформаторами тока нулевой последовательности. Ток небаланса, возникающий в ТТНП, составляет доли ампер и им, как правило, пренебрегают.

При использовании трехтрансформаторных фильтров нулевой последовательности на базе фазных трансформаторов тока, ток небаланса влияет на расчет уставок, поэтому выражение (1) принимает вид:

$$I_{СЗ} \geq К_{Н} \cdot \left(К_{бр} \cdot I_{С.отх} + I_{НБ}\right), \quad (2)$$

где $I_{НБ}$ – ток небаланса, возникающий в трехтрансформаторном фильтре токов нулевой последовательности.

2) *Срабатывание (чувствительность) защиты при ОЗЗ на защищаемом присоединении*:

$$К_{ч} = \frac{I_{ЗАЩ}}{I_{СЗ}}, \quad (3)$$

где $I_{ЗАЩ} = \sqrt{(I_{СΣ} - I_{С.отх})^2 + I_{R}^2}$ – полный ток ОЗЗ в сети промышленной частоты, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности защищаемого присоединения;

$I_{CΣ}$ – суммарный емкостный ток секции сети;

$I_{С.отх}$ – собственный емкостный ток защищаемого фидера;

I_{R} – ток резистора.

В качестве I_{R} следует принимать значение тока резистора, ограниченный сопротивлением нейтралеобразующего трансформатора.

Коэффициент чувствительности, согласно п. 23 приказа Министерства энергетики РФ от 10 июля 2020 г. № 546, должен превышать значение 1,5.

Расчет тока замыкания на землю производится в условиях нормальной работы сети, но во время эксплуатации конфигурация сети может существенно изменяться из-за аварийных отключений и оперативных переключений в прилегающей сети. В связи с этим ток замыкания на землю отдельной секции шин может превышать расчетные значения (из-за переключений в прилегающей сети), что может привести к неселективному срабатыванию защиты присоединения, питающей эту прилегающую сеть, при внешнем ОЗЗ. Этот факт предполагает «загрубление» уставок, чтобы избежать неселективного срабатывания защит.

В сетях с низкоомным резистором ток замыкания преимущественно состоит из активной составляющей, поэтому формулу для расчета коэффициента чувствительности можно упростить, как показано ниже:

$$К_{ч} = \frac{I_R}{I_{СЗ}}. \quad (4)$$

Данный метод расчета уставок предполагает «минимальные» значения токов срабатывания, что обеспечивает «максимальный» коэффициент чувствительности. Такие

значения токов срабатывания не всегда могут обеспечить селективность защит, что приводит к ложной работе релейной защиты от ОЗЗ, поэтому данный метод расчета уставок следует принять устаревшим и требующим корректировок.

Адаптированная методика расчета уставок токовой ненаправленной защиты от ОЗЗ для сетей с низкоомным заземлением нейтрали

Как сказано ранее, в сетях с низкоомным резистором расчет тока срабатывания защит следует проводить основываясь на величину тока резистора. Адаптированная методика расчета уставок токовой ненаправленной защиты от ОЗЗ для сети с низкоомным резистором приведена ниже.

Суть методики заключается в том, чтобы получить диапазон токов срабатывания защиты, при которой будет обеспечен требуемый коэффициент чувствительности 1,5.

Расчет нижней границы диапазона уставок, где будет обеспечен требуемые коэффициент чувствительности проводится исходя из условия (1). При расчете уставки по условию отстройки от собственного емкостного тока присоединения можно получить, как сказано выше, «минимальные» значения токов срабатывания при «максимальных» значениях коэффициента чувствительности.

Ориентируясь на величину тока резистора, а также опираясь на условие, что ток замыкания на землю в сети с низкоомным резистором состоит в основном из активной составляющей, можно рассчитать верхнюю границу диапазона токов срабатывания, при которой будет обеспечен «минимальный» коэффициент чувствительности, равный 1,5.

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{I_R}{\text{К}_\text{Ч}}. \quad (5)$$

Исходя из условия (1) и (5) можно рассчитать диапазон значений токов срабатывания ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ, внутри которого будет обеспечен требуемый коэффициент чувствительности. Предлагается выбирать такие значения токов срабатывания защиты, при которых $\text{К}_\text{Ч} \geq 2…3$, чтобы обеспечить селективность действия защит и избежать ложных срабатываний. Такой подход к расчету токов срабатывания защиты позволяется добиться унификации уставок защит, а также облегчить наладку РЗА от ОЗЗ.

Пример расчета ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ в сетях с низкоомным заземлением нейтрали

В качестве примера для расчета ненаправленной токовой защиты будем использовать двухсекционную ПС «А» 110/10 кВ. На этой подстанции на каждой секции шин установлен низкоомный резистор номиналом 30 Ом с активным током 192,45 А. Резисторы присоединены к сети через нейтралеобразующие трансформаторы, которые

ограничивают ток резистора до 184,2 А. В табл. 2 приведены расчеты полного тока ОЗЗ в сети 10 кВ ПС «А».

Таблица 2

Расчет полного тока ОЗЗ в сети 10 кВ ПС «А»

Секция шин	Емкостный ток секции $I_{C\Sigma}$, А	Ток резистора I_R, А	Суммарный ток замыкания на землю $I_{\text{ЗАЩ}}$, А
1СШ	60,3	184,2	193,82
2СШ	42,98	184,2	189,15

Верхняя граница тока срабатывания будет рассчитываться по условию (5). Очевидно, что при едином токе резистора, верхняя граница тока срабатывания для всех присоединений будет одинаковой.

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{I_R}{\text{Кч}} = \frac{184{,}2}{1{,}5} = 122{,}8\ \text{А}\,.$$

Ниже в табл. 3 приведен расчет ненаправленной токовой защиты для присоединений 10 кВ ПС «А». В столбце 3 ($I_{СЗ}$) приведен расчет тока срабатывания по условию (1), что является «минимальным» значением тока срабатывания для отходящих присоединений; в столбце 4 (Кч) приведен расчет коэффициента чувствительности по условию (4) для тока срабатывания из столбца 3. Далее представлен рекомендуемый ток срабатывания защит для присоединений, равный 80 А. При таком токе коэффициент чувствительности составляет 2,3.

Таблица 3

Уставки по току для присоединений 10 кВ ПС «А»

Ячейка	$I_С$, А	$I_{СЗ}$, А	Кч	$I_{СЗ.РЕК}$, А	I_R, А	Кч.рек	tсз, с
1СШ							
яч. 1	12,57	22,63	8,14	80	184,2	2,3	0,8
яч. 3	22,54	40,57	4,54	80	184,2	2,3	0,8
яч. 5	1,81	3,26	56,5	80	184,2	2,3	0,8
яч. 7	4,43	7,97	23,1	80	184,2	2,3	0,8
яч. 9	14,54	26,17	7,04	80	184,2	2,3	0,8
яч. 11	4,41	7,94	23,2	80	184,2	2,3	0,8

Окончание табл. 3

Ячейка	I_C, А	$I_{СЗ}$, А	Кч	$I_{СЗ.РЕК}$, А	I_R, А	Кч.рек	tсз, с
2СШ							
яч. 2	1,81	3,26	56,5	80	184,2	2,3	0,5
яч. 4	6,70	12,06	15,27	80	184,2	2,3	0,8
яч. 6	6,77	12,19	15,1	80	184,2	2,3	0,8
яч. 8	11,05	19,89	9,26	80	184,2	2,3	0,8
яч. 10	12,94	23,29	7,91	80	184,2	2,3	0,8
яч. 12	3,71	6,68	27,6	80	184,2	2,3	0,5

Для прилегающей сети тоже стоит унифицировать токи срабатывания защит. При таком подходе ток срабатывания на прилегающих РП требуется брать меньше, чем на отходящих присоединениях питающей ПС. Если на ПС «А» принята уставка 80 А, то на прилегающих РП стоит принять уставку по току равную 60 А. Селективность работы релейной защиты также обеспечивается выбором временных уставок. Если на ПС уставка по времени принимается равной 0,8 с, то на РП принимается уставка по времени равная 0,5 с.

Таким образом, уставки защит от замыканий на землю отстроены от собственного емкостного тока, а также «загрублены» с учетом активного тока резистора с целью устранения ложных срабатываний защит, при этом соблюдая условия чувствительности (Кч = 2,3). Данный метод расчета ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ позволяет избавится от неселективных срабатываний защит (ток от резистора протекает только по поврежденному присоединению), а унификация уставок позволяет облегчить наладку РЗА от ОЗЗ.

Выводы

1. В качестве простейшей защиты от замыканий на землю можно использовать ненаправленную токовую защиту нулевой последовательности. Сети, в которых предпочтительнее было бы использовать ненаправленную токовую защиту – это сети с низкоомным заземлением нейтрали. Ток от резистора кратно больше емкостного тока сети, что благоприятно сказывается на чувствительности защит от ОЗЗ.

2. При сохранении устоявшейся методики расчета уставок ненаправленной токовой защиты от ОЗЗ возможны неселективные срабатывания защиты присоединения при внешнем замыкание, когда объединяются секции шин прилегающих РП. В таком случае требуется «загрубление» уставок, что позволяется выполнять при низкоомном резистивном заземлении нейтрали.

3. Адаптированная методика расчета уставок ненаправленной токовой защиты при низкоомном резистивном заземлении нейтрали предполагает «загрубление» уставок, что позволяет исключить неселективное срабатывание защит. Также, расчет уставок на основе тока резистора позволяет унифицировать уставки всех присоединений питающей ПС и прилегающих РП, что облегает наладку РЗА.

Литература

1. Приказа Министерства энергетики РФ от 10 июля 2020 г. № 546.
2. СТО 56947007-29.120.70.305-2020. Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6 - 35 кВ объектов ЕНЭС. Дата введения: 15.05.2020.



РЕШЕНИЯ КОНФЕРЕНЦИИ

Организаторы конференции – ООО «Болид» совместно с НГТУ НЭТИ, отраслевой партнер – «Россети Новосибирск» (АО «Региональные электрические сети»), информационный партнер – журнал «Энергетик», при поддержке Новосибирского филиала ФГАОУ ДПО «ПЭИПК». Цель конференции – формирование у руководителей и специалистов предприятий электроэнергетики целостного, научно обоснованного и подтвержденного опытом эксплуатации взгляда на спектр взаимосвязанных вопросов в области режима заземления нейтрали электрических сетей 6-35 кВ, повышения их надежности и эффективности эксплуатации оборудования, а также обеспечения безопасности персонала.

Слушатели и докладчики – руководители и технические специалисты электросетевых и генерирующих компаний, энергетики промышленных предприятий, специалисты проектных институтов, научно-производственных предприятий, изготовители и разработчики электрооборудования, защиты и автоматики, ученые и аспиранты профильных ВУЗов и кафедр в области электроэнергетики и электротехники. За три дня работы конференции было заслушано 35 докладов. В работе конференции приняли участие 165 специалистов в сфере электроэнергетики, приехавших из разных городов России, Грузии и Казахстана. Количество организаций-участников, делегации от которых прибыли в Новосибирск, превысило шестьдесят.

По результатам аргументированного обсуждения новых разработок и исследований, выполняемых профильными университетами, научно-производственными предприятиями, испытательными центрами и заводами-изготовителями высоковольтного оборудования, релейной защиты и автоматики, с учетом опыта применения технических решений в электрических сетях различного назначения, сформирована единая позиция участников Конференции.

В ОБЛАСТИ РЕЖИМА НЕЙТРАЛИ

1.1. В России в настоящее время не существует национального стандарта, регламентирующего условия выбора, расчета и реализации различных способов заземления нейтрали в распределительных сетях 6-35 кВ. Действующие ПТЭ электрических станций и сетей РФ (приказ Минэнерго от 06.10.2022 №1070), ПУЭ (7 редакция сегодня не носит статуса нормативного документа, поскольку не зарегистрирована в Минюсте), Положение о единой технической политике в группе компаний «Россети» (утв. Советом директоров Общества, протокол от 28.12.2024

№ 673) не отвечают на эти вопросы со сколько-нибудь приемлемой детализацией. Поэтому планируются к пересмотру (разработке) соответствующие документы, необходимым является их широкое обсуждение и внедрение.

– Стандарт по режимам нейтрали сетей 6-35 кВ, который должен учитывать современные решения и технологии при проектировании новых электроустановок, а также при проведении реконструкции и модернизации действующих электрических сетей;

– Стандарт по техническим требованиям к резисторам и устройствам резистивного заземления нейтрали для сетей 6-35 кВ, который подобно СТО 34.01-3.2-008-2017 (касается ДГР) должен включать комплекс требований, призванных предупредить ввод в эксплуатацию высоковольтных резистивных установок ненадлежащего качества.

1.2. К выбору режима нейтрали в сетях 6-35 кВ следует подходить взвешенно, учитывая в каждом конкретном случае (проекте) технологические особенности потребителя, вид и конструкцию ЛЭП сети, значения емкостного тока, условия резервирования и ряд других факторов. Для эксплуатируемой сети эффективность технического решения по режиму нейтрали и установленному защитному оборудованию можно оценить на основе сравнительного анализа числа аварийных отключений до и после реализации проекта, минимум в разрезе 2 лет. При увеличении ретроспективы и горизонта накапливаемой статистики отключений по ОЗЗ и КЗ точность оценки увеличивается. Снижение потока отказов, сокращение объема повреждений оборудования служит главным показателем правильности проектных решений. Для вновь построенной сети на этапе «приработки» в течение 1 года - 2 лет таким критерием может служить условный минимум отключений по причине двух- и трехфазных КЗ с предварительно зафиксированным однофазным замыканием.

1.3. Несмотря на объективные недостатки и формальное исключение изолированной нейтрали из текста ПТЭ электрических станций и сетей РФ, ссылки на такой режим сохранены в Положении Технической политике ПАО «Россети», что вызывает разночтения в трактовке норм, затрудняет выбор оптимальных решений при проектировании, повышает риск отказов (в том числе из-за воздействия дуговых перенапряжений) в эксплуатации. Учитывая современные условия, особенно широкое применение оборудования, не обладающего эффектом самовосстановления изоляции, следует исключить режим изолированной нейтрали при реконструкции, модернизации и новом строительстве электрических сетей 6-35 кВ.

1.4. Первоочередным при выборе режима нейтрали является вопрос о принципе действия защиты от замыканий на землю: «на сигнал» – для удержания ОЗЗ на время оперативных переключений, либо «на отключение» - для локализации ОЗЗ и предупреждения его перехода в КЗ. Для резервированных сетей, где есть оборудование с твердой изоляцией, не обладающей свойством самовосстановления (СПЭ-кабели, литые силовые и измерительные трансформаторы), удержание ОЗЗ нецелесообразно, что нормативно закреплено в п. 619 ПТЭ электрических станций и сетей РФ. Рекомендуется проектным и эксплуатирующим организациям в реконструируемых, модернизируемых и вновь строящихся сетях 6-35 кВ проверять применимость, предусматривать и внедрять схемные решения и устройства для автоматической локализации поврежденного участка сети, быстрого и селективного отключения однофазных замыканий на землю. Наиболее просто эта задача решается на основе резистивного заземления нейтрали.

1.5. Применение компенсации ёмкостных токов с помощью дугогасящих реакторов (ДГР) или агрегатов (ДГА) в электрических сетях большой протяжённости с токами замыкания на землю в сотни ампер сегодня уже не является эффективным средством обеспечения их надёжной эксплуатации в режимах ОЗЗ, так как вероятность перехода однофазного замыкания в двойное (короткое) замыкание возрастает пропорционально квадрату суммарной протяжённости сети. Усложнение конфигурации сетей вместе с увеличением доли нелинейной нагрузки приводит к появлению токов замыкания с частотами, отличными от 50 Гц, а также активных составляющих тока. Эти составляющие не компенсируются с помощью ДГР (ДГА) классической конструкции, что означает возможность протекания в месте ОЗЗ значительных остаточных токов

в единицы ампер и более. Таким образом, в сетях с большими ёмкостными токами ОЗЗ (100 А и более на участок сети / секцию шин) или с большим уровнем гармоник (сети промышленных предприятий), уровень остаточного тока в месте замыкания после его компенсации ДГР (ДГА) может превышать допустимое значение, что ограничивает область эффективного применения устройств компенсации. Поэтому на этапе проектирования должна выполняться оценка эффективности применения ДГР (ДГА) в конкретной сети с учетом вероятной степени расстройки компенсации, а также активной составляющей тока ОЗЗ и его гармонического состава.

1.6. Зафиксирован отрицательный опыт эксплуатации электрически связанных сетей 10 кВ генераторного напряжения и сетей собственных нужд на электростанциях (когда питание с.н. организовано от генераторного токопровода через реактированные отпайки), а также связанных сетей 10 кВ поверхностного и подземного комплексов горнорудных предприятий. Это связано со сложностью организации РЗА и полноценной защиты оборудования от перенапряжений в таких схемах из-за разных требований к предельно допустимому току замыкания на землю, времени отключения «земли» и соответствующему режиму нейтрали на разных участках сети. Вследствие ошибочных проектных решений имеют место ложные отключения генераторов, аварийный вывод из работы больших участков сети, в ряде случаев возникают феррорезонасные процессы с нештатными отключениями и отказом трансформаторов напряжения. Поэтому в проектах нового строительства следует предусматривать гальваническое отделение разных участков таких сетей друг от друга с помощью разделительных трансформаторов со схемой соединения силовых обмоток «D/D». В схемах электростанций это позволит предупредить ложные отключения генератора при замыканиях на землю в сети собственных нужд, обеспечить корректную работу релейной защиты генераторов с изолированной нейтралью, защитить обмотки статора от протекания токов замыкания, существенно превышающих 5 А.

1.7. Для подземных сетей шахт и рудников напряжением 6-10 кВ, выполненных экранированными кабелями с заземляющими жилами и защитой от однофазных замыканий на землю с действием на отключение, рекомендуется переход на заземление нейтрали через резистор, обеспечивающий дополнительный активный ток, равный 0,6-1,0 суммарного значения емкостного тока замыкания на землю. При этом для обеспечения должного уровня электробезопасности необходимо ввести автоматический контроль непрерывности сети заземления.

В ОБЛАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1. Применение в защитах от ОЗЗ принципов сравнительного замера, наложения тока непромышленной частоты, значений высших гармоник и других обусловлено, во-первых, сложностью выявления присоединения с «землёй» при неустойчивом горении дуги, во-вторых – относительно малыми и непостоянными значениями тока замыкания 50 Гц при изолированной нейтрали и компенсации ёмкостного тока (случаи отсутствия защит и датчиков тока, неправильной наладки защит и т.п. не рассматриваем). Известную методику расчета токов срабатывания простой защиты от замыканий на землю, описанную в работах М.А. Шабада, В.А. Андреева, А.И. Шалина и других ученых, целесообразно адаптировать для сети с низкоомным резистивным заземлением нейтрали, рассчитывая ток срабатывания как суммарный ток замыкания, отнесенный к коэффициенту 2…3 или более (коэффициент чувствительности с запасом). В этом случае следует применять ненаправленную токовую защиту от ОЗЗ как наиболее простой и надежный вариант, т.к. благодаря резистору при достаточно большом токе замыкания от 100 до 1000 А, протекающем через датчик тока нулевой последовательности, формируется устойчивое ОЗЗ, а в первичной сети исключаются резонансные процессы и глубоко ограничиваются перенапряжения.

2.2. Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генераторов, гальванически связанных с распределительной кабельной сетью 6-10 кВ (в том числе сетью собственных

нужд станций), имеет особенности. В качестве дополнительного средства для выполнения такой защиты целесообразно использование искусственной величины, соответствующей собственному ёмкостному току защищаемого элемента. Помимо решения задачи ослабления влияния уровня высших гармоник на работу защиты, следует обращать внимание на гармоники, частота которых ниже промышленной: их использование позволяет повысить надежность функционирования защиты при перемежающихся дуговых замыканиях.

2.3. Среди распространённых на рынке антирезонансных устройств (например, ABB VT Guard, RITZ DE-6 и аналоги) для трансформаторов напряжения 6-35 кВ нет ни одного цифрового, а их алгоритмы срабатывания, как правило, сводятся к простой отсечке по напряжению с выдержкой времени, что пригодно только в определённых границах ёмкости сети на землю и не позволяет полностью предотвратить развитие феррорезонансного процесса в сети. Целесообразна разработка устройств на базе микроконтроллеров, которые позволят использовать более эффективные алгоритмы обнаружения и срыва феррорезонанса.

2.4. Перспективным направлением в области измерения первичных токов и напряжений в электрических сетях среднего напряжения является разработка измерительных датчиков, в том числе раздельных и комбинированных цифровых трансформаторов тока и напряжения, удовлетворяющих требованиям точности, защищённости, работающих в необходимом частотном диапазоне и обладающих улучшенными массогабаритными характеристиками по сравнению типовыми и серийно выпускаемыми ТТ и ТН электромагнитного типа.

2.5. В действующем ГОСТ Р 55195 и в проекте ГОСТ 1516.1 испытательные напряжения, при которых измеряется интенсивность частичных разрядов, нормированы без учета возможности длительного повышения напряжения до линейного при однофазных замыканиях на землю в сетях 6–35 кВ, что приводит к испытанию изоляции на уровне существенно ниже приложенного к высоковольтным выводам при замыкании на землю (недоиспытанию изоляции). Для трансформаторов тока, незаземляемых ТН и заземляемых ТН, на обмотках которых в эксплуатации возможны длительные повышения напряжения при однофазных замыканиях на землю, испытательные напряжения должны быть увеличены в $\sqrt{3}$ раз относительно уровня рабочего фазного напряжения.

2.6. Измерение тока холостого хода для трансформаторов напряжения 35 кВ и выше в диагностических целях не информативно из-за большой ёмкостной составляющей этого тока. Следует либо отказаться от его измерения на заводах и в эксплуатации, либо применять специальные процедуры выделения тока намагничивания из тока холостого хода.

2.7. СТО 34.01-23-003-2019 «Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле» регламентирует отбраковку измерительных трансформаторов по превышению концентрациями газов допустимых значений без учета динамики их изменения. Следует скорректировать критерии отбраковки аппаратов и установить отдельные нормы для аппаратов герметичных и негерметичных конструкций.

2.8. ГОСТ Р «Трансформаторы напряжения индуктивные. Общие технические условия», проект которого содержит процедуру проверки антирезонансных свойств трансформаторов напряжения, очень востребован в отрасли. Задержка его утверждения в техническом комитете по стандартизации ТК16 «Электроэнергетика» составляет по меньшей мере три года. Необходимо скорейшее завершение этой работы.

В ОБЛАСТИ ЗАЩИТНЫХ АППАРАТОВ, СИЛОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.1. Для защиты от грозовых перенапряжений следует применять как типовые устройства, так и новые разработки с подтвержденной эффективностью. Известно, что использование специального частотно-зависимого устройства (ЧЗУ), устанавливаемого в рассечку ВЛ, снижает

амплитуду высокочастотных импульсов перенапряжений на 25-30 % сильнее, чем стандартный высокочастотный заградитель. В настоящее время ведутся исследования в области ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений с расширением частотного диапазона сигналов от 10 кГц до 2 МГц, а также с оценкой эффективности совместного применения ЧЗУ и ОПН. В качестве хорошо зарекомендовавших себя средств молниезащиты, не исключающих применение грозозащитного троса, должны подбираться для конкретной сети и проектироваться длинно-искровые, мультикамерные разрядники, а также разрядники нового поколения с гашением дуги «в импульсе».

3.2. В СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» требования к качеству трансформаторных масел для оборудования 110 кВ и более были резко завышены по сравнению с РД 34.45-51.300-97 и приняты равными таковым для аппаратов 750 кВ. Это не соответствует сложившейся и обоснованной практике плавного ужесточения технологических требований с ростом номинального напряжения оборудования. Следует пересмотреть новые требования, опираясь на научные и технико-экономические обоснования, а также разделить требования к качеству трансформаторных масел по типу оборудования.

3.3. Несмотря на развитие элегазовой и вакуумной коммутационной техники, масляные выключатели 110 кВ все еще эксплуатируются на многих подстанциях. Масло в таких выключателях требует регулярного контроля и замены, поскольку его старение и потеря диэлектрических свойств могут привести к отказу коммутационного аппарата при отключении токов КЗ, особенно в циклах АПВ. Поэтому в процессе эксплуатации необходимо применять современные методы онлайн-мониторинга масла (анализ газов, диэлектрических свойств), внедрять новые присадки для продления срока службы масла, а также улучшенные методы регенерации, включая сорбционную очистку и вакуумную обработку, при обслуживании высоковольтных выключателей.

ПО ИНЫМ ВОПРОСАМ

4.1. В эксплуатации целесообразно применять взаимосвязанный комплекс технических решений по защите воздушной или воздушно-кабельной сети 6-10 кВ от замыканий на землю (снижение риска ОЗЗ и последующих отказов оборудования, ограничение перенапряжений и быстрая локализации замыкания): монтаж и наладка селективной РЗА от ОЗЗ, переход к антирезонансным ТН и оптическим датчикам тока и напряжения, модернизация ВЛ с внедрением СИП-3 или аналогов, вырубка деревьев по трассе, применение птицезащитных устройств, использование длинно-искровых разрядников; замена вентильных разрядников на ОПН, гальваническое разделение поверхностных и подземных сетей с помощью трехобмоточных трансформаторов (последнее актуально для добывающих предприятий, имеющих и карьерную, и шахтные разработки).

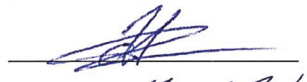
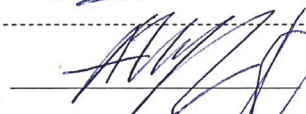
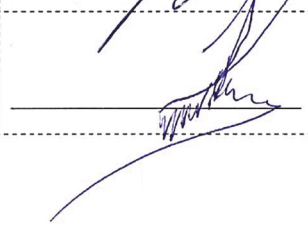
4.2. Для оценки теплового состояния контактов и контактных соединений, концевых кабельных муфт, трехфазных асинхронных электродвигателей, трансформаторов тока и других видов оборудования рациональным и обоснованным, а также нормативно закрепленным в ряде стандартов, является использование необратимых термоиндикаторов. Эта мера позволяет установить факт превышения или не превышения установленного значения температуры за все время эксплуатации. Термоиндикаторный контроль имеет детерминированную диагностическую ценность в силу необратимого срабатывания – так называемого эффекта памяти, позволяет проводить оценку состояния электрооборудования при визуальном осмотре без использования средств измерения (тепловизора, пирометра) и независимо от режима работы, выявлять эпизодические нагревы, например, из-за пиковых нагрузок или высших гармоник.

4.3. Рекомендуется внедрять в эксплуатацию средства и методы физического обнаружения места однофазного повреждения (системы ОМП) на протяженных ВЛ 6-35 кВ. Эта задача осложняется при наличии в одной и той же сети линий разного вида (воздушно-кабельные сети),

а также линий с отпайками. В Республике Татарстан в настоящее время накапливаются и анализируются экспериментальные результаты и опыт эксплуатации комплекса с волновым ОМП, выполняется поиск с использованием способов снижения погрешности оценки расстояния до места ОЗЗ. Также новосибирскими учеными рассматриваются способы выявления мест повреждения на высоковольтных ЛЭП с помощью БПЛА, применение которых открывает возможности для поиска фидеров с неустойчивым (дуговым) замыканием на землю, где дополнительным критерием определения места ОЗЗ выступает относительное содержание низкочастотных составляющих в фиксируемом сигнале электромагнитного датчика.

4.4. Необходимо продолжение работ по методическому и нормативному обеспечению неразрушающих методов контроля состояния кабельных линий напряжением до 35 кВ и расчетных способов оценки их остаточного ресурса в рамках разрабатываемых стандартов, при проведении НИР и НИОКР. В настоящее время диагностирование КЛ среднего напряжения выполняется преимущественно по «остаточному принципу» в силу отсутствия национальных стандартов, недостатка обученных, опытных специалистов, неукомплектованности ЭТЛ необходимым специализированным оборудованием и других причин. Это затрудняет формирование и пополнение полноценной базы данных по техническому состоянию каждой КЛ и его изменению в эксплуатации, начиная с момента ввода.

4.5. В электроэнергетике применение искусственного интеллекта (ИИ) может быть полезно благодаря быстрой обработке большого массива данных и выдаче информации для принятия решения человеком. Однако сегодня за понятием ИИ стоят преимущественно некие автоматизированные системы – алгоритмы, которые созданы человеком и по определению не обладают иррациональными формами сознания. Поэтому даже хорошо обученная нейросеть не всегда способна принять оптимальное решение – наоборот, наделенный правом реализации команд, ИИ может проигнорировать действия автоматики и спровоцировать развитие тяжелых аварий. В энергетике, являющейся отраслью жизнеобеспечения, технологии ИИ представляются своевременными и полезными, но их функционал следует ограничить рамками помощи профессиональным, квалифицированным специалистам, в особенности на этапе принятия ключевых решений, когда речь идет о надежности электрических сетей и энергосистем и безопасности человека.

Проректор по научной работе и инновациям НГТУ НЭТИ, к.т.н.		Отто Артур Исаакович
Декан факультета энергетики НГТУ НЭТИ, д.т.н.		Русина Анастасия Георгиевна
Заместитель директора по науке ООО «Болид», к.т.н.		Ширковец Андрей Игоревич
Первый заместитель генерального директора – главный инженер «Россети Новосибирск» (АО «РЭС»)		Герасимов Владимир Ермагенович

РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛИ
ОГРАНИЧЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА
2025

Сборник материалов IV Всероссийской научно-практической конференции
(Новосибирск, 15 – 17 апреля 2025 года)

Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *С.И. Ткачева*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 25.12.2025. Формат 70 × 100 1/16. Бумага офсетная. Тираж 150 экз.
Уч.-изд. л. 16,77. Печ. л. 13,0. Изд. № 188. Заказ № 4. Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20