

DOI 10.8562/JEST.214.13

УДК 621.315.35

Ю.В. Соловьев, А.И. Таджибаев, А.Н. Назарычев

МЕТОД ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ЗАЩИЩЕННЫХ ПРОВОДОВ ПРИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ СТАРЕНИИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ И УВЛАЖНЕНИЙ

Yu.V. Soloviev, A.I. Tadzhibaev, A.N. Nazarythev

DEVELOPMENT OF THE METHOD OF ASSESSING THE COVERED CONDUCTORS STATE DUE TO ELECTRICAL AGEING IN MOISTURE AND POLLUTION ENVIRONMENT

Обоснована практическая важность оценки технического состояния защищенных проводов в условиях электрического старения при повышенных загрязнениях и увлажнении. Впервые проведен анализ комбинированного воздействия различных факторов на интенсивность развития трекинговой эрозии защищенных проводов, а также пластиковых элементов линейной арматуры с учетом особенностей конструкций и свойств применяемых материалов. Разработана лабораторная высоковольтная установка, описана методика проведения ускоренных испытаний на электрическое старение защищенных проводов при воздействии солевого тумана. Предложен метод оценки состояния защищенных проводов на основе измерения поверхностных токов утечки. Определен безразмерный диагностический признак, а также обоснована возможность универсального его применения в задачах оценки состояния защищенных проводов при их электрическом старении.

ЗАЩИЩЕННЫЙ ПРОВОД; ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ; ЗАГРЯЗНЕНИЕ; УВЛАЖНЕНИЕ; ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ СТАРЕНИЕ; ТОК УТЕЧКИ.

Practical importance to find the solution for the condition assessment of covered conductors due to electrical ageing under moisture and pollution effects is proved on the basis of field experience. For the first time ever the analysis of combined impacts with aspect to construction and material properties on tracking erosion of covered conductor and plastic components of OHL accessories has been performed. High voltage laboratory setup for accelerated ageing tests is performed. The detailed description of the test method is given. The technical condition assessment method based on the leakage current measurement is developed. The given diagnostic parameter provides the opportunity to its wide application within diagnostic procedures for condition assessment during electrical ageing in moisture and pollution environment.

COVERED CONDUCTOR, CONDITION ASSESSMENT, POLLUTION, MOISTURE, ELECTRICAL AGEING, LEAKAGE CURRENT.

Состояние проработки темы исследования. Накопленный в России и за рубежом опыт эксплуатации воздушных линий (ВЛ) 10–35 кВ с защищенными проводами показывает существенное влияние увлажнений и загрязнений на их техническое состояние [1–5]. Как показал проведенный анализ, существует целый ряд не исследованных до конца факторов, комплексное воздействие которых способствует ускоренному электрическому старению защищенных проводов. Необратимые процессы электрической де-

градации в изоляционных материалах, применяемых в конструкциях защитной оболочки, приводят к снижению как эксплуатационных свойств, так и ресурсных показателей защищенных проводов. Исследования показали, что при электрическом старении время зарождения и скорость развития дефектов в защитной оболочке проводов зависят от интенсивности воздействия увлажнений и загрязнений. В силу этого важной и актуальной задачей для эксплуатационных служб электросетевых предприятий

является обнаружение дефектов защищенных проводов на ранних стадиях развития с учетом реальных условий эксплуатации ВЛ.

Интенсивное протекание процессов трекинговой эрозии защищенных проводов при загрязнении и увлажнении наблюдается локально вблизи узлов их крепления к опоре ВЛ, где имеется наибольшая концентрация неоднородного электрического поля. Помимо основных эксплуатационных факторов (увлажнение, загрязнение, электрическое поле), совместное действие которых вызывает электрическую эрозию защищенных проводов, существуют и иные, способствующие формированию локальных условий для интенсивной эрозии из-за возникновения распределенной разности потенциалов на поверхности защищенного провода, именно:

1) наличие плавающего потенциала на поверхности защищенных проводов, вызывающего поверхностные электрические разряды и проводящие науглероженные дорожки;

2) разделение электрических зарядов на границе соприкосновения материалов с различными диэлектрическими проницаемостями. В частности, такое разделение зарядов возникает при креплении защищенного провода к штыревому фарфоровому изолятору (диэлектрические проницаемости сшитого полиэтилена и фарфора различаются в 3 раза);

3) наличие металлических деталей изоляционных конструкций и крепежной прокалывающей линейной арматуры. В частности, использование прокалывающих зажимов, которые находятся под потенциалом провода вместе с металлическими элементами проволочных и спиральных зажимов, применяющихся для крепления защищенного провода к штыревому изолятору и представляющих собой промежуточный электрод, создают электростатическое напряжение; оно способствует образованию токов утечки на поверхности защитной оболочки проводов и последующей эрозии материала оболочки (рис. 1, а). В этих условиях возможно повреждение не только защитной оболочки проводов, но и пластиковых элементов поддерживающей и сцепной линейной арматуры, разрушающихся под действием протекающих токов утечки. Отсюда следует, что задача обеспечения трекинговостойкости оборудования ВЛ 10–35 кВ

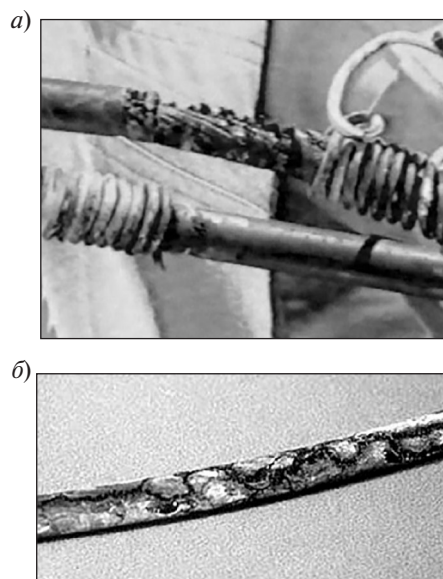


Рис. 1. Электрическая эрозия защитной оболочки провода: а — в области крепления с помощью металлической проволочной вязки; б — в области крепления к штыревому фарфоровому изолятору

с защищенными проводами — комплексная и особо значимая как на этапе проектирования (при выборе совместимых между собой конструкций и материалов защищенных проводов и линейной арматуры), так и на этапе эксплуатации (при оценке их технического состояния с учетом текущей наработки, воздействия эксплуатационных факторов);

4) процентное содержание технического углерода в материале защитной оболочки. Технический углерод добавляется в полиэтилен для повышения его устойчивости к воздействию ультрафиолета. Будучи полупроводником, технический углерод повышает электропроводность материала защитной оболочки, что увеличивает вероятность развития трекинговых процессов на загрязненной и увлажненной поверхности защищенных проводов. В связи с этим на этапе проектирования при выборе типов защищенных проводов (в части показателя, определяющего процентное содержание углерода) важно учитывать степень загрязнения атмосферы в районе прохождения трассы проектируемой ВЛ. В частности, в горной местности допустимо использовать провода с защитной оболочкой с наибольшим содержанием углерода, в то время

как в условиях сильных загрязнений и увлажнений содержание углерода в материале оболочки провода должно быть минимальным. Положение российского действующего нормативно-технического документа [6], определяющего общие технические требования к изолированным и защищенным проводам, устанавливают нижнюю границу процентного содержания сажи в материале защитной изоляции проводов — 2,5%. Однако, как показывает зарубежный опыт эксплуатации ВЛ с защищенными проводами [7, 8], содержания данного количества углерода может быть вполне достаточно для развития ускоренной эрозии защищенных проводов при эксплуатации в условиях повышенных загрязнений и увлажнений (рис. 1, б). Важно отметить, что процентное содержание углерода в материале защитной оболочки существенно влияет и на другие свойства поверхности проводов, в частности на величину адсорбции влаги, смачиваемость поверхности, что необходимо учитывать при эксплуатации в районах с повышенными гололедно-ветровыми нагрузками. Увеличение смачиваемости поверхности проводов при увлажнении способствуют возникновению сплошных проводящих водяных пленок и токов утечки на поверхности защищенных проводов;

5) трещины и иные дефекты защитной оболочки провода. Механические повреждения защитной оболочки могут возникать на всех стадиях жизненного цикла проводов — на этапах изготовления, хранения, транспортировки и монтажа провода, а также при эксплуатации в результате комплексного воздействия различных факторов. Данные повреждения являются следствием нарушения сплошности материала защитной оболочки провода в результате зарождения в ней и роста трещин. В условиях совместного воздействия неоднородного электрического поля, постоянных механических нагрузок, увлажнений и загрязнений в местах выхода трещины вдоль поверхности возникают разрядные процессы, приводящие к электрической эрозии и разрушению защитной оболочки провода. Важно отметить, что с ростом трещин внутри защитной оболочки происходит нарушение ее адгезии к жиле провода, что обусловлено неоднородностью пространственной сетки на границе раздела «полимерная оболочка — жила провода» при технологическом сшивании

полиэтилена. При этом объем возможных структурных неоднородностей и трещинообразования в полимерном материале проводов может занимать до 40% толщины оболочки, что весьма существенно. Локальное нарушение адгезии защитной оболочки на границе с токопроводящей жилой провода способствует появлению воздушных включений и развитию в них частичных разрядов, что также будет приводить к электрической эрозии защищенных проводов и снижению их остаточного ресурса.

Постановка задач исследования. Проведенный анализ показал: несмотря на актуальность проблемы, вопросам электрической эрозии защищенных проводов ВЛ 10–35 кВ до сих пор уделяется недостаточно внимания, что и предопределило задачи настоящего исследования, которые включают в себя поиск диагностического признака и разработку метода для оценки состояния защищенных проводов при воздействии эксплуатационных факторов, вызывающих электрическую эрозию поверхности проводов.

Описание экспериментальной установки и условий испытаний. Для проведения лабораторных испытаний защищенных проводов, в которых моделировалось бы их ускоренное электрическое старение при комплексном воздействии увлажнений и загрязнений, была разработана специальная высоковольтная установка; ее эскиз представлен на рис. 2.

Одна из особенностей предлагаемой установки заключается в возможности проведения ускоренных испытаний защищенных проводов на электрическое старение с учетом одновременного совместного воздействия основных и способствующих факторов, что позволяет смоделировать большинство возможных комбинаций и дополнительно определить вес каждого фактора в формировании процессов старения как в отдельности, так и комбинированно, что весьма важно для практических целей.

Длительное приложение напряжения к испытуемым объектам осуществляется с помощью испытательного однофазного элегазового трансформатора типа ИОГ-50, позволяющего регулировать испытательное напряжение и ток нагрузки. При этом значение испытательного напряжения остается постоянным в течение всего времени испытаний. Номинальное напря-

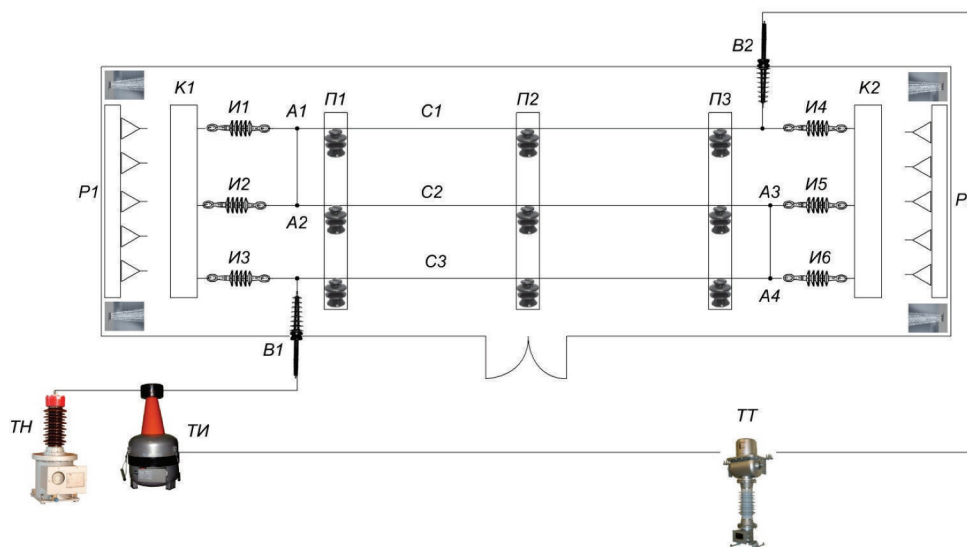


Рис. 2. Эскиз установки для проведения испытаний на ускоренное старение защищенных проводов ВЛ 10–35 кВ при комплексном воздействии увлажнений и загрязнений:

ТИ — испытательный однофазный элегазовый трансформатор типа ИОГ-50; В1, В2 — высоковольтные вводы в камеру солевого тумана; P1, P2 — распылители солевого тумана; K1, K2 — траверсы концевых заделок; И1–И6 — натяжные изоляционные конструкции; П1–П3 — траверсы промежуточных стоек; С1–С3 — испытуемые защищенные провода; А1А2, А3А4 — перемычки для организации пути тока; ТН — элегазовый трансформатор напряжения серии JDQXF-66; ТТ — элегазовый трансформатор тока серии ТБМО

жение обмотки низшего напряжения 220 В. Испытательные напряжения измеряются с помощью трансформатора напряжения серии JDQXF-66, включенного на стороне высокого напряжения. Методы измерения определены в [9]. Испытуемые объекты устанавливаются в положениях, соответствующих их рабочему положению, при размещении их в закрытой камере солевого тумана со специальным оборудованием, которое позволяет моделировать наиболее неблагоприятные условия работы на ВЛ в прибрежных районах с учетом высокой интенсивности воздействия увлажнений и загрязнений. Солевой туман создается путем распыления в воздухе раствора поваренной соли (NaCl) в воде, в связи с чем в камере установлены распылители, посредством которых из раствора соли струей сжатого воздуха, проходящей поперек сопла, подающего раствор, создается мелкораспыленная влага (туман). Распылители устанавливаются на двух параллельных колоннах, располагаемых с противоположных сторон камеры. Испытуемые объекты до нанесения слоя загрязнения должны быть тщательно очищены от загрязнения, жиров и масел с обеспечением соответствующих мер, исключающих повреждение поверхности. В качестве основной харак-

теристики загрязнения при испытаниях принята соленость раствора, применяемого для создания искусственного тумана. Степень солености раствора в предлагаемой методике контролируется по его удельной электрической проводимости, отнесенной к 20 °С. В качестве дополнительной характеристики, определяющей интенсивность воздействия увлажнений и загрязнений, может быть использован расход раствора на каждое туманообразующее сопло. При испытаниях интенсивность увлажнения в горизонтальной и вертикальной плоскостях составляла 1 мм/мин. Для каждого значения характеристики загрязнения проводятся испытания на отрезках проводов всех трех фаз, что достигается путем использования перемычек для формирования пути по всем фазным проводам. Поверхностная плотность загрязнения на поверхности испытуемых объектов составляла в среднем 3 мг/см². При испытаниях удельная электрическая проводимость распыляемого раствора соли при 20 °С составляла 202,6 мСм/см, что соответствует солености раствора 224 г/л. Общая длительность проведения испытаний составила 1000 ч. Дата начала проведения испытаний — 18 февраля 2014 года. Измеряемый ток утечки был принят за основной показатель для

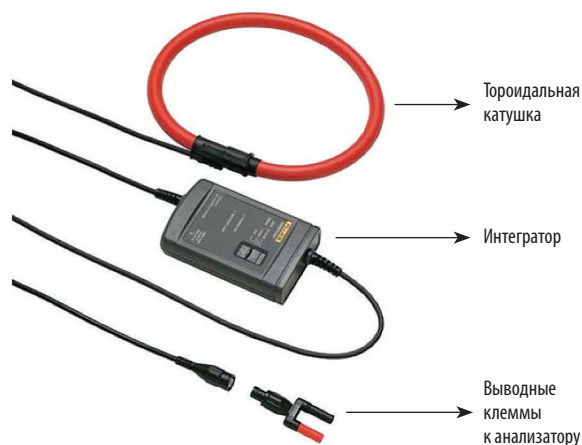


Рис. 3. Измеритель тока утечки типа FLUKE i2000flex

идентификации диагностического признака, позволяющего оценить степень электрического старения защитной оболочки проводов. Анализ ранее проведенных исследований трекинговости полимерных материалов, применяемых в конструкциях оборудования ВЛ высокого класса напряжений, в частности полимерных изоляторов, позволил в рамках нашей работы выбрать в качестве исследуемого отношение первой (основной) гармоники тока к третьей, которые выделены из кривой тока с использованием преобразования Фурье. Ток утечки измерялся бесконтактным способом с помощью прибора FLUKE i2000flex (рис. 3). Конструктивно прибор состоит из преобразователя, петли катушки и коаксиального кабеля, их соединяющего. Катушка намотана на тонкую пластиковую трубку и покрыта изоляционным материалом. Один конец катушки постоянно соединен с кабелем, другой имеет разъемное соединение для выполнения бесконтактных измерений тока утечки. Тороидальная катушка в виде петли имеет гибкую конструкцию. Интервал измерений составляет 1 мин с занесением информации в архив, накапливающий данные измерений за

250 циклов при рабочей частоте 50 Гц. Обработка данных измерений позволила разложить токи утечки в гармонический ряд путем применения преобразования Фурье. При этом для последующего анализа выделялись основная (первая), третья и пятая гармоники, а также рассчитывалось отношение третьей гармоники к основной.

Анализ полученных результатов и выводы. На основе данных измерений проведено сравнение полученных значений токов утечки вдоль поверхности защищенных проводов с их допустимыми значениями в условиях отсутствия повышенных загрязнений и увлажнений (когда верхнее значение тока утечки не превышает 0,3 мА, что согласуется с данными в [10]). При значениях тока утечки 2–5 мА, являющихся одновременно нижним предельным зарегистрированным значением при измерениях, наблюдалось незначительное изменение цвета поверхности защищенного провода (рис. 4). На рис. 5–7 представлена почасовая динамика изменения значений первой гармонической составляющей тока утечки по поверхности проводов за период с 18-х по 21-е сутки с момента начала проведения испытаний.

Анализ полученной зависимости выявил увеличение основной составляющей тока утечки с 6–8 мА до 10–12 мА в течение 10 часов на 18-е сутки с начала проведения испытаний, что свидетельствует о начале процессов испарения наносимой влаги на поверхность провода за счет подсушивания поверхности. Испарение влаги закономерно сопровождается некоторым снижением тока утечки с последующим увеличением, т. к. постепенно растет проводимость слоя загрязнения из-за повышения концентрации солевых отложений на поверхности защищенного провода (рис. 6).

В процессе проведения испытаний выявлены видимые признаки электрической эрозии (см. рис. 7) поверхности провода уже после 543 часов с момента начала испытаний (21-е

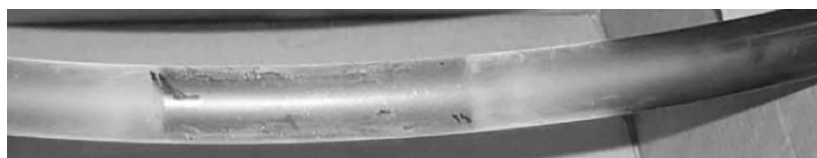


Рис. 4. «Обесцвечивание» поверхности защищенного провода как первый признак электрической эрозии



Основная гармоника
тока утечки, мА

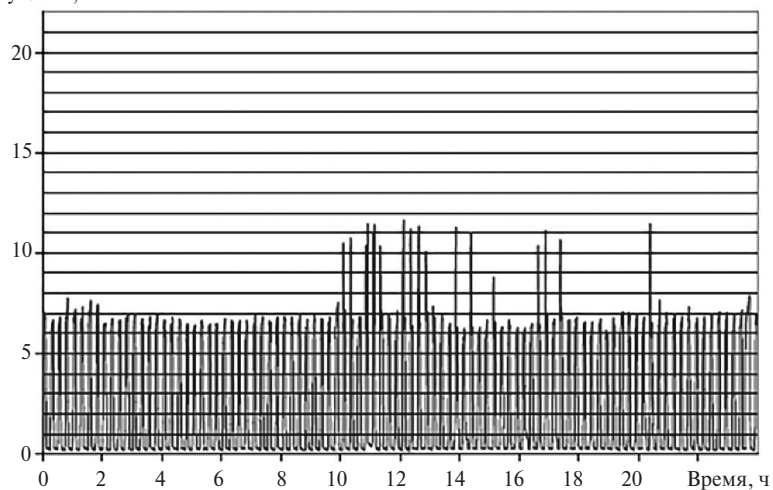


Рис. 5. Динамика изменения основной гармонической составляющей тока утечки в течение 18-х суток с момента начала проведения испытаний

Основная гармоника
тока утечки, мА

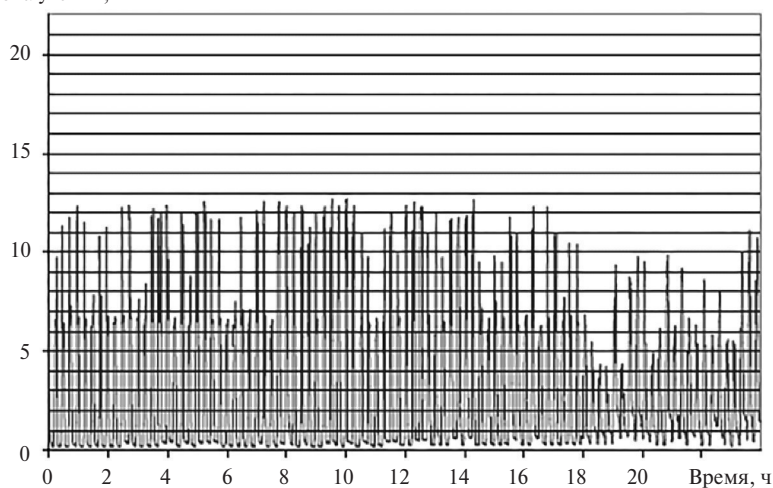


Рис. 6. Динамика изменения основной гармонической составляющей тока утечки в течение 19-х суток с момента начала проведения испытаний



Рис. 7. Наблюдаемая эрозия поверхности защищенного провода при верхних предельных значениях зарегистрированного тока утечки

сутки), что сопровождалось явно наблюдаемым спадом величины основной составляющей тока утечки практически в 3 раза, до значений 4–5 мА (рис. 8).

В результате разложения в ряд Фурье для последующего анализа с целью определения подходящего диагностического признака были выделены третья и пятая гармонические составляющие тока утечки. Определена динамика их изменения за тот же самый промежуток времени с 18-х по 21-е сутки. Анализ полученных зависимостей показал весьма малые значения пятой гармонической составляющей тока утечки по сравнению с третьей, в связи с чем первая упомянутая была исключена из последующего рассмотрения. В результате в качестве диагностического признака, характеризующего состояние защищенных проводов при электрическом старении в условиях повышенных загрязнений и увлажнений, предложен безразмерный параметр, равный отношению третьей гармонической к основной гармонической составляющей тока утечки — I_3/I_1 . Для возможности универсального использования данного параметра с учетом возможного разброса его значений в зависимости от характеристик используемого измерительного оборудования определены границы диапазонов изменения параметра, приемлемых для задач оценки технического со-

стояния. Выделение диапазонов изменения предлагаемого параметра не ограничивает возможности его использования, а скорее позволяют выделить из полного спектра необходимую информацию, достаточную для решения задачи по оценке состояния. Основным маркером при выделении диапазонов изменения диагностического параметра выбрана частота проявления тех или иных значений из этих диапазонов при длительных испытаниях. Проведенный анализ позволил получить искомые зависимости между значениями параметра и его маркера за время испытаний (рис. 9, 10).

Предлагаемый маркер позволяет на основе известных соотношений установить вероятность появления параметра в том или ином диапазоне изменения, что в целом характеризует динамику протекания процессов электрического старения. Анализ полученных зависимостей дал возможность выявить общность в характере изменения маркера для двух рассмотренных диапазонов изменения диагностического признака, что служит обоснованием корректности его использования при решении задачи оценки состояния защищенных проводов при электрическом старении в условиях повышенных загрязнений и увлажнений.

Зафиксированное время появления видимых следов электрической эрозии поверхности

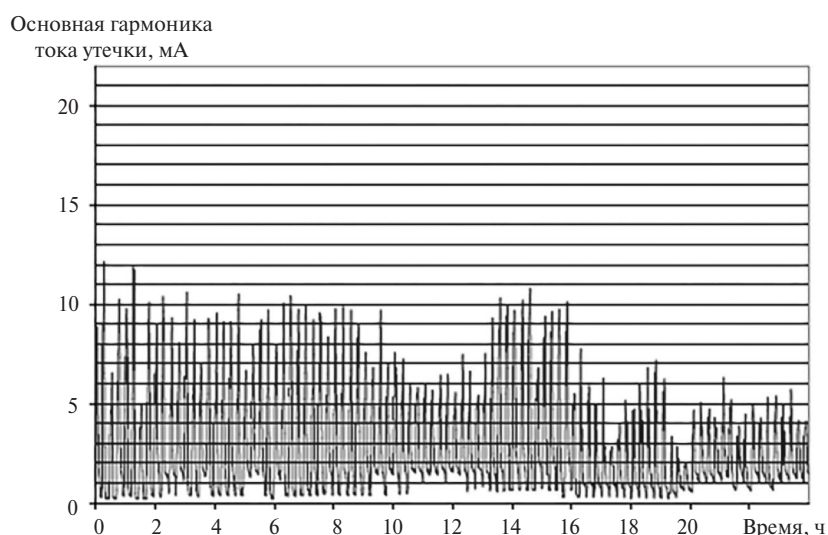


Рис. 8. Динамика изменения основной гармонической составляющей тока утечки в течение 21-х суток с момента начала проведения испытаний

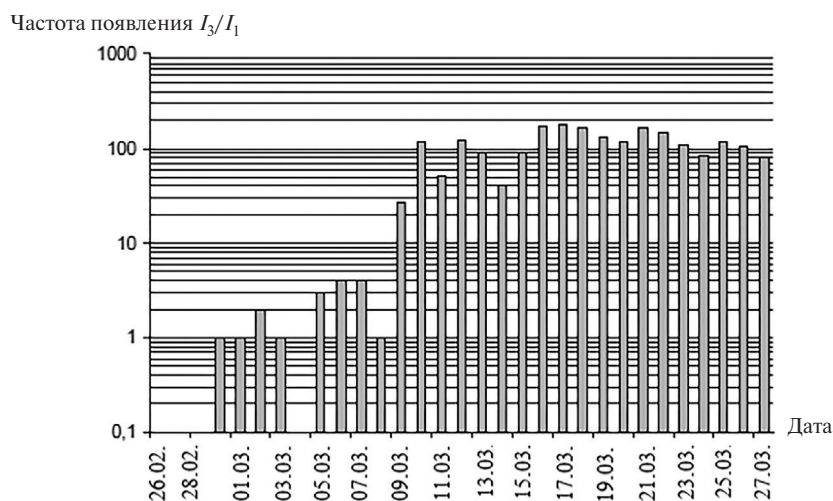


Рис. 9. Характер изменения маркера для значений параметра I_3/I_1 из диапазона $[0, 15-0, 20]$ при длительных испытаниях на старение

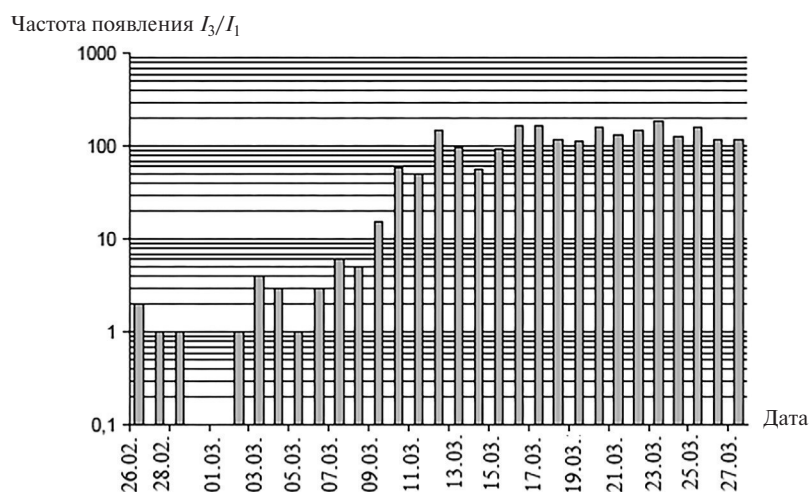


Рис. 10. Характер изменения маркера для значений параметра I_3/I_1 из диапазона $[0, 20-0, 25]$ при длительных испытаниях на старение

защищенных проводов при испытаниях коррелирует с динамикой изменения маркера предлагаемого безразмерного диагностического признака, когда происходит увеличение частоты появления его значений из указанных диапазо-

нов. Это подтверждает возможность применения предлагаемого метода для оценки состояния защищенных проводов при электрическом старении в условиях повышенных загрязнений и увлажнений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Rokowska A.** Overhead CC lines experience in design, construction and service with reliability assessment in central Europe // Proc. of the Fourth International Covered Conductor Conference ICC. Helsinki, 2000. P. 56–68.

2. **Lovrenčić V.** Slovene experience about using covered conductors (PAS system) in Medium Voltage Network // Proc. of International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2000). Shanghai, 2000. P. 35–48.

3. **Wareing J., Ward A.** The tracking performance of 50 mm² AMO Kraft BLX Triple compared with XLPE (3 % carbon) sheathed conductor using helical fittings // EATL Report T3805. 2001. 80 p.

4. **Wareing J.** Tracking tests on new and old CC samples from Finland and Sweden // EATL. Report 5779. 2004. 75 p.

5. **Yano K., Wareing J.** The Japanese experience // EATL. Report 4373. 1997.

6. **ГОСТ 31946–2012.** Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия. Введ. 2014–01–01. М.: Стандартиформ, 2013. 20 с.

7. **Wald D.** The use of track resistant XLPE insulation for MV aerial cables // Proc. of Covered Conductor Seminar. Capenhurst, 1996. P. 18–27.

8. **Wald D., Campus A.** The influence of carbon black in XLPE compounds in MV aerial cables // Proc. of the 1st International Covered Conductor Conference ICCS. Capenhurst, 1997. P. 25–36.

9. **ГОСТ 17512.** Электрооборудование и электроустановки на напряжение 3 кВ и выше. Методы измерения при испытаниях высоким напряжением. Введ. 1984–01–01. М.: ИПК Изд-во стандартов, 1984. 23 с.

10. **Wareing J.** Covered conductor systems for distribution // EATL. Report 5925. 2005. 66 p.

REFERENCES

1. **Rokowska A.** Overhead CC lines experience in design, construction and service with reliability assessment in central Europe. *Proc. of the Fourth International Covered Conductor Conference ICCS*. Helsinki, 2000. P. 56–68.

2. **Lovrenčić V.** Slovene experience about using covered conductors (PAS system) in Medium Voltage Network. *Proc. of International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2000)*. Shanghai, 2000. P. 35–48.

3. **Wareing J., Ward A.** The tracking performance of 50 mm² AMO Kraft BLX Triple compared with XLPE (3 % carbon) sheathed conductor using helical fittings. *EATL. Report T3805*. 2001. 80 p.

4. **Wareing J.** Tracking tests on new and old CC samples from Finland and Sweden. *EATL. Report 5779*, 2004. 75 p.

5. **Yano K., Wareing J.** The Japanese experience. *EATL Report 4373*. 1997.

6. **ГОСТ 31946–2012.** Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия

[State standard specification. Self-supported insulated and covered conductors for overhead lines. General technical requirements]. Введ. 2014–01–01. М.: Стандартиформ, 2013. 20 с. (rus.)

7. **Wald D.** The use of track resistant XLPE insulation for MV aerial cables. *Proc. of Covered Conductor Seminar*. Capenhurst, 1996. P. 18–27.

8. **Wald D., Campus A.** The influence of carbon black in XLPE compounds in MV aerial cables. *Proc. of the 1st International Covered Conductor Conference ICCS*. Capenhurst, 1997. P. 25–36.

9. **ГОСТ 17512.** Электрооборудование и электроустановки на напряжение 3 кВ и выше. Методы измерения при испытаниях высоким напряжением [Electric equipment and electric installations for voltages 3 kV and higher. Measurement methods on high voltage tests]. Введ. 1984–01–01. М.: ИПК стандартов, 1984. 23 с. (rus.)

10. **Wareing J.** Covered conductor systems for distribution. *EATL. Report 5925*. 2005. 66 p. (rus.)

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

СОЛОВЬЕВ Юрий Владимирович — генеральный директор ООО «Компания АЛСИВ». 197046 Санкт-Петербург, ул. Мичуринская, 12. E-mail: yury.solovyev@yahoo.com

ТАДЖИБАЕВ Алексей Ибрагимович — доктор технических наук заведующий кафедрой диагностики энергетического оборудования ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации». 196135, Санкт-Петербург, Авиационная ул., 23. E-mail: iec@peipk.spb.ru

НАЗАРЫЧЕВ Александр Николаевич — доктор технических наук профессор, ректор Петербургского энергетического института повышения квалификации. 196135, Санкт-Петербург, ул. Авиационная, 23. E-mail: nazarythev@mail.ru

AUTHORS

SOLOVIEV Yurii V. — ALSIB Company Ltd. 12, Michurinskaya St., Saint-Petersburg, 197046. E-mail: yury.solovyev@yahoo.com

TADZHIBAEV Aleksey I. — Petersburg Power Engineering Institute of professional development. 23, Aviatsionnaya st., Saint-Petersburg, 196135. E-mail: iec@peipk.spb.ru

NAZARYTHEV Aleksandr N. — Petersburg Power Engineering Institute of professional development. 23, Aviatsionnaya st., Saint-Petersburg, Russia, 196135. E-mail: nazarythev@mail.ru