

**Государственное образовательное учреждение
дополнительного профессионального образования
Петербургский энергетический институт
повышения квалификации руководящих работников
и специалистов (ПЭИПК)**

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР

***МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ***

Выпуск 24

***СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА
ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫХ, ПОДВЕСНЫХ
И АППАРАТНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ***

24 – 28 мая 2004 г., г. Иваново, Россия

Под редакцией А. И. Таджибаева

**ИВАНОВО
2004**

УДК 621.3.048; 621.315.62

ББК 31.264-04

М 54

М 54 **Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования.**
Выпуск № 24: «Современные методы и технические средства оценки состояния опорно-стержневых, подвесных и аппаратных изоляционных конструкций». Под ред. А. И. Таджибаева. – СПб: ПЭИПК, 2004, 192 с.

Одобрено и рекомендовано к опубликованию Ученым Советом института.
Протокол № 4 от 15 декабря 2004 г.

В сборник включены доклады по методам и техническим средствам контроля, оценки состояния и диагностике подвесных, опорно-стержневых и аппаратных изоляционных конструкций высоковольтного электротехнического оборудования. По теме заседания семинара целесообразно выделить следующие направления: качество производства изоляционных конструкций, современные технологии эксплуатационной диагностики, современные технические средства диагностики и опыт их использования.

Редакционная коллегия: Савельев В. А. (ИГЭУ, Россия)
Назарычев А. Н. (ПЭИПК, Россия)
Таджибаев А. И. (ПЭИПК, Россия)
Колцун И. (ТУ г. Кошице, Словакия)

УДК 621.3.048; 621.315.62

ББК 31.264-04

© Издание Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов, 2004

Предисловие

Очередное 24 заседание Международного семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования» было посвящено методам и техническим средствам контроля, оценки состояния и диагностике подвесных, опорно-стержневых и аппаратных изоляционных конструкций высоковольтного электротехнического оборудования. Семинар проходил в г. Иванове в Ивановском представительстве Петербургского энергетического института повышения квалификации 24–28 мая 2004 года.

В семинаре приняли участие организации, которые накопили значительный научный и производственный опыт в части разработки методов и технических средств оценки состояния опорно-стержневых, подвесных и аппаратных изоляционных конструкций. В процессе работы семинара были обсуждены и рассмотрены основные проблемы применения технических средств в оценке состояния изоляционных конструкций оборудования.

В рамках этого заседания были затронуты следующие проблемы.

- Методические основы оценки состояния электротехнического оборудования.
- Сравнительный анализ фарфоровой и полимерной изоляции.
- Новые изоляционные материалы, конструкции и особенности их эксплуатации.
- Физика возникновения и развития дефектов при изготовлении и эксплуатации изоляционных конструкций.
- Методы испытаний и оценки состояния изоляционных конструкций.
- Технические средства и технологическая оснастка для обслуживания, испытаний и контроля состояния изоляционных конструкций.
- Техническое обслуживание и ремонт изоляционных конструкций высоковольтного электротехнического оборудования с учетом оценки состояния.
- Опыт эксплуатации опорно-стержневой, подвесной изоляции и изоляционных конструкций электрических аппаратов.

В рамках работы семинара на Ивановской ТЭЦ-3 было проведено два мастер-класса по тематике.

1. Технологии ультразвукового контроля при оценке состояния изоляционных конструкций.
2. Контроль состояния изоляционных конструкций с помощью тепловизионной техники.

В семинаре принимали участие представители различных фирм Российской Федерации. Во время семинара демонстрировались современные технические средства оценки состояния опорно-стержневых, подвесных и аппаратных изоляционных конструкций.

Семинар проводился при поддержке: Управления образования Администрации Ивановской области (г. Иваново, Россия), Национального комитета РФ Международного конгресса по распределительным сетям (г. С-Петербург, Россия), Венгерского общества электротехников (г. Будапешт, Венгрия), Всероссийского совета специалистов по диагностике энергетического оборудования (г. С-Петербург, Россия), Исполнительного комитета электроэнергетического Совета СНГ (г. Москва, Россия), Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников (г. С-Петербург, Россия).

Все замечания и отзывы просим выслать в оргкомитет постоянно действующего семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования» по адресу: 196135, г. Санкт-Петербург, ул. Авиационная, 23. Тел. (812) 371-8352, (812) 373-9020; факс: (812) 373-9021, e-mail: iec@peipk.spb.ru

Проблемы и задачи подготовки и переподготовки специалистов в области электроэнергетики

Лапшин В. М.

Начальник управления образования
Администрации Ивановской областной, г. Иваново

Назарычев А. Н.

ПЭИПК (Ивановское представительство), г. Иваново

Богнар Ш.

Будапештский университет прикладных наук, г. Будапешт, Венгрия

Важнейшим фактором, определяющим безопасность, устойчивость и стабильность функционирования всех звеньев экономики государства является энергетика. Причем ключевым моментом, обеспечивающим надежность и безопасность эксплуатации оборудования, является высокая квалификация и уровень профессиональной подготовленности персонала. Именно поэтому подготовка, переподготовка и повышение квалификации специалистов в энергетике всегда будет является актуальной. Особую актуальность этой проблеме придают сегодняшние изменения в энергетике, реформирование которой без правильного понимания последствий, выбора методов решения первоочередных задач может привести ко многим негативным последствиям.

Ивановская область характеризуется высокой концентрацией учебных заведений, в том числе и для подготовки специалистов энергетиков. Это прежде всего Ивановский государственный энергетический университет и Ивановский энергетический колледж, а также его структурные подразделения: комсомольский филиал и Всероссийский заочный энергоколледж. Высокий авторитет этих учебных заведений позволил сформировать понятие «ивановской энергетической школы». Специалисты, которых готовят в Ивановской области, имеют по мировым требованиям хорошее базовое образование. Но дотянуть молодого специалиста до уровня грамотного производственника не просто, что и является одной из задач системы повышения квалификации. Новые задачи в подготовке кадров ставят и международные стандарты эксплуатации энергетических установок. Причем в эксплуатации появляется современное оборудование и электроустановки, которые имеют принципиальные отличия по своим характеристикам, нормам эксплуатации, обслуживания и ремонта, незнание которых приводит к ощутимым потерям. Именно поэтому для решения таких задач, в приказе РАО «ЕЭС России» «О повышении уровня производственно-технологической подготовки персонала» от 18 сентября 2002 г. № 529 выделяются базовые государст-

венные образовательные учреждения дополнительного профессионального образования (ГОУ ДПО). Важная роль в этой приказе отводится ГОУ ДПО Петербургскому энергетическому институту повышения квалификации руководящих работников и специалистов (ПЭИПК). Сегодня это современное, динамично развивающееся учебное заведение, отвечающее всем российским и мировым требованиям. В год через систему переподготовка и повышение квалификации ПЭИПК проходит около 8000 специалистов. ПЭИПК проводит обучение для всех энергосистем России, стран СНГ, а также имеет хорошие партнерские отношения с 18 Российскими и 7 иностранными университетами. Необходимо отметить, что только гармонично переплетающаяся и друг друга дополняющая система образования и квалификационной поддержки персонала может обеспечить неуклонное развитие и процветание энергетики.

Важным фактором, определяющим особенность квалифицированной поддержки, является реальное состояние энергетического оборудования. Это состояние характеризуется прежде всего тем, что рост отказов идет на фоне уменьшения единиц оборудования, участвующего в производстве, передаче и потреблении электроэнергии и энергоносителей. Одной из причин роста отказов является общее снижение внимания организаций топливно-энергетического комплекса к проблемам подготовки кадров.

Анализ причин технологических нарушений в работе энергетических установок показывает, что по вине персонала происходит до 24 % всех нарушений. При этом 34 % из них происходит по вине специалистов, имеющих образование, не связанное с энергетикой. Основной причиной неправильных (ошибочных) действий эксплуатационного персонала и руководителей работ является недостаточная их обученность и тренированность.

Не менее важной и даже определяющей причиной высокой интенсивности отказов является большой объем оборудования, отработавшего свой ресурс. Темпы обновления не обеспечивают в ближайшие годы естественного снижения процента состарившегося оборудования. Это очень сильно влияет на особенности эксплуатации энергетического оборудования. Например, изношенность теплотрасс исключает возможность испытаний повышенным давлением и требует все более широкого внедрения методов неразрушающего контроля трубопроводных систем. При комплексности проблемы ключевой составляющей для ее решения является подготовленность персонала. Разработан большой комплекс методов контроля, как при работающем, так и при выведенном из эксплуатации оборудовании. Однако, недоведенность до внедрения этих методов связана прежде всего с неготовностью к этому эксплуатирующего персонала.

Несмотря на низкие темпы обновления, в эксплуатацию внедряется преимущественно новое энергетическое оборудование, в которое вкладываются отличные от традиционных свойства.

Например, в системы электроснабжения промышленных и сетевых предприятий энергосистем до 35 кВ внедряется огромное количество вакуумных коммутационных аппаратов. В этом классе напряжения вакуумные выключатели — самые совершенные аппараты, однако их неквалифицированное применение и обслуживание может дать негативные результаты. Имеющийся сегодня опыт эксплуатации показывает, что замена традиционных выключателей комплектных распределительных устройств на вакуумные может привести к массовой аварийности электродвигателей, если не учитывать при эксплуатации природу и последствия повторных зажиганий дуги при размыкании контактов в дугогасительной камере. Можно привести еще ряд примеров, связанных с обновлением энергетического оборудования, однако вывод напрашивается общий: необходима адекватная подготовка специалистов.

Таким образом, особенности сегодняшнего состояния оборудования диктуют условия квалификационной поддержки персонала.

Анализ данных о периодичности повышения квалификации ведущими специалистами, специалистами среднего звена, педагогическими работниками учебно-курсовых комбинатов энергообъединений показывает, что в последние 5–7 лет резко снизилось количество персонала, направляемого на обучение и в специализированные и в лицензионные институты повышения квалификации, и в их филиалы.

Еще более тревожное положение по данным проведенного исследования имеет место в учебно-курсовых комбинатах, где абсолютное большинство (95 %) педагогических работников за последние 10 лет не проходили обучение, переподготовку в системе повышения квалификации. В настоящее время отмечается резкое снижение востребованности в повышении квалификации как самими специалистами, так и производственными организациями. Для углубленного изучения и практического освоения новейших достижений науки, техники, технологий, современных методов управления производством и организации труда, обучение и повышение квалификации специалистов-энергетиков должно проводиться не реже одного раза в пять лет. Однако, средняя периодичность повышения квалификации специалистов составляет 8,4 года и более, а степень охвата от 11 %. Для сравнения, например, в США степень охвата составляет 17–20 % для всех специалистов. Сдерживающим фактором выступает ограниченность средств, а зачастую попытки нецелевого использования средств, предназначенных для подготовки кадров.

Таким образом, при складывающихся динамике изменения кадрового состава и положении с обучением специалистов энергопредприятий реше-

ние поставленных задач повышения надежности и экономичности энергообъектов в процессе их технического перевооружения и реконструкции будет серьезно осложнено.

В настоящее время подготовка и повышение квалификации специалистов на уровне энергопредприятий и энергообъединений не является частью кадровой и социальной политики и имеет, в основном, не системный, а случайный характер. В условиях отсутствия системы планирования и инвестирования переподготовки и повышения квалификации специалистов решение конкретной задачи кадрового обеспечения надежной эксплуатации энергообъектов невозможно. Положение усложняется отсутствием единого подхода к созданию системы кадрового обеспечения отраслевых министерств и отдельных энергетических предприятий.

Для решения вопросов кадрового обеспечения и надежной эксплуатации энергооборудования объектов энергетики необходимо в сложившейся ситуации принять, по нашему мнению, следующие меры:

- усилить роль кадровых служб энергопредприятий и энергообъединений в формировании планов опережающего кадрового обеспечения энергетического производства на базе планов реконструкции и развития энергосистем;
- создать систему взаимодействия кадровых служб предприятий и учебных организаций в рамках социальной, кадровой и технической политики энергообъединений и Министерства с учетом передового зарубежного опыта организации фирменного образования;
- создать на базе отдельно существующих учебных заведений (институты повышения квалификации, их филиалы, колледжи, учебные комбинаты) и ряда ВУЗов отраслевую и межгосударственную систему подготовки и повышения квалификации.

Литература

1. Горошкевич А. С., Добрынин А. Б., Таджибаев А. И. Современные организационные и эксплуатационные проблемы обслуживания энергетического оборудования. В кн. «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования», Вып. 7 – ПЭИПК, СПб., 1998 г., с. 5–9.

2. Таджибаев А. И., Николова С. А. Проблемы повышения квалификации в России и Болгарии. В кн. «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования», Вып. 7 – ПЭИПК, СПб., 2001 г. с. 4–6.

Разработка, изготовление, опыт эксплуатации и производство полимерных изоляторов для ВЛ и подстанций напряжением 35–500 кВ в странах СНГ

Аксенов В. А., Кравченко В. А.

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ, г. Москва

В настоящее время в странах СНГ, как и во многих странах мира, для воздушных линий электропередачи (ВЛ) и для распределительных устройств напряжением 35–500 кВ широко применяются полимерные изоляторы включающие в себя линейные подвесные и натяжные изоляторы, опорно-стержневые изоляторы, междуфазовые распорки и т. д. Полимерные изоляторы обладают значительными преимуществами по сравнению с традиционными изоляторами из фарфора и стекла, в том числе:

- существенно меньшим весом, что значительно сокращает затраты на их транспортировку, погрузку, разгрузку, складирование, монтаж и эксплуатацию;
- меньшей удельной стоимостью подвесного полимерного изолятора, заменяющего гирлянду из стеклянных изоляторов на такие же классы напряжений;
- возможностью надежно эксплуатировать их в районах с суровыми климатическими условиями (дождь, снег, ветер, солнечное излучение, гололед, гроза, при температуре от минус 60° С до плюс 50° С), а за счет меньшей загрязняемости и в районах с промышленными и природными загрязнениями (твердые и газообразные выбросы промышленных предприятий, загрязнения от городского и железнодорожного транспорта, солевые и другие виды загрязнений), полимерные изоляторы обладают более высокими разрядными характеристиками за счет меньшей загрязняемости;
- отсутствием боя при транспортировке, погрузочно-разгрузочных работах и при монтаже (при использовании тарельчатых изоляторов в стоимость проекта закладывается запас изоляторов 3 % от необходимого объема);
- исключение работ по сборке гирлянд тарельчатых изоляторов;
- исключение аварийных отключений из-за боя изоляторов при вандализме, снижение числа и длительности отключений при ремонте.

Однако наряду с указанными преимуществами полимерные изоляторы обладают и рядом недостатков. Процесс старения современных полимеров, в том числе композитных, при комбинированном воздействии электри-

ческих и механических нагрузок, солнечной радиации, атмосферных осадков и температурных перепадов требует дальнейшего изучения.

В СССР подвесные полимерные изоляторы начали разрабатываться с начала семидесятых годов. В настоящее время (на 1 января 2004 года) на воздушных линиях напряжением 35–500 кВ в энергосистемах Российской Федерации, Украины, Республики Узбекистан, Туркменистана, Республики Таджикистан, Кыргызской Республики, Республики Казахстан эксплуатируется около 1 млн. полимерных изоляторов на различные классы напряжения.

До 1990 года полимерные изоляторы для ВЛ различных классов напряжения разрабатывались и изготавливались опытным производством СКТБ по изоляторам и арматуре в ПО «Электросетьизоляция» Минэнерго СССР и опытным производством СибНИИЭ.

В последние годы рядом российских производителей (ООО «Альфа-Энерго», ОАО «Энергия-21», ЗАО «Феникс-88», ЗАО «Комета-Энергомаш», ЗАО «Полимеризолятор» и др.) разработан и начат промышленный выпуск опорных полимерных изоляторов для использования их на ОРУ 35 и 110 кВ в шинных опорах и разъединителях. В эксплуатации находится свыше нескольких тысяч таких изоляторов, в основном установленных в 2001–2002 г.г., причем уже зафиксированы отдельные случаи их повреждений.

Следует отметить, что некоторые конструктивные решения и технология изготовления опорных полимерных изоляторов в настоящее время не до конца отработаны и требуют совершенствования. Это относится к герметизации изоляторов, качеству адгезии защитной оболочки к стеклопластиковому стержню (трубе), электрической прочности внутренней поверхности трубы и др.

В качестве защитного покрытия в основном применяется различные типы кремнийорганических резин и только ЗАО «Полимеризолятор» использует трекингостойкую композицию севилена. Фирма ОАО «Изорад» в качестве защитного покрытия использовала полиолефиновую композицию, но из-за массовых перекрытий подвесных полимерных изоляторов на напряжение 110 кВ она прекратила их выпуск.

Основными проблемами при создании полимерных изоляторов являются обеспечение механической прочности, трекингэрозионной стойкости и надежности границы раздела между разнородными материалами изолятора (стеклопластик, защитное покрытие, металлические фланцы), обеспечение требуемых электрических характеристик основного несущего элемента изолятора — стеклопластикового стержня.

Одной из проблем при изготовлении изоляторов является способ изготовления защитной оболочки.

Наиболее распространенным способом изготовления защитной оболочки было формование отдельных ребер и их склейка на несущий элемент. В настоящее время многие производители полимерных изоляторов как за рубежом так и в странах СНГ (Российская Федерация, Украина) перешли на формирование оболочек на несущий элемент изолятора за один технологический цикл с помощью прямого прессования (ЗАО «ЭЛЕКТРОСЕТЬИНВЕСТ+», ООО «НИЖНОВТЕРМАЛЬ» и др. организации) либо инжекторным способом (ООО НПО «ИнтерИнвестИзолятор») (Все Российская Федерация) и ООО НПП «ES Полимер (Украина).

Изолирующие конструкции из полимерных материалов, предоставляют широкие возможности для реализации новых перспективных технических решений в электросетевом строительстве, а переход промышленности к их крупносерийному производству представляет собой важный этап структурной перестройки отечественной изоляторной подотрасли с получением значительного экономического эффекта от их применения как при строительстве новых, так и при ремонте и реконструкции действующих ВЛ.

По заданию Департамента науки и техники РАО «ЕЭС России» ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре» и АО «НИИПТ» была выполнена работа «Технико-экономический анализ эффективности применения полимерных изоляторов при строительстве линий электропередачи».

На основании выполненной работы, а также сравнения стоимостных показателей стеклянных и полимерных изоляторов, можно сделать вывод, что с ростом класса напряжения ВЛ и степени загрязненности атмосферы (СЗА) экономический эффект от применения полимерных изоляторов увеличивается.

Даже при напряжении ВЛ 110 кВ применение полимерных изоляторов экономический эффект достигает 10–15 % по сравнению с применением гирлянд их стеклянных изоляторов, а с учетом боя стеклянных изоляторов при транспортировании и монтаже, затрат на погрузку, разгрузку, складирование и транспортирование, монтаж и т. д. экономический эффект на ВЛ 110 кВ достигает 30–50 %. На ВЛ напряжением 500 кВ, применение полимерных изоляторов взамен стеклянных изоляторов создает экономический эффект в 30–40 %, а с учетом боя изоляторов при транспортировке и монтаже, а также сокращением сопутствующих затрат на погрузку, складирование, транспортирование, монтаж и т. д. экономический эффект достигает 80–100 %.

Одним из важнейших моментов применения полимерных изоляторов является опыт их эксплуатации.

По заданиям Департаментов науки и техники и электрических сетей РАО «ЕЭС России» СКТБ по изоляторам и арматуре и НИИПТ выполнен

большой объем НИР по анализу результатов эксплуатации всех типов выпускаемых полимерных изоляторов за период 1982–1996 г.г., используемых как при строительстве, так и при ремонте ВЛ.

На основании анализа длительного (свыше 23 лет) опыта эксплуатации можно сделать вывод, что выпущенные подвесные полимерные изоляторы, кроме полимерных изоляторов, выпущенных фирмой ОАО «Изорад» (г. Астрахань), в основном надежно работают в различных условиях по загрязнению и увлажнению.

Количество отказов из-за выхода из строя полимерных изоляторов не превышает допустимых пределов, регламентированных ТУ и ГОСТ, а среднегодовой уровень отказов оценивается величиной 1×10^{-6} , при условии качественного изготовления и соблюдения всех технологических режимов.

Положительный опыт эксплуатации линейных полимерных изоляторов, технологические возможности переработки полимерных материалов и изготовления из них защитных оболочек различных конструкций предоставили широкие возможности для изготовления различных типов аппаратной изоляции. Особенно это важно для России, так как недостаточная надежность российских фарфоровых изоляторов является причиной аварий высоковольтных аппаратов. Полимерные изоляционные покрывки в основном применяются для ограничителей перенапряжений, но на их основе разработаны и другие изоляционные конструкции, используемые в выключателях, разъединителях, высоковольтных вводах и т. д.

В целях повышения качества выпускаемых полимерных изоляторов и их надежной эксплуатации РАО «ЕЭС России» ужесточило требования к производителям полимерных изоляторов.

Принято решение, что все выпускаемые полимерные изоляторы должны были в обязательном порядке приниматься межведомственной комиссией РАО «ЕЭС России» (в дальнейшем ОАО «ФСК ЕЭС»). Ужесточен контроль, за соблюдением технологических режимов при выпуске полимерных изоляторов. Однако обследование и анализ состояния производства и оценка его возможности в области управления качеством и обеспечением стабильного выпуска продукции, в соответствии с установленными требованиями не всегда производиться на должном уровне.

В целях повышения качества выпускаемых полимерных изоляторов и их надежной работы в эксплуатационных условиях были разработаны и утверждены Департаментами стратегии развития и научно-технической политики и электрических сетей РАО «ЕЭС России» «Технические требования к приемочным испытаниям опытных образцов подвесных полимерных изоляторов 6–750 кВ». Разработан и готовится к выпуску новая редакция ГОСТ 28856 «Изоляторы линейные подвесные полимерные», разработан и

введен новый ГОСТ «Изоляторы опорные полимерные на напряжение 6–220 кВ. Общие технические условия».

В этих нормативных документах принят ряд новых требований, как к готовой продукции, так и входному контролю за материалами, используемыми при выпуске полимерных изоляторов. Разработка и внедрение этих требований в значительной степени должны поставить заслон к поставке в эксплуатирующие организации недоброкачественной продукции. В связи с этим ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре» в сотрудничестве с другими организациями проводит постоянную работу по поиску высококачественных кремнийорганических смесей и только после тщательных исследований они внедряются в эксплуатацию. По рекомендациям ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре» и ряда других организаций российские производители стеклопластиковых стержней повысили и продолжают работу по повышению качества продукции. В настоящее время ведутся испытания стеклопластиковых стержней зарубежного производства.

Если бы такие требования к выпускаемой продукции, а также к материалам, из которых изготавливаются полимерные изоляторы, были разработаны ранее, то были бы исключены случаи перекрытия полимерных изоляторов фирмы ОАО «Изорад» (г. Астрахань), и некоторых других предприятий.

При проведении приемочных испытаний полимерных изоляторов были сделаны замечания по входному контролю материалов, по улучшению выходного контроля готовой продукции, по совершенствованию испытательной базы предприятий и т. д.

Повысились требования и к материалам, используемым при выпуске полимерных изоляторов. Так, многие предприятия, выпускающие полимерные изоляторы, использовали стеклопластиковые стержни с низкими электрическими и механическими характеристиками. Для исключения использования некачественных стеклопластиковых стержней введены требования по испытаниям на проникновение красящей жидкости, диффузию воды и отсутствие микротрещин. С целью повышения стойкости изоляторов к электрическим дугам, введены требования по определению воспламеняемости под воздействием источника зажигания. Учитывая, что при выпуске полимерных изоляторов происходили перекрытия по границе раздела: стеклопластиковый стержень - защитная оболочка, были ужесточены требования по испытаниям импульсами с крутым фронтом. Рекомендовано проводить испытания импульсами с крутым фронтом не только после испытания на трекингоэрозийную стойкость, но и после резкого сброса нагрузки и термомеханики.

Одной из причин выхода из строя полимерных изоляторов являлось проникновение влаги к стеклопластиковому стержню между оконцевателем и защитной оболочкой. С целью выявления этого недостатка введены дополнительные испытания на проникновение воды.

В настоящее время основными производствами, выпускающими полимерные изоляторы, являются ОАО «Энергия-21», ООО «Электросетьинвест МКД», ЗАО «Полимеризолятор», ЗАО «Завод полимерных изоляторов», ООО «Нижновтермаль», ЗАО НПО «Изолятор», ЗАО «ЗСП - Электрические полимерные изоляторы». Применение изоляторов 35–500 кВ этих производителей санкционировано РАО «ЕЭС России».

Основные отличия выпускаемых изоляторов — это тип и способ нанесения защитных оболочек. По типу оболочек в основном они подразделяются на защитные оболочки из кремнийорганических резин и композиции севиленна высоконаполненной трекингостойкой (полиолефин). По способу нанесения защитных оболочек они могут быть цельно литые и собираемые последовательно из ребер.

По заданиям РАО «ЕЭС России» ОАО «СКТБ по изоляторам и арматуре» разработаны и внедрены в производство изоляторы с цельнолитой защитной оболочкой класса 35–500 кВ.

Полимерные изоляторы, выпускаемые ООО «Электросетьинвест МКД», НПО «Изолятор», ЗАО «Полимеризолятор» отвечают требованиям мировых стандартов.

В целом уже имеющийся потенциал предприятий оценивается в размере до 300–500 тысяч изоляторов в год (в расчете на 110 кВ), что эквивалентно 3–5 млн. тарельчатых стеклянных изоляторов и создан практически без инвестиций РАО «ЕЭС России». На наш взгляд необходима специальная программа развития производства и применения полимерных изоляционных конструкций (в том числе, опорных), что соответствует и решениям НТС РАО «ЕЭС России», и по существу представляет структурную перестройку изоляторной подотрасли.

Структурная перестройка изоляторной подотрасли представляет собой серьезное развитие потенциала отечественной энергетики и является составным элементом общей работы по обеспечению энергетической безопасности страны.

Неотъемлемым элементом структурной перестройки является упорядочение работы с производителями полимерных изоляторов с использованием рыночных механизмов и регулирование рынка, с целью исключения возможностей поставок в энергосистемы недоброкачественной продукции,

ужесточение приемочных испытаний и условий сертификации, а также проведение единой отраслевой научно-технической политики.

До настоящего времени отсутствовали четкие методические указания по опытно-промышленной эксплуатации и послеэксплуатационным испытаниям полимерных изоляторов. Разработан порядок проведения испытаний и требования к изоляторам после 1, 2 и 6-ти лет опытно-промышленной эксплуатации.

С целью повышения качества выпускаемых полимерных изоляторов необходимо проведение координации работ по всей изоляторной подотрасли.

Таковую координацию проводит СКТБ по изоляторам и арматуре, объединив технические и научные потенциалы с Московским арматурно-изоляторным заводом, ЗАО «Электросетьизоляциясервис» и органом по сертификации арматуры и изоляторов «Армсерт», а также заключив долгосрочные договора с аккредитованными Госстандартом России испытательными центрами — ВЭИ, НИИПТ, ОРГРЭС и другими организациями, осуществляющими контроль за качеством разработок, изготовления и поставок в эксплуатацию надежно работающей продукции.

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ оказывает активную по налаживанию связей с заводами изготовителями полимерных изоляторов. А также готов оказать содействие и помощь в сборе и анализе опыта эксплуатации полимерных изоляторов в странах Содружества.

Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ активно участвует в организации и проведении подобных совещаний в государствах Содружества с привлечением специалистов ближнего и дальнего зарубежья.

Технология организации комплексной системы эксплуатации и ремонта электрооборудования по техническому состоянию

Назарычев А. Н.

ПЭИПК (Ивановское представительство), г. Иваново

Андреев Д. А.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Износ электротехнического оборудования для отдельных энергосистем по разным оценкам составляет от 50 до 75 %, что обуславливает повышенное внимание к обеспечению надежности объектов энергетики.

Без сомнения наилучший способ обеспечения надежности электрооборудования после длительной эксплуатации это установка нового оборудования взамен оборудования, сработавшего свой ресурс. Однако, учитывая высокую стоимость современного электрооборудования, актуальной задачей является разработка организационных и технических решений по ответственному продлению срока его эксплуатации.

Из практики эксплуатации известно, что при качественном ремонтно-эксплуатационном обслуживании ресурс части электрооборудования может быть продлен. Предельный экономически оправданный срок сверхнормативной эксплуатации, как правило, устанавливается после проведения комплексного диагностирования и восстановительного ремонта. После истечения этого срока дальнейшая эксплуатация электрооборудования экономически неэффективна и технически опасна, так как повышается риск возникновения технологических отказов, наносится ущерб техническому уровню эксплуатации и резко снижается надежность энергообъекта. Для наиболее изношенного электрооборудования затраты на ремонт могут быть соизмеримы или превосходить затраты на установку нового электрооборудования.

Таким образом, важной задачей является реализация такой системы организации эксплуатации и ремонта электрооборудования, которая позволит обеспечить надежность электроснабжения потребителей путем замены отслужившего свой нормативный срок электрооборудования новыми или продолжением его работы и определение предельного сверхнормативного времени эксплуатации. Выбор варианта замены электрооборудования или продления его срока эксплуатации должен быть экономически и технически обоснован, что позволит значительно увеличить эффективность вложенных инвестиций или сократить потребность новых инвестиций.

При достижении нормативного срока службы электрооборудования (20–25 лет) и продлении срока эксплуатации выполняется его восстановление. При восстановлении электрооборудования проводится ремонт, объем и качество которого позволяет оборудованию проработать в течение заданного

интервала времени. При этом затраты на восстановление не могут превышать стоимости нового оборудования, т. к. это уже экономически нецелесообразно. В большинстве случаев таким мероприятием является капитальный (восстановительный) ремонт. В зависимости от объема и сложности восстановительных работ для конкретного электрооборудования, ориентировочная стоимость проведения восстановительного ремонта составляет от 10 % до 30 % стоимости нового аналогичного электрооборудования.

Как показывает опыт, при продлении срока эксплуатации электрооборудования изнашивается сильнее, чем новое, установленное вместо сработавшего свой ресурс электрооборудования, что приводит к ежегодному повышению уровня ремонтно-эксплуатационных затрат. Уровень ежегодного прироста затрат определяется следующими технико-экономическими факторами:

- увеличение числа и продолжительности технических обслуживаний электрооборудования;
- применение дополнительных средств диагностики технического состояния;
- проведение дополнительных ремонтных мероприятий;
- повышенный уровень расхода изоляционных и охлаждающих сред (воздух, элегаз, масло);
- увеличение взаимного влияния износа отдельных элементов друг на друга;
- возможное облегчение режима работы и т. д.;
- уменьшение стоимости денежных средств с течением времени.

Решение о замене электрооборудования или продлении его срока службы будем принимать по критерию минимума среднегодовых приведенных затрат на основе разработанной в [1] методики. Предельное время сверхнормативного продления срока службы электрооборудования определяется из уравнения:

$$\frac{d \left[C_{\text{нов}} \left(\beta - \frac{\gamma_1}{(1+d)^{T_{\text{св.н}}}} \right) + \frac{Z_0}{\ln(1+\alpha)} \left((1+a)^{T_{\text{св.н}}} - 1 \right) \right]}{1 + \left(\frac{1}{1+d} \right)^{T_{\text{св.н}}}} = \frac{(C_{\text{нов}}(1-\gamma_2) + Z_0 T_{\text{св.н}})d}{1 + \left(\frac{1}{1+d} \right)^{T_{\text{св.н}}}}, \quad (1)$$

где $j = 1 \dots n$ — количество технических факторов, влияющих на сработку ресурса электрооборудования; α_j — коэффициент, учитывающий ежегодный относительный прирост ремонтно-эксплуатационных затрат за счет одного из технических факторов; $Z_0 = \text{const}$ — ежегодные ремонтно-эксплуатационные затраты за нормативный срок эксплуатации; $T_{\text{св.н}}$ — сверхнормативный срок эксплуатации, причем $0 < T_{\text{св.н}} \leq T_{\text{норм}}$; β — доля стоимости восстановления от

стоимости нового электрооборудования; $C_{\text{нов}}$ — стоимость нового оборудования; γ_1 — доля остаточной стоимости электрооборудования, отработавшего свой нормативный и сверхнормативный сроки эксплуатации от стоимости нового электрооборудования; γ_2 — доля остаточной стоимости электрооборудования, отработавшего свой нормативный срок от стоимости нового. Остаточная стоимость в общем случае зависит от технического состояния электрооборудования и возможностей покупателя, причем $\gamma_1 \leq \gamma_2$; d_1 — дисконт без учета инфляции; d_2 — уровень инфляции.

После преобразований уравнения (1) получим:

$$C_{\text{нов}} \left(\beta - \frac{\gamma_1}{(1+d)^{T_{\text{св.н}}}} \right) + \frac{Z_0}{\ln(1+\alpha)} \left((1+a)^{T_{\text{св.н}}} - 1 \right) = C_{\text{нов}} (1-\gamma_2) + Z_0 T_{\text{св.н}}. \quad (2)$$

Перенесем все составляющие выражения (2) в левую часть и окончательно получим:

$$C_{\text{нов}} \left[\beta + \gamma_2 - \left(\frac{\gamma_1}{(1+d)^{T_{\text{св.н}}}} + 1 \right) \right] + \frac{Z_0}{\ln(1+\alpha)} \left((1+a)^{T_{\text{св.н}}} - 1 \right) - Z_0 T_{\text{св.н}} = 0. \quad (3)$$

Уравнение (3) решается только численными методами с использованием современных математических пакетов для ЭВМ (MathCAD, MathLAB и др.).

После необходимых подстановок и преобразований получаем окончательные выражения для среднегодовых затрат по вариантам продления срока службы электрооборудования и его замены на новое:

$$Z_{\text{ср}}^1 = \frac{(d_1 + d_2) \left[C_{\text{нов}} \left(\beta - \frac{\gamma_1}{(1+d_1+d_2)^{T_{\text{св.н}}}} \right) + \frac{Z_0}{\ln\left(\prod_{j=1}^n (1+a_j)\right)} \left(\left(\prod_{j=1}^n (1+a_j)\right)^{T_{\text{св.н}}} - 1 \right) \right]}{1 + \left(\frac{1}{1+d_1+d_2} \right)^{T_{\text{св.н}}}}, \quad (4)$$

$$Z_{\text{ср}}^2 = \frac{(C_{\text{нов}} (1-\gamma_2) + Z_0 T_{\text{св.н}})(d_1 + d_2)}{1 + \left(\frac{1}{1+d_1+d_2} \right)^{T_{\text{св.н}}}}. \quad (5)$$

Причем:

- $Z_{\text{ср}}^1 > Z_{\text{ср}}^2$, при таком соотношении вариант продления срока службы невыгоден;
- $Z_{\text{ср}}^1 < Z_{\text{ср}}^2$, при таком соотношении вариант продления срока службы выгоден;
- $Z_{\text{ср}}^1 = Z_{\text{ср}}^2$, при таком соотношении получаем предельное значение срока продления $T_{\text{пр}}$.

Графическая интерпретация разработанной математической модели приведена на рис. 1. Графики зависимостей (4) и (5) на рис. 1 построены по следующим исходным данным: $Z_0 = 1000$ у. е., $C_{\text{нов}} = 10000$ у. е., $\beta = 0,7$, $\gamma_1 = \gamma_2 = 0,2$, $d_1 + d_2 = 0,2$.

По зависимостям на рис. 1 определяются величины предельного времени сверхнормативного продления эксплуатации электрооборудования и соответствующие среднегодовые затраты.

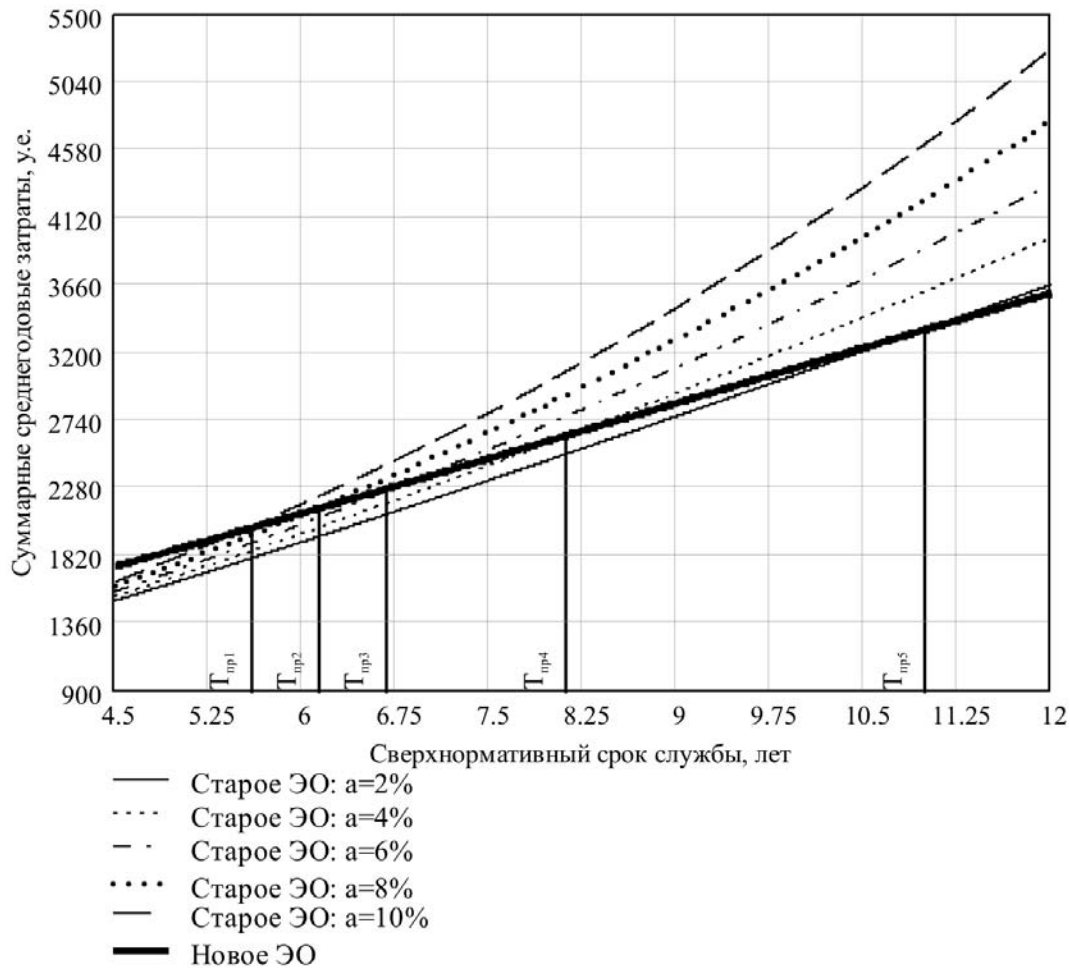


Рис. 1. Графики изменения затрат $Z_{\text{ср}}^1$ и $Z_{\text{ср}}^2$ от сверхнормативного срока службы электрооборудования при $\alpha = \{2, 4, 6, 8, 10\} \%$

На рис. 1 показаны точки пересечения зависимости $Z_{\text{ср}}^2$ (вариант замены электрооборудования) и множества зависимостей $Z_{\text{ср}}^1$ (вариант продления срока службы) для разных значений коэффициента α . Точка пересечения двух зависимостей определяет предельный сверхнормативный срок службы электрооборудования $T_{\text{пр}} = \{T_{\text{пр}1}, T_{\text{пр}2}, T_{\text{пр}3}, T_{\text{пр}4}, T_{\text{пр}5}\}$, до которого экономически и технически целесообразно осуществлять эксплуатацию электрооборудования после того, как оно отработало установленный нормативный срок службы. Если требуется, чтобы электрооборудование проработало срок больший, чем $T_{\text{пр}}$, то целесообразнее его не восстанавливать, а заменить на новое.

Таблица 1. Коэффициенты перевода стоимостей по оборудованию и по монтажным работам

Год	От 1985 к 1991 г.	От 1991 к 2001 г.	От 1991 к 2004 г.
Оборудование	1.5	24.9	31.3633
Монтажные работы	1.6	-	26.7841

Таблица 2. Предельное время продления эксплуатации $T_{пр}$ и соответствующие среднегодовые затраты $Z_{ср}$ для ячеек высоковольтных выключателей

Удельный ежегодный прирост затрат α , %	Класс напряжения, кВ													
	10		35		110		220		330		500		750	
	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.
	Воздушные													
2	-	-	14.473	21.331	14.472	25.596	14.470	54.030	14.470	113.748	14.469	213.268	14.469	412.318
4	-	-	10.659	17.489	10.659	20.987	10.658	44.304	10.657	93.266	10.657	174.873	10.657	338.088
6	-	-	8.932	15.632	8.932	18.758	8.931	39.597	8.930	83.357	8.930	156.295	8.930	302.170
8	-	-	7.876	14.466	7.876	17.359	7.875	36.644	7.875	77.145	7.875	144.647	7.875	279.650
10	-	-	7.141	13.644	7.140	16.372	7.140	34.563	7.139	72.759	7.139	136.422	7.139	263.750
	Масляные													
2	14.529	1.312	14.480	7.112	14.473	21.331	14.470	59.718	-	-	-	-	-	-
4	10.697	1.075	10.664	5.832	10.659	17.489	10.658	48.967	-	-	-	-	-	-
6	8.962	0.961	8.936	5.212	8.932	15.632	8.931	43.766	-	-	-	-	-	-
8	7.902	0.889	7.880	4.823	7.876	14.466	7.875	40.501	-	-	-	-	-	-
10	7.163	0.838	7.143	4.549	7.141	13.644	7.140	38.201	-	-	-	-	-	-
	Элегазовые													
2	14.529	1.312	14.480	7.112	14.473	21.331	14.470	59.718	-	-	-	-	-	-
4	10.697	1.075	10.664	5.832	10.659	17.489	10.658	48.967	-	-	-	-	-	-
6	8.962	0.961	8.936	5.212	8.932	15.632	8.931	43.766	-	-	-	-	-	-
8	7.902	0.889	7.880	4.823	7.876	14.466	7.875	40.501	-	-	-	-	-	-
10	7.163	0.838	7.143	4.549	7.141	13.644	7.140	38.201	-	-	-	-	-	-

Таблица 3. Предельное время продления эксплуатации $T_{пр}$ и соответствующие среднегодовые затраты $Z_{ср}$ для двухобмоточных трансформаторов с высшим напряжением 35 - 500 кВ

Удельный ежегодный прирост затрат α , %		Мощность трансформатора, МВА																	
		4			6.3			10			16			25			40		
$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.	$T_{пр}$, лет	$Z_{ср}$, тыс. руб.		
35 кВ																			
2.5		28.797	28.966	28.797	32.531	28.797	42.335	28.797	44.563	28.797	49.020	28.797	49.018	28.797	49.018	28.797	49.018	28.797	98.039
	4	19.780	22.642	19.779	25.429	19.779	33.091	19.779	34.833	19.779	38.316	19.779	38.316	19.779	38.316	19.779	38.316	19.779	76.633
	6	15.861	19.621	15.861	22.036	15.861	28.677	15.861	30.186	15.861	33.205	15.861	33.205	15.861	33.205	15.861	33.205	15.861	66.407
	8	13.559	17.718	13.559	19.898	13.559	25.895	13.559	27.258	13.559	29.984	13.559	29.984	13.558	29.984	13.558	29.984	13.558	59.965
	10	12.006	16.370	12.006	18.385	12.005	23.924	12.005	25.183	12.005	27.701	12.005	27.701	12.005	27.701	12.005	27.701	12.005	55.403
110 кВ																			
10		28.797	65.954	28.797	98.930	28.797	160.428	28.797	196.078	28.797	222.816	28.797	258.467	28.797	258.467	28.797	258.467	28.797	376.559
	4	19.779	51.553	19.779	77.329	19.779	125.399	19.779	153.265	19.779	174.165	19.779	202.032	19.779	202.032	19.779	202.032	19.779	294.339
	6	15.861	44.676	15.860	67.011	15.860	108.667	15.860	132.815	15.860	150.926	15.860	175.074	15.860	175.074	15.860	175.074	15.860	255.064
	8	13.558	40.340	13.558	60.510	13.558	98.125	13.558	119.930	13.558	136.284	13.558	158.090	13.558	158.090	13.558	158.090	13.558	230.321
	10	12.005	37.271	12.005	55.907	12.005	90.659	12.005	110.806	12.005	125.916	12.005	146.062	12.005	146.062	12.005	146.062	12.005	212.797
220 кВ																			
40		28.797	178.253	28.797	202.763	28.797	282.976	28.797	327.540	28.797	391.872	28.797	460.037	28.797	501.336	28.797	566.037	28.797	900.177
	4	19.779	139.332	19.779	158.490	19.779	221.190	19.779	256.023	19.779	319.872	19.779	391.872	19.779	460.037	19.779	501.336	19.779	703.628
	6	15.860	120.741	15.860	137.342	15.860	191.676	15.860	221.861	15.860	270.583	15.860	339.583	15.860	409.509	15.860	490.509	15.860	609.740
	8	13.558	109.028	13.558	124.019	13.558	173.081	13.558	200.338	13.558	261.640	13.558	306.640	13.558	366.640	13.558	442.924	13.558	550.589
	10	12.005	100.732	12.005	114.583	12.005	159.913	12.005	185.096	12.005	233.310	12.005	283.310	12.005	343.310	12.005	409.226	12.005	508.699
330 кВ																			
125*		28.795	311.928	28.795	409.963	28.797	427.787	28.795	552.558	28.795	630.630	28.795	724.152	28.795	815.469	28.795	910.177	28.795	1292
	4	19.779	243.831	19.779	320.464	19.779	334.397	19.779	431.930	19.779	527.445	19.779	637.445	19.779	759.351	19.779	898.351	19.779	1101
	6	15.860	211.296	15.860	277.703	15.860	289.777	15.860	374.296	15.860	452.388	15.860	552.388	15.860	666.351	15.860	799.351	15.860	975.369
	8	13.558	190.798	13.558	250.763	13.558	261.666	13.558	337.985	13.558	408.801	13.558	498.801	13.558	603.801	13.558	730.310	13.558	890.450
	10	12.005	176.282	12.005	231.685	12.005	241.758	12.005	312.271	12.005	383.271	12.005	460.851	12.005	551.803	12.005	651.803	12.005	790.310
500 кВ																			
250*		28.795	516.909	28.795	632.768	28.795	909.048	28.795	1203	28.795	1503	28.795	1803	28.795	2103	28.795	2403	28.795	2703
	4	19.779	404.063	19.779	494.629	19.779	710.594	19.779	940.492	19.779	1170.492	19.779	1400.492	19.779	1630.492	19.779	1860.492	19.779	2090.492
	6	15.860	350.148	15.860	428.629	15.860	615.777	15.860	814.999	15.860	1014.221	15.860	1213.443	15.860	1412.665	15.860	1611.687	15.860	1810.709
	8	13.558	316.180	13.558	387.048	13.558	556.041	13.558	735.936	13.558	915.831	13.558	1095.726	13.558	1275.521	13.558	1455.316	13.558	1634.911
	10	12.005	292.124	12.005	357.600	12.005	513.736	12.005	679.944	12.005	842.256	12.005	1004.768	12.005	1166.580	12.005	1328.392	12.005	1490.006

Примечание: * - с ПБВ.

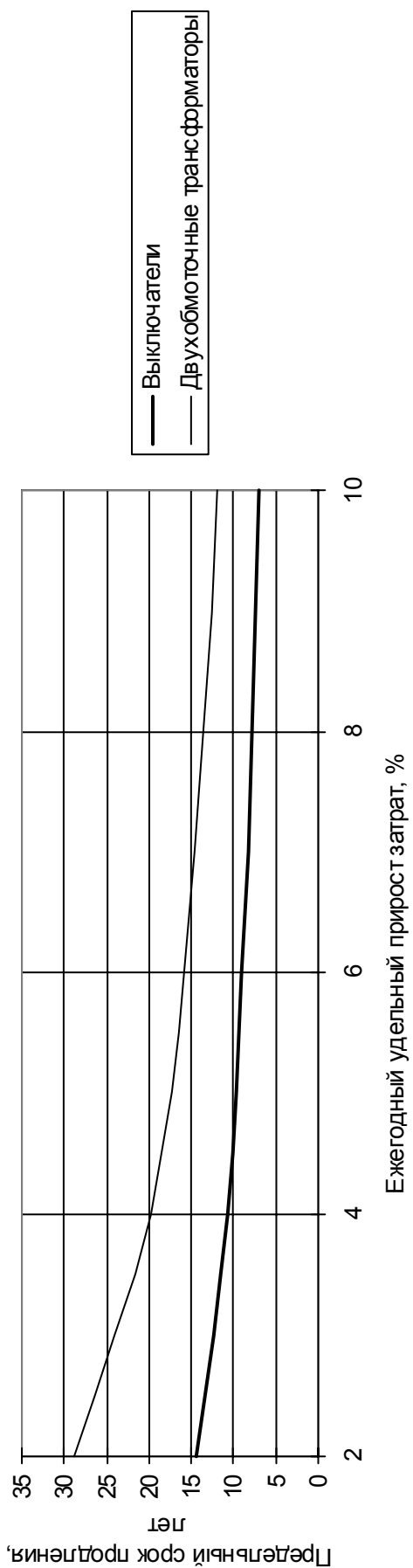


Рис. 2. Зависимость предельного срока удельного ежегодного прироста затрат при принятых значениях исходных данных

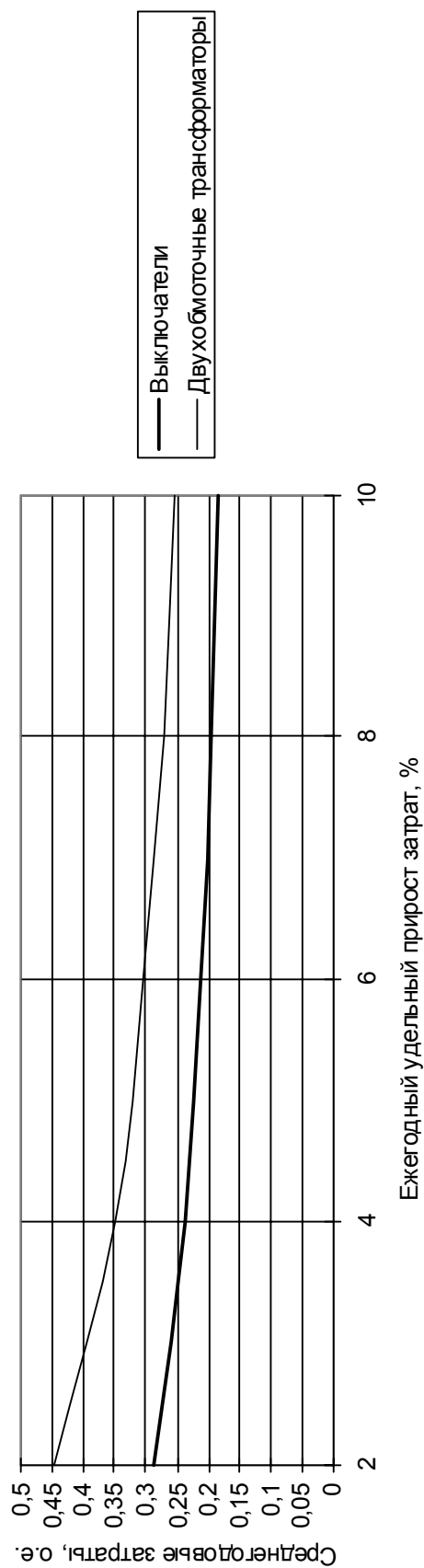


Рис. 3. Зависимость относительных среднегодовых затрат при продлении от удельного ежегодного прироста затрат при принятых значениях исходных данных и известном предельном сроке продления

По выражениям (4) и (5) были проведены многовариантные расчеты для электрооборудования различных типов и классов напряжения. Вычисления выполнены для воздушных, масляных и элегазовых выключателей, а также двухобмоточных трехфазных силовых трансформаторов мощностью 2,5–1250 МВА.

Все расчеты проведены в ценах 1991 г. Для перехода к текущим ценам необходимо воспользоваться коэффициентами, приведенными в табл. 1.

Результаты расчетов по выключателям сведены в табл. 2, по двухобмоточным трансформаторам — в табл. 3. Кроме того, построены зависимости предельного срока продления $T_{пр}$ и относительных среднегодовых затрат $Z_{ср}^*$ от коэффициента ежегодного удельного прироста затрат α (рис. 2–3). По этим графикам можно определить значения $T_{пр}$ и $Z_{ср}^*$ в зависимости от коэффициента α на интервале его изменения от 2 до 10 %. Величина $Z_{ср}^*$ определяется отношением величины среднегодовых затрат $Z_{ср}$ к стоимости нового электрооборудования, для которого определяются значения $T_{пр}$ и $Z_{ср}$.

В проведенных расчетах значение коэффициента α принимается общим для ячейки выключателя и содержащегося в ней дополнительного электрооборудования (трансформаторы тока, напряжения и т. п.). Для двухобмоточных трансформаторов коэффициент α также является общим для всего оборудования, находящегося в ячейке трансформатора (кабельное хозяйство, система охлаждения, панели управления и т. п.).

При определении величин $T_{пр}$ и $Z_{ср}$ для решения уравнения (3) были применены численные методы решения с использованием математического пакета MathCad. Погрешность расчета не превышает 0,1 %.

Приведенные результаты расчетов предельного времени продления эксплуатации для различных типов высоковольтных выключателей и трансформаторов свидетельствуют о существенном влиянии на полученные результаты значений коэффициента α (%) — удельного ежегодного прироста затрат. Эта величина показывает не только скорость роста затрат в процентах, но в какой-то степени и скорость сработки ресурса электрооборудования. Поэтому можно сказать, что коэффициент — α , характеризует ежегодный относительный прирост затрат на техническое обслуживание и ремонт за счет ухудшения технического состояния электрооборудования. Это означает, что затраты на техническое обслуживание и ремонт каждого последующего года сверхнормативной эксплуатации электрооборудования больше затрат на техническое обслуживание и ремонт предыдущего года на α %.

Ежегодный рост затрат на техническое обслуживание и ремонт во время сверхнормативной эксплуатации обусловлены ухудшением технико-экономических показателей электрооборудования. На момент исчерпания нормативного срока службы электрооборудования требуется дать ответ на вопрос: продолжать ли его эксплуатацию, сделав восстановительный ремонт, или заменить это оборудование? Очевидно, что стоимость покупки нового оборудования больше стоимости выполнения восстановительного ремонта, иначе продление срока службы было бы экономически неоправданным. Если бы стоимость покупки была бы равна стоимости восстановления, то предельный срок продления был бы равен 0 (без учета остаточной стоимости). Но так как это не реально, то разницу между стоимостями нового оборудования и восстановления старого можно пустить на покрытие коэффициента α , т. е. на покрытие излишнего увеличения затрат на техническое обслуживание и ремонт при сверхнормативной эксплуатации электрооборудования, по сравнению с затратами на техническое обслуживание и ремонт для нового.

Предельный срок продления соответствует точке равенства среднегодовых затрат, т. е. в этой точке варианты равно — экономичны. Если до этой точки преобладали затраты по варианту замены, то целесообразно продлять срок эксплуатации от 0 до предельного срока продления.

Чем больше изношено электрооборудование, тем большие денежные средств требуется на поддержание его технического состояния в течение времени сверхнормативной эксплуатации, т. е. тем больше значение коэффициента α . Чем больше значение α , и соответственно ежегодное увеличение затрат на техническое обслуживание и ремонт электрооборудования эксплуатируемого сверх установленного срока службы, тем быстрее растратятся средства сэкономленные от восстановления электрооборудования (вместо его замены) и тем меньше по экономическим соображениям будет предельный срок продления.

Выводы

1. Разработана методика принятия решений по замене электрооборудования или продлению его установленного нормативного срока службы. В основу методики положена математическая модель изменения затрат во времени, учитывающая увеличение сработки технического ресурса электрооборудования при сверхнормативной эксплуатации. Выбор варианта замены или продления срока службы электрооборудования осуществляется

по критерию минимума среднегодовых приведенных затрат. Разработанная методика позволяет определить предельный срок продления эксплуатации электрооборудования и соответствующий уровень среднегодовых затрат.

2. По разработанной методике произведены расчеты предельного срока продления эксплуатации и соответствующих ему среднегодовых затрат для электрооборудования различных типов и классов напряжения 10–750 кВ. Как показывают расчеты, при удовлетворительном ремонтно-эксплуатационном обслуживании оборудования, с учетом проведения восстановительного ремонта предельный экономически оправданный срок сверхнормативной эксплуатации, для высоковольтных выключателей составляет от 7 до 14 лет и для силовых трансформаторов от 12 до 28 лет. После истечения этого срока дальнейшая эксплуатация выключателей и трансформаторов экономически неэффективна и технически опасна.

3. Приведенные результаты расчетов предельного времени продления эксплуатации для различных типов высоковольтных выключателей и трансформаторов свидетельствуют о существенном влиянии на полученные результаты значений коэффициента α (%) — удельного ежегодного прироста затрат на техническое обслуживание и ремонт за счет ухудшения технического состояния электрооборудования.

4. Практическая реализация разработанных методик и математических моделей на различных энергообъектах сетевых и генерирующих компаний подтверждает правильность и обоснованность получаемых результатов по определению предельных сроков сверхнормативной эксплуатации электрооборудования с учетом технического состояния.

Литература

1. Назарычев А. Н., Таджибаев А. И., Андреев Д. А. Совершенствование системы проведения ремонтов электрооборудования электростанций и подстанций. – СПб.: ПЭИПК, 2004. – 64 с.

Опыт применения инфракрасной термографии для оценки состояния опорно-стержневой, подвесной и аппаратной изоляции электроустановок

Ажищев Р. А., Ажищев А. И.
ОАО «Ивэлектроналадка», г. Иваново

В начале 60-х годов шведская фирма АГЕМА разработала тепловизор для военных измерений. Его гражданская модификация, тепловизор Thermovision-650 напоминал телескоп из-за использования оптики большого диаметра. Следующая модель тепловизора Thermovision-665 весил уже 35 кг и требовала охлаждения приемника жидким азотом. Именно эта модель послужила прототипом отечественного прибора ТВ-03, который выпускался без особых изменений до середины 80-х годов. Именно с этого времени были проведены первые робкие попытки тепловизионного обследования электротехнического оборудования в Советском Союзе. За последние 10 лет тепловизионный контроль электротехнического оборудования получил широкое распространение на электростанциях и предприятиях электрических сетей, и узаконен в последнем издании «Объем и норм испытаний электрооборудования».

В инфракрасной термографии сложилась своя специфическая терминология.

- Во-первых *термография* это метод анализа пространственного и временного распределения тепловой энергии (температуры) в физических объектах, сопровождающийся, как правило построением тепловых изображений (термограмм).
- *Тепловое (инфракрасное) изображение* — изображение объекта контроля, создаваемое за счет собственного теплового излучения или различий в излучательной способности поверхности объекта контроля.
- *Термограмма* — тепловое (инфракрасное) изображение объекта контроля или его отдельного участка.
- *Тепловая аномалия* — локальное изменение распределения теплового излучения объекта, трактуемое как отклонение от нормы.
- *Тепловизор, термограф* — устройство для получения тепловых (инфракрасных) изображений.

Тепловизор как прибор состоит из:

1. *инфракрасного приемника излучения*. Важными параметрами приемников являются область спектральной чувствительности 8–14 мкм, постоянная времени и рабочая температура;

2. *оптики* — основным параметром является угол зрения объектива. Наиболее часто используют пять объективов 2.5; 7; 12; 20; 40 градусов;
3. *сканер* измерительный, показывающий
4. *устройство охлаждения ИК-приемника* (жидкий азот, термоэлектрические холодильники или детектор болометрического типа);
5. *встроенного эталона температуры*;
6. *электронного блока*;
7. *монитора*.

Важной частью тепловизионной техники является программное обеспечение, которое обеспечивает согласование тепловизора с компьютером. Современные Компьютерные программы позволяют проводить анализ термограмм, изменять основные установки, определять среднюю температуру в областях различной формы, строить профили, изотермы и т. д. При составлении отчетов возможно введение видимых изображений, полученных с помощью видеокамеры или цифрового фотоаппарата. Последние версии позволяют работать сразу с несколькими изображениями.

В настоящее время на российском рынке представлены несколько видов тепловизоров.

Название	Диапазон измеряемых температур, °С	Температурная чувствительность, °С	Рабочая температура, °С	Цена, долл.
ИРТИС-200	-20 ÷ 350	0,05	-10 ÷ +45	18 000
ThermoCAM-695	-40 ÷ 2000	0,1	-15 ÷ +50	48 900
ThermoCAM-P-60	-40 ÷ 2000	0,06	-15 ÷ +45	
ThermoCAM-E2	-20 ÷ 250	0,12	-15 ÷ +45	28 000
Thermo Tracer TH 7102 WV NEC	-40 ÷ 2000	0,08	-10 ÷ +45	35 000

Существует ряд преимуществ тепловизионного обследования электротехнического оборудования над традиционными методами электрических испытаний:

- Во-первых, Метод является бесконтактным, и применим к электротехническим объектам, находящимися в работе.
- Дефекты в оборудовании обнаруживаются на ранней стадии, что позволяет избежать аварийных остановов и произвести ремонт оборудования в удобное для обслуживающего персонала время.

- Раннее обнаружение дефектов позволяет сократить расходы на техобслуживание, улучшить планирование работ и снизить накапливаемый объем запасных частей.

- Внедрение тепловизионного контроля позволяет сократить время простоя при плановом ремонте, увеличить межремонтный период и, в целом, более эффективно использовать трудовые ресурсы.

- Электроустановки поддерживаются на низком уровне дефектности, что повышает надежность работы предприятия.

Для более точного и достоверного результата при контроле оборудования следует учитывать ряд особенностей инфракрасной термографии:

- Инфракрасную съемку следует дополнять визуальным осмотром или фотографированием.

- Оценку тепловых аномалий следует производить как по величине температурного перепада в зоне аномалии, так и методом сравнения с эталонной зоной. Эталонная зона должна выбираться аналогичной контролируемой и находиться в тех же условиях теплообмена.

- Между исследуемым узлом и тепловизором не должно быть твердых преград.

- Детальность осмотра ухудшается с увеличением расстояния до объекта съемки.

- При диагностике шкафов и других полузамкнутых объемов следует иметь в виду, что узлы, расположенные выше, могут перегреваться не только благодаря нагрузке, но и за счет естественной конвекции от нагретых нижних узлов.

- Тепловые аномалии отображаются на термограммах в виде областей повышенной или пониженной температуры, которые соответствуют:

1. дефектам;
2. неоднородностям коэффициента излучения поверхности;
3. воздействию окружающей среды.

- Изображения солнечных бликов перемещаются при перемещении оператора относительно объекта контроля, а температурные эффекты не изменяют вида теплового поля.

Тепловизионный контроль опорно-стержневой изоляции удобен и эффективен, так как является бесконтактным методом и не требует вывода из работы контролируемый объект, что существенно упрощает само обследование и позволяет провести диагностику в реальном времени, при реальной нагрузке. Еще одним не мало важным преимуществом инфракрасной термографии опорно-стержневой изоляции является время, которое требуется на проведение диагностики.

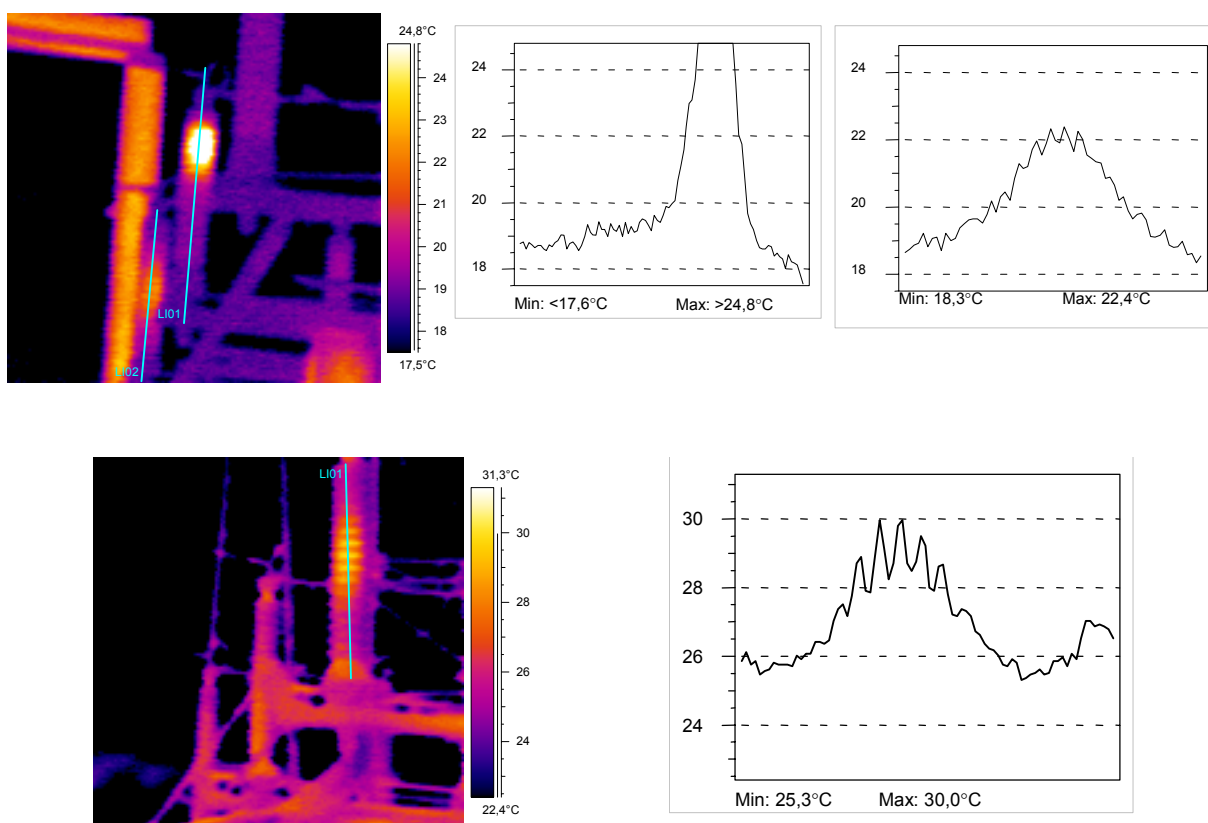


Рис. 1. Примеры термограмм с дефектными опорно-стержневыми изоляторами

Согласно «Объемам и нормам испытаний электрооборудования» тепловизионный контроль опорно-стержневой изоляции рекомендуется проводить при повышенной влажности воздуха. По высоте фарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

При тепловизионном контроле опорной-стержневой изоляции выявляются два вида дефектов:

1. дефекты, приобретенные в процессе эксплуатации, которые трудно обнаружить визуально и обнаруживались только при детальном обследовании после тепловизионном обследовании;
2. дефекты связанные с недостатками изготовления (нарушение технологии приготовления фарфоровой массы, нарушение технологий запечки и др.).

Методика оценки старения изоляционных конструкций при воздействии эксплуатационных факторов

Назарычев А. Н.

ПЭИПК (Ивановское представительство), г. Иваново

Андреев Д. А.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Айтакунов Р. А.

НЭС Кыргызстана, г. Бишкек

Опыт эксплуатации различных типов электротехнического оборудования (ЭО) показывает, что, как правило, его эффективный срок службы, в течение которого обеспечивается надежная, экономичная и безопасная работа, определяется ресурсом изоляционных конструкций. Ресурс изоляции, в свою очередь, зависит от интенсивности воздействия на нее эксплуатационных факторов. При нормативных условиях эксплуатации ресурс изоляции принимается равным установленному в паспортных данных на ЭО. При повышенной интенсивности действия эксплуатационных факторов фактический ресурс изоляции будет меньше установленного, а при пониженной — больше.

Ресурс — это суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации до перехода в предельное состояние, а наработка — продолжительность или объем работы объекта [1]. Величина наработки, а значит и ресурса для различного ЭО измеряется в единицах наработки, например, часах, количествах коммутаций, количествах пусков и т. д. Единицы измерения обычно выбираются в соответствии с назначением изоляционных конструкций и особенностями их работы. В литературе часто применяют временные единицы измерения ресурса. Однако это не всегда удобно, особенно для изоляции ЭО, срок службы которого зависит в основном не от количества часов, которое оно находилось под напряжением, а от количества выполненных им операций. Например, для выключателей — это может быть количество коммутаций, а для двигателей — количество пусков. Временные единицы наработки являются универсальными, т. к., зная частоту коммутаций выключателей или пусков электродвигателей всегда можно перейти к временным единицам измерения наработки от дискретных (количество раз), например, по формуле:

$$H_{\text{ч}} = H \frac{1}{\omega},$$

где $H_{\text{ч}}$ — наработка ЭО в часах; H — наработка в дискретных единицах (раз); ω — частота дискретных операций (раз/ч).

Ресурс может измеряться в любых единицах наработки, в том числе и временных, поэтому далее будем применять следующие понятия:

- нормативные ресурс R_0 — ресурс изоляции при работе ЭО в нормативных (расчетных, проектных) условиях (известная величина, берется из паспорта или технических условий на эксплуатацию соответствующего ЭО). Если используются временные единицы измерения ресурса, то нормативный ресурс соответствует установленному сроку службы.
- Фактический ресурс R — ресурс изоляции при работе ЭО в конкретных условиях. Для временных единиц измерения ресурса — это фактический срок службы.
- Нарботка — объем или продолжительность работы изоляции в нормативных условиях. При использовании временных единиц наработки соответствует реальному времени работы в нормативных условиях.

При работе изоляции ЭО в реальных условиях на нее оказывают действие N различных эксплуатационных факторов, характеризующихся величиной X_i (далее фактор X_i). Фактором X_i может быть как некоторый единичный измеряемый параметр, так и комплекс величин, характеризующих природу исследуемого эксплуатационного фактора.

Допустим, что на изоляцию ЭО действует некоторый фактор X_i . При увеличении X_i на величину ΔX_i ресурс изоляции уменьшается в n_1 раз, а при уменьшении — увеличивается в n_2 раз. Тогда можно записать следующие выражения для вычисления фактического ресурса изоляции в зависимости от изменения величины X_i :

$$R = R_0 n_1^{\frac{(X_i - X_{0i})}{\Delta X_i}}, \text{ при } X_i > X_0, \quad (1a)$$

$$R = R_0 n_2^{\frac{(X_i - X_{0i})}{\Delta X_i}}, \text{ при } X_i < X_0, \quad (1б)$$

где R — фактический ресурс изоляции при постоянной величине фактора $X_i = \text{const}$; X_{0i} — нормативное значение фактора X_i ; $\Delta X_i = \text{const}$ — абсолютное отклонение фактора X_i . При $X_i = X_{0i}$ изоляция ЭО работает в нормативных условиях, что и вытекает из выражений (1a) и (1б). При этом $R = R_0$.

Для большинства типов изоляции можно принять, что $n_1 = n_2 = n = \text{const}$. Если при снижении i -ого фактора X_i ресурс изоляции изменяется в количество раз, отличное от случая увеличения кратности i -ого фактора, то тогда следует сделать вывод о том, что величина ΔX_i не одинакова на интервалах $X_i < X_{0i}$ и $X_i > X_0$. Далее будем считать, что $n_1 = n_2 = n$. Это справедливо, т. к. для ЭО в большинстве случаев более важным вопросом является изменение фактического ресурса изоляции при повышенной интенсивности действия эксплуатационных факторов. Учитывая вышесказанное формулы (1a) и (1б) будут иметь вид:

$$R = R_0 n^{\frac{(X_i - X_{0i})}{\Delta X_i}}, \quad (1\text{в})$$

Зависимость (1в) показывает фактически сработанный ресурс изоляции на интервале наработки в объеме нормативного установленного ресурса при постоянной величине фактора $X_i = \text{const}$.

Для удобства дальнейших вычислений разделим обе части выражения (1в) на величину R_0 , а показатель степени в этом же выражении — на X_{0i} , после чего получим выражение для определения фактического ресурса изоляции в относительных единицах:

$$R^* = R_0^* n^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (2)$$

где R^* — фактический ресурс изоляции в относительных единицах при постоянной величине фактора X_i^* ; X_i^* — относительное значение i -ого фактора или кратность i -ого фактора; ΔX_i^* — относительно отклонение i -ого фактора; $R_0^* = 1$ о. е.

Величину n можно принять равным любому числу, кроме нуля. Тогда при определении величин ΔX_i или ΔX_i^* надо исходить из принятого значения n . Для удобства математических преобразований примем величину $n = e$. Тогда выражение (2) примет вид:

$$R^* = e^{\frac{(X_i^* - 1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (3)$$

Зависимость $R^*(X_i^*)$ при принятом множестве значение $\Delta X_i^* = \{0.1, 0.2, 0.3\}$ и пределах изменения $X_i^* \in [0.5; 1.5]$ приведена на рис. 1.

Из графиков на рис. 1 видно, что чем больше кратность фактора X_i^* и чем меньше относительное отклонение ΔX_i^* , тем больше фактический ресурс изоляции ЭО. То есть, чем выше интенсивность воздействия эксплуатационных факторов (в данном случае фактора X_i), тем больше будет расход фактического ресурса изоляции ЭО при постоянном значении $\Delta X_i^* = \text{const}$. Поэтому, если фактор кратностью $X_i^* = \text{const}$ действует в течение всей наработки, по объему равной величине R_0^* , то фактический ресурс при этом определится по графику на рис. 1.

Формула (3) справедлива для случая, когда на изоляцию ЭО оказывает воздействие один единственный i -й фактор X_i^* . Если на изоляцию действует N эксплуатационных факторов, то для определения относительного фактического ресурса необходимо воспользоваться принципом суперпозиции, по которому считается, что воздействие факторов на изоляцию не зависит друг от друга. Поэтому формулу (3) с учетом действия N эксплуатационных факторов можно записать в виде:

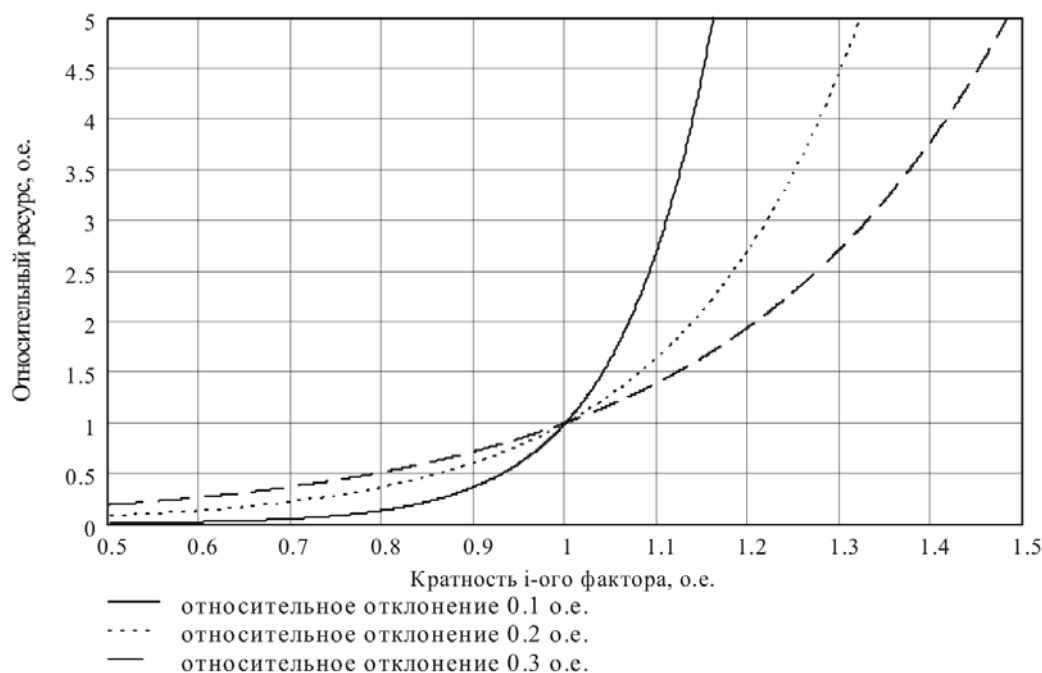


Рис. 1. Зависимость относительного фактического ресурса $R^*(X_i^*)$ при принятом множестве значение кратности i -ого фактора $\Delta X_i^* = \{0.1, 0.2, 0.3\}$

$$R^* = \prod_{i=1}^N R_i^* = \prod_{i=1}^N e^{\frac{(X_i^*-1)}{\Delta X_i^*}}, \quad (4)$$

где $i=1 \dots N$ — количество эксплуатационных факторов, оказывающих влияние на фактический ресурс изоляции; R_i^* — фактический ресурс изоляции при условии воздействия на нее только одного эксплуатационного фактора X_i . Так как основание степени в выражении (4) одинаково для всех сомножителей и равно $e=2,718\dots$, то выражение для определения относительного фактического ресурса изоляции можно записать в виде:

$$R^* = e^{\sum_{i=1}^I \frac{(X_i^*-1)}{\Delta X_i^*}}. \quad (5)$$

Все эксплуатационные факторы по их физической природе могут быть подразделены на три основные группы:

- тепловые (связанные с нагревом изоляции);
- электрические (связанные с изменением напряженности электрического поля);
- механические (связанные с механическими повреждениями изоляции).

С учетом этого выражение (5) можно представить в виде:

$$R^* = e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^*-1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}}^*-1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^*-1)}{\Delta X_{i_M}^*}}, \quad (6)$$

где $i_{\mathcal{E}}=1 \dots N_{\mathcal{E}}$ – количество электрических факторов; $i_{\mathcal{T}}=1 \dots N_{\mathcal{T}}$ — количество тепловых факторов; $i_{\mathcal{M}}=1 \dots N_{\mathcal{M}}$ — количество механических факторов; $X_{i_{\mathcal{T}}}^*$ — кратность $i_{\mathcal{T}}$ -го теплового фактора; $\Delta X_{i_{\mathcal{T}}}^*$ — относительное отклонение $i_{\mathcal{T}}$ -го теплового фактора; $X_{i_{\mathcal{E}}}^*$ — кратность $i_{\mathcal{E}}$ -го электрического фактора; $\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*$ — относительное отклонение $i_{\mathcal{E}}$ -го электрического фактора; $X_{i_{\mathcal{M}}}^*$ — кратность $i_{\mathcal{M}}$ -го механического фактора; $\Delta X_{i_{\mathcal{M}}}^*$ — относительное отклонение $i_{\mathcal{M}}$ -го механического фактора.

В общем случае за факторы X_i можно принимать величины, изменение которых оказывает очень сильное влияние на фактический ресурс изоляции. Например, согласно [2], фактический ресурс изоляции трансформаторов зависит от пропускаемой через него мощности, а значит и от температуры обмоток. Для выключателей в качестве величины X_i может быть принято значение отключаемого тока, [3]. Очевидно, что такие величины обычно характеризуют все группы факторов и при таком подходе при определении фактического ресурса изоляции можно учитывать только их, особенно, если известна сила их влияния на значение фактического ресурса. Если известна сила влияния, которая измеряется в процентах, тогда можно говорить о величине гамма-процентного фактического ресурса.

В реальных условиях изоляционные конструкции работают при различной интенсивности воздействия эксплуатационных факторов. Предположим, что фактор X_i имеет определенное значение в течение наработки dr , величина которой бесконечно мала, тогда фактически сработанный ресурс dR^* будет равен:

$$dR = e^{\frac{(X_i^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr, \tag{7}$$

Уравнение (7) представляет собой дифференциальное уравнение первого порядка. Для его решения возьмем интеграл от обеих частей и получим:

$$\Delta R^* = \int_{R_1^*}^{R_2^*} e^{\frac{(X_i^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr, \tag{8}$$

где ΔR^* — фактически сработанный ресурс при данном значении фактора X_i на интервале наработки $[R_1^*; R_2^*]$. Если $X_i^* > X_{0i}^*$ ($X_i^* < X_{0i}^*$), то изоляция срабатывает больший (меньший) ресурс по отношению к ресурсу, который бы она сработала при $X_i^* = X_{0i}^*$ на интервале $[R_1^*; R_2^*]$. Если принять $R_1^* = 0$, а $R_2^* = R_0^*$, то формула (8) при $X_i^* = \text{const}$ и $\Delta X_i^* = \text{const}$ принимает вид выражения (3).

Если на K интервалах интенсивность воздействия эксплуатационных факторов на изоляцию ЭО становится отличной от номинальной, то сум-

марный сработанный на этих интервалах наработки фактический ресурс изоляции ЭО ΔR_{Σ}^* рассчитается по выражению:

$$\Delta R_{\Sigma}^* = \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\frac{(X_{ij}^* - X_{0i}^*)}{\Delta X_i^*}} dr, \quad (9)$$

где $j=1 \dots K$ — количество интервалов, на которых наблюдаются ненормативные условия эксплуатации изоляции ЭО; R_j^* — длина j -ого интервала наработки; X_{ij}^* — значение i -го фактора на j -ом интервале наработки. С учетом выражения (6) формула (9) примет вид:

$$\Delta R_{\Sigma}^* = \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{iTj}^* - 1)}{\Delta X_{iT}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}j}^* - 1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_Mj}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*}} dr, \quad (10)$$

где X_{iTj}^* , $X_{i_{\mathcal{E}}j}^*$, $X_{i_Mj}^*$ — значения i_T -го тепловых, $i_{\mathcal{E}}$ -го электрического и i_M -го механического факторов на j -ом интервале наработки. Причем $\sum_{i=1}^K R_j^* \leq R_0^*$.

Фактический ресурс изоляции ЭО за наработку в объеме R_0^* при воздействии эксплуатационных факторов определится как сумма наработки при нормативных условиях и наработки при ненормативных условиях:

$$R_{\phi}^* = \Delta R_0^* + \Delta R_{\Sigma}^*, \quad (11)$$

где ΔR_0^* суммарная наработка в нормативных условиях, определяется по выражению:

$$\Delta R_0^* = R_0^* - \sum_{i=1}^K R_j^* \quad (12)$$

Подставив выражения (10) и (12) в (11) получим формулу для определения фактического ресурса изоляции за наработку объеме нормативного ресурса R_0^* :

$$R_{\phi}^* = R_0^* - \sum_{i=1}^K R_j^* + \sum_{j=1}^K \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{iTj}^* - 1)}{\Delta X_{iT}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}j}^* - 1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_Mj}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*}} dr. \quad (13)$$

Преобразуем формулу (13) и получим конечное выражение для определения фактического ресурса изоляции за наработку в объеме R_0^* :

$$R_{\phi}^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{iTj}^* - 1)}{\Delta X_{iT}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}j}^* - 1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_Mj}^* - 1)}{\Delta X_{i_M}^*}} dr - R_j^* \right). \quad (14)$$

Величина R_{ϕ}^* рассчитывается за наработку R_0^* , в связи с чем при расчетах по формуле (14) необходимо выполнять условие: $\sum_{i=1}^K R_j^* = R_0^*$. Если необходимо рассчитать фактический ресурс за наработку отличную от нормативного ресурса $R_0^*=1$ о. е., то в выражении (14) надо положить значение R_0^* , равное этой наработке, либо воспользоваться выражением (10).

Отметим, что разность в скобках в выражении (14) является величиной превышения фактического сработанного ресурса над величиной R_j^* . Обозначим ее $\Delta R_{избj}^*$. Тогда формула (14) примет вид:

$$R_{\phi}^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \Delta R_{избj}^* , \tag{15}$$

где

$$\Delta R_{избj}^* = \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^*-1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}}^*-1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^*-1)}{\Delta X_{i_M}^*}} dr - R_j^* , \tag{16}$$

причем

$$\begin{cases} \Delta R_{избj}^* < 0, \text{ условия эксплуатации на интервале } R_j^* \text{ облегчены;} \\ \Delta R_{избj}^* > 0, \text{ условия эксплуатации на интервале } R_j^* \text{ утяжелены;} \\ \Delta R_{избj}^* = 0, \text{ условия эксплуатации на интервале } R_j^* \text{ соответствуют нормативным.} \end{cases} \tag{17}$$

Найдем отношение:

$$c = \frac{R_{\phi}^*}{R_0^*} = 1 + \frac{\sum_{j=1}^K \left(\int_0^{R_j^*} e^{\sum_{i_T=1}^{N_T} \frac{(X_{i_T}^*-1)}{\Delta X_{i_T}^*} + \sum_{i_{\mathcal{E}}=1}^{N_{\mathcal{E}}} \frac{(X_{i_{\mathcal{E}}}^*-1)}{\Delta X_{i_{\mathcal{E}}}^*} + \sum_{i_M=1}^{N_M} \frac{(X_{i_M}^*-1)}{\Delta X_{i_M}^*}} dr - R_j^* \right)}{R_0^*} . \tag{18}$$

Если $R_0^*=1$ о. е., то выражение (18) принимает вид выражения (14).

Величина c — это характеристика оптимальности эксплуатации изоляционных конструкций. Если $c > 1$, то это означает, что в целом изоляция ЭО работает не в оптимальных для нее условиях. Если задать максимальное отклонением величины c от 1 (например, 5%), то величина этого отклонения будет определять возможность использования данной изоляционной конструкций при наблюдаемой в месте установки интенсивности воздействия эксплуатационных факторов. Величина этого отклонения должна определять из технико-экономического обоснования, которое может осуществляться на стадии проектирования конкретного энергообъекта.

Если величина $c < 1$, то изоляционная конструкция в целом эксплуатируется в облегченном режиме. Это говорит о запасе ресурса, который может быть использован для продления эксплуатации данной изоляционной конструкции, а возможно и единицы ЭО в целом. При этом величина отклонения в этом случае может быть выбрана намеренно при проектировании для учета неточности исходных данных, а также возможности дальнейшей реконструкции или расширения схемы энергообъекта, связанной с увеличением рабочих токов.

В зависимости от того, по каким факторам было рассчитано значение фактического ресурса за наработку R_0^* , необходимо определять величину отклонения c от 1. Это можно делать, если известно значение гамма-процентного ресурса, о котором говорилось выше. Тогда величина отклонения является запасом для ликвидации неточности при определении величины R_ϕ^* и определяется как $(1-\gamma)\%$, где γ — сила влияния учитываемого фактора на фактический ресурс. Если таких факторов несколько, то γ может быть определена как сумма γ_i от каждого фактора X_i .

Таким образом, величина $(1-\gamma)$ характеризует необходимый запас ресурса для учета неточностей при расчете связанных с рассмотрением не всех действующих на изоляцию факторов. Параметр $(1-\gamma)$ может быть использован для определения минимальной величины диагностического интервала.

Вернемся к формуле (16). Значение $\Delta R_{избj}^*$, полученное по ней, также может является критерием оптимальности эксплуатации изоляционной конструкции, но на отрезке наработки R_j^* , причем если $\Delta R_{избj}^* < 0$, то это равносильно выводам сделанным для случая $c < 1$, а если $\Delta R_{избj}^* > 0$, то выводам для $c > 1$. Сумма $\sum \Delta R_{избj}^*$ за наработку в объеме R_j^* также является критерием оптимальности эксплуатации изоляционных конструкций, с такими же ограничениями, как и для $\Delta R_{избj}^*$: $\sum \Delta R_{избj}^* = 0$ — оптимальная эксплуатация, $\sum \Delta R_{избj}^* < 0$ соответствует облегченному режиму эксплуатации, $\sum \Delta R_{избj}^* > 0$ соответствует утяжеленному режиму эксплуатации.

Если изоляция ЭО уже сработала некоторый ресурс $R_{ср}^*$, тогда можно определить нормативный остаточный ресурс при условии дальнейшей работы изоляции в нормативных условиях по выражению:

$$R_{ост}^* = 1 - R_{ср}^* . \quad (19)$$

При ненормативных условиях дальнейшей работы изоляции величина $R_{ост}^*$ должна быть скорректирована с учетом воздействия эксплуатационных факторов. Это можно сделать по выражению (14) положив в нем $R_0^* = R_{ост}^*$. После этого по выражению (14) получим значение фактического остаточного ресурса.

Таким образом, по выражению (14) может быть рассчитан как фактический сработанный ресурс при прошедших воздействиях факторов X_i , так и фактический остаточный (будущий) ресурс при известных будущих воздействиях эксплуатационных факторов X_i . Кроме того, выражение (14) пригоден для определения не только фактического ресурса за нормативную наработку $R_0^*=1$ о. е., а, как уже было отмечено выше, для расчета фактической наработки при любом значении $R_0^* \in [0; 1]$.

Рассмотрим несколько контрольных примеров поясняющих выше-приведенные расчетные выражения.

Пример 1. Для выключателей единицами измерения наработки, как уже отмечалось выше, могут быть количества коммутаций токов определенной величины. В этом случае величина отключаемого (включаемого) тока является эксплуатационным фактором $X_i=I$. В паспорте выключателя или его технических условиях эксплуатации можно найти данные по зависимости допустимого количества коммутаций от коммутируемого тока. Согласно [3], величина эксплуатационного фактора такого, как значение коммутируемого тока является основным при определении коммутационного ресурса выключателей. Без сомнения ток, протекающий через контактную систему выключателя в момент отключения (включения), характеризует все три группы факторов: тепловой (термическое действие тока), электрический (по закону электромагнитной индукции ток создает электрическое поле), механический (динамическое действие тока). Допустим, что фактический ресурс изоляционных конструкций выключателя в 85 % процентах случаев определяется величиной коммутируемого тока. Тогда можно записать, что $\gamma=85\%$. Основываясь на данных, приведенных в [3] получим значения абсолютного и относительного отклонений фактора I . Запишем их в табл. 1 для нескольких типов выключателей. Кроме того, в табл. 1 внесем данные по номинальному току отключения $I_{ном}$, а также о прошедших воздействиях эксплуатационных факторов в виде: количество коммутаций / коммутируемый ток.

Таблица 1. Данные для расчета фактического ресурса выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток отключения/допустимое количество коммутаций $I_{откл}$, кА/ n_0 , раз	Абсолютное отклонение фактора I ΔI , кА	Относительное отклонение фактора I ΔI^* , о.е.	Прошедшие воздействия эксплуатационных факторов в и.е. раз-кА	Прошедшие воздействия эксплуатационных факторов в о.е. раз-о.е.
ВНВ-500	40/7	19.01	0.48	3-30 10-12	2-0.75 5-0.3
У-110	40/6	48.94	1.22	4-39 12-5	5-0.975 2-0.125
ВК-10	20/10	9.71	0.47	2-20 5-9	1-1.0 6-0.45
ВМП-20	20/7	6.87	0.34	3-17 4-11	3-0.85 4-0.55

Рассчитаем фактический ресурс изоляционных конструкций, приведенных в табл. 1, выключателей за нормативную наработку R_0 , равную количеству допустимых коммутаций номинального тока. В относительных единицах $R_0^*=1$ о. е. Расчеты проводятся по выражению (14), которое для приведенных исходных данных может быть записано в виде:

$$R_{\phi}^* = 1 + \frac{n_1 \left(e^{\frac{(I_1^*-1)}{\Delta I^*}} - 1 \right) + n_2 \left(e^{\frac{(I_2^*-1)}{\Delta I^*}} - 1 \right)}{n_0}, \quad (20)$$

где n_1 и n_2 — количество коммутаций токов I_1^* и I_2^* соответственно, n_0 — нормативное количество коммутаций номинального тока. Результаты по выражению (20) приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты расчета фактического ресурса изоляционных конструкций выключателей

	ВНВ-500	У-110	ВК-10	ВМП-20
R_{ϕ}^* , о.е.	0.336	0.812	0.586	0.428

Полученные в табл. 2 значения фактического ресурса после выполнения объема нормативной наработки $R_0^*=1$ о. е. говорят о том, что изоляция данных выключателей не исчерпала свой ресурс и их эксплуатации может быть продолжена без проведения ремонтных мероприятий. Определение фактического остаточного ресурса должно быть определено в соответствии с выражением (19). Если известно, что далее изоляционные конструкции будут работать только при нормативных условиях, то определение остаточного ресурса ограничиться формулой (19), если нет — величина $R_{ост}^*$ должна быть скорректирована с помощью выражения (14), в котором необходимо положить $R_0^*=R_{ост}^*$. При этом не исключается возможность расчета по выра-

жению (10), учитывая выполнение условия $\sum_{i=1}^K R_j^* \leq R_0^* = R_{ост}^*$.

Считая, что далее изоляционные конструкции выключателей будут эксплуатироваться при нормативных условиях, значения остаточного фактического ресурса рассчитаются по выражению (19). Результаты расчета приведены в табл. 3.

Изначально мы предположили, что величина γ для фактора коммутируемого тока составляет 85 %. Поэтому полученные значения фактического сработанного и остаточного ресурса являются достоверными с вероятностью 0.85 и подпадают под понятие гамма-процентного ресурса.

Таблица 3. Значения остаточного фактического ресурса

	ВНВ-500	У-110	ВК-10	ВМП-20
$R_{ост}^*$, о.е.	0.664	0.812	0.414	0.572
$n_{ост}$, о.е.	4.648	1.128	4.14	4.004

Примечание: $n_{ост}$ — количество коммутаций номинального тока, которое сможет отключить выключатель при условии сохранения работоспособности его изоляционных конструкций. Округление величины $n_{ост}$ всегда должно проводиться в меньшую сторону.

Пример 2. Нарботка трансформаторов обычно измеряется в временных единицах. Согласно [2], основным эксплуатационным фактором, влияющим на ресурс изоляционных конструкций трансформаторов, является температура. Этот показатель входит в группу тепловых факторов. В [2] принято шестиградусное правило, по которому считается, что при увеличении температуры изоляции на каждые $6\text{ }^{\circ}\text{C}$ срок службы трансформатора уменьшается в 2 раза. Т. к. в нашем случае наработка измеряется во временных единицах, то понятия ресурса эквивалентно понятию срока службы. Величина равная $6\text{ }^{\circ}\text{C}$ является абсолютным отклонением фактора температуры $\Delta\vartheta$, но для основания степени 2. Пересчитаем его для основания степени e и получим величину $\Delta\vartheta=8,656\text{ }^{\circ}\text{C}$. Номинальным (базовым) значением фактора температуры является величина $\vartheta_0=98\text{ }^{\circ}\text{C}$. Относительное отклонение $\Delta\vartheta^*=0,088$ о. е. Очевидно, что фактор температуры является не единственным, однако, сила влияния остальных факторов мала по сравнению с ним. Предположим, что в сумме она не превышает 15 %. Тогда, как и в предыдущем примере, величина $\gamma=85\%$. Нормативный ресурс изоляционных конструкций трансформатора примем $R_0=25$ лет. Допустим, температурные режимы в течение времени R_0 велись согласно табл. 4.

Таблица 4. Температурные режимы работы изоляции трансформатора

№ режима	Суммарная наработка конкретном температурном режиме, лет	Значение температуры ϑ , $^{\circ}\text{C}$	Относительное значение фактора температуры по отношению к базисному $\vartheta_0=98^{\circ}\text{C}$; ϑ , о.е.
1	19	98	1
2	2	90	0.918
3	3	85	0.867
4	1	100	1.122

Рассчитаем фактический ресурс изоляции за 25 лет, воспользовавшись формулой (14). Для принятых исходных данных ее можно переписать в виде:

$$R_{\phi}^* = 1 + \frac{R_1 \left(e^{\frac{(\vartheta_1^*-1)}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right) + R_2 \left(e^{\frac{(\vartheta_2^*-1)}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right) + R_3 \left(e^{\frac{(\vartheta_3^*-1)}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right) + R_4 \left(e^{\frac{(\vartheta_4^*-1)}{\Delta\vartheta^*}} - 1 \right)}{R_0}, \quad (21)$$

где R_1, R_2, R_3, R_4 — время работы в каждом из температурных режимов, характеризующихся температурами $\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3, \vartheta_4$ соответственно. В результате расчета по выражению (21) получаем:

$$R_{\phi}^* = 1 + \frac{19 \left(e^{\frac{(1-1)}{0.088}} - 1 \right) + 2 \left(e^{\frac{(0.918-1)}{0.088}} - 1 \right) + 3 \left(e^{\frac{(0.867-1)}{0.088}} - 1 \right) + 1 \left(e^{\frac{(1.122-1)}{0.088}} - 1 \right)}{25} = 0.978.$$

По получившемуся значению $R_{\phi}^*=0,978$ видно, что эксплуатация трансформатора велась практически оптимально, т. к. за наработку в 25 лет он фактический выработал свой нормативный ресурс. В именованных единицах фактический ресурс будет равен $25 \times 0,978 = 24,45$.

Пример 3. Для изоляционных конструкций, таких как опорные, подвесные и другие изоляторы факторами, сильно влияющими на их ресурс, могут быть загрязнение и уровень приложенного напряжения. В этом случае за факторы X_i^* принять загрязненность поверхности изолятора X_1^* и величину приложенного напряжения X_2^* . Допустим, сила влияния первого фактора составляет 20 %, а второго — 65 %, тогда $\gamma = 20 + 65 = 85$ %. Единицей измерения наработки в этом случае можно принят также временные единицы. Составим таблицу исходных данных (табл. 5) аналогично табл. 4.

Таблица 5. Режимы работы изоляции

№ режима	Суммарная наработка конкретном режиме, о.е.	Значение фактора X_1^* , о.е.	Значение фактора X_2^* , о.е.
1	0.8	0.9	1.0
2	0.2	1.10	0.85

Предположим, что значения относительных отклонений для факторов X_1^* и X_2^* соответственно равны $\Delta X_1^*=0,2$ и $\Delta X_2^*=0,4$. Рассчитаем значение фактического ресурса по выражению (14), которое перепишем в виде:

$$R_{\phi}^* = 1 + R_1^* \left(e^{\frac{(X_1^*-1)}{\Delta X_1^*} + \frac{(X_2^*-1)}{\Delta X_2^*}} - 1 \right) + R_2^* \left(e^{\frac{(X_1^*-1)}{\Delta X_1^*} + \frac{(X_2^*-1)}{\Delta X_2^*}} - 1 \right), \quad (22)$$

где R_1^*, R_2^* — наработка в каждом из режимов 1 и 2 (см. табл. 5); $\Delta R_1^*, \Delta R_2^*$ — относительные отклонения факторов X_1^* и X_2^* соответственно. В результате расчета по выражению (22) получаем:

$$R_\phi^* = 1 + 0.8 \left(e^{\frac{(0.9-1)}{0.2} + \frac{(1-1)}{0.4}} - 1 \right) + 0.2 \left(e^{\frac{(1.1-1)}{0.2} + \frac{(0.95-1)}{0.4}} - 1 \right) = 0.792 .$$

При дальнейшей работе изоляции в нормативных условиях остаточный фактический ресурс определится по выражению (19) и будет равен $R_{ост}^* = 1 - 0,792 = 0,208$.

Кроме рассмотренных примеров настоящая методика определения фактического ресурса изоляционных конструкции также подходит и для других видов изоляции ЭО. Например, для асинхронных двигателей ресурс определяется тяжестью пуска (пусковой ток), а единицами его измерения является количество пусков. Для них расчетов фактического ресурса ведется аналогично примеру 1 (как для выключателей). Для синхронных машин фактический ресурс может определяться аналогично ресурсу трансформаторов, но не по шестиградусному правилу, а по десятиградусному.

Приведенные контрольные примеры рассчитаны с условием, что на каждом рассматриваемом интервале наработки величина воздействующих факторов постоянна $X_{ij}^* = \text{const}$. В этом случае, как видно из выше приведенных зависимостей, все выражения содержащие интеграл решаются просто, т. к. X_{ij}^* не зависит от переменной интегрирования. На практике это бывает редко, поэтому величина X_{ij}^* является функцией наработки r :

$$X_{ij}^* = f(r). \tag{23}$$

Зная зависимость (23) на каждом j -ом интервале по выражению (14) можно определить фактический ресурс изоляционной конструкции. Однако в большинстве случаев воздействие эксплуатационных факторов является функцией времени. Связью между единицами наработки и единицам времени является частота ω для дискретных операций. В этом случае величина r определится:

$$r = \omega t, \tag{23}$$

где t – время. С учетом (23) и $\omega = \text{const}$ выражение (14) примет вид:

$$R_\phi^* = R_0^* + \sum_{j=1}^K \left(\omega_i^* \int_0^{R_j^*} e^{\sum_{t=1}^{N_T} \frac{(X_{Tj}^*(t)-1)}{\Delta X_{Tj}^*} + \sum_{t=1}^{N_\Omega} \frac{(X_{\Omega j}^*(t)-1)}{\Delta X_{\Omega j}^*} + \sum_{t=1}^{N_M} \frac{(X_{Mj}^*(t)-1)}{\Delta X_{Mj}^*}} dt - R_j^* \right), \tag{24}$$

где ω_i^* — частота i -го фактора. Если единицами наработки выбраны временные единицы, то $\omega_i^* = 1$.

Таким образом, при переходе к временным единицам измерения наработки в каждом выражении настоящей методики перед интегралом будет стоять величина ω_i^* . Постоянное значение ω применимо на практике, т. к., как правило, режимы работы характеризуются постоянными периодами.

На основании результатов по определению фактического и остаточного ресурса, а также используя формулу (23) можно осуществлять прогноз фактического ресурса изоляционных конструкций, а также определять их остаточный срок службы при известных условиях эксплуатации.

Выводы:

1. Разработана методика и математическая модель определения фактического ресурса изоляционных конструкций для любых типов ЭО. Полученные формулы позволяют прогнозировать остаточный ресурс изоляционных конструкций в зависимости от интенсивности воздействия эксплуатационных факторов.

2. Рассчитаны контрольные примеры для определения фактического сработанного и остаточного ресурса для изоляции различных типов высоковольтных выключателей, а также трансформаторов и изоляторов.

3. Определена достоверность полученных результатов, а также величина гамма-процентного ресурса.

Литература

1. ГОСТ 27.002 – 89. Надежность в технике.
2. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения.
3. Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации. – М.: «СПО ОРГРЭС», 1992.

Исследование погрешностей при термографическом обследовании электрооборудования

Афонин А. В.

Государственный оптический институт, г. Санкт-Петербург

Таджибаев А. И.

ПЭИПК, г. Санкт-Петербург

Для минимизации методических погрешностей измерений была проведена оценка влияния характеристик объекта и внешних факторов, влияющих на точность измерений эффективной температуры, и на серии натуральных измерений общим объёмом более 600 термограмм была отработана методика измерений и обработки термографической информации, позволяющая получить статистически обоснованные температурные распределения, на основе которых могут быть выявлены вариации температуры по всему контролируемому объекту с требуемой точностью измерений.

Необходимо отметить, что существующие стандартные программные средства типа IrWin 5.21, AGEMA 5.4, поставляемые фирмой-изготовителем тепловизионной аппаратуры, не позволяют выполнить в полном объёме необходимую обработку тепловизионной информации с целью минимизации влияния пространственно-временных шумов матрицы на точность измерений и получения усреднённого статистически обоснованного температурного распределения средней эффективной температуры по контролируемому объекту, которую можно считать пропорциональной термодинамической температуре поверхности объекта и которая может быть использована, например, для выявления локального нагрева внутри покрышек трансформаторов тока и измерения разности температур фаз этих трансформаторов.

Перед тем, как рассматривать результаты работы необходимо проиллюстрировать возможности обработки и представления информации стандартной программы, представляемой фирмой-изготовителем тепловизионной техники. На рисунках 1–4 для примера представлено ИК изображение отключённой фазы ТТ, на котором выделен прямоугольник обычно контролируемой зоны фазы трансформатора тока со средним значением температуры равным 10°C , распределение эффективной температуры по вертикальному сечению и 3-х мерное представление распределения температуры по плоскости проекции фазы.

Такие возможности обработки и представления информации не позволяют выявить вариации распределения средней температуры по поверхности крышки трансформатора, связанной с температурным распределением внутри крышки.

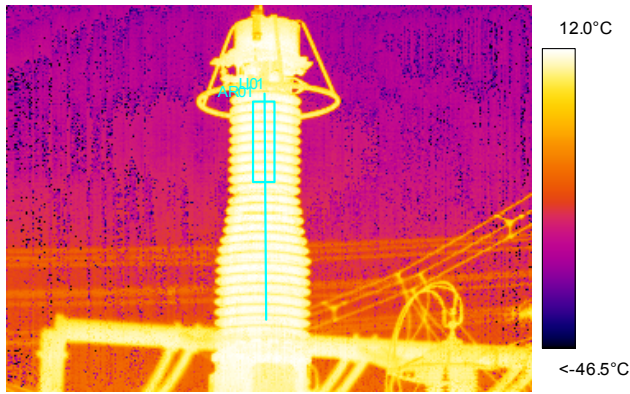


Рис. 1. ИК изображение отключённой фазы ТТ

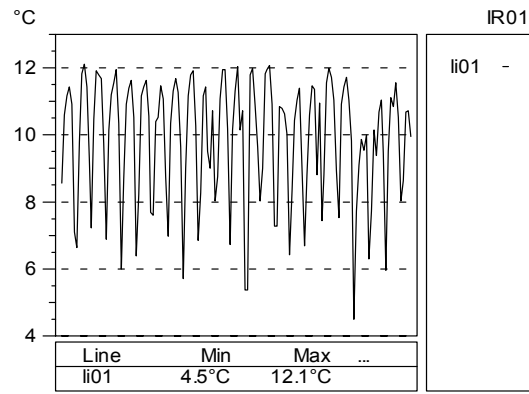


Рис. 2. Распределение эффективной температуры по вертикальному сечению, показанному на рис. 1

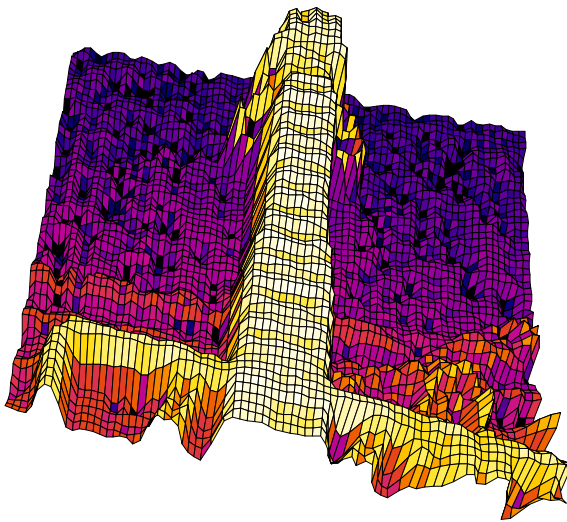


Рис. 3. Трёхмерное представление ИК изображения в пределах температур от -46°C до $12,8^{\circ}\text{C}$

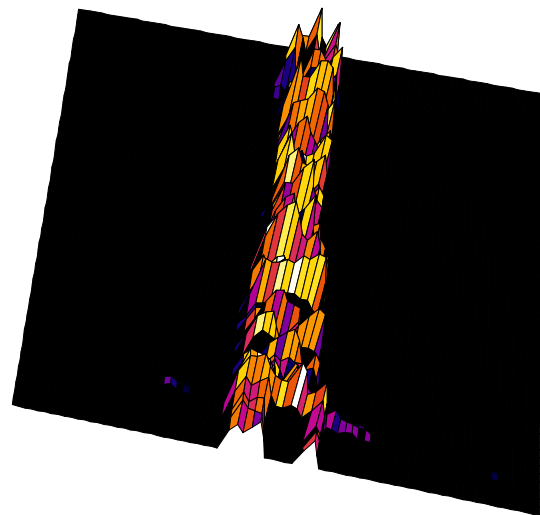


Рис. 4. Трёхмерное представление ИК изображения в пределах температур от 9°C до $12,8^{\circ}\text{C}$

Для решения задачи высокоточного контроля низкоконтрастных объектов было разработано программное обеспечение в программной среде Matlab 6.5, работающей в Window 98, 2000 и XP. Приведём примеры работы этого программного обеспечения, но в начале покажем пример пространственного шума, которым обладает тепловизор с микроболومترической матрицей. На рис. 5 приведено ИК изображение излучателя с равномерным распределением температуры. Неравномерности зарегистрированной температуры определяются неравномерностью пространственного распределения чувствительности приёмной матрицы, называемой пространственным шумом. На рис. 6 приведено распределение температуры на горизонтальном сечении в середине изображения на рис. 5.

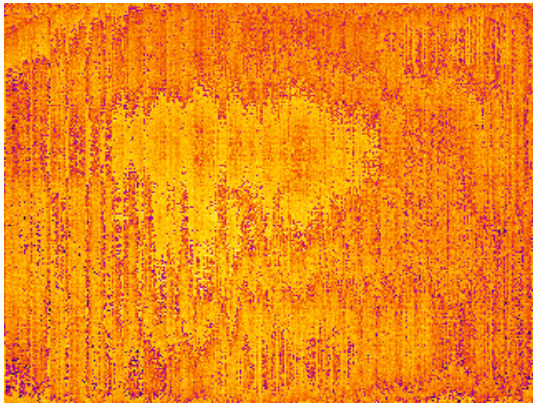


Рис. 5. Пример термограммы пространственного шума матрицы, полученного с помощью термокамеры, характеристики которой приведены в таблице 1

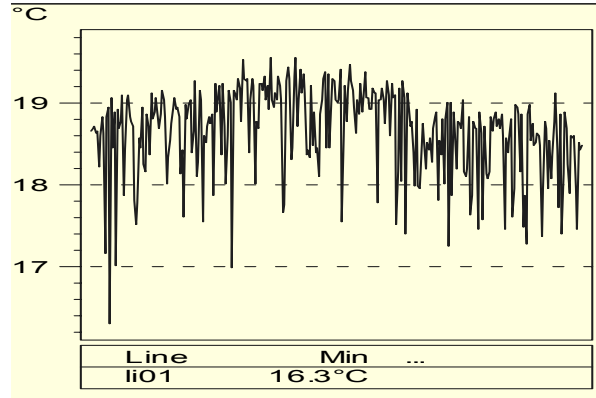


Рис. 6. Распределение температуры в горизонтальном сечении по середине изображения на рис. 5

Таблица 1

IR information	Value	Object parameter	Value
Date of creation	12.02.2003	Emissivity	0.96
File name	D0212-01.img	Object distance	0.2 m
Camera type	THV 570	Ambient temperature	23.0°C
Camera serial number	348644		
Camera range min	-20.0°C		
Camera range max	120.0°C		

Очевидно, что проводить высокоточные измерения с такими пространственными шумами невозможно. Было проведено исследование шумов и характеристик термографической камеры, выявлены закономерности их вариаций и разработаны программы цифровой фильтрации ИК изображений.

Для иллюстрации возможности подавления пространственных шумов матрицы с помощью цифровой фильтрации на рис. 7 приведён кадр тепловизионного изображения двух фаз проходного изолятора в сторону шинных разъединителей, одна из которых имеет дефект. Правая фаза, имеющая малый тепловой контраст, практически не видна на тепловизионном снимке из-за пространственных шумов матрицы. На рис. 8 приведен температурный профиль сечения, по которому также невозможно определить низкоконтрастный объект и тем более оценить его температуру из-за пространственных шумов матрицы. На рис. 9 представлено изображение после цифровой обработки с устранением пространственных шумов матрицы, где чётко видна холодная фаза, а на рис. 10 приведен температурный профиль.

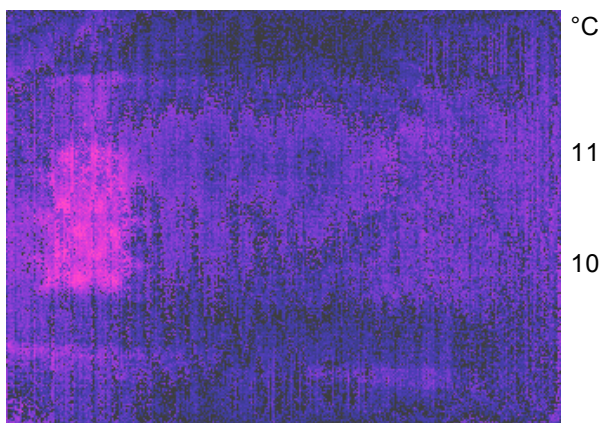


Рис. 7. Тепловизионное изображение двух фаз проходного изолятора

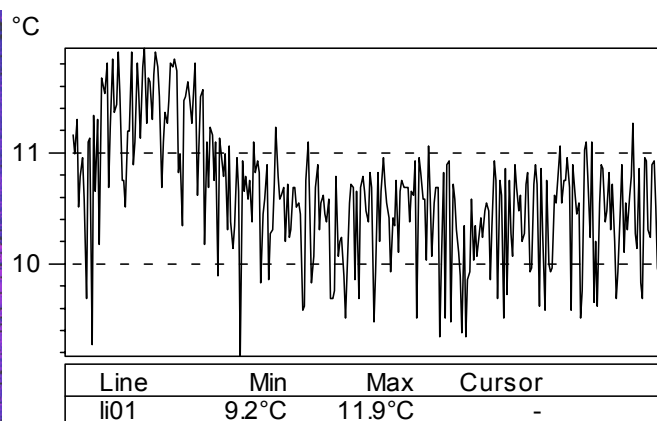


Рис. 8. Температурный профиль сечения, проведенный горизонтально по середине изображения на рис. 7, как и на рис. 9

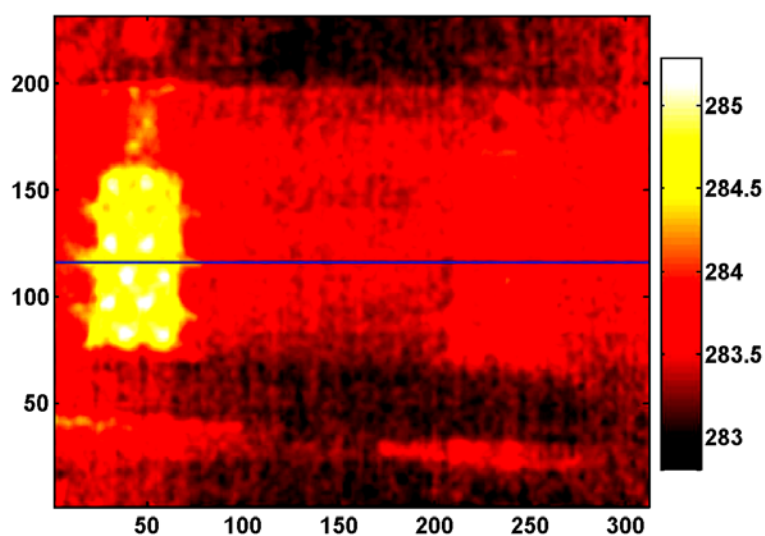


Рис. 9. Изображение двух фаз проходного изолятора после цифровой обработки в координатах пикселей приёмной матрицы

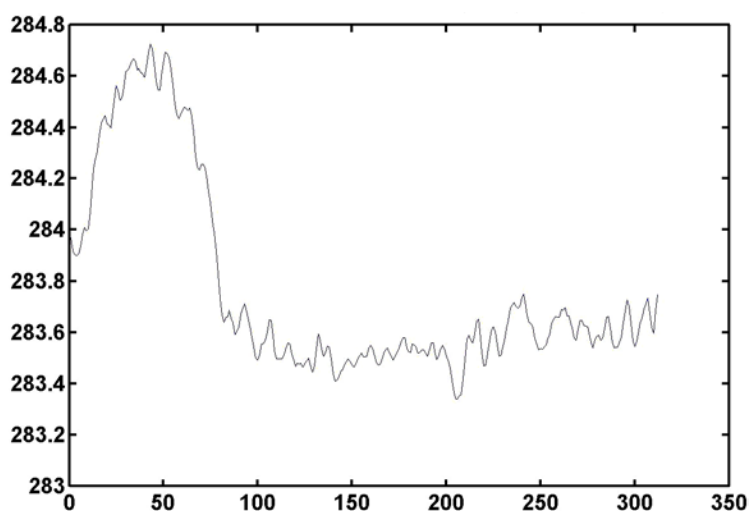


Рис. 10. Температурный профиль сечения в соответствии с рис.9 после цифровой обработки по подавлению пространственных шумов матрицы приёмника излучения. На оси ординат температура в градусах Кельвина, а на оси абсцисс координаты пикселей матрицы

Холодная фаза уже выделяется из шумов, но всё таки систематическая составляющая шумов матрицы отфильтровалась недостаточно хорошо. Причина заключается в том, что для пробной фильтрации использовался массив систематической погрешности, полученный для 24°C , а не для $10,5^{\circ}\text{C}$ среднего температурного уровня данного ИК изображения. Как показали исследования шумов данного тепловизора, при температуре $10,5^{\circ}\text{C}$ среднеквадратическое отклонение пространственных шумов приёмной матрицы в 2,4 раза больше, чем при 24°C . Нужно отметить, что шумы матрицы при конкретных измерениях в настоящее время регистрируются во время эксперимента при температуре окружающей среды.

Примеры фильтрации ИК изображений от систематических и случайных инструментальных шумов, вызываемых микроболометрической матрицей исследуемого тепловизора, показали возможность значительного повышения качества ИК изображений и точности измерений контрастов температуры низкоконтрастных малоразмерных объектов и их элементов. С помощью цифровой фильтрации было достигнуто уменьшение среднеквадратического отклонения инструментальных пространственно-временных шумов матрицы в 6–8 раз, что позволяет решать задачи измерения пространственного распределения температуры низкотемпературных малококонтрастных объектов.

Основной методический материал был получен по контролю контрастов температур между фазами трансформаторов тока U -образного типа.

На следующих рисунках приведены данные по распределению эффективной температуры, измеряемой тепловизором, по поверхности покрышек фаз трансформаторов тока в выделенных на изображениях областях. Чёрной линией на графиках показан ход средней эффективной температуры в вертикальной плоскости. Все исходные термограммы проходили осреднение по 6 тепловизионным кадрам одного и того же объекта с целью снижения случайной составляющей пространственно-временных шумов и далее выполнялась цифровая фильтрация по устранению систематической составляющей пространственных шумов матрицы в пределах выделенной на изображениях прямоугольной зоны.

На рис. 11 и 12 представлены изображение области измерений и измерения пространственного распределения эффективной температуры по покрышке одной отключённой фазы, находящейся при температуре окружающего воздуха.

Были проведены три независимых измерения температурного распределения по фазе через ~ 3-х часовой интервал времени. Эти 3 независимых измерения отключённой фазы имеют практически одинаковый вид и одинаковые аномалии, что подтверждает высокую степень подавления простран-

ственно-временных шумов матрицы при цифровой фильтрации. На графиках сплошной чёрной линией приведено распределение средней эффективной температуры, полученной с помощью цифрового фильтра текущего среднего. Только величина средней эффективной температуры может быть пропорциональна термодинамической температуре покрывки, по которой определяются аномалии температуры и производится сравнение температур фаз ТТ.

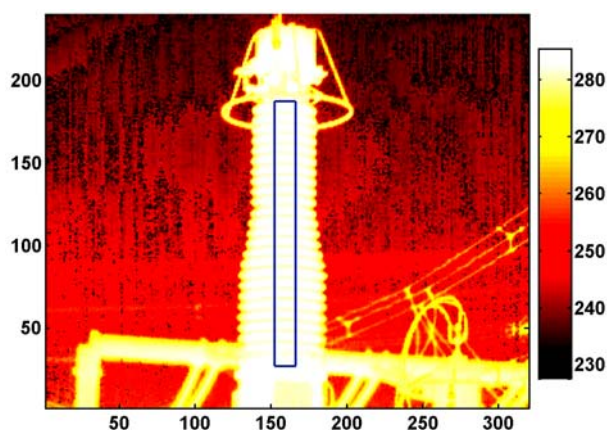


Рис. 11. Изображение фазы ТТ и прямоугольной области, подвергающейся обработке

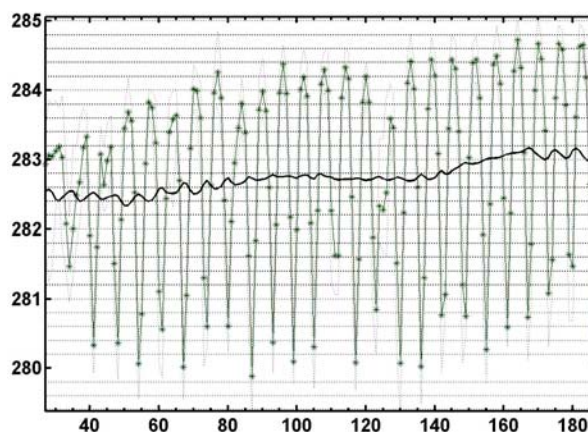


Рис. 12. Вертикальное распределение эффективной температуры по поверхности покрывки

Нужно отметить, что термодинамическая температура при отключённом состоянии фазы практически равномерна по поверхности покрывки, а неравномерности эффективной температуры, имеющие место на графиках, определяются геометрией поверхности покрывки, зависимостью коэффициента излучения фарфора от угла наблюдения и влиянием передаточной характеристики тепловизора на результаты измерений. Перепад эффективной средней температуры между верхней и нижней частью покрывки у отключённого ТТ составляет $\sim 0,5-0,6$ град.

Съёмка 3-х фаз ТТ осуществляется попарно: сначала регистрируются изображения фаз *A* и *B* на одном снимке, а затем фаз *B* и *C* на другом снимке. Поскольку фаза *B* присутствует на обоих снимках, можно сопоставить на одной шкале температурных контрастов температуры всех трёх фаз. Такая съёмка позволяет минимизировать низкочастотную временную составляющую погрешности измерения температуры, которая не устраняется при статистическом наборе из 6 кадров, поскольку, как было установлено, низкочастотная составляющая погрешности зависит даже от величины разряда батарей питания тепловизора, а регистрация 6 кадров производится за время $\sim 40-50$ сек.

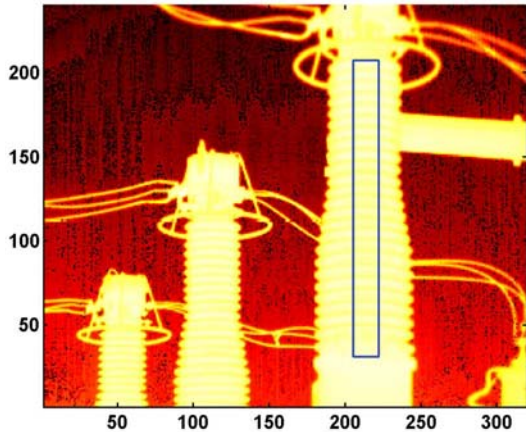


Рис. 13. Пример изображения пары фаз *A* и *B* или *B* и *C* ТТ с выделением прямоугольной области на фазах *A* и *B*

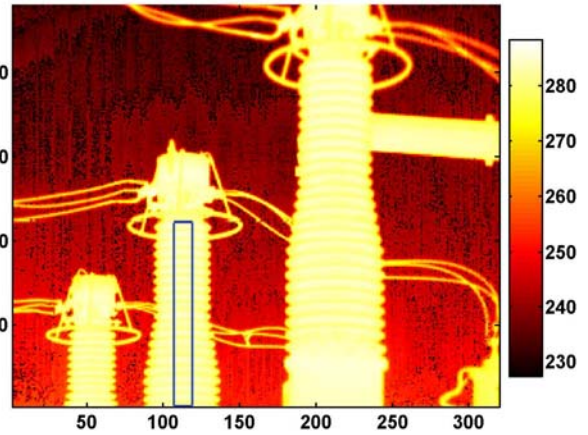


Рис. 14. Пример изображения пары фаз *A* и *B* или *B* и *C* ТТ с выделением прямоугольной области на фазах *B* и *C*

В качестве примера на рис. 15–18 приведены вертикальные распределения эффективной температуры, осреднённые в выделенных прямоугольных областях.

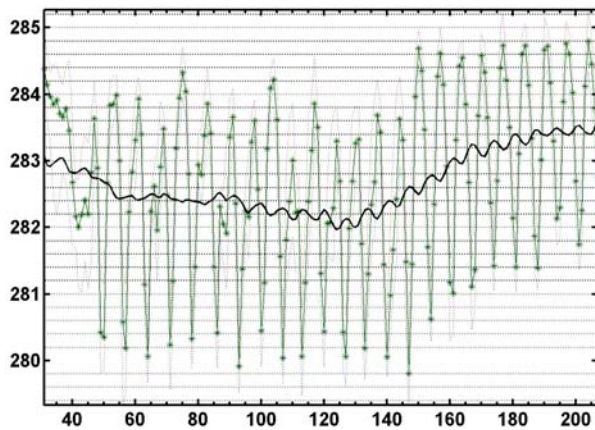


Рис. 15. Вертикальное распределение эффективной температуры. Фаза *A*

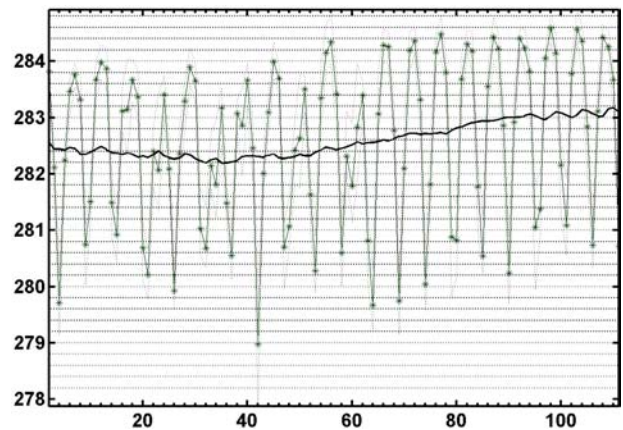


Рис. 16. Вертикальное распределение эффективной температуры. Фаза *B*

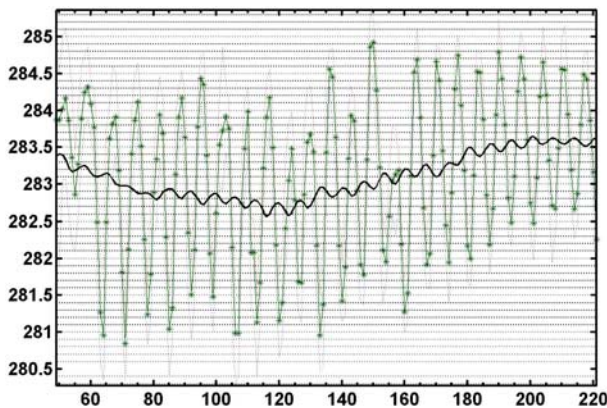


Рис. 17. Вертикальное распределение эффективной температуры. Фаза *B*

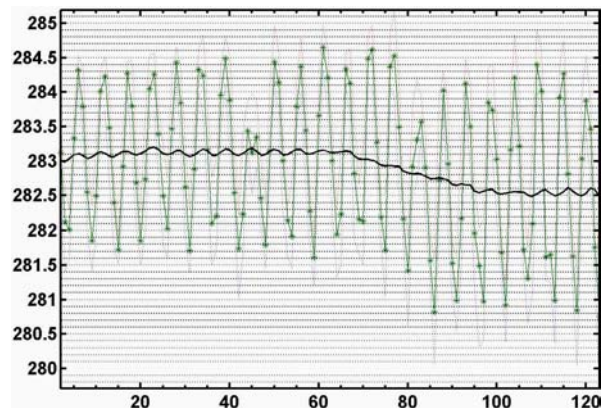


Рис. 18. Вертикальное распределение эффективной температуры. Фаза *C*

Из рассмотрения температурных распределений можно сделать вывод, что все три фазы имеют локальные источники нагрева: фазы *A* и *B* — в верхней части, фазы *C* — в нижней части. Результаты определения температурных контрастов между фазами по приведенным распределениям приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование оборудования	Разность температур фаз с фазой минимальной температуры (нижняя часть крыши)			Разность температур фаз с фазой минимальной температуры (верхняя часть крыши)		
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Фаза						
Линия 378 АТЗ, изм. 1	0.1	0.0	0.4	1.2	0.9	0.0

Если проводить измерение температур контрастов без учёта температурных распределений, а выбирать области измерения средней температуры произвольно в верхней и нижней части крыши, то можно получить совершенно противоположные результаты, как это было получено до расчёта профилей средней эффективной температуры. Результаты определения контрастов по верхней части крыши линии 378АТЗ приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование оборудования	Разность температур фаз А и В $\Delta T(A-B)$			$\Delta T(A-B)_{\text{ср}}$	Разность температур фаз С и В $\Delta T(C-B)$			$\Delta T(C-B)_{\text{ср}}$	фаза с миним. темп.	Разность температур фаз с фазой миним. температуры		
	1	2	3		1	2	3			<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Номер серии измерений												
Линия 378АТЗ	-0.02	-0.22	0.07	-0.05	-0.21	-0.1	-0.06	-0.12	<i>C</i>	0.07	0.12	0.0

По данным таблицы 3 трансформатор тока практически не имеет контраста температур фаз, в то время как температурные контрасты фаз *A* и *B* относительно фазы *C* составляют $1,2^\circ$ и $0,9^\circ\text{C}$, соответственно. **Это является примером основной методической ошибки измерений температурных контрастов трансформаторов тока.**

Проведен анализ распределения средней температуры по всей поверхности крыши трансформатора тока, что даёт наглядную картину неоднородностей температур, связанных с внутренними тепловыми источниками. Для примера приведём 3-х мерное представление термограмм некоторых трансформаторов тока.

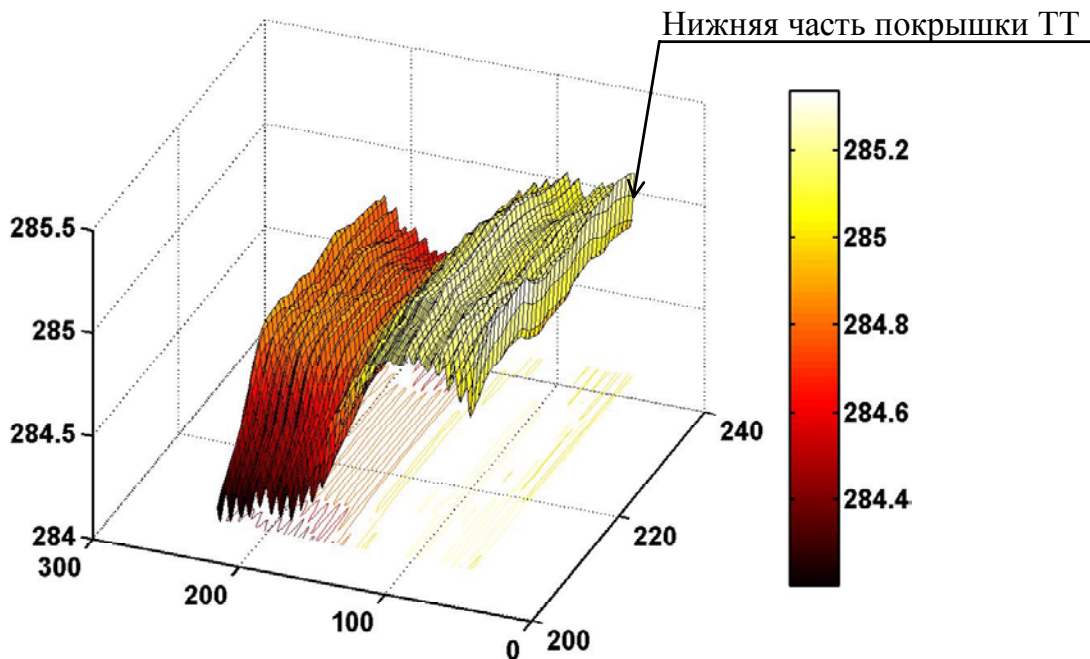


Рис. 19. Распределение средней температуры по видимой плоскости проекции трансформатора тока

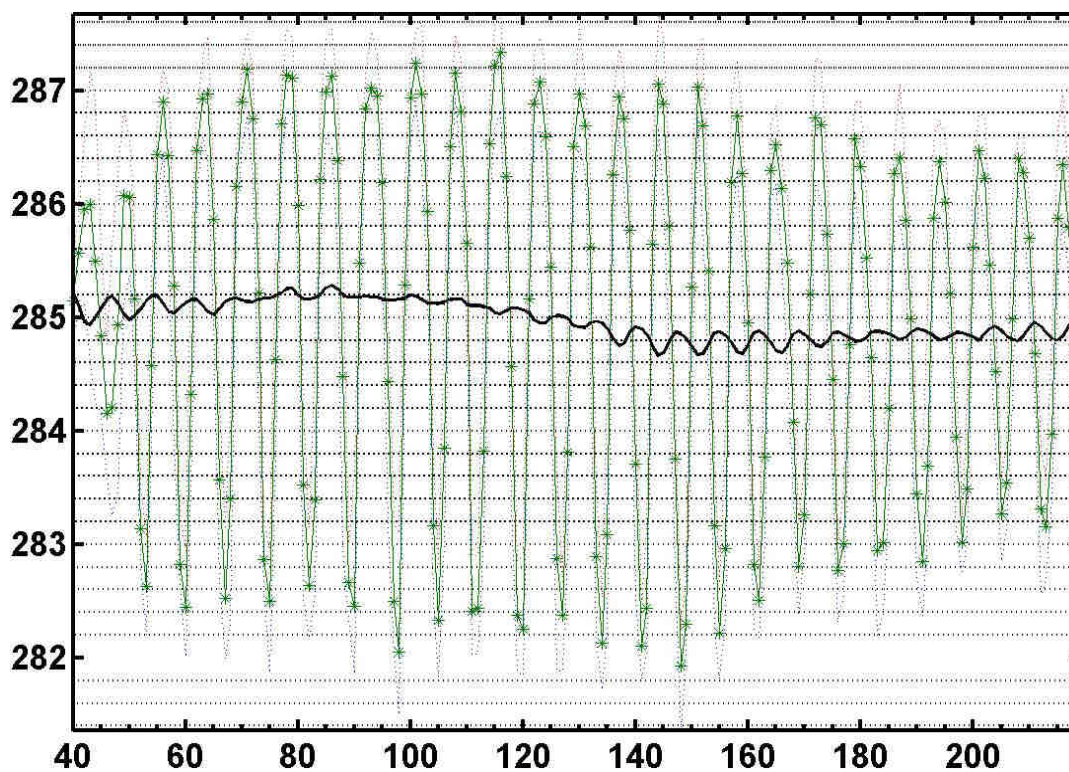


Рис. 20. Распределение средней температуры в вертикальном сечении по центру видимой плоскости проекции трансформатора тока

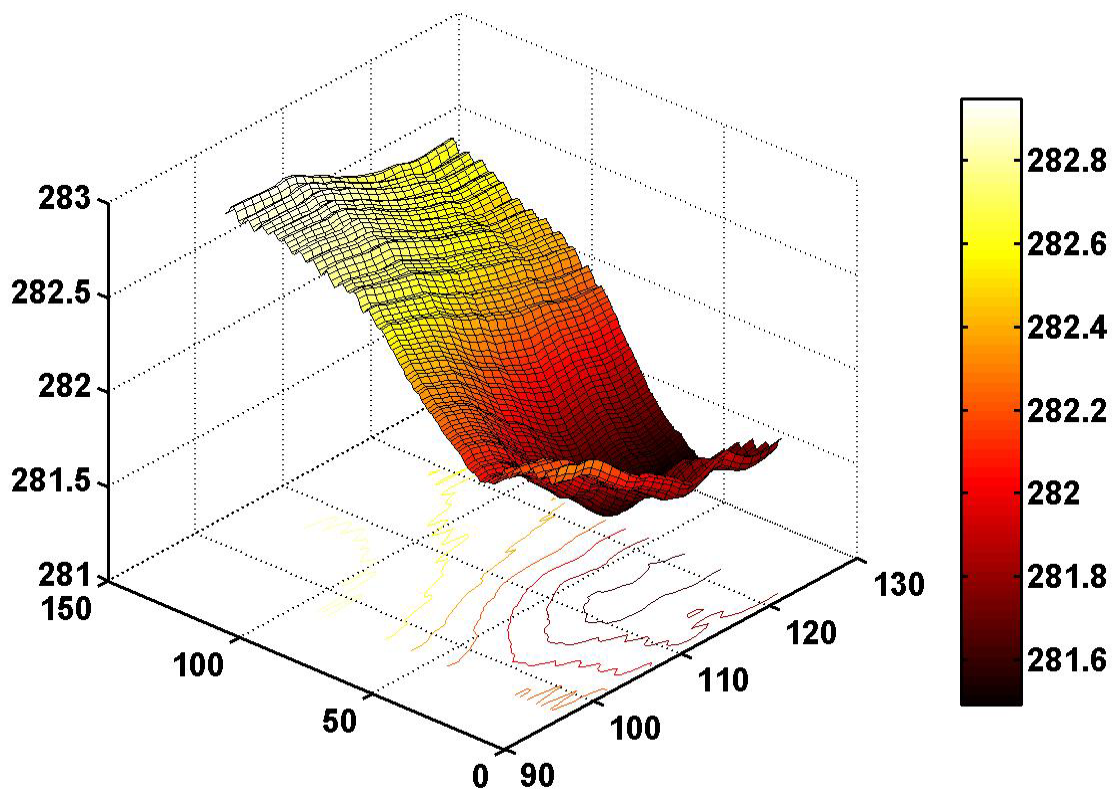


Рис. 21. Распределение средней температуры по видимой плоскости проекции трансформатора тока

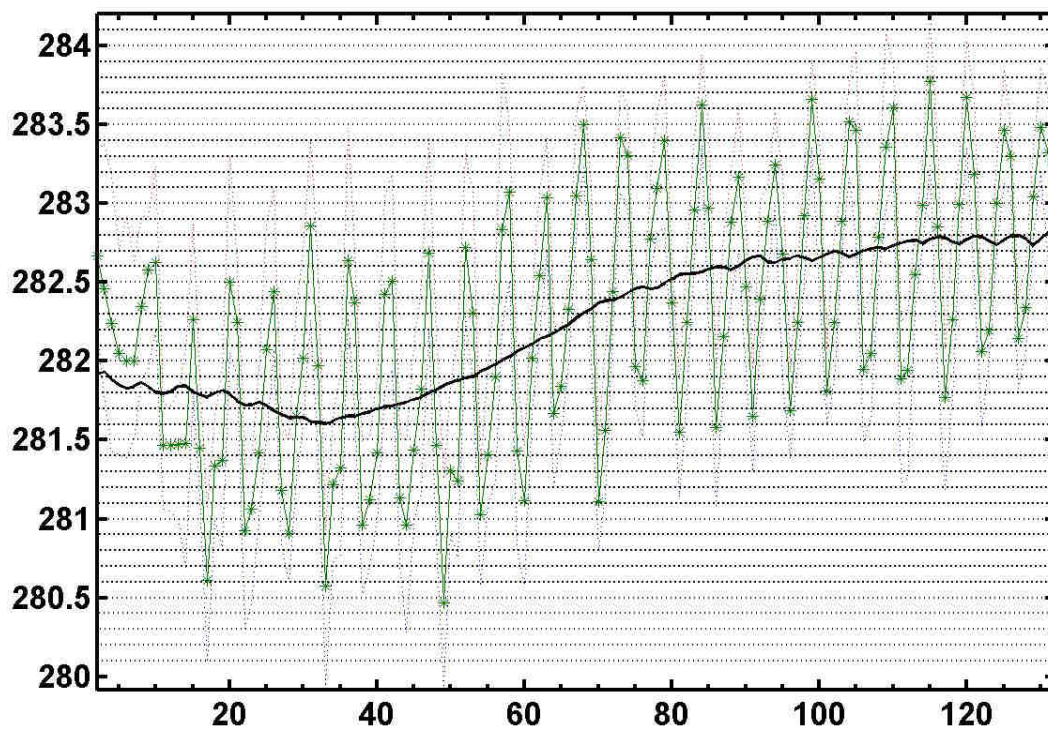


Рис. 22. Распределение средней температуры в вертикальном сечении по центру видимой плоскости проекции трансформатора тока

На приведенных рисунках видно, что фаза *B* имеет значительный перегрев нижней части покрышки $\sim 0,8^\circ$, а фаза *C* в верхней части покрышки $\sim 0,5^\circ$ по сравнению с отключённой фазой, приведенной на рис. 12. Эти оценки контрастов температур получены из сравнения относительных вертикальных профилей распределения температуры.

Температурные распределения дают возможность выявления локальных источников теплового нагрева внутри покрышки ТТ, связанных с увеличением диэлектрических потерь в обмотках трансформатора. Кроме того, температурные распределения, в отличие от измерений средней температуры в выделенной области покрышки, позволяют выявить области загрязнений покрышки трансформатора с целью коррекции измерения средней эффективной температуры, используемой для оценки относительного нагрева фаз.

Для более точного контроля состояния ТТ необходимо получать распределения эффективной температуры по поверхности покрышки в состоянии под нагрузкой, когда диэлектрические потери гарантированно малы, т. е. терморadiометрические наблюдения должны проводиться до и после включения ТТ под нагрузку, начиная с самого начала эксплуатации оборудования. **Контроль динамики изменения температурного распределения может оказаться самым точным и чувствительным способом выявления внутренних источников нагрева, связанных с увеличением диэлектрических потерь.**

Литература

1. Новицкий Л. А., Степанов Б. М. Оптические свойства материалов при низких температурах. – М.: «Машиностроение», 1980.
2. Основы инфракрасной термографии / Авт.: Афонин А. В., Ньюпорт Р., Поляков В. С. и др. – СПб: ПЭИПК, 2004.
3. Tadzhibaev A., Gass A. Infrared thermography inspection of vacuum circuit breakers // Proceedings of the Infrared Information Exchange. – 1999.
4. Шейкин А. А., Таджибаев А. И. Анализ характера развития дефектов в фарфоровых конструкциях и возможностей их выявления на основе тепловизионного контроля / В кн.: Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Вып. 4. – СПб: ПЭИПК, 2000.

Повышение надежности и технико-экономический показатель линий электропередачи при применении самонесущих изолированных проводов

Канискин В.А.

СПбГПУ, г. Санкт-Петербург

Колцун И.

Технический университет г. Кошице, Словакия

Воздушные линии (ВЛ) напряжением 6 (10) кВ являются важным элементом системы электроснабжения промышленных предприятий и объектов коммунального хозяйства. ВЛ 6 (10) кВ — сложный электротехнический комплекс, состоящий из проводов, разрядников, арматуры, изоляторов, заземляющих устройств, устройств защиты от аварийных режимов (перегрузок, атмосферных перенапряжений).

Общая протяженность ВЛ 6 (10) кВ в России в эксплуатации превышает 1,2 млн. км. В СССР только за 1986–1988 г.г. было построено более 100 тыс. км ВЛ 6–20 кВ. По состоянию на 01.01.1997 г. в эксплуатации находилось 698 тыс. км ВЛ 6–20 кВ, требующих замены или реконструкции, в том числе в ОАО «Ленэнерго» 450 км.

Надежность электроснабжения в значительной мере определяется надежностью ВЛ 6 (10) кВ. Ежегодно аварийно отключается примерно 10 % ВЛ 6 (10) кВ, находящихся в эксплуатации. Так в Краснодарском крае ежегодно наблюдается 25 отказов на 100 км ВЛ, в Башкирэнерго — 13, из них обрывов проводов — 25 %, схлестывание — 30 %. Анализ аварий ВЛ 6 (10) кВ показывает, что их основными причинами являются экстремальные климатические воздействия, неудовлетворительное строительство и эксплуатация элементов ВЛ (в том числе передвижных опор и грозовых разрядников), несоответствие длины пролетов и параметров опор. Наиболее распространенными видами повреждений ВЛ 6 (10) кВ являются междуфазные к. з., обрывы проводов, однофазные замыкания на землю. Частые повреждения ВЛ 6 (10) кВ происходят из-за обрывов проводов, сближения и схлестывания проводов, ветровых и гололедных нагрузок, наезда техники и т. д. Среднее время восстановления одного отказа ВЛ 6 (10) кВ составляет более 3-х часов, затраты на восстановление обозначим за единицу — 1, а ущерб, включая недоотпуск электрической энергии, может достигать — 2 единицы, поэтому особую актуальность приобретает необходимость повышения надежности ВЛ 6 (10) кВ путем снижения количества междуфазных к. з., замыканий на землю, повышения механической прочности проводов и опор. Сооружение ВЛ 6 (10) кВ требует отчуждения значительных площадей и значительных затрат, связанных с вырубкой и последующей периодической чисткой просек в лесной зоне.

Научно-технические достижения в области передачи и распределения электрической энергии показывают, что весьма эффективным способом повышения надежности и электробезопасности ВЛ 6 (10) кВ является строительство воздушных линий с изолированными проводами (ВЛИ).

Преимущества ВЛИ:

1. Существенное снижение механических повреждений из-за климатических воздействий (отсутствие налипания снега и отложение гололеда, давление ветра).

2. Уменьшение габаритов в местах пересечения и сближения с другими линиями, при прокладке в лесной зоне.

3. Сохранение питания потребителей при поломке (падении) опоры или частичном падении проводов на землю.

4. Снижение материалоемкости элементов ВЛИ, примерно на 40 %.

5. Уменьшение землеотводов в городах, пригородах и в сельских районах.

6. Возможность прокладки ВЛИ в парках, заповедниках и лесах I-й группы.

7. Приведение распределительных сетей городов и поселков в соответствие с эстетическими требованиями мировой практики.

8. Рабочая температура ВЛИ при изолировании полиэтиленом составляет 70 °С, при сшитом полиэтилене – 90 °С.

9. Применение ВЛИ 6 (10) кВ вместо ВЛ 6 (10) кВ уменьшение частоты отказов в среднем в 2,4 раза; уменьшение эксплуатационных расходов до 80 %.

Все эти преимущества ВЛИ были подтверждены в процессе их многолетней эксплуатации в различных, очень жестких климатических условиях в разных странах. Конструктивное исполнение ВЛИ, выбор сечений, способов монтажа и прокладки проводов в разных странах различаются в зависимости от класса номинального напряжения, местных условий и требований потребителя.

Впервые в Европе ВЛИ были построены более 30 лет назад. Наиболее эффективно в этом направлении начали работать Франция и Финляндия. В настоящее время ВЛИ характерны для Франции, Финляндии, Швеции и других стран Европы, а также для Америки, Австралии, Японии. Учитывая существенные преимущества ВЛИ в Японии в 1975 году запрещено выпускать и монтировать ВЛ до 20 кВ.

Из основных элементов ВЛИ являются самонесущие изолированные провода (СИП), которые и придают ВЛИ столько положительных качеств.

Рассмотрим общие характеристики ВЛ и ВЛИ на базе ЛЭП 6 (10) кВ, испытания СИП их результаты (электрические, механические) и грозозащиту воздушных ЛЭП.

Рассмотрены, в основном, СИП и на их основе ВЛИ 6 (10) кВ как имеющий наибольший опыт эксплуатации. В нашей стране производятся СИП для ВЛИ 20 кВ, а за рубежом СИП для ВЛИ до 35 кВ включительно; в Финляндии в опытной эксплуатации находится линия на напряжение 110 кВ.

1. Самонесущие изолированные провода (СИП)

Общая характеристика ВЛ 6 (10) кВ.

ВЛ 6–20 кВ является элементами внешнего и внутреннего электро-снабжения промышленных предприятий и объектов коммунального хозяйства; они представляют сложный электротехнический комплекс. Надежность электроснабжения в значительной мере определяется надежностью работы ВЛ 6–20 кВ.

Анализ аварий ВЛ 6 (10) кВ показывает, что их основными причинами являются климатические воздействия, неудовлетворенное строительство и эксплуатация элементов ВЛ, несоответствие длины пролетов и параметров опор.

В условиях электроснабжения предприятий наиболее распространенными видами повреждений ВЛ 6 (10) кВ являются междуфазные к. з., обрывы проводов, однофазные замыкания на землю (обрыв, сближение и схлестывание проводов, ветровые и гололедные нагрузки, наезды техники и т. п.).

Анализ результатов эксплуатации ВЛ 6 (10) кВ показывает, что необходимо повышать их надежность (снижение количества междуфазных к. з., замыканий на землю, повышение механической прочности проводов и опор).

Необходимо отметить, что сооружение ВЛ 6 (10) кВ требует отчуждения значительных площадей и затрат, связанных с вырубкой и последующей периодической чисткой просек в лесной зоне.

ВЛ 6 (10) кВ с самонесущими изолированными проводами.

Зарубежный опыт показывает, что эффективным способом повышения надежности и электробезопасности ВЛ является строительство воздушных линий (ВЛИ) с самонесущими изолированными проводами (СИП). В зависимости от номинального напряжения сети СИП делятся на два основных типа (рис. 1).

ВЛИ 6 (10) кВ выполняется с разнесенными пофазно проводами, экраны и заземления не предусматриваются. Электрическая изоляция в нормальном режиме не находится под напряжением; она выполняет защитные функции, существенно повышая надежность эксплуатации линии: исключает коррозию провода (повышает механическую прочность провода), существенно уменьшает междуфазное расстояние, защищает линию от птиц, падения или касания веток при ветре. В зависимости от класса напряжения используются различные изоляторы и высота опор. Толщина изоляции находится в пределах 1,7–2,5 мм.

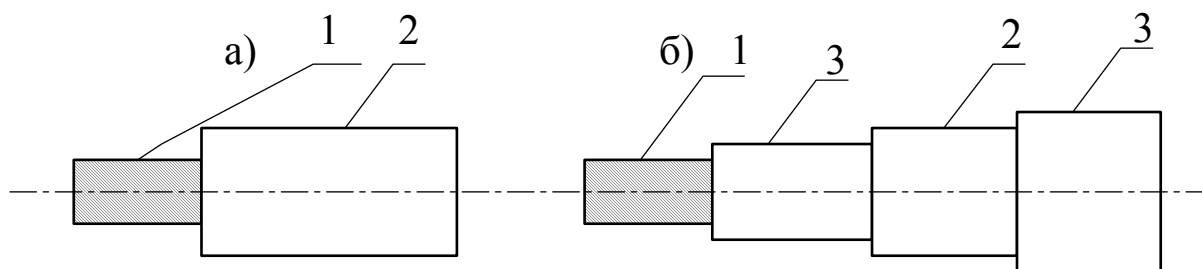


Рис. 1. Конструктивные особенности СИП напряжением 0,4–20 кВ (а) и 35 кВ (б).
1 — токопроводящая жила (ТПЖ); 2 — электрическая изоляция;
3 — полупроводящий экран (оболочка)

Все преимущества ВЛИ были подтверждены в процессе их многолетней эксплуатации в различных, в том числе очень жестких, климатических условиях различных стран.

«Нормативно-техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно-промышленных ВЛИ 6–20 кВ с проводами «SAX» (Москва, АО «РОСЭП», 1996) устанавливает нормы расстояний между изолированными проводами на опоре, в пролете, на двухцепных опорах, пересечения ВЛИ между собой или с ВЛ, расстояния от СИП до поверхности земли, воды и т. д.

Свойства материалов и параметры СИП.

Свойства СИП будут определяться свойствами изолированных материалов и проводников. Наиболее широкое применение для изоляции СИП нашли полиэтилен (ПЭ) и сшитый (вулканизированный) полиэтилен (СПЭ). ПЭ имеет хорошие технологические свойства для переработки, высокие диэлектрические характеристики и его можно получить в наиболее очищенном виде по сравнению с другими полимерами, что дает возможность принять его не только для низковольтных, но и для высоковольтных кабелей. Для изготовления кабелей применяются не чистые ПЭ, а ПЭ композиции с различными добавками: термо- и светостабилизаторами, антикоррозионными добавками, стойкими к окислению — антиоксидантами.

Наиболее пригодным материалом для изоляции силовых кабелей и проводов является СПЭ, который имеет пространственную структуру молекул. Электрические свойства СПЭ находятся на уровне свойств термопластичного ПЭ, а нагревостойкость выше (табл. 1).

Последнее очень важно, если сечение токопроводящей жилы выбирается из условий короткого замыкания. СПЭ, по сравнению с ПЭ, имеет повышенные механические свойства и влагостойкость, что объясняется его объемной (сетчатой) структурой, которая делает СПЭ с более плотной упаковкой и он становится терморезистивным (может размягчаться, но не плавиться).

Таблица 1

Тепловые свойства кабельных полимерных материалов

Материал	Длительно допустимая (рабочая) температура, °С	Предельно допустимая температура при коротком замыкании, °С
Полиэтилен	70	150
Сшитый полиэтилен	90	250
Поливинилхлорид	70	160
Этиленпропиленовая резина	90	250

Сети ВЛ работают длительное время при температуре 70 °С, такую же температуру выдерживает термопластичный ПЭ, но СПЭ имеет рабочую температуру 90 °С, что существенно увеличивает пропускную способность (передаваемую мощность) ВЛИ.

При всех преимуществах СПЭ для ВЛ имеется один существенный недостаток — неустойчивость к солнечной радиации, особенно опасно УФО (ультрафиолетовое излучение). Хорошим светостабилизатором против УФО является диспергированная сажа, получаемая химической промышленностью. Многочисленные испытания показали, что хорошо диспергированная в ПЭ сажа в количестве 2–2,5 % обеспечивает защиту СИП от УФО в течение всего срока их службы.

В Европе по производству СИП для ВЛИ занимаются финская фирма Nokia Cables (СИП марки «SAX») и французская фирма Cables de Lens (СИП марки «Торсада»). В пригородных сетях «Ленэнерго» были смонтированы ВЛИ 6 (10) кВ: финская фирма в г. Всеволожске, а французская фирма в г. Павловске. Свойства СИП и арматура для монтажа ВЛИ, изготовленные ОАО «Севкабель», по своим параметрам очень близким и СИП марки «SAX». Приведем основные характеристики СИП ОАО «Севкабель». СИП предназначены для передачи и распределения электрической энергии в ВЛИ и ответвлениях к вводам в жилые дома и хозяйственные постройки.

Таблица 2

Основные технические и эксплуатационные характеристики СИП

а) Технические характеристики		б) Эксплуатационные характеристики		
<i>Рабочее напряжение (50 Гц)</i>		<i>Режим эксплуатации</i>		
<i>СИП-1, СИП-1А</i>		<i>Допустимая температура нагрева жилы СИП, °С</i>		
СИП-1, СИП-1А	до 0,6/1 кВ	СИП-1, СИП-1А СИП-4	СИП-2, СИП-2А СИП-3, СИП-5	СИП-1, СИП-2, СИП-2А СИП-3, СИП-5
СИП-2, СИП-2А	до 0,6/1 кВ			
СИП-4, СИП-5	до 0,6/1 кВ			
СИП-3	до 20 кВ			
Температура окружающей среды при эксплуатации СИП можно проложит без предварительного подогрева при температуре	От -50°С до + 50°С	Нормальный режим	70	90
		Режим перегрузки (до 8 часов в сутки)	80	130
		Короткое замыкание с протеканием тока КЗ до 5 секунд	135	250

Таблица 3

Особенности конструкции СИП

СИП-1	Все жилы, за исключением нулевой несущей жилы, имеют изоляционный покров из светостабилизированного термопластического ПЭ
СИП-1А	Все жилы, в том числе нулевая жила, имеют изоляционный покров из светостабилизированного СПЭ
СИП-2	Все жилы, за исключением нулевой несущей жилы, имеют изоляционный покров из светостабилизированного термопластического СПЭ
СИП-2А	Все жилы, в том числе нулевая несущая жила, имеют изоляционный покров из светостабилизированного СПЭ

1. СИП «Аврора» на напряжение 0,6/1 кВ: СИП-1; СИП-1А; СИП-2; СИП-2А. Стандарт: изготавливаются по ТУ 16.К71-268-98; соответствует международному гармонизированному стандарту HD 625 S1(CENELEC), части 5D и 6D, части 3 и 4F.
2. СИП «Рассвет» на напряжение 0,6/1 кВ: СИП-4, СИП-5. Особенности конструкции: СИП-4 — все жилы имеют изоляционный покров из светостабилизированного термопластического ПЭ (отдельная несущая жила в конструкции отсутствует); СИП-5 — все жилы имеют изоляционный покров из светостабилизированного СПЭ (отдельная несущая жила в конструкции отсутствует).
3. Провода с защитной изоляцией «Заря» на напряжение до 20 кВ: СИП-3. Стандарт: изготавливается по ТУ 16.К 71-272-98 до 20 кВ; соответствует финскому стандарту SFS 5791, 1994 г., до 20 кВ. Особенности конструкции: одножильный провод, в котором уплотненная сталеалюминевая жила имеет изоляционный покров из светостабилизированного СПЭ.

2. Параметры и характеристики надежности ВЛИ

Факторы, влияющие на надежность ВЛИ.

Особенностью СИП, независимо от класса напряжения и различия в конструкции, является их открытая прокладка в воздухе. Поэтому при выборе типа изоляции следует учитывать целый ряд влияющих факторов:

- а) перепад температур от повышенных до пониженных;
- б) повышенная влажность с ее конденсацией на поверхности;
- в) солнечное (в частности УФ) облучение;
- г) загрязнение (соляной туман, пыль и т. п.);
- д) механические воздействия (вибрация, растягивающие усилия и т. п.).

Основными результатами воздействия окружающей среды на СИП могут быть: механическая перегрузка, растрескивание изоляции, увлажнение и окисление изоляции, которые приводят к изменению физико-химических свойств полимера и проводника и механическому повреждению провода.

Для внедрения рядом отечественных и зарубежных фирм предлагается различная номенклатура изолированных и неизолированных проводов, параметры которых указываются в соответствии с национальными стандартами производителей. Различия конструкций, приводимых параметров и методов их определения затрудняют их сопоставление и выбор в соответствии с требованиями стандартов РФ с учетом условий различных предприятий Северо-Запада.

Поэтому были проведены электрические и механические испытания СИП отечественного и зарубежного производства.

Электрические и механические испытания СИП.

Проведены сравнительные электрические и механические испытания проводов: а) отечественные алюминиевые А-70 и сталеалюминевые АС-70; б) скрученные провода «Торсада» (Франция) $3 \times 70 + 70$ для ВЛИ 0,4 кВ; в) СИП фирмы Cableries de Lens (Франция) сечением жилы $54,6 \text{ мм}^2$ для ВЛИ 6 кВ; г) СИП «SAX-70» (финские) для ВЛИ 10 кВ.

Скрученные провода «Торсада» для ВЛИ 0,4 кВ, по параметрам их фазных проводов по материалу, толщине и наружному диаметру изоляции близки к СИП, предназначенным для напряжения 6 и 10 кВ. Были выявлены запасы прочности по электрическим и механическим параметрам.

Для определения электрической прочности изоляции концы СИП погружали в сосуд с трансформаторным маслом. Для испытаний, имитирующих междуфазное перекрытие, использовали два образца переплетенных между собой, по крайней мере, в двух местах. Для испытаний, имитирующих воздействие упавшего дерева, к образцу в средней его части через колоду с желобом диаметром 180 мм подвешивается сосредоточенный груз —

чугунные слитки массой 250 кг. Концы нагруженного провода закрепляли специальными зажимами к фланцам опорных изоляторов, расстояние между которыми фиксировали бакелитовыми трубками и составляло 1500 мм. Поверх зажимов надевали алюминиевые экраны. Применение экранов и специальных концевых разделок обеспечивало проведение большого числа испытаний без перекрытия провода.

Величины напряжений кратковременных испытаниях приведены в табл. 4, при длительных испытаниях — в табл. 5, сравнительные характеристики СИП (результаты испытаний) приведены в табл. 6.

Таблица 4

Электрические испытания повышенным напряжением

$U_{\text{ном}}$, кВ	0,6/1	3,0	6,0	10,0	20,0
Без груза — 10 мин					
$U_{\text{исп}}$, кВ	3,5	9,5	15	25	—
С грузом 250кг — 5 мин					
$U_{\text{исп}}$, кВ	4	7	11	18	30

Таблица 5

Длительные испытания (ГОСТ 24183-80), непрерывно 4 часа

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10
$U_{\text{исп}}$, кВ	18	30

Таблица 6

Сравнительные характеристики СИП

Тип СИПа	$U_{\text{пр}}$, кВ	$U_{\text{длит}}$, кВ, 4 час	$U_{\text{пр}}$, кВ, при схлестывании
«Торсада» (жила 3+9) 0,4 кВ; фаза	40–45	18 кВ (по программе 10 кВ) без пробоя	65
—"; трос	32–33	—"	65
Cableries de Lens, 6 кВ	30–33	—"	46–65; эксцентриситет проводов жилы
«SAX-70» (жила 1+6) шестиугольн.	41–43	30 кВ (по программе 20 кВ) без пробоя	65 (нет эксцентриситета жилы).

Примечание:

- Толщина средняя электрической изоляции СИП «Торсада» составляет 1,8 мм;
- При механических испытаниях определяли разрывное усилие и удлинение.

Все испытанные провода имели примерно одинаковую толщину изоляции. Электрическая прочность проводов «Торсада» 0,4 кВ и «SAX» примерно в 1,5 раза больше, чем проводов фирмы Cableries de Lens 6 кВ и троса «Торсада». Анализ мест пробоя показал, что провода с низкой электрической прочностью имеют эксцентриситет токопроводящей жилы относительно наружной поверхности изоляции; все пробои происходили в местах с наиболее тонкой изоляцией.

Проверка и сравнение основные механических характеристик СИП различных фирм-изготовителей проводили с целью использования полученных результатов для выбора и проектирования ВЛИ с использованием СИП напряжением до 10 кВ.

Механические испытания выполнили на разрывной машине FPZ-100/1; испытания проводили с записью диаграммы растяжения $F-\Delta\ell$ удлинение. Разрушение провода происходит путем образования шеек в отдельных проводах. Процесс образования шеек происходит либо одновременно, либо по смещенному варианту. При образовании шейки в очередной проволоке последняя сразу же исключается из работы и общая нагрузка скачком уменьшается на ту долю, которую брала на себя упомянутая проволока. Результаты механических испытаний сведены в табл. 7.

Таблица 7

Результаты механических испытаний проводов
различных фирм-изготовителей

Марка провода	Разрывное усилие F , кН	Усредненный предел прочности σ_n , МПа
Провод А-70	7,8	100
	10,2	132
	10,8	140
	9,8	127
Провод АС-70	26,1	338
	25,5	330
	24,0	310
	24,9	322
	24,4	315
	27,0	350
Фазный провод «Торсада»	10,8	183
	10,1	170
Трос провода «Торсада»	21,6	320
	21,0	312
	21,5	320
Провод фирмы Cableries de Lens, 6 кВ	17,5	320
	17,0	310
	17,2	315
	17,6	322
Провод «SAX»-70	23,8	388
	24,9	300
	24,3	295

Общее разрывное усилие F практически равно сумме разрывных усилий $F_{\text{макс}}$ отдельных проволок ТПЖ. Усредненный предел прочности $\sigma_{\text{н}}$ для сталеалюминиевых проводов АС-70 получен как отношение разрывного усилия к суммарной площади поперечного сечения, т. е. к сумме площадей алюминиевых и стальных проволок.

Испытания отдельных проволок, составляющих ТПЖ изолированных и неизолированных проводов, позволило определить пределы прочности материала, рассчитать по удлинению образца к моменту образования шейки, относительную равномерную остаточную деформацию $\varepsilon_{r \text{ равн}}$ (табл. 8).

Таблица 8

Механические характеристики отдельных проволок,
входящих в провода различных марок

Материал, алюминиевый сплав проволаки	Предел прочности $\sigma_{\text{н}}$, МПа	Остаточная равномер- ная относительная де- формация удлинения $\varepsilon_{r \text{ равн}}$, %	Упругое равно- мерное относи- тельное удлинение, $\Delta \ell_{\text{упр}}$, %
СИП фирмы Cableries de Lens, 6 кВ	330	4–6	0,47
СИП «SAX»-70	300	2–4	0,43
Трос «Торсада»	320	4–6	0,44
Фаза «Торсада»	175	2–3	0,25
Алюминиевая проволока провода А-70 и АС-70	154	2–4	0,22
Стальная проволока провода АС-70	1545	8	0,77

Испытания отечественных сталеалюминиевых проводов показали предел прочности $\delta_{\text{н}}=325$ МПа, что близко к аналогичной величине зарубежных проводов «SAX»-70 и фирмы Cableries de Lens 6 кВ. В отечественных сталеалюминиевых проводах не происходит пластической деформации из-за стального провода, поэтому не происходит постоянное увеличение стрелы прогиба ЛЭП; у алюминиевых проводов постоянно увеличивается стрела провисания при гололедных нагрузках. Поэтому применяют не алюминиевые провода, а алюминиевые сплавы.

*Сравнение показателей надежности воздушных линий
с изолированными и голыми проводами.*

ОАО «Ленэнерго» выполнило сравнение показателей надежности ВЛ и ВЛИ на основе статистических данных по отказам в воздушных линиях и оценено поведение СИП в экстремальных условиях. Воздушная линия рассматривается как сложная электромеханическая структура, состоящая из последовательно соединенных элементов: проводов, изоляторов, разрядников, траверс, опор и заземляющих устройств. Отказ одного из элементов приводит к отказу всей линии. Сбор статистических данных по отказам воздушных линий проводился в соответствии с «Указаниями по заполнению ведомостей нарушений в воздушных распределительных сетях 0,4–20 кВ Министерства энергетики и электрификации СССР», Союзтехноэнерго, М., 1984 и «Рекомендациям по организации учета и анализа отключений в воздушных электрических сетях напряжением 0,38–20 кВ», ОРГРЭС, М., 1984.

Длина ВЛ 6/10 кВ в ОАО «Ленэнерго» составляет 16085 км, подлежит замене 450 км. Данные по отказам сведены в табл. 9.

Таблица 9

Сводные данные по отказам ВЛ 6(10) кВ
по ОАО «Ленэнерго» за 1991–1995 годы

	Всего: n	Всего: n_1	Всего: n_2	Всего: n_3	Всего: n_4
Всего по «Ленэнерго»	5458	$\frac{686}{10,7\%}$	$\frac{470}{8,3\%}$	$\frac{2721}{51\%}$	$\frac{1624}{30\%}$
В среднем за год	1100	$\frac{137}{12,4\%}$	$\frac{94}{8,6\%}$	$\frac{544}{49,5\%}$	$\frac{323}{29,5\%}$

Примечание: в числителе — количество отказов, в знаменателе — в %.

n_1 — коррозия, старение электрической изоляции, загнивание древесины и т. п.

n_2 — атмосферные перенапряжения, ветер, гололед, температура.

n_3 — падение и приближение деревьев, перекрытие птицами и т. п.

n_4 — недостатки проектирования, дефекты монтажа конструкции, транспортировка.

В ОАО «Ленэнерго» частота отказов на 1 км линии составляет:

ВЛ средняя $K_{\text{отк}}=0,0684 \text{ год}^{-1}$;

ВЛИ средняя $K_{\text{отк}}=0,0287 \text{ год}^{-1}$ (n_1 и $n_4 \rightarrow 0$).

При замене ВЛ на ВЛИ $K_{\text{отк}}$ уменьшится в 2,055–2,925 раза, в среднем 2,384 раза.

Как видно из табл. 9 наибольшее количество отказов $n_3=49,5\%$ происходит из-за падения деревьев и их приближения (касание ветками), перекрытия птицами и т. п. Следующее по величине количество отказов $n_4=29,5\%$ происходит из-за недостатка проектирования, дефекты монтажа и конструкции, транспортировка и хранение и т. п. Таким образом, существенным резервом повышения надежности является для ВЛ 6 (10) кВ: повышение механической прочности и повышение качества проектирования и строительства линий.

При переходе от ВЛ к ВЛИ с СИП, благодаря физико-химическим свойствам СИП, представляется, что группа отказов n_1 и n_4 в процессе эксплуатации практически будет отсутствовать. Это подтверждается результатами эксплуатации ВЛИ 6 (10) кВ.

На рис. 2 приведены сравнительные данные по частотным отказов на 100 км воздушных линий электропередач с изолированными (СИП) и неизолированными проводами в энергосистемах Финляндии и ОАО «Ленэнерго». Как следует из рисунка частота отказов в энергосистемах Финляндии ниже, что объясняется более высоким качеством проектирования, изготовления и монтажа воздушных линий 6 (10) кВ. Применение изолированных проводов (СИП) в энергосистемах Финляндии позволило в 5 раз снизить частоту отказов.

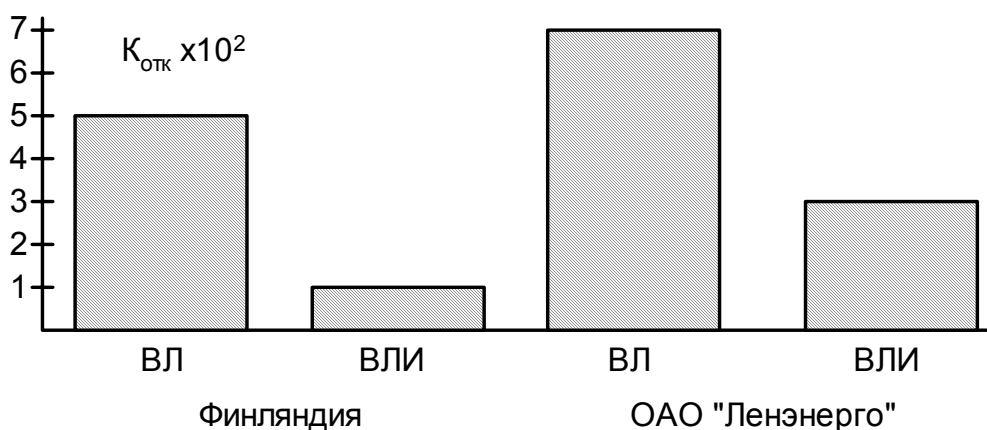


Рис. 2. Частота отказов воздушных линий

3. Грозозащита воздушных линий с изолированными проводами 6 (10) кВ

Грозопоражаемость ВЛ 6 (10) кВ с изолированными и голыми проводами.

Прямой удар молнии в ВЛ 6 (10) кВ явление крайне редкое, т. к. она экранируется лесом, застройкой, трубами, высоковольтными линиями 110 кВ и выше. При прямом ударе молнии в провода линии или в опору неизбежны очень серьезные повреждения: пережог провода, повреждение изоляции, элементов опоры и ее заземления (параметры молнии: амплитуда перена-

пряжений — тысячи кВ, а ток — сотни кА). При грозе наиболее вероятно наведенное перенапряжение на проводах линии при грозовых разрядах на землю вблизи ВЛ.

Разность потенциалов между проводом и траверсой опоры приведет к перекрытию на траверсу. Импульсный наведенный ток при прохождении через сопротивление опор и заземлителя вызывает на элементах опоры очень высокий потенциал, который приведет к обратному перекрытию с опоры на другую фазу. Все это происходит практически мгновенно (мкс), образуя столь сильно ионизированную зону вблизи изоляторов, что неизбежен переход импульсного фазного замыкания в межфазное.

По ионизированному пути импульсного разряда загорится силовая дуга рабочего напряжения линии. При устойчивом горении этой дуги линия будет отключена релейной защитой (через доли секунды).

При определенных условиях может не произойти переход импульсного перекрытия в устойчивую дугу к. з.. Основными факторами, определяющими возможность устойчивого горения дуги, являются:

а) соотношение рабочего и безопасного градиентов напряжения вдоль пути перекрытия;

б) скорость восстановления напряжения (это подтверждается экспериментом и опытом эксплуатации ВЛИ).

Рабочий градиент напряжения — напряженность, определяется по формуле, кВ/м:

$$E_p = U_m / \ell_{из},$$

где U_m — максимальное значение рабочего напряжения, кВ; $\ell_{из}$ — длина пути перекрытия по изоляции (изоляция провода, фарфор/стекло изолятора, воздух), м.

Величина безопасного $E_{p\delta}$, при котором вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу, очень мала, устанавливается экспериментально.

Величина безопасного $E_{p\delta}$ зависит от среды, в которой горит дуга. Так, при горении дуги в воздухе или на поверхности фарфора величина безопасного градиента $E_{p\delta}=10$ кВ/м, при горении вдоль поверхности древесины $E_{p\delta}=15-20$ кВ/м.

Исследования показали, что чем больше отношение $E_p/E_{p\delta}$, тем больше вероятность перехода импульсного перекрытия в устойчивую силовую дугу (на линиях с металлическими опорами, где $E_p/E_{p\delta}=7$, отключения происходят часто; на ВЛ 110 кВ с деревянными опорами, где $E_p/E_{p\delta}=2$, отклю-

чения происходят значительно реже; ВЛ 35 кВ с деревянными опорами отключения происходят чрезвычайно редко, т. к. для них $E_p/E_{p\delta} \cong 1$).

Для ВЛ 6 (10) кВ данных по $E_p/E_{p\delta}$ нет. При необходимости для различных типов опор и изоляторов устанавливается экспериментально.

При импульсном перекрытии ВЛ 6 (10) кВ (мкс) импульсная дуга свободно передвигается по проводу, обжигая провод, зажимы, изоляторы и элементы опор. При горении силовой дуги возможно оплавление металлических деталей, арматуры, пережог проводов в подвесных зажимах, сильные ожоги, растрескивание глазури изоляторов вплоть до их разрушения.

При грозовых разрядах в землю вблизи ВЛИ 6 (10) кВ на СИП возникают индуктированные перенапряжения. Импульсный наведенный ток при прохождении через сопротивление опоры и заземлителя может вызвать на элементах высокий потенциал, который приведет к обратному перекрытию на другую фазу с повреждением изоляции провода. По ионизированному пути импульсного разряда может возникнуть дуга рабочего напряжения. При устойчивом горении этой дуги линия будет отключена релейной защитой.

Условия перехода импульсного перекрытия в устойчивую дугу для ВЛИ вероятно те же, что и в случае с традиционными проводами ВЛ. Основными факторами, определяющими возможность устойчивого горения дуги, является соотношение рабочего и безопасного градиентов напряжения вдоль перекрытия, а также скорость восстановления напряжения. Безопасный градиент напряжения, при котором вероятность перехода импульсивного покрытия в силовую дугу очень мала, устанавливается экспериментальным путем.

Характер повреждений ВЛИ 6 (10) кВ с СИП:

а) при импульсном перекрытии дуга прожигает изоляцию провода и произойдет перекрытие изолятора ВЛИ на траверсу;

б) при опоре металлической или железобетонной импульсный ток может создать на элементах опоры напряжение, достаточное для обратного перекрытия с опоры на другую фазу с прожогом изоляции провода;

в) при деревянной опоре перекрытие практически маловероятно. Возникновение силовой дуги и условия ее устойчивого горения определяет характер повреждения ВЛИ: при СИП дуга будет поддерживаться локально до срабатывания защиты, до отключения, возможно до повреждения провода, растрескивания изолятора, оплавления или пережога арматуры.

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (М.: Энергоатомиздат, 1992) грозозащита воздушных линий 6 (10) кВ не предусматривается. Однако в таких странах, как Финляндия, Франция, Швеция, Нор-

вегия, США и Япония грозозащита ВЛ/ВЛИ 6 (10) кВ экономически оправдана и выполняется на участках линии или всей длине в зависимости от требования потребителей и надежности электроснабжения.

В России с 1996 г. в соответствии с «Правилами устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением 6–20 кВ с проводами «SAX» (М.: АО «РОСЭП», 1996) на ВЛИ 6 (10) кВ должны быть установлены устройства защиты проводов от грозовых перенапряжений:

а) в зонах со среднегодовым числом грозовых часов не менее 80 при прохождении ВЛИ по открытой и высокой местности;

б) при прохождении ВЛИ вдоль дорог и спортивных трасс, в местах пересечений с ними;

в) в населенной местности;

г) грозозащита подходов ВЛИ к подстанциям должна выполняться в соответствии с ПУЭ (1992 г.).

Система грозозащиты ВЛ 6 (10) кВ с изолированными проводами.

Рассмотрим известные системы грозозащиты ВЛ 6 (10) кВ с СИП.

В США предложено для грозозащиты ВЛИ удалять твердую изоляцию на участке линии вблизи опоры, а на границе изоляции устанавливать массивные зажимы (рис. 3).

При перенапряжении происходит грозовое перекрытие 6 изолятора 3 на неизолированный участок СИП. Это перекрытие переходит в силовую дугу 7, которая под действием электродинамических сил перемещается по проводу до тех пор, пока не дойдет до границы изоляции, на которой установлен массивный зажим 2. Далее дуга не перемещается и продолжает гореть до тех пор, опираясь одним концом на зажим 5, пока линия не будет выключена релейной защитой. В случае системы с заземленной нейтралью (как например, в США) токи к. з. весьма велики и автоматика относительно быстро реагирует на к. з. и отключает поврежденную линию. Однако происходит значительное обгорание зажимов 2, что определяет необходимость их периодической замены.

Кроме этого, образование силовой дуги приводит к необходимости отключения линии.

Удаление твердой изоляции на участке вблизи опоры может являться причиной коррозии элементов ВЛИ, связанных с этим отказов и повышения трудоемкости сооружения и эксплуатации ВЛИ.

В Финляндии для грозозащиты используется система, показанная на рис. 4.

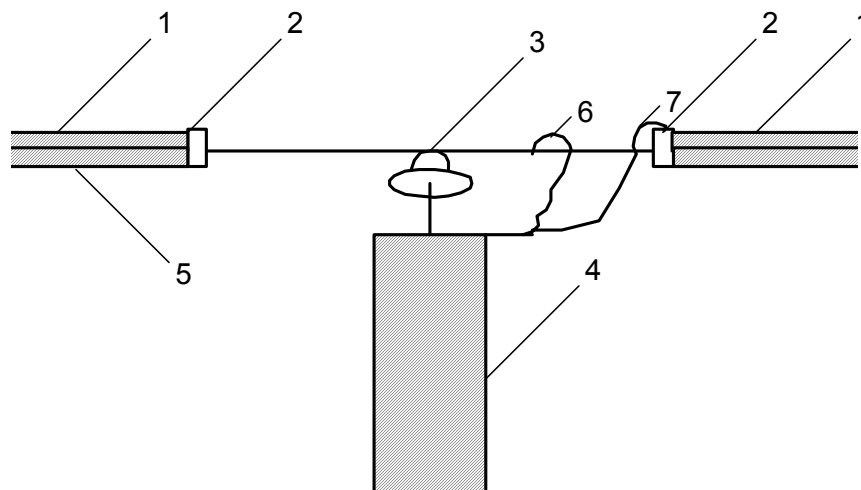


Рис. 3. Американская система защиты линий от дуговых повреждений при помощи массивных зажимов. 1 — СИП; 2 — массивный зажим; 3 — изолятор; 4 — опора; 5 — изоляция СИП; 6 — грозовое перекрытие; 7 — дуга

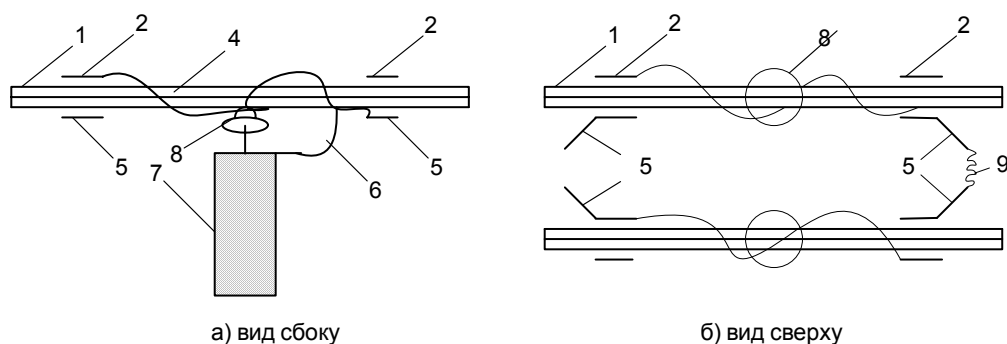


Рис. 4. Финская система защиты линии от дуговых повреждений при помощи «рогов». 1 — СИП; 2 — прокалывающий зажим; 3 — спираль; 4 — изоляция СИП; 5 — рог; 6 — грозовое перекрытие; 7 — опора; 8 — изолятор; 9 — дуга

При перенапряжении происходит однофазное перекрытие 6 на землю (рис. 4) и образуется дуга 9, которая перемещается по металлической спирали 3, на витой поверх изоляции 4 провода СИП 1. Под действием электродинамических сил дуга 9 переходит на рог 5 и далее перекидывается на расположенный вблизи (на расстоянии, примерно, 30–40 см) рог средней фазы (рис. 4б). Таким образом однофазное к. з. переходит в двухфазное. Дуга двухфазного к. з. горит между рогами 5 до тех пор, пока линия не будет отключена, что приводит к значительному обгоранию рогов; поэтому необходима периодическая их замена. Кроме того, двухфазные к. з. создают сильные электродинамические воздействия на обмотки трансформаторов, что приводит к ускоренному износу их изоляции и всего оборудования в целом. Частые коммутации увеличивают затраты на профилактические ревизии коммутационного оборудования.

В Японии широкое распространение для грозозащиты ВЛ получили нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) (рис. 5); более 1 млн. штук их уже установлено в энергосистемах и 5 млн. штук планируется установить в будущем.

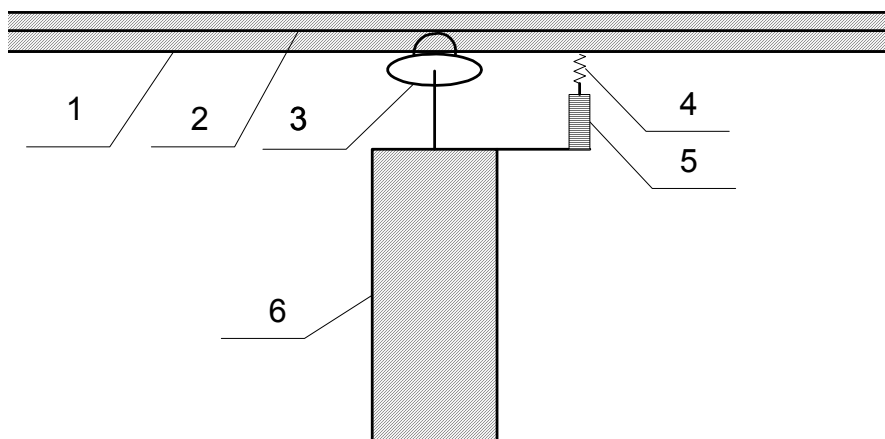


Рис. 5. Японская система защиты линии от грозовых перенапряжений при помощи массива ОПН. 1 — СИП; 2 — изоляция; 3 — изолятор; 4 — грозовое перекрытие; 5 — ОПН; 6 — опора

ОПН подключаются через искровой промежуток и рассчитан на ток грозового перенапряжения 2,5 кА, т. к. 95 % измеренных в японских распределительных линиях грозовых токов имеют величину менее 1 кА. ОПН эффективно ограничивают индуктированные перенапряжения. В случае относительно редкого события превышения тока грозового перенапряжения сверх расчетного уровня ОПН повреждаются.

Любую систему грозозащиты ВЛИ, в том числе и с ОПН, весьма желательно устанавливать параллельно каждому изолятору. При массовой установке главная проблема ОПН — их высокая цена. Ориентировочно один ОПН на 10 кВ стоит 100–120 долларов США.

В системе «Ленэнерго» разрабатывается перспективная комплексная программа повышения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей. В частности, при реконструкции ВЛ 10 кВ предполагается переход на изолированные провода с устройством грозозащиты ВЛИ.

В «Ленэнерго» основная часть ВЛ 6 (10) кВ имеет железобетонные и металлические опоры, поэтому принято решение о применении принципиально нового подхода к грозозащите ВЛИ, основанного на использовании длинно-искровых грозозащитных разрядников (ДИГР, РДИП), простых по конструкции, надежных и дешевых устройств (НПО «Стример» г. С-Петербург).

На основе обобщения результатов зарубежных и отечественных исследований и опыта эксплуатации действующих ВЛ в России принято нор-

мативное соотношение, позволяющее оценить вероятность возникновения силовой дуги при грозовых перекрытиях изоляции:

$$P_d = (1,59 U_\phi / L - 6) \cdot 10^{-2} = (1,59 E - 6) \cdot 10^{-2}, \quad (1)$$

где E — средняя напряженность электрического поля на канале перекрытия, кВ/мм;

U_ϕ — фазное напряжение ВЛ, кВ;

L — длина пути перекрытия, м.

Формула (1) справедлива при $E \geq 10$ кВ/мм; при $E \leq 7$ кВ/м образование силовой дуги практически невозможно, т. е. $P_d \rightarrow 0$ при $E \leq 7$ кВ/мм. Как видно из (1) при заданном номинальном напряжении вероятность возникновения дуги примерно обратно пропорциональна длине пути перекрытия L ; поэтому за счет увеличения L можно снизить P_d и, следовательно, сократить число отключений линии.

На линиях с деревянными опорами, являющиеся дополнительно изоляционными материалами, длина пути перекрытия существенно больше, чем на линиях с металлическими или бетонными опорами. Вследствие этого вероятность возникновения дуги для деревянных опор существенно ниже. Опыт эксплуатации показывает, что для металлических опор $P_d=0,70-0,85$, а для деревянных $P_d=0,3-0,5$.

Улучшение грозозащиты линий электропередачи путем удлинения пути импульсного грозового перекрытия можно производить за счет использования специальных ДИГР, предотвращающих переход скользящего разряда в дуговой. Скользящий разряд при этом представляет собой электрический разряд малой мощности по поверхности диэлектрика СИП, возникающий вследствие частичной ионизации газообразной или жидкой среды, в которой он находится, и имеет вид яркого светящихся нитей, часто разветвленных, быстро перемещающихся (скользящих) по поверхности провода.

В основных вариантах ДИГР главным элементом является отрезок изолированного провода длиной, в несколько раз превышающей длину изоляторов линии. Конструктивные особенности разрядника обеспечивают его более низкую импульсную электрическую прочность по сравнению с защищаемой изоляцией. Главной особенностью предлагаемых разрядников является то, что вследствие большой длины при его импульсном перекрытии вероятность установления дуги к. з. практически сводится к нулю, за счет чего существенно сокращается количество отключений ВЛИ. Разработанные разрядники в зависимости от способа их установки по отношению к защищаемой фазной изоляции разделяются на конструкции параллельной и последовательной установки с изолятором.

Основной технической характеристикой ДИГР является длина скользящего разряда по поверхности изоляции, обеспечивающая необходимое условие для препятствия образованию силовой дуги в момент импульсивного грозового перекрытия, а, следовательно, работу линии без отключения.

Принятый критерий $E_{\text{доп}} < 7 \text{ кВ/м}$ ($E_{\text{доп}} = U_{\phi} / L$ — средний градиент фазного напряжения вдоль суммарного пути импульсного перекрытия L), практически гарантирует отсутствие дуговых замыканий при грозовых перенапряжениях. Исходя из длины импульсного грозового перекрытия определяется один из конструктивных параметров ДИГР — длина изоляционной поверхности.

Принцип действия ДИГР заключается в том, что при возникновении грозового перенапряжения формируется длинный искровой скользящий разряд по поверхности. Напряженность электрического поля на канале перекрытия напряжения промышленной частоты недостаточна для образования дуги из-за большой длины дуги. Этим обеспечивается бесперебойная работа электрической сети.

ДИГР, установленный на опоре ВЛ 10 кВ (рис. 6), предназначен как для ВЛ, так и для ВЛИ.

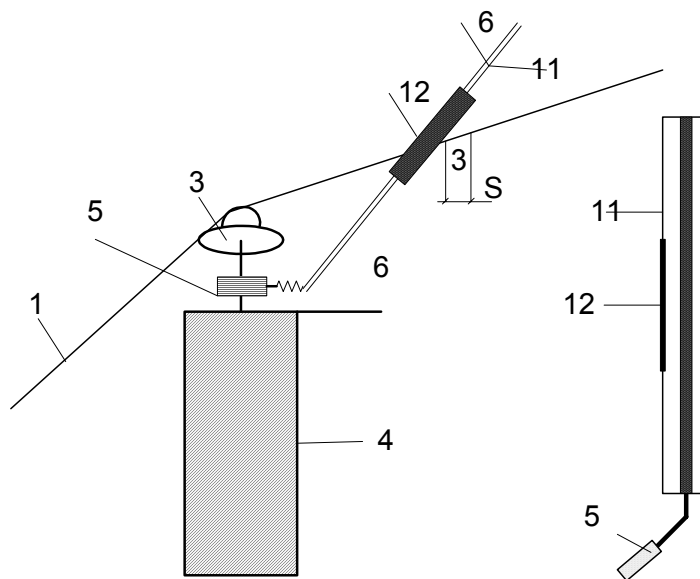


Рис. 6. Защита воздушной линии с помощью ДИГР. 1 — провод; 3 — изолятор; 4 — опора; 5 — узел крепления (сварка); 6 — грозовое перекрытие; 11 — отрезок жесткого изолированного провода; 12 — металлическая трубка

Отрезок жесткого изолированного провода (например, стальной стержень диаметром 12 мм, покрытый своим светостабилизированным ПЭ) 11 укреплен на опоре 4 при помощи узла крепления 5 (например, сварки). В средней части отрезка провода 11 поверх его изоляции надета металлическая труба 12, которая образует с проводом 1 искровой разрядный промежуток S .

Металлический стержень отрезка 11 имеет потенциал опоры. Благодаря большой емкости между трубкой 12 и стержнем она имеет практически тот же потенциал, что и стержень, т. е. она приблизительно имеет потенциал опоры 4. Таким образом, перенапряжение между проводом 1 и опорой 4 будет также приложено между проводом 1 и трубкой 12. При достаточной большой величине перенапряжения искровой промежуток S пробьется и перенапряжение будет приложено между трубкой 12 и стержнем отрезка изолированного провода 11 к его изоляции. Под действием приложенного перенапряжения с трубки вдоль поверхности изоляции 11 развивается скользящий разряд в одну или в обе стороны отрезка 11 до тех пор, пока он не замкнется на конце металлического стержня 11 или на опоре 4.

Благодаря большой длине перекрытия по поверхности отрезка изолированного провода $L_{\text{п}}$, общая длина перекрытия $L=L_{\text{п}}+S$ оказывается весьма велика и импульсное перекрытие не переходит в силовую дугу промышленной частоты.

Подключение ДИГР между опорой и проводом через воздушный искровой промежуток обеспечивает отсутствие воздействия рабочего напряжения на изоляцию разрядника.

В экспериментальных исследованиях на модели ВЛИ 10 кВ с ДИГР были получены данные по защитным характеристикам. При длине пути перекрытия разрядника по поверхности $L=750$ мм и воздушным зазором $S=50$ мм 50 % разрядное напряжение составляет при положительной полярности $U_{50\%}^+=135$ кВ, при отрицательной полярности $U_{50\%}^-=105$ кВ. Соответствующие разрядные напряжения защищенного изолятора имели следующие значения: $U_{50\%}^+=146$ кВ, $U_{50\%}^-=135$ кВ.

Такое соотношение разрядных характеристик обеспечивает надежную защиту изоляции от грозových перенапряжений вплоть до максимально возможных амплитуд $U_{\text{max}}=400$ кВ. При уменьшении воздушного зазора возможно незначительное улучшение защитных характеристик ДИГР.

Следовательно, можно установить допустимый диапазон для воздушного промежутка $S=30-50$ мм.

В ОАО «Ленэнерго» проведены исследования и дали положительные результаты петлевые ДИГР для ВЛИ, установленные параллельно изолятору, а также изолятор с характеристиками длинно-искрового грозового разрядника (ИДИГР), который выполняет не только свои основные функции — изоляции и поддержки высоковольтного электрода, но и функции грозозащитного разрядника.

4. Проектирование и конструкции ВЛИ 6 (10) кВ

Особенности проектирования ВЛИ 6 (10) кВ.

В процессе проектирования должны быть выполнены электрические и механические расчеты в соответствии с ПУЭ, руководящими документами АО «РОСЭП», СПО ОРГРЭС, инструктивными материалами Главгосэнергонадзора и др.

Электрические расчеты включают основные параметры:

- 1) определение действующих и перспективных электрических нагрузок и схемы электроснабжения потребителей;
- 2) выбор сечения проводов ВЛИ;
- 3) расчет потерь напряжения;
- 4) проверка выбранного сечения на термическую стойкость с учетом действия АПВ и подпитки точки к. з. от электродвигателей напряжением свыше 1 кВ;
- 5) выбор параметров цифровых устройств;
- 6) выбор средств грозозащиты и мест их установки;
- 7) расчет заземляющих устройств;
- 8) расчет показателей качества электроэнергии у потребителей;
- 9) расчет показателей надежности и бесперебойности электроснабжения.

При выборе средств грозозащиты предпочтение отдается ДИГР, предотвращающим переход искрового перекрытия в силовую дугу, и изоляторам со спиральным ребром на поверхности, обеспечивающим выполнение основных функций и грозозащиты одновременно — ИДИГР.

Механические расчеты включают основные параметры:

- 1) расчет напряжений и тяжение проводов ВЛИ;
- 2) определение величины максимальных пролетов ВЛИ с учетом ветровых пролетов, прочности опор и т. п.;
- 3) определение габаритов ВЛИ при пересечении с другими воздушными линиями, инженерными коммуникациями и естественными препятствиями;
- 4) расчет закрепления опор в грунте.

Величина максимального пролета определяется из условия минимума максимальных значений габаритного и ветрового пролетов; максимальными пролетами для ВЛИ, оборудованными опорами П10-1 и П10-5 являются 110 м и 140 м соответственно, при высоте опор 11 и 13 м.

Проведено сравнение массы металлоконструкций ВЛИ ряда опор по варианту с траверсами по типовому проекту (табл. 10) и с укороченной траверсой (табл. 11).

Таблица 10

Масса металлоконструкций ВЛИ, оборудованных по типовому проекту

№ п/п	Тип опоры	Траверса		Масса металлоконструкций, кг
		Тип	Масса, кг	
1	П 10-1	ТМ 1	17,2	18,4
2	УП 10-1	ТМ 5	17,3	47,9
3	А 10-1	ТМ 6	23,0	50,0
4	УА 10-1	ТМ 6	23,0	62,1

Таблица 11

Масса металлоконструкций ВЛИ с укороченной траверсой

№ п/п	Тип опоры	Траверса		Масса металлоконструкций, кг
		Тип	Масса, кг	
1	П 10 и	ТМ и 1	8,84	10,0
2	УП 10 и	ТМ и 2	11,51	20,83
3	Аи 10	ТМ и 3	15,55	24,87
4	УА и 10	ТМ и 4	18,41	34,97
5	КИР 10-1	ТМ и 3а	14,94	75,52

Примечание: обозначение опор П — промежуточная; УП — угловая промежуточная; А — анкерная (концевая); УА — угловая анкерная; КР — концевая с разъединителем у подстанции с воздушным вводом.

Сравнение данных табл. 10 и 11 и других сопоставлений применение укороченных траверс при реконструкции ВЛИ позволяет уменьшить расход металла не менее, чем на 40 % по сравнению с вариантом с типовыми траверсами, применяемыми для ВЛ с неизолированными проводами.

Фирмы, выпускающие СИП (финская «Nokia Cables», французская «Cables de Lens», отечественная ОАО «Севкабель» и другие), одновременно выпускают и снабжают всей арматурой для крепления и монтажа. ВЛИ.

Экономическая эффективность строительства и эксплуатации ВЛИ 6 (10) кВ.

Расчет экономической эффективности строительства и эксплуатации ВЛИ 6 (10) кВ проведен при следующих допущениях:

1). Срок эксплуатации ВЛИ 6 (10) кВ на железобетонных опорах равен сроку службы ВЛ 6 (10) кВ на железобетонных опорах — 33 года.

2). Затраты на эксплуатацию ВЛИ 6 (10) кВ на 80 % ниже по отношению к затратам на эксплуатацию ВЛ 6 (10) кВ (по оценке СЭЭС ОАО «Ленэнерго»).

Расчет экономического эффекта производился по известным формулам с учетом: капитальных затрат на эксплуатацию 1 км ВЛ и ВЛИ 6 (10) кВ; издержек на эксплуатацию, длины строящейся (реконструируемой) линии; снижения годового ущерба от недопуска электроэнергии потребителям и ликвидации последствий аварии с учетом надежности ВЛ и ВЛИ и частоты отказов.

Ущерб линий от недопуска электроэнергии из-за отказа линии состоит из двух составляющих: убытков электроснабжающей организации (убытки от потери реализации ущерба от ликвидации аварии и штраф, выставленный потребителями) и убытков территории (потерь части налога на прибыль).

Частота отказов в ОАО «Ленэнерго» составляет: для ВЛИ 6 (10) кВ $\omega_n=0,0287$ год⁻¹, для ВЛ 6 (10) кВ $\omega_n=0,0684$ год⁻¹.

Предварительные расчеты опыт строительства с проводами «SAX» финской фирмы «Nokia Cables» и эксплуатации в условиях ОАО «Ленэнерго» показали, что строительство 1 км ВЛИ 6 (10) кВ обходится на 20–30 тыс. руб. (20–30 млн. руб. в ценах 1997 г.) дороже, однако и ущербов от перерыва электроснабжения потребителей достигается значительный экономический эффект. Срок окупаемости капитальных затрат не превышает 5 лет. Годовой экономический эффект на 1 км ВЛИ 6 (10) кВ в условиях Северо-Запада России составляет около 4,5 тыс. руб. (4,5 млн. руб. в ценах 1997 года).

Заключение

1. ВЛИ — воздушные линии электропередач с самонесущими изолированными проводами (СИП) имеют ряд существенных преимуществ перед воздушными линиями с неизолированными (голыми) проводами ВЛ. Это подтверждает опыт эксплуатации за рубежом и небольшой опыт эксплуатации в России, в частности на Северо-Западе (ОАО «Ленэнерго»).

При этом увеличивается надежность работы ВЛИ, примерно в 2,5 раза сокращается отключения линий, до 80 % сокращаются эксплуатационные расходы. СИП отечественных производителей практически не уступают зарубежным (французским и финским).

2. СИП имеют высокие электроизоляционные и физико-механические свойства. Характерно отметить, что электрическая прочность СИП при приложении груза (250 кг) и без него практически не отличаются. Длительно допустимая рабочая температура. ВЛИ и СИП с термопластичным ПЭ составляет 70 °С как и у ВЛ, а с сшивным ПЭ — 90 °С, что существенно повышает пропускную способность (передаваемую мощность). Даже с термопластичным ПЭ ВЛИ имеет существенные преимущества перед ВЛ, т. к. отсутствует налипания снега и ледообразования, до 40 % снижается металлоемкость арматуры при применении укороченных траверс, не опасно прикосновение веток, становятся уже лесопросеки.

3. Разработаны эффективные методы защиты ВЛИ 6 (10) за рубежом и отечественные. Новый эффективный отечественный метод предусматривает ограничение градиента рабочего напряжения при перекрытии изоляции величиной 7 кВ/м. При этом предотвращается переход искрового перекрытия в силовую дугу путем удлинения пути импульсного грозового перекрытия и обеспечивается повышение надежности работы ВЛИ. Разработаны специальные длинно-искровые грозозащитные разрядники (ДИГР), реализующие предложенный метод и исключающие переход искрового разряда в силовую дугу при амплитудных значениях перенапряжений вплоть до 400 кВ.

Разработана специальная конструкция изолятора, выполняющего основную функцию — изолирования и одновременно грозозащиту ВЛИ — ИДИГР. Принцип его действия основан на эффекте уменьшения вероятности установления силовой дуги при увеличении длины импульсного грозового перекрытия.

4. На основании расчета механических напряжений и тяжений проводов, определена максимальная длина пролетов между опорами ВЛИ. На основании результата опытов эксплуатации ВЛИ в Ленинградской области отмечено, что гололедные отложения при определении габаритного пролета могут не учитываться; учитывается увеличение парусности ВЛИ из-за наличия изоляции и изморози. Установлено, что максимальными пролетами для ВЛИ на железобетонных опорах П10-1 (высота опоры 11 м) является 110 м, а для П10-5 (высота 13 м) — 140 м.

5. Методика экономического обоснования строительства ВЛИ 6 (10) кВ и реконструкции ВЛ 6 (10) кВ предусматривает определение ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям, учитывающая убытки электроснабжающей организации, затраты на восстановление линии и ликвидацию

последствий аварии, а также предъявляемые потребителями штрафы. Установлено, что окупаемость капитальных вложений при реконструкции ВЛИ не превышает 5 лет, а годовой экономический эффект на 1 км в условиях Северо-Запада России составляет около 4.5 тыс. руб. (4,5 млн. руб. в ценах 1997 г.).

Литература

1. Подвесные скрученные кабели, провода «SAX», волоконооптические грозозащитные тросы. Каталоги по кабельным изделиям и их монтажу. – Хельсинки, А.О. «Нокия кабель», 1995.
2. Правила устройства опытно-промышленных воздушных линий электропередачи напряжением 6–20 кВ с проводами «SAX». – М.: АО «РОСЭП», 1996.
3. ТУ 16.К 71-120-91. Провода изолированные для воздушной подвески.
4. Самонесущие изолированные провода (СИП), каталоги по кабельным изделиям. – СПб, ОАО «Севкабель», 2001.
5. В. М. Гульков. Воздушные линии напряжением 6 (10) кВ с изолированными проводами. (Кандидатская диссертация). – СПб, ОАО «Ленэнерго», 1997, защищена 27.06.1997 в СПб ГГИ (техническом университете). – 179 с.
6. ТУ 16.К 71-268-97; ПУ ВЛИ до 1 кВ (разработано РАО «ЕЭС России», АО «РОСЭП», АО «Фирма ОРГРЭС»).
7. ТУ 16.К 71-272-98; ПУ ВЛИ 6-20 кВ (разработано РАО «ЕЭС России», АО «РОСЭП», АО «Фирма ОРГРЭС»)
8. Грозащита воздушных линий 6–10 кВ длинно-искровыми разрядниками. Техническая документация. – СПб.: ОАО НПО «Стример».

Исследование влияния перенапряжений на изоляционные конструкции электрооборудования при неполнофазных режимах в электрической сети с эффективно заземленной нейтралью

Макаров А. В., Комин В. Г.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Назарычев А. Н.

ПЭИПК (Ивановское представительство), г. Иваново

Введение

Требования надежного электроснабжения потребителей определяют необходимость исследования режимов работы электрических систем, приводящих к повреждению электрооборудования (ЭО) и недоотпуску электроэнергии, с целью разработки мероприятий по их предотвращению и ликвидации. Одной из причин возникновения таких режимов являются перенапряжения и феррорезонансные явления. Изучение этих явлений имеют свои особенности в зависимости от схемы, класса напряжения, режима работы ЭО и многих других факторов, которые ранее не учитывались. Разрушительные повреждения ЭО происходят не в момент возникновения феррорезонанса, а, как правило, при последующем его включении. Вследствие этого трудно устанавливать истинные причины возникновения его.

Целью статьи является анализ исследований феррорезонансных явлений в электрических системах при неполнофазных включениях участков электрических сетей 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью, состоящих из воздушной линии электропередачи и ненагруженного силового трансформатора, работающего с изолированной нейтралью. В этих режимах возможно возникновение феррорезонансных явлений, которые могут вызвать повреждение электромагнитных трансформаторов напряжения [1]. При неполнофазной работе нарушается симметрия проводимости фаз. Причинами этого являются обрывы проводов, нарушение контактов заградителей высокочастотной связи, неполнофазные операции выключателями, одновременное размыкание контактов выключателей и разъединителей и т. д. Амплитуда перенапряжений в данных режимах может достигать $(3\div 4)U_{\phi}$. Это один из наиболее опасных видов перенапряжений, которые могут возникать в действующих высоковольтных сетях, длительность их соизмерима со временем действия на изоляцию рабочего напряжения. Защита заземленных нейтралей трансформаторов осуществляется вентильными разрядниками. Однако, обеспечивая защиту от грозových перенапряжений, при неполнофазных режимах вследствие большой длительности перенапряжений вен-

тильные разрядники разрушаются. Существующая релейная защита при нагрузках 30–50 % номинальной не срабатывает и не ликвидирует неполнофазный режим. При протекании через обмотки трансформаторов напряжения феррорезонансных токов, превышающих допустимые в несколько раз, происходит тепловое разрушение изоляции обмоток и образование межвитковых замыканий. Это может привести к взрыву трансформатора напряжения и пожару на подстанции.

При планировании мероприятий по предотвращению феррорезонансных явлений в указанных режимах целесообразно выяснить возможность возникновения и степень опасности их для оборудования, не прибегая к натурным экспериментам. Очевидным решением является использование методов анализа, основанных на математическом моделировании. В данной статье приведены материалы по разработке и созданию математической модели и автоматизированной системы для анализа феррорезонансных схем в электрических сетях с эффективно заземленной нейтралью при неполнофазных включениях, исследованию причин, влияющих на возникновение и характер протекания феррорезонансных явлений, величину перенапряжений и токовых перегрузок, а также предложены мероприятия по их предотвращению.

Теоретическая часть

Математическая модель для исследований феррорезонансных явлений в электрических системах при неполнофазных включениях участков электрических сетей 110 кВ с эффективно заземленной нейтралью построена на основе методов анализа нелинейных электрических и магнитных цепей [2, 3].

Расчетная электрическая схема замещения (рис. 1) составлена с учетом следующих допущений:

- питающий участок электрической схемы моделируется трехфазным источником переменного напряжения бесконечной мощности;
- распределенные активные сопротивления, индуктивности, емкости воздушных линий электропередачи приняты линейными элементами и рассматриваются как сосредоточенные параметры;
- для моделирования воздушной линии электропередачи используется П-образная схема замещения;
- потери на гистерезис и вихревые токи в магнитопроводах силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения не учитываются;
- индуктивности рассеяния трансформаторов и трансформаторов напряжения приняты линейными;

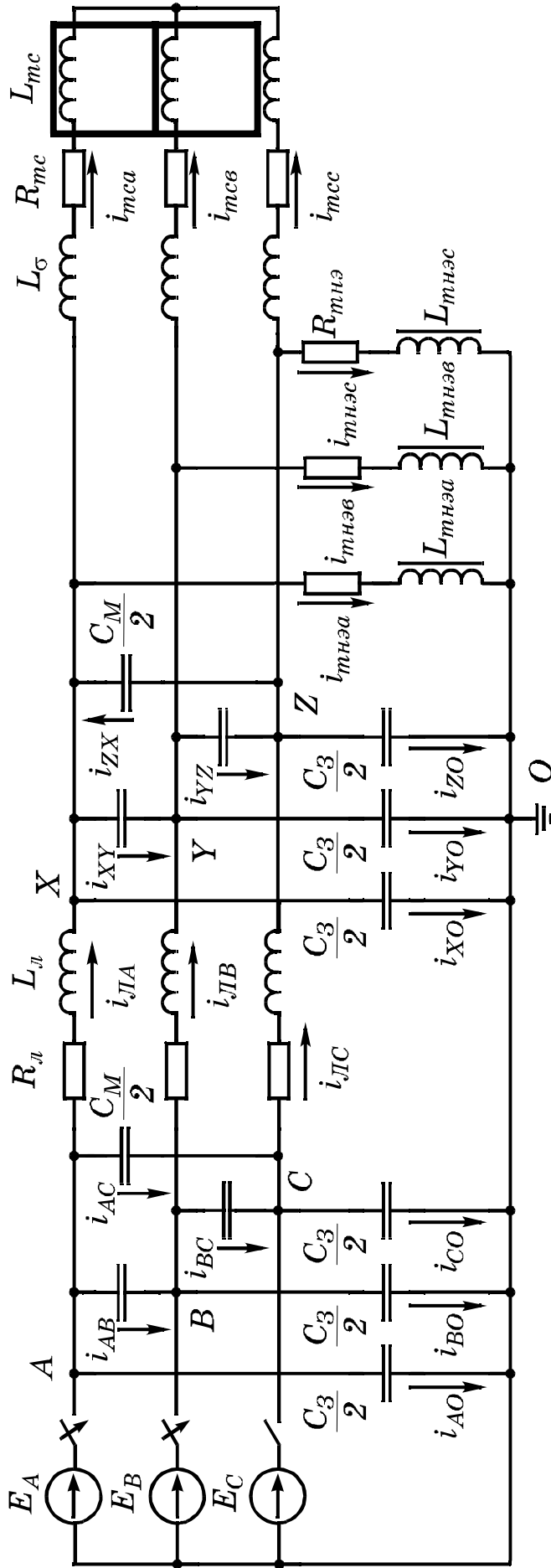


Рис. 1. Расчетная трехфазная схема замещения феррорезонансной схемы в сетях 110 кВ при неполнофазных включениях участков сетей с воздушной линией электропередачи и ненагруженным силовым трансформатором, работающим с изолированной нейтралью: $R_{л}$, $L_{л}$, $C_{м}$ и C_{3} — параметры воздушной линии электропередачи; E_A , E_B , E_C — источники ЭДС, моделирующие источник питания сети; $R_{мнэ}$ и $L_{мнэ}$ — эквивалентное активное сопротивление первичной обмотки и эквивалентные нелинейные индуктивности фазных трансформаторов напряжения; L_{σ} , $R_{мс}$, $L_{мс}$ — соответственно индуктивность рассеяния, активное сопротивление обмотки и нелинейная индуктивность магнитопровода силового трансформатора

- силовой трансформатор работает в режиме близком к холостому ходу;
- вторичная нагрузка трансформатора напряжения не учитывается;
- силовой трансформатор имеют плоскую магнитную систему;
- в качестве невключенной фазы рассматривается фаза С.
- начальные условия для расчета переходных процессов приняты нулевыми.

При выборе допущений учитывалось, что в рассматриваемых режимах силовые трансформаторы с изолированной нейтралью работают в режиме, близком к холостому ходу. В большинстве случаев это понижающие трансформаторы напряжением 110 кВ с трехстержневым плоским магнитопроводом. Они имеют схему соединения обмоток высшего напряжения звезда-звезда при разомкнутых или ненагруженных обмотках среднего и низшего напряжения. Конструкция трехстержневого магнитопровода трансформатора представлена на рис. 2. Принято, что магнитный поток равномерно распределен по сечению и по величине одинаков в стержнях и ярмах одной фазы магнитопровода, не учитываются потоки в воздушных зазорах угловых стыков стержней и ярм. Нелинейная зависимость между индукцией B и напряженностью H магнитного поля в стали магнитопровода аппроксимируется аналитическим выражением:

$$B = \alpha \cdot \arctg(\beta H) + \gamma H, \quad (1)$$

где: α , β , γ — коэффициенты аппроксимации, определяемые по характеристике намагничивания и зависят от применяемой марки стали магнитопровода.

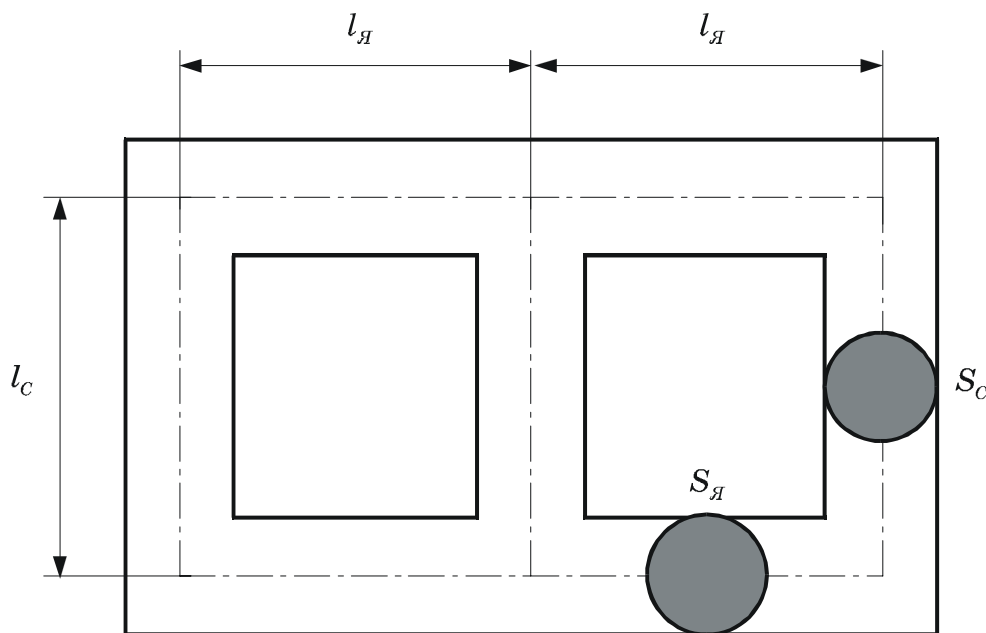


Рис. 2. Конструктивные параметры магнитопровода трехстержневого силового трансформатора: l_c , $l_я$ — средние длины стержней и ярм; S_c , $S_я$ — активные сечения стержней и ярм

Линия электропередачи представляется трехфазной П-образной схемой замещения. Ее параметры рассчитываются на основании каталожных данных и по известной длине линии l .

При описании процессов в исследуемой схеме замещения записываются три группы уравнений. Для электрической схемы замещения (рис. 1.) записываются уравнения по первому и второму законам Кирхгоффа:

$$i_{mca} + i_{mcb} + i_{mcc} = 0, \quad (2)$$

$$i_{AC} + i_{BC} = i_{LC} + i_{CO}, \quad (3)$$

$$i_{ЛА} - i_{mca} - i_{mnэa} = i_{XO} + i_{XY} - i_{ZX}, \quad (4)$$

$$i_{ЛВ} - i_{mcb} - i_{mnэв} = i_{YO} + i_{YZ} - i_{XY}, \quad (5)$$

$$i_{ЛС} - i_{mcc} - i_{mnэс} = i_{ZO} + i_{ZX} - i_{YZ}, \quad (6)$$

$$e_A = i_{ЛА} R_{Л} + L_{Л} \frac{di_{ЛА}}{dt} + u_{XO}, \quad (7)$$

$$e_B = i_{ЛВ} R_{Л} + L_{Л} \frac{di_{ЛВ}}{dt} + u_{YO}, \quad (8)$$

$$u_{CO} = i_{ЛС} R_{Л} + L_{Л} \frac{di_{ЛС}}{dt} + u_{ZO}, \quad (9)$$

$$u_{XO} = i_{mnэa} R_{mnэ} + L_{mnэa} \frac{di_{mnэa}}{dt}, \quad (10)$$

$$u_{YO} = i_{mnэв} R_{mnэ} + L_{mnэв} \frac{di_{mnэв}}{dt}, \quad (11)$$

$$u_{ZO} = i_{mnэс} R_{mnэ} + L_{mnэс} \frac{di_{mnэс}}{dt}, \quad (12)$$

$$e_A = u_{AC} + u_{CO}, \quad (13)$$

$$e_B = u_{BC} + u_{CO}, \quad (14)$$

$$u_{ZO} - u_{XO} = u_{ZX}, \quad (15)$$

$$u_{YO} - u_{ZO} = u_{YZ}, \quad (16)$$

$$u_{XO} - u_{YO} = u_{XY}, \quad (17)$$

$$u_{XO} - u_{ZO} = (i_{mca} - i_{mcc}) R_{mc} + \left(\frac{di_{mca}}{dt} - \frac{di_{mcc}}{dt} \right) L_{\sigma} + \frac{d\Psi_A}{dt} - \frac{d\Psi_C}{dt}, \quad (18)$$

$$u_{Y0} - u_{Z0} = (i_{mcb} - i_{mcc}) R_{mc} + \left(\frac{di_{mcb}}{dt} - \frac{di_{mcc}}{dt} \right) L_{\sigma} + \frac{d\Psi_B}{dt} - \frac{d\Psi_C}{dt}, \quad (19)$$

где: $e_A = U_m \sin(\omega t + \varphi)$, $e_B = U_m \sin(\omega t + \varphi - 120^\circ)$, $e_C = U_m \sin(\omega t + \varphi + 120^\circ)$ — мгновенные значения источников ЭДС E_A, E_B, E_C ; U_m и φ — амплитуда напряжения сети и фаза включения; $u_{AC}, u_{BC}, u_{XY}, u_{YZ}, u_{ZX}$ — напряжения на междуфазных емкостях линии; $u_{C0}, u_{X0}, u_{Y0}, u_{Z0}$ — напряжения на емкостях линии по отношению к земле; Ψ_A, Ψ_B и Ψ_C — потокосцепления фазных обмоток силового трансформатора; $i_{mнэa}, i_{mнэb}, i_{mнэc}$ — токи в фазах трансформатора напряжения; $L_{mнэa}, L_{mнэb}, L_{mнэc}$ — нелинейные индуктивности фазных трансформаторов напряжения; $i_{ЛA}, i_{ЛB}, i_{ЛC}$ — токи в индуктивностях линии $L_{Л}$.

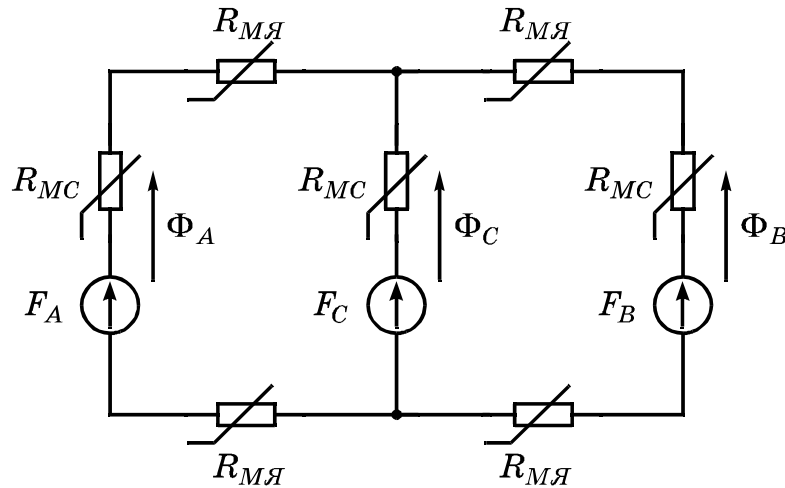


Рис. 3. Схема замещения магнитной цепи трехфазного ненагруженного трансформатора: Φ_A, Φ_B, Φ_C — фазные магнитные потоки в стержнях и ярмах; F_A, F_B, F_C — МДС фазных обмоток; R_{MC}, R_{MY} — нелинейные магнитные сопротивления стержней и ярм

Схема замещения магнитной цепи (рис. 3.) описывается соответствующими уравнения по первому и второму законам Кирхгофа для магнитных цепей:

$$\Phi_A + \Phi_B + \Phi_C = 0, \quad (20)$$

$$F_A - F_C = (H_{CA} - H_{CC}) l_C + 2H_{YA} l_Y, \quad (21)$$

$$F_B - F_C = (H_{CB} - H_{CC}) l_C + 2H_{YB} l_Y, \quad (22)$$

$$F_A = i_{mca} w, \quad (23)$$

$$F_B = i_{mcb} w, \quad (24)$$

$$F_C = i_{mcc} w, \quad (25)$$

$$\Psi_A = w\Phi_A = wS_C B_{CA} = wS_{Я} B_{ЯА}, \quad (26)$$

$$\Psi_B = w\Phi_B = wS_C B_{CB} = wS_{Я} B_{ЯВ}, \quad (27)$$

$$\Psi_C = w\Phi_C = wS_C B_{CC}, \quad (28)$$

где Φ_A , Φ_B и Φ_C — магнитные потоки, создаваемые фазными обмотками в магнитопроводе силового трансформатора; H_{CA} , H_{CB} и H_{CC} — напряженности магнитного поля в стержнях магнитопровода силового трансформатора; $H_{ЯА}$ и $H_{ЯВ}$ — напряженности магнитного поля в ярмах магнитопровода силового трансформатора; B_{CA} , B_{CB} и B_{CC} — индукции магнитного поля в стержнях магнитопровода силового трансформатора; $B_{ЯА}$ и $B_{ЯВ}$ — индукции магнитного поля в ярмах магнитопровода силового трансформатора; l_C и $l_{Я}$ — длины стержней и ярм магнитопровода силового трансформатора; w — число витков обмотки силового трансформатора.

Третья группа уравнений, так называемая, система уравнений элементов [2]:

$$\Psi_k = \alpha_k \cdot \arctg(\beta_k i_k) + \gamma_k i_k, \quad (29)$$

формализует нелинейную связь между потокосцеплениями обмоток трансформаторов Ψ_k и соответствующими токами i_k , где α_k , β_k и γ_k — коэффициенты аппроксимации соответствующей характеристики намагничивания.

Система уравнений (2–29) однозначно описывают процессы в электрических системах при неполнофазных включениях участков электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью, состоящих из воздушной линии электропередачи и ненагруженного силового трансформатора, работающего с изолированной нейтралью, с учетом принятых допущений. Очевидно, что получение аналитического решения этой системы уравнений (2–29) затруднено, поэтому после приведения к нормальной форме Коши система решается с помощью ЭВМ численными методами.

Исходными данными для расчета являются:

- амплитуда действующего рабочего напряжения и фаза включения выключателей;
- параметры трансформаторов напряжения: их количество, активное сопротивление обмотки ВН, коэффициенты аппроксимации кривой намагничивания магнитопровода, величина предельно допустимого тока через обмотку ВН;
- параметры воздушной линии электропередачи: длина и первичные параметры ее;

- параметры силового трансформатора: активное сопротивление и индуктивность рассеяния обмотки, активные сечения и длины стержней и ярм магнитопровода, число витков обмотки, коэффициенты аппроксимации кривой намагничивания стали магнитопровода.

В результате расчета определяются мгновенные и действующие значения напряжения и тока, а также усредненное за время переходного процесса квадратичное значение тока в высоковольтной обмотке одного трансформатора напряжения. Переходные процессы в феррорезонансных схемах не всегда завершаются установившимся процессом, характеризующимся периодичностью изменения величин напряжения и тока, часты случаи, когда феррорезонансный процесс имеет хаотический характер. При этом величина действующего значения тока за период промышленной частоты не достигает некоторого установившегося значения, а хаотично изменяется. Предложено определять величину усредненного за время переходного процесса квадратичного тока обмотки:

$$I_{СК} = \sqrt{\frac{1}{t_{nep}} \int_0^{t_{nep}} i^2 dt}, \quad (30)$$

где $t_{пер}$ — время переходного процесса.

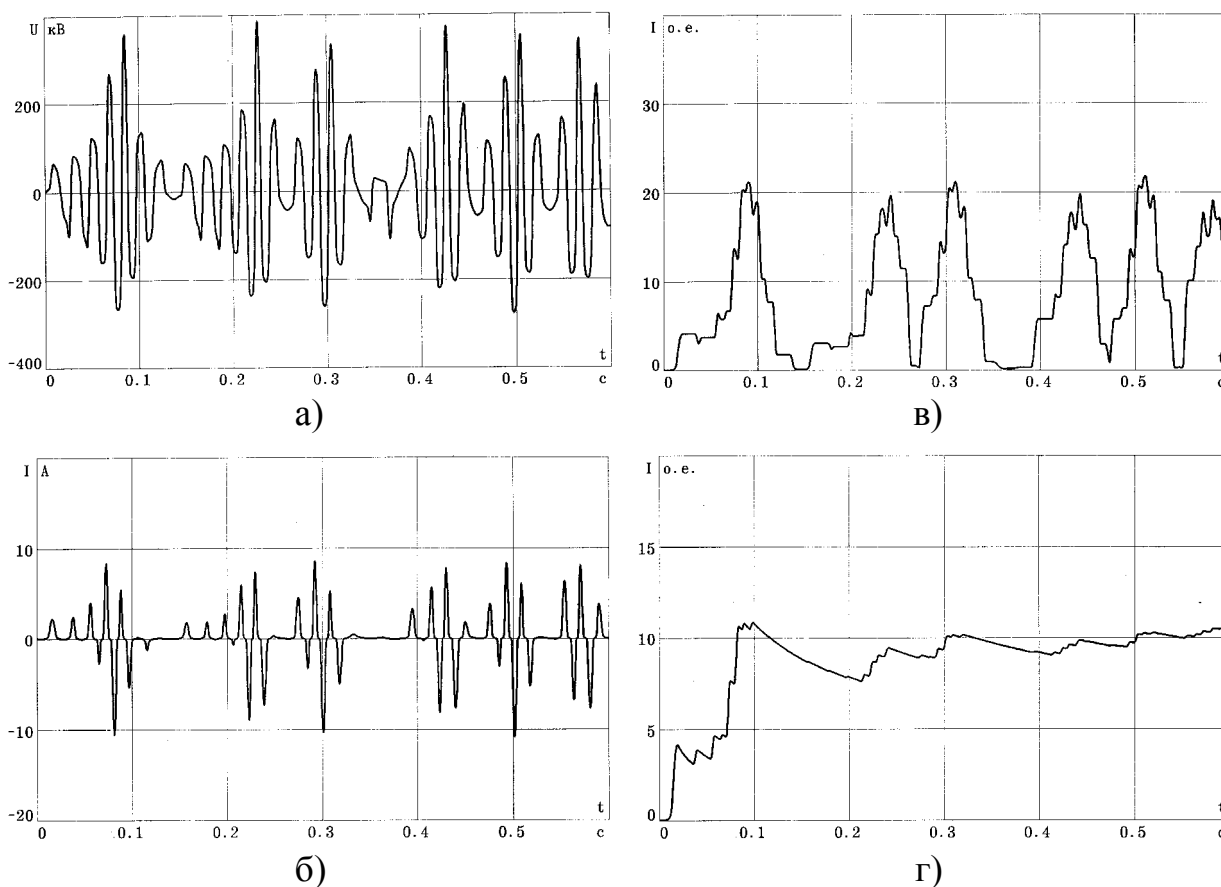


Рис. 4. Временные зависимости значений напряжения и тока высоковольтной обмотки трансформатора напряжения: а) мгновенных значений напряжения; б) мгновенных значений тока; в) действующих значений тока; г) среднеквадратичного тока

Эта величина прямо пропорциональна усредненному тепловому потоку, выделяющемуся в обмотке трансформатора, и, в отличие от действующего значения за период промышленной частоты, вне зависимости от характера протекания переходных процессов достигает некоторого установившегося значения. В случае нехаотического процесса величины тока $I_{СК}$ и действующего значения тока равны.

Возможность повреждения трансформатора напряжения определяется по превышению установившегося значения тока $I_{СК}$ обмотки ВН над максимально длительно допустимым током обмотки. Примеры результатов расчетов приведены на рис. 4.

Основные результаты исследований

Целью исследований являлось выявление причин и условий возникновения феррорезонансных явлений в рассматриваемых схемах, которые могут привести к повреждению трансформаторов напряжения и другого электротехнического оборудования. Основное внимание уделено оценке влияния величины и фазы рабочего напряжения, параметров воздушной линии электропередачи, силовых трансформаторов, и трансформаторов напряжения. Исследования проводились для силовых трансформаторов ТМН-2500/110, ТМН-6300/110, ТДН-10000/110 при длине линии от 5 до 100 км с трансформаторами напряжения НКФ-110.

Установлено, что в рассматриваемых схемах возникновение опасных переходных процессов наиболее вероятно при наибольшем рабочем напряжении, поэтому вычислительные эксперименты проводились при $U_{РАБ.НАИБ}=1,15 U_N$ [4]. В таблице 1 приведены результаты расчета действующих значений напряжения, тока и тока $I_{СК}$ обмотки ВН трансформатора напряжения НКФ-110 при различных фазах включения рабочего напряжения. Наибольшие величины тока $I_{СК}$ обмотки опасные для трансформаторов напряжения возникают при 0 °С и 120 °С.

Таблица 1

Влияние фазы напряжения на возможность повреждения трансформатора НКФ-110

Фаза включения градусы	Действующее напряжение, о. е.	Действующий ток, о. е.	Усредненный квадратичный ток, о. е.
0	0,636	0,996	9,11
15	0,484	4,18	8,97
30	0,138	0,163	0,274
45	0,094	0,0576	0,096
60	0,113	0,0445	0,074
75	0,112	0,0386	0,096
90	0,09	0,095	0,168
105	0,592	1,92	8,94
120	0,6	1,73	9,13

Результаты исследований влияния длины воздушной линии электропередачи приведены на рис. 5. Отмечено, что для каждой феррорезонансной схемы существует некоторый диапазон изменения длины ЛЭП, в пределах которого возможно возникновение процессов, приводящих к повреждению трансформаторов напряжения, например, для силовых трансформаторов ТМН-6300/110 это при длине от 5 до 80 км.

Подключения к шинам силового трансформатора конденсаторных батарей позволяет предотвратить возникновение феррорезонансных явлений. Например, емкость 250 нФ на шинах силового трансформатора ТМН-6300/110 при длине линии 50 км (см. табл. 2) позволяет предотвратить повреждение трансформатора напряжения НКФ-110, ток в обмотке ВН не превышает 0,21 длительно допустимого.

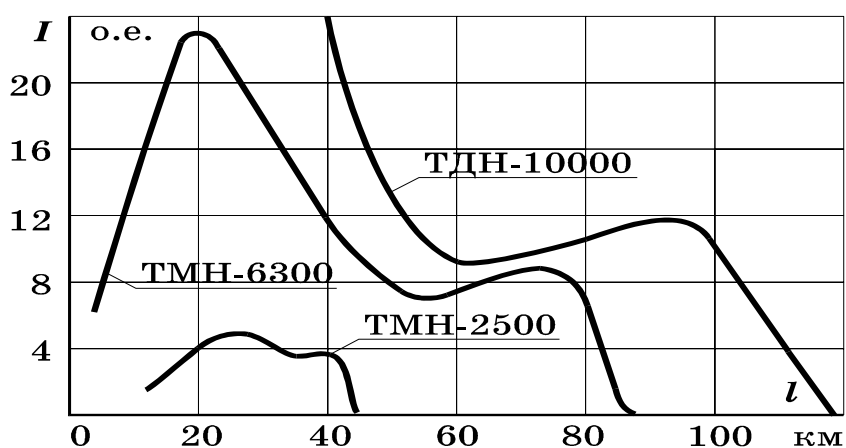


Рис. 5. Зависимости усредненного за время переходного процесса квадратичного тока обмотки ВН трансформатора напряжения НКФ-110 от длины воздушной ЛЭП при неполнофазных включениях силовых трансформаторов ТМН-2500/110, ТМН-6300/110, ТДН-10000/110

Таблица 2

Влияние дополнительной емкости по отношению к земле на возможность повреждения трансформатора напряжения НКФ-110 при включении силового трансформатора ТМН-6300/110 и длине линии 50 км

Дополнительная емкость по отношению к земле, нФ	Действующее напряжение, о. е.	Действующий ток, о. е.	Усредненный квадратичный ток, о. е.
0	0,924	7,1	7,7
100	1,22	8,53	9,07
150	1,32	9,065	9,6
200	0,978	7,65	8,03
250	0,352	0,0594	0,21

Первичные параметры ЛЭП (погонные междуфазная емкость, индуктивность, активное сопротивление) практически не оказывает влияния на величину напряжения на трансформаторе напряжения и величину действующего тока $I_{СК}$ и соответственно на условия возникновения феррорезонансных режимов.

Интегрированным параметром силового трансформатора является его номинальная мощность, которая определяет размеры магнитопровода, индуктивность рассеяния и активное сопротивление трансформатора [5]. С увеличением мощности трансформатора соответственно растут геометрические размеры и масса стали магнитопровода, уменьшаются индуктивность рассеяния и активное сопротивление обмоток. По результатам комплекса проведенных вычислительных экспериментов была построена область «опасных параметров» (рис. 6.), которая представляет собой зависимость мощности силового трансформатора от длины линии.

Достоверность полученных результатов подтверждена путем сопоставления реальных случаев повреждения трансформаторов напряжения, которые зарегистрированы в энергосистемах ЯрЭнерго, НижНовЭнерго с областью «опасных параметров» (рис. 6.). Это сопоставление позволяет сделать вывод, что рассчитанная область достаточно точно устанавливается возможность повреждения трансформаторов напряжения при феррорезонансных явлениях. Это свидетельствует также о высокой степени достоверности разработанной математической модели. Результаты моделирования в форме области «опасных параметров» может быть рекомендованы для практического использования.

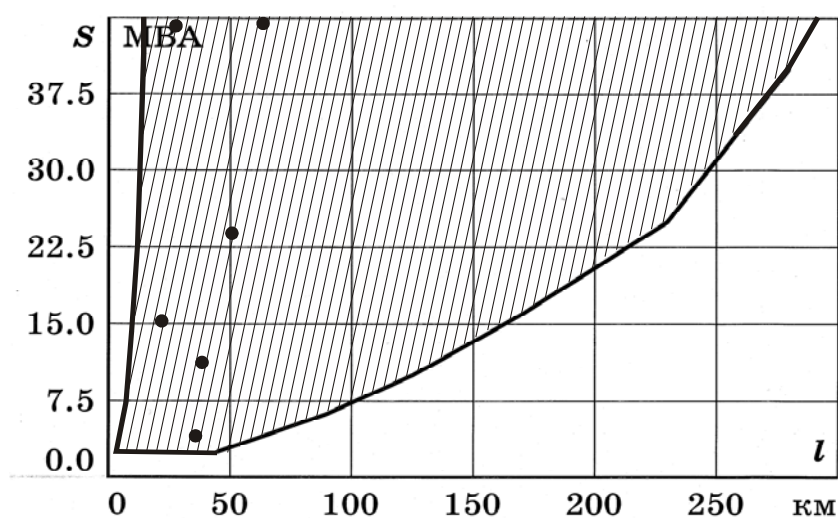


Рис. 6. Область опасных параметров феррорезонансных схем с фактическими зарегистрированными случаями повреждения трансформаторов напряжения

Автоматизированная система анализа феррорезонансных схем FReson 1.0

На основе разработанной математической модели феррорезонансных схем в сетях 110 кВ при неполнофазных включениях участков сетей с воздушными линиями электропередачи и ненагруженными силовыми трансформаторами, работающими с изолированной нейтралью, была создана автоматизированная система FReson 1.0 [6], которая позволяет:

- производить расчет переходных процессов и оценивать возможность повреждения трансформатора напряжения в практических феррорезонансных схемах электрических сетей;
- получать временные зависимости мгновенных и действующих значений напряжения и тока на обмотках ВН трансформаторов напряжения;
- вводить, хранить, редактировать и печатать данные вариантов расчета феррорезонансных схем;
- хранить и обрабатывать данные по трансформаторам напряжения;
- аппроксимировать вебер-амперных кривых намагничивания трансформаторов напряжения.

Автоматизированная система внедрена и используется для анализа феррорезонансных схем в электроэнергетических системах «Гатэнерго», «Костромаэнерго» и «Ярэнерго».

Рекомендуемые мероприятия по предотвращению феррорезонанса

Для выбора мероприятий по предотвращению повреждений трансформаторов напряжения необходим тщательный анализ феррорезонансных схем, для этой цели может быть использована автоматизированная система FReson 1.0. Эффективными мероприятиями предотвращающие феррорезонансные явления являются: заземление нейтрали силового трансформатора и увеличение емкости сети относительно земли путем подключения к шинам конденсаторных батарей. При заземлении нейтрали силового трансформатора полностью или частично исключается образование феррорезонансных схем, что ликвидирует опасность повреждения трансформаторов напряжения от возможных феррорезонансных явлений. Заземление нейтрали силового трансформатора может быть осуществлено двумя способами: глухим заземлением и заземлением через высокоомное сопротивление. При глухом заземлении нейтрали полностью исключается образование рассмат-

риваемых феррорезонансных схем, но может отрицательно повлиять на работу средств релейной защиты. При заземлении через высокоомные сопротивления [4] возможно значительное ухудшение условий работы фиксирующих приборов, определяющих место повреждения на линии. Для заземления предлагается использовать высокоомные биэталовые резисторы типа БРП-3 в пределах 2000 Ом. Места установки резисторов на линии предлагается выбирать, таким образом, чтобы при различных ремонтных или аварийных режимах работы участка сети не оставались бы без трансформатора с заземленной через резистор нейтралью. Однако последняя рекомендация не всегда практически реализуема. Предотвратить повреждение трансформаторов напряжения в феррорезонансных схемах можно также путем увеличения емкости сети по отношению к земле, например, путем подключения к шинам включаемого трансформатора конденсаторных батарей. Величина требуемой емкости должна быть определена для каждой конфигурации феррорезонансной схемы на основании предварительных вычислительных экспериментов. При использовании данного мероприятия не изменяется режим работы нейтрали силового трансформатора и требуется координация с работой средств релейной защиты.

Выводы

1. Для планирования мероприятий по предотвращению феррорезонансных явлений в сетях 110 кВ при неполнофазных включениях участков сетей с воздушными линиями электропередачи и ненагруженными силовыми трансформаторами, работающими с изолированной нейтралью, разработана математическая модель и создана на ее основе автоматизированная система FReson 1.0. Данная система позволяет, не прибегая к натурным испытаниям, с высокой степенью достоверности производить расчет и определять возможность повреждения трансформаторов напряжения при возникновении феррорезонансных явлений. Это подтверждено опытом эксплуатации данной программы в ряде энергосистем центра России.

2. На основе проведенных исследований с использованием разработанной математической модели построена область «опасных параметров», которая позволяет для данной номинальной мощности силового трансформатора и длины подключаемой к нему ЛЭП оперативно определить возможность возникновения феррорезонансных явлений.

3. Предложено в качестве мероприятия по предотвращению повреждения трансформаторов напряжения в феррорезонансных схемах увеличивать емкость сети по отношению к земле путем подключения к шинам конденсаторных батарей.

Литература

1. Панасюк Д. И., Фортуль Б. М. Предотвращение неполнофазной работы ВЛ-110 кВ с трансформаторами с изолированной нейтралью на ответвлениях. – Энергетик, 1984. № 11, с. 21.
2. Матханов П. Н. Основы анализа электрических цепей. Нелинейные цепи. – М.: Высшая школа, 1977. – 272 с.
3. Филиппов Е. Нелинейная электротехника. Перев. с нем./ Под ред. Тимофеева А. Б. – М.: Энергия, 1967. – 496 с.
4. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
5. Тихомиров П. М. Расчет трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 528 с.
6. Макаров А. В., Комин В. Г. и др. Автоматизированная система анализа феррорезонансных схем в электрических сетях с эффективно заземленной нейтралью при неполнофазных включениях MB FReson 1.0. Руководство пользователя. – Иваново, 1999.

Физика возникновения и развития дефектов при эксплуатации изоляционных конструкций

Митькин Ю. А., Вихарев А. В.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Опорно-стержневые и аппаратные изоляционные конструкции являются ответственными элементами, существенно влияющими на надежность электроснабжения. Их выход из строя в результате нарушения электрической (пробой) или механической (разрушение) прочности приводит к перебивам в электроснабжении. Такие повреждения часто обуславливают возникновение коротких замыканий, вызывающих большие электродинамические усилия в обмотках генераторов и силовых трансформаторов, что заметно снижает их ресурс работы. Все это обуславливает большое внимание исследователей к повышению технического состояния изоляционных конструкций в эксплуатации, в том числе и к изучению процессов возникновения и развития дефектов в реальных конструкциях.

Рассматриваемые изоляционные конструкции выполняются из электротехнического фарфора, который обладает кумулятивным эффектом и не восстанавливает свою электрическую прочность при сквозном пробое.

Применение твердых изоляционных материалов в изоляционных конструкциях приводит к упрощению самой конструкции и снижению расходов на эксплуатацию этого оборудования в энергосистемах. Однако все твердые диэлектрики имеют и существенный недостаток — наличие газовых и других включений. Эти включения приводят к существенному снижению электрической и механической прочностей изоляционных конструкций.

Так, наличие газовых включений приводит к неравномерному распределению напряженностей электрического поля. При воздействии переменного напряжения напряженность поля внутри газового включения будет примерно в 6 раз больше (пропорционально величине относительной диэлектрической проницаемости фарфора), чем в фарфоре. Это явление сдерживает широкое применение твердых диэлектриков в конструкциях с высокими рабочими напряженностями электрического поля, так как в газовых полостях при этом возникают интенсивные частичные разряды, разрушающие изоляцию.

Принципиальный подход к порам в фарфоровых изоляционных конструкциях состоит в полном их исключении. Однако технология производства фарфоровых изделий в настоящее время этого не позволяет сделать. В силу этого важно уменьшить их негативное влияние. Эта проблема остается до сих пор сложной и решается она на стадии производства и в эксплуатации изоляционных конструкций.

В подстанционных изоляционных конструкциях имеются металлические фланцы, которые приводят к возникновению дополнительной неоднородности изоляции в этих узлах. Так, между поверхностью фланца и телом фарфора, несмотря на цементные заделки, имеют место газовые включения. Кроме того, в эксплуатации со временем в герметичных заделках возникают трещины, заполненные воздухом. В этих газовых включениях также создаются повышенные напряженности электрического поля, приводящие к возникновению в них частичных разрядов.

Из числа производственных дефектов следует особо выделить открытую микроскопическую пористость, так как она в настоящее время является основной причиной выхода из строя фарфоровых подстанционных изоляторов [1]. Этот вид пористости представляет собой систему микроскопических пор порядка 6 мкм, которые связаны между собой. В силу этого они имеют вытянутую форму.

Наибольшую опасность представляют микроскопические поры, которые начинаются непосредственно на поверхности торца фарфорового изолятора и продолжаются вглубь тела изолятора (открытая пористость).

В эксплуатации производственные дефекты, как правило, служат началом для их развития в эксплуатационных условиях. При этом важное влияние на развитие дефектов имеют следующие воздействующие факторы: атмосферная влага, частичные разряды в газовых порах, температурные перепады, механические и электрические нагрузки. На каждую конкретную изоляционную конструкцию эти факторы влияют одновременно и оказывают на изолятор комплексное воздействие. Вместе с тем для выявления особенностей возникновения и развития дефектов в изоляторах, а также для разработки профилактических мероприятий целесообразно проанализировать влияние каждого из этих факторов отдельно.

В эксплуатации под действием переменного рабочего напряжения в приповерхностных газовых микропорах вблизи фланца возникают частичные разряды, которые сопровождаются повышенными температурами (сотни градусов) и формированием объемного электрического заряда, особенно вблизи головки прорастающего разрядного канала (окончание микротрещины). Объемный электрический заряд резко искажает электрическое поле, что приводит к искривлению электрических зон и появлению микротрещин вблизи головки канала. Этому способствует и температурные воздействия при большой их длительности. В результате происходит прорастание канала (микротрещины) соединение его с закрытыми парами и еще большему

прорастанию микроканала вглубь тела изолятора. Поскольку изоляторы служат десятки лет, то этот процесс постепенного прораствания микротрещины может привести к значительному росту длины трещины. Далее под действием электрических перенапряжений возможен пробой оставшейся части изолятора, или под действием механических нагрузок, например, при срабатывании разъединителей, тело фарфора может разрушиться в «слабом» месте. Оба эти случая приводят к выходу из строя изолятора.

В действительности механизм развития повреждения значительно сложнее. Существенное влияние на зарождение и развитие дефектов оказывает атмосферная влага, которая проникает в зону открытой микроскопической пористости через цементный армированный слой под фланцем. Особенно этот процесс диффундирования влаги ускоряется при растрескивании цементного шва, которое имеет место для большинства изоляторов. Влага попадает на торец фарфорового изолятора, а далее проникает в микроскопические поры. Повышенное содержание влаги приводит не только к локально разогреву изолятора, но и к возникновению новых механизмов развития микроканалов.

При попадании паров влаги в микроканалы происходит их конденсация и постепенное заполнение каналов водой. Наличие резких температурных перепадов и различий в температурных коэффициентах контактирующих тел приводит к появлению повышенных механических напряжений и прорастанию микротрещин. Характер пространственного формирования трещин будет зависеть от первоначального (производственного) распределения микропор по объему изолятора. В эксплуатации отмечается разрушение фарфора вблизи фланца, формирование глубинных трещин, в том числе и по всей высоте изолятора [1]. Видимо, вносят свой вклад в развитие микротрещин и физико-химические процессы, имеющие место в головке микроканала, которые могут способствовать возникновению дополнительных механических напряжений. Однако эти процессы применительно к фарфоровой изоляции пока не изучены.

Большое влияние влаги на повреждаемость фарфоровых изоляторов заставляет исследователей и эксплуатационников искать эффективные способы защиты изоляторов от их быстрого увлажнения. Здесь на первое место выходит проблема повышения герметизирующих свойств армированных слоев при заделке металлических фланцев. Выше отмечалось, цементный армированный слой не удовлетворяет в полной мере требования эксплуатации, поэтому важно рассмотреть и другие подходы к решению этой проблемы.

Заводы по выпуску изоляторов принимают меры по улучшению свойств цементной заделки, предлагается также покрывать эти швы слоем высыхающей краски. Однако эти меры пока приводят только к небольшому замедлению процесса увлажнения изолятора, так как причина появления трещин в цементных заделках и в слое краски не устраняется. Аналогичный результат дают и применение жидких смазок и картонных уплотнителей.

В Ивановском государственном энергетическом университете (ИГЭУ) разработано специальное герметизирующее устройство для опорного изолятора с использованием магнитной жидкости [2]. Она удерживается в неоднородном магнитном поле и осуществляет герметизацию внутренней полости опорного изолятора. Воздействие температуры, механических нагрузок и вибраций в процессе эксплуатации не нарушает работоспособности устройства, так как пластические свойства вязкой магнитной композиции при этом сохраняются. Уплотнения такого типа могут быть эффективными, например, при герметизации опорных изоляторов, внутренняя часть которых заполнена газовыми или жидкими электроизоляционными средами. Проникновение же влаги через слой магнитной жидкости здесь также полностью не исключается.

В ближайшее время трудно ожидать появления нового, например, полимерного герметика, который бы в условиях эксплуатации надежно обеспечил влагозащиту торцевой части фарфорового изолятора.

Вместе с тем электроэнергетика накопила богатый опыт по использованию узлов герметизации с резиновой прокладкой для герметичных силовых трансформаторов и вводов. При использовании маслостойкой резины хорошего качества они обеспечивают высокую степень герметизации и влагозащиты изоляции этих аппаратов. С учетом этого целесообразно рассмотреть возможность применения эластичной маслостойкой резины для уплотнения фланцев опорных фарфоровых изоляторов. Исследования условий качественной герметизации изоляционных конструкций с использованием резиновых уплотнений показали [3], что в зависимости от заданных требований следует обеспечивать соответствующую степень деформации резиновой прокладки с учетом шероховатости соприкасающихся поверхностей. Такие уплотнения можно сделать в условиях эксплуатации на действующих изоляторах с целью накопления опыта и выявления эффективности их применения.

Анализ особенностей развития повреждений фарфоровых изоляторов в условиях эксплуатации позволяет внести в порядке обсуждения некоторые предложения в целях повышения эффективности их эксплуатации, к числу которых следует отнести:

- введение норм на влагосодержание фарфоровой изоляции;
- разработка способов и технических средств контроля влагосодержания фарфоровой (и полимерной) изоляции;
- разработка резиновых уплотнений для фланцев опорных изоляторов, разрядников и ОПН;
- разработка способов и технических средств для выявления дефектов в изоляторах на ранней стадии;
- разработка математических моделей режимов работы изоляционных конструкций и процессов возникновения и развития дефектов в изоляторах в условиях эксплуатации.

Литература

1. Технологии оценки состояния фарфоровых изоляционных конструкций высоковольтных установок. 2-ое издание, перераб. и дополненное / А. А. Шейкин, А. И. Таджикибаев, Ю. А. Омельченко, М. А. Надеяев. – СПб: ПЭИПК, 2004. – 108 с.

2. А. с. № 1348916 (СССР). Опорный изолятор / О. А. Баженов, А. М. Соколов, Ю. А. Митькин. – Оpubл. в Б. И., 1987, № 40.

3. Митькин Ю. А., Вихарев А. В. Метод расчета уплотнений силового высоковольтного трансформатора по условию его герметизации. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2001, № 11–12.

О некоторых особенностях использования полых полимерных изоляторов для высоковольтных аппаратов наружной установки

Горячкин С. Н., Филиппов Г. А., Шилов С. В.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Перспективность использования полых изоляторов при разработке опорных изоляционных конструкций на высшие классы напряжения очевидна и связана в первую очередь с их высокой механической прочностью на изгиб [1]. Кроме того, изоляторы с внутренней полостью по условиям технологии их производства могут быть изготовлены в одном элементе высотой до 465 см с диаметром по ребру более 50 см [2], в то время как достигнутый в настоящее время мировой уровень изоляторостроения позволяет изготовить опорные стержневые изоляторы высотой до 80 см с диаметром ребра до 36 см, а изоляторы типа «мультикон» высотой до 230 см с диаметром до 47 см [1].

Существенными недостатками опорных изоляторов с внутренней полостью являются низкие влагоразрядные характеристики таких изоляторов и необходимость защиты внутренней полости от возникновения перекрытий при отпотевании внутренней поверхности изоляторов [2]. Низкие влагоразрядные напряжения вдоль наружной поверхности полых изоляторов обусловлены технологическими трудностями, не позволяющими создать фарфоровые полые изоляторы с большими отношениями длины пути тока утечки к строительной высоте изолятора (L / H). Для исключения возникновения перекрытий по внутренней поверхности полых изоляторов разработаны различные защитные мероприятия, такие как продувка внутренней полости подогретым воздухом, заполнение ее различными электроизоляционными газами, жидкостями или пеногерметиками, покрытие внутренней поверхности полупроводящей глазурью или ее гидрофобизация и т. д. Эти мероприятия сложны при реализации, требуют значительных дополнительных затрат, затрудняют эксплуатацию и обслуживание электрооборудования и при этом недостаточно эффективны. Таким образом, разработка новых способов защиты полых изоляторов от возникновения перекрытий по внутренней поверхности при ее увлажнении целесообразна, а для успешного освоения новых классов напряжения просто необходима. По-видимому, оба основных недостатка, присущие полым опорным изоляторам, могут быть устранены путем создания изоляторов на основе полимерных композиционных материалов, например стеклопластиков. Возможность обеспечения достаточно больших отношений (L / H) для стержневых стеклопластиковых изоляторов и достижение при этом высоких значений влагоразрядного напряжения доказаны ранее [3], поэтому учитывая широкие

технологические возможности, которые появляются при изготовлении изоляторов из полимерных композиций, естественным является желание использовать для повышения влагоразрядных напряжений по внутренней поверхности общеизвестного и хорошо себя зарекомендовавшего на практике для наружной поверхности изоляторов способа увеличения длины пути тока утечки. Такое увеличение при неизменной строительной высоте изолятора может быть осуществлено путем увеличения отношения, т. е. путем создания внутренних ребер по конструкции и назначению аналогичных наружным. Технология изготовления полых стеклопластиковых изоляторов (например, методом непрерывной намотки) вполне позволяет создать изоляторы подобной конструкции. Вопрос об эффективности влияния внутренних ребер на влагоразрядное напряжение вдоль внутренней поверхности полых изоляторов рассмотрен ранее [4] и решен положительно.

Проведенные на кафедре высоковольтной электроэнергетики, электротехники и электрофизики ИГЭУ теоретические и экспериментальные исследования, направленные на создание полимерных опорных изоляторов, показали, что подобные изоляторы обладают высокими механическими характеристиками, в частности большой механической прочностью при изгибе. Они позволяют использовать оптимальные соответствия геометрических параметров, определяющих их форму, и достигать максимально возможных значений электрической прочности в условиях загрязнения и увлажнения поверхности изоляторов. Применение внутренних ребер в полых полимерных конструкциях, практически, исключая разряд внутри изолятора, значительно повышает его надежность. Разработанные технологические приемы позволяют говорить о достаточной технологичности изготовления полых полимерных изоляторов с внутренними ребрами в заводских условиях.

На базе проведенных исследований был создан опытный экземпляр полого полимерного опорного изолятора на класс напряжения 110 кВ, конструкция которого показана на рис. 1. Внешний вид изолятора представлен на рис. 2. Изолирующая часть изолятора состоит из несущего стеклопластикового цилиндра, внутреннего и внешнего защитных покрытий в форме ребер, выполненных на резиновой смеси 2610 на основе нитрильного каучука типа СКН-26АСм.

Данный изолятор был подвергнут механическим и электрическим испытаниям в лабораториях университета. Изолятор успешно выдержал испытание стандартным полным грозовым импульсом с амплитудой 450 кВ положительной и отрицательной полярности, проведенное в соответствии с требованиями ГОСТ. 1-76 и 1516.2-76. Испытания нормированным напряжением промышленной частоты величиной 280 кВ в сухом состоянии проводились в соответствии с ГОСТ 1516.2-76 и тоже прошли успешно.

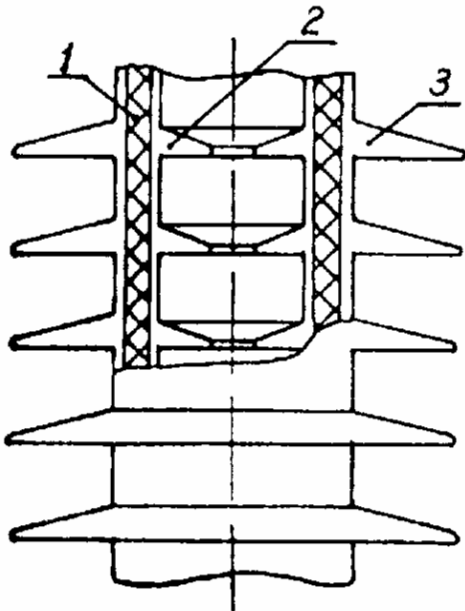


Рис. 1. Конструкция изолятора:
1 — стеклопластиковый цилиндр;
2, 3 — внутреннее и внешнее защитное покрытие

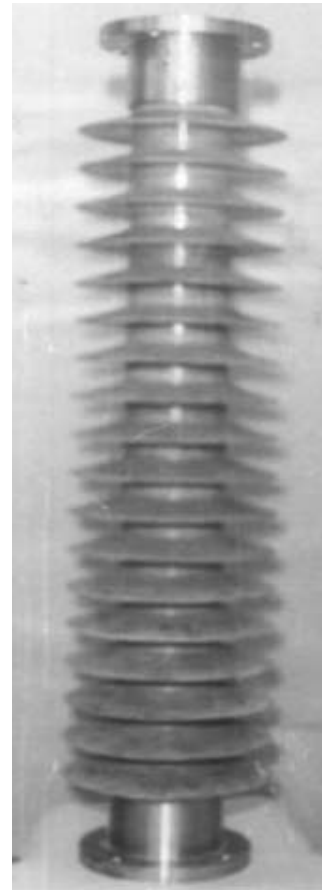


Рис. 2. Внешний вид полого полимерного изолятора на класс напряжения 110 кВ

Испытания изолятора на изгиб проводились по ГОСТ 26093-84 и ГОСТ 1516.1-76 на испытательной машине ПСУ-10. Изолятор выдержал нагрузку в 3000 Н, приложенную к верхнему фланцу при неподвижном нижнем фланце. При этом остаточной деформации и повреждений не было обнаружено. Механические испытания изолятора и его моделей показали надежность разработанной конструкции заделки верхнего и нижнего фланцев.

После проведенных испытаний изолятор был передан в опытную эксплуатацию на действующем оборудовании Владимирского предприятия электрических сетей. Изолятор проработал на линейном присоединении ОГУ 110 кВ подстанции «Тракторная» в г. Владимире в течение 2,5 лет, после чего был демонтирован и доставлен в лабораторию кафедры. В период эксплуатации полимерный изолятор был подключен параллельно стандартному фарфоровому изолятору, как это показано на рис. 3, т. е. подвергался всем видам эксплуатационных воздействий в полной мере.

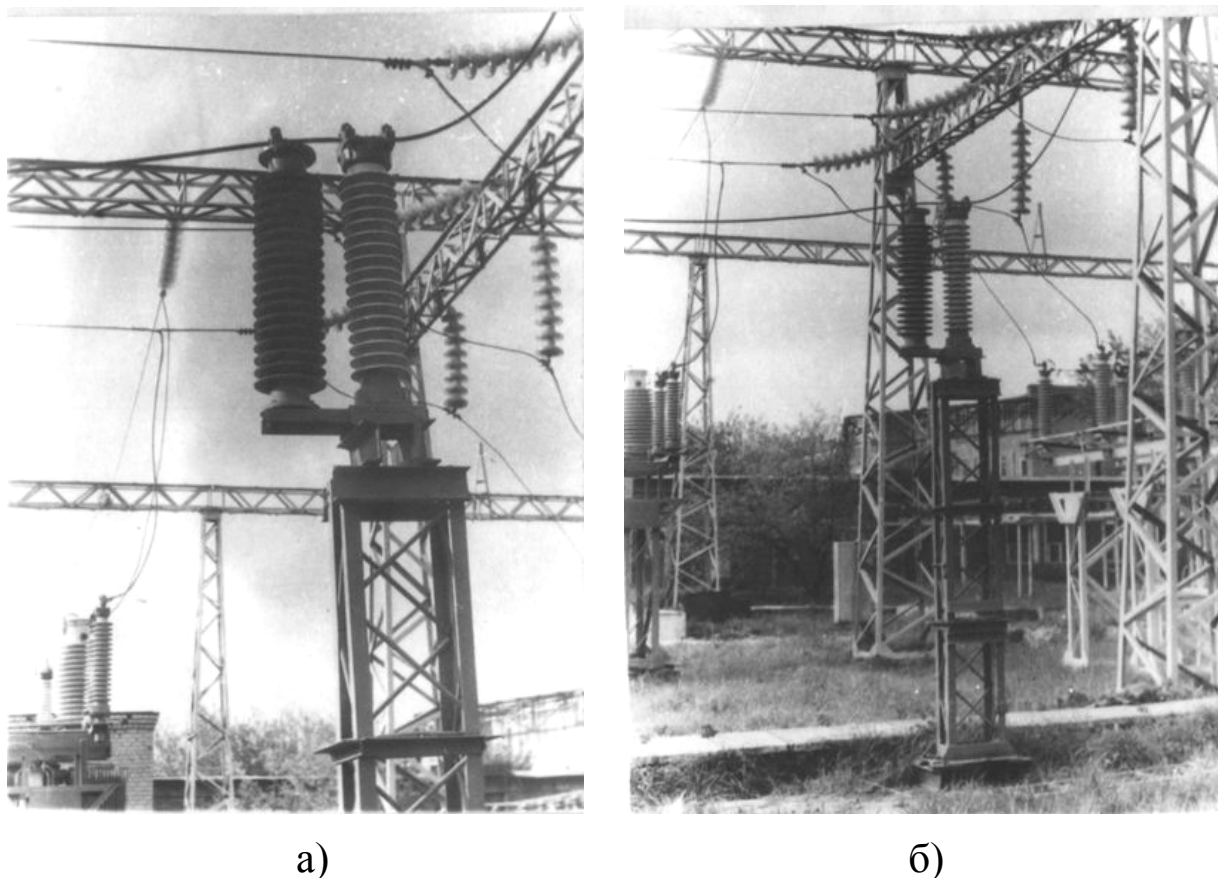


Рис. 3. Подключение и установка опытного образца полого полимерного изолятора на линейном присоединении РУ 110 кВ п/ст «Тракторная», г. Владимир

Осмотр наружной и внутренней части изолятора показал следующее. Состояние внутренней поверхности изолятора идеальное, почти не отличное от исходного, отсутствуют малейшие следы разрушения (рис. 4, рис. 5). Загрязнений нет. Состояние наружного защитного покрытия (ребер) зависит от того, насколько интенсивному воздействию ультрафиолетового облучения в комплексе с другими климатическими факторами подвергался изолятор в ходе эксплуатации. На стороне изолятора, расположенной с северной стороны, существенных изменений защитного покрытия не обнаружено (рис. 6). Однако на остальной части поверхности образовались треки, которые хорошо видны на рис. 7.

В результате проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1. Разработанная конструкция полого полимерного изолятора с внутренними ребрами показала свою работоспособность и пригодность в действующем оборудовании.

2. Разработанная технология, методы расчета конфигурации поверхности изолятора и полученные данные позволяют проводить опытно-конструкторские разработки полимерных изоляторов нового типа для различных классов напряжения и различного назначения.

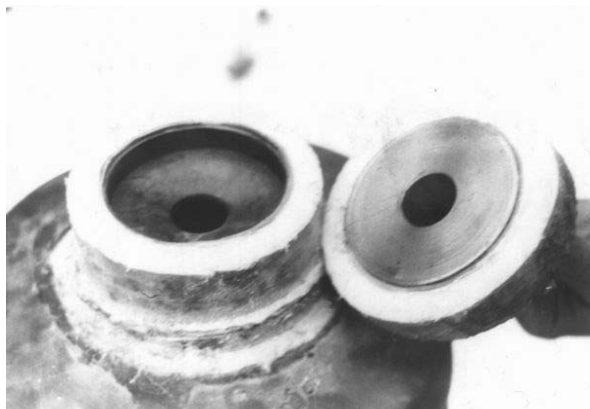


Рис. 4. Верхняя часть полового полимерного изолятора со снятым фланцем после эксплуатации

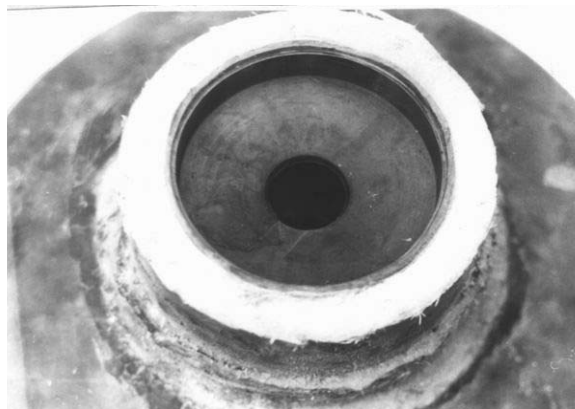


Рис. 5. Внешний вид внутреннего защитного покрытия (ребра) полового полимерного изолятора после эксплуатации



Рис. 6. Внешний вид наружного защитного покрытия полового полимерного изолятора с северной стороны, расположенной рядом с фарфоровым изолятором



а)



б)

Рис. 7. Состояние наружного защитного покрытия полового полимерного изолятора с южной стороны после опытной эксплуатации

3. Использование резины 2610 для наружных ребер для изоляторов наружной установки недопустимо. Для этой цели следует использовать материалы, нашедшие применение в линейной полимерной изоляции, например эпоксиборопласт.

Литература

1. Электрические изоляторы / Н. С. Костюков, Н. В. Минаков, В. А. Князев и др.; Под ред. Н. С. Костюкова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 296 с.

2. Александров Г. Н., Иванов В. Л. Изоляция электрических аппаратов высокого напряжения. – Л.: Энергоатомиздат, 1984. – 208 с.

3. Александров Г. Н., Кизеветтер В. Е., Альварес Э. Х. Оптимизация формы стержневых изоляторов на основе стеклопластиков // Электричество. – 1984. № 12, с 7–11.

4. Александров Г. Н., Шилов С. В. Полимерный изолятор наружной установки для электрических аппаратов высокого напряжения // Научные и электрофизические проблемы повышения надежности работы сетей 6–35 кВ. Тезисы докладов. – Челябинск, 1987. – с. 8–10.

О разработке опорных полимерных изоляторов класса напряжения 110 кВ и выше

Цыганов М. Ю., Соловьёв Э. П.
ООО «Альфа-энерго», г. Москва

Ярмаркин М. К.
ПЭИПК, г. Санкт-Петербург

В настоящее время в России рядом фирм налажен и активно осуществляется выпуск опорных полимерных изоляторов класса 110 кВ. Например, научно-производственная фирма «Альфа-Энерго» разработала и серийно выпускает полимерные опорно-стержневые изоляторы типа ИОСПК-10, предназначенные для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций класса напряжения 110 кВ.

В настоящей статье представлены данные, обосновывающие выбор технических решений при проектировании конструкции изоляторов типа ИОСПК-10, обеспечивающих необходимую жесткость, механическую и электрическую прочность. Кроме того, рассмотрены вопросы выбора геометрии соединительных фланцев.

Изоляторы ИОСПК-10 используются, в частности, в качестве опорных поворотных изолирующих элементов, поддерживающих токоведущие шины и ножи разъединителей при эксплуатации на открытом воздухе, а также в качестве (или в составе) шинных опор. Конструкция полимерного опорного изолятора должна обеспечивать на необходимом уровне механическую прочность, жесткость и электрическую прочность, что в свою очередь обеспечивается выбором типа изолирующего материала, величиной сечения силового элемента, габаритами конструкций и формой фланцевых соединений.

Известно, что жесткость, механическая и электрическая прочность полимерного опорного изолятора обеспечиваются в первую очередь выбором типа изолирующего материала, конструкции сечения силового элемента и геометрии фланцевых соединений. Требуемую механическую прочность можно получить, применяя в качестве несущей основы монолитный стеклопластиковый стержень, изготавливаемый с помощью пултрузии, то есть непрерывной протяжкой стекложгута с одновременной пропиткой полимерным связующим и отверждением его в фильере. Пултрузионный стеклопластик имеет механическую прочность на растяжение, достигающую 10000 кгс/см², прочность на изгиб 7000 кгс/см² и модуль упругости 350000 кгс/см². Сечение стержня (диаметр) должно удовлетворять требованию механической прочности, которое определяется соотношением

$$\sigma \geq \frac{M}{W},$$

где σ — допустимое механическое напряжение в несущем стержне, кгс/см²;

M — изгибающий момент, кгс·см;

W — момент сопротивления сечения, см³. Для округлого сечения $W \approx 0,1d^3$.

Кроме того, стержень должен обладать определённой жесткостью, при которой отклонение нагружаемого конца стержня от первоначального положения Δ (см рис. 1), не превышает заданной величины. Жесткость стержня определяется условием

$$\Delta = \frac{F \cdot L^3}{3 \cdot E \cdot J},$$

где Δ — отклонение под воздействием изгибающего усилия F (кгс), см. рис. 1;

L — длина изолятора, подвергающаяся изгибу, см;

E — модуль упругости при изгибе, кгс/см²;

J — момент инерции сечения, см⁴.

Для круглого сечения

$$J = \frac{\pi \cdot d^4}{64}$$

В соответствии с действующими в настоящее время нормативами для изоляторов класса 110 кВ и 220 кВ величина отклонения D не должна превышать 10 мм, а для изоляторов класса 330 кВ — 20 мм при изгибающем усилии 150 кгс. Результаты расчётов предельно-допустимых значений диаметров сплошного стержня для изоляторов различного класса напряжения представлены в табл. 1.

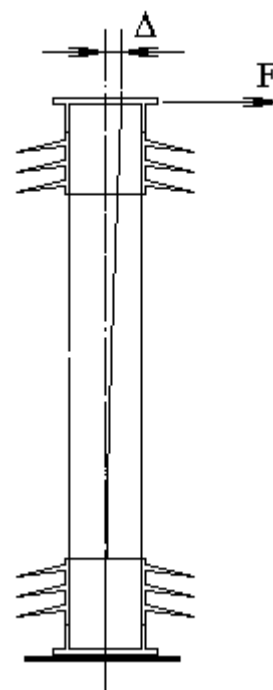


Рис. 1. Контроль жесткости опорного изолятора

Таблица 1

Класс напряжения, кВ	Диаметр несущего стеклопластикового стержня, мм	Масса несущего стержня изолятора, кг
110	70/5	7,85
220	110/6	37,5
330	130/6,5	68,2

В таблице 1 указаны предельно-допустимые диаметры стержня в числителе — исходя из требований к жесткости, в знаменателе — к прочности. Из таблицы следует, что определяющим фактором при выборе диаметра стержня является условие жесткости, а не условие прочности.

С учётом проведенных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, связанных с определением параметров стержней с соединительных фланцев, в конце 90-х годов был разработан и опробован в серийном производстве класс опорно-стержневых изоляторов типа ИОСПК со стеклопластиковыми стержнями на рабочие напряжения 35–110 кВ.

Изоляторы прошли полный объём испытаний в составе разъединителей РНДЗ, РДЗ, SGF, РГЮ РГД. К настоящему времени изготовлено и поставлено в эксплуатирующие организации более 2500 шт. изоляторов такого типа. Успешная их эксплуатация в условиях широкого спектра дестабилизирующих воздействий, включая перепады температур окружающей среды от минус 60 °С до плюс 50 °С, различные классы рабочих сред, механические воздействия и т. д. подтверждают их высокие эксплуатационные характеристики, а габаритно-весовые параметры и существенное сокращение времени технического обслуживания дают им явное преимущество в сравнении с изоляторами других типов.

Что касается особенностей технологии производства изоляторов ИОСПК, то следует обратить внимание на то, что достигнутый уровень безотказности при эксплуатации обеспечен 100 %-ным пооперационным контролем на этапах подготовки производства и изготовления изделий, а также 100 %-ными электрическими испытаниями перед отправкой потребителям на условиях независимой экспертизы в одной из испытательных лабораторий ОАО РАО ЕЭС.

Накопленный к настоящему времени опыт на базе промышленного выпуска изоляторов с рабочим напряжением до 110 кВ позволил перейти к научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам, связанным с созданием опорно-стержневых полимерных изоляторов на напряжение 220–330 кВ.

В первую очередь эти работы касаются выбора параметров опорного элемента.

Как наиболее перспективный с точки зрения габаритно-весовых характеристик и возможностей промышленности в части наиболее быстрого и экономически оправданного обеспечения комплектующими элементами нами был выбран вариант стеклопластиковой трубы.

Применение трубы в качестве несущей основы изолятора ставит задачу поддержания необходимой электрической прочности вдоль поверхности внутренней полости трубы. В практике применения опорных изолято-

ров с внутренней полостью известны случаи перекрытия вдоль внутренней стенки. Принято считать, что это связано с возможностью диффузионного газообмена между полостью и внешней средой, причём в летний период влага вместе с тёплым воздухом накапливается в полости, а с наступлением холодной погоды конденсируется на её стенках и инициирует пробой вдоль поверхности изолятора. Несмотря на отсутствие исчерпывающих исследований, полностью описывающих этот механизм, можно указать на некоторые закономерности, свойственные процессу накопления влаги внутри изолятора. Прежде всего оценим массу влаги, содержащуюся в единице объёма влажного воздуха. Она определяется известной формулой

$$m = \frac{\mu \cdot B \cdot P_1}{100 \cdot R \cdot (273 + t)}, \text{ кг/м}^3 \quad (1)$$

где $\mu = 18$ — молекулярный вес воды;

B — относительная влажность воздуха; t — температура;

P_1 — давление насыщающих паров воды при температуре t ;

$R = 8.317 \times 10^3$ Дж/кмоль·К — универсальная газовая постоянная.

Например, известно, что при $t = 40^\circ\text{C}$, величина P_1 составляет $P_1 = 7.37$ кПа. Если $B = 80\%$, то вычисления по формуле (1) позволяют оценить содержание влаги в воздухе величиной $m_1 \approx 41$ г/м³. При снижении температуры до 0°C давление насыщающих паров уменьшается до 0.606 кПа. Если предположить, что $B = 100\%$, по формуле (1) в воздухе останется не более $m_2 \approx 5$ г/м³ влаги. Остальные $m \approx 41 - 5 = 36$ г/м³ выпадают на стенки полости.

Кроме того, объём цилиндрической полости V пропорционален квадрату радиуса r :

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot H,$$

в то время как площадь боковой поверхности пропорциональна первой степени r

$$S = 2\pi \cdot r \cdot H,$$

где H — высота полости.

При этом количество влаги v , осевшей на единичной поверхности, пропорционально радиусу полости r :

$$v = \frac{m \cdot V}{S} = \frac{m \cdot r}{2}, \quad \frac{\text{кг}}{\text{м}^2}.$$

Это позволяет предположить, что проблема перекрытия вдоль внутренней поверхности полого изолятора тем более значительна, чем больше радиус изолятора, иными словами, чем выше класс напряжения, больше строительная высота и больше момент сопротивления, необходимый для поддержания требуемой жесткости и механической прочности. При $r=25$ мм, что характерно для изолятора ИОСПК класса 110 кВ, в приведенном выше примере $\nu = 36 \cdot 0.025 / 2 = 0.45 \text{ г/м}^2 = 0.045 \text{ мг/см}^2$. При увеличении радиуса до 85 мм, что характерно для изоляторов класса 330 кВ, количество конденсата на поверхности возрастает до $\nu = 36 \cdot 0.085 / 2 = 1.53 \text{ г/м}^2 = 0.153 \text{ мг/см}^2$.

Следует принять во внимание то, что конденсат оседает на стенках неравномерно, образуя зоны повышенной плотности, где пробой вдоль поверхности более вероятен. Наиболее вероятной причиной для этого является неравномерность теплоотвода от внешней поверхности трубы, однако нельзя полностью исключать и более сложные эффекты, приводящие к формированию и преимущественному росту капель в отдельных точках поверхности. Непосредственное наблюдение за процессом конденсации влаги на стенках цилиндрической полости, выполненной из какого-либо прозрачного материала (например, из стекла или прозрачной пластмассы) позволяет установить, что эта неравномерность может привести к увеличению концентрации влаги в отдельных зонах, более чем на порядок превышающей указанные средние величины.

С другой стороны, путём несложных экспериментов нетрудно установить, что на вертикальной плоскости из кремнийорганической резины невозможно удержать капли влаги при концентрации, превышающей 10 мг/см^2 . Это значение является, таким образом, верхней оценкой для опасного уровня концентрации влаги на поверхности. В тех же экспериментах установлено, что слияние мелких капель с образованием потёков активно происходит и при концентрации, порядка 1.0 мг/см^2 , то есть при уровне, незначительно превышающем указанный выше для существующих изоляторов класса 110 кВ с учётом неравномерности распределения конденсата. Это позволяет сделать вывод, что проблема конденсации влаги на внутренней поверхности трубы, существующая при классе напряжения 110 кВ, будет возрастать и приобретать всё большее значение при переходе к высшим классам напряжения, связанном с необходимым увеличением диаметра полости.

Известны различные способы борьбы с указанными явлениями, в том числе естественная вентиляция полости, нанесение защитного покрытия на её поверхность, установка внутренних рёбер и т. д. Наиболее эффективным из них, с нашей точки зрения, является заполнение полости каким-либо диэлектриком, что делает невозможным конденсацию влаги на стенках. При этом возможны два варианта действий:

- a) вытеснение воздуха из полости, например, при заполнении полости минеральным маслом, или другим диэлектриком;
- b) применение заполняющего диэлектрика в виде пены, что является, по существу, разбиением объёма на множество малых отсеков.

В первом случае накопление влаги во внутренней полости затруднено ввиду высокой плотности заполняющего материала и его низкой способности накапливать влагу. К недостаткам этого варианта следует отнести большой расход материала заполнения и увеличение веса и стоимости изолятора.

Во втором случае диффузия влаги может быть лишь незначительно затруднена наличием тонких диэлектрических перегородок между пузырьками пены, однако, как показано выше, малый объём пузырьков исключает образование опасной концентрации влаги на стенках пузырька. Кроме того, при этом исключена возможность формирования потёков влаги на стенках внутренней полости. Достоинством этого способа является незначительный расход материала заполнения и относительно малый вес готового изолятора. В ООО «Альфа-Энерго» для этой цели применяется вспененный силиконовый каучук, сочетающий широкий температурный диапазон с высокой адгезией к стенкам стеклопластиковой трубы. В настоящее время в ООО «Альфа-Энерго» налажено производство изоляторов ИОСПК класса 110 кВ и разработан изолятор класса 220 кВ на основе стеклопластиковой трубы с заполнением силиконовой пеной.

Опытные образцы изоляторов успешно прошли исследовательские испытания в лабораториях ОАО РАО ЕЭС и в настоящее время находятся в стадии всесторонних конструкторских испытаний. Разработаны и реализуются мероприятия по проведению межведомственных испытаний в объёмах действующих нормативных документов.

Применение диэлектрического заполнения внутренней полости не предусмотрено действующими нормами испытаний. Например, в [1] содержится рекомендация по испытанию материала трубы на устойчивость против проникновения воды, в соответствии с которой образцы трубы длиной 30 мм должны быть подвергнуты кипячению в течение 100 час. При этом сделана оговорка, что с наружной поверхности образцов должен быть предварительно удалён защитный слой. Очевидно, такая же оговорка должна быть сделана и относительно материала, заполняющего полость трубы, поскольку испытания относятся именно в материалу трубы. Для контроля возможности накопления влаги и пробоя внутри трубы достаточно испытаний, предусмотренных [2] (кипячения всего изолятора в течение 42 часов с последующим приложением нормированного напряжения).

Не менее важным компонентом конструкции изолятора является соединительный фланец. Для надёжной работы изолятора конструкция соединительного фланца должна обеспечивать максимальное снижение напряженности электрического поля в области его сочленения с изолирующим элементом. Надёжная работа изоляторов ИОСПК при воздействии высокого напряжения достигнута тщательным анализом электрического поля и принятыми мерами по снижению его напряженности до допустимого уровня.

На рис. 2–4 показаны фрагменты расчётных моделей опорных изоляторов класса 110 кВ и 220 кВ в области высоковольтного фланца. В приведенных примерах потенциал высоковольтного фланца принят равным наибольшему рабочему фазовому напряжению (73 кВ для класса напряжения 110 кВ и 146 кВ для класса напряжения 220 кВ). Относительная диэлектрическая проницаемость кремнийорганического покрытия принята равной 4,0, стеклопластика — 5,0.

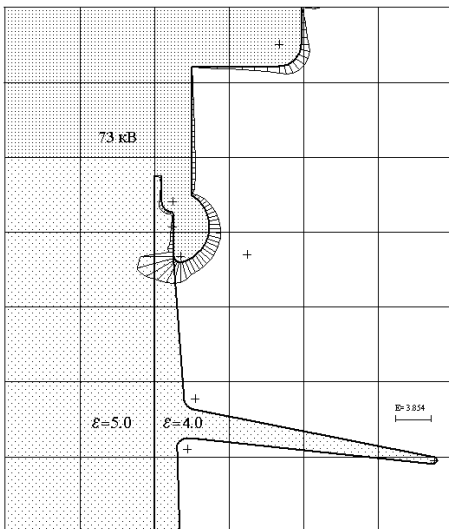


Рис. 2. Расчётная модель опорного изолятора класса 110 кВ (фрагмент) без учёта напыла герметика на торец высоковольтного фланца. Сетка 20×20 мм

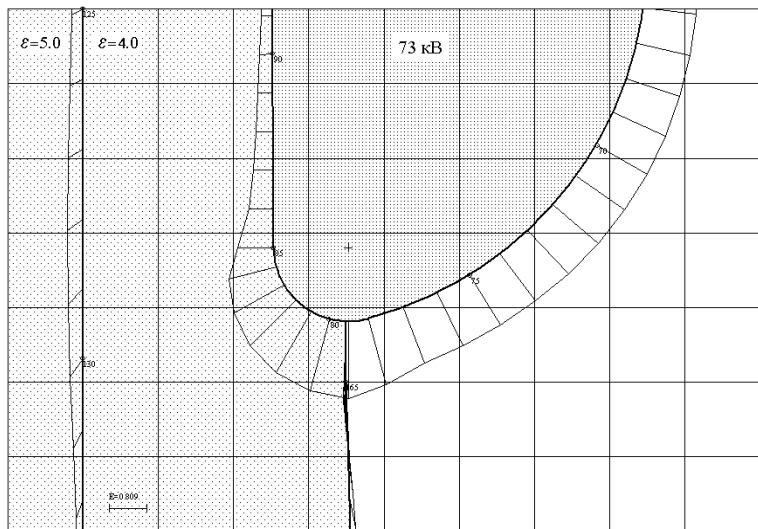


Рис. 3. Расчётная модель опорного изолятора класса 110 кВ (фрагмент) при учёте напыла герметика на торец высоковольтного фланца. Сетка 1×1 мм

Основными особенностями принятой формы высоковольтных фланцев являются:

- а) большие радиусы кривизны поверхности на нижнем торце;
- б) использование диэлектрического промежутка длиной 3–5 мм между металлом фланца в его нижней части и поверхностью стеклопластика.

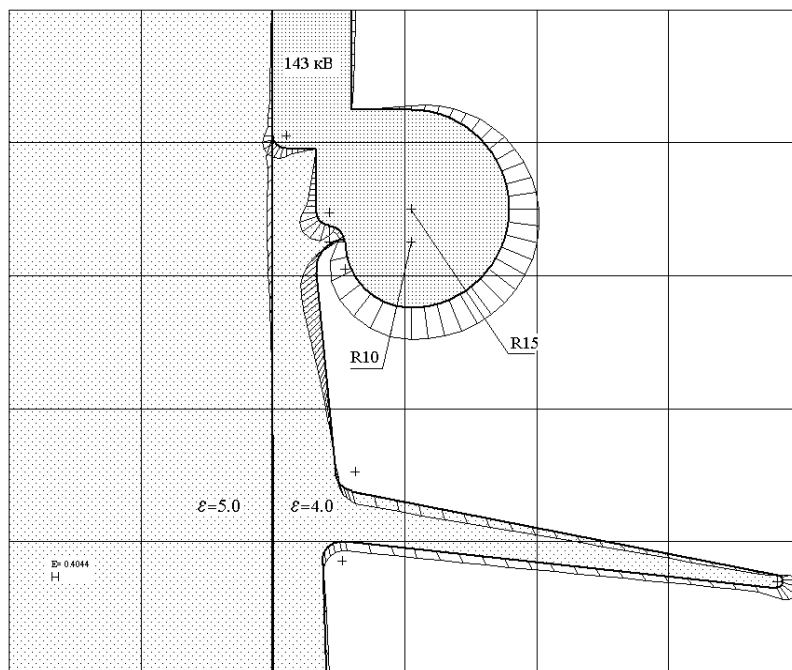


Рис. 4. Расчётная модель опорного изолятора класса 220 кВ (фрагмент). Сетка 20×20 мм

Таблица 2

Напряженность электрического поля (кВ/мм эффективного значения) на элементах расчётной модели рис. 2, 3 для опорного изолятора класса 110 кВ

№ п/п	Положение	Рис. 2	Рис. 3
1	Верхний фланец верхнего изолятора (высокий потенциал) R10 / R2 мм	4.31	1.63
2	Граница раздела между стержнем и покрытием вблизи верхнего фланца верхнего изолятора (в материале покрытия) R40	0.49	0.47
3	Внешняя поверхность покрытия вблизи верхнего фланца верхнего изолятора в воздухе вблизи фланца на краю ребра	4.00 0.42	1.56 0.43

Таблица 3

Напряженность электрического поля (кВ/мм эффективного значения) на элементах расчётной модели рис. 4 для опорного изолятора класса 220 кВ

№ п/п	Положение	Рис. 4
1	Верхний фланец верхнего изолятора (высокий потенциал) R15 / R10 мм	1.99
2	Граница раздела между стержнем и покрытием вблизи верхнего фланца верхнего изолятора (в материале покрытия) R60	0.58
3	Внешняя поверхность покрытия вблизи верхнего фланца верхнего изолятора в воздухе вблизи фланца на краю ребра	1.20 0.98

Таблица 4

Сравнительные характеристики полимерных опорно-стержневых изоляторов 110 кВ
(на замену фарфоровых ИОС-110-400)

Параметры	ИОС -110-400 (ВЗЭФ) г. Великие Луки	ИОСПК-10-480-П УХЛП (НПФ «Альфа-Энерго»)*	ИОСК 10-110/450-Г УХЛП (ОАО «Энергия-21»)	СПК 4-110/450-П УХЛП (ЗАО «Феникс-88»)	СПК 4-110/450-П УХЛП (ЗАО «Комета- Энергомаш»)
Номинальное напряжение кВ	110	110	110	110	110
Наибольшее рабочее напряжение ,кВ	126	126	126	126	126
Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	450	450	450	450	450
Кратковременное испытательное напряжение промышленной частоты, кВ: • Пятиминутное в сухом состоянии • Одноминутное под дождем	215 215	230 230	230 230	230 230	230 230
50%-ное разрядное напряжение промышленной частоты в загрязненном и увлажненном состоянии при удельной поверхностной проводимости слоя загрязнения мкСм/кВ	-	110/10	110/10	110/10	110/10
Минимальный разрушающий крутящий момент, кН×м, не менее	-	>1	1	2,5	2,5
Крутящий момент при эксплуатации, кН×м	-	>0,24	0,4	-	-
Отклонение верхнего фланца под воздействием изгибающей силы 1,5 кН, мм	5	10	5	4	5
Угол закручивания под воздействием крутящего момента 0,25 кН×м, град	≈1,0	2	0,5	0,75	0,16
Минимальное разрушение усилие на изгиб, кН.	4	10	10	4	4
Длина пути утечки, см	190	250 (280)	200	240 (280)	260
Масса кг	61	25	39,5	34	33
Показатель надежности	$2 \cdot 10^{-3}$	$< 1 \cdot 10^{-4}$	-	-	-
Патентная чистота		Патент № 2173902 межд. Заявка № РСТ/RU02/00239, Заявка № 2001124876/03			

* Изоляторы серии ИОСПК ООО «Альфа-Энерго» прошли полный объем испытаний в составе разьединителей РНДЗ, РДЗ, SGF,PG и PГД

Результаты расчётов приведены на рис. 2–4 в виде эпюр распределения напряженности и в табл. 2, 3.

Модель рис. 2 для опорного изолятора класса 110 кВ не учитывает напыла герметика на нижнюю торцевую часть высоковольтного фланца. В результате между фланцем и поверхностью защитного покрытия возникает т. н. «газовый клин», напряженность поля возрастает (как это видно на эпюре рис. 2). При наибольшем рабочем фазовом напряжении напряженность поля в воздухе на поверхности высоковольтного фланца превышает 43 кВ/мм (табл. 2), что недопустимо по условию отсутствия коронного разряда.

Модель рис. 3 выполнена с учётом напыла герметика на нижнюю торцевую часть высоковольтного фланца. При этом напряженность существенно уменьшается и не превышает 16.3 кВ/см при потенциале 73 кВ.

Модель рис. 4 для опорного изолятора класса 220 кВ выполнена с учётом напыла. При этом в модели рис. 4 напряженность не превышает 20 кВ/см, то есть удовлетворяет условию отсутствия частичных разрядов.

Достигнутые относительно невысокие уровни напряженности в моделях рис. 2–3 и 4 подтверждаются результатами высоковольтных испытаний, из которых следует, что реально достижимый уровень частичных разрядов не превышает 2 пКл.

В табл. 4 представлены сравнительные характеристики изоляторов различных производителей. Как можно видеть, практически по всем показателям изолятор ИОСПК не уступает изоляторам других типов, имея при этом наименьшую массу.

В настоящее время более 15000 изоляторов типа ИОСПК-10-110 успешно эксплуатируются не менее 4-х лет в 48 энергосистемах России.

Выводы

- разработанные в ОАО «Альфа-Энерго» опорные изоляторы ИОСПК класса 110 кВ и 220 кВ удовлетворяют предъявляемым требованиям по условиям механической прочности и деформационной способности (жесткости);
- особенности конструктивного исполнения изоляторов производства ОАО «Альфа-Энерго» позволяют ограничить интенсивность частичных разрядов уровнем не более 2 пКл;
- высокое качество выпускаемых изделий подтверждено длительным опытом эксплуатации более чем 15000 изоляторов. Сравнение изоляторов типа ИОСПК с изоляторами других производителей (табл. 4) говорит об их преимуществе.

Литература

1. Композитные изоляторы — полые изоляторы для электрического оборудования наружной и внутренней установки. — Определения, методы испытаний, критерии приёмки и рекомендации по конструкции. Публикация МЭК 61462.
2. Изоляторы опорные полимерные наружной установки на напряжение 6–220 кВ. Общие технические требования. ГОСТ.

Расчет атмосферных перенапряжений на воздушных линиях электропередачи с тросами

Сорокин А. Ф., Могиленко А. П., Барабошкина Т. В.
Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Воздушные линии электропередачи в грозовой сезон подвержены воздействию разрядов молнии, вследствие чего происходят аварийные отключения потребителей. Для защиты линий применяются тросы, которые отводят ток молнии в землю и повышают надежность электроснабжения в грозовой период. Однако сооружение тросовой защиты требует дополнительных инвестиций, а сами тросы при обрывах являются причиной серьезных аварий. Поэтому при выполнении тросовой защиты необходимо оценить ее эффективность или способность выполнять функцию защиты электропередачи от прямых ударов молнии. Расчетные методы определения грозоупорности воздушных линий электропередачи (ВЛ) [1], основанные на использовании статистических данных о параметрах токов молнии, не позволяют в должной степени оценить эффективность грозозащиты, поскольку получаемые результаты существенно отличаются от эксплуатационных данных. В статье предлагается методика и результаты расчета атмосферных перенапряжений, возникающих на изоляции воздушных линий электропередачи при прямом ударе молнии в тросовую защиту.

Известно, что еще в лидерной стадии развития происходит ориентировка молнии, и можно считать, что молния поражает трос, либо прорывается на фазные провода. Поэтому в [3] предлагается для расчета грозоупорности воздушной линии электропередачи не определять число поражений молнией отдельных элементов, а рассматривать только два расчетных случая: прорыв на фазные провода и удар в грозозащитный трос с равномерным распределением вероятности его поражения по длине пролета, а ток молнии рассчитывать по параметрам лидерной стадии развития.

Число ударов молнии в ВЛ в течение года N определяется в соответствии с [1]. Поскольку вероятность поражения ВЛ по длине неизменна, то все число поражений распределяется на длину одного пролета. Как показано на рис. 1, трос в пролете длиной $\ell_{\text{пр}}$ разбивается на m отдельных участков.

При этом число участков в пролете

$$m = [\ell_{\text{пр}} / \Delta \ell], \quad (1)$$

где $\Delta \ell$ — длина одного участка.

Число ударов молнии в j -ый участок троса в течение года:

$$N_j = N / m. \quad (2)$$

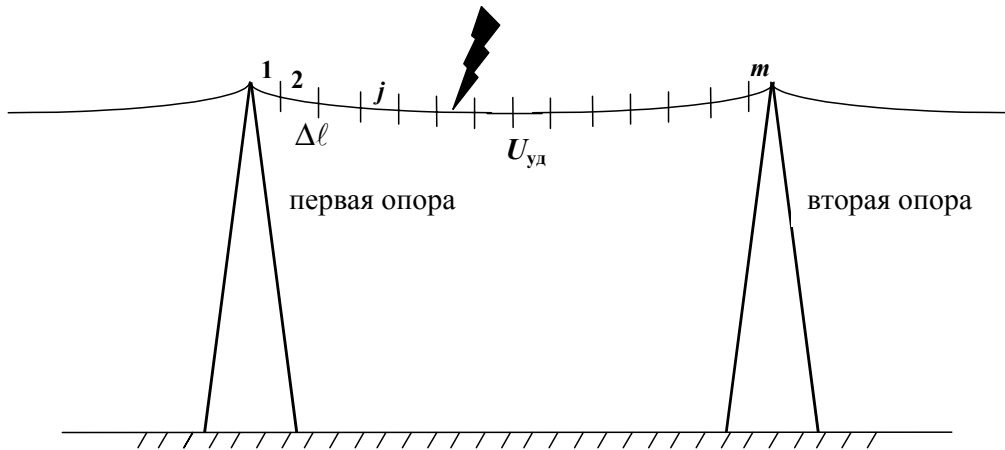


Рис. 1. Расчётный случай поражения молнией тросовой защиты ВЛ

В момент соединения канала лидера молнии с тросом (через стримеры лидера молнии или встречный лидер, развивающийся с троса) начинается главный разряд молнии — стадия нейтрализации объемного заряда лидера.

При расчете тока молнии используется методика, в основу которой положен метод расчета стадии нейтрализации объемного заряда лидера с применением закона сохранения энергии [2]. Вероятность появления молнии с линейной плотностью объемного заряда лидера, превышающей заданное значение, определяется по выражению [3]:

$$P_{gl} = \exp(-4000 [g_{gl} - 1,9 \cdot 10^{-4}]). \tag{3}$$

Поскольку ток молнии, протекающий через пораженный объект, рассчитывается по методике [3] для отдельных интервалов времени Δt , то целесообразно рассчитывать и процессы распространения волн вдоль троса также через интервалы времени Δt .

По тросу в обе стороны от места удара по направлению к 1-ой и 2-ой опорам начинают распространяться электромагнитные волны. Напряжение волны, распространяющейся в одну сторону, для расчетного i -ого интервала времени Δt :

$$U_{уд i} = \frac{I_{M i}}{2} \cdot Z_{тр}, \tag{4}$$

где $I_{M i}$ — ток молнии в i -ый расчетный интервал времени; $Z_{тр}$ — волновое сопротивление троса с учетом развивающейся стримерной короны при распространении волны.

Расчет процессов распространения волны удобно производить отдельно для участков троса, соединяющих точку удара с 1-ой опорой и со 2-ой опорой. Рассмотрим случай падения волны на 1-ую опору. Пусть j -ый уча-

сток троса находится на расстоянии $L_j = j \cdot \Delta \ell$ от этой опоры. На рис. 2 представлены расчетная схема и схема замещения, используемые для определения напряжения на 1-ой опоре (напряжение в точке 1). Для этой схемы можно записать уравнения:

$$\begin{aligned} I_2 \cdot Z_{\text{тр}} &= L_{\text{оп}} \cdot \frac{\partial I_{\text{оп}}}{\partial t} + R_3 \cdot I_{\text{оп}}; \\ I_1 \cdot Z_{\text{тр}} + R_3 \cdot I_{\text{оп}} + L_{\text{оп}} \cdot \frac{\partial I_{\text{оп}}}{\partial t} &= 2 \cdot U_{\text{пад}}; \\ I_2 + I_{\text{оп}} &= I_1, \end{aligned} \quad (5)$$

где R_3 — импульсное сопротивление заземления опоры, $L_{\text{оп}}$ — индуктивность опоры, $U_{\text{пад}}$ — напряжение волны, падающей на опору.

Тогда производная тока молнии, протекающего в этой опоре, будет определяться как

$$\frac{\partial I_{\text{оп}}}{\partial t} = \frac{U_{\text{пад}}}{L_{\text{оп}}} - \frac{2 \cdot R_3 + Z_{\text{тр}}}{2 \cdot L_{\text{оп}}} \cdot I_{\text{оп}}. \quad (6)$$

Поскольку ток молнии и напряжение падающей волны определяются поэтапно в процессе нейтрализации объемного заряда, то и дифференциальное уравнение (6) также решается численно. В этом случае ток через 1-ую опору в i -ый интервал времени может быть определен по выражению:

$$I_{\text{оп}i} = \frac{\left(\frac{U_{\text{пад}i}}{L_{\text{оп}}} + \frac{I_{\text{оп}(i-1)}}{\Delta t} \right)}{\left(\frac{1}{\Delta t} + \frac{2 \cdot R_3 + Z_{\text{тр}}}{2 \cdot L_{\text{оп}}} \right)}, \quad (7)$$

где $I_{\text{оп}(i-1)}$ — ток через опору в $(i-1)$ -ый интервал времени, $U_{\text{пад}i}$ — напряжение падающей на опору волны в i -ый интервал времени (до прихода отражённой волны в точку удара молнии $U_{\text{пад}i} = U_{\text{уд}i}$).

Напряжение на опоре $U_{\text{оп}i}$ определяется в соответствии со схемой замещения по рассчитанному току опоры $I_{\text{оп}i}$.

От опоры распространяется отраженная волна $U_{\text{отр}i}$ к месту удара молнии $U_{\text{отр}i} = U_{\text{оп}i} - U_{\text{пад}i}$. Тогда через n интервалов Δt после рассматриваемого i -ого момента времени от 1-ой опоры придет отраженная волна и потенциал троса в месте удара будет определяться по выражению:

$$U_{\text{уд}(i+n)} = \frac{I_{m(i+n)}}{2} \cdot Z_{\text{тр}} + U_{\text{отр}i}, \quad (8)$$

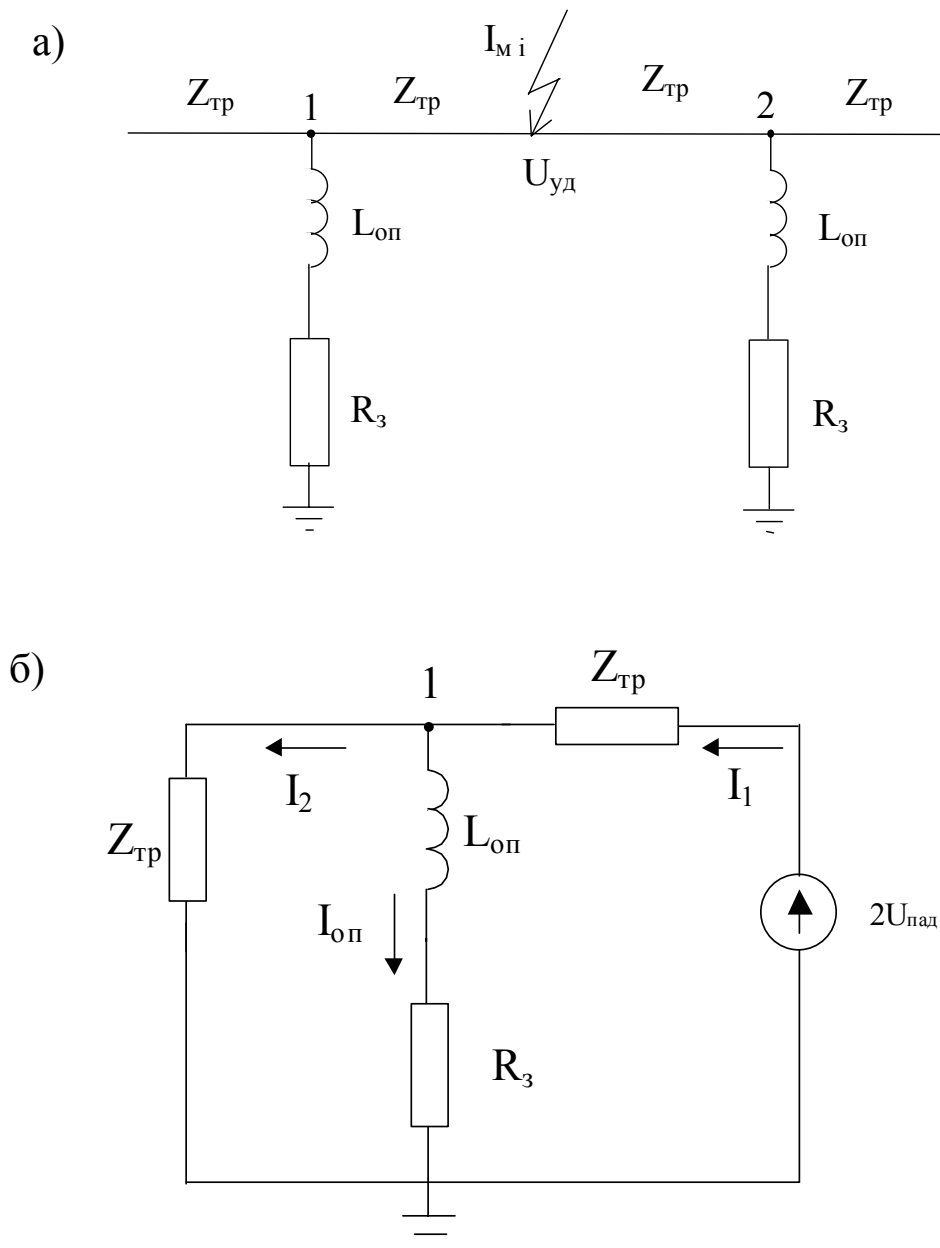


Рис. 2. Расчётная схема (а) и схема замещения (б) для расчётов процессов, происходящих при распространении электромагнитных волн вдоль троса ВЛ

где $n = \frac{2 \cdot L_j}{\Delta \ell}$ — число расчетных интервалов времени, необходимых для распространения волны от места удара до 1-ой опоры и обратно.

В этом случае в $(i+n)$ -ый расчетный интервал времени от места удара молнии в сторону 1-ой опоры будет распространяться падающая волна $U_{\text{пад}(i+n)} = U_{\text{уд}(i+n)} - U_{\text{отр}i}$.

Аналогично рассчитываются отраженные и падающие волны в направлении 2-ой опоры. Потенциал троса в месте удара молнии определяется с учетом отраженных волн от обеих опор, пришедших в место удара к расчетному моменту времени.

Примеры расчетов токов и напряжений в точке удара молнии и на опорах приведены на рис. 3–9. Расчеты проводились для одноцепной ВЛ 110 кВ на одностоечных железобетонных опорах. Высота опор $h_{\text{оп}}=22,6$ м (индуктивность опоры $L_{\text{оп}}=2,26 \cdot 10^{-5}$ Гн), стационарное сопротивление заземления $R_3=10$ Ом/м, длина пролета $\ell_{\text{пр}}=300$ м. Погонный заряд лидерной стадии развития разряда молнии во всех случаях принимался одинаковым $q_{\text{л}}=0,25$ мКл/м, а высота разряда молнии равна 3000 м.

На рис. 3, 4 приведены зависимости токов и напряжений в месте удара и опоре ВЛ при попадании молнии в середину пролета. Поскольку ток молнии растекается в две стороны, то ток через опоры в два раза меньше, чем в канале молнии. Напряжение на тросе в точке удара при таком заряде лидера достигает почти 2 МВ, а на опоре не превышает 0,25 МВ. Однако длительности такого повышения напряжения не более 1–2 мкс.

Для оценки параметров электрического воздействия молнии при ударе в опору рассматривался удар молнии на расстоянии 6 метров от нее (первый расчетный участок в пролете). На рис. 5, 6 приведены результаты расчетов токов и напряжений. Из рисунков видно, что максимальное значение тока в точке удара немного уменьшается по сравнению со случаем поражения середины пролета, а величина напряжения снижается значительно. Практически весь ток молнии стекает через ближайшую к месту удара опору, поэтому напряжение на опоре почти 0,5 МВ.

Руководство по защите сетей от грозových перенапряжений предлагает рассматривать все удары молнии в трос на расстоянии до $2 h_{\text{оп}}$ от опоры как удары в опору. Поэтому на рис. 7, 8 представлены результаты расчета токов и напряжений при ударе молнии в трос на расстоянии $2 h_{\text{оп}}$ от опоры. Из рисунков видно, что ток через ближайшую опору уменьшается по сравнению с предыдущим случаем, а напряжение на опоре уже не достигает 0,4 МВ.

При уменьшении индуктивности опор в два раза и при увеличении сопротивления заземления в два раза ток молнии, напряжение в точке удара, токи в опорах практически не изменяются. Значительно изменяется напряжение на опорах. Зависимости напряжения на опорах от времени при изменении индуктивности и сопротивления заземления приведены на рис. 9. Откуда видно, что при увеличении сопротивления заземления даже при ударе молнии в середину пролета напряжение на опорах возрастает на 20 процентов, а снижение индуктивности в два раза позволяет на 30 процентов его уменьшить.

Из рис. 10 видно, что максимальное значение напряжения на первой опоре при большей длине пролета оказывается выше, чем для меньшей длины пролета. Этот результат объясняется тем, что для большей длины пролета рассмотренный расчетный случай практически соответствует удару молнии в опору и весь ток стекает через нее в землю. Напротив, для малой длины пролета рассмотренный расчетный случай равноценен удару молнии в середину пролета, и ток молнии растекается по обеим опорам.

По результатам расчета токов и напряжений в пролете при ударе молнии в трос и известных вольт-секундных характеристиках наружной изоляции можно оценить параметры разряда молнии, при которых величина перенапряжений может привести к пробое.

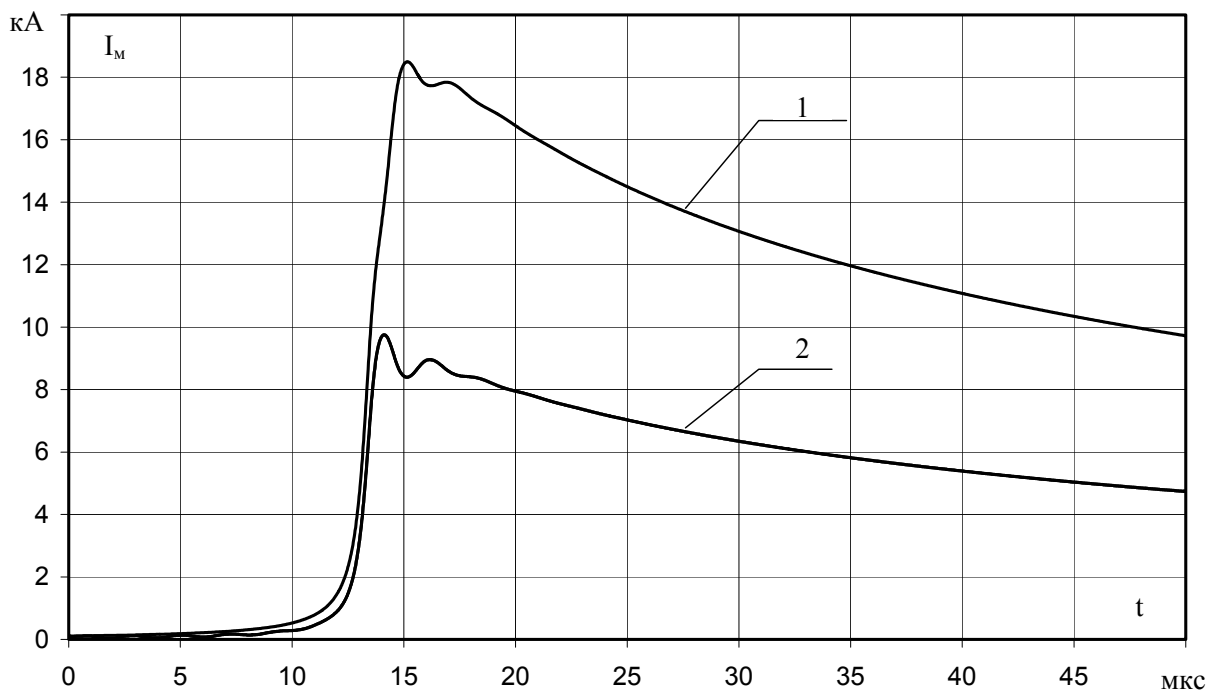


Рис. 3. Зависимости тока молнии — 1 и тока в опорах — 2 от времени при ударе в середину пролета

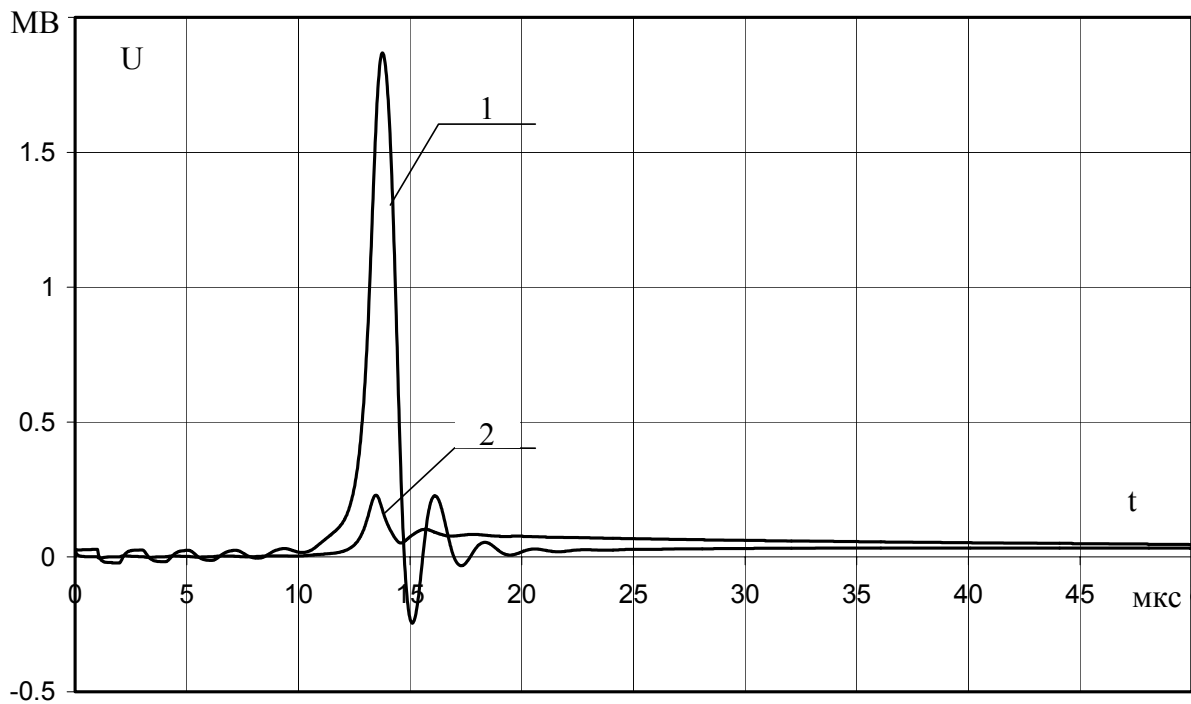


Рис. 4. Зависимости напряжений в точке удара — 1 и на опорах — 2 от времени при ударе в середину пролета

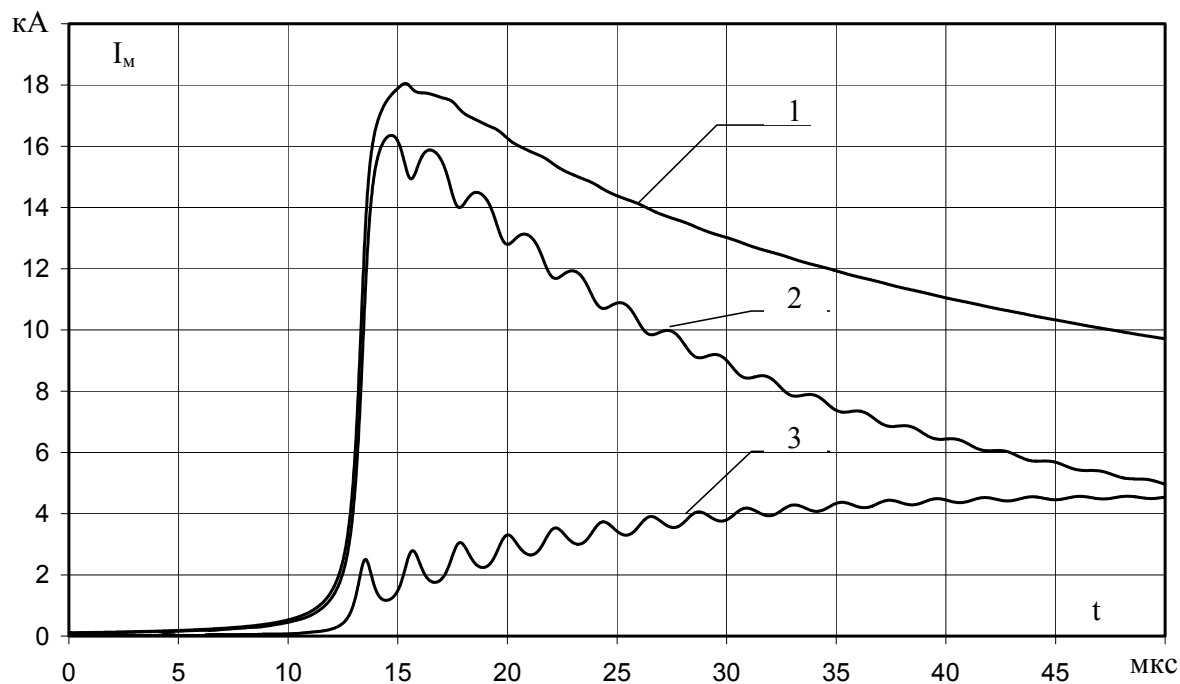


Рис. 5. Зависимости тока молнии — 1 и токов в 1-ой опоре — 2 и во 2-ой — 3 от времени при ударе на расстоянии 6 метров от первой опоры

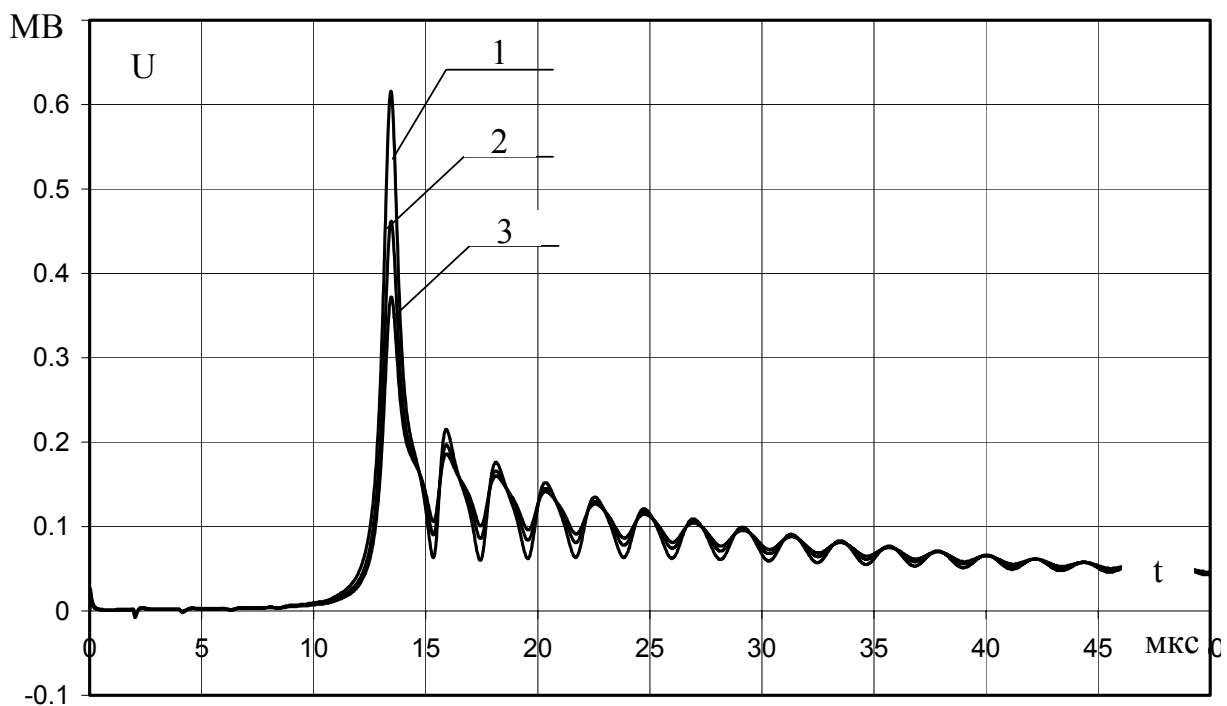


Рис. 6. Зависимости напряжения в точке удара — 1, в 1-ой опоре — 2 и во 2-ой — 3 от времени при ударе на расстоянии 6 метров от первой опоры

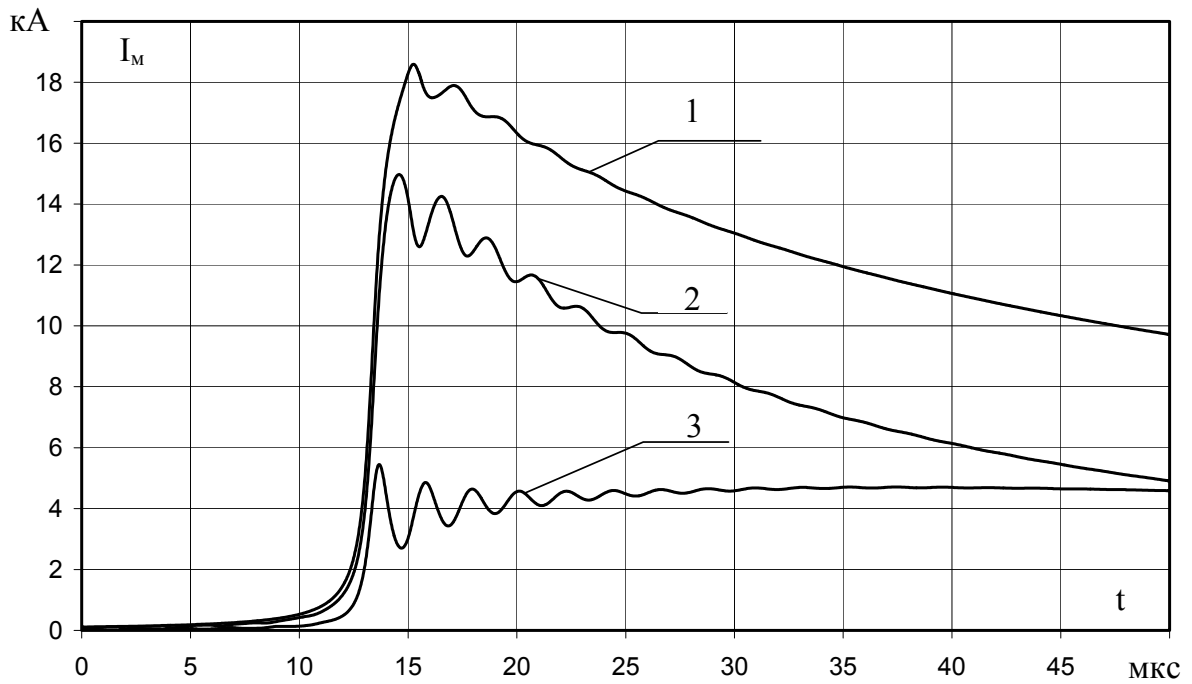


Рис. 7. Зависимости тока молнии — 1 и токов в 1-ой опоре — 2 и во 2-ой — 3 от времени при ударе на расстоянии $2 \cdot h_{оп}$ от первой опоры

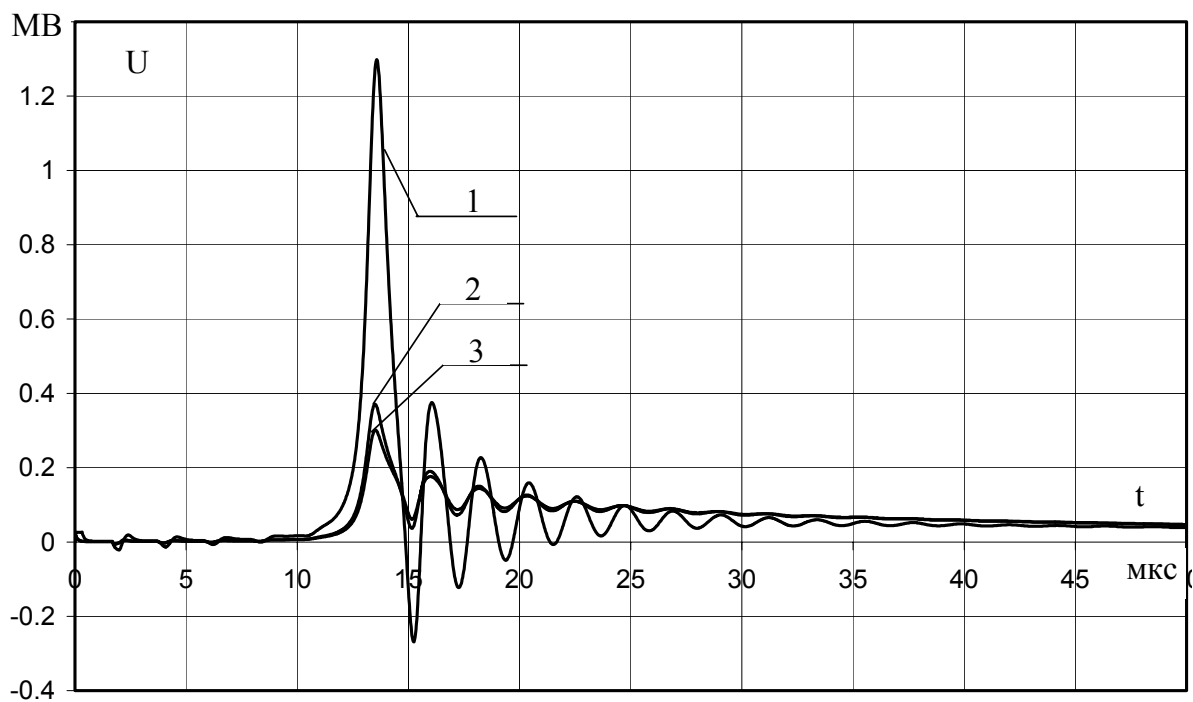


Рис. 8. Зависимости напряжения в точке удара — 1, в 1-ой опоре — 2 и во 2-ой — 3 от времени при ударе на расстоянии $2 \cdot h_{оп}$ от первой опоры

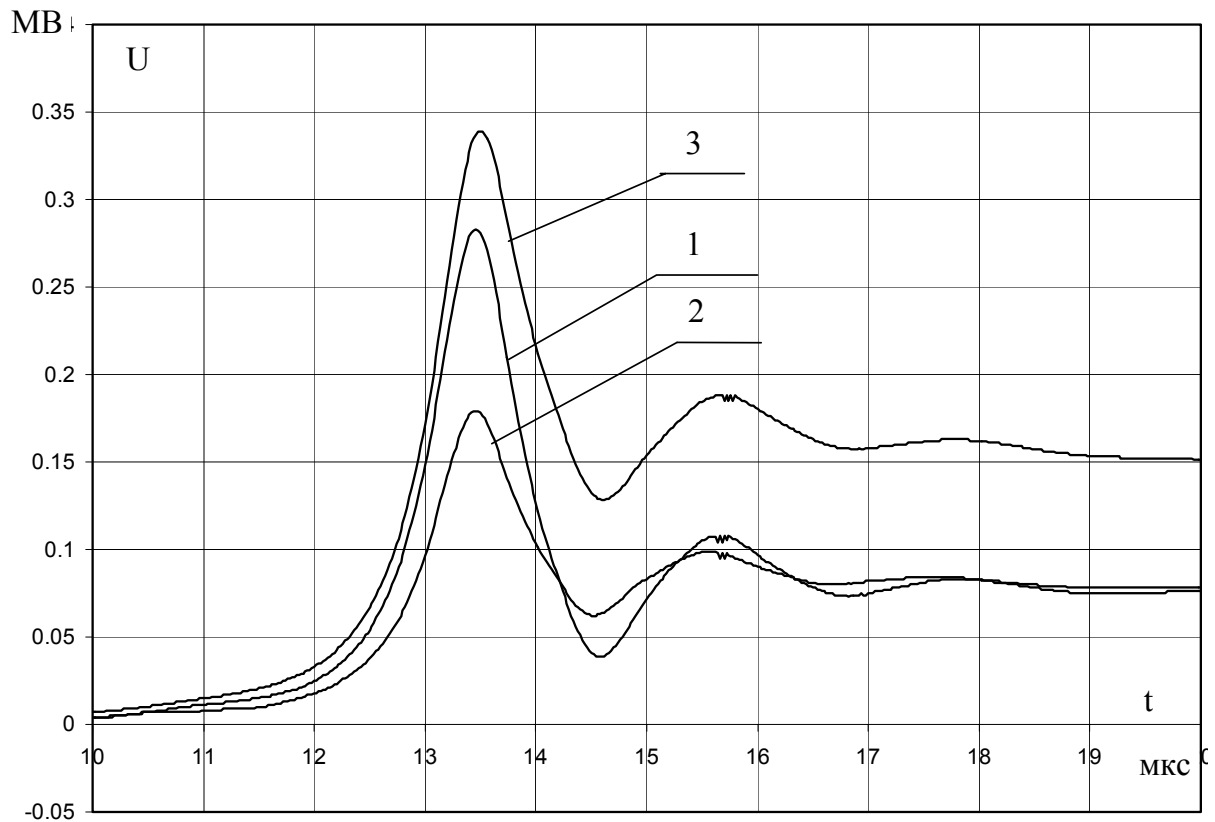


Рис. 9. Зависимости напряжения на опоре при ударе молнии в середину пролета:

1 — $L_{\text{оп}}=2,26$ Гн, $R_3=10$ Ом;

2 — $L_{\text{оп}}=1,13$ Гн, $R_3=10$ Ом;

3 — $L_{\text{оп}}=2,26$ Гн, $R_3=20$ Ом

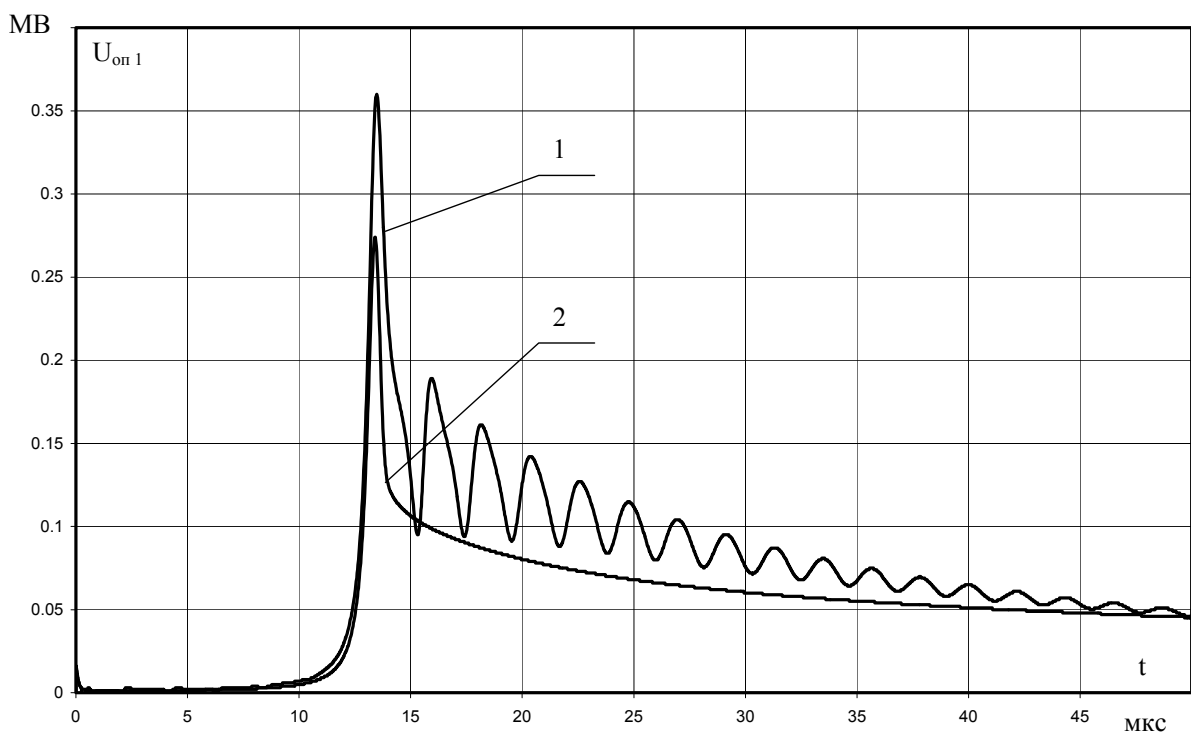


Рис. 10. Зависимости напряжения на опоре при ударе молнии на расстоянии 12 м от первой опоры при различных длинах пролета: 1 — $l_{\text{пр}}=300$ м; 2 — $l_{\text{пр}}=50$ м

Выводы

1. Разработана методика расчета токов и напряжений, возникающих на ВЛ при ударе молнии в тросы. Показано, что напряжение и токи на опоре и в месте удара молнии в трос зависят от удаления точки поражения от опоры. Получено, что напряжения на опоре при ударах молнии в трос на опоре и на расстоянии 2 ноп от нее существенно отличаются.

2. Полученные результаты позволяют с достаточной точностью определять расчетным путем грозоупорность воздушных линий электропередачи с тросами.

Литература

1. Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под научной редакцией Н. Н. Тиходеева. – 2-ое издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

2. Александров Г. Н., Сорокин А. Ф. Оценка параметров разряда молнии при прямом поражении проводов (тросов) // Энергетика. Изв. ВУЗов СССР. – 1985. – № 10, с. 29–33.

3. Сорокин А. Ф., Могиленко А. П., Барабошкина Т. В. Методика расчета грозовых отключений воздушных линий высокого напряжения с тросовой защитой / Российский национальный симпозиум по энергетике: Материалы докладов РНСЭ. Том II, КГЭУ. – Казань, 2001. – с. 65–69.

Изменение мощности потерь холостого хода трансформаторов распределительных сетей 6–10 кВ в процессе эксплуатации

Казаков Ю. Б.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Коротков В. В.

ОГУП «Ивановский центр энергосбережения», г. Иваново

Чирков В. А.

МУП «Шуйская городская электросеть», г. Иваново

Достоверность определения мощности потерь холостого хода трансформатора (ΔP_{XX}) имеет особое значение в тех случаях, когда граница балансовой принадлежности находится на стороне высшего напряжения трансформатора абонента, а расчетные приборы учета установлены на стороне низшего напряжения трансформатора. Если для мощных трансформаторов электрических сетей отсутствие приборов учета на стороне высшего напряжения скорее исключение, чем правило, то для трансформаторов распределительных сетей с высшим напряжением 6 (10) кВ — чаще правило, чем исключение. В этом случае при расчетах за потребляемую энергию определение потерь мощности и энергии в трансформаторе производится расчетным путем. В расчетах величина активной мощности потерь ΔP_{XX} принимается, как правило, равной паспортному значению потерь, хотя в реальных условиях паспортное значение ΔP_{XX} не всегда соответствует реальному и, как показывает опыт эксплуатации трансформаторов, изменяется в процессе эксплуатации трансформатора. Срок службы трансформаторов может составлять 30 и более лет. Ошибка в определении ΔP_{XX} на 1 кВт приводит к ошибке в расчетах отпуска электроэнергии на величину порядка 10 тыс. кВт × ч в год. «Цена ошибки» определения ΔP_{XX} возрастает при увеличении единичной мощности трансформатора, числа трансформаторов в сети и срока их службы. *Предлагается при определении величины ΔP_{XX} учитывать реальные (а не паспортные) значения потерь, соответствующие сроку службы трансформаторов.*

Технические потери электроэнергии являются основной норматива потерь, определяющего величину экономически обоснованного и документально подтвержденного технологического расхода электроэнергии при ее транспортировке, направленного на получение дохода энергоснабжающей организации [1]. Занижение значения потерь приводит к снижению показателя эффективности работы сетевого предприятия и снижению его дохода,

завышение — к получению электросетевым предприятием необоснованных доходов. Точное знание потерь холостого хода трансформаторов и возможного их изменения в процессе эксплуатации обеспечит корректное определение показателя эффективности работы сетевого предприятия.

Уже для нового трансформатора потери холостого хода могут оказаться выше паспортного значения, иногда значительно, при этом трансформатор будет соответствовать предъявляемым к нему требованиям. Трансформаторы выпускаются по двум уровням допуска на потери холостого хода. Для первого уровня допуск на значение потерь холостого хода трансформаторов 25–630 кВ.А [2] согласно ГОСТ 11677-85 [3] в конкретном трансформаторе может составлять до 115 % к потерям холостого хода указанным в паспорте заводом изготовителем [4, 5]. Для второго уровня значение потерь холостого хода может быть больше еще на 10 %.

В процессе срока службы трансформатора потери холостого хода не остаются неизменными. Их изменение может быть вызвано несколькими причинами.

При плохой изоляции листов стали, в сердечнике, сопротивление между листами стали незначительное. Появляется путь для замыкания токов. Циркулирующие (значительные) вихревые токи могут вызвать увеличение потерь холостого хода на 10–30 % [6–8].

В трансформаторе, при его работе в течение длительного времени, ослабляется сжатие листов шихтованного сердечника стяжными шпильками или бандажами. Происходит частичная распрессовка сердечника трансформатора и, как следствие, — появляются паразитные зазоры на пути замыкания потока взаимной индукции. В результате происходит увеличение тока холостого хода трансформатора (до 10 %) [7]. Одновременно с указанным процессом увеличиваются потоки рассеяния, вызывающее повышение мощности потерь на путях замыкания этих потоков (в стали бака и других стальных конструктивных элементах — до 20 %). Повышение потерь холостого хода, соответствующее этим процессам, может достигать 5 %.

Имеющие место в процессе работы трансформатора перегревы (короткие замыкания, ухудшение условий теплоотвода из-за старения трансформаторного масла и др.) выше допустимых значений приводят к ухудшению магнитных свойств стали сердечника, увеличению тока холостого хода и повышению потерь холостого хода, которое с течением времени может достигать 4 % [4, 9, 10].

С течением срока службы трансформатора происходит ухудшение диэлектрических свойств изоляции обмоток и выводов, трансформаторного

масла за счет: старения твердой изоляции; истирания твердой изоляции в условиях постоянных вибраций, деформаций в режимах короткого замыкания и др.; увлажнения и загрязнения поверхности твердой изоляции и трансформаторного масла; и др.

В результате происходит снижение сопротивления изоляции, возрастают токи утечки, увеличивается частота и мощность частичных разрядов и — повышаются диэлектрические потери (могут достигать 10 % полного значения потерь холостого хода в высоковольтных трансформаторах [7]) и, соответственно, потери холостого хода.

Свою долю в увеличение потерь холостого хода вносит и работа трансформатора с несимметричной нагрузкой, в результате которой появляются магнитные потоки нулевой последовательности, и, как следствие, дополнительные потери холостого хода.

В процессе службы трансформаторы могут подвергаться ремонту.

Некачественная перешихтовка магнитопровода при ремонте трансформатора приводит к повышению потерь холостого хода до 20 % [7]. Замена стали сердечника другой маркой стали, например, замена горячекатаной стали на холоднокатаную приводит к изменению потерь в магнитопроводе до 2,5 раз, прямых стыков на косые — до 15 % [4, 7]. Дополнительная механическая обработка листов электротехнической стали повышает потери в магнитопроводе на (5–10) % [9]. Отжиг пластин стали снижает удельные потери в них до 15 % [7], но одновременно и снижает магнитные свойства электротехнической стали магнитопровода и повышает ток холостого хода до 20 % с возрастанием электрических потерь от него в первичной обмотке.

Существенно на изменение потерь холостого хода трансформатора влияет изменение при ремонте обмоточных данных, изоляционных промежутков, замена трансформаторного масла и твердой изоляции обмоток и выводов. Например, при изменении соотношения U_1/w_1 (напряжения и числа витков в обмотке высшего напряжения), изменяется магнитный поток в трансформаторе и, пропорционально квадрату этого изменения изменяются потери холостого хода.

Таким образом, изменение потерь холостого хода трансформаторов с течением срока службы, особенно подвергавшимся в этот период ремонтам, может достигать 30–50 %.

Об увеличении величины $\Delta P_{\text{ХХ}}$ свидетельствуют результаты измерений, проведенных в лаборатории МУП «Шуйская городская электросеть», результаты которых представлены в табл. 1 и на рис. 1.

Таблица 1

Результаты измерений потерь холостого хода силовых трансформаторов ТМ 250/10 (по данным Шуйской горэлектросети),

$$\Delta P_{XX} \text{ ГОСТ 11920-85E} = 820 \text{ Вт}$$

№ п/п	№ трансформатора	Год выпуска	Срок службы	ΔP_{XX} , Вт	№ п/п	№ трансформатора	Год выпуска	Срок службы	ΔP_{XX} , Вт
1	38823	1970	34	1140	8	147077	1985	19	619
2	1273	1972	32	998	9	813337	1986	18	798
3	452588	1973	31	902	10	8838025	1988	16	798
4	580981	1975	29	998	11	923В500	1992	12	959
5	366	1976	28	909	12	902284	1993	11	879
6	734391	1979	25	999	13	4809	2002	2	519
7	797073	1980	24	841					

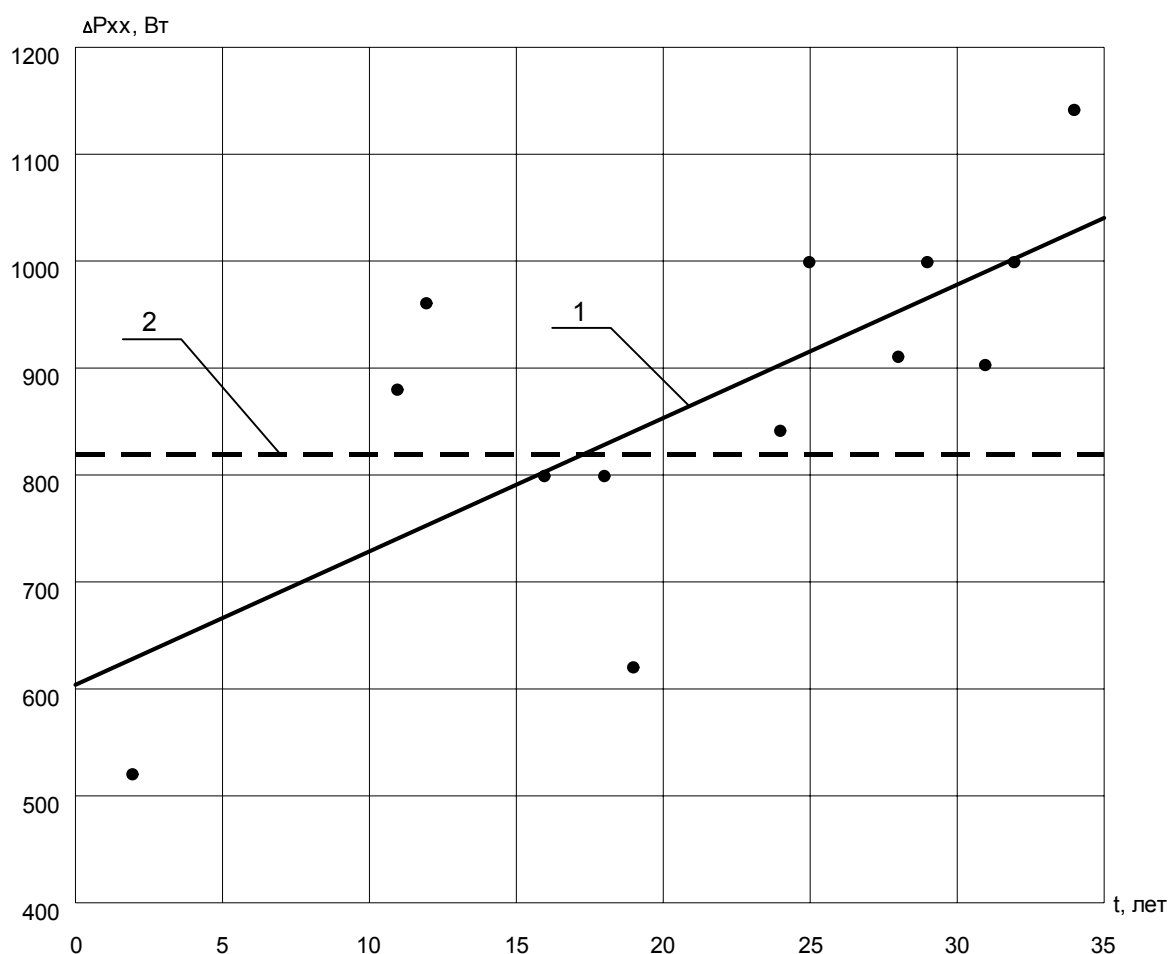


Рис. 1. Зависимость величины потерь холостого хода трансформаторов ТМ 250/10 от срока службы (по данным Шуйской горэлектросети).

1 — линия тренда (прямая линия 1) построенная по результатам измерений (●);
2 — значение мощности потерь холостого хода по ГОСТ 11920-85E

Из приведенных данных видно, что имеется явно выраженная тенденция роста потерь холостого хода при увеличении срока службы трансформатора (линия тренда — прямая линия, поскольку не было оснований представлять ее в виде какой-либо другой функции). О точном значении абсолютной величины этих значений по проведенному числу измерений говорить сложно. Однако с уверенностью можно утверждать, что при сроке службы трансформаторов в сети 20 лет и более (реальный средний возраст трансформаторов распределительных электрических сетей с высшим напряжением 6–10 кВ, для приведенной выборки — 21,6 года) среднее значение потерь по всем трансформаторам может превышать величину 1,15–1,30 от паспортного значения. В соответствии с [11] для городских электрических сетей это может означать «добавку» к общей величине относительных потерь 0,3–0,6 %, а для сельских — 0,5–1,0 %.

Очевидно, что такая существенная «добавка» к величине технических потерь не может игнорироваться и должна учитываться при расчетах норматива потерь распределительных сетей с высшим напряжением 6–10 кВ. Для получения точного значения величины потерь холостого хода, обусловленной сроком службы трансформатора необходимо накопление и статистическая обработка фактического материала по результатам измерений потерь холостого хода трансформаторов, работающих в распределительных сетях.

Вывод

Потери холостого хода трехфазных силовых трансформаторов составляют существенную величину суммарных потерь при преобразовании электрической энергии и в процессе срока службы трансформатора не остаются неизменными. В связи с этим целесообразно определение конкретных потерь холостого хода трансформатора и их изменения с течением срока службы. В расчетах потерь мощности и энергии в электрических сетях следует учитывать потери холостого хода трансформаторов, соответствующие их сроку службы, а не паспортные значения этих потерь.

Литература

1. Воротницкий В. Э. Измерение, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Проблемы и пути решения // Материалы международного семинара «Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях». – 2002 г.
2. ГОСТ 12022-76. Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения мощностью от 25 до 630 кВ.А на напряжение до 35 кВ включительно. Технические условия.
3. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
4. Электрические машины: Трансформаторы / Б. Н. Сергеенков, В. М. Киселев, Н. А. Акимова; Под ред. И. П. Копылова. – М.: Высш. шк., 1989. – 352 с.
5. Быстрицкий Г. Ф., Кудрин Б. И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 176 с.
6. Л. М. Пиотровский, С. Б. Васютинский, Е. Д. Несговорова. Испытание электрических машин. Часть вторая. Трансформаторы и асинхронные машины. – Л.: ГЭИ, 1960. – 292 с.
7. Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Алексеенко Г. В., Ащрятов А. К., Веремей Е. А., Фрид Е. С. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1978. – 520 с.
8. Каганович Е. А., Райхлин И. М. Испытание трансформаторов мощностью до 6300 кВА и напряжением до 35 кВ. – М.: Энергия, 1980.
9. Холоднокатаные электротехнические стали // Справочник. – М.: Металлургия, 1989.
10. Алексеев Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.
11. Приказ по МКХ РСФСР № 331 от 21 ноября 1964 г. Временные нормативы по эксплуатации городских и сельских электрических сетей.

Определение технического состояния опорно-стержневой изоляции без отключения от сети

Емельянов В. И., Тукачев И. Г.

НПО «Логотех», г. Снежинск, Челябинская обл.

Относительно высокая повреждаемость опорно-стержневых изоляторов в составе разъединителей 110–220 кВ остается достаточно серьезной отраслевой проблемой. Опыт эксплуатации показывает, что технологические нарушения с разрушением опорно-стержневых изоляторов нередко приводят к серьезным последствиям: отключению системы шин подстанций, погашению подстанций, снижению нагрузки электростанции, а также создают угрозу персоналу энергопредприятий при выполнении переключений.

Основной причиной повреждения фарфоровых опорно-стержневых изоляторов (далее по тексту изоляторы) в эксплуатации является механическое разрушение. В процессе эксплуатации изоляторов вследствие воздействия внешних факторов (влаги и перепады температур (климатические факторы) и механические нагрузки, возникающие при переключениях и под воздействием ветра) происходит появление и развитие внешних и внутренних трещин в фарфоре, а также разрушение элементов соединения «фланец – фарфор».

В настоящей работе рассматриваются методы определения работоспособности изоляторов. Под работоспособностью понимается способность изолятора противостоять механическим и климатическим нагрузкам, воздействующим на изолятор в процессе эксплуатации. Существующая диагностика изоляторов по физической сути разделяется на четыре метода [1,2]:

- визуальный контроль;
- силовой;
- контроль структуры материала изолятора;
- контроль жесткости изолятора.

Визуальный контроль осуществляется с целью определения видимых повреждений изолятора (сколы, крупные трещины на поверхности и проч.).

Силовой метод. Это прямой метод определения работоспособности изолятора.

При использовании этого метода изолятор подвергается механическим нагрузкам в той или иной степени соответствующим реальным нагрузкам, встречающимся в процессе эксплуатации. Несомненным достоинством этого

метода является то, что он определяет истинную прочность изолятора, однако при нагрузках достигающих некоторых критических величин возможно повреждение, а, в некоторых случаях и разрушение изолятора.

Косвенные методы, основаны на измерениях неких параметров присутствующих данному объекту по состоянию, которых судят об его работоспособности. К косвенным методам относятся контроль структуры материала, контроль жесткости изолятора и визуальный контроль.

Контроль структуры материала изолятора. Этот метод позволяет обнаружить трещины, микротрещины и инородные включения внутри изолятора. Контроль структуры материала может быть осуществлен при помощи рентгеноскопии или ультразвуковой дефектоскопии. Последний широко используется ООО «ЦИВОМ». По своей сути данный метод осуществляет контроль геометрических характеристик (неразрывность сечений, наличие трещин, микропористость и макропористость внутри фарфора) и скорость звука в изоляторе.

К известным виброакустическим методам диагностики фарфоровых изоляторов следует отнести методы, основанные на анализе:

- свободных затухающих колебаний;
- вынужденных колебаний.

Рассмотрим использование виброакустического метода диагностики опорно-стержневых изоляторов. В процессе эксплуатации опорно-стержневые изоляторы подвергаются ветровым нагрузкам и нагрузкам, возникающим при переключениях разъединителей. Ветровые нагрузки вызывают изгиб изоляторов. Нагрузки при переключениях разъединителей вызывают изгиб с кручением.

Механические напряжения, возникающие в изоляторе, при перечисленных выше нагрузках [2,5]:

напряжение при изгибе:

$$\sigma_{из} = \frac{a(P_1 + P_2)}{W} = \frac{a(P_1 + P_2) \times r}{J}, \quad (1)$$

где: $a(P_1 + P_2)$ — изгибающий момент;

J — момент инерции поперечного сечения изолятора;

r — радиус сечения изолятора.

напряжения при кручении (касательные):

$$\tau = \frac{P_2 L r}{I_p}, \quad (2)$$

где: $P_2 L r$ — крутящий момент;

r — радиус сечения изолятора;

I_p — полярный момент инерции поперечного сечения.

Обобщая выше изложенное, нетрудно заметить, что напряжения (механические) являются функцией:

$$\sigma_{\text{общ}} = f(\Sigma P_i, L_i, a_i, I_i, I_{pi}, r_i), \quad (3)$$

где: ΣP_i — сумма внешних сил;

L_i, a_i — линейные размеры изолятора;

I_i — моменты поперечных сечений изолятора;

I_{pi} — полярные моменты инерции;

r_i — радиус сечения изолятора.

Рассмотрим изолятор как систему (стержень) подвергающуюся динамическим нагрузкам, быстро меняющимся во времени (импульсные нагрузки, вибрации). Обобщенные уравнения механических колебаний стержней описывается следующими выражениями [3, 4, 5]:

а) изгибные:

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} (EI \frac{\partial^2 w}{\partial x^2}) + \rho F \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = q(x, t), \quad (4)$$

где: w — прогиб стержня;

x — текущая координата длины стержня;

t — время;

E — модуль упругости материала стержня;

ρ — удельная плотность материала стержня;

F — площадь поперечного сечения стержня;

$q(x, t)$ — возмущающая сила.

б) продольные:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(EF \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \rho F \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = q(x, t), \quad (5)$$

где: u — продольное перемещение (деформация) стержня;

x — текущая координата длины стержня;

t — время;

E — модуль упругости материала стержня;

ρ — удельная плотность материала стержня;

F — площадь поперечного сечения стержня;

$q(x, t)$ — возмущающая сила.

в) крутильные:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(GI_k \frac{\partial}{\partial x} \left(GI_k \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) - \rho I_p \frac{\partial^2 \theta}{\partial t^2} \right) - \rho I_p \frac{\partial^2 \theta}{\partial t^2} = \mu(x, t), \quad (6)$$

где: θ — угол закрутки стержня;

x — текущая координата длины стержня;

t — время;

G — модуль сдвига материала стержня;

ρ — удельная плотность материала стержня;

I_k — момент инерции при кручении (для круговых и кольцевых поперечных сечений момент инерции при кручении равен полярному моменту инерции I_p);

$\mu(x, t)$ — возмущающий момент.

Целью решения уравнений 4, 5, 6 является определение собственных (резонансных) частот и форм колебаний, исследуемой системы.

Общее решение уравнений 4, 5 и 6 представляется в виде [3, 4, 5]:

$$\omega = f(a_i, r_i, I_p, I, F, E, G, \rho), \quad (7)$$

где: a_i, r_i — линейные размеры исследуемого стержня;

I, I_p — статические и полярные моменты инерции сечений;

E, G — модули упругости и сдвига материалов стержня;

ρ — удельные плотности материалов стержня.

Сравнивая между собой соотношения 3 и 7 нетрудно заметить, что обобщенные функции механических напряжений в стержнях и частоты собственных колебаний имеют одни и те же аргументы. Это наблюдение позволяет сделать вывод о том, что механическая прочность стержня (изолятора) тесно связана с его частотными характеристиками, а в частности амплитудо-частотной характеристикой (АЧХ). Иными словами изменение механической прочности опорно-стержневого изолятора влечет за собой изменение АЧХ ОСИ и наоборот.

Контроль жесткости (механической) изолятора осуществляется виброакустическими методами. При этом контролируются либо частоты свободных колебаний, либо резонансные частоты колебаний изолятора. По частотному спектру колебаний изолятора судят об его работоспособности.

Рассмотрим связь между изменениями прочности и частотных характеристик изолятора при изгибе. Для фарфора, как и для любого другого материала, существует некий предел напряжения превышение, которого приводит к разрушению конструкции (временное сопротивление) [6]. Сила, соответствующая временному сопротивлению называется предельной нагрузкой. Выведем зависимость собственной частоты колебаний изолятора от предельной нагрузки.

Предельная нагрузка при изгибе стержня с жестким креплением одной стороны (заделка) и силой приложенной с другой стороны описывается выражением [6]:

$$P = \sigma I / Lr, \quad (8)$$

где: P — предельная нагрузка (сила);

σ — напряжение (в данном случае временное сопротивление);

L — длина стержня (изолятора);

r — радиус опасного сечения изолятора;

I — статический момент инерции опасного сечения изолятора.

Частоты собственных колебаний стержня с жестким креплением одной стороны (заделка) и свободным с другой стороны определяются выражением [3, 4, 5]:

$$\omega_i = (k_i)^2 / L^2 \cdot \sqrt{EI/\mu}, \quad (9)$$

где: ω — частота собственных колебаний стержня (изолятора);

- k — корень уравнений Крылова;
 L — длина стержня;
 E — модуль упругости материала;
 I — статический момент инерции опасного сечения стержня;
 μ — масса единицы длины стержня;
 i — собственная форма колебаний стержня ($i=1, 2, \dots$).

Проведем сравнение характеристик поврежденного и неповрежденного изолятора. В качестве отправной точки возьмем предельную нагрузку (несущую способность), тогда степень повреждения изолятора можно представить в форме отношения предельной нагрузки поврежденного изолятора к предельной нагрузке неповрежденного изолятора. Несложные преобразования позволяют получить следующее соотношение:

$$P_1/P_0=I_1/I_0=(\omega_{i1}/\omega_{i0})^2, \quad (10)$$

- где: P_0 — предельная нагрузка неповрежденного изолятора;
 P_1 — предельная нагрузка поврежденного изолятора;
 I_0 — статический момент инерции опасного сечения неповрежденного изолятора;
 I_1 — статический момент инерции опасного сечения поврежденного изолятора;
 ω_{i0} — частота собственных колебаний неповрежденного изолятора;
 ω_{i1} — частота собственных колебаний поврежденного изолятора;
 i — собственная форма колебаний изолятора ($i=1, 2, \dots$).

Следует заметить, что соотношение 10 справедливо и для продольных и крутильных нагрузок. Анализируя соотношение 10, видим, что повреждение можно обнаружить на любой форме колебаний изолятора. Вышеизложенное позволяет сделать заключение, что использование виброакустических методов для определения технического состояния опорно-стержневых фарфоровых изоляторов корректно. Следовательно, для решения задачи о техническом состоянии опорно-стержневого изолятора достаточно отследить поведение его АЧХ во времени.

На основании выше изложенного предложен:

Метод определения технического состояния опорно-стержневой изоляции под рабочим напряжением (электрическим).

Техническое состояние опорно-стержневого фарфорового изолятора определяется по его амплитудно-частотной характеристике (АЧХ). Фактически определяется состояние механической жесткости изолятора.

Основным критерием сохранения работоспособности опорно-стержневого изолятора является неизменность во времени его жесткости, то есть амплитудно-частотной характеристики (или ее аналога оценки СПМ).

Частными случаями и критериями оценки технического состояния изоляторов при первом измерении являются:

- изолятор в удовлетворительном состоянии:
 - наличие одного максимума на АЧХ в диапазоне частот 3000–8000 Гц;
- изолятор в неудовлетворительном состоянии (однозначная отбраковка):
 - наличие двух соизмеримых по интенсивности максимумов на АЧХ в диапазонах частот: 1000–2000 Гц — первый и 3000–8000 Гц — второй;
 - наличие одного максимума на АЧХ в диапазоне частот 1000–2000 Гц;
 - наличие двух соизмеримых по интенсивности максимумов на АЧХ в диапазонах частот: 3000–8000 Гц — первый и 8000–12000 Гц — второй;
 - наличие трех и более соизмеримых по интенсивности максимумов на АЧХ в диапазоне частот 1000–10000 Гц.

Все оставшиеся случаи характеризуются как требующие периодических (не реже двух раз в год) обследований (второй — желательно после окончательного перехода среднесуточной температуры через нуль).

В качестве иллюстрации к вышеизложенному на графиках рис. 1, 2 приведены оценки СПМ вибрации изоляторов, находящихся в удовлетворительном состоянии. На графиках рис. 3, 4, 5 приведены оценки СПМ вибрации изоляторов в неудовлетворительном состоянии. На графиках рис. 6, 7 приведены оценки СПМ вибрации изолятора, требующего периодических обследований (первое измерение проведено в июле 2002 года рис. 6, второе — в марте 2003 года рис. 7), приведенные результаты, показывают что, данный изолятор не потерял своей несущей способности и может эксплуатироваться далее.

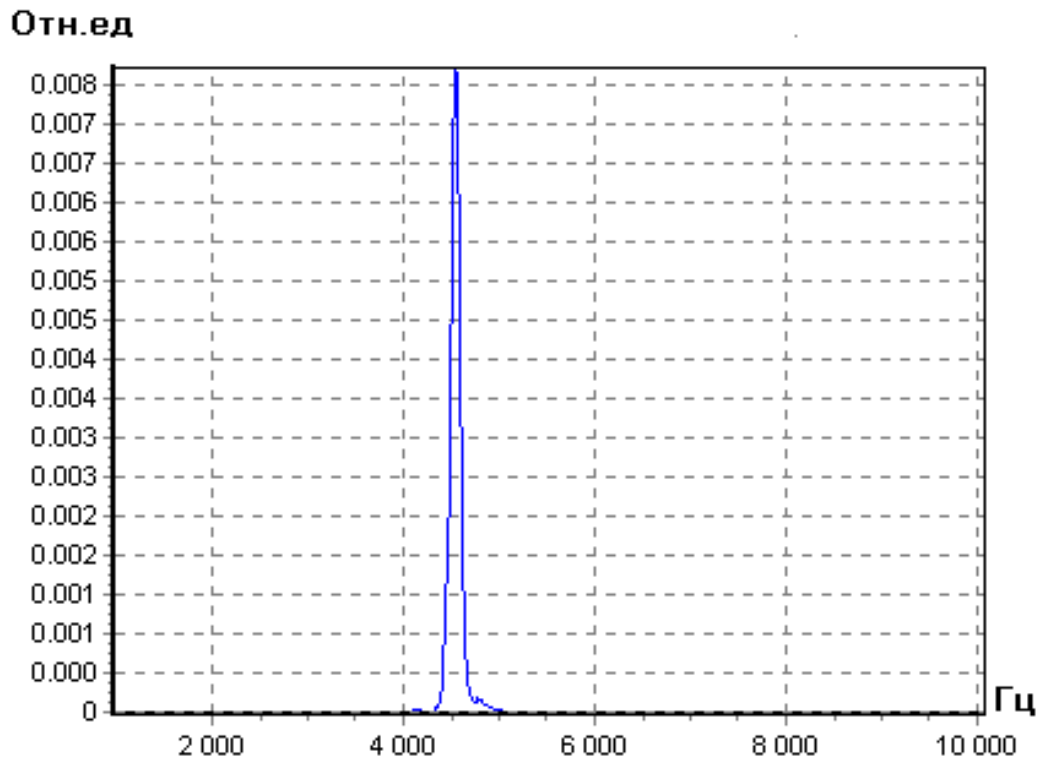


Рис. 1. Оценка СПМ вибрации изолятора шинного разъединителя первой системы шин ячейки «Глинозем», дальнего от масляного выключателя, фазы «В». Подстанция «БАЗ», ОРУ-110 кВ измерения проведены в октябре 2002 года

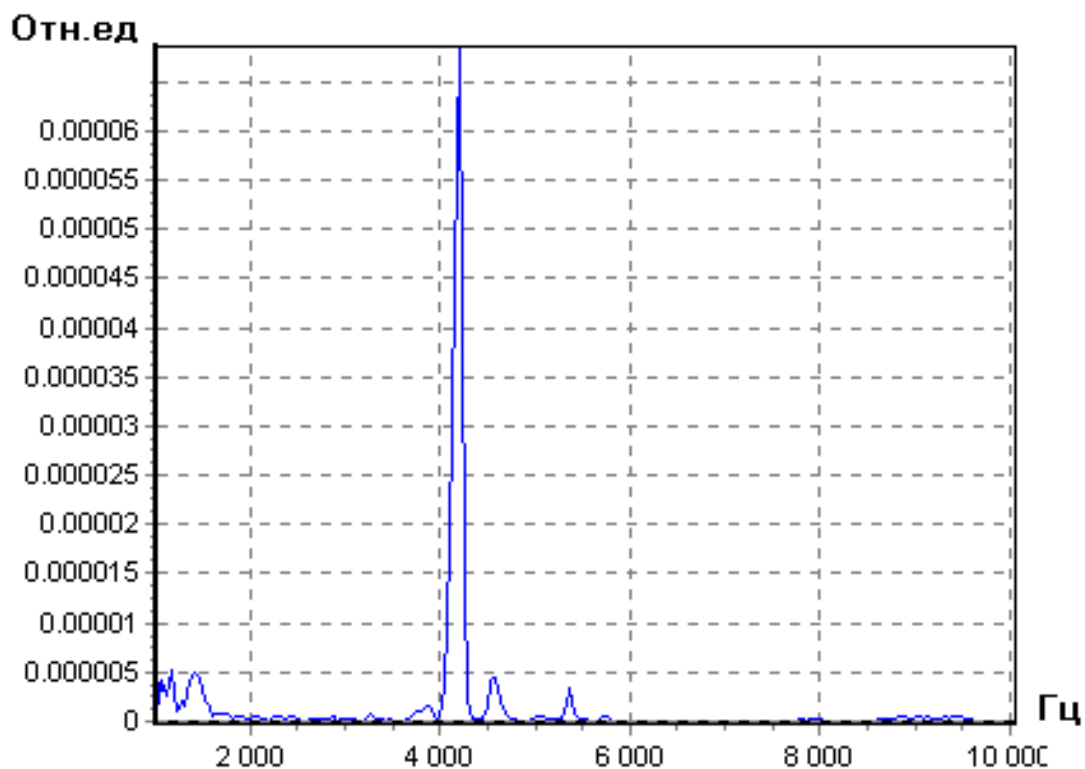


Рис. 2. Оценка СПМ вибрации изолятора шинного разъединителя первой системы шин ячейки «СМВ», фазы «А», дальнего от спуска. Подстанция «Владимирская», ОРУ-220 кВ измерения проведены в декабре 2002 года

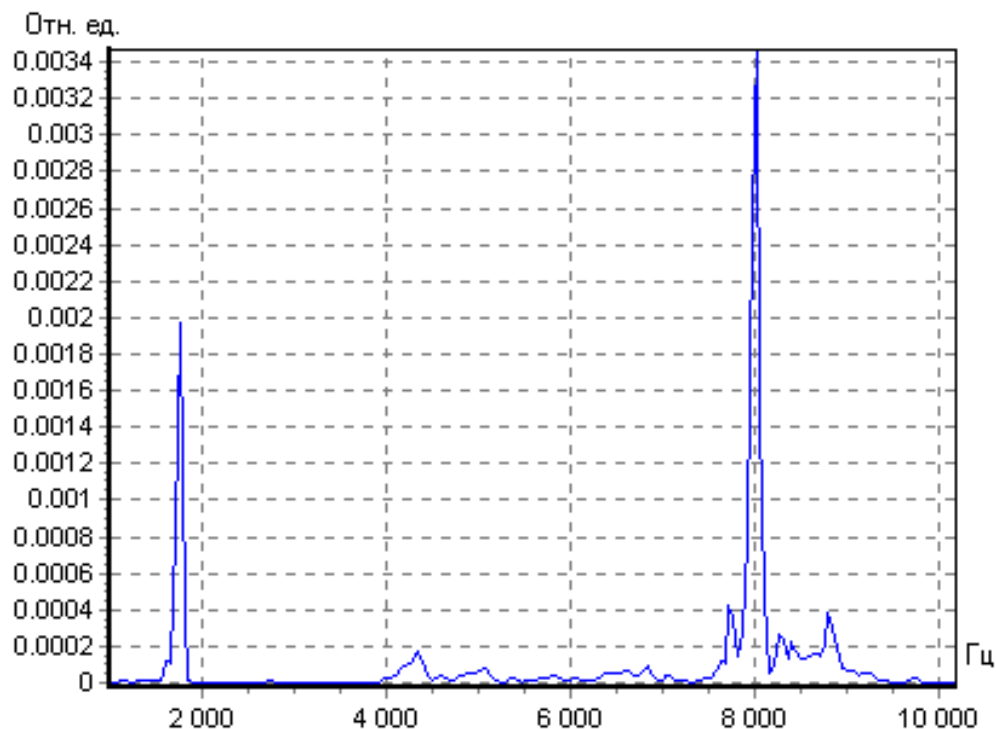


Рис. 3. Оценка СПМ вибрации опорного изолятора ячейки «Шумиха-1», фаза «С» (ближний от здания щита управления) находившегося в неудовлетворительном состоянии (внутренняя [невидимая] трещина у нижнего фланца нижнего изолятора). Подстанция «Козырево», ОРУ-220 кВ измерения проведены в июле 2002 года

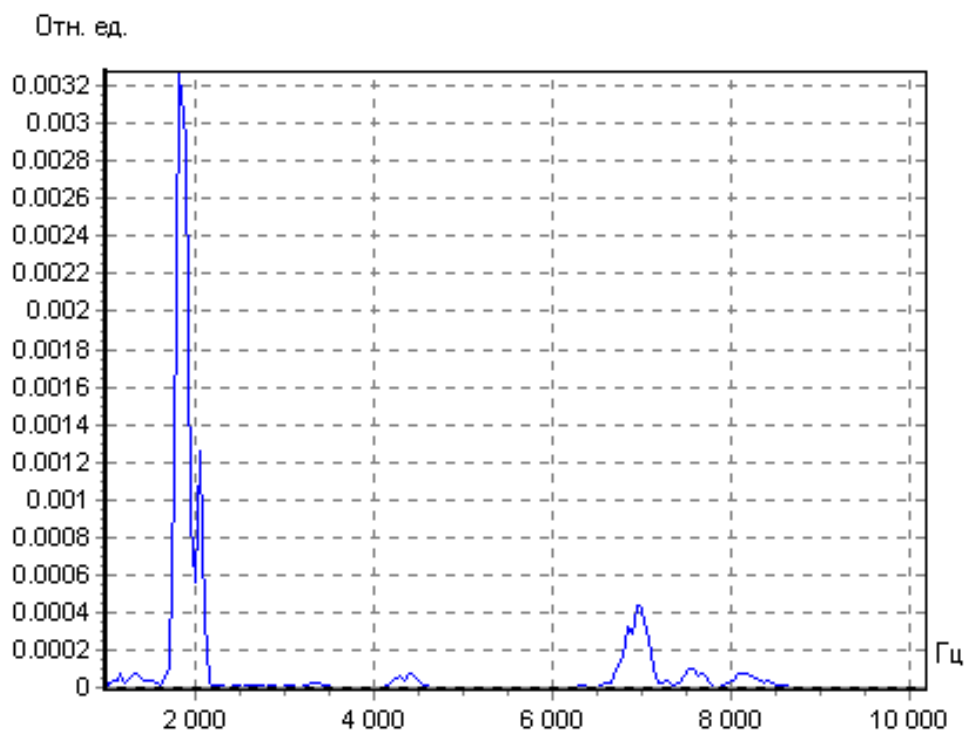


Рис. 4. Оценка СПМ вибрации изолятора линейного разъединителя ячейки «Новометаллургическая-1» фаза «А», находившегося в неудовлетворительном состоянии (сломался при отключении верхний изолятор). Подстанция «Козырево», ОРУ-220 кВ измерения проведены в июле 2002 года

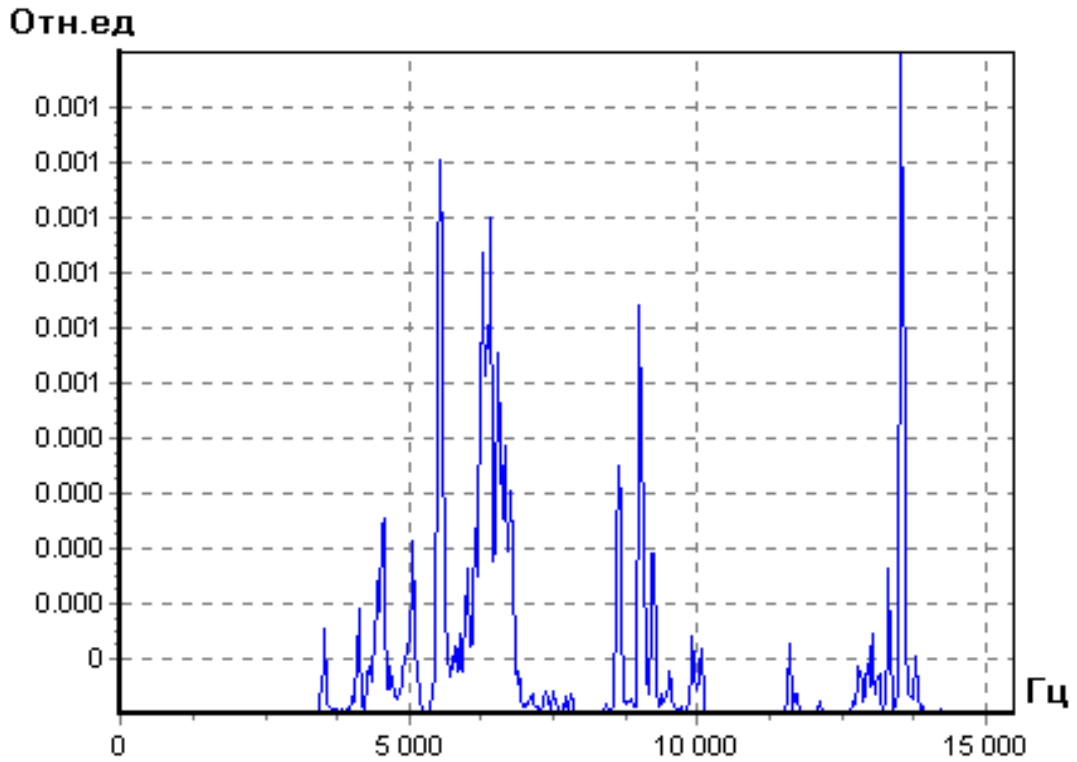


Рис. 5. Оценка СПМ вибрационного процесса, зарегистрированного на нижнем фланце изолятора, имеющего трещину в районе верхнего фланца

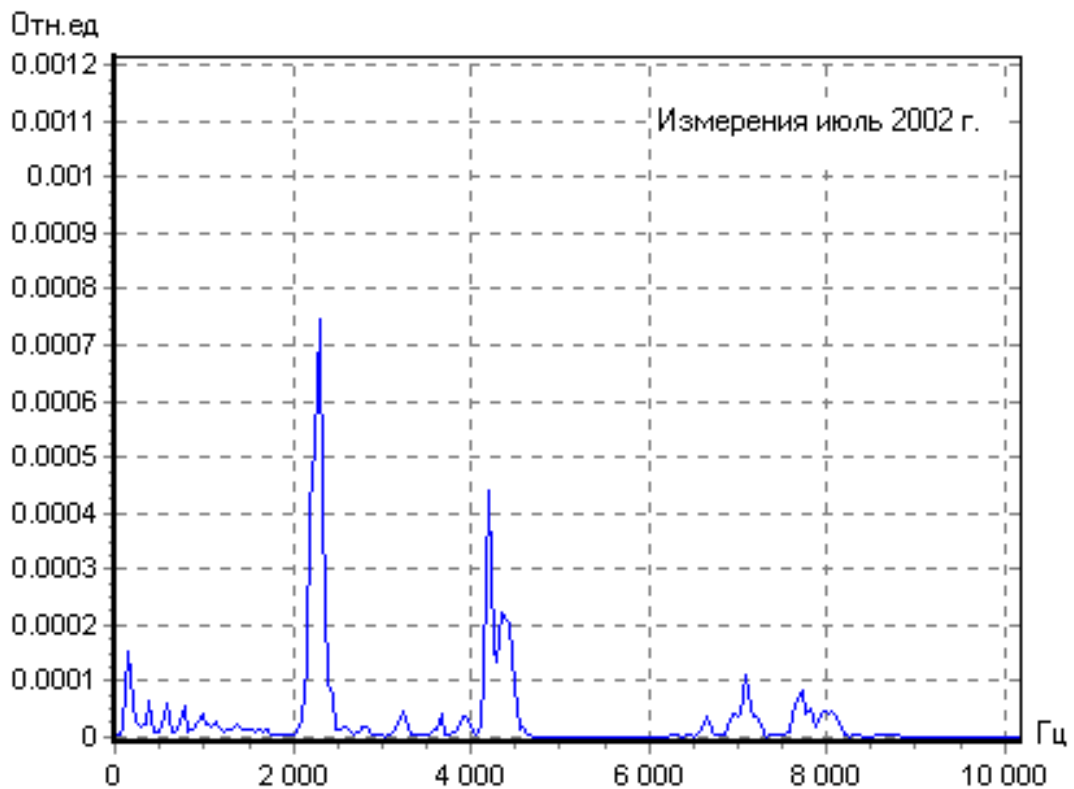


Рис. 6. Оценка СПМ вибрации изолятора линейного разъединителя ячейки «Каясан-1» фаза «В», сторона шин. Подстанция «Козырево», ОРУ-110 кВ измерения проведены в июле 2002 года. Температура воздуха ~ +20°С

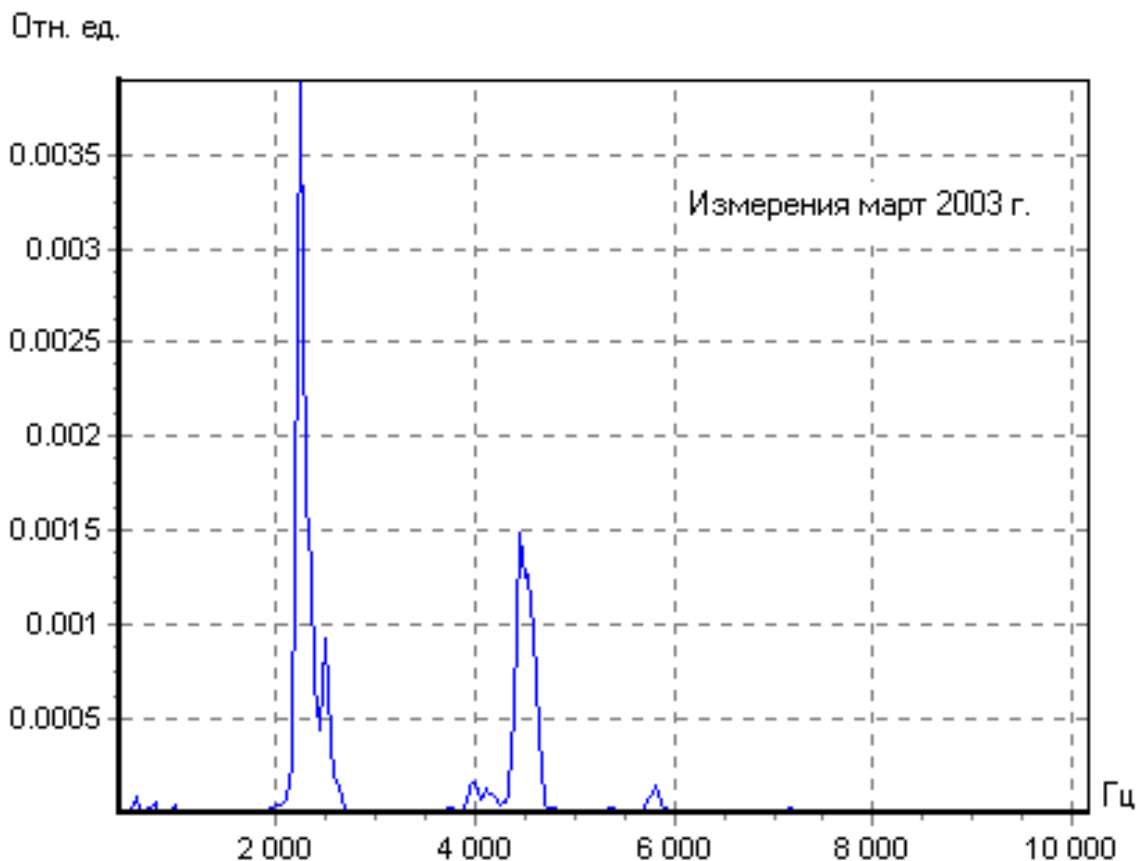


Рис. 7. Оценка СПМ вибрации изолятора линейного разъединителя ячейки «Каясан-1» фаза «В», сторона шин. Подстанция «Козырево», ОРУ-110 кВ измерения проведены в марте 2003 года. Температура воздуха ~ -15°C

Приведенный выше метод отрабатывается в полевых условиях (проводятся обследования изоляторов под рабочим напряжением на ОРУ-110 и 220 кВ) в течение трех лет. Обследовано ~40000 колонок изоляторов на ОРУ-110 кВ и ОРУ-220 кВ. Проведенная работа позволила определить технические требования к проектированию и изготовлению мобильного индикаторного комплекса (МИК-1) для определения технического состояния опорно-стержневой фарфоровой изоляции под рабочим напряжением (электрическим). В настоящее время проводятся работы по аттестации метода и комплекса. Этой работой занимается НПО «Логотех», г. Снежинск Челябинская область, 456770, ул. Ломинского д. 9 – 40, а/я 12, тел/факс (35146)21058.

Литература

1. Кухтиков В. А., Воротницкий В. Э., Демин А. Н. «Методы и средства контроля опорно-стержневой фарфоровой изоляции высоковольтных разъединителей». Энергетик, 2002, № 9.
2. Таджибаев А. И. «Обзор методов эксплуатационного контроля изоляторов из высоковольтного фарфора». Сборник «Диагностика технического состояния фарфоровых изоляторов высоковольтных коммутационных аппаратов». 1999 г.
3. Бабаков И. М. «Теория колебаний». Москва, 1968 г.
4. «Вибрации в технике». Справочник. Под редакцией В. В. Болотина. Москва, 1978 г.
5. «Прочность, устойчивость, колебания». Справочник. Под редакцией И. А. Биргера и Я. Г. Пановко. Москва, 1968 г.
6. Беляев Н. М. «Сопротивление материалов». Москва, 1956 г.

Анализ методов и средств диагностирования опорно-стержневых изоляторов на напряжение свыше 1000 В

Савельев В. А.

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново

Опорно-стержневые изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, распределительных устройствах, электрических станциях и подстанциях, комплектных распределительных устройствах (КРУ), токопроводах переменного тока напряжением свыше 1000 В.

Число инцидентов, вызванных повреждениями опорно-стержневых изоляторов 35 кВ и выше в течении последних пяти лет в ОАО РАО «ЕЭС России» лежит в интервале 290–430 штук в год. Причем в последние годы наблюдается их рост.

Особую опасность представляют повреждения опорно-стержневых изоляторов (ОСИ) разъединителей. Так за осеннее зимний период на предприятиях РАО произошло 130 технологических нарушений, связанных с повреждением ОСИ разъединителей 110–220 кВ, 13 случаев из них имело место отключение шин подстанций или снижением нагрузки электростанций. Как видим, повреждения ОСИ разъединителей могут приводить даже к погашениям электростанций и подстанций. Так из-за разрушения ОСИ произошло порядка 70 % отказов разъединителей, при чем 40 % в момент их переключений [10].

К характерным причинам повреждений изоляторов можно отнести:

- пробои, ожоги глазури, оплавление металлических частей, разрушение фарфора. Для их предупреждения необходим выбор соответствующего типа и количества изоляторов в гирлянде, применение гидрофобных смазок, периодическая очистка или обмывка изоляторов.
- поломки металлических деталей, трещины и сколы в фарфоре из-за ударов камнями, обстрелов и других механических воздействий.

Для их устранения и предупреждения осуществляются осмотры, проверка и своевременная замена изоляторов.

В арматуре ОСИ возможны трещины и раковины в металле, сильные истирания и излом деталей из-за неправильной установки и плохого качества изготовления. Это также можно устранить тщательным осмотром и своевременной заменой.

Причинами разрушений ОСИ разъединителей в условиях эксплуатации может быть неправильная регулировка и обслуживание разъединителей, неокрашенные швы их армировки и т. д.

Контроль за техническим состоянием ОСИ сводится к выявлению дефектов характерных для определенных типов. Эти дефекты достаточно разнообразны. Так из скрытых производственных дефектов для ОСИ наиболее характерны: макроскопическая пористость в определенных зонах обжига, пористость обусловленная засорениями, пористость в открытых зонах. В них возможны отдельные трещины и включения, обусловленные попаданием в фарфор посторонних включений. Для покрышек воздушных и маломастных выключателей кроме отмеченных выше скрытых производственных дефектов характерно образование трещин и зон растрескивания.

Основная причина отказов фарфоровых ОСИ — образование зон открытой микроскопической пористости, представляющих группу связанных между собой трещин которые после впитывания влаги из окружающего воздуха и воздействия низких температур приводят к отказам изоляторов. Период впитывания влаги в зону зависит от многих факторов и составляет от нескольких месяцев до нескольких лет.

Развитие дефектов может проходить в виде излома фарфора внутри фланца, образования магистральных трещин в оконечностях, потери электроизоляционных свойств без микрорастрескивания фарфора. Появление зон открытой микроскопической пористости на торцевых поверхностях может привести к разгерметизации и, как следствие, к утечке масла из выключателей.

На линейных ОСИ могут возникать разрушения из-за длительного воздействия механической нагрузки, например, усиления тяжести проводов из-за гололеда. В результате этого могут возникнуть «силовые» изломы.

Снижение числа повреждений ОСИ можно достичь тремя путями:

- повышением качества на заводах при изготовлении за счет более современных технологий;
- за счет совершенствования уровня эксплуатации проводя более качественные ТО и Р аппаратов имеющих ОСИ и в первую очередь разъединителей;
- осуществлением контроля за техническим состоянием ОСИ в условиях эксплуатации.

Для реализации двух последних путей используются различные методы контроля. Начало их разработок относится к довоенному времени [1]. Последующее их развитие выразилось в формировании двух направлений: измерение частичных разрядов в изоляции при профилактических испытаниях повышенным напряжением [2, 4] и измерение частичных разрядов при эксплуатации под рабочим напряжением [5, 6].

Внешнее проявление частичных разрядов выражается в виде электрических процессов, звуковых и световых сигналов, а также в виде нагрева диэлектриков. Каждый из методов, использующих эти диагностические признаки имеют определенные преимущества и недостатки.

Как отмечалось, одним из методов диагностирования изоляторов является метод частичных разрядов. На важность и необходимость измерения частичных разрядов (ЧР) указывают разработки специальных стандартов связанных с этим методом [8].

Своевременное развитие микропроцессорной техники позволяют по новому подойти к созданию технических средств контроля ЧР и решить проблему отстройки от помех.

Вместе с тем приборы позволяют усовершенствовать саму методику испытаний и диагностирования.

В основе методов обнаружения ЧР в изоляции лежит измерение импульсов напряжения или тока переходного процесса в цепи и излучения от тока ЧР. В общем виде схема испытаний при помощи ЧР [4, 7] приведена на рис. 1.

Задачи контроля характеристики ЧР:

- установить, что в изоляции контролируемого объекта нет ЧР, характеристики которых превышают нормативную величину при нормированном напряжении;
- определить напряжения возникновения и напряжение погасания ЧР;
- определить интенсивность ЧР при нормированном напряжении;
- определить, что интенсивность ЧР в изоляции объекта не изменяется во время действия нормированного напряжения более, чем на нормированную величину.

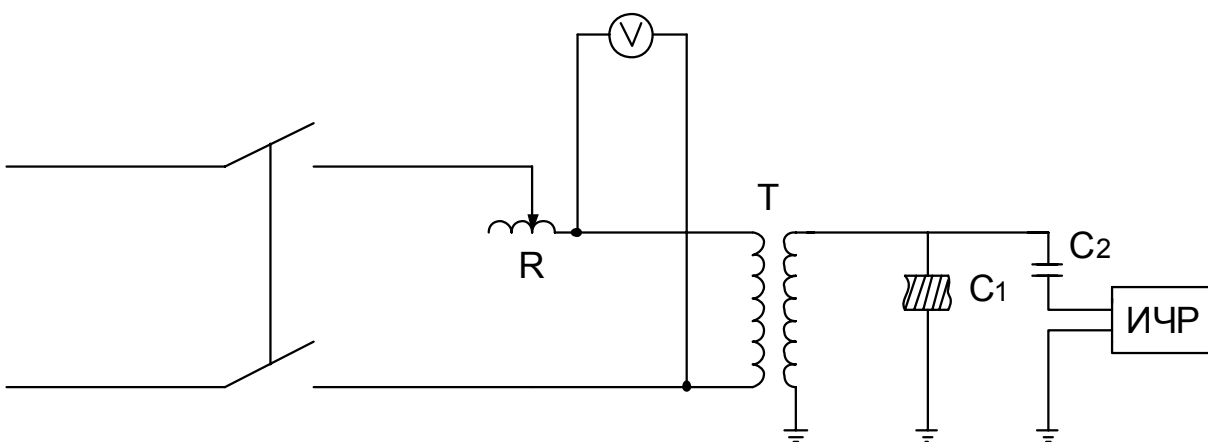


Рис. 1. Схема испытания изоляции. Обозначения: где R — реостат; T — испытательный трансформатор; C_1 — емкость контролируемого объекта; C_2 — разделительная емкость; ИЧР — измеритель частотных разрядов

В соответствии с ГОСТ 20074-74 п. 1.2.1 количественными характеристиками ЧР являются:

- кажущийся заряд q единичного ЧР;
- частота следования n частичных разрядов;
- средний ток I частичных разрядов;
- энергия W единичного ЧР;
- средняя мощность P частичных разрядов.

При контроле изоляции должны непосредственно измеряться кажущийся заряд q и частота следования n частичных разрядов. Средний ток I и средняя мощность P разрядов могут определяться непосредственным измерением либо расчетным путем. Энергию W единичного ЧР определяют расчетным путем.

Средний ток I частичных разрядов можно определить по формуле

$$I = \sum_{i=0}^n \frac{|q_{i+1}| + |q_i|}{2} \cdot (n_{i+1} - n_i), \quad (1)$$

где $i=0, 1, 2, 3, \dots$ — уровни кажущихся зарядов; q_i — кажущийся заряд i -го уровня; n_i — частота следования ЧР, кажущийся заряд которых превышает i -й уровень (значению $i=0$ соответствует частота следования $n_0=0$).

При определении среднего тока и ЧР по этой формуле число уровней кажущегося заряда берется не менее 4-х (из которых начальный уровень должен соответствовать $i=0$) при регулировании уровней через 20 дБ.

Среднюю мощность P частичных разрядов и энергию единичного ЧР вычисляют по формулам

$$W = U_m \cdot q_i, \quad (2)$$

$$P = U_m \cdot I, \quad (3)$$

где U_m — амплитудные значения напряжения на контролируемом объекте.

Согласно [6] для измерения ЧР должны использоваться следующие схемы:

1. Схема включения измеряемого элемента в ветвь заземления соединительного конденсатора (рис. 2).
2. Схема с включением измерительного элемента в ветвь заземления объекта контроля (рис. 3).
3. Мостовая схема (рис. 4).

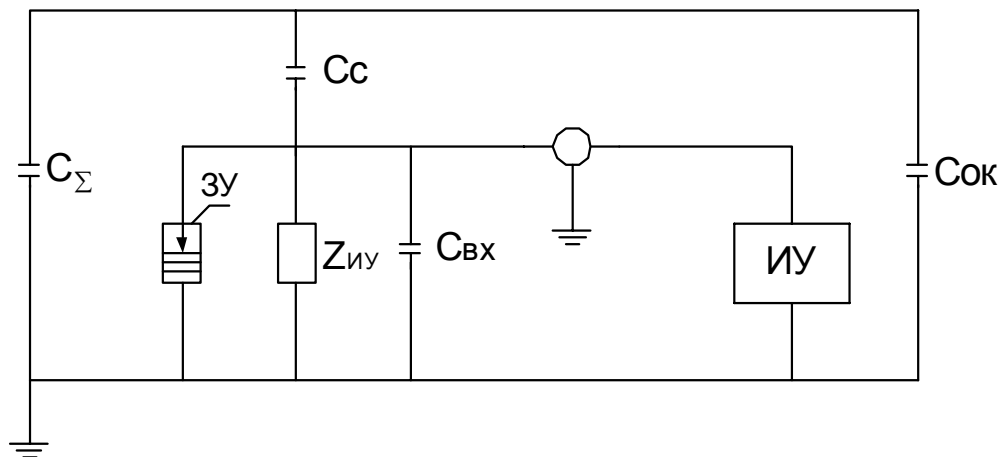


Рис. 1. Схема измерения ЧР с включением измерительного устройства в ветвь заземления соединительного конденсатора

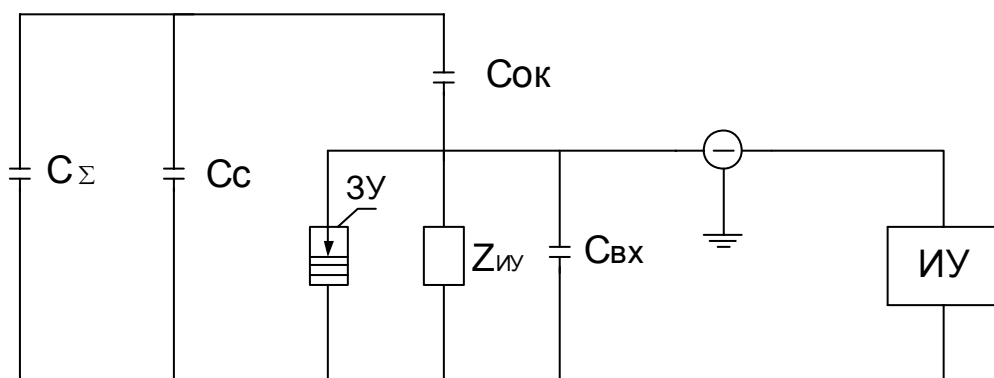


Рис. 2. Схема измерения характеристики ЧР с включением измерительного устройства в ветвь заземления объекта контроля

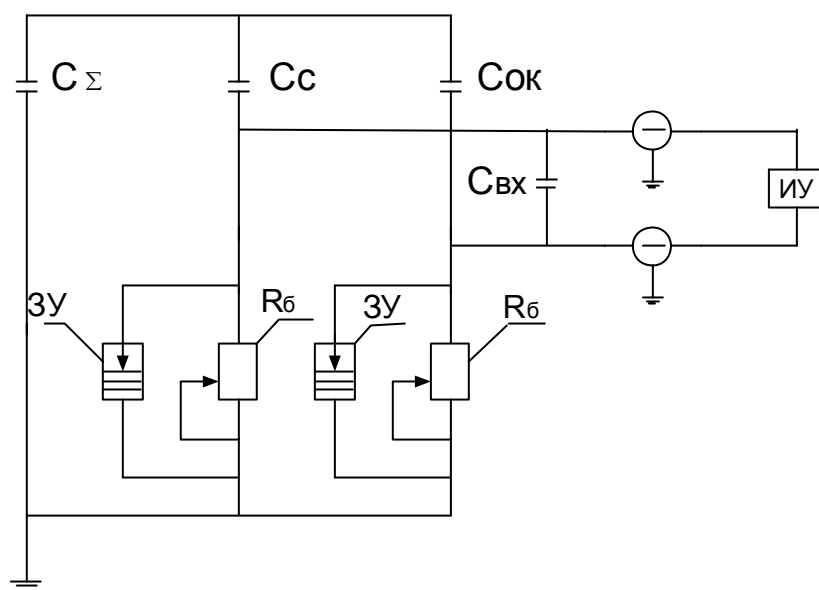


Рис. 3. Мостовая схема измерения характеристик ЧР

На этих схемах введены следующие обозначения:

ЗУ и ИУ — защитное и измерительное устройства; C_{Σ} — суммарная емкость источника испытательного напряжения и системы шин; C_C — емкость соединительного конденсатора; $C_{ок}$ — емкость объекта контроля; $C_{вх}$ — входная емкость измерительного устройства; Z — сопротивление измерительного устройства; R_6 — резисторы балансировки.

Возможно применение совмещенных схем для измерения характеристик ЧР и испытательного напряжения.

Для повышения чувствительности установки величины емкостей $C_{вх}$ и C_C на рис. 2, 3, 4 выбирают с учетом следующих соотношений

$$C_C > 10 C_{вх}, C_{ок} \gg C_{вх}, \text{ а } C_C \approx C_{ок},$$

где C_C — емкость соединительного конденсатора; $C_{вх}$ — входная емкость измерительного устройства; $C_{ок}$ — емкость объекта контроля.

В [6] указаны так же рекомендуемые блок схемы устройств для измерения кажущегося заряда (п. 2.2.2) и устройства для измерения частоты следования ЧР (п. 2.2.3).

Эти рекомендации могут являться отправными при разработке новых устройств и приборов.

Контроль состояния ОСИ разъединителей может осуществляться следующими способами:

1. *Механические испытания изоляторов согласно [9]*. При этом способе два изолятора полюса разъединителей используя стяжное устройство с динамометром, закрепленным на верхних фланцах изгибают усилием с силой 60% минимальной разрушающей нагрузки для данных типов изоляторов. Таким образом, выявляются изоляторы с пониженной механической прочностью. Однако при таких испытаниях идут деградиционные процессы в фарфоре, при которых могут возникать и развиваться микро трещины, что в условиях эксплуатации может привести к их последующему разрушению или к многочисленным отказам при испытаниях. Преимущество данного способа в том, что производятся воздействия идентичные реальным при включениях и отключениях разъединителей.

2. *Метод акустическо-эммисионного (АЭ) контроля ОСИ разъединителей 110–220 кВ*. Он не вызывает разрушений в процессе испытаний и заключается в регистрации акустических сигналов, возникающих при развитии дефектов и определение по их характеристикам степени опасности развития дефектов. Степень опасности развития трещин обнаруживается используя эффект Кайзера. Его суть заключается в том, что при двукратном механическом нагружении с усилием не выше эксплуатационного во вто-

ром цикле нагружения близка к нулю в исправном изоляторе и существенно выше при наличии дефекта в виде трещины. Известна разработка устройства контроля ПАК-3М (ОАО ВНИИЭ) использующая эффект Кайзера и позволяющая контролировать до 600 изоляторов и одновременно по два изолятора одного полюса разъединителей. Данный метод позволяет выявлять от 4 до 10 % дефектов в уже испытанных изоляторах. Следует заметить, что процент отбраковки зависит от типа ОСИ, завода изготовителя, года выпуска, и периодичности контроля. Однако такой метод достаточно сложен, требует специальной подготовки испытаний и отключения установки. Такой метод обычно используется при вводе в эксплуатацию, при профилактических испытаниях и при капитальных ремонтах. Его недостаток — низкая производительность.

3. *Визуальный контроль.* Он позволяет выявлять трещины на поверхности изоляторов. При наличии трещин изоляторы могут выдержать механические испытания, но тем не менее их желательно при первой же возможности заменить, так как из-за попадания в них влаги и изменений температуры их прочность может снизиться.

Активность АЭ определяется числом акустических сигналов, возникающих за 1 с.

Если в изоляторе развивается магистральная трещина, то активность АЭ при втором нарушении (эффект Кайзера) нарушается и сигналы не равны нулю. Активность акустической эмиссии при двукратном нагружении ОСИ линейно растущим изгибающим усилием на бездефектном и дефектном изоляторах показаны на рис. 5.

Технология испытания в данном случае заключается в следующем. На верхних фланцах двух изоляторов полюса разъединителей закрепляют стяжное механическое устройство с динамометром [8, 11]. Затем плавно увеличивают нагрузку до испытательного напряжения и после выдержки в течении 20–30 сек снижают нагрузку. После этого делают второй цикл нагружения до испытательной величины. При достижении его замеряют суммарную активность АЭ при постоянной испытательной нагрузке. Если за время испытания импульсов АЭ не было, то изолятор не имеет дефектов. Если импульсы были, то дефект в ОСИ имеется. Сказанное иллюстрируется рис. 5.

Данный метод обладает высокой достоверностью без разрушения в эксплуатации изоляторов, прошедших эти испытания. Он позволяет выявлять развивающиеся магистральные трещины по сигналам акустической эмиссии, излучаемым независимо от размеров и месторасположения трещины. Метод не требует больших затрат времени. К недостаткам метода относится необходимость отключения присоединения и системы шин, отключения разъединителя, подъема испытателя на раму разъединителя и применения оснастки.

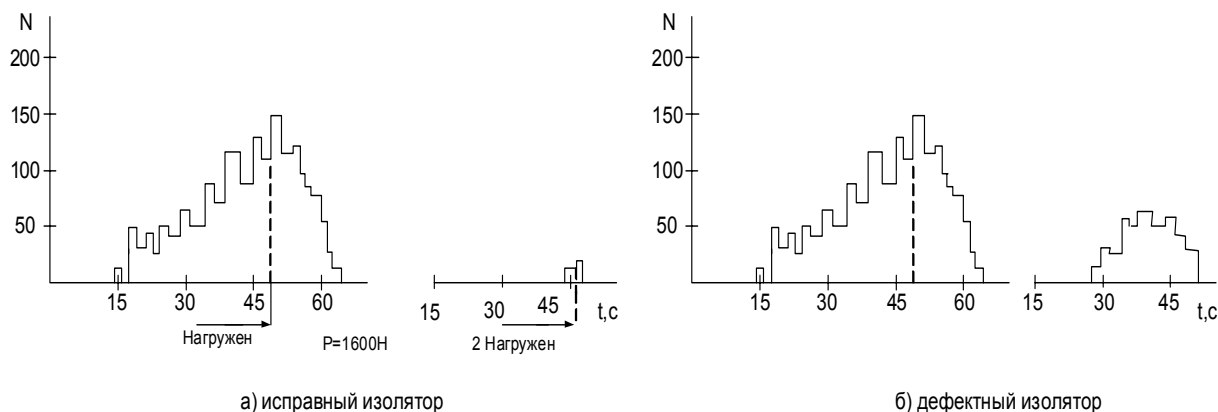


Рис. 5. Активность N акустической эмиссии при двухкратном нагружении изоляторов типа ИОС-110-400 линейно растущим изгибающим усилием

На заводах изготовителях и в эксплуатации для ОСИ применяют также метод ультразвуковой дефектоскопии. С его помощью можно выявить значительные внутренние дефекты, зоны открытой микроскопической пористости и макропористости. Однако эти дефекты не всегда опасны. Метод не позволяет обнаруживать дефекты малых геометрических размеров, которые особенно опасны в зонах около поверхности фарфора. Особенно опасны поверхностные трещины на шейке у нижнего фланца, даже при глубине порядка 0,1 мм [8], которые могут привести к его разрушению.

Периодические испытания керамических опорных изоляторов на напряжение свыше 1000 В проводят не реже 1 раза в пять лет по следующим показателям:

1. Длина пути утечки (проводится по ГОСТ 9920).
2. Определение пробивного напряжения изоляторов и испытания изоляторов непрерывным потоком искр (проводятся в соответствии с ГОСТ 26093).
3. Стойкость к медленному изменению температуры и испытания изоляторов на термоудар (проводятся согласно ГОСТ 26093).
4. Стойкость к воздействию одиночных механических ударов.

Для испытаний на воздействие одиночного удара изолятор закрепляют в горизонтальном положении [8, 11]. По свободному фланцу в плоскости, перпендикулярной к оси изолятора, наносят одиночный удар свободно падающим или маятниковым металлическим бойком массой не менее 5 кг со сферической ударной частью диаметром не менее 50 мм.

При монтаже и эксплуатации используются следующие методы выявления дефектов фарфоровых изоляторов.

1. Ультразвуковой неразрушающий контроль. Так называемая импульсная дефекто- и структурометрия на базе дефектоскопа типа УД2-12. Он позволяет выявлять зоны открытой микроскопической пористости в оконечности ОСИ и покрышек на отключенном оборудовании по скорости

распространения ультразвуковых волн. Он позволяет выявлять также трещины и зоны растрескивания в оконечностях ОСИ и покрышках воздушных и масляных выключателей, макроскопические дефекты в покрышках по всей высоте при монтаже.

2. Фукусиновая проба под давлением. Она осуществляется с помощью переносной установки ЦВД-250. Этот метод позволяет выявлять зоны открытой микроскопической пористости на разрушившихся частях изоляторов, устанавливать критерии браковки ультразвукового контроля непосредственно по дефекту.

3. Регистрация сигналов акустической эмиссии прибором ПАК-3М. Применяют также совместное обследование ОСИ с помощью ультразвукового контроля и АЭ которые дополняют друг друга [12].

4. Тепловизионный контроль изоляторов под рабочим напряжением. Он позволяет выявлять значительные снижения сопротивления из-за впитывания влаги зонами микроскопической пористости, разогревающихся за счет разрядов возникающих на наружных (магистральных) трещинах, а также за счет процессов обусловленных впитыванием влаги в зоне микроскопической пористости без заметного снижения общего сопротивления изоляции изделия до образования в нем наружных трещин, что бывает редко.

5. Перспективен метод позволяющий при контакте определять водонаполненный фарфор. Он хорошо сочетается с ультразвуковым контролем, выявляя изделие как с развитой зоной микроскопической пористости так и уже впитавшее влагу в фарфор, т. е. требующие немедленной замены.

6. Выявление коронного разряда, возникающего на наружных трещинах. Эти методы основаны на регистрации его электромагнитной или акустической составляющей, а также звуковых и низкочастотных ультразвуковых сигналов (вибрационных и свободных колебаний).

Рассмотрим некоторые технические средства контроля состояния ОСИ.

На рис. 6 представлена структурная схема индикатора частичных разрядов устройства измерения частичных разрядов.

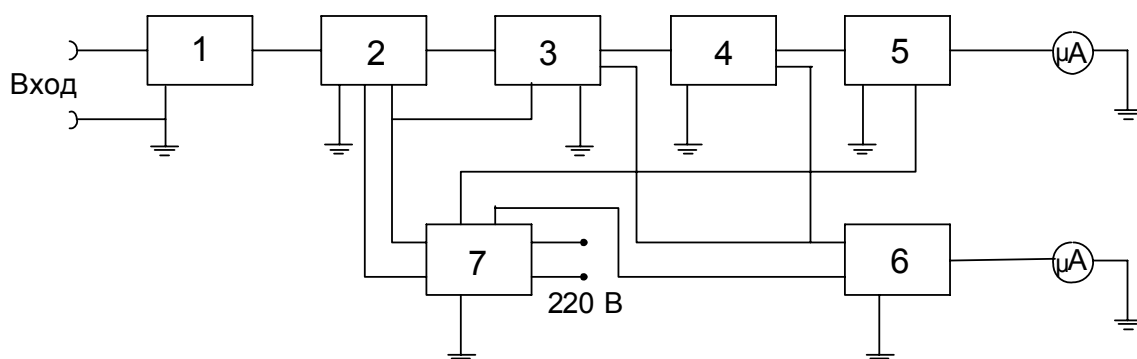


Рис. 6. Структурная схема индикатора разрядов. Обозначения: 1 — делитель сигнала; 2 — фильтр верхних частот; 3 — широкополосный усилитель; 4 — амплитудный дискриминатор селектор; 5 — частотомер (счетчик импульсов); 6 — амплитудный импульсный вольтметр; 7 — блок питания (стабилизированный)

Прибор позволяет измерять амплитуды импульсов разрядов от 0 до 3 В, а при наличии внешнего делителя до 300 В и частоты следования импульса до 3×10^5 имп/с.

Фильтр верхних частот предназначен для подавления напряжения рабочей частоты и его гармонических составляющих. Нижняя частота полосы пропускания фильтра лежит в диапазоне от 5 до 50 кГц.

Широкополосный усилитель имеет нижнюю частоту пропускания не более 50 кГц, верхнюю частоту пропускания не более 2 МГц, максимальный коэффициент усиления 10^2 – 10^6 .

В качестве измерительных головок в частотомере и амплитудном импульсном вольтметре использованы приборы магнитоэлектрической системы типа М906 на 300 мкА.

Блок схема другого прибора для измерения ЧР показана на рис. 7. Она включает в себя датчик 1 и индикатор 5. Датчик 1 преобразует импульсы тока или напряжения поступающие с объекта контроля, вызванные частичными разрядами, в импульсы напряжения, подаваемые на вход устройства. Метод сквозного прозвучивания реализован в приборе ПАК-2. Сквозные прозвучивания реализовываются на частотах 4–10 кГц.

Все эти методы могут выявить только значительные дефекты с размером приближающимся к размеру поперечного сечения ОСИ.

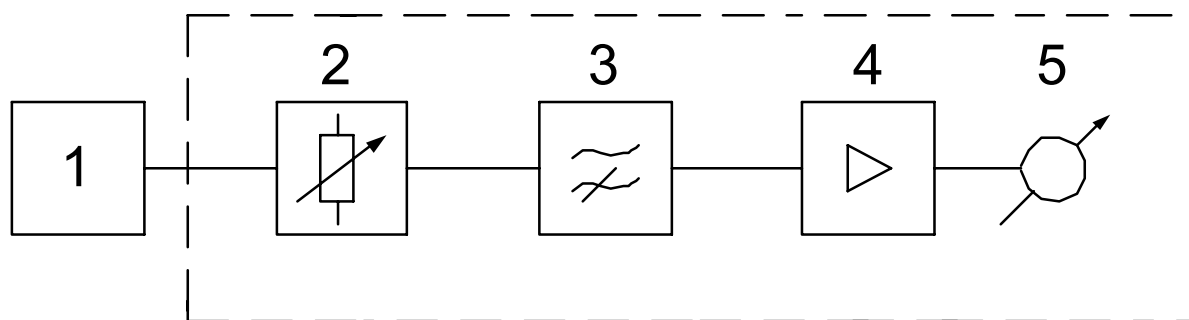


Рис. 7. Блок схема устройства измерения частичных разрядов. Обозначения:

- 1 — датчик (акустический, пьезоэлектрический); 2 — регулятор чувствительности;
3 — фильтр; 4 — усилитель; 5 — индикатор

Датчик включает в себя непосредственно измерительный элемент, а также защитные элементы — разрядники, разделительные конденсаторы и т. д.

При подаче повышенного напряжения имеется источник испытательного напряжения.

В самом измерительном устройстве осуществляется преобразование, фильтрация, усиление и измерение импульсов поступающих с датчика.

Фильтр входящий в состав устройств предназначен для подавления напряжения промышленной или испытательной частоты и внешних гармоник и формирует определенную полосу пропускания устройства.

Электронно-оптический дефектоскоп. «Филин-6» (ЗАО «МП Диагност»).

Он осуществляет визуальное обнаружение дефектов по оптическому излучению разрядов преобразуя ультрафиолетовое излучение разрядных процессов в видимые совместно с изображением объекта контроля. Контролируемый спектр излучений на частоте 280–400 нм по шкале электромагнитных волн позволяет выявлять все электрические, коронные и др. разряды. Чувствительность прибора позволяет обнаруживать с 5–7 метров элементарный разряд в 1 пикокулон.

Дефектоскоп выявляет пробитые фарфоровые изоляторы в гирлянде, нарушение заделки опорных изоляторов и поверхностные микротрещины фарфора, определяет степень загрязнения изоляторов.

Дефектоскоп состоит из кварцевого длиннофокусного объектива с полосовыми фильтрами, электронно-оптического преобразователя, регулируемого (48–52 Гц) стробирующего устройства, источника опорного оптического сигнала для измерения амплитуды излучения, цифровой камеры с адаптером для присоединения к дефектоскопу.

Известна камера для визуального выявления процессов разряда фирмы Day Cog компании OFIL США. Камера позволяет обнаруживать частичные разряды на фарфоровых и штыревых изоляторах, загрязнения гирлянд изоляторов, дуговые процессы, корону на выравнивающих кольцах, разбитые изоляторы и др. Камера позволяет обнаруживать источники коронного разряда, радиочастотных помех и акустический шум, осуществлять периодический мониторинг фарфоровых и полимерных изоляторов. Вести съемку можно с расстояния до 150 м

Известен также диагностический измерительный комплекс ДИК-2С НПО «ЛОГОТЕХ», (ЗАО).

Комплекс позволяет определить наличие микротрещин в фарфоровых изоляторах.

В состав комплекса входят компьютер, формирователь импульсов для создания ударного импульса на объект, первичные измерительные преобразователи (акселерометры, датчики скорости, вихретоковые датчики), блок согласующих усилителей имеющий 8 измерительных каналов для регистрации электрического напряжения или заряда от первичных преобразователей, генератор электрических тестовых сигналов для формирования гармонических и случайных сигналов и программное обеспечение для регистрации аналоговых сигналов, расчета спектральной мощности, графическое представление результатов и др.

Мобильный индикаторный комплекс МИК-1 НПО «ЛОГОТЕХ» (ЗАО).

Комплекс осуществляет неразрушающий контроль без отключения напряжения опорно-стержневых изоляторов 110–220 кВ. Прибор состоит из рамы, двух щупов и электронного блока размещенного на штатной диэлектрической штанге. При прижимании щупов к фланцу изолятора его колебания записываются и затем с помощью компьютера обрабатываются.

Акустико-эмиссионная система AMSY фирмы «Vallen Systeme» Германия.

Система предназначена для многоканальной регистрации и измерений сигналов акустической эмиссии металлов, пластика, керамики и композитов в реальном времени.

Система имеет скорость непрерывной регистрации более 30000 событий в секунду. Определяя параметры, система осуществляет его фильтрацию, сортировку и записывает на «жесткий диск» компьютера. Скорость непрерывной регистрации формы сигналов более 2,5 Мб/секунду. Система имеет программное обеспечение сбора, обработки и анализа на базе WINDOWS 2000. Она может обследовать несколько объектов одновременно одной многоканальной системой. Широкий выбор АЭ преобразователей со встроенными и выносными предусилителями и магнитными держателями существенно расширяет область применения и возможности системы. Ее программное обеспечение включает в себя классический АЭ анализ, анализ формы волны АЭ сигналов, статистический анализ, локацию источников АЭ, кластеризацию.

Литература

1. Архангельский К. С., Власов А. Н. Индикатор частичных разрядов. Электричество, № 1, 1939.
2. Лысаковский Г. И., Соловьев М. Г. Применение индикатора частичных разрядов для испытания изоляции высоковольтных машин. Электрические станции, № 6, 1945.
3. Воскресенский В. Ф. Некоторые вопросы применения индикатора частичных разрядов. Электрические станции, № 9, 1948.
4. Долгополов А. И., Ремизов Г. Г., Хомяков М. В. Контроль частичных разрядов в изоляции электронным осциллографом. Электрические станции, № 1, 1955.
5. Вайда Д. Исследование повреждений изоляции. М., Энергия, 1968.
6. Электрооборудование и изоляция на напряжение свыше 1000 В. Методы измерения частичных разрядов. ГОСТ 2000-74. М., 1974.
7. Сви П. К. Измерение частичных разрядов в изоляции оборудования высокого напряжения энергосистем. М., Энергия. 1977.
8. Изоляторы керамические опорные на напряжение свыше 1000 В. ГОСТ Р 52034-2003.
9. О предупреждении аварий из-за повреждения опорно-стержневых изоляторов напряжением 35–220 кВ. Сб. директивных материалов (электротехническая часть) Главтехуправление Минэнерго СССР М.: Энергоатомиздат, 1985 г.
10. Аронштам Ю. Л., Безлатнев А. М., Бурлаков А. Е., и др. Акустико-эмиссионный контроль состояния изоляторов разъединителей. Электрические станции, 1977 № 12, с 41–45.
11. Щейкин А. А. Контроль опорно-стержневых изоляторов ультразвуком. Электрические станции, 1979 № 8.
12. Грешников В. А., Дробот Ю. Б. Акустическая эмиссия. М., Стандарты, 1976.

Оценка яркостной температуры фона при тепловизионной диагностике энергетических объектов

Анохин Ю. А., Кузнецов Д. Ю.
ПЭИПК, г. Санкт-Петербург

При тепловизионной диагностике объектов различного назначения одной из задач является измерение яркостной температуры. Как хорошо известно, тепловизоры (пирометры) измеряют температуру неконтактным способом посредством измерения энергии инфракрасного потока, излучаемого объектом. Если объект диагностирования изолирован от окружающей среды, то основная погрешность измерения определяется прибором. При измерениях в естественных условиях окружающая среда может иметь характеристики, меняющиеся во времени. Например, давление и температура воздуха, скорость ветра, фоновое излучение и облучение соседними объектами. Это в свою очередь вносит погрешности в измерение температуры и может повлечь неправильные выводы о состоянии объекта. В данной работе рассматривается задача оценки фонового излучения (облучения соседними объектами) и влияние его на погрешность измерения яркостной температуры объекта.

Метод измерения температуры с помощью тепловизора в отличие от контактных методов измерения температуры [1] основывается на измерении энергии инфракрасного излучения в спектральных диапазонах 7–14 мкм и 3–5 мкм. Инфракрасное излучение преобразуется в фотоприемном устройстве (ФПУ) в электрический сигнал [2]. Общим для всех измерительных приборов является тот факт, что сигнал прямо пропорционален энергии излучения и температуру определяют по калибровочной кривой. Калибровочная кривая представляет собой зависимость температуры идеального излучателя Планка [3] от величины электрического сигнала, который в свою очередь прямо пропорционален энергии инфракрасного излучения. В силу чего калибровочную кривую тепловизора можно выразить математически следующим образом:

$$i = \text{Const} \times \iint B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T) \times S^{\#}(\lambda) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega d\lambda. \quad (1)$$

В формуле (1) Const — константа, величина которой зависит от параметров фотоприемного устройства прибора; $S^{\#}(\lambda)$ — эффективная спектральная чувствительность фотоприемного устройства тепловизора (пирометра); $d\Omega$ — телесный угол, определяемой оптической схемой прибора; λ — длина волны инфракрасного излучения; $B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T)$ — яркость излучения идеального излучателя Планка.

Отметим, что фирмы изготавливающие тепловизионное оборудование имеют набор идеальных излучателей Планка с различной температурой. С помощью этих излучателей строится калибровочная кривая для каждого прибора или партии приборов. В упрощенной схеме измерения микропроцессорная система прибора обрабатывает входной сигнал и по калибровочной кривой определяет температуру объекта (при необходимости учитывается отличия реального излучателя от идеального излучателя Планка).

Общее выражение сигнала на выходе фотоприемного устройства имеет следующий вид:

$$i = \text{Const} \times \iint B_o(\lambda, \bar{e}, T) \times S^\#(\lambda) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega d\lambda + \\ + \text{Const} \times \iint B_{\text{отр}}(\lambda, \bar{e}, T) \times S^\#(\lambda) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega d\lambda \quad (2)$$

в формуле $S^\#(\lambda)$ — эффективная спектральная чувствительность элемента матрицы приемника (приемного устройства пирометра); $B_o(\lambda, \bar{e}, T)$ — яркость излучения объекта, $B_{\text{отр}}(\lambda, \bar{e})$ — яркость фонового излучения, отраженного от объекта (инфракрасное излучение отражается по закону Ламберта [4]). Ниже приводятся [см. формулы (3)], иллюстрирующие связь между отраженным и фоновым излучением [$B_\phi(\lambda, \bar{e})$].

$$B_o(\lambda, e) = \varepsilon_o(\lambda, T) \times B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T); \\ B_{\text{отр}}(\lambda, e^*) = \frac{\rho(\lambda)}{\pi} \times \int B_\phi(\lambda, \bar{e}) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega. \quad (3)$$

В ф. (3) $\varepsilon_o(\lambda, T)$ — излучательная способность объекта.

Как видно из формулы (3) величина сигнала зависит от отражательных свойств объекта, его излучательной способности и энергии фонового излучения.

Определение температуры фонового излучения

Чтобы определить яркостную температуру фона необходимо определить величину сигнала в выражении (2). В тепловизорах фон учитывается посредством задания температуры фона. Микропроцессор прибора вычитает сигнал фона из результатов измерений с последующим пересчетом температуры объекта. Но как измерить температуру фона?

Для нахождения температуры фонового излучения необходима информация о эффективной спектральной чувствительности прибора, спектральном коэффициенте отражения объекта и яркости отраженного излучения (см. ф. 2 и 3). Если эффективную спектральную чувствительность отраженного излучения можно измерить или получить от фирм

производителей, коэффициент отражения измерить или с достаточной точностью задать, то величину $\int B_{\Phi}(\lambda, \bar{e}) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega$ можно определить только косвенным образом. В практике невозможно провести весь комплекс исследований на реальном объекте позволяющий определить температуру фонового излучения. В большинстве случаев к объекту невозможно приблизиться, чтобы установить эталонные образцы для оценки температуры фона или замерить непосредственно температуру объекта контактным способом. Если фоновая засветка неоднородна и существенно меняется в пространстве, то оценка фонового излучения становится сложной, может быть даже неразрешимой проблемой. Для случая не изменяющегося в пространстве распределения фонового излучения предлагается следующий метод. Допустим, что изготовлен эталон с известной излучательной способностью и спектральным коэффициентом отражения. Измеряем его температуру контактным способом. Обозначим измеренную температуру контактным способом как T_K . Тогда величина сигнала на выходе фотоприемного устройства будет иметь следующий вид:

$$\frac{i}{\text{Const}} = \iint \varepsilon_{\text{Э}}(\lambda, T_K) \times B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T_K) \times S^{\#}(\lambda) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega d\lambda + \iint \frac{\rho_{\text{Э}}(\lambda) S^{\#}(\lambda)}{\pi} \times \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega \times \int B_{\Phi}(\lambda, \bar{e}) \times \cos(\bar{e}_{\Phi}, \bar{n}_O) d\Omega_O d\lambda. \quad (4)$$

В формуле (4) величина сигнала делится на константу в результате чего получаем выражение независящее от геометрических параметров фотоприемного устройства тепловизора. Оптические свойства прибора и спектральная чувствительность многоэлементного приемника инфракрасного излучения заложены в эффективной спектральной чувствительности. Значок (Э) у соответствующих символов означает, что излучательная способность и спектральный коэффициент отражения характеризуют свойства эталона. Величина T_K обозначает температуру, измеренную контактным способом. Как уже отмечалось эталонный образец отражает свет по закону Ламберта. Обозначим величину i/Const посредством i^* . Первое слагаемое выражения (4) можно вычислить, так как излучательная способность эталона и эффективная спектральная чувствительность прибора известны. Для определения температуры фона сделаем важное упрощение математического определения калибровочной кривой тепловизора. Калибровочная кривая тепловизора представляет собой зависимость величины сигнала от энергии светового потока идеального излучателя Планка, излучающего инфракрасное излучение при определенной температуре. Разделим (1) на Const получим:

$$i^+(T) = \frac{i(T)}{\text{const}} = \iint B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T) \times S^\#(\lambda) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega d\lambda. \quad (5)$$

Выражение (5) позволяет уменьшить неопределенность в модели калибровочной кривой прибора. Значение $i^+(T)$ будет отличаться от калибровочной кривой прибора (1) постоянным множителем. В соответствии с выше сказанным яркостную температуру фонового излучения будем измерять следующим образом. Эталон с известными спектральной излучательной способностью и спектральным коэффициентом отражения и отражающий по закону Ламберта, помещается в непосредственной близости к объекту. Измеряем контактным образом температуру эталона, с помощью тепловизора (пирометра) измеряем температуру (T_Θ) эталона, при условии, что фонового излучения нет. Тогда можно написать, что

$$i^+ = \iint \varepsilon_\Theta(\lambda, T_K) \times B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T_K) \times S^\#(\lambda) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega d\lambda + \frac{\rho_\Theta^*}{\pi} \int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega \times \iint B_\Phi(\lambda, \bar{e}) \times S^\#(\lambda) \cos(\bar{e}_\Phi, \bar{n}_O) d\Omega_O d\lambda. \quad (6)$$

В выражении (6) ρ_Θ^* — значение коэффициента отражения эталона (если спектральный коэффициент отражения в области спектральной чувствительности тепловизора постоянен, то его можно вынести за знак интеграла и эта операция не вносит погрешности в процесс измерения температуры фона). Обозначим первое слагаемое после знака равенства формулы (6) как $i^+(T_K)$, тогда энергия фонового излучения вычисляется по формуле:

$$E_\Phi = \iint B_\Phi(\lambda, \bar{e}) \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega_O d\lambda = \frac{\pi(i^+ - i^+(T_K))}{\rho_\Theta^* \times S^\#(\lambda^*) \times \int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega}. \quad (7)$$

В формуле (7) λ^* значение длины волны, при которой

$$\iint B_\Phi(\lambda, \bar{e}) S^\#(\lambda) \cos(\bar{e}_\Phi, \bar{n}_O) d\Omega_O d\lambda = S^\#(\lambda^*) \iint B_\Phi(\lambda, \bar{e}) \cos(\bar{e}_\Phi, \bar{n}_O) d\Omega_O d\lambda.$$

Далее находим такую температуру T_Φ , при которой значение E_Φ в выражении (7) будет равно правой части выражения (5), то есть

$$\iint B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T_\Phi) \cos(\bar{e}_\Phi, \bar{n}_O) d\Omega_O d\lambda = E_\Phi. \quad (8)$$

В силу сказанного выше дадим определение яркостной температуры фона. Яркостная температура фона — это значение температуры идеально-го излучателя Планка (АЧТ), при которой его энергия излучения равняется энергии излучения фона. Такой подход к определению температуры фона трудно реализовать на практике по следующим причинам. Во первых яркость фона отлична от нуля в пределах телесного угла 2π ; во вторых значение эффективной спектральной чувствительности, которое выносится за знак интеграла, зависит от спектральной зависимости фонового излучения. Поэтому выражение (5), (7) и (8) мы преобразуем к удобному для практических применений виду. В пределах входной апертуры оптической схемы тепловизора можно считать яркость фона постоянной, эффективную спектральную чувствительность можно считать постоянной. Получим формулы определения яркостной температуры фона для практического случая. Упростим калибровочную кривую. Калибровочная кривая (1) после преобразования (5) и деления на $\int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega$ примет следующий вид:

$$i^*(T) = \frac{i(T)}{\text{const} \times \int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega} = \int B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T) \times S^\#(\lambda) d\lambda. \quad (9)$$

Калибровочная кривая (9) отличается от калибровочной кривой прибора постоянным множителем $1/\int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega$. Обозначим выражение $\int \varepsilon_\Delta(\lambda, T_K) \times B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T_K) \times S^\#(\lambda) d\lambda$ как $i^*(T_K)$, а выражение $i^*/\int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega$ посредством i^* . Тогда величина сигнала прибора, соответствующего энергии фонового излучения вычисляется по следующей формуле:

$$i_\Phi^* = \int B_\Phi(\lambda, \bar{e}) S^\#(\lambda) d\lambda = \frac{\pi(i^* - i^*(T_K))}{\rho_\Delta^*}. \quad (10)$$

Температуру фона определяем из решения следующего уравнения:

$$i_\Phi^* = \int B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T) S^\#(\lambda) d\lambda. \quad (11)$$

Яркостная температура фона — это температура, при которой имеет место равенство (11).

Следует отметить, что в случае, когда угловое распределение фонового излучения отличается от условий, при которых проводилась калибровка тепловизора, необходимо величину сигнала фонового излучения умножить на множитель представляющий собой отношение $2\pi/\Omega_\Pi$. Телесный угол Ω_Π формирует изображение точки оптической системой тепловизора (пирометра).

Погрешность измерения температуры объекта

Приведенные выше формулы позволяют моделировать процесс измерения яркостной температуры и оценить погрешность измерения температуры фона. Для моделирования процесса измерения необходимо задать температуру фонового излучения, коэффициент отражения (интегральный) и излучательную способность образца. Моделирование процесса измерения яркостной температуры образца проводилось для диапазона температур фона от -10° до $+30^\circ\text{C}$ и двух значений излучательной способности 0,9 и 0,5. Интегральный коэффициент отражения образца составлял 0,1 и 0,5. На рисунке 1 приведена эффективная спектральная чувствительность приемного устройства тепловизора.

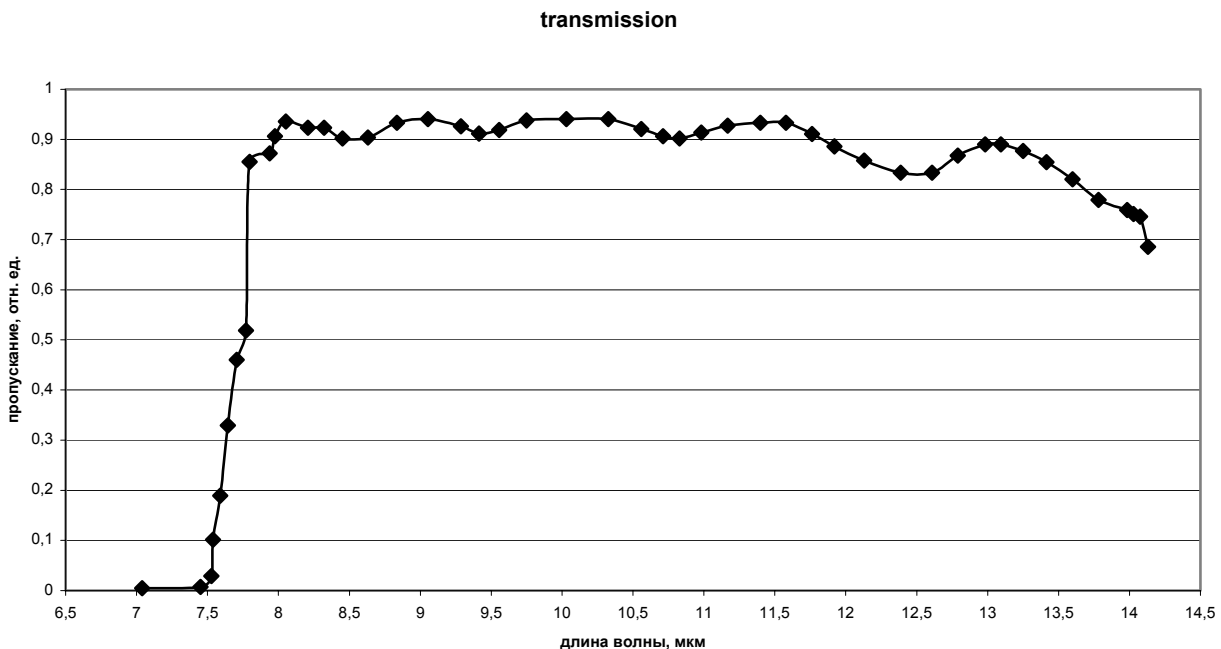


Рис. 1. Эффективная спектральная чувствительность ($S^\#$) тепловизора

Сигнал на выходе фотоприемного устройства вычислялся по формуле:

$$i^* = \int \epsilon_O(\lambda, T_K) B_{\text{АЧТ}}(\lambda, T_K) S^\#(\lambda) d\lambda + \frac{\rho_O^*}{\pi} \times i_\Phi^* \times \int \cos(\bar{e}, \bar{n}) d\Omega_O. \quad (12)$$

В ф. (12) i_Φ^* вычисляется по формуле (11) для заданной температуры фона; ρ_O^* — коэффициент отражения от объекта. Моделирование процесса измерения яркостной температуры фона в Matlab. По рассчитанной величине сигнала определяется яркостная температура объекта. Определив яр-

костную температуру фона находим абсолютное значение разности температур между яркостной температурой и температурой, измеренной контактным способом. На рисунках 2 и 3 приведены графики зависимости абсолютного значения разности между яркостной температурой и температурой, измеренной контактным способом, от температуры фона, контактной температуры и излучательной способности.

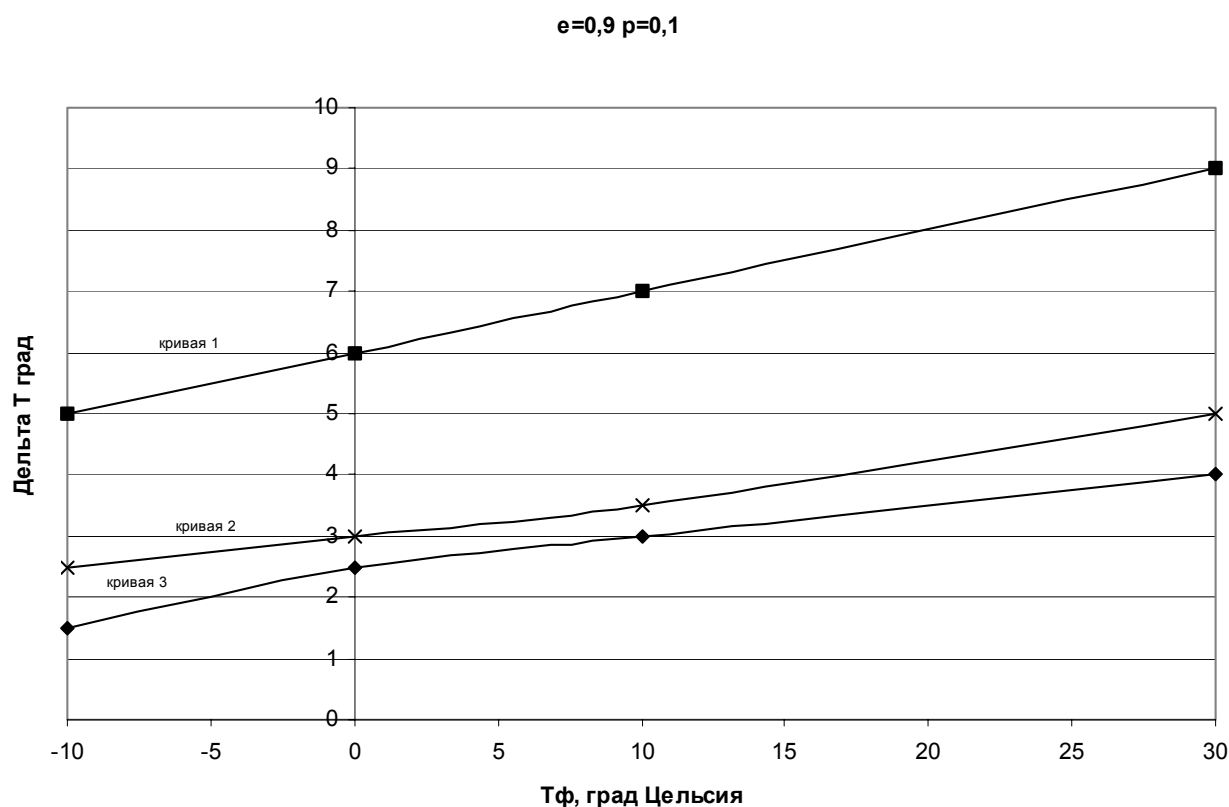


Рис. 2. Зависимость погрешности измерения яркостной температуры ($|T_{\text{ЯРК}} - T_{\text{К}}|$) от температуры фона: кривая 1 — температура ($T_{\text{К}}$), измеренная контактным способом, равна 273°K ; кривая 2 — $T_{\text{К}}=373^{\circ}\text{K}$; кривая 3 — $T_{\text{К}}=423^{\circ}\text{K}$

Из анализа рис. 2 и 3 следует, погрешность измерения яркостной температуры зависит как от температуры фона, так и от температуры объекта. Моделирование процесса измерения яркостной температуры показывает, что неучет фонового излучения может привести к значительным погрешностям измерения. Неслучайно, чтобы уменьшить погрешность измерения при измерении во многих тепловизионных приборах требуется задать температуру фона. Такая операция, по всей видимости, уменьшает погрешность измерения, но не устраняет полностью неопределенность в абсолютном измерении температуры бесконтактным способом.

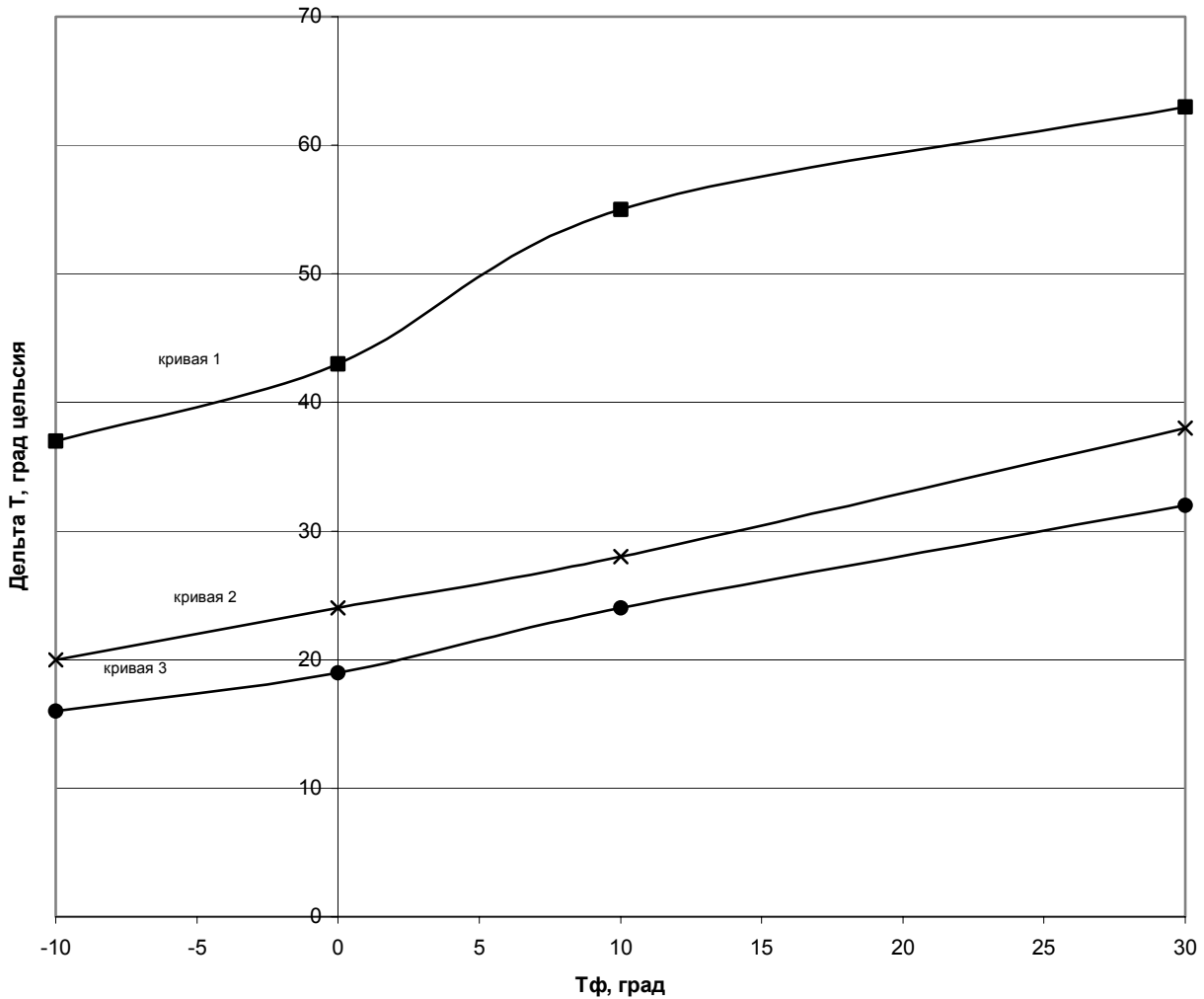
$$e=0,5 \quad p=0,5$$


Рис. 3. Зависимость погрешности измерения яркостной температуры ($|T_{\text{ЯРК}} - T_{\text{К}}|$) от температуры фона: кривая 1 — температура ($T_{\text{К}}$), измеренная контактным способом, равна 273°К ; кривая 2 — $T_{\text{К}}=373^{\circ}\text{К}$.; кривая 3 — $T_{\text{К}}=423^{\circ}\text{К}$

Литература

1. В. Хеммингер, Г. Хъене. «Калориметрия. Теория и практика». М., «Химия», 1989 г.
2. В. В. Козелкин, И. Ф. Усольцев. «Основы инфракрасной техники». М., Машиностроение, 1974 г.
3. М. А. Брамсон. «Инфракрасное излучение нагретых тел». изд. «Наука», М., 1965 г.
4. М. М. Гуревич. «Введение в фотометрию». Энергия, Ленинградское отделение, 1968 г.

Моделирование тепловых процессов в объектах электроэнергетики методом конечных элементов. Методические основы

Титков В. В.
СПбГПУ, г. Санкт-Петербург

Введение

Метод конечных элементов (МКЭ) к концу 20 века занял ведущие позиции в области численного анализа физических полей в самых разных технических объектах. Элементы высоковольтной электроэнергетики здесь не являются исключением. МКЭ широко применяется для расчета электромагнитных полей, тепловых и механических процессов в различных устройствах электротехники и электроэнергетики. В данной работе рассматриваются особенности постановки задач и применения МКЭ для анализа тепловых процессов в некоторых высоковольтных устройствах. В первом разделе приводятся постановки задач и результаты их решения при анализе стационарных тепловых состояний ограничителя перенапряжения и проходного изолятора конденсаторного типа. В разделе 2 дается пример постановки и результат решения нестационарной тепловой задачи. В третьем разделе описаны основные принципы МКЭ и характеристики современных программных комплексов реализующих этот метод.

1. Стационарные тепловые поля (анализ тепловых полей высоковольтных вводов, кабелей, ограничителей перенапряжений в рабочих режимах)

Одной из особенностей функционирования высоковольтного оборудования является весьма напряженный тепловой режим конструкции. При этом температуры нагрева могут быть относительно невелики. Однако повышение рабочей температуры выше некоторого значения, ограниченного значениям 80–100 градусов Цельсия приводит увеличению проводимости изоляции и дополнительному тепловыделению в нем. В конечном итоге при ограниченных возможностях отвода тепла этот процесс может привести к неограниченному росту температуры и разрушению конструкции — тепловому пробою. Поэтому анализ теплового режима конструкции должен быть неотъемлемой составной частью разработки различных высоковольтных устройств. В данном разделе рассмотрим проблему анализа стационарных тепловых полей в высоковольтных устройствах. Уравнение, описывающее стационарное распределение температуры T в среде с неоднородным распределением теплофизических параметров хорошо известно и имеет вид

$$- \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T) = \dot{q}, \quad (1)$$

где λ , \dot{q} — зависящие от координаты соответственно коэффициент теплопроводности и мощность объемного тепловыделения. Для решения (1) как и для всякого уравнения в частных производных необходимы граничные условия. Класс граничных условий, которые имеют место в высоковольтных конструкциях, весьма ограничен. Поскольку охлаждаться конструкция может только с поверхности то на внешних границах ее следует задавать условие конвективного охлаждения

$$- \lambda \frac{\partial T}{\partial n} = \alpha(T - T_e). \quad (2)$$

Левая часть (2) выражает тепловой поток, выходящий из тела в направлении нормали к поверхности, правая — тепловой поток, снимаемый с единицы поверхности потоком охлаждающей среды в некоторой точке, где n — направление нормали к охлаждаемой поверхности, α — постоянная теплообмена, зависящая от свойств охлаждаемой поверхности от природы и скорости движения охлаждающей среды, T_e — температура охлаждающей среды. Для естественной конвекции используются следующие численные значения описанных параметров: $\alpha=15$ Вт/м²К, $T_e=25$ °С. Следует заметить, что при вынужденной конвекции, например для рассмотренного в предыдущем разделе провода, охлаждаемого потоком воды по внутреннему каналу, постоянные α и T_e могут заметно отличаться от приведенных. Для таких случаев численные значения постоянных теплообмена можно найти в специально справочной литературе. В предельном случае высокоинтенсивной принудительной конвекции условие (2) переходит в граничное условие первого рода, когда температура охлаждаемой поверхности становится равной температуре охлаждающей среды.

При отсутствии конвекции, например, при подземной прокладке кабеля, как и в случае электромагнитных задач возникает необходимость моделирования граничных условий для бесконечно удаленных точек, для которых можно задать температуру окружающей среды (земли). В качестве примеров рассмотрим постановку задач определения стационарного теплового режима для трехфазного кабеля. Поскольку кабель является протяженным объектом, то тепловое поле, формируемое в результате тепловыделения в нем является плоскопараллельным. Поэтому уравнение теплопроводности (1) сводится к двумерному в плоскости x – y уравнению вида

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \dot{q}(x, y) = 0. \quad (3)$$

Для открытой прокладки кабеля, когда тепло от конструкции отводится естественным воздушным конвективным потоком расчетная область изображена на рис. 1. Заметим, что как коэффициент теплопроводности, так и объемная мощность тепловыделения зависит от координаты внутри расчетной области. В частности наибольшее тепловыделение имеет место в токопроводящих жилах кабеля (1). Иные значения тепловыделения, связанного с диэлектрическими потерями, имеют место в изоляционных покровах — фазной изоляции (2), поясной изоляции (3). При наличии тока в свинцовой оболочке кабеля (4), там тоже будет иметь место джоулево тепловыделение.

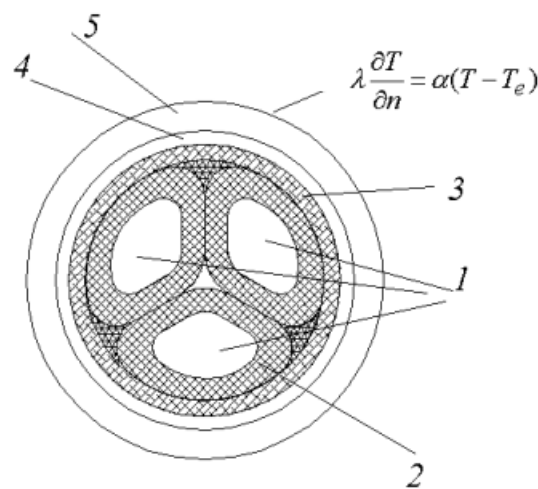


Рис. 1. Расчетная область решения уравнения теплопроводности для трехфазного кабеля открытой прокладки

Внешний покров кабеля (5) находится вне сильных электромагнитных полей, поэтому тепловыделения там нет. Поскольку кабель находится на открытом воздухе, но на всей внешней границе задано условие конвективного охлаждения (2).

Многие конструкции высоковольтной электроэнергетики представляют собой тела вращения, поэтому вместо решения трехмерных задач теплопереноса можно рассматривать двухмерные — в цилиндрической системе координат. В частности уравнение стационарного теплообмена в цилиндрической системе координат при однородном распределении свойств и граничных условий по азимутальной координате можно записать используя только две переменные r и z , так как при этом производные по азимутальной координате будут равны нулю

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \dot{q} = 0. \quad (4)$$

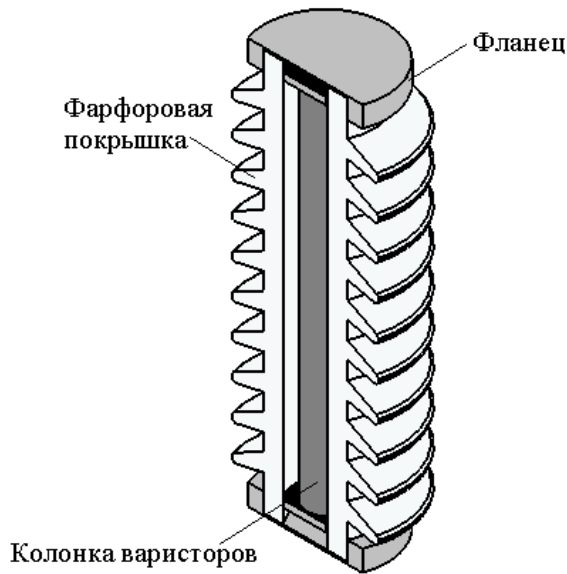


Рис. 2. Конструкция одноколоноквого нелинейного ограничителя перенапряжений варисторов.

Аппарат загерметизирован сверху и снизу с помощью металлических фланцев. При пребывании аппарата под рабочим напряжением по полупроводниковой колонке протекает небольшой ограниченный несколькими десятками миллиампер ток, который в условиях высокого напряжения, которое приложено к аппарату приводит к объемному тепловыделению в колонке варисторов порядка $\dot{q} = 10^5 - 10^6 \text{ Вт} / \text{м}^3$. Единственным механизмом отвода тепла является естественная конвекция с поверхности крышки и фланцев. Вследствие осевой симметрии всех элементов конструкции возможно применение двумерного уравнения стационарной теплопроводности (4) для отыскания распределения температуры в плоскости r, z . Расчетная область для данной задачи показана на рис. 3. Граничные условия, приведенные на рис. 3, соответствуют установке аппарата на поверхности с температурой поверхности $T=15^\circ\text{C}$, которая задана на границе нижнего фланца. На оси вращения вследствие симметрии задан нулевой поток тепла, что соответствует условию $\frac{\partial T}{\partial n} = \frac{\partial T}{\partial r} = 0$. На ос-

тальной части внешней границе аппарата задано конвективное граничное условие (2). В теле колонки варисторов задана объемная мощность тепловыделения. Подобласти, составляющие расчетную область обладают различными теплофизическими свойствами. В частности использованы следующие материалы: силумин (фланцы), оксид цинка (варисторная колонка), электротехнический фарфор (крышка), сталь (внутренняя крышка), воздух (зазоры).

Результат расчета стационарного температурного поля по уравнению (22) приведен на рис. 4. Максимальная температура имеет место в варисторной колонке и составляет около 40°C . Температура крышки распределена неоднородно по высоте аппарата, причем в верхней части крышки температура несколько выше.

Уравнение (4) в частности можно применить при анализе стационарного температурного поля температурного в одноколоноквых высоковольтных ограничителях перенапряжений, для которых характерна полная осевая симметрия конструкции (рис. 2). Внутри оболочки, представляющей собой полый цилиндр из электротехнического фарфора с оребренной внешней поверхностью концентрически расположена колонка, набранная из полупроводниковых (оксид цинка) элементов, выполненных в виде дисков —

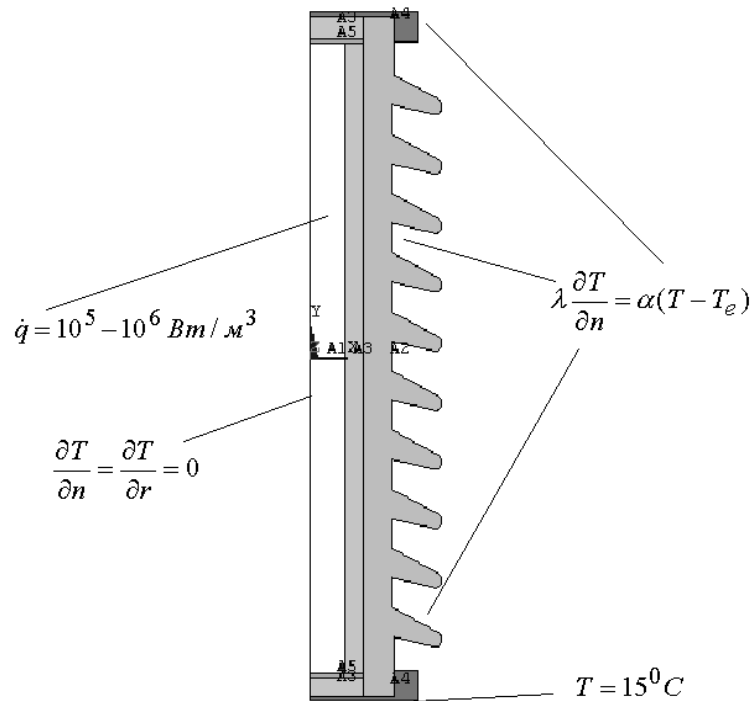


Рис. 3. Расчетная область для определения стационарного поля температуры ограничителя перенапряжений

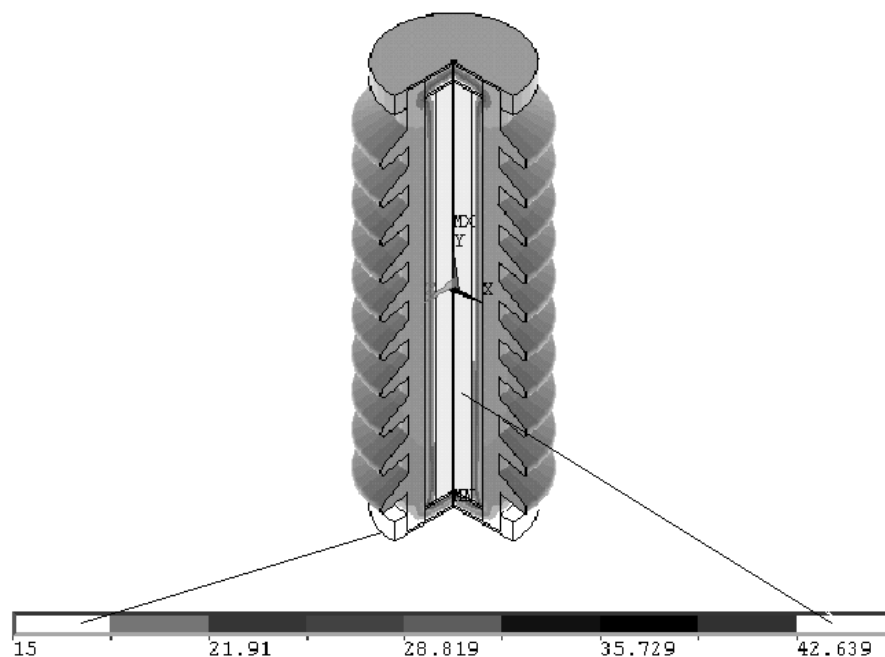


Рис. 4. Стационарное распределение температуры в ограничителе перенапряжений

В качестве второго примера расчета поля температуры по уравнению (4) рассмотрим высоковольтный проходной изолятор конденсаторного типа. Конфигурация расчетной области, граничные условия и источники тепловыделения для рассматриваемого примера показаны на рис. 5

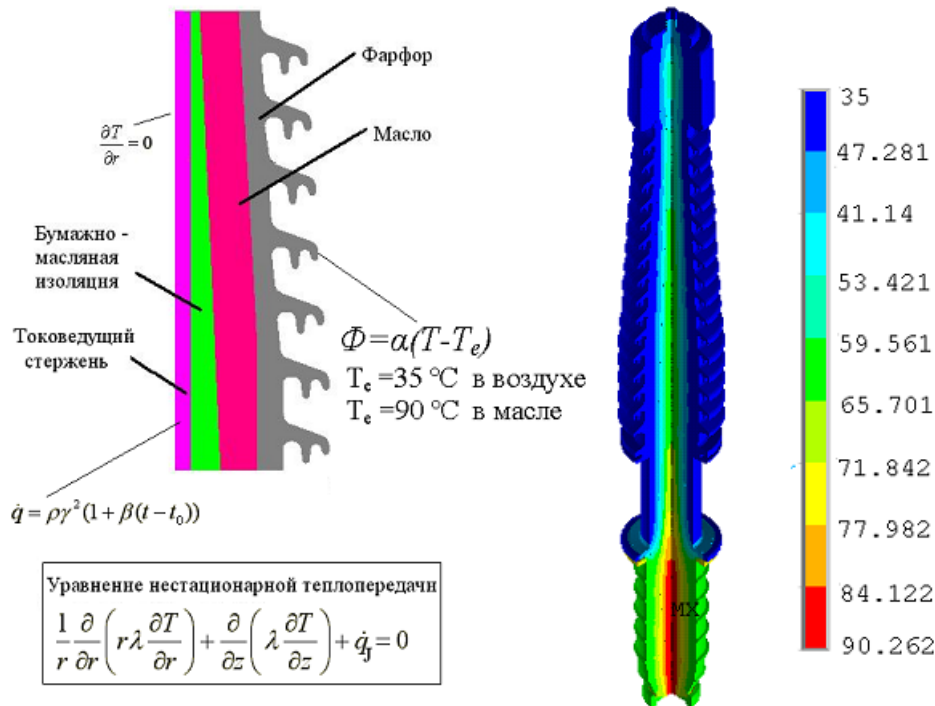


Рис. 5. Постановка задачи и результат расчета стационарного распределения температуры в проходном изоляторе силового трансформатора

Источниками тепловыделения в высоковольтных проходных изоляторах являются джоулево тепловыделение q_J в токоведущем стержне и диэлектрические потери в бумажно-масляной изоляции q_D . На поверхности изоляционной покрышки используется условие конвективного теплообмена (2).

2. Нестационарные тепловые процессы

Далеко не во всех случаях элементы высоковольтной и электротехники находятся в стационарных тепловых условиях. Например, для индукторных систем, генерирующих сильные магнитные поля характерны импульсный и частотно-импульсный режимы. При этом ток протекает по обмотке в течении короткого времени, а в паузе между импульсами происходит охлаждение. В этих условиях, очевидно температурное поле не является стационарным, а зависит от времени. Другим примером нестационарных процессов теплопередачи в высоковольтной электротехнике является нагрев и охлаждение аппарата ограничения перенапряжений (ОПН) при поглощении энергии грозовой или коммутационной волны напряжения. В этом случае происходит быстрое (в течение нескольких десятков или сотен микросекунд) энерговыделение в варисторах и последующее в течение десятков или сотен секунд охлаждение. При коммутации последовательности импульсов энергия, выделяющаяся в аппарате возрастает, поэтому весьма важной характеристикой ОПН является его кривая охлаждения (зависимость температуры варисторной колонки от времени), отражающая способность аппарата отводить тепло.

Уравнение нестационарной теплопередачи отличается от (1) наличием производной от температуры по времени

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T) + \dot{q},$$

где ρ, c — зависящие от координат массовая плотность и удельная теплоемкость.

В качестве примера рассмотрим расчет кривой охлаждения ограничителя перенапряжений многоколоночной конструкции. В данной конструкции ОПН для увеличения поглощаемой энергии и пропускной способности используется несколько параллельных колонок варисторов (рис. 6). Ограничитель перенапряжений представляет собой вытянутую вдоль оси вращения конструкцию и, как нетрудно видеть из результатов расчета теплового поля, приведенного в предыдущем разделе, на удалении от фланцев поле температуры можно считать плоскопараллельным и для оценки температуры в среднем сечении аппарата использовать плоское двухмерное нестационарному уравнение теплопередачи

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \dot{q}(x, y, t).$$



Рис. 6. Сечение аппарата ограничения перенапряжений многоколоночной конструкции

Граничным условием в данной задаче является конвективное условие (2) на внешней границе фарфорового корпуса аппарата. Расчетная область может быть сформирована исходя из наличия двух линий симметрии в сечении аппарата — это радиусы, разделяющие на две симметричные части варистор и область пространства между двумя соседними варисторами. На этих линиях могут быть заданы условия симметрии температурного поля $\frac{\partial T}{\partial n} = 0$.

Поэтому расчетная область имеет вид, показанный на рис. 7. При этом на внешней границе задано условие конвективного охлаждения $\Phi_n = -\alpha(T - T_e)$.

Поскольку время энерговыделения в варисторах на много порядков меньше времени охлаждения, то нагрев можно считать мгновенным и в качестве начальных условий использовать начальную температуру нагретых варисторных блоков (около 100 °С) и нормальную температуру (25 °С) у остальных элементов конструкции.

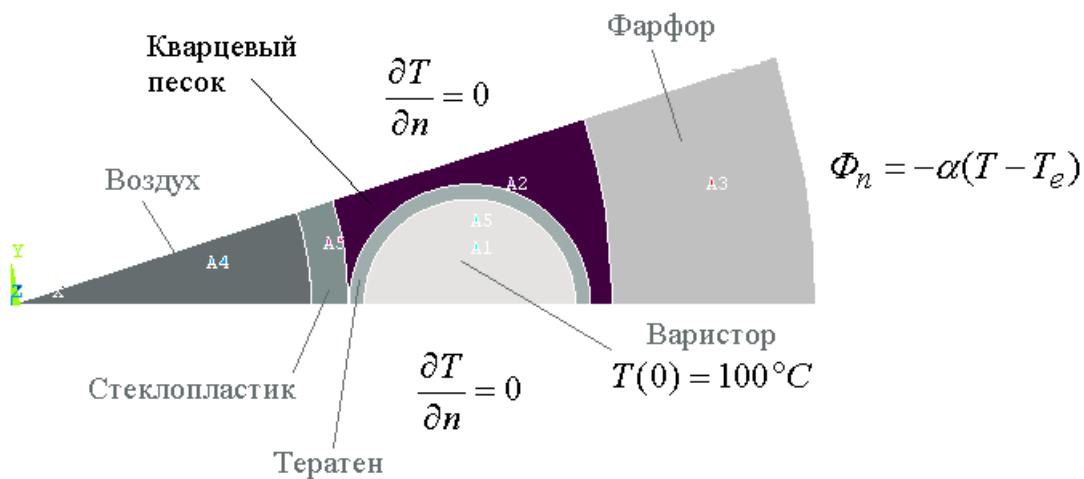


Рис. 7. Расчетная область в задаче об охлаждении многоколонкового ограничителя перенапряжений

На рис. 8 и 9 представлены распределение температуры в сечении аппарата в один из моментов времени и расчетная кривая охлаждения.

Заметим, что более детального описания процесса нестационарной теплопередачи можно добиться, если ввести зависящую от времени функцию энерговыделения в варисторах $\dot{q}(x, y, t)$ и анализировать последовательно две стадии: стадию теплового нагружения, когда происходит тепловыделение в варисторах и стадию охлаждения, когда $\dot{q}(x, y, t) = 0$. При этом следует принять внимание, что характерные времена этих стадий существенно различны и при численном решении соответствующим образом выбирать расчетный шаг по времени. Начальные условия при такой постановке задачи являются однородными, т. е. температура во всех точках расчетной области в начальный момент времени равна 25 °С.

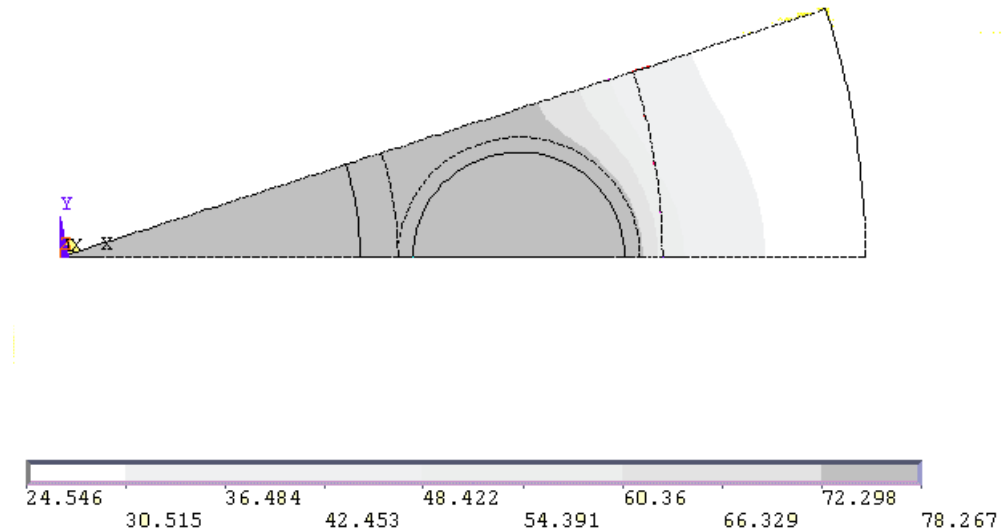


Рис. 8. Распределение температуры в сечении аппарата в момент времени 100 с

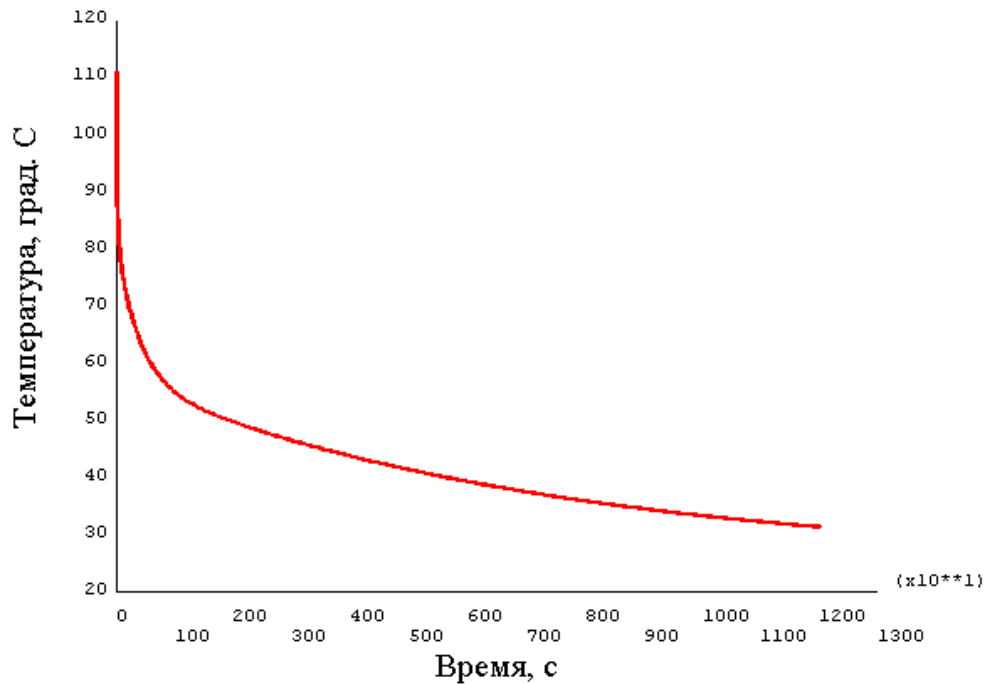


Рис. 9. Кривая охлаждения варисторов многоколонковом ограничителе перенапряжений

3. Природа и реализация метода конечных элементов

Метод конечных элементов был разработан как метод приближенного решения задач механики сплошных сред. По мере развития он стал успешно использоваться для решения пространственных задач в различных областях, таких как гидродинамика, теплопередача и теория электромагнитного поля. Метод конечных элементов был распространен также на решение нелинейных и нестационарных задач.

Суть этого метода состоит в следующем. Рассматривается физическая область, во внутренних точках которой требуется найти значения некоторой

непрерывной величины (потенциала, теплового потока, давления и т. д.). Исследуемая величина подчиняется заданным условиям на границе области и соответствует какому-либо дифференциальному уравнению во внутренних точках области. Согласно данному методу в расчетной области фиксируются узловые точки, которые определяют некоторый набор подобластей — элементов. В зависимости от размерности решаемой задачи наиболее распространенными элементами являются отрезки, треугольники и прямоугольники, а также тетраэдры и параллелепипеды (рис. 10).

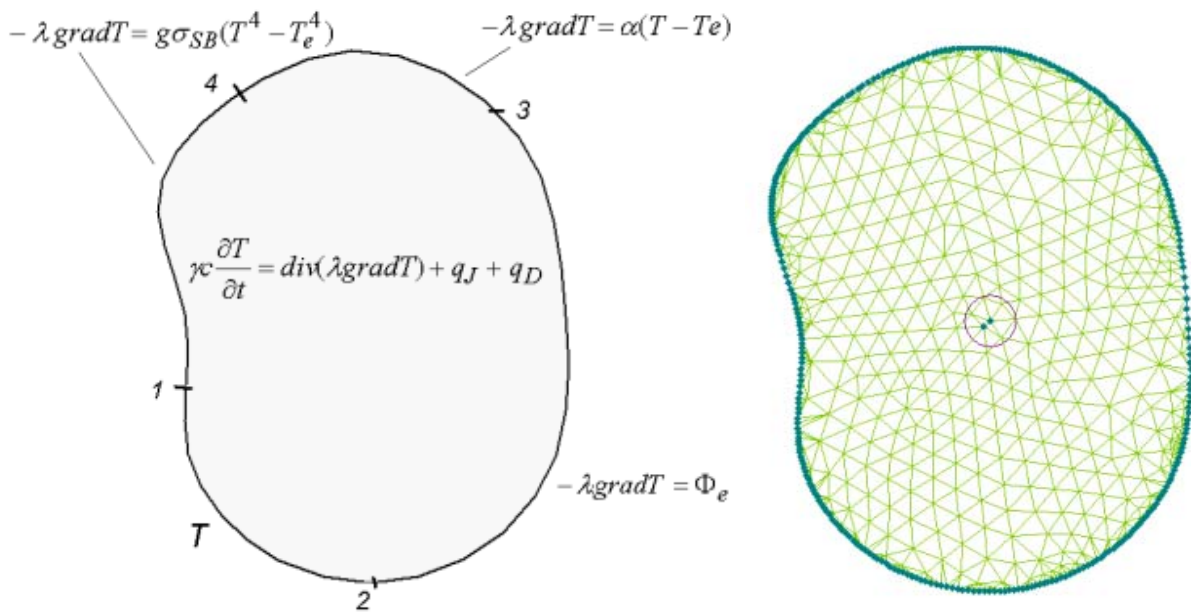


Рис. 10. Пример расчетной области с различными типами граничных условий и ее аппроксимация треугольными конечными элементами

Эти элементы имеют общие узловые точки и с некоторой погрешностью аппроксимируют форму области. Значения исследуемой величины в каждой узловой точке являются неизвестными параметрами задачи, которые должны быть определены в ходе решения.

На каждом конечном элементе непрерывная функция $f(k)$ по соответствующим значениям в узлах аппроксимируется полиномом. В результате решение ищется как разложение по некоей системе функций:

$$f(x) = \sum_{k=0}^N f_k \varphi_k(x),$$

где φ_k — функции, по которым разлагается решение, называемые базисными; f_k — значение искомой функции в k -том узле.

Подстановка аппроксимаций в определяющие дифференциальные уравнения (или соответствующие им аналоги) дает систему уравнений относительно параметров аппроксимации f_k . Решение этой системы позволяет найти приближенное решение исходной задачи.

Метод конечных элементов обладает рядом очень важных достоинств:

А). Использование в смежных элементах различных свойств материала позволяет применять метод для анализа неоднородных и нелинейных сред.

Б). Аппроксимация криволинейной области может быть осуществлена как с помощью линейных элементов, так и с помощью криволинейных элементов, что позволяет использовать метод для решения задач со сложной геометрией.

В). Отсутствие ограничений на размеры элементов позволяет при необходимости одновременно использовать в данной расчетной области элементы разных размеров.

Г). С помощью метода конечных элементов можно рассматривать граничные условия с разрывной поверхностной нагрузкой, а также смешанные граничные условия.

Развитие компьютерной техники на рубеже 20–21 веков привело к появлению настольных компьютеров и периферийных устройств, обладающих значительными вычислительными возможностями, определяющихся как высокой скоростью выполнения вычислительных операций, большими объемами оперативной памяти, высококачественными техническими средствами интерфейса с пользователем и визуализации числовых данных. Еще в 60–80 годы прошлого века компьютерная реализация, выполнение расчетов, обработка данных конечно-элементного анализа была под силу относительно узкому классу специалистов. Поскольку указанные процессы требовали наличия развитых навыков программирования на алгоритмических языках, хорошего, а чаще детального знания технологии конечно-элементного моделирования, а также умения обращаться с компьютерами, обладающими далеко не дружественным интерфейсом. Современная ситуация радикально отлична, поскольку стиль общения человека и компьютера стал совершенно иным. Средства графического интуитивного интерфейса сделали доступным использование самых сложных программных продуктов для рядового пользователя. Это в полной мере относится и к программным конечно-элементным комплексам. Эти обстоятельства вызвали появление в последние годы появление на рынке программного обеспечения целого ряда программных пакетов конечно-элементного анализа, разработанных раз-

личными, главным образом зарубежными, компаниями. Особенности этих программных продуктов является их тесная интеграция с графическими системами конструирования промышленного стандарта, таких как, например серия программ Cosmos, среди которых можно отметить Cosmos Works, которая является составной частью системы разработки машиностроительных чертежей Solid Works. Все развитые системы конечно-элементного анализа, такие как Ansys, Adams, Femlab, российская разработка ELCUT способны обрабатывать графические объекты, подготовленные в одном из стандартных форматов. Для плоских чертежей чаще всего применяется формат DXF. Для объемных чертежей применяются форматы IGS, SAT, STL. Наличие таких возможностей позволяет выполнять детальное моделирование реальных объектов еще на стадии их проектирования. Несмотря на различия отмеченных программных комплексов, касающихся дизайна, интерфейсных и вычислительных возможностей, все они имеют общую структуру, характерную для современных средств компьютерного моделирования. Во всех программных комплексах присутствует программа разработки и подготовки модели — *препроцессор*, программа решения уравнений модели — *решатель*, программа обработки и визуализации результатов — *постпроцессор*. Все указанные элементы программного конечно-элементного комплекса, как правило, связаны с помощью общей программной оболочки, что обеспечивает высокую эффективность и оперативность при разработке модели и проведении исследований. Несмотря на различие в стиле оформления и организации команд меню различных программных комплексов этих различий все же гораздо меньше, чем общих моментов. Вместе с тем следует избегать расхожих заблуждений, о том что наличие такого рода программных комплексов сводит задачу только к манипуляциям кнопками компьютера. Решение конкретной задачи методом конечных элементов с помощью стандартных программных средств по-прежнему требует понимания физических особенностей решаемой проблемы, корректной постановки задачи и лишь во вторую очередь владения интерфейсом стандартного программного комплекса

Особенности теплового режима ограничителей перенапряжений в условиях загрязнения внешней изоляции и возможности его тепловизионной диагностики

Титков В. В.

СПбГПУ, г. Санкт-Петербург

Таджибаев А. И.

ПЭИПК, г. Санкт-Петербург

Известно [3], что загрязнение и увлажнение поверхности изоляции приводит к образованию на ней проводящего слоя. Наличие электропроводности у поверхностного слоя изолятора создает условия для протекания по его поверхности значительных токов утечки. Данное обстоятельство может существенным образом изменить режим работы ограничителя перенапряжений вследствие перегрузки отдельных варисторов током, протекающим по поверхности изоляционной крышки и замыкающимся через геометрическую емкость между колонкой варисторов и изоляционной крышкой (рис. 1). Физический механизм данного явления впервые был рассмотрен в [7]. В задачу данной работы входит количественная оценка максимальной перегрузки варисторов по току в условиях загрязнения и анализ теплового режима ограничителя перенапряжений, возникающего при этом.

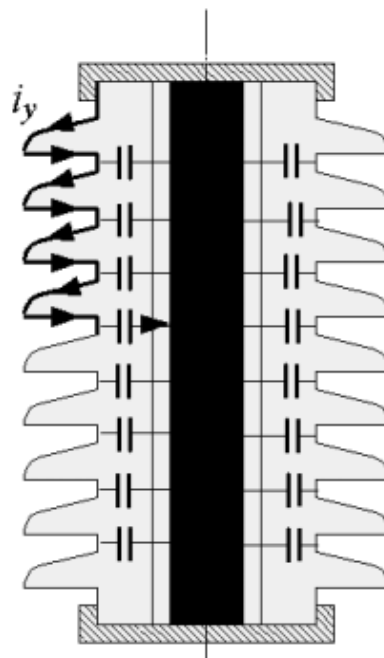


Рис. 1. Схема замыкания поверхностного тока утечки на колонку варисторов через поперечную геометрическую емкость

В качестве объекта исследования в этом отношении интересны как аппараты полимерной конструкции, обладающие заметной поперечной емкостью между изоляционной крышкой и колонкой варисторов, вследствие малой толщины стенки полимерной изоляции, так и фарфоровые ограничители перенапряжений высоких классов напряжения, характеризующиеся большой высотой, которая может создать более выраженный эффект при неполном шунтировании поверхности крышки слоем загрязнения. Поэтому в работе исследуется ограничитель перенапряжений ОПН-35 кВ в полимерном исполнении и ОПН-500 в фарфоровом корпусе.

Рассмотрим особенности теплового режима полимерного ОПН-35. Для расчета поперечной емкости ограничителя перенапряжений следует проанализировать электростатическое поле, которое для исследуемой конструкции ОПН на некотором удалении от торцов является плоскопараллельным. В этих условиях электростатическое поле определялось посредством решения уравнения Лапласа для электрического потенциала U методом конечных элементов.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\varepsilon \frac{\partial U}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\varepsilon \frac{\partial U}{\partial y} \right) = 0,$$

где ε — зависящая от координат диэлектрическая проницаемость.

При приложении разности потенциалов 1 В к радиальным границам расчетной области. На рис. 2 показана расчетная область для решения уравнения Лапласа, имеющая вид 72° сектора, однозначно, представляющего конструкцию при учете расположения перфораций в стеклопластиковой трубе, которые предназначены для обеспечения взрывобезопасности аппарата.

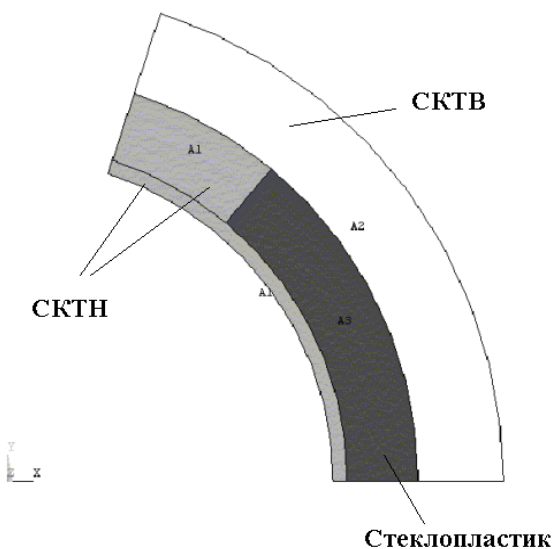


Рис. 2. Расчетная область для решений уравнения Лапласа при оценке поперечной электрической емкости

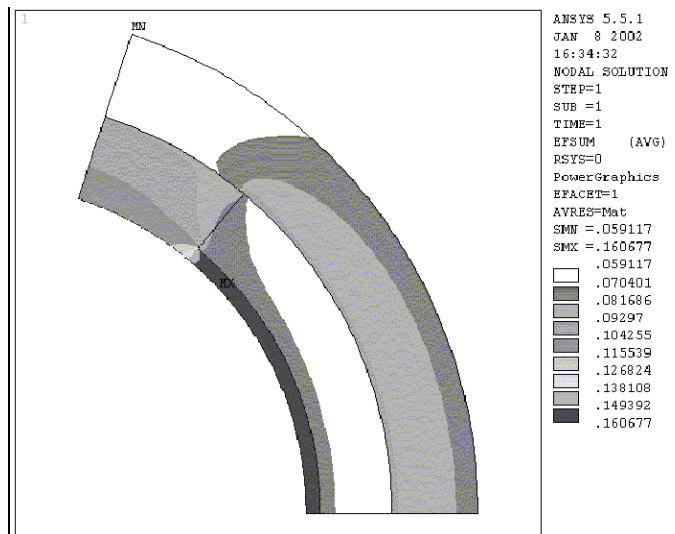


Рис. 3. Распределение поперечного электрического поля в среднем сечении аппарата с конструкцией на основе стеклопластиковой трубы

Значения относительных диэлектрических проницаемостей материалов, соответствующих расчетной области рис. 2, приведены в таблице 1. На рис. 3 представлена соответствующая картина электрического поля. Расчетные значения поперечной емкости на единицу высоты аппаратов составили для аппарата на основе пластиковой трубы $C'=407$ Пф/м.

Таблица 1

Физические свойства материалов применяемых в конструкции полимерных ограничителей перенапряжений

№	Материал	λ	c	γ	ϵ
		Вт/м К	Дж/кг К	кг/м ³	1660
1	Металлоксидная керамика	399	500	5700	
2	СКТН без наполнителя	0.2	1200	980	2.2
3	Стеклопластик	0.3	1500	1600	4.5
4	СКТВ	0.35	1000	1800	2.9

Для расчета токов перегрузки варисторов в соответствии с рис. 1 рассмотрим схему замещения рис. 4. Данная схема замещения получается при разбиении конструкции аппарата по высоте на N элементов, где N — число варисторов в колонке. При этом величины резисторов в схеме замещения вычисляются по формулам $R_k = U_{нр}^2 / P$, где $U_{нр}$ — рабочее единичного варистора, P — мощность, рассеиваемая в варисторе (для варисторов компании EPCOS $U_{нр}=2.45$ кВ, $P=0.35$ Вт). Емкости варисторов $C_k = \frac{\epsilon\epsilon_0\pi d^2}{4h}$, где ϵ_0 — диэлектрическая постоянная вакуума, параметры варистора: $\epsilon=1660$ [7], $d=43$ мм — диаметр, $h=2,2$ см [5] — толщина $\Delta r \approx r / N$, где r — полное сопротивление утечки. Емкости поперечной утечки в схеме замещения вычисляются по формуле $\Delta C = C'H / N$, H — высота колонки варисторов. Для оценки максимальной перегрузки варисторов по току рассмотрим наиболее тяжелый режим, когда сопротивления утечки малы по сравнению с сопротивлением колонки ($\Delta r \ll R_k$) и наибольшая часть тока утечки замыкается либо на нижний (рис. 4 а), — либо на верхний варистор (рис. 4 б). Численный расчет токов в схеме замещения (рис. 4), выполненный для этого случая ($\Delta r = 0$) при $N=16$ и приложенном наибольшем рабочем напряжении, позволил рассчитать токи в характерных ветвях, которые в частности для схемы рис. 4 а имеют значения $i_{R_1} = 0.665i_n$, $i_{R_N} = 1.48i_n$, где i_n — нормальный ток через ОПН при наибольшем рабочем напряжении в отсутствие загрязнения поверхности ($\Delta r = \infty$).

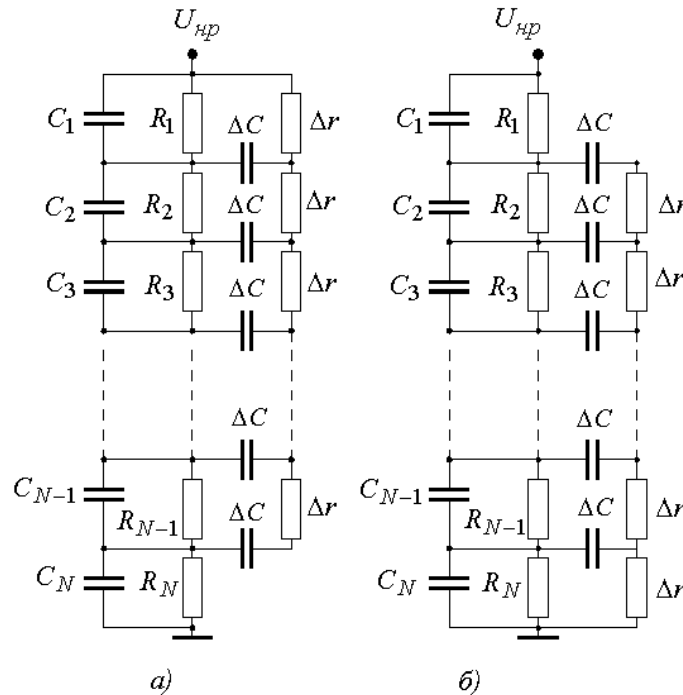


Рис. 4. Схема замещения для расчетов токов в варисторной колонке в условиях загрязнения изоляционной покрышки при неполном шунтировании варисторной колонки

Таким образом, в наиболее неблагоприятном режиме работы исследуемого аппарата активный ток перегрузки отдельного варистора примерно на 50 % превосходит значение нормального тока, т. е. локальная объемная мощность тепловыделения в перегруженных варисторах может быть более чем в два раза выше, чем в нормальном режиме. Одновременно с перегрузкой части варисторов за счет емкостного тока замыкания, другая часть варисторов разгружается по току. При этом неравномерность тепловыделения определяется отношением

$$\alpha = \frac{i_{R_N}^2}{i_{R_1}^2}.$$

В рассмотренном примере $\alpha \approx 4$. Таким образом, для оценки возможностей тепловизионной диагностики таких режимов, представляет интерес анализ теплового поля в теле ограничителя перенапряжений и в частности температуры на его поверхности при относительной неоднородности распределения мощности тепловыделения порядка 4.

Проанализируем поле температуры в полимерном ограничителе перенапряжений в условиях неравномерной нагрузки варисторов, вызванной рассмотренным выше загрязнением поверхности изоляционной покрышки. Распределение по высоте колонки объемной мощности тепловыделения, рассчитывается на основе данных численного анализа токов в схеме замещения ОПН с загрязненной покрышкой (рис. 4). На рис. 5 приведены рас-

четные распределения активного тока и мощности тепловыделения по высоте колонки (координата отсчитывается от верхней части колонки). Зависимость $q'(s)$ для исследуемого случая с высокой точностью может быть аппроксимирована степенной зависимостью вида

$$q'(s) = q_0' + \left(\frac{s}{H}\right)^{2.6} (q_m' - q_0'), \quad (1)$$

где координата s отсчитывается от верхней части колонки, $q_0' = 4.64 \text{ кВт} / \text{м}^3$, $q_m' = 23.07 \text{ кВт} / \text{м}^3$ — мощность тепловыделения в верхней и нижней части колонки соответственно. Результаты расчета поля температуры методом конечных элементов для полноразмерной модели аппарата (рис. 1) при мощности тепловыделения заданной соотношением (1) представлены кривыми рис. 6 а. Из кривых рис. 6 а следует, что температура поверхности аппарата в пределах высоты варисторной колонки распределена слабо неоднородно. Величина этой неоднородности составляет величину порядка 1°C , что, однако, может быть зафиксировано современными устройствами тепловизионной диагностики [1, 2]. Таким образом, характерными особенностями теплового режима полимерного ограничителя перенапряжений при перегрузке варисторные блоков током утечки по загрязненной внешней изоляции является слабая (близкая к линейной) неравномерность распределения температуры по высоте аппарата по сравнению с нормальным режимом. Численная характеристика указанной неравномерности во многом определяются конструктивными особенностями ограничителя перенапряжений такими как поперечная геометрическая емкость между изоляционной крышкой и колонкой варисторов, длиной пути утечки внешней изоляции, а также проводящими свойствами загрязняющей среды. Однако проделанный выше анализ, соответствует предельному случаю, когда электропроводность загрязняющего слоя намного выше проводимости варисторной керамики (при рабочем напряжении и проводящий участок поверхности обрывается вблизи нижнего варистора в колонке (режим неполного шунтирования). В этом случае возникает максимально возможная перегрузка (в рассмотренном случае) нижнего варистора. Аналогичные численные исследования для случая перегрузки верхнего варистора, когда схема замещения конструкции имеет вид, показанный на рис. 4 б. Данный режим отличается от предыдущего тем, что область максимального тепловыделения расположена вблизи верхнего фланца, на всей поверхности которого заданы условия конвективного охлаждения, в то время, как в предшествующем случае максимальное тепловыделение имеет место у нижнего фланца, имеющего тепловой контакт с плоскостью установки, температура поверхности которого задана и равна 20°C . Распределение температуры вдоль колонки варисторов и вдоль поверхности аппарата для данного случая приведены на рис. 6 б.

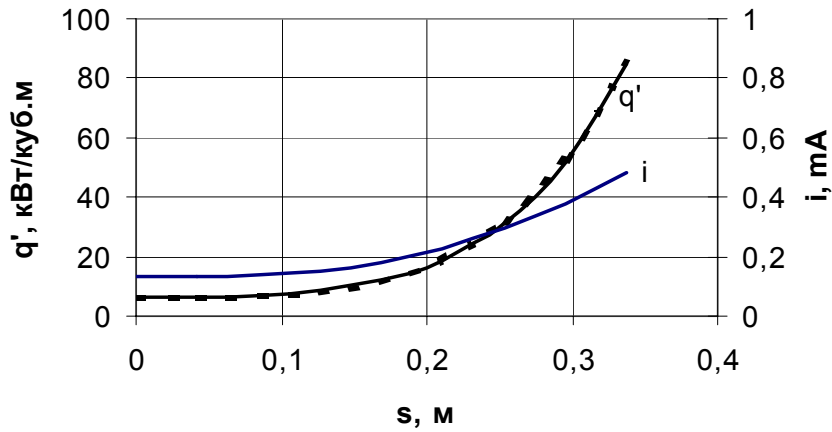


Рис. 5. Распределение по высоте колонки варисторов активного тока (i), и объемной мощности тепловыделения (q'), штриховая кривая — степенная аппроксимация кривой $q'(s)$, координата s отсчитывается от верхней части колонки

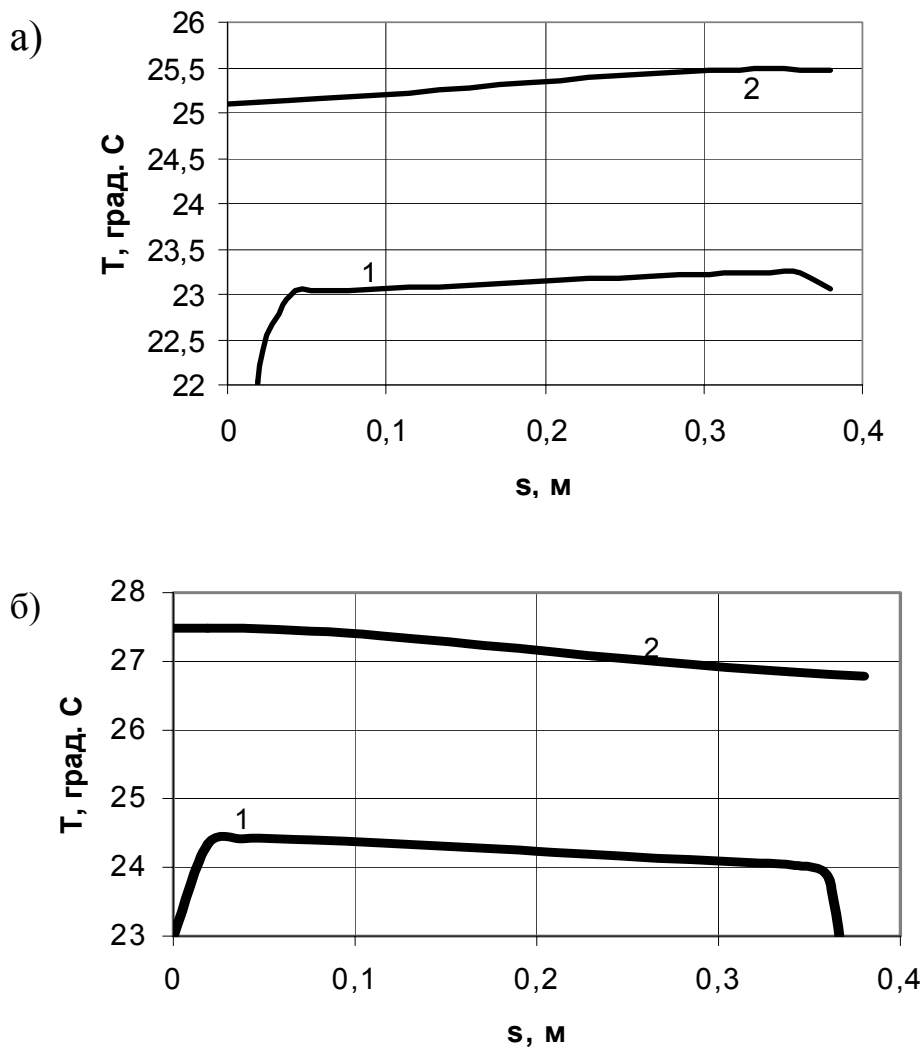


Рис. 6. Распределение температуры вдоль поверхности аппарата (1) и вдоль варисторной колонки ограничителя перенапряжений ОПН-35 (2) при перегрузке варисторов в верхней части аппарата, вызванной загрязнением его поверхности (координата s отсчитывается от верней части аппарата) по схемам замещения конструкции:
 а) — рис. 4 а; б) — рис. 4 б

Как и в случае перегрузки нижнего варистора неравномерность распределения температуры поверхности по высоте аппарата ограничена величиной $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Естественно, что менее жесткие режимы перегрузки, когда сопротивление загрязняющего слоя сравнимо или превосходит удельное сопротивление варисторной керамики, когда область шунтирования охватывает меньшую часть варисторной колонки, отмеченные изменения теплового режима (средняя температура поверхности, неравномерность распределения температуры по высоте) будут выражены слабее. Для анализа таких режимов, очевидно, необходимы дополнительные масштабные исследования.

Существенным отличием ограничителей более высоких классов напряжения, например ОПН-500, от рассмотренного в предыдущем разделе аппарата ОПН-35 является их большая высота. Для ОПН-500 она составляет около 4 м. Данное обстоятельство в условиях неполного шунтирования изоляционной крыши слоем загрязнения может стать причиной существенно больших перегрузок верхних или нижних варисторов. Кроме того расположение варисторных блоков в многоколоночной конструкции (рис. 7) по окружности максимального радиуса создает наибольшую из возможных геометрическую поперечную емкость между крышкой и варисторными колонками. Величина этой емкости по сравнению с аппаратом полимерной конструкции возрастает также вследствие высокой диэлектрической проницаемости электрофарфора, применяемого в качестве внешней изоляционной конструкции ($\epsilon=6-8$).

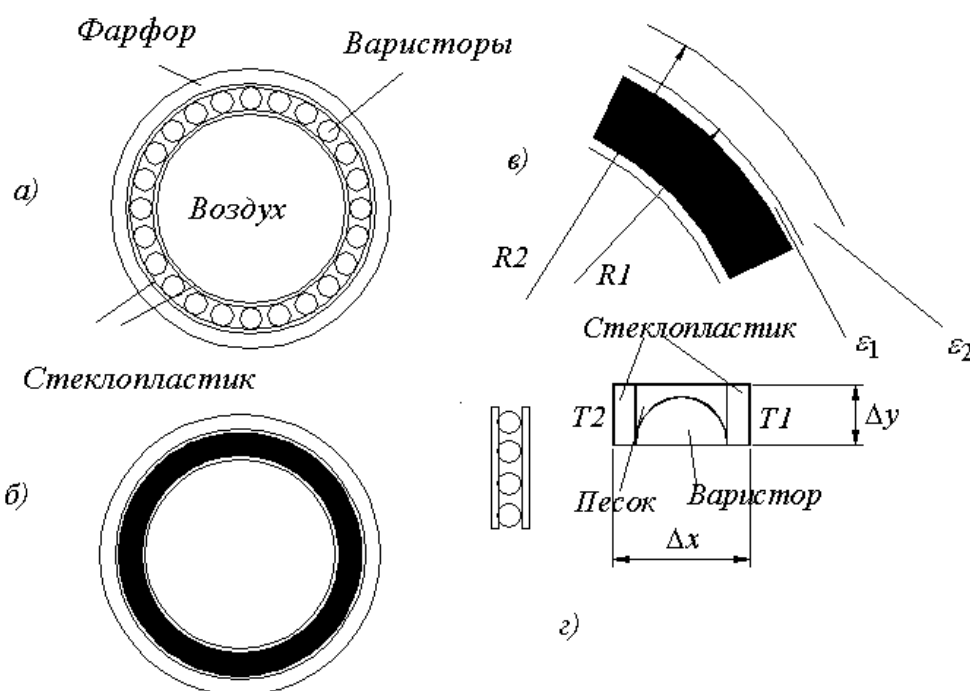


Рис. 7. Поперечное сечение аппарата ОПН-500 (а), замена активной области монолитным слоем (б), схема расчета поперечной емкости (в), схема расчета коэффициента поперечной теплопроводности (г)

Расчет параметров схемы замещения ОПН-500 для условий неполного шунтирования выполним аналогичен предыдущему разделу. Для оценки поперечной геометрической емкости воспользуемся формулой для емкости между двумя коаксиальными цилиндрами при наличии внутри составного диэлектрика (рис. 7). Данный подход возможен благодаря плотному расположению варисторов по окружности. При этом колонки образуют практически сплошной цилиндрический слой. В этом случае нет необходимости решать плоско-параллельную задачу электростатики, как в предыдущем разделе, и можно воспользоваться формулой емкости коаксиальных цилиндров в расчете на единицу длины

$$C' = \frac{2\pi\epsilon_0}{\sum_{(k)} \frac{1}{\epsilon_k} \ln \frac{r_k}{r_{k-1}}},$$

где ϵ_k , r_{k-1} , r_k — относительные диэлектрические проницаемости, внутренний и наружный радиус k -го слоя, ϵ_0 — диэлектрическая постоянная вакуума. В модели, описанной рис. 7б, составной диэлектрик образован слоем стеклопластика ($\epsilon=3$) и слоем фарфора ($\epsilon=6$), при этом расчетное значение поперечной емкости составило $C'=1268$ пФ/м. Соответствующее значение поперечной емкости в схеме замещения рис. 4 б вычисляется по соотношению

$$\Delta C = C' \Delta H,$$

где $\Delta H = H / N$, высота варисторных колонок, число звеньев в схеме замещения. Продольная емкость (емкость варисторных блоков) вычисляется по очевидной формуле

$$C_k = n_{col} \frac{\pi d^2 \epsilon \epsilon_0}{4 \Delta H},$$

где n_{col} — число параллельных колонок варисторов, (в рассматриваемом случае оно равно 24), $\epsilon=1660$ — относительная диэлектрическая проницаемость варисторной керамики. Для $N=10$ значения рассмотренных емкостей составили $C_k=600$ пФ, $\Delta C=456$ пФ.

Активные сопротивления варисторных блоков в схеме замещения определяются исходя из данных комплектации аппарата ($n_b=360$ варисторов в колонке), наибольшего рабочего напряжения ($U_{нр}=303$ кВ) вольт-амперной характеристики варисторов производства холдинга «Электрокерамика» [8]. Активный ток в расчете на одну колонку при нормальном режиме наибольшего рабочего напряжения составляет 0.06 мА и активное сопротивление

ние одного варистора составляет $R_B=1.67 \cdot 10^7$ Ом. При наличии параллельных колонок варисторов величина сопротивления варисторов в звене схемы замещения рассчитывается по формуле

$$R_k = \frac{R_B n_B}{n_{col} N}.$$

Сопротивление утечки тока по загрязненной поверхности изоляционной покрышки вычисляется по соотношению [3]

$$r = \frac{L_y}{\pi \gamma_S D_3},$$

где γ_S — удельная поверхностная проводимость, равная 20–40 мкСм для районов сильного загрязнения и 2–4 мкСм для чистых и слабо загрязненных районов [9], D_3 — эффективный с учетом оребрения поверхности диаметр изоляционной покрышки. Сопротивление утечки звена схемы замещения $\Delta r = r / N$. Сопротивление утечки L_y в соответствии с нормами ГОСТ для $U_{нр}=303$ кВ для категории «В» исполнения электрооборудования составляет 910 см [9]. Для случая сильных загрязнений расчеты по приведенным формулам при $N=10$ дали следующие значения активных сопротивлений схемы замещения $\Delta r=3.0 \cdot 10^4$ Ом и $R_k=2.5 \cdot 10^7$ Ом. Для районов с низким загрязнением $\Delta r=3.0 \cdot 10^5$ Ом. В обоих случаях активное сопротивление утечки Δr в звене схемы замещения много меньше активного сопротивления варисторов R_k . Поэтому при анализе тепловых режимов ОПН-500 при загрязнении целесообразно ограничиться наиболее тяжелым случаем сильного загрязнения. Численный анализ схемы замещения рис. 4 б) позволил рассчитать распределение активного тока и объемной мощности тепловыделения в варисторах по высоте аппарата (рис. 8).

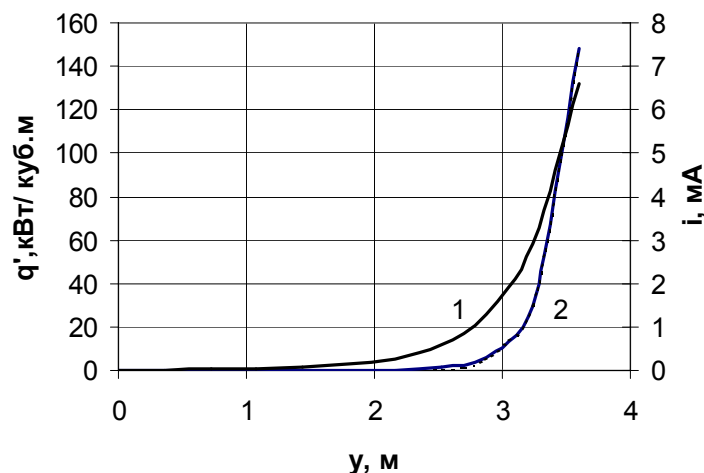


Рис. 8. Распределение по высоте аппарата активного тока в варисторах (1) и скорректированной объемной мощности тепловыделения (2)

Несмотря на то, что реальная конструкция ОПН-500 является сугубо трехмерной (благодаря многоколоночной конструкции), для моделирования температурного поля в аппарате использована двухмерная осесимметричная модель. Это возможно, поскольку во-первых — в данных расчетах главный интерес представляет распределение температуры по высоте аппарата, во вторых колонки варисторов расположены плотно друг к другу и их совокупность может быть замещена цилиндрическим слоем (рис. 7) с усредненными характеристиками — коэффициентом теплопроводности (λ), теплоемкостью (c), плотностью (γ). При этом теплопроводность в эквивалентном слое является анизотропной (ортотропной) поскольку вертикальный тепловой поток определяется в основном теплопроводностью варисторной керамики, обладающей существенно большей теплопроводностью $\lambda=400$ Вт/м·К, чем окружающая их среда (кварцевый песок $\lambda=0.84$ Вт/м·К). Поперечный (радиальный) тепловой поток ограничивается в большей степени присутствием кварцевого песка. Кроме того, энергия, выделяющаяся в варисторах при таком упрощении модели, распределяется равномерно по всему цилиндрическому слою, т. е. расчетная величина объемной мощности тепловыделения должна пересчитываться по формуле

$$q'_{\text{корр}} = q' \frac{S_{\text{в}}}{S},$$

где $S_{\text{в}}$ — площадь, занятая варисторами в сечении слоя, S — полная площадь сечения слоя. Эффективные теплофизические характеристики слоя рассчитываются по формулам:

продольная (аксиальная) теплопроводность

$$\lambda_{//} = \frac{\lambda_{\text{в}}S_{\text{в}} + \lambda_{\text{П}}S_{\text{П}} + \lambda_{\text{СП}}S_{\text{СП}}}{S};$$

удельная теплоемкость

$$c = \frac{c_{\text{в}}S_{\text{в}} + c_{\text{П}}S_{\text{П}} + c_{\text{СП}}S_{\text{СП}}}{S};$$

плотность

$$\gamma = \frac{\gamma_{\text{в}}S_{\text{в}} + \gamma_{\text{П}}S_{\text{П}} + \gamma_{\text{СП}}S_{\text{СП}}}{S},$$

где индексами «в», «П» и «СП» обозначены соответственно варисторы, песок и стеклопластик.

Численные значения характеристик, входящие в правые части последних формул приведены в таблице 2.

Таблица 2

Теплофизические свойства материалов конструкции ОПН-500

Свойства \ материал	γ , кг/м ³	λ , Вт/м·К	c , Дж/кг·К
Фарфор	2300	1,512	760,2
Песок	2000	0,84	800
Стеклопластик	2300	0,7014	672
Варистор	5700	400,68	500
Воздух	1,225	0,02604	1008

По выписанным выше формулам были получены следующие значения теплофизических характеристики эквивалентного цилиндрического слоя $\lambda_{//}=202$ Вт/м·К, $c=649$ Дж/кг·К, $\gamma=3867$ кг/м³. Если продольная (аксиальная) теплопроводность эквивалентного цилиндрического слоя может быть найдена с помощью простого соотношения методом усреднения по площади, то для отыскания поперечной (радиальной) теплопроводности следует решить вспомогательную задачу (рис. 7), в рамках которой рассчитывается полный поперечный тепловой поток Φ_{Σ} на представительной ячейке структуры слоя, возникающий по действием заданной разности температур на границах ячейки $\Delta T = T_1 - T_2$. В результате эквивалентная теплопроводность определится из соотношения $\Phi_{\Sigma} = \lambda_{\perp} \frac{\Delta T}{\Delta x} \Delta y$, разрешая ко-

торое, найдем $\lambda_{\perp} = \frac{\Phi_{\Sigma}}{\Delta T \Delta y} \Delta x$. На основании решения задачи (рис. 7 г) мето-

дом конечных элементов было получено значение коэффициента поперечной теплопроводности $\lambda_{\perp}=2.12$ Вт/м·К. Таким образом при переходе от реальной задачи к эквивалентной осесимметричной постановке появляется сильная анизотропия теплопроводности в активной области (области тепловыделения), при которой $\lambda_{\perp} \ll \lambda_{//}$.

Моделирование температурного поля в аппарате ОПН-500 методом конечных элементов позволило установить существенные различия в распределении температур в условиях работы в нормальном режиме. Для этого режима усредненная мощность тепловыделения в активной зоне составляет 3.4 кВт/м³, и в случае неполного шунтирования слоем загрязнения, при котором распределение мощности объемного тепловыделения по высоте варисторных блоков определена кривой 2 рис. 8. Указанные распределения температуры приведены на рис. 9.

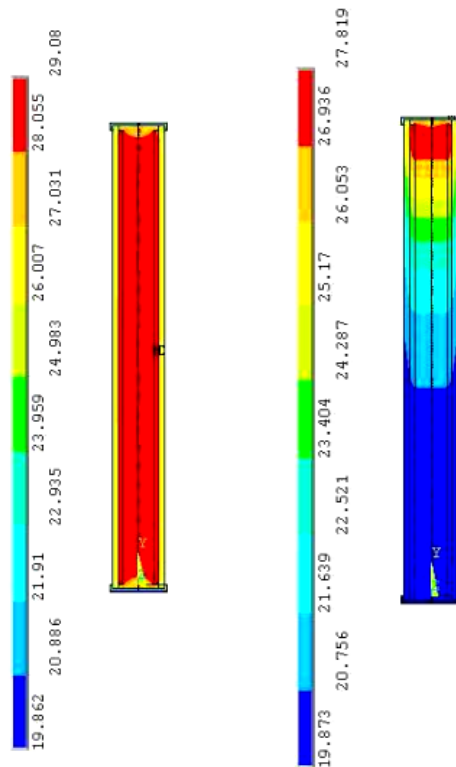


Рис. 9. Распределение температуры в ограничителе перенапряжений ОПН-500 в нормальном режиме (вверху) и при перегрузке верхних варисторов вследствие неполного шунтирования поверхности слоем загрязнения

Как видно из рис. 9 распределение температуры внутри загрязненного аппарата весьма неоднородно и разница в температурах в нижней и верхней части варисторных колонок достигает $7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Для оценки состояния аппарата важную роль играет распределение поверхностной температуры по высоте. Сравнение расчетных кривых распределения температуры поверхности изоляционной крышки по ее высоте показывает, что в отличие от нормального режима, при котором температура распределена практически однородно, в режиме неполного шунтирования разница температуры поверхности в верхней и нижней части аппарата достигает $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 10).

В отличие от исследованного в предыдущем разделе режима неполного шунтирования ОПН-35 неоднородность распределения поверхностной температуры у ОПН-500 выражена значительно сильнее, что объясняется значительно большей высотой аппарата ОПН-500 по сравнению с ОПН-35. В заключении данного раздела рассмотрим менее тяжелый режим неполного шунтирования ОПН-500 слоем загрязнения, когда последний перекрывает половину высоты аппарата. В этом случае обрыв цепи утечки схемы замещения происходит не на верхнем звене, а в середине по высоте схемы замещения рис. 4 б. Расчетные распределения активного тока и объемной мощности тепловыделения по высоте варисторных колонок для этого случая представлены рис. 11.

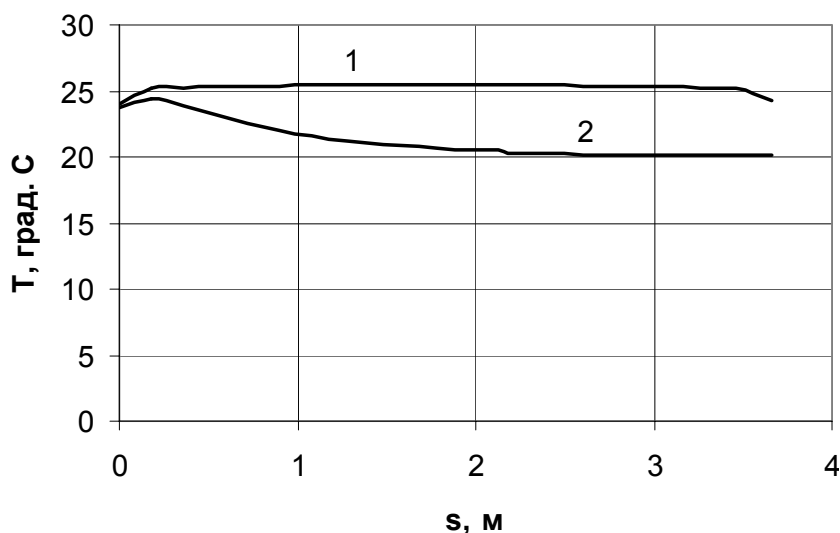


Рис. 10. Распределение поверхностной температуры изоляционной покрывки ОПН-500 в нормальном режиме (кривая 1) и при перегрузки верхних варисторов вследствие неполного шунтирования (2)

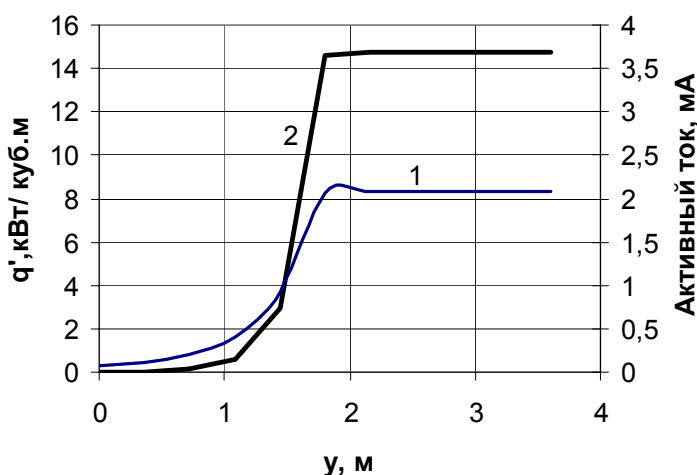


Рис. 11. Распределение активного тока (1) и объемной мощности тепловыделения (2) при шунтировании половины высоты аппарата ОПН-500 слоем загрязнения

На рис. 12 дано расчетное распределение поверхностной температуры по высоте для данного случая. Из рис. 12 видно, что разница температур поверхности в верхней и нижней частях аппарата весьма существенна. Она достигает $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и может быть относительно просто зарегистрирована при тепловизионном контроле.

Более того, сравнение кривых рис. 10 и 12 показывает, что анализ характера кривой $T(y)$ позволяет судить об области максимального тепловыделения. В частности если из рис. 10 следует, что максимум тепловыделения сосредоточен строго в верхней части аппарата, то по кривой рис. 12 можно судить о том что область повышенного тепловыделения охватывает всю верхнюю половину варисторных колонок.

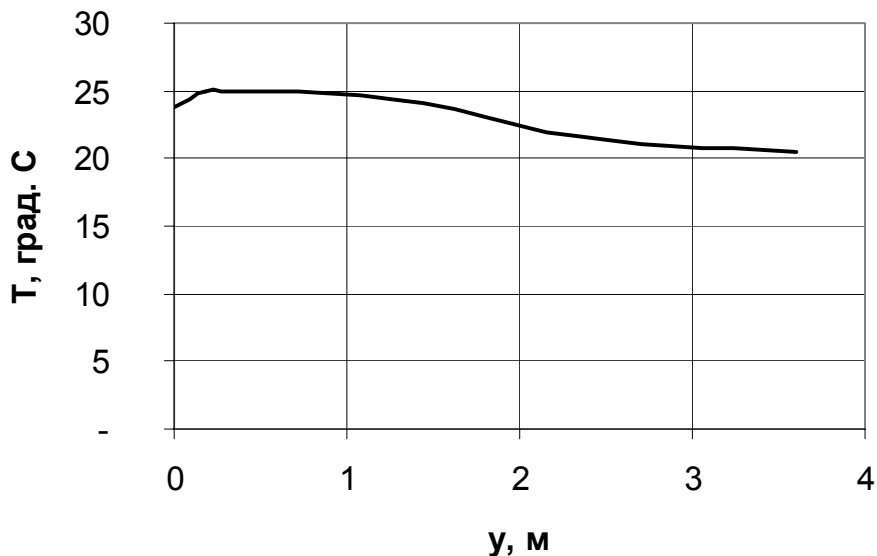


Рис. 12. Распределение поверхностной температуры по высоте аппарата ОПН-500 при шунтировании половины его высоты проводящим слоем загрязнения

В заключение данного анализа подчеркнем еще раз, что эффект неравномерности распределения поверхностной температуры при неполном шунтировании проводящим слоем загрязнения весьма ярко выражен на ОПН-500 с изоляционным корпусом из электрофарфора по сравнению с ОПН-35 в полимерном исполнении. Этому можно дать следующие объяснения. Конструкция ОПН-500 является многоколоночной и относительная доля варисторной керамики, обладающей весьма высокой теплопроводностью, по сравнению с ОПН-35 невелика. Поэтому эффективная продольная теплопроводность ОПН-500 оказывается примерно вдвое ниже. Второе, обстоятельство, которое следует принять во внимание, это существенно большая высота аппарата ОПН-500 по сравнению с ОПН-35. Поэтому эффект неравномерности тепловыделения более заметен, чем в случае короткого аппарата, где он сильно нивелируется продольной теплопроводностью. Наконец фарфоровая крышка ОПН-500 обладая более чем два раза высоким значением диэлектрической постоянной по сравнению с полимерным изоляционным корпусом, обеспечивает существенно более высокие значения поперечной геометрической емкости, что способствует усилению эффекта перегрузки варисторов при неполном шунтировании. Поэтому исследования данного эффекта при тепловизионном контроле полимерных аппаратов требует более высокой точности измерения поверхностной температуры, для того чтобы надежно регистрировать неравномерность распределения поверхностной температуры порядка 1 °С.

Выводы

Нормальному режиму работы ограничителей перенапряжений соответствует однородное распределение температуры по высоте при небольшом снижении температуры вблизи фланцев аппарата. Данный вывод относится как ограничителям полимерной конструкции так и к многоколоночным аппаратам в корпусе из электрофарфора. Температура поверхности аппаратов в нормальном режиме на 2–4 градуса превосходит температуру окружающей среды. Загрязнение поверхности ограничителя перенапряжений может приводить к локальной электрической перегрузке в варисторных блоках, что отражается на распределении температуры поверхности. Наиболее сильно данный эффект выражен у аппаратов большой высоты, например у ОПН-500, для которого максимальная неоднородность температуры поверхности по результатам данного исследования может достигать 5 градусов С. Для ограничителей перенапряжений более низких классов напряжений, имеющих меньшие осевые размеры данный эффект выражен слабее. В частности для ОПН-35 кВ максимальная неоднородность распределения температуры при наличии загрязнения изоляционной крышки находится в пределах 1 град. С.

Литература

1. Власов А. Б., Джура А. В. Опыт тепловизионного контроля электрооборудования КОЛЭНЕРГО // Электрические станции, 1996, № 8.
2. Власов А. Б. Тепловизионный контроль физических параметров высоковольтных вводов // Электротехника, 1994, № 4.
3. Техника высоких напряжений // под ред. М. В. Костенко, М.: Высшая школа, 1973.
4. Теория тепломассобмена // под ред. А. И. Леонтьева, М.: Высшая школа, 1979.
5. «ПЛАТАН» Каталог компонентов электрической защиты и обеспечения электромагнитной совместимости ЭМС для бытовой, автомобильной и промышленной электроники (www.platan.ru), 2000.
6. Теория электрических аппаратов // под ред. Г. Н. Александрова, М.: Высшая школа, 1985.
7. Александров Г. Н., Гусейнов Г. А., Кизеветтер В. Е., Рыбаков В. Ф. Оптимизация конструкции нелинейных ограничителей перенапряжений для работы в районах с повышенным загрязнением атмосферы // Электротехника, 1988, № 3.
8. Иманов Г. М., Макарова Л. Ф., Паничев Г. И. и др. Разработки НИИ «Электрокерамика» в области оксидно-цинковых варисторов, Труды ОАО «НИИ «Электрокерамика», вып. 2, С.-Петербург, 2001.
9. Кучинский Г. С., Кизеветтер В. Е., Пинталь Ю. С. Изоляция установок высокого напряжения, М.: Энергоатомиздат, 1987.

Содержание

Предисловие	3
Проблемы и задачи подготовки и переподготовки специалистов в области электроэнергетики. <i>Латишин В. М., Назарычев А. Н., Богнар Ш.</i>	4
Разработка, изготовление, опыт эксплуатации и производство полимерных изоляторов для ВЛ и подстанций напряжением 35–500 кВ в странах СНГ. <i>Аксенов В. А., Кравченко В. А.</i>	8
Технология организации комплексной системы эксплуатации и ремонта электрооборудования по техническому состоянию. <i>Назарычев А. Н., Андреев Д. А.</i>	15
Опыт применения инфракрасной термографии для оценки состояния опорно-стержневой, подвесной и аппаратной изоляции электроустановок. <i>Ажищев Р. А., Ажищев А. И.</i>	25
Методика оценки старения изоляционных конструкций при воздействии эксплуатационных факторов. <i>Назарычев А. Н., Андреев Д. А., Айтакунов Р. А.</i>	29
Исследование погрешностей при термографическом обследовании электрооборудования. <i>Афонин А. В., Таджибаев А. И.</i>	43
Повышение надежности и технико-экономический показателей линий электропередачи при применении самонесущих изолированных проводов. <i>Канискин В. А., Колун И.</i>	54
Исследование влияния перенапряжений на изоляционные конструкции электрооборудования при неполнофазных режимах в электрической сети с эффективно заземленной нейтралью. <i>Макаров А. В., Комин В. Г., Назарычев А. Н.</i>	79
Физика возникновения и развития дефектов при эксплуатации изоляционных конструкций. <i>Митькин Ю. А., Вихарев А. В.</i>	93

О некоторых особенностях использования полых полимерных изоляторов для высоковольтных аппаратов наружной установки. <i>Горячкин С. Н., Филиппов Г. А., Шилов С. В.</i>	98
О разработке опорных полимерных изоляторов класса напряжения 110 кВ и выше. <i>Цыганов М. Ю., Соловьёв Э. П., Ярмаркин М. К.</i>	104
Расчет атмосферных перенапряжений на воздушных линиях электропередачи с тросами. <i>Сорокин А. Ф., Могиленко А. П., Барабошкина Т. В.</i>	114
Изменение мощности потерь холостого хода трансформаторов распределительных сетей 6–10 кВ в процессе эксплуатации. <i>Казаков Ю. Б., Коротков В. В., Чирков В. А.</i>	124
Определение технического состояния опорно-стержневой изоляции без отключения от сети. <i>Емельянов В. И., Тукачев И. Г.</i>	130
Анализ методов и средств диагностирования опорно-стержневых изоляторов на напряжение свыше 1000 В. <i>Савельев В. А.</i>	142
Оценка яркостной температуры фона при тепловизионной диагностике энергетических объектов. <i>Анохин Ю. А., Кузнецов Д. Ю.</i>	155
Моделирование тепловых процессов в объектах электроэнергетики методом конечных элементов. Методические основы. <i>Титков В. В.</i>	163
Особенности теплового режима ограничителей перенапряжений в условиях загрязнения внешней изоляции и возможности его тепловизионной диагностики. <i>Титков В. В., Таджибаев А. И.</i>	175

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Выпуск 24

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ОЦЕНКИ
СОСТОЯНИЯ ОПОРНО-СТЕРЖНЕВЫХ, ПОДВЕСНЫХ И
АППАРАТНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ**

Технический редактор издания: Корепанов А.А.

Лицензия ИД № 062205 от 05.11.2001. Подписано в печать 15.12.2004 г.

Формат 60×84 1/16. Бумага офисная. Ризограф, объем п.л. 12.

Тираж 200 экз. Заказ № 163. Цена договорная.

ПЭИПК, 196135, Санкт-Петербург, ул. Авиационная, 23