

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК

Кольский научный центр

Филиал КНЦ РАН -

ЦЕНТР ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ И
УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ**

Сборник научных трудов

Апатиты
2008

Печатается по постановлению
Президиума Кольского научного центра Российской академии наук

УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ И УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СЕТЯХ - Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2008. - с.

Сборник продолжает серию публикаций на актуальную для районов Севера тему - электрофизические, и физико-технические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей. Он открывается серией статей, посвященных развитию методов анализа грозových перенапряжений в линиях электропередачи и высоковольтных подстанциях. В следующих двух статьях рассмотрены сложные вопросы моделирования и измерения наведенных на воздушные и кабельные линии напряжений, созданных тяговыми сетями и геомагнитными возмущениями. Пять статей посвящены различным аспектам проблемы повышения качества электроэнергии и эффективности работы систем электроснабжения. В заключительных статьях сборника описаны научно-технические вопросы создания приборной базы для диагностики состояния защитной высоковольтной аппаратуры и заземлений в высоковольтных сетях. Сборник предназначен для научных работников и инженеров-электриков, а также аспирантов и студентов старших курсов электроэнергетических специальностей.

Редколлегия:

доктор технических наук Б.В.Ефимов (отв. ред.),
кандидаты технических наук А.Н.Данилин, Ю.М.Невретдинов, В.Н.Селиванов

Сборник подготовлен при финансовой поддержке РФФИ
(проекты № 06-08-00473, № 07-08-00181)

**RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
Kola Science Center**

The Branch of Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences

**CENTRE FOR PHYSICAL AND TECHNOLOGICAL PROBLEMS OF
ENERGY IN NORTHERN AREAS**

**SIMULATION OF TRANSIENT AND STEADY-STATE PHENOMENA IN
THE HIGH-VOLTAGE NETWORKS**

Collection of scientific works

Apatity
2008

Published by the decision of
the Presidium of Kola Science Center of Russian Academy of Sciences

UDC 621.311

**SIMULATION OF TRANSIENT AND STEADY-STATE PHENOMENA IN
THE HIGH-VOLTAGE NETWORKS-** Apatity: Edition of KSC RAS, 2008. -
p.

The collection continues the series of publications on the topical subject for North areas - electrophysical and physico-technical problems of high-voltage networks operating reliability. It is opened by article devoted to development of the lightning surges analysis methods in the electric power lines and high-voltage substations. In the next two papers complex questions of simulation and measurement of the voltages induced by traction currents and geomagnetic disturbances on the overhead and cable lines are examined. Five articles are dedicated to different aspects of the problem of an electric power quality improvement and increase in the effectiveness of the power supply systems. In the final articles of collection are described scientific and technical questions of the development of instrument for diagnostics of high-voltage protective devices and groundings in the high-voltage networks. This collection would be useful for scientists and electrical engineers as well as power engineering department students.

Editorial board:

Dr. of Sciences B.V. Efimov (Editor in Chief),
Ph.D. A.N. Danilin, Ph.D. Y.M. Nevretdinov, V.N. Selivanov

The collection is prepared at financial support of the RFBR
(projects № 06-08-00473, № 07-08-00181)

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

| | |
|---|--|
| ВВЕДЕНИЕ | |
| Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Параметры коронирующей многопроводной линии электропередачи, расположенной над идеально проводящей землей | |
| Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Анализ влияния короны в двухпроводной линии, подвешенной над идеально проводящей землей | |
| Гумерова Н.И., Хохлов Г.Г. Алгоритм определения напряжения в месте удара молнии в воздушную линию и в месте расположения опоры | |
| Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Распространение грозových волн в многопроводной линии при напряжениях ниже начала короны с учетом слоистости грунта | |
| Данилин А.Н., Куклин Д.В. Исследование локальных импульсных сопротивлений протяженных подземных проводников | |
| Гумерова Н.И. Анализ грозových перенапряжений на подстанциях при варьировании их параметров | |
| Гумерова Н.И., Ефимов Б.В., Косоруков А.В. Анализ рекомендаций по выбору комплекса грозозащитных мероприятий с учетом реальных характеристик энергосистемы | |
| Невретдинов Ю.М., Токарева Е.А., Власко Д.И. Развитие метода экспериментальных исследований молниезащиты действующих подстанций..... | |
| Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И., Хохлов Г.Г. Вопросы грозозащиты двухцепных ВЛ с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений | |
| Кузнецов Д.В., Монастырский А.Е., Халилов Ф.Х., Шилина Н.А. Организация защиты кабеля 330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена от перенапряжений | |
| Колычев А.В., Попова Ю.С., Титков В.В., Халилов Ф.Х., Шилина Н.А. Ограничители перенапряжений ОПН 35-500 кВ подвешенной конструкции Дроздова О.В., Якубович М.В. Экспериментальные исследования распределения тяговых токов в рельсах и земле | |
| Данилин А.Н., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н. Разработка проекта системы регистрации геоиндуктированных токов с применением проводных коммуникаций..... | |
| Невретдинов Ю.М., Карпов А.С., Фастий Г.П. Расчетно-экспериментальные исследования влияния высоковольтной сети на кабельные линии связи | |
| Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Исследование возможности локализации источника гармонических искажений напряжения на питающих подстанциях | |
| Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А. Новые схемные решения по построению систем электроснабжения с высоким качеством напряжения | |
| Веселов А.Е., Фастий Г.П., Карпов А.С., Токарева Е.А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения на базе применения современных токоограничивающих устройств | |

Баранник М.Б., Колобов В.В., Куклин Д.В. Прибор оперативной диагностики нелинейных ограничителей перенапряжения «СКАТ-3»....
Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И. Высоковольтный каскадный инвертор
Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н. Расчет магнитного поля дросселя последовательного резонансного инвертора

CONTENTS

Pages

| | |
|---|--|
| INTRODUCTION..... | |
| Gumerova N.I., Efimov B.V. Parameters of corona multiwire transmission line above perfectly conducting ground | |
| Gumerova N.I., Efimov B.V. Evaluation of corona effect in the two-wire line above perfectly conducting ground | |
| Gumerova N.I., Khohlov G.G. Estimation of voltage in the lightning stroke point on overhead line and tower | |
| Gumerova N.I., Efimov B.V. Propagation of lightning waves in multiwire line under voltage below corona condition subject to the layered ground ... | |
| Danilin A.N., Kuklin D.V. Research of local pulse resistance of underground long conductors | |
| Gumerova N.I. Analysis of the lightning surges under substation parameters variation | |
| Gumerova N.I., Efimov B.V., Kosorukov A.V. Analysis of recommendations for the selection of lightning-protection measures complex subject to the actual power system parameters | |
| Gumerova N.I., Khalilov F.Kh., Khohlov G.G. Aspects of double circuit overhead line lightning protection with nonlinear surge arrester | |
| Kuznetsov D.V., Monastirsky A.E., Khalilov F.Kh., Shilina N.A. Overvoltage protection of 330 kV cross-linked polyethylene cable | |
| Kolichiev A.V., Popova Yu.S., Titkov V.V., Khalilov F.Kh., Shilina N.A. A 35-500 kV suspension nonlinear surge arrester | |
| Drozdova O.V., Yakubovich M.V. Experimental research of traction current distribution in rail and ground | |
| Danilin A.N., Sakharov Ya.A., Selivanov V.N. Development of geomagnetically induced currents monitoring system based on wire communications | |
| Nevretdinov Ju.M., Karpov A.S., Fastiy G.P. Theoretical and experimental influence investigation of high-voltage network on cable link | |
| Nevretdinov Ju.M., Fastiy G.P., Yaroshevich V.V. Harmonic voltage distortions source localization ability investigation on supply substations... | |
| Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Fastiy G.P. Quality indexes coordination of electrical energy and short-circuit currents rates in high-voltage networks..... | |
| Veselov A.E., Yaroshevich V.V., Tokareva E.A. New circuit designs of power-supply systems construction with high voltage quality..... | |
| Veselov A.E., Fastiy G.P., Karpov A.S., Tokareva E.A. Power-supply systems operation efficiency increase on basis of modern current-limiting devices application | |
| Barannik M.B., Kolobov V.V., Kuklin D.V. The device for nonlinear surge arrester operation monitoring (SKAT-3) | |
| Barannik M.B., Kolobov V.V., Prokopchuk P.I. High-voltage cascade inverter..... | |
| Kolobov V.V., Prokopchuk P.I., Selivanov V.N. The magnetic field calculation of the choke for series-resonant inverter | |

ВВЕДЕНИЕ

Центр физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН (до 2005 г. Институт физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН), начиная с 80-х годов прошлого века, выпускает сборники статей, освещающих проблемы техники и физики высоких напряжений применительно к актуальным задачам электроэнергетики и электротехники.

Ряд статей по электроэнергетической тематике опубликован в сборниках ИФ-ТПЭС КНЦ РАН "Проблемы развития энергетики Мурманской области" (1996 г.), "Проблемы и методические основы управления развитием энергетики Баренцрегиона" (1997 г.).

Этой проблеме целиком посвящены сборники:

- Переходные процессы и перенапряжения в элементах энергосистем Севера" (1992);

- Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей и цепей управления (1999);

- Теоретическая и экспериментальная оценка состояния высоковольтного оборудования (2002);

Физико-технические проблемы надежности эксплуатации электроэнергетических сетей (2004);

- Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях (2004);

- Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей (2005).

- Техно-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера (2007)

В 2008 году тематика сборника расширена. Помимо вопросов, ставших уже традиционными для публикаций ЦФТПЭС КНЦ РАН, в сборник включены статьи, посвященные исследованию установившихся режимов в участках высоковольтных сетей. Кроме того, освещены проблемы создания аппаратуры для генерации мощных низкочастотных сигналов переменной частоты и разработки устройств диагностики высоковольтного оборудования. Тематика сборника соответствует планам госбюджетных НИР, а также грантам РФФИ.

ПАРАМЕТРЫ КОРОНИРУЮЩЕЙ МНОГОПРОВОДНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, РАСПОЛОЖЕННОЙ НАД ИДЕАЛЬНО ПРОВОДЯЩЕЙ ЗЕМЛЕЙ*

Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов

Рассмотрим многопроводную воздушную линию электропередачи с произвольным числом проводов фазных проводов и грозозащитных тросов. Фазы линии могут быть выполнены как из одиночных проводов, так и расщепленными на несколько составляющих. Будем считать, что это линия традиционной конструкции, у которой поперечное сечение фаз много меньше расстояний между ними. Длина линии достаточно велика, чтобы при определении погонных параметров можно было пренебречь концевыми эффектами. Все провода расположены параллельно друг другу и подвешены на некоторых средних высотах над идеально проводящей землей. Влиянием внутреннего сопротивления проводов пренебрежем.

Все изложение ведется применительно к грозовым перенапряжениям, то есть к микросекундному диапазону времен. Основным эффектом, влияющим на поперечные параметры проводов, который рассматривается в данной работе, является стримерная корона. Корона может быть различной интенсивности и полярности и может существовать на произвольном числе проводов.

Обобщение экспериментальных ряда исследований короны на проводах, в том числе и проведенных с участием одного из авторов статьи [1], позволило разработать расчетную модель стримерной короны, которая в наиболее полной форме изложена в [2]. Основные положения этой модели следующие. Рассматривается одиночный цилиндрический провод с гладкой поверхностью, подвешенный на постоянной высоте над землей. Независимо от скорости нарастания напряжения, приложенного к проводу, начиная с некоторого критического значения напряженности поля на поверхности провода $E_{кр1}$ (соответственно критического значения заряда $q_{кр1}$) вокруг провода образовывается объемный заряд той же полярности, что и приложенное напряжение. (Поскольку основная часть дальнейшего материала посвящена многопроводным системам, то для упрощения перехода к i -му проводу и в однопроводном случае будем индексировать все геометрические и электрические параметры, присвоив ему номер 1.).

В [2] принято, что для критических значений напряженности электрического поля, заряда и напряжения на единицу длины провода можно использовать формулы (что является упрощением выражений, приведенных ранее):

$$E_{кр1} = 24,6 \cdot 10^5 \left(1 + \frac{0,0301}{\sqrt{r_1}} \right) \text{ (В/м);} \quad (1)$$

$$q_{жт1} = 2\pi\epsilon_0 r_1 E_{кр1} \text{ (Кл);} \quad (2)$$

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

$$U_{\text{КРП}} = r_1 E_{\text{КРП}} \ln \frac{2h_1}{r_1} \quad (\text{В}), \quad (3)$$

где r_1 и h_1 - радиус и средняя высота подвеса одиночного провода (м).

Как показывает практика расчетов деформации волн в линиях электропередачи с одиночными проводами в фазах формулы (1)-(3) вполне удовлетворительно описывают момент начала короны.

Для проводов, расщепленных на n составляющих в [2,3] обосновывается следующее уточнение формул (1)- (3):

$$E_{\text{КРП}} = 24,6 \cdot 10^5 \left(1 + \frac{0,0301}{\sqrt{r_{n1}}}\right) \quad (\text{В/м}); \quad (4)$$

$$q_{\text{КРП}} = \frac{2\pi\epsilon_0 r_{n1} E_{\text{КРП}} \cdot n}{1 + \delta_{n1}} \quad (\text{Кл}); \quad (5)$$

$$U_{\text{КРП}} = \frac{nr_{n1} E_{\text{КРП}} \ln \frac{2h_1}{r_1}}{1 + \delta_{n1}} \quad (\text{В}), \quad (6)$$

где r_{n1} - радиус составляющей расщепленного провода, т.е. радиус окружности, описанной вокруг витого многожильного провода (м); $r_1 = \sqrt[n]{nr_{n1}r_{p1}^{n-1}}$ - эквивалентный радиус расщепленного провода (м); r_{p1} - радиус расщепления для линий 330 кВ, у которых фазы состоят из 2-х составляющих, равен половине расстояния между осями составляющих (м); $\delta = (n-1) \frac{r_{n1}}{r_{p1}}$ -

поправка, учитывающая взаимное влияние составляющих расщепленного провода; h_1 - средняя высота нижней составляющей расщепленного провода (м).

Формулы (4)-(6) относятся к фазам ЛЭП традиционных конструкций, когда составляющие расположены по окружности. Для перспективных линий новых конструкций с плоскими, эллипсоидальными и другими фазами для расчета момента начала короны, а тем более ее развития, нужен существенно другой подход. Эти вопросы выходят за рамки настоящей работы.

При повышении напряжения на проводе сверх критического значения рост суммарного заряда на самом проводе и в некоторой области вокруг него становится нелинейным и определяется по экспериментальным вольт-кулоновым характеристикам коронирующего провода. Пример такой характеристики, полученной по данным экспериментов с грозowymi волнами (при длинах

фронтов 2.5 мкс и 5.0 мкс), проведенных в Ленинградском политехническом институте в 70-х годах прошлого века, приведен на рис.1.

Существует ряд эмпирических формул для $q = f(u)$, полученных в результате статистической обработки экспериментальных данных [1,4]. Эти формулы имеют близкую структуру и носят характер степенных зависимостей. Основным спорным моментом является наличие или отсутствие скачка в заряде при напряжении равном $U_{кр}$. В соответствии с соображениями, высказанными в [2], примем плавную зависимость

для отрицательной полярности короны в виде:

$$\frac{q_1}{q_{кр1}} = \frac{q_{n1} + q_{p1}}{q_{кр1}} = \frac{u_1}{U_{кр1}} + 0,375 \cdot \left(\frac{u_1}{U_{кр1}} - 1 \right)^{\frac{5}{3}} \quad (7)$$

где q_{n1} и q_{p1} -заряды на коронирующем проводе и вокруг него соответственно;

для положительной полярности:

$$\frac{q_n + q_{p1}}{q_{кр1}} = \frac{u_1}{U_{кр1}} + 0,780 \cdot \left(\frac{u_1}{U_{кр1}} - 1 \right)^{\frac{5}{3}} \quad (8)$$

Из (7) и (8) видно, что при $u_1 = U_{кр1}$ разрыва в кривой $q_1 = f(u_1)$ нет.

Ряд расчетов деформации грозовых волн после пробега по линии длиной несколько километров с использованием (7) и (8) показывают, что в большинстве случаев эти формулы достаточно хорошо описывают реальные процессы на опытных полигонах. Все же общая тенденция состоит в том, что экспериментальные данные дают более сильную деформацию в районе коронного порога, чем численные методики. Этот вопрос требует отдельного анализа и уточнения. Следует отметить, что все дальнейшие математические преобразования не зависят от конкретного вида зависимости $q_1 = f(u_1)$.

В расчетах грозозащиты обычно используются формулы для отрицательной полярности импульсов, соответствующей подавляющему большинству разрядов молнии.

Взяв производную от (7), получим следующее выражение для динамической емкости коронирующего провода:

$$C_{д1} = \frac{dq_1}{du_1} = C_{Г1} \left[1 + 0,625 \cdot \left(\frac{u_1}{U_{кр1}} - 1 \right)^{\frac{2}{3}} \right] \quad (9)$$

где $C_{Г1}$ - погонная емкость на землю одиночного некоронирующего провода, которая дальше называется геометрической (Φ).

Для многопроводной линии матрица собственных и взаимных частичных емкостей зависит от числа и взаимного расположения всех проводов. Независимыми величинами для систем проводов, эквивалентные радиусы которых много меньше расстояний между ними, являются потенциальные коэффициенты. Для коронирующего провода это будут обратные зависимости $u_1 = f(q_1)$, а также du_1 / dq_1 .

В [2] впервые были получены такие зависимости в виде:

$$\frac{du_1}{dq_1} = \alpha_{Г1} \begin{cases} 1 & \text{при } q_1 \leq q_{кр1} \\ 1 - \frac{1}{n_{11}} \ln \frac{q_1}{q_{кр1}} - 1 + k & \text{при } q_1 > q_{кр1} \end{cases} \quad (10)$$

где $n_{11} = \ln \frac{2h_1}{r_1}$ - логарифмический множитель собственного

потенциального коэффициента провода; $\alpha_{Г1} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} n_{11}$ - геометрический потенциальный коэффициент, который для одиночного провода равен: $\alpha_{Г1} = 1/C_{Г1}(1/\Phi)$.

$k = [0,7(n_{11} - 4)^2 + 4]^{-1}$ - эмпирический коэффициент, полученный в результате обработки данных ряда экспериментов.

В [2] указывается, что формула (10) получена для широкого диапазона изменения высот подвеса и радиусов проводов. При этом анализировались исходные зависимости $u_1 = f(q_1)$ для не очень высоких кратностей

перенапряжений ($1 < \frac{u_1}{U_{кр1}} \leq 3$). Дополнительные расчеты, проведенные

авторами настоящей статьи показали, что для $h_1 = 10 \div 15$ м и эквивалентного радиуса провода 1-7 см (цифр типичных для фаз линий 110-330 кВ) зависимости (9) и (10) хорошо совпадают с экспериментом для напряжений достигающих $5U_{кр1}$.

Теперь можно получить и интегральную зависимость для отрицательной короны $u_1^{(-)} = f(q_1)$ при $q_1 > q_{кр1}$:

$$u_1^{(-)} = \alpha_{\Gamma 1} \cdot \int_{q_{\text{КР1}}}^{q_1} \left(1 - \frac{1}{n_{11}} \ln \frac{\frac{q_1}{q_{\text{КР1}}} - 1 + k}{k} \right) dq_1 \quad (11)$$

Взяв интеграл, получим:

$$\frac{u_1^{(-)}}{U_{\text{КР1}}} = \frac{q_1}{q_{\text{КР}}} - \frac{1}{n_{11}} \left[\left(\frac{q_1}{q_{\text{КР}}} + k - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{1}{k} \cdot \left(\frac{q_1}{q_{\text{КР}}} + k - 1 \right) \right) - \left(\frac{q_1}{q_{\text{КР}}} + k - 1 \right) \right] \quad (12)$$

При отрицательной полярности волны заряда на пораженном проводе из земли в грозозащитные тросы подтягиваются положительные заряды. Если напряженность поля, созданного этими зарядами на поверхности тонкого троса, превысит критическую, то вокруг троса возникнет положительная корона, правда значительно меньшей интенсивности, чем на пораженном проводе. Это наиболее вероятный случай одновременного возникновения короны обеих полярностей. Поэтому в алгоритмах и программах необходимо иметь возможность одновременного учета влияния короны любой полярности.

Для приближенного учета характеристик короны положительного знака в данной работе простым подбором получена следующая зависимость:

$$\frac{1}{\alpha_{\text{дей}}} \cdot \frac{du_1^{(+)}}{dq_1} = \begin{cases} 1 & \text{при } q_1 \leq q_{\text{КР1}} \\ 1 - \frac{m_1}{n_{11}} \ln \frac{\frac{q_1}{q_{\text{КР1}}} - 1 + k \cdot m_2}{k \cdot m_2} & \text{при } q_1 > q_{\text{КР1}} \end{cases} \quad (13)$$

где $m_1=0,77$ и $m_2=0,082$ - эмпирические коэффициенты.

Соответственно интегральное выражение $u_1 = f(q_1)$ будет:

$$\frac{u_1^{(+)}}{U_{\text{КР1}}} = \frac{q_1}{q_{\text{КР}}} - \frac{m_1}{n_{11}} \ln \left(\frac{1}{k} \cdot \left(\frac{q_1}{q_{\text{КР}}} + k \cdot m_2 - 1 \right) \right) - \left(\frac{q_1}{q_{\text{КР}}} + k \cdot m_2 - 1 \right) \quad (14)$$

В дальнейшем все рассуждения ведутся для отрицательной короны и верхний индекс (-) опущен.

Формулы (11)-(14) не связаны с физикой короны и их нужно рассматривать как расчетный прием, позволяющий сохранить одинаковую структуру формул для обеих полярностей и обеспечить сходимость зависимостей как зарядов от напряжений, так и напряжений от зарядов (2а). На рис. 2 в относительных координатах приведены сопоставления интегральных зависимостей $q_1 = f(u_1)$ и $u_1 = f(q_1)$, а также зависимостей динамических емкостей и величин, обратных потенциальным коэффициентам, в функции напряжения на проводе. Видно, что при отрицательной полярности совпадение очень хорошее вплоть до самых высоких кратностей напряжений, которые могут встретиться в практике расчетов грозозащиты. При положительной полярности совпадение несколько хуже, но, учитывая вспомогательный характер расчетов влияния короны положительного знака, и их можно принять вполне удовлетворительным.

Теперь можно перейти к многопроводной системе. До настоящего времени всеми авторами без оценок принималось, что все взаимные потенциальные коэффициенты в многопроводной системе не изменяются при наличии даже очень сильной короны на одном из проводов. Можно сделать простую оценку того, что это допущение справедливо. Примем простейшую модель провода «распухающего радиуса», соответствующего динамической емкости. По физике процесса внутри коронного чехла существует значительная напряженность поля, поддерживающая разряд. Заряд короны распределен по всему объему. Примем предположение явно не соответствующее физики явления, а именно будем считать, что внутри некоторого цилиндра, радиус которого определяется динамической емкостью провода на землю, напряженность поля равна нулю, то есть провод вместе с коронный чехлом представляют обычный проводник. Тогда весь заряд распределен на поверхности цилиндра. При этом поверхностная плотность заряда не постоянная. Она максимальна в точке ближайшей к земле. Воспользуемся методом зеркальных изображений в идеально проводящей земле. Получим систему двух цилиндров переменного радиуса с расстоянием между геометрическими осями $2h_1$. Как известно из курса ТОЭ [5] электрические оси будут располагаться ближе друг к другу. Расстояние электрической оси провода от земли будет $h_u = \sqrt{h_1^2 - r_u^2}$, где r_u - переменный радиус цилиндра, имитирующего корону. Он должен быть найден из выражения для емкости эквивалентного цилиндра:

$$C_{д1} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{2h_u}{r_u}}, \text{ откуда } r_u = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{e^{\frac{4 \cdot \pi \cdot \epsilon_0}{C_{д1}}} + 1}} \quad (15)$$

Были просмотрены различные линии 110-330 кВ. Оказалось, что наибольшее влияние переменный радиус оказывает на параметры линий с расщепленными фазами. Сделаем предельные оценки влияния короны на

взаимные потенциальные коэффициенты для линий этого класса напряжения. По определению взаимный потенциальный коэффициент между любыми двумя проводами это отношения потенциала в точке расположения второго провода, созданного зарядом первого.

Примем, что средняя высота подвеса всех фаз 15 м, а эквивалентный радиус фазы ~7 см. Расстояние между фазами – 8 м. При появлении напряжения на одной из фаз при изолированных от земли остальных проводниках начало короны составит примерно 400 кВ. Далее предположим, что изоляция линии и промежутки провод-земля выдерживает десятикратное превышение коронного порога (то есть - 4 МВ), что, конечно, нереально много. Даже в этих условиях радиус провода увеличивается с 7 см до 5.73 м, то есть составляет около трети высоты подвеса. Емкость цилиндра на землю увеличивается в 3.7 раза. Однако электрическая ось опускается с 15.0 м до 13.86 м, то есть всего на 1.14 м. Если расположить тонкий проводник с тем же суммарным зарядом на этой высоте, то поле вне рассматриваемого цилиндра будет полностью соответствовать исходной задаче. Тогда взаимный потенциальный коэффициент, определенный по обычным формулам электростатики для двух проводников, подвешенных на высотах 13.86 м и 15.0 м, и расстоянием по горизонтали 8 м изменяется по сравнению с обоими проводами, подвешенными на высоте 15.0 м всего на 3.4%. И это в условиях очень сильных допущений. Реально перекрытие гирлянды линии 330 кВ при относительно больших временах не превосходит четырехкратного коронного порога. Тогда радиус условного цилиндра не превышает 2 м. На самом деле из-за падения напряжения внутри зоны короны он будет еще существенно меньше, так как заряд распределен не по поверхности цилиндра, а по всему объему. При радиусе одного из проводов 1-2 м изменение взаимного потенциального коэффициента по сравнению с бесконечно тонкими проводами становится пренебрежимо малым. Таким образом, можно считать, что все взаимные параметры проводов для линий обычных конструкций не зависят от наличия короны.

Отсюда следует и обратный вывод, что при принятых допущениях наличие параллельных коронирующих фаз и грозозащитных тросов не влияют на собственные потенциальные коэффициенты любого из проводов линии, в том числе и с учетом объемного заряда вокруг него. Тогда собственные потенциальные коэффициенты любых проводов линии зависят только от зарядов на этом проводе и вокруг него.

При зарядах меньше критических на всех проводах будем далее говорить о матрице геометрических потенциальных коэффициентов, которые выражаются по обычным формулам электростатики, то есть:

- собственный потенциальный коэффициент i -го провода (на единицу длины):

$$\alpha_{\Gamma ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{2h_i}{r_i} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} n_{ii}, \quad (16)$$

- взаимный потенциальный коэффициент между i -ым и k -ым проводами:

$$\alpha_{\Gamma ik} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} n_{ik}, \quad (17)$$

где d_{ik} - кратчайшее расстояние между i -м и k -м проводами; D_{ik} - кратчайшее расстояние между i -м проводом и отражением в земле k -го провода.

Далее введем собственные динамические потенциальные коэффициенты:

$$\alpha_{Дii} = \frac{du_i}{dq_i} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} (n_{ii} - \Delta_i) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left(n_{ii} - \ln \frac{\frac{q_i}{k_i} - 1 + k_i}{q_{КРi}} \right) \quad (18)$$

Величину

$$\Delta_i = \ln \frac{\frac{q_i}{k_i} - 1 + k_i}{q_{КРi}} \geq 0 \quad (19)$$

назовем поправкой к потенциальному коэффициенту, учитывающую процесс коронирования i -го провода.

Все изложенное относится к фронтовой части волн. Экспериментальные данные говорят о независимости процессов образования короны от скорости изменения зарядов на проводах в пределах изменения фронтов волн от 0.1 мкс до 10 мкс. Поэтому для расчета грозových перенапряжений запаздывание изменения потенциального коэффициента даже при самых крутых волнах напряжения на проводе можно не учитывать.

В момент достижения максимума заряда на проводе создание нового объемного заряда прекращается. В начале спадающей части импульса объемный заряд остается в окружающем провод пространстве. Это видно из вольт-кулоновых характеристик [1]. Заряд на самом проводе уменьшается пропорционально спаду напряжения. Из этого следует, что собственный потенциальный коэффициент провода становится равным геометрическому [1]. При дальнейшем спаде напряжения под действием разности потенциалов в окружающем пространстве и на поверхности провода может возникнуть корона обратного знака. Поскольку этот процесс возможен при напряжениях значительно меньших амплитудных значений напряжения в расчетах грозоупорности линий и подстанций его можно не учитывать.

Матрицу погонных потенциальных коэффициентов, умноженных на коэффициент $2\pi\epsilon_0$, обычно называют матрицей логарифмов многопроводной линии и обозначают через \mathbf{N} . Эта матрица (и только она) характеризует

геометрию однородной некоронирующей линии без потерь и определяет ее поперечные проводимости, то есть потенциальные коэффициенты:

$$\mathbf{N} = \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} & \dots & n_{1n} \\ n_{21} & n_{21} & \dots & n_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{n1} & n_{n2} & \dots & n_{nn} \end{bmatrix}, \quad (20)$$

где $n_{ii} = \ln \frac{2h_i}{r_i}$ и $n_{ik} = n_{ki} = \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}}$.

Для коронирующей линии только для потенциальных коэффициентов необходимо вводить матрицу с переменными коэффициентами:

$$\mathbf{N}_d = \begin{bmatrix} n_{11} - \Delta_1 & n_{12} & \dots & n_{1n} \\ n_{21} & n_{21} - \Delta_2 & \dots & n_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{n1} & n_{n2} & \dots & n_{nn} - \Delta_n \end{bmatrix}. \quad (21)$$

Каждая из поправок Δ_i является функцией q_i , то есть зависит от заряда на i -ом проводе и для волн аperiодической формы определяется по следующему алгоритму:

- при заряде меньше критического она равна нулю;
- при превышении заряда критического значения она определяется по формулам, приведенным выше, с учетом знака заряда на проводе;
- в момент достижения заряда амплитудного значения поправка скачком снова становится равной нулю.

При идеально проводящей земле и пренебрежении продольными составляющими тока короны все собственные и взаимные индуктивные параметры считаются постоянными. Их нужно определять по формулам:

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{11} & M_{12} & \dots & M_{1n} \\ M_{12} & L_{22} & \dots & M_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ M_{n1} & M_{n2} & \dots & L_{nn} \end{bmatrix} = \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{N}, \quad (22)$$

где \mathbf{L} матрица продольных индуктивностей проводов и взаимоиндукций между ними.

Выводы

1. Получены аппроксимации вольт-кулоновых характеристик проводов как функций зарядов от напряжений, так и функций напряжений от зарядов в широком диапазоне их изменения.

2. Показано, что для линий электропередачи традиционных конструкций при коронировании любого числа проводов можно учитывать изменение только собственных потенциальных коэффициентов.

3. Полученные формулы позволяют определить все первичные параметры многопроводной коронирующей линии без учета потерь в проводниках и найти коэффициенты матриц системы дифференциальных уравнений, описывающих волновые процессы в ней.

Литература

1. Богатенков И.Н., Гуменова Н.И., Костенко М.В. и др. Вольт-кулоновые характеристики короны на расщепленных проводах при импульсном напряжении.

Тр. ЛПИ, 1974, № 340. С. 8-13.

2. Костенко М.В. Влияние импульсного коронного разряда на коэффициенты связи и волновые сопротивления многопроводной линии. Изв. АН СССР. Энергетика и трасп., 1986, № 1. С. 53-64.

3. Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды. Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд., 1989. - 360с.

4. Бочковский Б.Б. Импульсная корона на одиночных и расщепленных проводах. Электричество, 1966, № 7. С 22-27.

5. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники. Л.: Энергоиздат, 1981, Т. 2. - 415с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОРОНЫ В ДВУХПРОВОДНОЙ ЛИНИИ, ПОДВЕШЕННОЙ НАД ИДЕАЛЬНО ПРОВОДЯЩЕЙ ЗЕМЛЕЙ*

Н.И.Гумерова, Б.В.Ефимов

В статье развиваются результаты, полученные в [1,2]. Сначала рассмотрим общие вопросы расчета распространения волн в n -проводной однородной по длине коронирующей линии. Поперечные размеры фаз линии (с учетом объемного заряда короны вокруг них) много меньше расстояний между фазами. Тем более это относится к грозозащитным тросам. Наиболее естественной записью системы телеграфных уравнений в этом случае является форма, включающая в явном виде заряды на проводах и динамические потенциальные коэффициенты [3]. Имеем:

$$-\frac{\partial \mathbf{u}_\Phi}{\partial x} = \mathbf{L} \frac{\partial \mathbf{i}_\Phi}{\partial t}; \quad -\frac{\partial \mathbf{i}_\Phi}{\partial x} = \frac{\partial \mathbf{q}_\Phi}{\partial t}; \quad \frac{\partial \mathbf{u}_\Phi}{\partial t} = \frac{\partial \mathbf{u}_\Phi}{\partial \mathbf{q}_\Phi} \cdot \frac{\partial \mathbf{q}_\Phi}{\partial t} \quad (1)$$

где $\mathbf{u}_\Phi, \mathbf{i}_\Phi, \mathbf{q}_\Phi$ - n -мерные векторы мгновенных значений напряжений, токов и зарядов на проводах и в окружающем их пространстве; \mathbf{L} - квадратная симметричная матрица собственных и взаимных индуктивностей проводов.

Считаем, что удельные сопротивления земли и проводов равны нулю и все индуктивные параметры определяются по обычным формулам для системы тонких проводов с радиусами r_i , подвешенными над землей на высотах h_i :

индуктивности проводов:

$$L_{ii} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{2h_i}{r_i} = \frac{\mu_0}{2\pi} n_{ii}; \quad (2)$$

взаимоиндукции между проводами:

$$M_{ik} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{ik}}{d_{ik}} = \frac{\mu_0}{2\pi} n_{ik}, \quad (3)$$

где d_{ik} - кратчайшее расстояние между i -м и k -м проводами, D_{ik} - кратчайшее расстояние между i -м проводом и отражением в земле k -го провода.

Тогда матрица индуктивных параметров линии будет:

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} L_{11} & M_{12} & \dots & M_{1n} \\ M_{21} & L_{22} & \dots & M_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ M_{n1} & M_{n2} & \dots & L_{nn} \end{bmatrix} = \frac{\mu_0}{2\pi} \mathbf{N} = \frac{\mu_0}{2\pi} \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} & \dots & n_{1n} \\ n_{21} & n_{22} & \dots & n_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ n_{n1} & n_{n2} & \dots & n_{nn} \end{bmatrix}. \quad (4)$$

В дальнейшем кроме фазных напряжений и токов будут рассматриваться независимые моды, в которых распространяются волны. Поэтому для подчеркивания того факта, что в данном случае имеются ввиду суммарные напряжения, токи и заряды на проводах введен индекс "ф" (фазные).

В третьем соотношении в системе (1) входит производная от вектора \mathbf{u}_Φ по вектору \mathbf{q}_Φ . По правилу дифференцирования функции многих переменных, для i -го провода будем иметь:

$$\frac{\partial u_{\Phi i}}{\partial x} = \frac{\partial u_{\Phi i}}{\partial q_{\Phi 1}} \cdot \frac{\partial q_{\Phi 1}}{\partial t} + \frac{\partial u_{\Phi i}}{\partial q_{\Phi 2}} \cdot \frac{\partial q_{\Phi 2}}{\partial t} + \dots + \frac{\partial u_{\Phi i}}{\partial q_{\Phi n}} \cdot \frac{\partial q_{\Phi n}}{\partial t}. \quad (5)$$

Или в матричной форме (индекс "ф" опущен):

$$\frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} = \begin{bmatrix} \frac{\partial u_1}{\partial q_1} & \dots & \frac{\partial u_1}{\partial q_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial u_n}{\partial q_1} & \dots & \frac{\partial u_n}{\partial q_n} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial q_1}{\partial t} \\ \dots \\ \frac{\partial q_n}{\partial t} \end{bmatrix} = \mathbf{A}(\mathbf{q}) \cdot \frac{\partial \mathbf{q}}{\partial t}. \quad (6)$$

При принятых допущениях все внедиагональные элементы матрицы $\mathbf{A}(\mathbf{q})$ зависят только от геометрии расположения проводов, а на диагонали расположены функции $\frac{\partial u_i}{\partial q_i} = \alpha_i(q_i)$, которые определяются из вольт-кулоновых характеристик для одиночных проводов (обозначим их дополнительным индексом «Д»). Тогда имеем:

$$\mathbf{A}_д = \begin{bmatrix} \alpha_{д11} & \alpha_{12} & \cdots & \alpha_{1n} \\ \alpha_{21} & \alpha_{д22} & \cdots & \alpha_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \cdots & \alpha_{дnn} \end{bmatrix} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \begin{bmatrix} n_{11} - \Delta_1 & n_{12} & \cdots & n_{1n} \\ n_{21} & n_{22} - \Delta_2 & \cdots & n_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ n_{n1} & n_{n2} & \cdots & n_{nn} - \Delta_n \end{bmatrix} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \mathbf{N}_д, \quad (7)$$

где $\Delta_i = f(q_i)$ - поправка к логарифмическому множителю собственного потенциального коэффициента провода, зависящая от процесса коронирования. Теперь систему (1) можно записать:

$$-\frac{\partial \mathbf{u}_\Phi}{\partial x} = \mathbf{L} \frac{\partial \mathbf{i}_\Phi}{\partial t}; \quad -\frac{\partial \mathbf{i}_\Phi}{\partial x} = \frac{\partial \mathbf{q}_\Phi}{\partial t}; \quad \frac{\partial \mathbf{u}_\Phi}{\partial t} = \mathbf{A}_д \cdot \frac{\partial \mathbf{q}_\Phi}{\partial t}, \quad (8)$$

где \mathbf{L} - матрица с постоянными коэффициентами; $\mathbf{A}_д$ - матрица, диагональные элементы которой зависят от зарядов $q_{\Phi i}$.

Положим, что аргументы всех искомых напряжений, зарядов и токов имеют вид аргументов запаздывающих функций $\xi = t - x/v$, где v - неизвестные скорости распространения волн. Тогда в уравнениях (8) можно перейти от производных по двум переменным t и x к одной переменной ξ . (Е книга)

$$\frac{d\mathbf{u}_\Phi}{d\xi} = v\mathbf{L} \frac{d\mathbf{i}_\Phi}{d\xi}; \quad \frac{d\mathbf{i}_\Phi}{d\xi} = v \frac{d\mathbf{q}_\Phi}{d\xi}; \quad \frac{d\mathbf{u}_\Phi}{d\xi} = \mathbf{A}_д \frac{d\mathbf{q}_\Phi}{d\xi} \quad (9)$$

Из соотношений (9), путем последовательного исключения \mathbf{u}_Φ , \mathbf{i}_Φ и \mathbf{q}_Φ можно получить три выражения для определения v :

$$(\mathbf{L}\mathbf{A}_д^{-1} - \frac{1}{v^2}\mathbf{E}) \frac{d\mathbf{u}_\Phi}{d\xi} = 0; \quad (10)$$

$$(\mathbf{A}_д^{-1}\mathbf{L} - \frac{1}{v^2}\mathbf{E}) \frac{d\mathbf{i}_\Phi}{d\xi} = 0; \quad (11)$$

$$(\mathbf{L}^{-1}\mathbf{A}_д - v^2\mathbf{E}) \frac{d\mathbf{q}_\Phi}{d\xi} = 0, \quad (12)$$

где \mathbf{E} - единичная матрица.

Эти выражения представляют собой системы однородных линейных алгебраических уравнений. Как известно из алгебры для системы n -го порядка будем иметь n решений, каждое из которых определит собственное значение ($1/v_i^2$ или v_i^2) и собственный вектор $\frac{d\mathbf{u}_\Phi}{d\xi_i}$, $\frac{d\mathbf{i}_\Phi}{d\xi_i}$ или $\frac{d\mathbf{q}_\Phi}{d\xi_i}$ матриц $\mathbf{L}\mathbf{A}_\Delta^{-1}$,

$\mathbf{A}_\Delta^{-1}\mathbf{L}$ или $\mathbf{L}^{-1}\mathbf{A}_\Delta$ соответственно, где $i=1,2,\dots,n$. Собственные значения (СЗ) дают фиксированные значения возможных скоростей распространения волн v_i , а собственные вектора (СВ) фиксированные соотношения составляющих искомым величин для каждой скорости v_i на каждом из проводов.

Таким образом, исходная нелинейная система уравнений коронирующей линии (8) относительно напряжений, токов и зарядов на проводах путем замены аргументов x и t на ξ сводится к линейной системе для приращений (дифференциалов) от этих переменных:

$$d\mathbf{u}_\Phi = v\mathbf{L}d\mathbf{i}_\Phi; d\mathbf{i}_\Phi = v d\mathbf{q}_\Phi; d\mathbf{u}_\Phi = \mathbf{A}_\Delta d\mathbf{q}_\Phi, \quad (13)$$

Будем называть составляющие, распространяющиеся со скоростью v_i модами, и введем для них индекс s (в отличие от фазных переменных с индексом - Φ). Далее обозначим собственные вектора через \mathbf{W}_{U_i} , \mathbf{W}_{I_i} и \mathbf{W}_{Q_i} , а матрицы, составленные из собственных векторов, расположенных по столбцам \mathbf{W}_U , \mathbf{W}_I и \mathbf{W}_Q . Переход от модальным координатам к фазным осуществляется с помощью соотношений [1]:

$$d\mathbf{u}_\Phi = \mathbf{W}_U d\mathbf{u}_s; d\mathbf{i}_\Phi = \mathbf{W}_I d\mathbf{i}_s; d\mathbf{q}_\Phi = \mathbf{W}_Q d\mathbf{q}_s. \quad (14)$$

Теперь имеем:

$$(\mathbf{L}\mathbf{A}_\Delta^{-1} - \frac{1}{v_i^2}\mathbf{E})\mathbf{W}_{U_i} = (\frac{1}{c^2}\mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_\Delta^{-1} - \frac{1}{v_i^2}\mathbf{E})\mathbf{W}_{U_i} = (\mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_\Delta^{-1} - \frac{1}{v_{отнi}^2}\mathbf{E})\mathbf{W}_{U_i} = 0; \quad (15)$$

$$(\mathbf{A}_\Delta^{-1}\mathbf{L} - \frac{1}{v_i^2}\mathbf{E})\mathbf{W}_{I_i} = (\mathbf{N}_\Delta^{-1}\mathbf{N} - \frac{1}{v_{отнi}^2}\mathbf{E})\mathbf{W}_{I_i} = 0; \quad (16)$$

$$(\mathbf{L}^{-1}\mathbf{A}_\Delta - v_{отнi}^2\mathbf{E})\mathbf{W}_{Q_i} = (\mathbf{N}^{-1}\mathbf{N}_\Delta - v_{отнi}^2\mathbf{E})\mathbf{W}_{Q_i} = 0, \quad (17)$$

где $v_{отнi} = \frac{v_i}{c}$ - относительная скорость волн в i -ой моде; $c = \frac{1}{\sqrt{\mu_0\epsilon_0}}$.

Матрицы $\mathbf{L}\mathbf{A}_\Delta^{-1}$, $\mathbf{A}_\Delta^{-1}\mathbf{L}$ и $\mathbf{L}^{-1}\mathbf{A}_\Delta$ для коронирующей линии являются вещественными несимметричными матрицами, имеющими (по физическому смыслу задачи) вещественные собственные значения. Назовем эти три матрицы вариантами характеристических матриц коронирующей линии. Соответственно

матрицы $\mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_d^{-1}$, $\mathbf{N}_d^{-1} \cdot \mathbf{N}$ и $\mathbf{N}^{-1} \mathbf{N}_d$ будем называть нормированными характеристическими матрицами коронирующей линии.

Для нахождения СЗ и СВ во всех математических и технических языках программирования имеются стандартные программы. Их эффективность и точность была проверена для линий самых разнообразных конструкций. Таким образом, будем считать, что все скорости и соотношения между составляющими производных от мод напряжений, токов и зарядов на проводах найдены.

Для нахождения соотношений между самими модами необходимо ввести начальные (или граничные) условия по координатам t и x . Рассмотрим простейшую задачу этого класса. Многопроводную линию, начинающуюся в сечении $x=0$ и уходящую в бесконечность. Будем называть такую линию полубесконечной. При $x=0$ между каждым проводом и землей включены источники э.д.с. e_i с внутренним сопротивлением R_{ii} . Обозначим через \mathbf{e} вектор э.д.с. e_i , а через \mathbf{R} квадратную матрицу, на диагонали которой расположены R_{ii} , а остальные элементы равны нулю. Далее будем считать, что волны в точке $x=0$ (т.е. формы $e_i(t)$) имеют фронт конечной длительности с плавным нарастанием напряжения. Для расчета напряжений на проводах при $x=0$ необходимо учесть переменное входное сопротивление линии (Е книга).

$$d\mathbf{u}_\Phi = \mathbf{Z}_k d\mathbf{i}_\Phi; \quad (18)$$

$$\mathbf{Z}_k = \mathbf{W}_U \mathbf{v} \mathbf{W}_U^{-1} \mathbf{L} = \mathbf{W}_U \mathbf{v}_{\text{отн}} \mathbf{W}_U^{-1} \cdot 60 \cdot \mathbf{N} = \mathbf{W}_U \mathbf{v}_{\text{отн}} \mathbf{W}_U^{-1} \cdot \mathbf{Z}_W = \mathbf{K}_k \cdot \mathbf{Z}_W, \quad (19)$$

где \mathbf{Z}_W -матрица волновых сопротивлений не коронирующей линии; $\mathbf{K}_k = \mathbf{W}_U \mathbf{v}_{\text{отн}} \mathbf{W}_U^{-1}$ - квадратная матрица, коэффициенты которой определяются СЗ и СВ матрицы $\mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_d^{-1}$.

Теперь имеем два матричных соотношения:

$$d\mathbf{e}_\Phi = (\mathbf{R} + \mathbf{Z}_k) d\mathbf{i}_\Phi, \quad d\mathbf{u}_\Phi = \mathbf{Z}_k d\mathbf{i}_\Phi \quad (20)$$

Отсюда:

$$d\mathbf{u}_\Phi = \mathbf{Z}_k (\mathbf{R} + \mathbf{Z}_k)^{-1} d\mathbf{e}_\Phi. \quad (21)$$

При отсутствии короны все $v_i = c$, диагональная матрица $\mathbf{v}_{\text{отн}} = \mathbf{E}$, $\mathbf{K}_k = \mathbf{E}$ и $\mathbf{Z}_k = \mathbf{Z}_W$. В общем случае матрица \mathbf{Z}_k является квадратной матрицей волновых сопротивлений коронирующей линии. Коэффициенты этой матрицы, зависят от процесса коронирования, т.е. от зарядов на проводах и поэтому для каждого момента времени t_k определяются всем предыдущим развитием процесса на промежутке времени $0 \div t_k$ (для незаряженной линии

при $t = 0$). Для полубесконечной линии Z_k одновременно является матрицей входных сопротивлений.

На основе полученных выражений в [1] сформулирован простой алгоритм расчета напряжений при $x=0$ и на заданном расстоянии $x = x_L$, который здесь не описывается.

Ряд эффектов, вызванных влиянием параллельных проводов в многопроводной линии на процесс коронирования одного проводов можно исследовать на примере простейшей модели двух проводной линии. Рассмотрим полубесконечную однородную линию, состоящую из первого провода, на котором возможна корона, и второго провода, на котором искусственно задана такая большая критическая напряженность электрического поля, что корона отсутствует при любых условиях.

На первый провод при $x=0$ через очень малое сопротивление включен источник э.д.с. Второй провод в начале линии может быть или изолирован или наглухо заземлен. При удалении второго провода на расстояние на порядки больше высот подвеса обоих проводов распространение волн по коронирующему проводу происходит как в однопроводной линии. Далее, для выявления механизма влияния второго провода на процесс коронирования можно ввести еще существенное упрощение. Поскольку уравнения для приращений искомых величин и фиксированной матрице A_d являются линейными можно рассмотреть следующую линейную задачу: а) корона начинается при напряжении равном нулю; б) динамический потенциальный коэффициент задан постоянным; он меньше геометрического, но не зависит от искомых функций; в) э.д.с. на первом проводе при $t=0$ скачком изменяется от 0 до некоторого заданного максимального значения (например, 1000 кВ) и далее остается постоянной.

Несмотря на простоту, эта модель точно соответствует уравнениям для приращений напряжений, токов и зарядов. Отличия состоят лишь в том, что:

- при подаче в линию волны с конечной длительностью фронта амплитуда скачка (приращения) напряжения на текущем шаге по времени изменением э.д.с. за время одного шага (Δt), что в линейной задаче не принципиально;

- в линейной модели значение потенциального коэффициента коронирующего провода вводится в качестве исходных данных, а в алгоритме, описанном выше, оно вычисляется по результатам расчета на предыдущем шаге.

Такую задачу можно физически интерпретировать как двухпроводную линию с одним обычным проводом (например, под номером 2) и первым проводом двухслойной конструкции с хорошо проводящим сердечником (с радиусом равным радиусу исходного провода) и покрытием из материала с удельным сопротивлением на порядки превышающим удельное сопротивление сердечника (но с $\varepsilon = \varepsilon_0$ и $\mu = \mu_0$). Внешний радиус покрытия определяется уменьшенным потенциальным коэффициентом. Так как почти весь ток течет по сердечнику, то общая индуктивность такого провода практически равна индуктивности одиночного сердечника над землей. С другой стороны почти весь заряд сосредоточен на поверхности покрытия и общая емкость провода это емкость между поверхностью покрытия и землей.

Рассмотрим процессы в такой линейной схеме в аналитическом виде с параллельным расчетом для конкретной геометрии расположения проводов линии. Пусть заданы два провода с одинаковыми радиусами $r_1=r_2=1$ см, подвешенные на одинаковых высотах $h_1=h_2=10$ м. Расстояние между ними примем равным $b_{12}=4$ м.

Все численные результаты, приведенные далее, получены путем непосредственной записи формул и матриц, в также выполнения расчетов в системе Mathcad.

Матрица логарифмов и обратная матрица в этом случае будут:

$$\mathbf{N} = \begin{bmatrix} n_{11} & n_{12} \\ n_{21} & n_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 7.60 & 1.63 \\ 1.63 & 7.60 \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{S} = \mathbf{N}^{-1} = \begin{bmatrix} s_{11} & s_{12} \\ s_{21} & s_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.138 & -0.09 \\ -0.09 & 0.138 \end{bmatrix}. \quad (22)$$

Коэффициенты связи между первым и вторым проводом (k_{12}) и между вторым проводом и первым (k_{21}) для не коронирующей линии будут:

$$k_{12} = \frac{n_{12}}{n_{11}} = -\frac{s_{12}}{s_{22}} = 0.214; \quad k_{21} = \frac{n_{21}}{n_{22}} = -\frac{s_{21}}{s_{11}} = 0.214. \quad (23)$$

Следует отметить, что равенство коэффициентов связи, вычисленных через матрицу логарифмов и обратную матрицу верно только для двухпроводной линии. При числе проводов $n \geq 3$ все коэффициенты связи нужно вычислять как $k_{ik} = -\frac{s_{ik}}{s_{kk}}$ по правилу: первый индекс относится к проводу

создающему поле, второй - к проводу на котором определяется наведенный потенциал. В знаменателе всегда находится диагональный коэффициент матрицы \mathbf{S} , относящийся ко второму проводу [1].

Примем, что на первый провод интенсивно коронирует - $\Delta_1 = 0.5n_1 = 3.80$, что по формулам аппроксимации вольт-кулоновых характеристик для одиночного провода соответствует превышению критических значений: по напряжению - в 3.09 раза; по заряду - в 4.35 раза, то есть вполне реальный случай для грозовых поражений высоковольтных линий.

Матрица, для которой нужно вычислять СЗ и СВ будет:

$$\mathbf{P} = \mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_d^{-1} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.10 & -0.236 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad (24)$$

т.е. по сравнению с единичной матрицей изменяется только первая строка, относящаяся к коронирующему проводу. Коэффициенты матрицы \mathbf{P} можно найти аналитически, если воспользоваться свойством перестановки

сомножителей при перемножении матриц – $\mathbf{N} \cdot \mathbf{N}_d^{-1} = (\mathbf{N}_d \cdot \mathbf{N}^{-1})^{-1} = (\mathbf{N}_d \cdot \mathbf{S})^{-1}$.
 Непосредственным перемножением можно проверить, что аналитические выражения для первой строки \mathbf{P} будут:

$$p_{11} = \frac{1}{1 - s_{11} \cdot \Delta_1}, \quad p_{12} = \frac{s_{12} \cdot \Delta_1}{1 - s_{11} \cdot \Delta_1} \quad (25)$$

Для численного нахождения СЗ и СВ в системе Mathcad были использованы стандартные функции $eigenvals()$ и $eigenvecs()$. Получены следующие результаты для собственных значений ($\mathbf{\Lambda}$) и матрицы, составленной из собственных векторов, расположенных по столбцам:

$$\mathbf{\Lambda} = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 \\ 0 & \lambda_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.10 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{W} = \begin{bmatrix} w_{11} & w_{11} \\ w_{11} & w_{11} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0.20956 \\ 0 & 0.97779 \end{bmatrix}. \quad (26)$$

Как известно собственные вектора определяются с точностью до постоянного множителя. К сожалению, система Mathcad автоматически не нормирует СВ. Если провести такую нормировку по наибольшему элементу в столбце, то получим:

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} 1 & 0.214 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & k_{21} \\ 0 & 1 \end{bmatrix}. \quad (27)$$

Можно отметить, что в [1] выражение (24) получено аналитически, при этом второй элемент первой строки (k_{21}) нужно вычислять как коэффициент связи между вторым и первым проводом, т.е. определять потенциал на оси первого провода, созданный зарядом второго (не коронирующего) провода. Отсюда следует, что матрица \mathbf{W} не зависит от наличия и интенсивности короны. Матрица $\mathbf{\Lambda}$ - зависит от Δ_1 . Собственные значения легко получить из (14) как нули определителя однородной системы алгебраических уравнений, т.е. условия при котором (14) имеет не нулевое решение.

$$\det(\mathbf{P} - \lambda_i \mathbf{E}) = \det\left(\mathbf{P} - \frac{1}{v_{отн i}^2} \mathbf{E}\right) = 0. \quad (28)$$

Поскольку $p_{21}=0$, то определитель (25) равен $(p_{11} - \lambda_1) \cdot (1 - \lambda_2) = 0$. Отсюда: $\lambda_2 = 1$, $v_{отн 2} = 1$, $v_2 = c$, т.е. вторая мода не зависит от наличия короны и соответствующие волны напряжений, токов и зарядов распространяются как в обычной однородной линии без потерь. Для первой моды:

$$\lambda_1 = p_{11}; \quad v_{отн 1}^2 = \frac{1}{p_{11}} = 1 - s_{11} \cdot \Delta_1; \quad v_{отн 1} = \sqrt{1 - s_{11} \cdot \Delta_1}. \quad (29)$$

Для рассматриваемой геометрии двухпроводной линии расчет по $\sqrt{\Lambda^{-1}}$ или (29) дает совпадающие результаты $v_{\text{отн1}} = 0.670$, т.е. скорость распространения волн в первой моде примерно на треть меньше c .

Теперь необходимо найти составляющие обеих мод на каждом из проводов, т.е. по четыре значения напряжений, токов и зарядов.

В рассматриваемой линейной задаче составляющие напряжений, бегущие по проводам со скоростями v и c будут [1]:

$$\mathbf{u}_{\phi v} = \begin{bmatrix} u_{\phi 1} - k_{21}u_{\phi 2} \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{u}_{\phi c} = \begin{bmatrix} k_{21}u_{\phi 2} \\ u_{\phi 2} \end{bmatrix}. \quad (30)$$

Это один из основных результатов, полученных в [1]. Мода, бегущая со скоростью меньше скорости света, распространяется только по коронирующему проводу (второй элемент столбца $\mathbf{u}_{\phi v}$ всегда равен нулю). Мода, бегущая со скоростью c , в зависимости от начальных условий при $x=0$ может распространяться по обоим проводам.

При заданных напряжениях токи и заряды находятся по обычным формулам через матрицы волновых сопротивлений и потенциальных коэффициентов.

Для вычисления токов и напряжений в начале линии необходимо вычислить матрицу волновых сопротивлений не коронирующей линии (\mathbf{Z}_w), матрицу \mathbf{K}_k , матрицу волновых сопротивлений коронирующей линии (\mathbf{Z}_k), и задать матрицу \mathbf{R} .

Имеем:

$$\mathbf{Z}_w = 60 \cdot \mathbf{N} = \begin{bmatrix} 456.1 & 97.74 \\ 97.74 & 456.1 \end{bmatrix}; \quad (31)$$

$$\mathbf{K}_k = \mathbf{W}_U \mathbf{v} \mathbf{W}_U^{-1} = \begin{bmatrix} 0.670 & 0.0665 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}; \quad (32)$$

$$\mathbf{Z}_k = \mathbf{K}_k \cdot \mathbf{Z}_w = \begin{bmatrix} 321.0 & 97.74 \\ 97.74 & 456.1 \end{bmatrix}. \quad (33)$$

Как видно из сравнения (31) и (33) в матрице \mathbf{Z}_k три элемента не зависят от наличия короны. Изменяется только собственное волновое сопротивление коронирующего провода. Путем аналитических преобразований можно получить формулы для вычисления первой строки \mathbf{K}_k и z_{k11} , а именно:

$$\mathbf{K}_k = \begin{bmatrix} v_{\text{отн1}} & k_{21}(1 - v_{\text{отн1}}) \\ 0 & 1 \end{bmatrix}; \quad (34)$$

$$z_{k11} = z_{w11} [v_{отн1} + k_{21}k_{12}(1 - v_{отн1})]. \quad (35)$$

Из (29) и (35) получаются простые формулы для вычисления скорости распространения и волнового сопротивления одиночного коронирующего провода как функции поправки к n_{11} . Если обозначить первый элемент матрицы логарифмов как $n_{Д11} = n_{11} - \Delta_1$ и учесть, что одиночный провод можно представить как двух проводную линию с $k_{12} = k_{21} = 0$, то получим:

$$s_{11} = \frac{1}{n_{11}}, \quad v_{отн1} = \sqrt{\frac{n_{Д11}}{n_{11}}}, \quad z_{k11} = z_{w11} v_{отн1}. \quad (36)$$

Осталось задать матрицу \mathbf{R} .

Рассмотрим два варианта:

а) в начале линии на провод 1 через очень малое сопротивление подана постоянная э.д.с. $e_1 = 1000$ кВ; второй провод при $x=0$ наглухо *заземлен*.

б) в начале линии на провод 1 через очень малое сопротивление подано напряжение 1000 кВ; второй провод при $x=0$ *изолирован*; внешняя э.д.с. на него не подается ($e_2=0$).

В варианте (а) влияние второго провода можно рассматривать как некоторое приближение земли к коронирующему проводнику или снижение высоты его подвеса. При прочих равных условиях заряд, а также его суммарная емкость на землю и заземленный проводник растет. Корона начинается раньше и развивается более интенсивно. Пусть $\mathbf{R} = \mathbf{0}$. Тогда матрица, определяющая переход от вектора \mathbf{e}_ϕ к напряжению на проводах (\mathbf{u}_ϕ) будет:

$$\mathbf{u}_\phi = \begin{bmatrix} u_{\phi 1} \\ u_{\phi 2} \end{bmatrix} = \mathbf{Z}_k (\mathbf{R} + \mathbf{Z}_k)^{-1} \mathbf{e}_\phi = \mathbf{K}_k \mathbf{e}_\phi = \mathbf{Z}_k \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{e}_\phi = \begin{bmatrix} 1000 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (37)$$

что и следовало ожидать.

Теперь по (29) можно найти составляющие мод напряжений на проводах (кВ).

$$\mathbf{u}_{\phi v} = \begin{bmatrix} 1000 \\ 0 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}_{\phi c} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix},$$

т.е. все напряжение распространяется, как и в однопроводном случае, по первому проводу со скоростью v .

Моды токов на проводах будут (кА):

$$\mathbf{i}_\phi = \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{u}_\phi = \begin{bmatrix} 3.332 \\ -0.714 \end{bmatrix}; \quad \mathbf{i}_{\phi v} = \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{u}_{\phi v} = \begin{bmatrix} 3.332 \\ -0.714 \end{bmatrix}; \quad (38)$$

$$\mathbf{i}_{\phi c} = \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{u}_{\phi c} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}.$$

Заряды на проводах (Кл/м):

$$\mathbf{q}_\phi = \mathbf{A}_\Delta^{-1} \mathbf{u}_\phi \cdot 10^3 = \begin{bmatrix} 16.1 \cdot 10^{-6} \\ -3.45 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix}; \quad (39)$$

$$\mathbf{q}_{\phi v} = \mathbf{A}_\Delta^{-1} \mathbf{u}_{\phi v} \cdot 10^3 = \begin{bmatrix} 16.1 \cdot 10^{-6} \\ -3.45 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{q}_{\phi c} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}.$$

Существует хорошая проверка токов и зарядов, полученных различными путями. Должно сохраняться условие, что ток равен заряду, умноженному на скорость распространения волн. Действительно:

$$i_{\phi 2} = q_{\phi 2} \cdot v_{\text{отн1}} \cdot c = -3.45 \cdot 0.67 \cdot 3 \cdot 10^8 = -0.714.$$

Естественно, линейная задача с постоянным Δ_1 при изменении напряжения от нуля до максимума не может дать правильное значение заряда на коронирующем проводе, вычисленного по вольт-кулоновой характеристике. Поэтому в конце расчета заряд на первом проводе оказался примерно в 4 раза больше, чем рассчитанный по алгоритму с плавным нарастанием напряжения на фронте волны и постепенным уменьшением потенциального коэффициента до значения $\Delta_1 = 0.5n_{11}$. Для исходной нелинейной задачи полученные результаты могут использоваться только для малых приращений искомых величин.

В рамках линейной модели можно сравнить заряд на первом проводе двухпроводной линии с одиночным коронирующим проводом. В последнем случае ($b_{12} \rightarrow \infty$) получим $q_1 = 14.1 \cdot 10^{-6}$ Кл/м, т.е. заземленный второй провод приводит к увеличению заряда на коронирующем проводе на 14%. Как показывают дальнейшие расчеты это существенный фактор. Вторым фактором, который необходимо учитывать в расчетах короны в многопроводной линии является большой заряд противоположного знака распространяющийся по заземленному проводнику. Со всеми оговорками на линейную постановку задачи можно предполагать, что тонкий грозозащитный заземленный трос может коронировать из-за наведенного напряжения при прорыве молнии на фазный провод. При этом если на проводе будет отрицательное напряжение, созданное разрядом молнии, то на тросе будет положительный заряд, что дополнительно усилит интенсивность коронирования. По крайней мере, в алгоритме расчета деформации волн в многопроводной линии нужно учесть такую возможность.

Значительно более сложной оказывается физика распространения волн при изолированном параллельном проводе, что будем имитировать включением сопротивления между вторым проводом и землей равным 10^{10} Ом. Считаем, что провод тонкий и не искажает поле первого провода. В пренебрежении концевым эффектом при $x=0$, и при напряжении ниже короны заряд второго провода равен нулю и он просто принимает потенциал точки в поперечном сечении линии, расположенной на его оси. При $\Delta_1 \neq 0$ картина поля изменяется. Теперь матрицу активных сопротивлений на входе линии и матрица перехода от э.д.с. к напряжениям на проводах будут:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 10^{10} \end{bmatrix}; \mathbf{K}_n = \mathbf{Z}_k (\mathbf{R} + \mathbf{Z}_k)^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0.3045 & 0 \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{u}_\phi = \begin{bmatrix} u_{\phi 1} \\ u_{\phi 2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1000 \\ 304.5 \end{bmatrix}. \quad (40)$$

Первый элемент второй строки матрицы \mathbf{K}_n является коэффициентом связи между первым (коронирующим) и вторым проводом. Можно аналитически показать, что он просто вычисляется по обычным формулам для коэффициентов связи через элементы матрицы \mathbf{Z}_k , а также матрицы $\mathbf{Y}_k = \mathbf{Z}_k^{-1}$, которую назовем матрицей волновых проводимостей коронирующей линии:

$$k_{k12} = \frac{z_{k12}}{z_{k11}} = -\frac{y_{k12}}{y_{k22}} = 0.3045. \quad (41)$$

Причем вычисление через проводимости верно для произвольного числа проводов. Нужно только вместо первого индекса подставить номер коронирующего провода, а вместо второго индекса номер провода на котором определяется наведенное напряжение.

Коэффициент k_{k12} в данном случае почти в полтора раза больше геометрического коэффициента связи. Это тоже необходимо учитывать при расчетах наведенных напряжений на проводах, что особенно важно при анализе грозозащиты подстанций от волн, возникающих при обратных перекрытиях на ВЛ.

Поскольку теперь не равны нулю оба напряжения на проводах, то оказываются не равными нулю обе моды напряжений.

$$\mathbf{u}_{\phi v} = \begin{bmatrix} u_{\phi 1} - k_{21} u_{\phi 2} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1000 - 0.214 \cdot 304.5 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 935.75 \\ 0 \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{u}_{\phi c} = \begin{bmatrix} k_{21} u_{\phi 2} \\ u_{\phi 2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 64.75 \\ 304.5 \end{bmatrix}. \quad (42)$$

Следует подчеркнуть, что в (42) входит коэффициент связи между вторым и первым проводом для не коронирующей линии. Токи обеих мод на проводах будут:

$$\mathbf{i}_\phi = \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{u}_\phi = \begin{bmatrix} 3.115 \\ 0 \end{bmatrix}; \mathbf{i}_{\phi v} = \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{u}_{\phi v} = \begin{bmatrix} 3.115 \\ -0.668 \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{i}_{\phi c} = \mathbf{Z}_k^{-1} \mathbf{u}_{\phi c} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0.668 \end{bmatrix}. \quad (43)$$

Заряды на проводах (Кл/м):

$$\mathbf{q}_\phi = \begin{bmatrix} 15.1 \cdot 10^{-6} \\ -1.001 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{q}_{\phi v} = \begin{bmatrix} 15.1 \cdot 10^{-6} \\ -3.226 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{q}_{\phi c} = \begin{bmatrix} 0 \\ 2.225 \cdot 10^{-6} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Каждая из мод распространяется со своей скоростью.

В рассматриваемом примере скорость первой моды составляет $0.67c$, поэтому для любого момента времени распределение напряжения на каждом из проводов вдоль линии будет:

- часть линии, по которой без искажений пробежала волна со скоростью c ;
- примерно две трети этого участка, на котором на напряжения, распространяющиеся со скоростью c , накладываются волны бегущие со скоростью v . При постоянной э.д.с. на входе линии, скачком возникшей в точке $x=0$ в момент времени $t=0$, с увеличением времени эта картина только растягивается по длине линии, оставаясь без изменений по значению напряжений, токов и зарядов.

Введем относительные длины. Расстояние, до которого в данный момент добежала волна второй моды ($x=c \cdot t$). Примем это расстояние $x_c=1$, т.е. $x_c = x/c$ первая мода занимает участок линии $x = v_1 \cdot t$. В относительных координатах длина этого участка равна $x_v = v_{\text{отн}}$. Длина отрезка линии, на котором существует только более быстрая вторая мода равна $x_{c-v} = x_c - x_v$.

Соответствующие графики для случаев заземления и изоляции от земли (при $x=0$) второго провода в начале линии даны на рис.1. Первый случай, когда по проводам распространяются только волны со скоростью v , не требует комментариев.

Во втором случае по коронирующему проводу распространяются обе составляющие. На втором проводе все напряжение, возникшее в точке $x=0$, распространяется только со скоростью c . Это приводит к тому, что на нем в непосредственном виде отсутствует напряжение первой моды. Этот вывод не очевиден, поскольку кажется, что составляющая, бегущая со скоростью v на первом проводе не влияет на процессы на втором проводе. Это не так. Напряжение в точке $x=0$ значительно больше, чем при отсутствии короны $k_{k12} > k_{12}$, и определяется с учетом обеих мод. Это напряжение (или здесь лучше говорить об электромагнитной волне, для которой провод без потерь является только направляющей) обязано, как это следует из теории электромагнитного поля, распространяться со скоростью $c = 1/\sqrt{\mu_0 \epsilon_0}$. Нет ни каких причин замедляющих этот процесс в идеальном диэлектрике и идеально проводящих проводах и земле. Для таких проводников отражения и преломления волн могут возникать только в местах неоднородности многопроводной линии. По крайней мере, в линейной постановке задачи вся линия, даже с учетом изменения потенциального коэффициента первого провода по сравнению с геометрическим значением, является однородной. Точка x_v для второго провода в этом смысле не является особой. Волны напряжения и тока на

нем в этой точке непрерывны. Наоборот, на участке x_{c-v} в предположении, что $q_2=0$, возникает не уравновешенная система напряжений. Поддержать непрерывность напряжения в точке x_v может только заряд того же знака, что и на первом проводе. Но этот заряд на первоначально не заряженном проводе может возникнуть только из-за разделения зарядов на участках x_v и x_{c-v} .

Действительно расчеты процессов на втором проводе показывают, что на участке x_v токи обеих мод равны по амплитуде, но ток второй моды имеет обратный знак; на всем участке суммарный ток (как и в точке $x=0$) равен нулю.

Заряды мод также имеют разные знаки, но заряд второй моды по модулю больше, что следует из соотношения ($|i_{v1}| = |i_{v2}|$):

$$\left(|q_{v2}| = \frac{|i_{v2}|}{v} \right) > \left(|q_{v1}| = \frac{|i_{v1}|}{c} \right).$$

Именно замедление волны первой моды по сравнению со скоростью света приводит к избыточному отрицательному погонному заряду на втором проводе на участке x_v (при положительной волне u_{v1}). На участке x_{c-v} возникает положительный погонный заряд. Суммарный заряд всего провода, как это и должно быть в изолированном проводнике, равен нулю. Таким образом, на любом участке линии система напряжений, токов и зарядов оказывается уравновешенной. Можно отметить, что суммарный заряд первого провода больше, чем у одиночного коронирующего проводника. Этот заряд должен быть такой величины, чтобы компенсировать влияние распределенного отрицательного заряда на участке x_v для выполнения условия равенства нулю суммарного тока второго проводника на этом участке. На участке x_{c-v} напряжение на первом проводе можно рассматривать как наведенное самостоятельной волной напряжения и тока и заряда второго провода. Это напряжение рассчитывается как в обычной системе проводников без потерь. При этом соблюдается непрерывность волны u_{c1} в точке x_v .

Вообще влияние второго изолированного провода на интенсивность короны на первом носит сложный характер. Суммарный заряд коронирующего провода больше чем у одиночного проводника, но меньше, чем в случае заземленного второго провода. При наличии изолированного второго проводника, не зависимо от уровня напряжения, появляется составляющая, распространяющаяся без искажения, что при превышении напряжения критического значения не может возникнуть в одиночном проводнике. Корона деформируется только часть волны напряжения, но зато деформируется сильнее.

Сказанное выше полностью применимо к конечным приращениям и их модальных составляющих для искомых величин в исходной нелинейной задаче. Перейдем к ее рассмотрению для двухпроводных линий.

Пока считаем, что, как и ранее, коронирует один (первый) провод. По сравнению с линейной задачей изменения состоят лишь в постепенном увеличении влияния кроны по мере нарастания волны напряжения (и заряда) на первом проводе. Наиболее наглядно процесс деформирования импульсов

грозовых перенапряжений виден для волн с постоянной крутизной в пределах фронта и $u(t)=\text{const}$ после его окончания, т.е. волн с так называемым косоугольным фронтом. Была задана волна отрицательной полярности с амплитудой -1200 кВ. Длительность фронта - 1 мкс.

Геометрические параметры линии были приняты такими же, что и в линейной модели, то есть: оба провода радиусом 1 см подвешены на высоте 10 м. Расстояния между проводами задавались: $b_{12}=(2, 4, 8, 16)$ м, а также 1000м. В последнем случае имитировался процесс коронирования однопроводной линии. Критическая напряженность электрического поля, напряжение начала короны, и критический заряд, рассчитанные по [1] для одиночного провода были:

$$E_{\text{кр1}} = -32,0 \text{ кВ/см}; q_{\text{кр1}} = -1.778 \cdot 10^{-6} \text{ Кл/м}; U_{\text{кр1}} = -243.3 \text{ кВ}.$$

За независимую переменную принимался заряд, накапливающийся (на проводе и вокруг него) по мере роста напряжения грозовой волны, что и определяло поправку к динамическому потенциальному коэффициенту Δ_1 по формулам, приведенным выше.

Результаты расчетов деформации фронтов волн после пробега $x=3$ км на первом проводе по изложенному выше алгоритму приведены: для случая заземления второго провода при $x=0$ на **рис. 2а**; для изолированного второго провода на **рис. 2б**. Соответствующие начальные части кривых напряжений приведены на **рис. 3а** и **3б**. Здесь же, на **рис. 3в** и **рис. 3г** даны графики снижения относительных скоростей распространения приращений напряжений на участках фронта - от напряжения начала короны до конца ее действия, то есть до $t=1$ мкс. (Считается, что при напряжении ниже начала короны и после прекращения роста напряжения за пределами фронта, образование объемного заряда не происходит и $v_{\text{отн}}=1$.)

Отметим, что для удобства анализа отрицательная часть оси напряжений на дальнейших рисунках направлена снизу вверх. Запаздывание волн после пробега 3 км со скоростью c вычтено. Поэтому при $u < U_{\text{кр}}$ кривые напряжения в начале линии и для $x=3$ км совпадают.

Из **рис. 3а** видно, что по мере сближения проводов начало короны заметно сдвигается вниз. Это, как и в линейной задаче, объясняется влиянием положительного заряда, подтекающего из земли на второй провод. Этот заряд компенсирует внешнее поле первого провода на оси второго для выполнения условия $u_2=0$. Тот же фактор приводит и к усилению деформации фронта. По коронирующему проводу распространяется только v -составляющая напряжения; c -составляющая равна нулю. Вариант $b_{12}=2$ м приведен только в методических целях. Реальным для линий 110 кВ и выше являются расстояния по горизонтали от 4 м и более. По данным **рис. 2** можно считать, что наличие заземленного (и тем более изолированного) второго провода существенно влияет при $b_{12}=4$ м, заметно сказывается при $b_{12}=8$ м, практически не влияет при $b_{12}=16$ м. Для стандартных линий 110 кВ с горизонтальным расположением проводов расстояние между соседними фазами составляет около 4 м. Поэтому уже на этапе анализа процессов в двухпроводной системе можно сделать вывод о том, что в расчетах распространения грозowych волн по крайним проводам нужно учитывать только ближайший провод. При поражении молнией средней фазы бестросовой линии 110 кВ нужно учитывать влияние обеих крайних фаз. Для

бестросовых линий 330 кВ, с характерным расстоянием между фазами 8 м влиянием соседних фаз вообще можно пренебречь.

Для более подробного анализа возможности упрощения схем замещения линий с тросами и произвольным расположением проводов необходимо выполнение расчетов в n -проводной линии.

В двухпроводном варианте схемы замещения сдвиг вниз напряжения начала короны можно объяснить и количественно рассчитать исходя из простейшей схемы замещения емкостных связей (рис. 4). Как легко проверить аналитически, в случае изолированного второго провода параллельное сложение емкости первого провода на землю и цепочки из двух последовательно включенных емкостей дает обычную полную емкость одиночного провода на

землю: $C_1 = C_{11} + \frac{C_{12}C_{22}}{C_{12}+C_{22}}$. При заземлении второго провода, одна из емкостей

закорачивается. Суммарная емкость первого провода на землю и второй провод увеличивается и теперь равняется: $C_1' = C_{11} + C_{12}$. Но сумма всех частичных емкостей на землю и остальные провода является собственным коэффициентом электростатической индукции, которые определяются как коэффициенты матрицы, обратной к матрице потенциальных коэффициентов. С точностью до множителя $2\pi\epsilon_0$ коэффициенты электростатической индукции равны коэффициентам матрицы \mathbf{S} , введенной выше. Поэтому, при вычислении напряжения начала короны при наличии заземленного второго провода вместо обычной формулы для критического значения напряжения на проводе:

$$U_{\text{КР1}} = r_1 E_{\text{КР1}} \ln \frac{2h_1}{r_1} = r_1 E_{\text{КР1}} n_{11} \quad (45)$$

нужно применять

$$U_{\text{КР1}} = r_1 E_{\text{КР1}} \frac{1}{s_{11}}. \quad (46)$$

Расчеты начала короны по (46) и по общему алгоритму деформации волн полностью совпадают. Это первое изменение, учитывающее влияние второго провода. Естественно, что при незаряженном изолированном втором проводе до момента начала короны все процессы в первом происходят как в однопроводной линии и на начало короны второй провод не влияет (рис 2б и 3б).

Далее, второй провод влияет на скорость распространения волн, на волновое сопротивление коронирующего провода и на коэффициенты связи между коронирующим и вторым проводами. Выражение (29), уже содержит вместо $1/n_{11}$ коэффициент s_{11} , что и учитывает влияние второго провода. Более сложное выражение получается для волнового сопротивления (35). Для однопроводной линии коэффициенты связи со вторым проводом равны нулю и (35) превращается в $z_{k11} = z_{w11} v_{отн1}$. Все остальные коэффициенты матрицы \mathbf{Z}_k от процесса

коронирования не зависят. Наконец коэффициент связи между коронирующим первым проводом и изолированным вторым можно определить как:

$$k_{k12} = \frac{z_{12}}{z_{k11}} = \frac{k_{12}}{v_{отн1} + k_{21}k_{12}(1 - v_{отн1})} \approx \frac{k_{12}}{v_{отн1}}. \quad (47)$$

В (47), как и в предыдущих случаях, знак приближенного равенства означает пренебрежение влиянием второго провода.

При изолированном втором проводе кроме v -составляющей заметную роль играет c -составляющая, которая возникает для каждого из приращений напряжения. Максимальное запаздывание c -составляющей для последнего приращения (перед переходом к горизонтальному участку) равно длительности фронта, то есть в данном случае 1 мкс. Появление составляющей, распространяющейся без искажения, приводит к некоторому повышению деформированного фронта волны по сравнению с однопроводным случаем. Поскольку по мере роста напряжения влияние короны усиливается, увеличивается и доля c -составляющей в приращениях. Кривая напряжения на участке после начала короны и до $t=1$ мкс имеет вогнутый характер, что особенно четко заметно на рис 2б. Вообще процессы в двухскоростной модели распространения волн носят сложный характер. С одной стороны второй некоронирующий провод создает дополнительный волновой канал, волны в котором должны распространяться без искажений и потерь. С другой стороны, возникающий распределенный заряд противоположного знака, обусловленный разными скоростями распространения волн тока на втором проводе, усиливает действие короны после окончания фронта волны. Это и приводит к тому, что кривые напряжений для $x=3$ км в случае изолированного провода пересекаются для разных расстояний между проводами.

Характерные данные, показывающие интенсивность короны в двухпроводной линии приведены в табл. 1.

Таблица 1

Изменение основных параметров, определяющих интенсивность процесса коронирования одного провода двухпроводной линии

| b_{12} (м) | Второй провод заземлен | | | | Второй провод изолирован | | | | | |
|-----------------|------------------------|-----------------|------------------|-------------------|-------------------------------------|------------------|-------------------|------------------|---------|----------------------------|
| | $U_{кр1}$ | При $u=1200$ кВ | | | При $u=1200$ кВ; $U_{кр1}=243.3$ кВ | | | | | |
| | | q_1 max | $v_{отн}$ min | $z_{к1,1}$ min | q_1 max | $v_{отн}$ min | $z_{к1,1}$ min | $k_{к12}$ max | $k_{Г}$ | $\frac{k_{к12max}}{k_{Г}}$ |
| 2 | 220.8 | 20.3 | 0.535 | 263.7 | 16.4 | 0.566 | 276.4 | 0.499 | 0.303 | 1.65 |
| 4 | 232.1 | 17.4 | 0.587 | 276.5 | 15.8 | 0.600 | 281.8 | 0.346 | 0.214 | 1.62 |
| 8 | 239.1 | 16.0 | 0.614 | 282.8 | 15.5 | 0.618 | 284.6 | 0.209 | 0.130 | 1.60 |
| 16 | 242.3 | 15.5 | 0.624 | 285.4 | 15.3 | 0.625 | 285.8 | 0.099 | 0.062 | 1.60 |
| ∞ | 243.3 | 15.3 | 0.627 | 286.1 | 15.3 | 0.627 | 286.1 | - | - | - |

Как видно из табл. 1 практически все приведенные величины заметно изменяются по мере приближения второго провода. Существенные отличия в деформации волн на рис. 2-3 при различных b_{12} определяются изменениями: напряжения начала короны; суммарного заряда на коронирующем проводе; относительной скорости распространения v -составляющей; волнового сопротивления. При изолированном втором проводе дополнительно нужно учитывать наличие c -составляющей. Как показывают соответствующие расчеты, нельзя выделить главный из этих факторов.

Из данных табл. 1 выделяется последняя колонка, относящаяся к коэффициентам связи. Относительный рост наведенного напряжения на параллельном проводе практически не зависит от ширины сближения. Этот факт подтвержден результатами расчетов в широком диапазоне изменения напряжений (зарядов) и радиусов проводов. При этом k_{k12} естественно зависит от заряда и напряжения. Для всех случаев двух проводной линии можно предложить достаточно универсальные кривые 1 на рис. 5а и рис. 5б, рассчитанные по полному выражению в (47). Кривые 2 на этих рисунках получены при использовании приближенного выражения в (47). Как видно из рис. 5в и рис. 5г использование приближенного выражения дает не очень значительную, но все же заметную погрешность порядка (2-3)%. Кривые 3 на рис. 5 получены также по приближенным выражениям (47), но скорости распространения волн рассчитывались вообще как для одиночного провода, то есть в (29) множитель s_{11} заменялся на $1/n_{11}$. Это равносильно переходу от частичных емкостей и коэффициентов электростатической индукции к полной емкости провода на землю. Коэффициент связи для одиночного провода физически имеет смысл потенциала точки на оси второго провода, определенный в его отсутствии, и созданный зарядом первого провода и короны вокруг него. Как видно из рис. 5в и рис. 5г погрешности такого расчета по сравнению с расчетом по точной формуле (47) для $U_{отн} < 5$ и $Q_{отн} < 10$ не превышают 1%.

Таким образом, и расчет деформации волн на коронирующем проводе и расчет наведенных напряжений в двухпроводной линии можно вести как в однопроводной, используя напряжение в качестве независимой переменной. Однако скорости распространения волн и волновые сопротивления коронирующего провода нужно считать с учетом обоих проводов. При изолированном втором проводе нужно учитывать наличие c -составляющей. При заземленном проводе нужно учитывать изменение емкости коронирующего провода на землю.

На рис. 6 и рис. 7 приведены расчеты по полному алгоритму [1] деформации волн в той же линии при стандартной форме волны при $x=0$. Видно, что все описанные эффекты сохраняются но из-за постепенного уменьшения скорости нарастания напряжения по мере приближения к амплитуде появляются в более сглаженной форме.

Теперь перейдем к анализу варианта коронирования обоих проводов. К таким случаям можно отнести:

1. Прорыв молнии на провода. Коронирует пораженный провод и ближайший (единственный) грозозащитный трос, который может быть в месте разряда молнии как изолирован (удар в пролете), так и заземлен через сопротивление заземления опоры (удар в опору или вблизи от нее).

2. Двухфазное импульсное перекрытие в месте удара. Тросы или отсутствуют или напряжение на фазах недостаточно для начала короны на тросах.

3. Удар молнии в опору с одним тросом с обратным перекрытием на фазный провод. Волна распространяется по этому тросу и проводу. Оба могут коронировать.

4. Удар в опору с двумя тросами. Перекрытия на провода не происходит. Корона возникает на обоих тросах, а на изолированных проводах заряды остаются ниже критических.

Вопрос о степени влияния остальных (не коронирующих) проводов здесь не рассматривается. Решение для СЗ и СВ будем находить из матричного уравнения для зарядов. (Для токов и напряжений все дальнейшие выкладки аналогичны). Итак, имеем:

$$(\mathbf{A}\mathbf{L}^{-1} - v_i^2 \mathbf{E}) \cdot \frac{d\mathbf{q}_\Phi}{d\xi} = 0$$

Матрица потенциальных коэффициентов при сохранении всех допущений об отсутствии взаимного влияния проводов на картину поля вблизи каждого из них будет:

$$\mathbf{A} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \cdot \mathbf{N}(q_1, q_2) = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \cdot \begin{bmatrix} n_{11} - \Delta_1 & n_{12} \\ n_{12} & n_{22} - \Delta_2 \end{bmatrix}, \quad (48)$$

где Δ_1, Δ_2 - независимые друг от друга поправки, вычисляемые по (5.24) с учетом возможной короны одинаковой или разной полярности и связанные только с зарядом соответствующего провода.

Раскрывая $(\mathbf{A}\mathbf{L}^{-1} - v_i^2 \mathbf{E})$, получим:

$$\begin{aligned} \mathbf{A}\mathbf{L}^{-1} - v_i^2 \mathbf{E} &= \begin{bmatrix} c^2(1 - s_{11} \cdot \Delta_1) - v_i^2 & c^2 s_{12} \cdot \Delta_1 \\ c^2 s_{12} \cdot \Delta_2 & c^2(1 - s_{22} \cdot \Delta_2) - v_i^2 \end{bmatrix} = \\ &= c^2 \cdot \begin{bmatrix} (1 - \frac{v_i^2}{c^2}) - s_{11} \cdot \Delta_1 & s_{12} \cdot \Delta_1 \\ s_{12} \cdot \Delta_2 & (1 - \frac{v_i^2}{c^2}) - s_{22} \cdot \Delta_2 \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (49)$$

Можно сразу отметить, что от Δ_1 зависят только коэффициенты первой строки, а от Δ_2 только коэффициенты второй строки.

Введем обозначение:

$$k_v = 1 - \frac{v^2}{c^2}. \quad (50)$$

Тогда СЗ определяются из условия равенства нулю определителя (5.83), т.е.:

$$(k_v - s_{11} \cdot \Delta_1) \cdot (k_v - s_{22} \cdot \Delta_2) - s_{12}^2 \cdot \Delta_1 \cdot \Delta_2 = 0. \quad (51)$$

Решение квадратного уравнения (51) дает два значения $k_{v(1,2)}$ и соответственно скоростей v_1 и v_2 , которые могут существовать при заданных Δ_1 и Δ_2 . Теперь скорости распространения приращений волн будут определяться процессами на обоих проводах.

Рассмотрим случай двух одинаковых проводов, подвешенных на одинаковой высоте. По обоим проводам распространяются одинаковые волны. При этом $s_{11} = s_{22}$ и $\Delta_1 = \Delta_2$. Тогда из уравнения (51) получим:

$$k_v^2 - 2s_{11} \cdot \Delta_1 + s_{11}^2 \cdot \Delta_1^2 - s_{12}^2 \cdot \Delta_1^2 = 0.$$

Корни уравнения будут:

$$\begin{aligned} k_{v(1,2)} &= s_{11} \cdot \Delta_1 \pm \sqrt{s_{11}^2 \cdot \Delta_1 - s_{11} \cdot \Delta_1^2 + s_{12}^2 \cdot \Delta_1} = \\ &= s_{11} \cdot \Delta_1 \left(1 + \frac{s_{12}}{s_{11}}\right) = s_{11} \cdot \Delta_1 (1 \pm k_{CB12}), \end{aligned} \quad (52)$$

где k_{CB12} коэффициент связи, определяемый при отсутствии короны.

Подставляя $k_{v(1,2)}$ в выражение (50), получим:

$$v_{(1,2)} = \left| c \sqrt{1 - s_{11} \cdot \Delta_1 (1 \pm k_{CB12})} \right|. \quad (53)$$

При $k_{CB12} = 0$ формула для $v_{(1,2)}$ переходит в выражение (29) для случая коронирования одного провода. Обозначим здесь эту скорость через v_0 , т.е. при $k_{CB12} = 0$ имеем $v_1 = v_2 = v_0$. При заданных условиях при и $k_{CB12} \neq 0$, двухпроводная линия может рассматриваться как одна фаза с очень глубоким расщеплением. Появляются две скорости, одна из которых больше, а другая меньше скорости в однопроводной коронирующей линии.

Рассмотрим матрицу СВ. Подставив k_{v1} и k_{v2} в систему уравнений для определения собственных векторов, получим ($\Delta_1 = \Delta_2$ и $s_{11} = s_{22}$):

$$c^2 \cdot \begin{bmatrix} s_{11} \cdot \Delta_1 (1 \pm k_{CB12}) & s_{12} \cdot \Delta_1 \\ s_{12} \cdot \Delta_1 & s_{11} \cdot \Delta_1 (1 \pm k_{CB12}) - s_{11} \cdot \Delta_1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} W_{Q1,(1,2)} \\ W_{Q2,(1,2)} \end{bmatrix} = 0,$$

или, подставляя выражение для $k_{CB12} = -\frac{s_{12}}{s_{11}}$ и сокращая на не равные нулю

множители c^2 , Δ_1 и s_{12} получим:

$$\begin{bmatrix} \pm 1 & 1 \\ 1 & \pm 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} W_{Q1,(1,2)} \\ W_{Q2,(1,2)} \end{bmatrix} = 0. \quad (54)$$

Из любой строки получим:

$$W_{Q11} = W_{Q12} \text{ и } W_{Q21} = -W_{Q22}.$$

Причем одинаковые знаки относятся к большей скорости, а противоположные к меньшей. Полагая $W_{Q11} = 1$ и $W_{Q12} = 1$ получим полную матрицу W_Q , независящую от зарядов на проводах:

$$\mathbf{W}_Q = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix}. \quad (55)$$

Аналогичные выкладки можно получить и для матричного уравнения напряжений. Столбцы матрицы собственных векторов определяют переход от фазных координат к модальным. Для двухпроводной линии имеем две моды. В первой, назовем ее - "два провода - земля" волны распространяются с меньшим искажением, чем в однопроводном случае. Во второй моде - "провод - провод" с большим. В этом смысле действие короны противоположно влиянию потерь в земле, где канал "все провода - земля" вносит наибольший вклад в общее затухание процессов. Физически этот факт почти тривиален. Суммарный заряд двух электромагнитно связанных проводов меньше удвоенного заряда двух одиночных линий. При прочих равных условиях корона на каждом из проводов двухпроводной линии развивается слабее, т.е. действительно такая линия является фазой с очень глубоким расщеплением.

Из физических соображений ясно, что при синхронном развитии процессов на обоих проводах волны в канале "провод - провод" не возникают и все процессы полностью определяются каналом "два провода - земля". На рис. 8 приведены результаты расчетов по программе, реализующей модальный метод для любой конфигурации линии. Видно, что даже при большом расстоянии между проводами, сравнимом с высотой их подвеса влияние короны заметно ослабляется по сравнению с одиночными проводами. Вопросы искажения волн при разных напряжениях на проводах и грозозащитных тросах нагляднее рассматривать при числе проводов более двух, что выходит за рамки настоящей статьи.

Выводы

1. Выполнен подробный анализ распространения двух мод волн в двухпроводной коронирующей линии.
2. Показано, что наиболее сложным с физической точки зрения является случай изолированного второго провода, на котором из-за действия короны на первом проводе происходит процесс разделения зарядов распространяющихся вдоль линии с двумя скоростями.
3. Показано, что при одновременном коронировании двух проводов действие короны существенно ослабляется.

Литература

1. Ефимов Б.В. Грозовые волны в воздушных линиях – Апатиты: изд. КНЦ РАН, 2000.-с.134.
2. Ефимов Б.В. Влияние короны в многопроводных линиях электропередачи на деформацию фронтов грозových волн. Электричество, № 8, 2002. - с.3-7.
3. Костенко М.В., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л., Ефремов И. А. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения. Л.: Наука, 1988. – с.301.

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В МЕСТЕ УДАРА МОЛНИИ В ВОЗДУШНУЮ ЛИНИЮ И В МЕСТЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ОПОРЫ*

Н.И. Гумерова, Г.Г. Хохлов

Особыми узлами в методике расчета распространения волн вдоль воздушной линии (ВЛ) в функции времени являются М-узел, моделирующий подачу воздействия (удар молнии), и R-узел, моделирующий процессы в месте присоединения проводов ВЛ к опоре.

В основу этих расчетов положено правило эквивалентной волны для многопроводных линий (рис.1), сформулированное М.В. Костенко [1]. Выражение может быть записано в различной форме, что проясняет его смысл и облегчает дальнейшее применение, и по сути описывает баланс токов в рассматриваемом узле, причем знак плюс имеют токи, приходящие к узлу по многопроводным линиям:

$$Y_x \cdot U_x + \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_x = 2 \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_{vi}, \quad (1)$$

$$I_x + \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_x = 2 \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_{vi}, \quad (2)$$

$$I_x + \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_x = I_V, \quad (3)$$

$$\left(Y_x + \sum_{i=1}^m Y_i \right) \cdot U_x = 2 \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_{vi}, \quad (4)$$

$$U_x = \left(Y_x + \sum_{i=1}^m Y_i \right)^{-1} 2 \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_{vi}. \quad (5)$$

Здесь U_{vi} – вектора волн размерностью n , набегающие к узлу x по всем m n -проводным линиям ($i = 1, 2, \dots, m$);

I_V – вектор правых частей матричных уравнений (кроме (5)), имеющий смысл обобщенных волн набегающих токов;

U_x и I_x – вектора напряжений и токов в узле x ;

$Y_i = Z_i^{-1}$ – матрица волновых проводимостей i -ой линии, собственные и взаимные волновые сопротивления фазных проводов которой определяются по формулам:

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

$$z_{jji} = 60 \ln \frac{2h_{ji}}{r_{ji}}, \quad z_{jki} = 60 \ln \frac{D_{jki}}{d_{jki}};$$

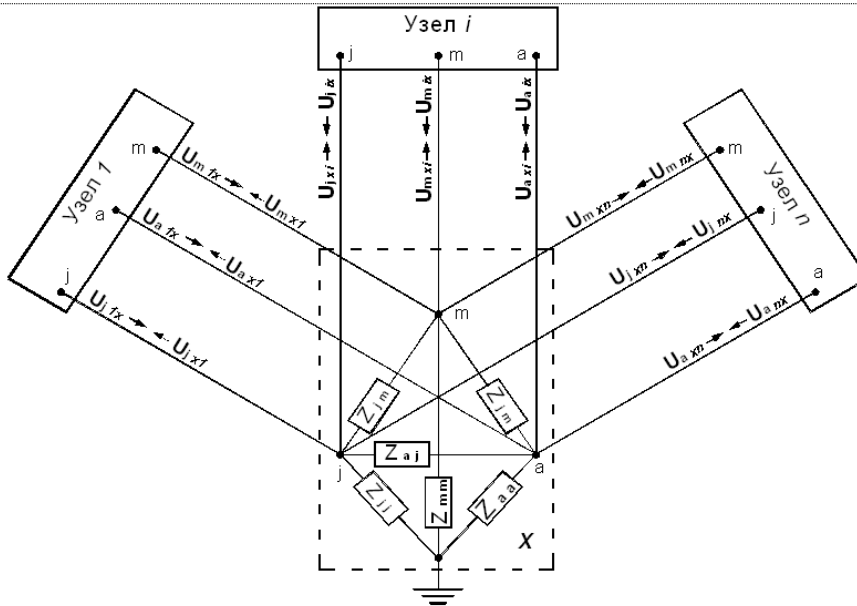


Рис. 1. Схема определения правила эквивалентной волны для многопроводных линий

Y_x – матрица многоугольника проводимостей узла x , элементы которой определяются по матрице многоугольника сопротивлений следующим образом:

$$y_{j,j} = \sum_{k=1}^n z_{j,k}^{-1}, \quad y_{j,k} = -z_{j,k}^{-1}.$$

Применение правила эквивалентной волны для многопроводных линий дает возможность рассчитывать напряжения в местах сопряжения таких линий с автоматическим учетом коэффициентов связи. Использование правила полностью определяется конфигурацией многоугольника сопротивлений в узле x . При постоянных активных элементах в узле задача определения напряжений и токов решается довольно просто с помощью операций над матрицами. Сложности возникают при наличии реактивных элементов (индуктивности опор) и нелинейных элементов (нелинейные ограничители перенапряжений). Причем, наличие последнего особенно сложно учитывать при включении его на линии между телом опоры и фазным проводом, т. е. в качестве поперечного элемента многоугольника сопротивлений. Аналогичные проблемы возникают при учете перекрытий линейной изоляции. Рассмотрим различные ситуации более подробно.

Моделирование места удара молнии в ВЛ (М-узел)

Рассмотрим ситуацию наиболее характерную для линий напряжением 110 кВ и выше. Для таких линий расчетным случаем можно считать ситуацию, когда молния ударяет в один из проводов: трос или фазный провод, и перекрытие между проводами в месте удара отсутствует. Соответствующая схема изображена на рис. 2.

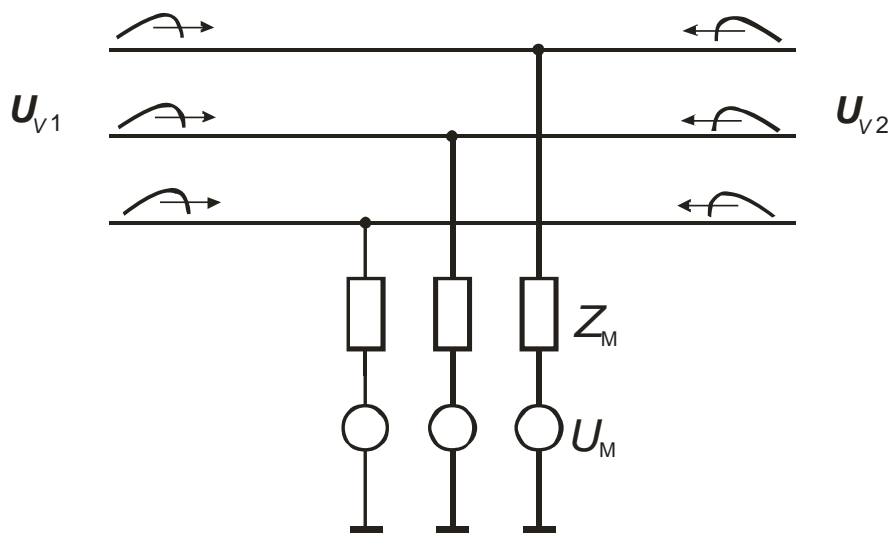


Рис. 2.

В этом узле следует задавать три ВЛ. Две ВЛ – это участки линий, идущие от места включения источника (молнии) вправо и влево. В общем случае, после развития переходного процесса по ним будут набегать волны напряжений U_{vi} , отраженные от соседних опор или схемы РУ и описываемые векторами размерностью n . Третья линия моделирует молнию, которая при ударе молнии в 1-й провод описывается матрицей волновых сопротивлений следующего вида:

$$Z_M = \begin{pmatrix} z_M & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 10^{30} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 10^{30} \end{pmatrix} \quad (6)$$

Если молния подается в другой провод, тогда элемент z_M – условное волновое сопротивление молнии, является соответствующим диагональным элементом. При подаче воздействия в несколько проводов одновременно, соответствующие элементы появляются на диагонали. Матрица волновых проводимостей для приведенного выше примера имеет вид:

$$Y_M = \begin{pmatrix} z_M^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 10^{-30} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 10^{-30} \end{pmatrix}. \quad (7)$$

Правило эквивалентной волны для М-узла принимает вид:

$$U_x = \left(Y_x + Y_M + \sum_{i=1}^2 Y_i \right)^{-1} \left(2 \sum_{i=1}^m Y_i \cdot U_{vi} + Y_M \cdot U_M \right). \quad (8)$$

Напряжение U_M в выражении (8) не удваивается, поскольку это, по сути, источник тока бесконечной мощности. Если поражен только один провод и нет связей между проводами и проводами и землей в месте удара молнии, матрица проводимостей Y_x будет нулевой. Вероятности токов определены в экспериментах при ударах в хорошо заземленный объект. Чтобы параметры воздействия (тока) не зависели от источника, соответствующее волновое сопротивление канала молнии должно быть, как минимум, на порядок выше волновых сопротивлений ВЛ. Это имеет место на практике для большинства ударов молний с наиболее вероятными амплитудами (формула М.В. Костенко для волнового сопротивления канала молнии [2]).

Помимо воздействия, появляющегося на пораженном проводе вследствие прямого удара молнии (ПУМ), необходимо также учесть напряжение, появляющееся на проводах вследствие взаимной индуктивности канала с каждым из проводов и вследствие влияния электрического поля, создаваемого зарядом молнии.

Компонента воздействия, создаваемая взаимной индуктивностью, имеет вид:

$$\Delta u = M \frac{d}{dt} i_M. \quad (9)$$

При моделировании молнии в виде косоугольного импульса эта компонента будет иметь вид на фронте и на хвосте, соответственно:

$$\Delta u_{\phi} = M \cdot I_M / \tau_{\phi} \text{ и } \Delta u_{\text{хв}} = -M \cdot I_M / (\tau_B - \tau_{\phi}) / 2, \quad (10)$$

что приведет к протеканию через провода тока $\Delta i = \Delta u / z_w$. Генерацию этого дополнительного тока можно учесть посредством соответствующего изменения тока молнии (увеличения на фронте и уменьшения на хвосте). На провода, не имеющие непосредственного контакта с каналом молнии, при этом необходимо включить дополнительные источники тока (напряжения). Дополнительное напряжение импульса молнии будет составлять $\Delta u_M = \Delta i \cdot z'_M$, причем при

этой модели следует задавать сопротивление таким, чтобы оно исключало влияния на волны, проходящие мимо этого узла, т. е. как минимум 10^4 Ом.

Аналогичным образом можно учесть и компоненту, создаваемую зарядом молнии, как $\Delta u = E_{cp} h$, где $E_{cp} \approx 10$ кВ/м.

При определении напряжения на всех проводах без учета дополнительных компонент с помощью выражения (8), при отсутствии волн, набегающих к этому месту справа и слева, получаем все компоненты вектора U_x ненулевые, причем, отношение напряжения на каждом проводе к напряжению на проводе, в который произошел ПУМ, строго соответствует коэффициентам связи, определяемым для линии без потерь. Но, когда волны, создаваемые таким образом, подходят к соседнему узлу, то вектор воздействия I_V имеет только одну отличную от нуля компоненту – на том проводе, в который ударила молния.

Моделирование опоры (R-узел)

В месте прихода ВЛ на опору имеет место различный режим присоединения проводов. Как минимум, надо рассматривать 4-х проводную линию: три фазы и трос. Трос на опоре прикрепляется не более чем через один изолятор, а на каждой второй-третьей опоре он наглухо соединяется с телом опоры. Таким образом, в большинстве случаев трос принимаем соединенным с сопротивлением заземления опор, а после перекрытия линейной изоляции или в случае размещения параллельно гирлянде ограничителя перенапряжений после его «открытия», один или все провода также соединяются с опорой, т. е. с заземлением опоры через некоторое сопротивление.

Напряжение в месте прихода проводов ВЛ на опору при всех чисто активных компонентах матриц Z_x и Y_x определяем с помощью правила эквивалентной волны, записанного в виде (5). При отсутствии соединений между проводами соотношение напряжений на проводах также подчиняется коэффициентам связи.

Итак, правая часть уравнений правила эквивалентной волны для узла опоры имеет вид, характерный для (1-4). Причем, к узлу подходят только 2 линии, чаще всего с одинаковыми волновыми сопротивлениями, хотя, например, на подходе к подстанции могут иметь место опоры и пролеты, существенно отличающиеся по конфигурации, и, соответственно, матрицы волновых сопротивлений и проводимостей тоже будут несколько отличаться. Сейчас рассмотрим ситуацию, когда различия в геометрии линии и в соответствующих матрицах отсутствуют.

Далее все определяется многоугольником сопротивлений на опоре и соответствующей матрицей (рис. 3). Если имеется только связь троса (провод 1) с сопротивлением заземления опоры, причем, индуктивность опоры не учитывается, матрицы сопротивлений и проводимостей имеют вид:

$$Z_x = \begin{pmatrix} R_{оп} & 10^{30} & \dots & 10^{30} \\ 10^{30} & 10^{30} & \dots & 10^{30} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 10^{30} & 10^{30} & \dots & 10^{30} \end{pmatrix}, Y_x = \begin{pmatrix} R_{оп}^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \end{pmatrix}, \quad (11)$$

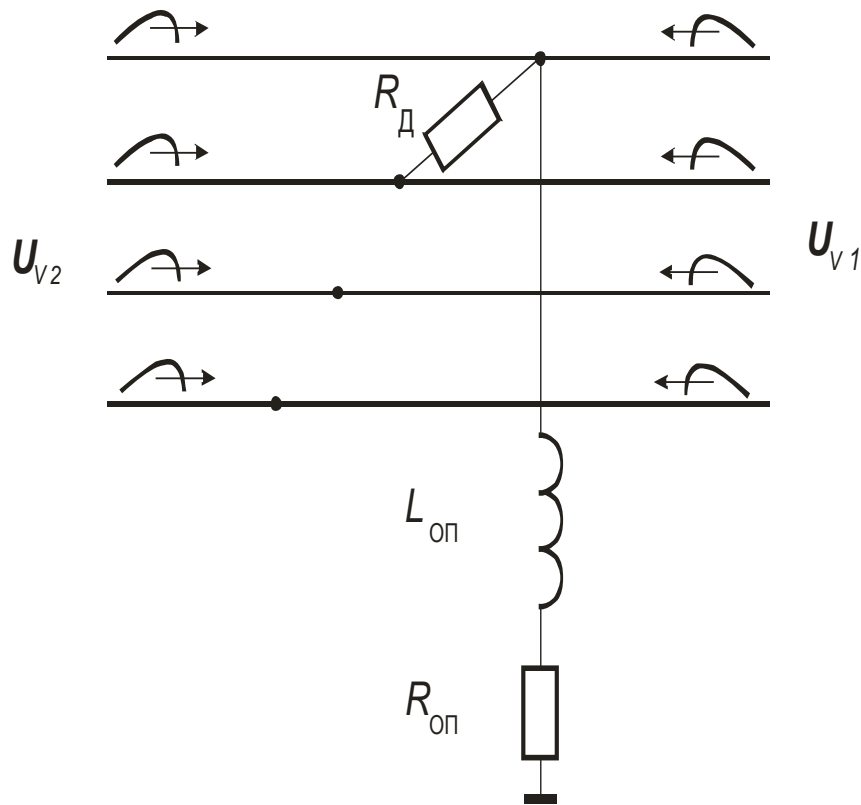


Рис. 3

В этом случае напряжение на проводах и тресе опоры связано соотношением:

$$I_x = Y_x U_x = \begin{pmatrix} R_{оп}^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} u_{x1} \\ u_{x2} \\ \dots \\ u_{xn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_{x1} \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{pmatrix}, \quad (12)$$

из которого следует, что только ток i_{x1} отличен от нуля, чего и следовало ожидать по схеме.

Если имеется связь между тросом и верхним проводом (провод 2), например, вследствие перекрытия гирлянды изоляторов (сопротивление дуги обозначим R_d), матрицы примут вид:

$$Z_x = \begin{pmatrix} R_{\text{оп}} & R_d & \cdots & 10^{30} \\ R_d & 10^{30} & \cdots & 10^{30} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 10^{30} & 10^{30} & \cdots & 10^{30} \end{pmatrix}, Y_x = \begin{pmatrix} R_{\text{оп}}^{-1} + R_d^{-1} & -R_d^{-1} & \cdots & 0 \\ -R_d^{-1} & R_d^{-1} & \cdots & 0 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 \end{pmatrix} \quad (13)$$

Наиболее простой способ получения решения – выражение (5). Здесь имеются две отличные от нуля компоненты в векторе токов в узле x :

$$\begin{aligned} i_{x1} &= y_{x1,1} \cdot u_{x1} + y_{x1,2} \cdot u_{x2} = \frac{u_{x1}}{R_{\text{оп}}} + \frac{1}{R_d} (u_{x1} - u_{x2}) = i_{x\text{оп}} - i_{x2}; \\ i_{x2} &= y_{x2,1} \cdot u_{x1} + y_{x2,2} \cdot u_{x2} = \frac{1}{R_d} (u_{x2} - u_{x1}), \end{aligned} \quad (14)$$

где $i_{x\text{оп}} = u_{x1} / R_{\text{оп}}$ – ток, протекающий непосредственно по опоре, в данном случае через ее сопротивление заземления.

Как отмечено выше, в рассматриваемом узле имеется элемент, играющий существенную роль для волн большой крутизны и при малых сопротивлениях заземления – индуктивность опоры $L_{\text{оп}}$. Это заставляет обращаться к решению соответствующих дифференциальных уравнений. Для ситуации, когда линия содержит только 2 провода (трос и фазный провод) и перекрытий линейной изоляции нет, имеем следующую систему аномальных уравнений (с учетом равенства нулю тока i_{x2}):

$$\begin{cases} L_{\text{оп}} \frac{di_{\text{оп}}}{dt} + R_{\text{оп}} i_{\text{оп}} = L_{\text{оп}} \frac{di_1}{dt} + R_{\text{оп}} i_1 = u_{x1}; \\ i_{x1} + 2y_{1,1} \cdot u_{x1} + 2y_{1,2} \cdot u_{x2} = i_{V1} \\ 2y_{2,1} \cdot u_{x1} + 2y_{2,2} \cdot u_{x2} = i_{V2}. \end{cases} \quad (15)$$

Исключим из двух последних уравнений напряжение u_{x2} :

$$\begin{cases} i_{x1} + 2y_{1,1} \cdot u_{x1} + 2y_{1,2} \cdot u_{x2} = i_{V1}; \quad \times y_{2,2} \\ 2y_{2,1} \cdot u_{x1} + 2y_{2,2} \cdot u_{x2} = i_{V2}; \quad \times y_{1,2} \end{cases} \quad (16)$$

$$i_{x1} \cdot y_{2,2} + 2y_{1,1}y_{2,2} \cdot u_{x1} - 2y_{1,2}y_{2,1} \cdot u_{x1} = i_{V1}y_{2,2} - i_{V2}y_{1,2} = J_V(t), \quad (17)$$

или

$$\begin{aligned} i_{x1} \cdot y_{2,2} + 2(y_{1,1}y_{2,2} - y_{1,2}y_{2,1}) \cdot u_{x1} &= i_{x1} \cdot y_{2,2} + \\ + 2 \det Y_i \cdot u_{x1} &= i_{x1} \cdot y_{2,2} + D \cdot u_{x1} = J_V(t) \end{aligned} \quad (18)$$

Отсюда получаем:

$$u_{x1} = \frac{J_V}{D} - \frac{y_{2,2} \cdot i_{x1}}{D}, \quad (19)$$

$$L_{\text{он}} \frac{di_{x1}}{dt} + R_{\text{он}} i_{x1} = \frac{J_V}{D} - \frac{y_{2,2} i_{x1}}{D}. \quad (20)$$

Окончательно дифференциальное уравнение для тока принимает вид:

$$L_{\text{он}} \frac{di_{x1}}{dt} + \left(R_{\text{он}} + \frac{y_{2,2}}{D} \right) i_{x1} = L_{\text{он}} \frac{di_{x1}}{dt} + R \cdot i_{x1} = \frac{J_V(t)}{D}. \quad (21)$$

Полагая, что на каждом шаге расчета по времени Δt воздействие $J_V(t) = \text{const}$, получим с помощью преобразования Лапласа алгебраическое уравнение и его решение, которое является решением для тока в комплексной плоскости или изображением решения во временной плоскости:

$$pL_{\text{он}} I_{x1}(p) - L_{\text{он}} i_{x1}(0) + R I_{x1}(p) = \frac{J_V}{pD} \quad (22)$$

$$I_{x1}(p) = \frac{J_V}{p(p+a)DL} + \frac{i_x(0)}{p+a} = \frac{J_V \cdot a}{p(p+a)DR} + \frac{i_x(0)}{p+a} \quad (23)$$

Соответствующее решение во временной плоскости для некоторого текущего момента времени имеет вид:

$$i_{x1}(t) = (1 - e^{-a\Delta t}) \frac{J_V}{DR} + e^{-a\Delta t} \cdot i_{x1}(t - \Delta t) \quad (24)$$

Напряжения в узле x определяются из (19) и второго уравнения (16).

После перекрытия изоляции, или в ситуации, когда параллельно гирлянде изоляторов установлен ОПН и он «открылся», с учетом соотношений (14) можно записать систему уравнений:

$$\begin{cases} i_{x1} = i_{\text{оп}} - i_{x2}; \\ i_{x2} = \frac{1}{R_d}(u_{x2} - u_{x1}); \\ L_{\text{оп}} \frac{di_{\text{оп}}}{dt} + R_{\text{оп}} i_{\text{оп}} = u_{x1}; \\ i_{x1} + 2y_{1,1} \cdot u_{x1} + 2y_{1,2} \cdot u_{x2} = i_{V1}; \\ i_{x2} + 2y_{2,1} \cdot u_{x1} + 2y_{2,2} \cdot u_{x2} = i_{V2}. \end{cases} \quad (25)$$

Исключим из уравнений токи i_{x1} и i_{x2} :

$$\begin{cases} L_{\text{оп}} \frac{di_{\text{оп}}}{dt} + R_{\text{оп}} i_{\text{оп}} = u_{x1}; \\ i_{\text{оп}} - \frac{1}{R_d}(u_{x2} - u_{x1}) + 2y_{1,1} \cdot u_{x1} + 2y_{1,2} \cdot u_{x2} = i_{V1}; \\ \frac{1}{R_d}(u_{x2} - u_{x1}) + 2y_{2,1} \cdot u_{x1} + 2y_{2,2} \cdot u_{x2} = i_{V2}. \end{cases} \quad (26)$$

Сгруппируем коэффициенты перед u_{x1} и u_{x2} в двух последних уравнениях из (26):

$$\begin{cases} L_{\text{оп}} \frac{di_{\text{оп}}}{dt} + R_{\text{оп}} i_{\text{оп}} = u_{x1}; \\ i_{\text{оп}} + \left(2y_{1,1} + \frac{1}{R_d}\right) \cdot u_{x1} + \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d}\right) \cdot u_{x2} = i_{V1}; \\ \left(2y_{2,1} - \frac{1}{R_d}\right) \cdot u_{x1} + \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d}\right) \cdot u_{x2} = i_{V2}. \end{cases} \quad (27)$$

Исключим из двух последних уравнений напряжение u_{x2} , аналогично тому, как это делали в (16) и (17):

$$\left\{ \begin{array}{l} L_{\text{он}} \frac{di_{\text{он}}}{dt} + R_{\text{он}} i_{\text{он}} = u_{x1}; \\ i_{\text{он}} + \left(2y_{1,1} + \frac{1}{R_d} \right) \cdot u_{x1} + \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d} \right) \cdot u_{x2} = i_{V1}; \quad \times \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d} \right) \\ \left(2y_{2,1} - \frac{1}{R_d} \right) \cdot u_{x1} + \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d} \right) \cdot u_{x2} = i_{V2}. \quad \times \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d} \right) \end{array} \right. \quad (28)$$

$$\begin{aligned} & i_{x1} \cdot \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d} \right) + \left(2y_{1,1} + \frac{1}{R_d} \right) \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d} \right) \cdot u_{x1} \\ & - \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d} \right) \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d} \right) \cdot u_{x1} = \\ & = i_{V1} \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d} \right) - i_{V2} \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d} \right) = J_V(t); \end{aligned} \quad (29)$$

или

$$i_{x1} \cdot A + D \cdot u_{x1} = J_V(t), \quad (30)$$

где

$$\begin{aligned} A &= 2y_{2,2} + \frac{1}{R_d}; \\ D &= \left(2y_{1,1} + \frac{1}{R_d} \right) \cdot \left(2y_{2,2} + \frac{1}{R_d} \right) - \left(2y_{1,2} - \frac{1}{R_d} \right)^2 \end{aligned} \quad (31)$$

Отсюда получаем:

$$u_{x1} = \frac{J_V}{D} - \frac{A \cdot i_{x1}}{D}, \quad (32)$$

$$L_{\text{он}} \frac{di_{\text{он}}}{dt} + R_{\text{он}} i_{\text{он}} = \frac{J_V}{D} - \frac{A \cdot i_{\text{он}}}{D}. \quad (33)$$

Дальнейшее решение полностью аналогично описанному в (21) – (24). Для случая с включением нелинейного ограничителя перенапряжений необходимо учесть, что сопротивление R_d , играющее в данном случае роль

сопротивления ОПН, зависит от величины тока, протекающего через него, что требует введения итераций на каждом шаге расчета по времени.

Приведенный алгоритм позволяет найти напряжения и токи с учетом индуктивности опоры для линии, содержащей всего 2 провода. При увеличении числа проводов можно перейти к приближенному решению, которое заключается в том, что на каждом шаге решения в системе (27) рассматриваем только алгебраические уравнения. Ток, протекающий через опору, определенный на предыдущем шаге расчета по времени, в первом алгебраическом уравнении переносим в правую часть. Для скорректированного таким образом воздействия находим напряжения на всех проводах, в том числе на первом (тросе). Затем при известном напряжении первого провода находим ток через опору, решая соответствующее дифференциальное уравнение. По нему опять корректируем правую часть первого уравнения и т. д. Предварительные расчеты показывают возможность использования такого подхода практически без организации длительного итерационного процесса.

Литература

1. М.В.Костенко Обобщенное правило эквивалентной волны для многопроводных линий, Электричество, № 12, 1985, С. 16-21.
2. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов / Под. ред. Г.С. Кучинского.– СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 2003. -608 с.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ГРОВОНЫХ ВОЛН В МНОГОПРОВОДНОЙ ЛИНИИ ПРИ НАПРЯЖЕНИЯХ НИЖЕ НАЧАЛА КОРОНЫ С УЧЕТОМ СЛОИСТОСТИ ГРУНТА*

Н.Н.Гумерова, Б.В.Ефимов

Будем рассматривать задачу расчета волновых процессов в системе параллельных проводов, подвешенных на постоянной высоте над горизонтальной поверхностью однородной или многослойной земли. Будем учитывать влияние конечной проводимости проводов и грунта. Классическое решение этой задачи для частот до 1 МГц и 1000 Ом·м, впервые полученное в 1926 г. Карсоном, в современном виде изложено Л.С.Перельманом в [1]. Основные допущения, принятые в [1] и широко используемые в расчетах волновых и высокочастотных процессов в линиях, нижеследующие. Сопротивление воздуха в поперечном сечении линии много больше сопротивления растеканию токов в грунте. При этом поперечной составляющей напряженности электрического поля в грунте можно пренебречь и считать, что во всем диапазоне частот поверхность земли является поверхностью нулевого потенциала. Влиянием волнового характера поля в промежутке провод-земля на погонные параметры линии можно также пренебречь. В этих условиях матрица поперечных проводимостей линии с потерями остается такой же, как и для идеально проводящей системы, то есть погонные потенциальные коэффициенты вычисляются по формулам электростатики [2].

Продольные индуктивно-активные сопротивления с учетом проникновения магнитного поля в провода и грунт вычисляются сложнее. При заданной круговой частоте ω они определяются как сумма трех составляющих. Обозначим матрицу этих сопротивлений через \mathbf{Z} . В соответствии с [3] имеем:

$$\mathbf{Z} = j\omega \cdot \mathbf{L} + \mathbf{Z}^{(IP)} + \mathbf{Z}^{(3)}, \quad (1)$$

где \mathbf{L} - квадратная матрица собственных и взаимных индуктивностей линии без потерь; $\mathbf{Z}^{(IP)}$ - диагональная матрица собственных сопротивлений многожильных витых проводов с учетом магнитных потоков, проникающих в эти провода; $\mathbf{Z}^{(3)}$ - квадратная матрица собственных и взаимных вносимых сопротивлений, вызванных изменением геометрии поля, проникающего в проводящий грунт.

Для проводов линии электропередачи можно принять осесимметричное распределение плотности тока внутри проводов. При этом внутреннее сопротивление провода будет [3]:

$$Z_{ii}^{(IP)} = \frac{m_i \rho_i}{2\pi r_i} \cdot \frac{I_0(m_i r_i)}{I_1(m_i r_i)} \cdot s_i, \quad (2)$$

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

где r_i - радиус i -го провода; ρ_i - удельное сопротивление материала проводов; $s_i=1,4-1,7$ -поправочный коэффициент, учитывающий многожильную структуру витых проводов; $m_i \approx \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_i}}$ - волновое число материала провода;

I_0, I_1 - функции Бесселя первого рода нулевого и первого порядка.

Как показывает дальнейший анализ при низких частотах внутренним сопротивлением провода по сравнению с потерями в земле можно пренебречь. При относительно высоких частотах ($f \geq 30$ кГц), когда в многопроводной линии может сказаться влияние внутреннего сопротивления проводов на затухание в межпроводных каналах формула (2) переходит в следующее выражение:

$$Z_{ii}^{(IP)} = \frac{1+j}{2\pi \cdot r_i} \cdot \sqrt{\frac{\omega\mu_0\rho_i}{2}}. \quad (3)$$

Коэффициенты матрицы $\mathbf{Z}^{(3)}$, найденные Карсоном, имеют вид:

$$Z_{ki}^{(3)} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \int_0^\infty \frac{2e^{-\lambda(h_k+h_i)} \cdot \cos(\lambda \cdot b_{ki})}{\lambda + \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho_3}}} \cdot d\lambda = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} F_{ki}, \quad (4)$$

где h_k и h_i - высоты подвеса k -го и i -го проводов; b_{ki} - расстояние между проводами по горизонтали.

Для цепи “ i -й провод-земля” $Z_{ii}^{(3)}$ определяется по этой же формуле при $b_{ki} = 0$ и $h_k = h_i$. Численные расчеты по (4) и их сопоставление с более точными решениями показывают, что при частоте 1 МГц и $\rho_3=1000$ Ом·м погрешность для коэффициента затухания в канале “две фазы-земля” достигает 30% [4]. Однако, она быстро уменьшается с частотой и с учетом того факта, что удельное сопротивление грунта вдоль трассы линии обычно известны лишь приближенно, такую погрешность расчетных формул в первом приближении можно считать допустимой. Интеграл в (4) не выражается через элементарные функции из-за наличия радикала от комплексной величины в знаменателе. В [3] даны ряды, аппроксимирующие (4) для малых и больших значений параметра

$g_{ki} = D_{ki} \sqrt{\frac{\omega\mu_0}{\rho_3}}$, где D_{ki} - расстояние между k -м проводом и зеркальным отражением i -го провода относительно поверхности земли.

Для анализа волновых процессов в линиях с большим числом проводов, и при необходимости подробно описывать широкий спектр исходных и деформированных импульсов целесообразно воспользоваться простой

формулой, полученной М.В.Костенко и дающей незначительные погрешности при $g_{ki} < 5$:

$$Z_{ki}^{(3)} \approx \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{ki}^*}{d_{ki}}, \quad (5)$$

где $D_{ki}^* = \sqrt{b_{ki}^2 + (h_k + h_i + 2h_{\text{Э}})^2}$ - фиктивное расстояние от k -го провода до зеркального изображения i -го провода относительно плоскости на глубине $-z = h_{\text{Э}}$.

Особенность формулы (5) по сравнению с обычным понятием эквивалентной глубины обратного тока в земле состоит в том, что фиктивная глубина $h_{\text{Э}}$ является комплексной:

$$h_{\text{Э}} = \sqrt{\frac{\rho_3}{j\omega\mu_0}}. \quad (6)$$

В целом, приведенные в данном разделе формулы, решают задачу расчета параметров линии над однородной землей во всем диапазоне частот, характерных для грозových импульсов.

В районах с высоким удельным сопротивлением грунта большая часть трасс проходит по земле с многослойной (в смысле изменения электромагнитных свойств) структурой. Наиболее часто встречающийся вариант – относительно хорошо тонкий слой насыщенных водой и скальная или моренная подложка. Удельные сопротивления этих слоев могут отличаться на порядки. Встречаются и обратные варианты, когда под тонким скальным слоем расположены хорошо проводящие слои. До настоящего времени этот факт в расчетах деформации грозových волн никак не учитывался.

Для определения частотнозависимых параметров проводов ЛЭП, проходящих над землей с горизонтально слоистой структурой, желательно иметь интегральное выражение, аналогичное решению Карсона [5]. Эти выражения для двухслойной земли, диэлектрические, магнитные проницаемости и удельные проводимости слоев которой обозначены $\epsilon_1, \epsilon_2, \mu_1, \mu_2, \rho_1, \rho_2$, могут быть получены на основе общего решения волнового уравнения [6].

Введем систему координат для одиночного провода над землей: z – вертикальная ось, проходящая через центр поперечного сечения провода; x – ось вдоль линии; y – ось по горизонтали в поперечном направлении; центр координат находится на поверхности земли под проводом. Провод расположен на высоте h .

При допущении о наличии только синусоидальных волн и отсутствии отражений, выражение для продольной напряженности электрического поля в земле может быть записано в общем виде:

$$E_x^{(1)} = -\int_0^{\infty} M_1'(\lambda) \cdot e^{\eta_1 z} \cos(\lambda y) d\lambda - \int_0^{\infty} M_1''(\lambda) \cdot e^{-\eta_1 z} \cos(\lambda y) d\lambda, \quad 0 \geq z \geq -d; \quad (7)$$

$$E_x^{(2)} = -\int_0^{\infty} M_2'(\lambda) \cdot e^{\eta_2 z} \cos(\lambda y) d\lambda, \quad -d \geq z \geq -\infty, \quad (8)$$

где

$$\left. \begin{aligned} \eta_1 &= \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_1}{\rho_1} + \omega^2(\mu_0\varepsilon_0 - \mu_1\varepsilon_1)} = \sqrt{\lambda^2 - m_1^2} \\ \eta_2 &= \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_2}{\rho_2} + \omega^2(\mu_0\varepsilon_0 - \mu_2\varepsilon_2)} = \sqrt{\lambda^2 - m_2^2} \end{aligned} \right\}, \quad (9)$$

где $M_1'(\lambda)$, $M_1''(\lambda)$, $M_2(\lambda)$ – произвольные функции λ , которые определяются из граничных условий; d – толщина верхнего слоя.

Вид выражений (7) и (8) обуславливается симметрией поля относительно оси z , необходимостью обращения в нуль $E_x^{(2)}$ при $z \rightarrow \infty$ и ограниченностью толщины первого слоя земли (2 составляющие в $E_x^{(1)}$). Кроме того, построение выражений для η_1 и η_2 в виде (9) позволяет учесть продольные токи смещения в земле. Полагая, как и в решении Карсона [7], что в земле составляющие E_z и E_y незначительны по сравнению с E_x , можно получить из уравнения Максвелла $\text{rot } \bar{E} = -\mu \frac{\partial}{\partial t} \bar{H}$ и выражений (7)-(8) зависимости $H_y^{(1)}$, $H_z^{(1)}$, $H_y^{(2)}$, $H_z^{(2)}$:

$$\left. \begin{aligned} H_y^{(1)} &= \frac{1}{j\omega\mu_1} \left[\int_0^{\infty} \eta_1 M_1'(\lambda) \cdot e^{\eta_1 z} \cos(\lambda y) d\lambda - \int_0^{\infty} \eta_1 M_1''(\lambda) \cdot e^{-\eta_1 z} \cos(\lambda y) d\lambda \right] \\ H_y^{(2)} &= \frac{1}{j\omega\mu_2} \int_0^{\infty} \eta_2 M_2(\lambda) \cdot e^{\eta_2 z} \cos(\lambda y) d\lambda \\ H_z^{(1)} &= \frac{1}{j\omega\mu_1} \left[\int_0^{\infty} \lambda M_1'(\lambda) \cdot e^{\eta_1 z} \sin(\lambda y) d\lambda + \int_0^{\infty} \lambda M_1''(\lambda) \cdot e^{-\eta_1 z} \sin(\lambda y) d\lambda \right] \\ H_z^{(2)} &= \frac{1}{j\omega\mu_2} \int_0^{\infty} \lambda M_2(\lambda) \cdot e^{\eta_2 z} \sin(\lambda y) d\lambda \end{aligned} \right\}. \quad (10)$$

Представим поле в воздухе состоящим из двух составляющих:

$$\begin{aligned} H_{yB} &= H_y^0 + H'_y; \\ H_{zB} &= H_z^0 + H'_z, \end{aligned} \quad (11)$$

где H_y^0 и H_z^0 – определяют поле от тока I в проводе, а H'_y и H'_z – поле от тока в земле.

Считая распределение тока по сечению провода симметричным, можно записать на основании закона полного тока для любой точки в воздухе с координатами y, z :

$$\begin{aligned} H_y^0 &= \frac{\cos \theta}{d} \cdot \frac{I}{2\pi}; \\ H_z^0 &= \frac{\sin \theta}{d} \cdot \frac{I}{2\pi}, \end{aligned} \quad (12)$$

где $d = \sqrt{y^2 + (h-z)^2}$; $\cos \theta = \frac{h-z}{d}$; $\sin \theta = \frac{y}{d}$.

На границе раздела сред $z=0$ H_y^0 и H_z^0 могут быть выражены с помощью интегралов Фурье:

$$\begin{aligned} H_y^0 \Big|_{z=0} &= \frac{I}{2\pi} \int_0^{\infty} \cos y \cdot e^{-\lambda h} d\lambda; \\ H_z^0 \Big|_{z=0} &= \frac{I}{2\pi} \int_0^{\infty} \sin y \cdot e^{-\lambda h} d\lambda. \end{aligned} \quad (13)$$

Вторичное магнитное поле в воздухе от тока в земле аналогично [7] имеет вид:

$$\begin{aligned} H'_y &= \int_0^{\infty} \Phi(\lambda) \cos(\lambda y) e^{-\lambda z} d\lambda; \\ H'_z &= \int_0^{\infty} \Phi(\lambda) \sin(\lambda y) e^{-\lambda z} d\lambda. \end{aligned} \quad (14)$$

В соответствии с граничными условиями для нормальных и тангенциальных составляющих H_y и H_z на границах раздела сред с различными характеристиками ($H_{yB} = H_y^{(1)}$, $\mu_0 H_{zB} = \mu_1 H_z^{(1)}$ при $z=0$; $H_y^{(1)} = H_y^{(2)}$, $\mu_1 H_z^{(1)} = \mu_2 H_z^{(2)}$ при $z=-d$) можно составить систему уравнений для определения произвольных функций $M_1'(\lambda)$, $M_1''(\lambda)$, $M_2(\lambda)$, $\Phi(\lambda)$:

$$\begin{aligned}
\frac{1}{j\omega\mu_0}\eta_1 M_1'(\lambda) - \frac{1}{j\omega\mu_0}\eta_1 M_1''(\lambda) &= \frac{I}{2\pi}e^{-\lambda h} + \phi(\lambda); \\
\mu_0 \left[\frac{1}{j\omega\mu_0}\lambda M_1'(\lambda) - \frac{1}{j\omega\mu_0}\pi M_1''(\lambda) \right] &= \mu_1 \left[\frac{I}{2\pi}e^{-\lambda h} - \phi(\lambda) \right]; \\
\eta_1 M_1'(\lambda) \cdot e^{-\eta_1 d} - \eta_1 M_1''(\lambda) \cdot e^{\eta_1 d} &= \eta_2 M_2(\lambda) \cdot e^{-\eta_2 d}; \\
\mu_1 \left[M_1'(\lambda) \cdot e^{-\eta_1 d} + M_1''(\lambda) \cdot e^{\eta_1 d} \right] &= \mu_2 M_2(\lambda) \cdot e^{-\eta_2 d}.
\end{aligned} \tag{15}$$

Решая эту систему для $\mu_1 = \mu_2 = \mu_0$, получим:

$$\begin{aligned}
M_1'(\lambda) &= \frac{j\omega\mu_0}{2\pi\chi_1} I \cdot e^{\eta_1 d - \lambda h} (\eta_1 + \eta_2); \\
M_1''(\lambda) &= \frac{j\omega\mu_0}{2\pi\chi_1} I \cdot e^{-\eta_1 d - \lambda h} (\eta_1 - \eta_2); \\
M_2(\lambda) &= \frac{j\omega\mu_0}{2\pi\chi_1} I \cdot \eta_1 \cdot e^{\eta_2 d - \lambda h}; \\
\Phi(\lambda) &= \frac{\chi_2}{2\pi\chi_1} I \cdot e^{-\lambda h},
\end{aligned} \tag{16}$$

где

$$\begin{aligned}
\chi_1 &= (\eta_1^2 + \eta_2 \lambda) \operatorname{sh} \eta_1 d + (\eta_1 \eta_2 + \eta_1 \lambda) \operatorname{ch} \eta_1 d; \\
\chi_2 &= (\eta_1^2 - \eta_2 \lambda) \operatorname{sh} \eta_1 d + (\eta_1 \eta_2 - \eta_1 \lambda) \operatorname{ch} \eta_1 d.
\end{aligned} \tag{17}$$

Аналогичная система может быть составлена и для многослойной земли. В этом случае вид выражения типа (7) будет у напряженностей электрического и магнитного полей всех слоев и типа (8) – для последнего.

Определяя продольную составляющую E_{xB} электрического поля в воздухе из известных соотношений:

$$\begin{aligned}
E_{xB} &= -j\omega A_{xB} - \frac{\partial}{\partial x} V; \\
A_{xB}(y, z) - A_{xB}(y, 0) &= \mu_0 \int_0^z H_{yB}(y, z) dz;
\end{aligned}$$

где $A_{xB}(y, 0)$, $A_{xB}(y, z)$ – продольные составляющие векторного потенциала, V – скалярный потенциал.

Теперь можно записать:

$$E_{xB} = E_{xB}(y,0) - \mu_0 \int_0^z H_{yB}(y,z) dz - \frac{\partial}{\partial z} U, \quad (18)$$

где $U = V(y,z) - V(y,0)$.

Подставляя в (18) величины $E_{xB}(y,0)$ и $H_{yB}(y,z)$, получим:

$$\begin{aligned} E_{xB} = & -\frac{j\omega\mu_0}{2\pi} I \int_0^\infty \frac{e^{-\lambda h} - e^{-\lambda(h+z)}}{\lambda} \cos(\lambda y) d\lambda - \\ & -\frac{j\omega\mu_0}{2\pi} I \int_0^\infty \frac{\eta_2 \operatorname{sh} \eta_1 d + \eta_1 \operatorname{ch} \eta_1 d}{\chi_1} e^{-\lambda(h+z)} \cos(\lambda y) dy - \\ & -\frac{j\omega\mu_0}{2\pi} I \cdot \ln \frac{\sqrt{y^2 + h^2}}{\sqrt{y^2 + (h-z)^2}} - \frac{\partial}{\partial z} U \end{aligned} \quad (19)$$

Первый интеграл в выражении (19) представляет собой известный интеграл [6]:

$$\int_0^\infty \frac{e^{-\lambda h} - e^{-\lambda(h+z)}}{\lambda} \cos(\lambda y) d\lambda = \ln \frac{\sqrt{y^2 + (h+z)^2}}{\sqrt{y^2 + h^2}} = \ln \frac{D}{\sqrt{y^2 + h^2}}.$$

После упрощений можно записать:

$$E_{xB} = -\frac{j\omega\mu_0}{2\pi} I \left[\int_0^\infty \frac{e^{-\lambda(h+z)}}{\lambda + \frac{\eta_1(\eta_{1(2)} + \operatorname{cth} \eta_1 d)}{1 + \eta_{1(2)} \cdot \operatorname{cth} \eta_1 d}} \cos(\lambda y) d\lambda + \ln \frac{D}{d} \right] - \frac{\partial}{\partial z} V. \quad (20)$$

где $\eta_{1(2)} = \eta_1/\eta_2$.

Откуда приравнявая продольную напряженность на поверхности провода выражению (20), получим аналогично интегралу Карсона:

$$F_{k,i} = \int_0^\infty \frac{2e^{-\lambda(h_k+h_i)} \cos(\lambda b_{ki})}{\lambda + A(\lambda)} d\lambda. \quad (21)$$

В (21) для однослойной земли:

$$A(\lambda) = \sqrt{\lambda^2 + \frac{j\omega\mu_0}{\rho_3}} \text{ - (решение Карсона)}$$

для двухслойной земли:

$$A(\lambda) = \frac{\eta_1 (\eta_{1(2)} + \text{cth} \eta_1 d)}{1 + \eta_{1(2)} \cdot \text{cth} \eta_1 d}; \quad (22)$$

для многослойной земли:

$$A(\lambda) = \eta_i \text{th} \chi; \quad (23)$$

где k, i – номера проводов (при $k \neq i$ определяется взаимное сопротивление, при $k = i$ – собственное);

$$\chi = \eta_1 \Delta d_1 + \text{Arcth} \left[\frac{\eta_1}{\eta_2} \text{cth} (\eta_1 \Delta d_2 + \dots + \text{Arcth} \frac{\eta_{n-1}}{\eta_n}) \right]; \quad (24)$$

$\Delta d_i = d_i - d_{i-1}$ – разница между глубиной границ i -го и $i-1$ -го слоев земли.

Таким образом, (21) с учетом (22)–(24) представляет собой интегральное выражение для учета влияния двухслойной и многослойной земли и продольных токов смещения в матрице продольных сопротивлений линии, выведенное с допущениями Карсона. Интегралы (21) как для двухслойного грунта, так и в более сложном случае многослойной земли вычисляются только численными методами.

Рассмотрим на численном примере влияние двухслойности грунта на активно индуктивные сопротивления проводов. Зададим в качестве верхнего слоя насыщенный водой песок с $\rho_1 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, а в качестве нижнего слоя (неограниченного снизу) выберем скальный грунт с $\rho_2 = 10000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Примем толщины верхнего слоя равными $d=0.5 \text{ м}$, $d=5 \text{ м}$ и $d=50 \text{ м}$. Внутренними индуктивностью и активным сопротивлением проводов пренебрежем. Пренебрежем также токами смещения в земле.

На рис. 1 приведены внешние индуктивности провода, подвешенного на высоте $h=10 \text{ м}$ (с радиусом 1 см) и активные сопротивления, вызванные проникновением поля в землю.

Индуктивности определялись как:

$$L = L_B + L_3 = \frac{\mu_0}{2 \cdot \pi} \ln \frac{2h}{r} + \text{Re} \left(\frac{j\mu_0}{2\pi} F_{ki} \right). \quad (25)$$

Активные сопротивления находились по выражению:

$$R = \text{Im} \left(\frac{j\omega\mu_0}{2\pi} F_{ki} \right). \quad (26)$$

Пунктирами на рис. 1 изображены расчеты для однослойной земли при $\rho_1 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_1 = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а также не зависящая от частоты индуктивность промежутка «провод-поверхность земли» (первое слагаемое в (25)). Видно, что при низких частотах решение асимптотически приближается к решению для $\rho_1 = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. На высоких частотах индуктивность двухслойной земли сначала снижается до индуктивности грунта верхнего слоя, а затем стремится к индуктивности воздушного промежутка. Если принять, что основной спектр грозовых воздействий находится в диапазоне частот (1÷1000) кГц, то можно отметить, что при $d=0.5$ наличие верхнего слоя может сказаться только на уменьшении деформации фронтовых участков грозовых волн. При $d=50$ м практически весь процесс деформации волн определяется верхним слоем. Из других особенностей рис. 1 можно отметить, что потери в двухслойном грунте могут превышать в потери однослойной земле с $\rho_1 = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Видимо, это связано с изменением конфигурации поля. Подробно этот вопрос не исследовался.

Как для однородной, так и для двухслойной земли F_{ki} очень слабо зависят от высот подвеса проводов и расстояния между проводами и примерно равны некоторому среднему F_{ii} .

Для примера в табл. 1 приведены F_{ki} для линии с горизонтальным расположением проводов, с высотой подвеса 15 м и расстоянием между ближайшими фазами 8 м (типичные параметры линии 330 кВ). Земля принята однослойной с $\rho_1 = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Таблица 1

Добавки к продольным сопротивлениям трехпроводной линии,
вызванные проникновением поля в землю

| Частота (Гц) | Вещественные части сопротивлений | | | Мнимые части сопротивлений | | |
|-----------------|----------------------------------|----------|----------|----------------------------|----------|----------|
| | Z_{11} | Z_{12} | Z_{13} | Z_{11} | Z_{12} | Z_{13} |
| 100 | 0.000094 | 0.000094 | 0.000094 | 0.000393 | 0.000389 | 0.000377 |
| 1000 | 0.00086 | 0.000859 | 0.000855 | 0.002585 | 0.002543 | 0.002430 |
| 10^4 | 0.006806 | 0.006761 | 0.006633 | 0.014171 | 0.013774 | 0.012734 |
| 10^5 | 0.041047 | 0.040091 | 0.037463 | 0.060356 | 0.057472 | 0.050204 |
| 10^6 | 0.178513 | 0.170119 | 0.148959 | 0.207990 | 0.194952 | 0.163867 |

Разумеется, полные сопротивления, являются суммой приведенных в таблице значений и составляющей, определяемой матрицей логарифмов линии, и достаточно сильно зависят от геометрии, но составляющие, вызванные скин-эффектом в земле, с достаточной для практических целей можно характеризовать скалярной матрицей, все коэффициенты хотя и зависят от частоты, но равны друг другу.

Уже на стадии анализа формул для продольных параметров можно отметить следующий факт. При увеличении радиуса провода, а тем более для фаз с расщепленными проводами первые две составляющие формулы (1), т.е. $j\omega\mathbf{L}$ и $\mathbf{Z}^{(IP)}$ падают по сравнению с тонким проводом. В $\mathbf{Z}^{(3)}$ радиус провода не входит. Поэтому, при прочих равных условиях, в мощных линиях электропередачи средних и высших классов напряжения влияние потерь в грунте на деформацию грозовых волн будет усиливаться. Одновременно увеличивается напряжение начала короны и уменьшается ее интенсивность [8]. Поэтому с повышением класса напряжения соотношение между влиянием потерь в грунте и энергии, затрачиваемой на образование объемного заряда короны, меняется. Для линий 35 - 110 кВ с тонкими проводами типа АС-120 и при $\rho_3=100$ Ом·м влияние короны будет определяющим. Для линий 330 кВ и $\rho_3 > 10000$ Ом·м влияние потерь в земле может дать основной вклад в деформацию фронтов грозовых волн при распространении их по линии.

Теперь перейдем к анализу вторичных параметров линии (постоянных распространения и волновых сопротивлений) и расчету деформации грозовых волн.

Среди всех методов, связанных с интегральными преобразованиями для расчета импульсных процессов в схемах с параметрами, зависящими от частоты, наиболее естественными являются прямое и обратное интегральное преобразование Фурье. Следует подчеркнуть, что зависимости параметров должны быть получены в форме функции от $j\omega$, а не просто ω , как это часто бывает в результате обработки экспериментальных данных. Формульные выражения предыдущего раздела для параметров многопроводной линии дают выражения именно для аргумента $j\omega$. Будем использовать преобразование Фурье по Карсону, которое дает частотные характеристики токов и напряжений в тех же единицах измерения, что и исходные расчетные функции времени. Исходное воздействие во всех расчетах аппроксимируется разностью двух экспонент:

$$u_{BX}(t) = U_m (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) \text{ и } i_{BX}(t) = I_m (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}). \quad (27)$$

Частотная характеристика такой аппроксимации волн (например, для напряжений) будет:

$$\dot{U}(j\omega) = U_m \left(\frac{j\omega}{\alpha + j\omega} - \frac{j\omega}{\beta + j\omega} \right). \quad (28)$$

Рассмотрим процесс распространения волн в полубесконечной линии ($0 \leq x < \infty$). В точке $x = 0$ при заданных $u_{BX}(t)$ или $i_{BX}(t)$ необходимо найти вектор напряжений на всех проводах $\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, 0)$. Для этого в общем случае нужно знать частотозависимое входное сопротивление линии. Матрицу входных сопротивлений определим в дальнейшем, а пока предположим,

что вектор $\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, 0)$ задан и сформирован из частотных характеристик напряжений на отдельных проводах, а остальные элементы этого вектора равны нулю. Дальнейшее решение состоит в вычислении вектора:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, x) = \mathbf{K}(j\omega, x) \cdot \dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, 0), \quad (29)$$

где $\mathbf{K}(j\omega, x)$ - матричная передаточная функция, подлежащая определению.

Затем необходимо перейти от $\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, x)$ к функциям времени $u_i(t, x)$.

Определим передаточную функцию. Система телеграфных уравнений при переходе от t к $j\omega$ будет:

$$-\frac{d\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}}{dx} = \mathbf{Z}\dot{\mathbf{I}}_{\Phi} \quad \text{и} \quad -\frac{d\dot{\mathbf{I}}_{\Phi}}{dx} = \mathbf{Y}\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}, \quad (30)$$

где \mathbf{Z} - матрица сопротивлений, найденная по формулам, полученным выше; \mathbf{Y} - матрица поперечных проводимостей ($\mathbf{Y} = j\omega \cdot \mathbf{A}_{\Gamma}^{-1}$); \mathbf{A}_{Γ} - матрица геометрических потенциальных коэффициентов для линии без потерь.

Исключив из уравнений поочередно вектора токов и напряжений, получим систему обыкновенных дифференциальных уравнений второго порядка:

$$\frac{d^2\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}}{dx^2} = \mathbf{ZY}\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}; \quad \frac{d^2\dot{\mathbf{I}}_{\Phi}}{dx^2} = \mathbf{YZ}\dot{\mathbf{I}}_{\Phi}. \quad (31)$$

Причем $\mathbf{ZY} = (\mathbf{YZ})^T$, где t - знак транспонирования.

Диагонализируя матрицы \mathbf{ZY} и \mathbf{YZ} , получим:

$$\mathbf{ZY} = \mathbf{W}_U \Lambda \mathbf{W}_U^{-1}; \quad \Lambda \mathbf{W}_I^{-1} \cdot \mathbf{YZ} = \mathbf{W}_I \quad (32)$$

\mathbf{W}_U - квадратная матрица собственных векторов \mathbf{ZY} ; \mathbf{W}_I - квадратная матрица собственных векторов \mathbf{YZ} ; Λ - диагональная матрица собственных значений, одинаковых для \mathbf{ZY} и \mathbf{YZ} .

ведем для модальных координат индексы "s". Тогда:

$$\dot{\mathbf{U}}_s = \mathbf{W}_U^{-1} \dot{\mathbf{U}}_{\Phi}, \quad \dot{\mathbf{I}}_s = \mathbf{W}_I^{-1} \dot{\mathbf{I}}_{\Phi}. \quad (33)$$

Как известно, смысл введения модальных координат состоит в том, что система из n уравнений распадается на n не зависимых уравнений:

$$\frac{d^2 \dot{\mathbf{U}}_S}{dx^2} = \Lambda \dot{\mathbf{U}}_S; \quad \frac{d^2 \dot{\mathbf{I}}_S}{dx^2} = \Lambda \dot{\mathbf{I}}_S. \quad (34)$$

Особенностью данной задачи является то, что характеристические матрицы \mathbf{ZY} и \mathbf{YZ} являются комплексными матрицами общего вида. В настоящей работе использовался QR-алгоритм из библиотеки физико-математических стандартных программ. Практика расчетов самых разнообразных линий в широком диапазоне изменения ω показала высокое быстродействие и устойчивость метода.

Физический смысл мод для линии с потерями был выявлен еще в [9] Для каждой i -ой ($i = 1, 2, \dots, n$) моды можно определить постоянные распространения, которые равны $\gamma_i = \pm \sqrt{\lambda_i}$. Вещественные части γ_i характеризуют затухание, а мнимые изменение фазы синусоидальных сигналов. Знак плюс или минус означает две волны, бегущие по линии в разных направлениях. Будем рассматривать только волны, распространяющиеся в сторону увеличения координаты. Напряжение в i -ой моде на расстоянии x от начала можно определить:

$$\dot{U}_{S i}(j\omega, x) = e^{-\gamma_i x} \cdot \dot{U}_{S i}(j\omega, 0). \quad (35)$$

Теперь можно записать напряжение в любой точке полубесконечной линии при заданных напряжениях в начале:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, x) = \mathbf{W}_U e^{-\gamma x} \mathbf{W}_U^{-1} \cdot \dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, 0), \quad (36)$$

где $e^{-\gamma x}$ - диагональная матрица.

Матрица \mathbf{W}_U это последовательность собственных векторов матрицы \mathbf{ZY} , расположенных по столбцам. Ее можно записать как $\mathbf{W}_U = (\mathbf{W}_1, \mathbf{W}_2, \mathbf{W}_3, \dots, \mathbf{W}_n)$. Далее в (36) вместо \mathbf{W}_U последовательно вводить матрицы $\mathbf{W}_U^S = (0, 0, \dots, \mathbf{W}_S, \dots, 0)$. Тогда получим разложение вектора $\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, x)$ на составляющие на каждом из n проводов в s -ом волновом канале. Для всех проводов и каналов имеем n^2 составляющих. При этом выполняется двойной переход. На первом этапе фазные напряжения раскладываются на волновые каналы, в которых волны распространяются независимо от существования волн в других каналах. На втором каждый из волновых каналов раскладываются на составляющие напряжений на фазах тросах линии.

В частотной области осталась не решенной задача нахождения вектора $\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, 0)$ при заданном внешнем воздействии $\dot{\mathbf{U}}_{\text{ВХ}}(j\omega)$. Для этого найдем матрицу $\mathbf{Z}_{\text{ВХ}}(j\omega)$. Для линии без потерь эта матрица равна обычной матрице волновых сопротивлений и определяет соотношение между токами и напряжениями на проводах. Для линии с потерями имеем:

$$-\frac{d\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}}{dx} = \mathbf{Z}\dot{\mathbf{I}}_{\Phi}. \quad (37)$$

Переходя к модам, учитывая, что для каждой моды зависимость от расстояния определяется множителем $e^{-\gamma x}$, взяв производные от $\dot{\mathbf{U}}_s$ и полагая $x = 0$, получим известное соотношение для модальных волновых сопротивлений [3].

Возвращаясь к фазным координатам:

$$\mathbf{Z}_{\text{ВХ}} = \mathbf{W}_u \cdot \gamma^{-1} \mathbf{W}_u^{-1} \cdot \mathbf{Z}. \quad (38)$$

Эта матрица определяет соотношения между токами и напряжениями на проводах для линии с потерями, а также коэффициенты связи по токам и напряжениям, которые при низких частотах и высоких сопротивлениях грунта оказываются существенно больше, чем у линии без потерь. Последнее обстоятельство заметно влияет на надежность грозозащиты линий в районах с низкой проводимостью грунта. Простейшая эквивалентная схема для расчета напряжений в начале линии будет состоять из последовательно включенных источников напряжения их внутренних сопротивлений и матрицей входных сопротивлений линии. Тогда напряжение в начале линии будет:

$$\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, 0) = \mathbf{Z}_{\text{ВХ}}(\mathbf{Z}_{\text{ВХ}} + \mathbf{R})^{-1} \dot{\mathbf{U}}_{\text{ВХ}}(j\omega), \quad (39)$$

где $\dot{\mathbf{U}}_{\text{ВХ}}$ - вектор напряжений (э.д.с.) на входе линии; \mathbf{R} - диагональная матрица, состоящая из элементов R_{ii} , имитирующих возможные варианты соединения проводов с землей при $x=0$:

- непосредственное включение напряжения на провод ($u_i \neq 0$, $R_{ii} = 0$);
- глухое заземления провода или троса ($u_i = 0$, $R_{ii} = 0$);
- изоляцию провода от земли ($u_i = 0$, $R_{ii} \rightarrow \infty$);
- включение напряжения через некоторое сопротивление (например, канала молнии) ($u_i \neq 0$, $R_{ii} \neq 0$).

Основной недостаток такой простейшей схемы - невозможность объединения проводов при $x=0$ (кроме случая глухого заземления). В остальном можно моделировать практически все реальные случаи. В частности можно

подать напряжение на один из проводов (например, первый), задать $R_{11} = 0$, остальные $R_{ii} \rightarrow \infty$. Тогда полученные в результате расчета

$\dot{U}_i(j\omega) / \dot{U}_1(j\omega, 0)$ будут равны коэффициентам связи между первым и остальными проводами. Таким же образом наиболее просто можно найти коэффициенты связи между системой проводов или тросов, находящихся под одним потенциалом, и любым из остальных проводов.

Как известно [3], основное влияние на затухание волн оказывает мода "все провода-земля" и значительно слабее все остальные моды (практически независимо от конструкции линии). В то же время соотношение составляющих в модах существенно зависит от числа проводов. Этот вопрос рассмотрен далее на примерах расчета.

Для однопроводной линии имеем один волновой канал «провод – земля». Сравним эту линию с двух и трехпроводной линией с одинаковым подвесами подвеса проводов $h_1=h_2=h_3=15$ м) и расстоянием между $b_{12}=b_{23}=8$ м и $b_{23}=16$ м). Тогда переход от однопроводной к двухпроводной линии, а затем и трехпроводной линии осуществляется добавлением по одному проводу на расстоянии 8 м.

Естественно в однопроводной линии существует только один канал «провод -земля». Для двухпроводной линии имеем два канала два «провода – земля» и «провод–провод». Соответственно для трехпроводной линии три независимых канала будут: «все провода–земля», «провод–провод крайние» (напряжение на среднем проводе равно нулю) и «два крайних провода – средний».

Выполним расчет скоростей и составляющих волновых каналов для однородной земли с $\rho_3 = 10000$ Ом·м для расстояния от начала 3 км и частот 100 кГц и 1 МГц. Все процессы рассматриваем в комплексной плоскости в функции $j\omega$. Для простоты написания выражений точки над токами и напряжениями опустим. Предположим, что в начале линии (при $x=0$) на всех проводах задано одинаковое напряжение $U_m=(1000+j0)$ кВ. Это или число для однопроводной линии или вектор с одинаковыми составляющими при $n>1$.

Обозначим через K_α коэффициент, определяющий уменьшение амплитуды синусоидального сигнала при распространении по линии на расстояние x :

$$K_{\alpha,j} = \exp(-\operatorname{Re}(\gamma_j) \cdot x). \quad (40)$$

И через $v_{\text{отн}j}$ относительные скорости распространения сигналов:

$$v_{\text{отн}j} = \frac{\omega}{\operatorname{Im}(\gamma_j)} \cdot c \quad (41)$$

В табл. 2 приведены относительные скорости распространения сигналов (по сравнению со скоростью распространения волн в вакууме - c) и значения $K_{\alpha,j}$ для разных линий и волновых каналов.

Таблица 2

Влияние параллельных проводов на запаздывание и затухание сигналов в линиях с разным числом проводов

| Номер канала | Название канала | Однопроводная линия | | Двухпроводная линия | | Трехпроводная линия | |
|--------------|--------------------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|
| | | $v_{отн j}$ | $K_{\alpha,j}$ | $v_{отн j}$ | $K_{\alpha,j}$ | $v_{отн j}$ | $K_{\alpha,j}$ |
| $f=100$ кГц | | | | | | | |
| 1 | Все фазы –земля | 0.811 | 0.730 | 0.736 | 0.627 | 0.687 | 0.560 |
| 2 | Фаза- фаза крайние | - | - | 0.966 | 0.999 | 0.988 | ~1.00 |
| 3 | 2 крайние фазы - средняя | - | - | - | - | ~1.00 | ~1.00 |
| $f=1000$ кГц | | | | | | | |
| 1 | Все фазы –земля | 0.863 | 0.047 | 0.802 | 0.009 | 0.760 | 0.003 |
| 2 | Фаза- фаза крайние | - | - | 0.966 | 0.994 | 0.988 | 0.980 |
| 3 | 2 крайние фазы - средняя | - | - | - | - | ~1.00 | 0.999 |

Из табл. 2 можно сделать ряд важных выводов для построения алгоритма распространения грозовых перенапряжений методом бегущих волн. Во-первых, практическое значение в расчетах микросекундных процессов имеет только учет параметров первого волнового канала. Во-вторых, затухание в этом канале увеличивается, а скорости распространения волн уменьшаются с ростом числа проводов. Поэтому вводить в расчеты затухания некую эквивалентную однопроводную линию с радиусом, равным радиусу одного из проводов, и подвешенную на некоторой средней высоте нельзя. В канале «провода-земля» работают все провода линии. В связи с этим важным является вопрос о части энергии, распространяющейся в первом канале. В рассмотренном случае почти симметричного расположения проводов (кроме среднего в трехпроводном случае) и подаче напряжения на все провода этот вопрос не возникает. Каналы 2 и 3 просто не работают.

Поэтому в качестве второго примера рассмотрим линию с треугольным расположением проводов, у которой крайние провода расположены так же, как и ранее, а средний поднят на 5 м ($h=20$ м) и сдвинут по горизонтали на 5 м в сторону первого провода. В этой несимметричной линии находится под напряжением только первый провод. Остальные провода (если они учитываются в расчете) в начале линии изолированы и находятся в поле первого провода.

Для однопроводной линии все предельно просто все напряжение первого провода распространяется в единственном первом канале.

Если бы второй провод двухпроводной линии был заземлен в начале, то разложение при $x=0$ на два независимых канала очевидно: на первом проводе половина напряжения, то есть +500 кВ относится к первому волновому каналу, а

вторая половина (тоже +500 кВ) – ко второму. На заземленном втором проводе их алгебраическая сумма равна нулю. Далее сигналы в каждом из каналов распространяются со своей скоростью и затуханием. При изолированном втором проводе на нем наводится напряжение от первого. Оба напряжения участвуют в формировании напряжений двух каналов. Для приведенного примера и частоты 1 МГц эти напряжения приведены в табл. 3.

Таблица 3

Разложение напряжений в несимметричной двухпроводной линии при подаче на первый провод напряжения $(1000+j0)$ кВ и втором изолированном проводе

| Номер канала | Канал | Первый провод | Второй провод |
|----------------------------|---------------------|-----------------|------------------|
| 1 | Два провода - земля | $710.20-j24.37$ | $710.20-j24.37$ |
| 2 | Провод-провод | $289.8+j24.37$ | $-289.79-j24.37$ |
| Сумма напряжений в каналах | | $1000+j0$ | $420.40-j48.74$ |

Таким образом, в канале все провода земля, хотя и с большим затуханием, распространяется только примерно ~70% напряжения волны в начале. Остальные 30% распространяются с малыми искажениями. В этом и состоит противоречивое влияние хорошо проводящего проводника, шунтирующего землю и относительное усиление влияния потерь в земле из-за уменьшения индуктивности поля в воздухе вокруг двухпроводной линии (при практически неизменном поле в земле).

Еще более сложное разделение на волновые каналы происходит в трехпроводной линии. Соответствующие данные приведены в табл. 4.

Таблица 4

Разложение напряжений в несимметричной трехпроводной линии при подаче на первый провод напряжения $(1000+j0)$ кВ и изолированных остальных проводах

| Номер канала | Канал | Первый провод | Второй провод | Третий провод |
|----------------------------|---------------------|-----------------|-------------------|------------------|
| 1 | Два провода - земля | $588.92-j35.30$ | $596.97-j33.30$ | $588.92-j35.30$ |
| 2 | Провод-провод | $332.12+j27.78$ | 0 | $-332.12-j27.78$ |
| 3 | 2 крайних-средний | $78.95+j7.52$ | $-176.566-j15.41$ | $78.95+j7.52$ |
| Сумма напряжений в каналах | | $1000+j0$ | $420.40-j48.74$ | $335.74-j55.56$ |

Здесь уже только ~60% напряжения распространяется в канале все провода земля. Для моделирования потерь в земле схемами с постоянными (не зависящими от частоты) сосредоточенными параметрами нужно знать ток,

первого канала, распространяющийся синхронно по всем проводам и возвращающийся по земле. В тоже время разделение на каналы зависит от скин-эффекта. Обойти эту трудность позволяет следующий факт, принимавшийся ранее без доказательств. Оказывается, что весь ток в земле обусловлен именно первым каналом. Покажем это. Вектор токов при заданных напряжениях на входе будет:

$$\dot{\mathbf{I}}_{\Phi}(j\omega, 0) = \mathbf{Z}_{\text{BX}}^{-1} \dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega). \quad (42)$$

Теперь в (42), можно подставить или полный вектор фазных напряжений или его составляющую в канале «все провода-земля». Естественно вектора токов будут совершенно различными. Но если просуммировать все составляющие $\dot{\mathbf{I}}_{\Phi}(j\omega, 0)$, то получим следующие результаты.

Для рассмотренной двухпроводной несимметричной линии как при учете обоих каналов так и при учете только первого канала суммарный ток полностью совпадает $\dot{\mathbf{I}}_{\Sigma} = 2.25542 + j0.06362$. Для трехпроводной линии при учете всех каналов $\dot{\mathbf{I}}_{\Sigma} = 2.695832 + j0.035823$, а при учете 1 канала $\dot{\mathbf{I}}_{\Sigma} = 2.687641 + j0.032473$. Различие пренебрежимо мало.

Отсюда следует важный вывод при произвольном распределении токов и напряжений в линии основное искажение форм волн вследствие скин-эффекта в земле будет оказывать суммарный ток в земле, автоматически определяющий ток в канале «все провода земля». Этот ток можно вычислять просто как алгебраическую сумму фазных токов в проводах.

Теперь рассмотрим графики $K_{\alpha, j}$ и относительных скоростей в зависимости от частоты для линий с разным числом проводов и для трехпроводной линии при разных удельных сопротивлениях грунта. На рис 2 дано сравнение затухания и снижения скоростей в канале все провода - земля по мере увеличения числа проводов. Видно, что это снижение в диапазоне частот в спектрах грозových перенапряжений существенно. Значительно снижаются и скорости распространения сигнала. В этом плане учитывать в расчетах влияние параллельных проводов необходимо. Влияние высокого удельного сопротивления грунта также в основном сказывается на частотах (10-1000) кГц (рис. 3). При $\rho_3 = 10000$ Ом·м уже через 3км от начала линии синусоидальный сигнал с частотой 1 МГц практически полностью затухает. Даже при $\rho_3 = 100$ Ом·м его величина составляет около 30% от начальной. Это говорит о том, что в широком диапазоне изменения параметров земли существенное влияние потерь в ней начинается с частот, определяющих как фронты, так (в меньшей степени) и спады грозových импульсов на проводах линии.

Итак, задача определения $\dot{\mathbf{U}}_{\Phi}(j\omega, x)$ для однородной линии решена. Теперь необходимо перейти от $j\omega$ к t . Для этого используем обратное интегральное преобразование Фурье:

$$\mathbf{u}(t, x) = \frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\operatorname{Re} \dot{\mathbf{U}}(j\omega, x)}{\omega} \cdot \sin \omega t \cdot d\omega = -\frac{2}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\operatorname{Im} \dot{\mathbf{U}}(j\omega, x)}{\omega} \cdot \cos \omega t \cdot d\omega, \quad (43)$$

где $\operatorname{Re} \dot{\mathbf{U}}(j\omega, x)$ и $\operatorname{Im} \dot{\mathbf{U}}(j\omega, x)$ - вещественные и мнимые части частотных характеристик напряжений на проводах на расстоянии от начала линии.

Методы практической реализации вычисления преобразования Фурье применительно к задачам расчета грозозащиты описаны в [10].

Рассмотрим несколько примеров расчета деформации волн частотным методом. Во всех вариантах будем считать, что при $x=0$ задана стандартная грозовая волна 1.5/40 мкс, которая аппроксимирована двумя экспонентами:

$$u(t) = 1.07 \cdot U_m (e^{-0.019t} - e^{-1.6t}), \quad (44)$$

где U_m - амплитуда волна (поскольку задача линейная, то обычно принято $U_{m=1}$); t - время в микросекундах.

Длину пробега волны оставляем прежней, то есть 3000 м. Одним из недостатков программы реализующей частотный метод для n -проводной линии является невозможность решать однопроводную задачу. Даже в двух проводном случае удаление на многие сотни метров второго провода приводит к численной неустойчивости QR-алгоритма поиска СЗ и СВ. Многовариантными расчетами подобрано, что максимальное расстояние между проводами двухпроводной линии без потери точности можно принять равным 500м. Такую линию будем условно называть однопроводной.

Следует отметить, что для линии над идеально проводящей землей, расстояние между проводами 500 м безусловно позволяет говорить о двух отдельных линиях. При высоком удельном сопротивлении грунта глубина обратного тока в земле достигает нескольких километров. При расстоянии между проводами даже 500 м между ними существует заметная электромагнитная связь. Наводка на второй провод $\rho_3 = 10000$ Ом·м составляет до (5-10)% от напряжения на первом. Это является большой проблемой при обеспечении безопасности работ на отключенных линиях в условиях грунтов с низкой проводимостью. Однако обратное влияние, которое определяется квадратом этой величины, пренебрежимо мало - не более $(0.0025-0.01)U_1$.

На рис. 4 приведены данные по деформации фронтов волн и искажения частотной характеристики исходной волны для однопроводной линии с одиночным проводом, линии с одной фазой, расщепленной на две составляющие, двух и трех проводной линии с такими же фазами. Во всех случаях на все провода при $x=0$ подавалось одинаковое стандартное воздействие при $\rho_3 = 1000$ Ом·м.

Видно, как по мере увеличения общего поперечного сечения линии деформация усиливается. Причины этого явления обсуждались выше. Здесь можно отметить, что в любом случае деформация волн из-за поверхностного эффекта в земле вполне сопоставима с влиянием короны [10].

Все затухание при пробеге волнами несколько километров определяется только каналом «все провода – земля». Специальные расчеты, в которых вещественная часть постоянных распространения остальных волновых каналов полагалась равной нулю, а скорость распространения волн в этих каналах принималась равной скорости света, показали, что с большой точностью результаты не изменяются.

Изменение доли напряжения, распространяющегося в первом волновом канале, демонстрируют рис 5. На первом из них рассмотрена деформация волны на крайнем проводе трехфазной линии без тросов:

- при учете только пораженного провода;
- при учете влияния средней фазы;
- в трехфазной постановке задачи.

Видно, что в двух- и трехфазной постановке задачи появляются не искаженные составляющие второго и третьего волновых каналов. Кажущаяся деформация начальных участков волн после пробега по линии – это просто повторение напряжения в начале линии в уменьшенном масштабе, в соответствии с долей напряжения в этих каналах. На это напряжение, с запаздыванием накладывается деформированное напряжение первого канала. Можно подчеркнуть, что в любом случае из-за влияния земли резко снижается крутизна фронта волны в верхней и наиболее опасной части грозовой волны. Точный расчет формы волны при напряжении меньшем, чем половина амплитуды в ряде задач грозозащиты может играть вспомогательный характер, но основное внимание должно быть уделено крутизне фронта при больших напряжениях. Именно этот факт определяет интенсивность колебательных процессов в схемах замещения подстанций.

В целом можно отметить, что при поражении молнией одного провода, учет влияния второго (ближайшего) существенно меняет форму волны. Учет влияния третьего остальных проводов носит характер поправок второго порядка малости. Особенно, если второй учитываемый проводник – заземленный грозозащитный трос. Дополнительно можно отметить, что все сказанное существенно для грунтов с чрезвычайно высоким удельным сопротивлением, то есть $\rho \geq 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

При грунтах с $100 \leq \rho \leq 1000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (что тоже является достаточно высоким удельным сопротивлением) в расчетах достаточно учитывать только пораженный провод. При меньших ρ влиянием земли (по сравнению с деформацией фронтов волн вследствие короны) можно пренебречь даже в самых точных расчетах анализа надежности грозозащиты подстанций.

В ряде задач расчет напряжения на параллельном проводе представляет самостоятельный интерес. На рис. 6 приведена деформация фронтов волн напряжения при разных удельных сопротивлениях грунта в двухпроводной линии с высотами подвеса проводов $h_1 = h_2 = 10 \text{ м}$ ($b_{12} = 4 \text{ м}$) и одинаковыми радиусами 1 см. Волна подавалась в первый провод. Второй провод не заряжен и изолирован по всей длине. После пробега 3000 м на нем образуется многократно описанный в литературе [10] отрицательный выброс, величина которого зависит от ρ и коэффициента связи между проводами. При $\rho \geq 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ хорошо видно влияние канала «два провода – земля», энергия в котором приходит с запаздыванием, и межпроводного канала, создающего на обоих

проводах почти одинаковые по модулю напряжения в начальной части импульса. После окончания этого выброса напряжение на втором проводе поднимается до значения заметно большего, чем рассчитанное по электростатическому коэффициенту связи. Этот вопрос может быть существенным при расчете вероятности перекрытия гирлянды изоляторов при ударе молнии в опору. Напряжение на гирлянде равно разности между напряжением на опоре (или на тросе, соединенном с ее вершиной) и напряжением на проводе. По программе, реализующей частотный метод, легко найти напряжение на гирлянде в отсутствии короны. Необходимо лишь задать нужную геометрию расположения провода и троса, параметры грунта и принять расстояние пробега равным нулю. Соответствующие расчеты дают следующее. Электростатический коэффициент связи между тросом с радиусом 5.7 мм, подвешенным на опоре на высоте 13 м, и проводом с $h=10$ м, сдвинутым по горизонтали относительно троса на 2 м, равен $k_{CB}=0.220$. Уже при $\rho = 100$ Ом·м он растет до $k_{CB}=0.263$. Далее, при $\rho = 10000$ Ом·м этот коэффициент становится равным $k_{CB}=0.322$. И наконец при $\rho = 10^6$ Ом·м, характерных для районов многолетней мерзлоты доходит до $k_{CB}=0.370$ и далее с ростом удельного сопротивления грунта растет почти пропорционально логарифму ρ . При этом все приведенные значения остаются примерно постоянными в диапазоне времен 1-10 мкс. Это означает, что при прочих равных условиях составляющая напряжения на гирлянде изоляторов, определяемая разностью напряжений на тросе и на проводе будет для идеально проводящей земли 100-22=78% от напряжения на вершине опоры. Для скального грунта эта составляющая снижается до 68%, а для многолетнемерзлого грунта до 63%. Это может быть существенным при оценке вероятности обратных перекрытий с опоры на провод.

В заключении рассмотрим влияние двухслойности грунта на форму фронтов грозных волн. При учете параметров двух слоев анализ результатов становится еще более сложным, так как деформация теперь зависит от того какой из слоев является проводящим лучше, а какой хуже, соотношения проводимости слоев и толщины верхнего слоя. На практике встречаются самые разнообразные варианты. Например многолетняя мерзлота с оттаявшим верхним слоем. Влажный песок, покрывающий скалы. Тонкий слой высокоомной скальной породы под которым находится железнорудное месторождение и т.д. и т.п. Полное исследование влияния структуры грунта выходит за рамки работы. Здесь приведем лишь два примера, характеризующее степень влияния и необходимость (или желательность) учета относительно тонкого верхнего слоя. На рис. 7 рассмотрен вариант скального грунта с $\rho_2 = 10000$ Ом·м, покрытого пятиметровым слоем грунта с той же или лучшей проводимостью. Видно, что уже при уменьшении удельного сопротивления верхнего слоя на порядок перелом в кривой напряжения на фронте, вызванный разными скоростями волн в каналах, сглаживается. При сопротивлении верхнего слоя $\rho = 10$ Ом·м кривая напряжения полностью совпадает с таким же однородным грунтом, то есть нижний слой, даже при таком тонком верхнем слое, полностью им экранируется в микросекундном диапазоне времен. Влияние толщины верхнего слоя при фиксированном соотношении удельных сопротивлений слоев 1:100, то есть при

$\rho_1 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $\rho_2 = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ иллюстрирует рис. 8. Здесь также видно, что очень тонкий верхний слой $d=0.5 \text{ м}$ уже влияет на форму фронта волны. Слой толщиной в десятки метров полностью определяет деформацию фронта волны. В целом такое сильное влияние верхнего слоя понятно, так как глубина уровня эквивалентного нулевого потенциала однородного грунта, определенного по формуле $h_e = 400\sqrt{\rho / f}$ на частоте 1 МГц и $\rho = 10000 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, равна 40 м, а при $\rho_1 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – всего 4 м.

Выводы

1. Получены выражения для всех первичных и вторичных параметров линии для грунта с горизонтальной слоистостью пригодные для массовых расчетов деформации грозовых волн частотным методом.
2. Путем многовариантных численных расчетов проанализировано влияние второго слоя на параметры линии и показана необходимость учета этого фактора в задачах грозозащиты линий и подстанций.
3. Выполнен анализ влияния параллельных проводов на волновые каналы и процессы на пораженном молнией проводе и даны рекомендации по упрощению схем замещения линий при напряжениях ниже начала короны.
4. Показано, что алгоритм учета двухслойной земли, рассмотренный в данной работе, дает возможность перейти от качественных оценок степени влияния слоистости грунта к конкретным расчетам форм волн в линиях расположенных над неоднородным грунтом, параметры слоев которого изменяются в широких пределах.

Литература

1. Костенко М.В., Перельман Л.С., Шкарин Ю.П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия, 1973. - 270с.
2. Нейман Л.Р., Демирчян К.С. Теоретические основы электротехники. Л.: Энергоиздат, 1981, т. 2. - 415с.
3. Костенко М.В., Кадомская К.П., Левинштейн М.Л., Ефремов И. А. Перенапряжения и защита от них в воздушных и кабельных электропередачах высокого напряжения. Л.: Наука, 1988. – 301с.
4. Кайданов Ф.Г., Костенко М.В., Перельман Л.С. Численное определение волновых параметров и анализ погрешности решения телеграфных уравнений на примере двухпроводной линии электропередачи. Электричество, 1965, № 3.- С. 15-21.
5. Wedepohl L.M., Efthymiadis A.E. Wave propagation in transmission lines over lossy ground: a nev, complete field solution. Proc. IEE, 1978, v.125, № 6, p. 505-510.
6. Berger K. Das Verhalten von Erdungen unter hohen Stosstromen. Bulletin SEV, 1946, № 8. p. 197-211.

7. Мессерман Д.Г., Перельман Л.С. Расчет модальных параметров многопроводных линий электропередачи. Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1984, № 1. С. 9-17.

8. Бургсдорф В. В., Попов С. М. Грозозащита электропередач 750 и 1150 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1984. С. 13-20.

9. Wedenol L.M. Electrical characteristics of polyphase transmission systems with special reference to boundary- value calculations at power-line carrier frequencies. Proc. IEE., 1965, v.112, № 11.

10. Ефимов Б.В. Грозовые волны в воздушных линиях – Апатиты: изд. КНЦ РАН, 2000.- 134с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЛОКАЛЬНЫХ ИМПУЛЬСНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ ПРОТЯЖЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ПРОВОДНИКОВ*

А.Н. Данилин, Д.В. Куклин

В настоящее время одним из способов оценки уровня грозозащиты подстанций, а также защищенности ее оборудования от высокочастотных перенапряжений является анализ величин и динамики изменения во времени локальных импульсных сопротивлений заземлителей ($Z_{\text{лок}}$) оборудования подстанций и опор ЛЭП на подходах. Строгая методическая основа для таких оценок до сих пор отсутствует, и ряд решений по оценке защищенности оборудования производится на основе сравнения измеренных величин и их корреляция с уровнями, при которых на подстанции возможно развитие аварии. Так было при исследованиях $Z_{\text{лок}}$ подстанции №202 ЦЭС ОАО «Колэнерго», где в результате неудачной реконструкции фундаментов аппаратов подстанции на одной из ячеек 330 кВ уровень высокочастотных перенапряжений возрос до аварийного уровня. Сравнение результатов замеров $Z_{\text{лок}}$ переоборудованных заземлителей с теми, где еще не был произведен ремонт, показало, что после реконструкции $Z_{\text{лок}}$ возросло более чем в два раза, что и привело к развитию аварий [1]. Метод измерений $Z_{\text{лок}}$ изложен в статьях [2, 3].

Напомним, что $Z_{\text{лок}}$ есть отношение во времени импульса напряжения на подземном проводнике к току в нем и корректное время измерения определяется размерами генераторного (токового) и измерительного (потенциального) контуров и равно времени двойного пробега волны по этим контурам.

Конструкция заземлителей аппаратов подстанций и связь этих заземлителей с общим контуром подстанции, как правило, имеет ветвистую структуру и может значительно отличаться у двух соседних аппаратов. Отличаются также амплитудные значения $Z_{\text{лок}}$ и их динамика изменения во времени. Это затрудняет разработку общей электромагнитной теории этих процессов при малых временах (0,1 – 1,0 мкс). Поэтому для разработки корректной теории процессов в заземлителях необходим исходный экспериментальный материал, который может быть получен при постановке опытов с отдельными заземлителями различной конфигурации.

В данной статье рассмотрены некоторые результаты установочных опытов по измерениям $Z_{\text{лок}}$ протяженного заземлителя, представляющего собой прямой алюминиевый провод с диаметром сечения 4 мм, длиной 100м и размещенный в земле на глубине ≈ 20 см. Длина токового (ТК) и потенциального (ПК) контуров также выбрана равной 100м. Амплитуда импульсного воздействия – 10 кВ.

Изложенный в статье материал носит феноменологический характер. Приведены методики опытов и полученные результаты в виде оцифрованных осциллограмм и зависимостей по оцифрованным данным. Физико-математическое объяснение ряда полученных результатов является предметом дальнейших исследований.

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

В статье приведены методика постановки опытов и результаты следующих измерений:

- определение распределения потенциала вдоль протяженного подземного проводника (ПП);
- определение скорости распространения электромагнитной волны в протяженном ПП;
- определение параметров тока, напряжения и $Z_{\text{лок}}$ при генерировании импульса в начало и середину ПП;
- определение параметров $Z_{\text{лок}}$ при различных взаимных размещениях токового (ТК) и потенциального (ПК) контуров относительно ПП и друг друга.

1. Распределение потенциала вдоль протяженного подземного проводника.

Для исследования распределения импульсного напряжения по длине ПП, импульс подавался в конец ПП при этом измерялось напряжение по длине ПП. ТК и ПК разводились в разные стороны перпендикулярно ПП. (рис. 2). На рисунках 1 и 2 приведены схема измерений затухания напряжения по длине ПП, распределения потенциала по длине и осциллограммы этого напряжения. Очевидно, что затухание напряжения сопровождается деформацией волны. По мере удаления от точки ввода импульса в ПП наиболее затухают высшие гармоники импульса напряжения.

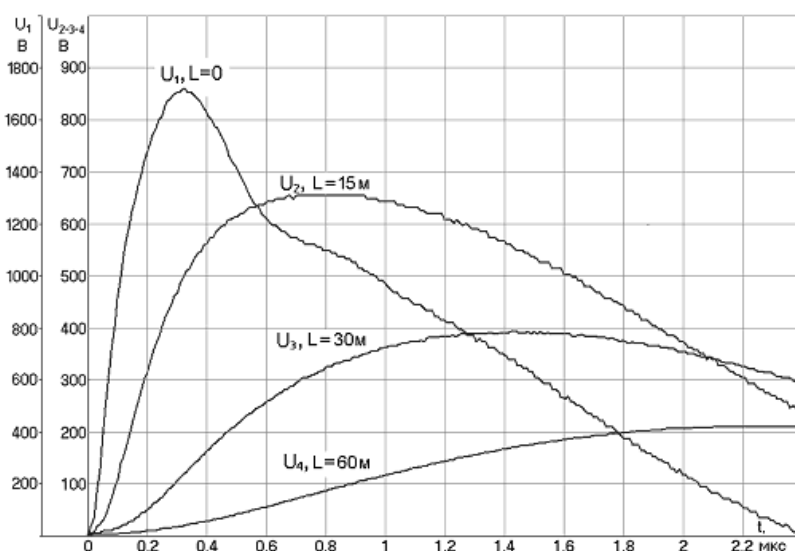


Рис. 1. Изменение формы и амплитуды напряжения по длине подземного проводника при подаче импульса в его начало

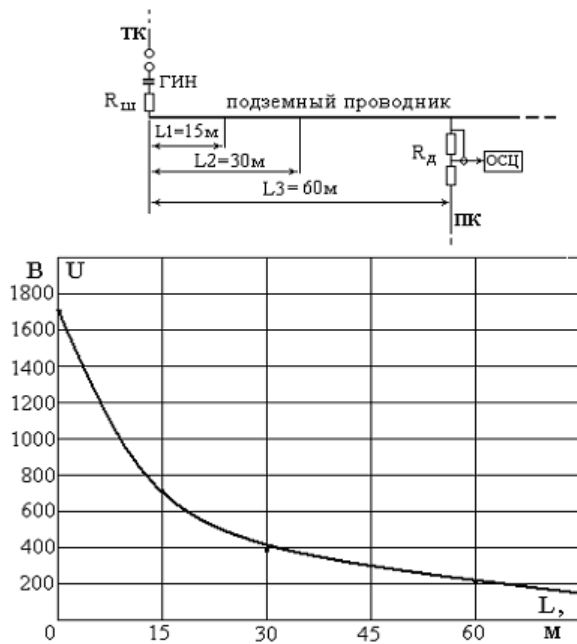


Рис. 2. Схема измерений и распределение амплитуды напряжения по длине ПП

2. Скорость распространения электромагнитной волны в протяженном ПП

Для определения скорости распространения волны в ПП была использована та же генераторно-измерительная аппаратура, что и при измерении затухания. Поскольку измерения должны проводиться двухлучевым осциллографом, при этом сигнал напряжения должен приходить по коаксиальному кабелю РК-50, была выполнена оценка влияния длины кабеля на задержку сигнала при измерении скорости распространения сигнала по ПП. Эти измерения выполнены с отрезком кабеля (30 м) и кабелем, соединенным последовательно с режекторным дросселем (рисунки 3 А, Б). Это необходимо для того, чтобы для определения скорости распространения волны вычесть из общей задержки прихода сигнала задержку, вызванную кабельной коммуникацией. Результаты таких измерений приведены на рисунке 4.

Измерения задержки (рис. 4) показали, что кабель задерживает сигнал на 0,17 мкс, а кабель с режекторным дросселем – на 0,33 мкс.

Дальнейшие измерения производились с использованием кабеля с режекторным дросселем, поскольку при использовании одного кабеля в нем развиваются отражения, не позволяющие достаточно точно определять временные интервалы. Схема измерений скорости распространения волны по подземному проводнику приведена на рисунке 5.

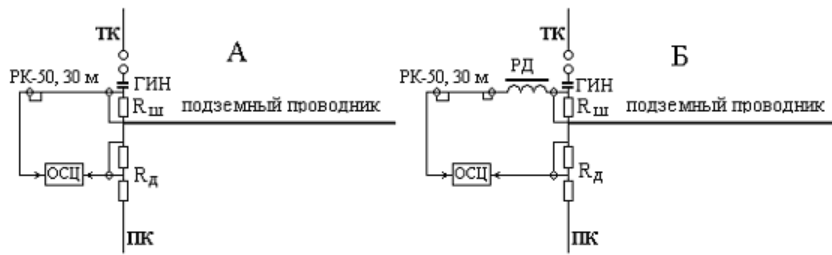


Рис. 3. Схемы измерения задержки кабелем прихода сигнала напряжения:

А – кабель 30 м; Б – кабель и последовательно включенный режекторный дроссель

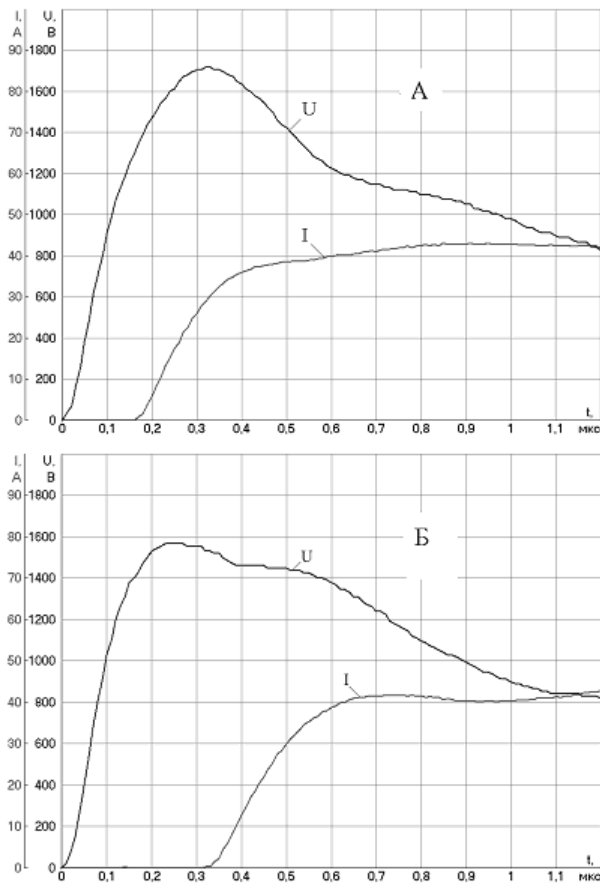


Рис. 4. Измерение задержки сигнала тока, вызванной кабелем (А) и кабелем, соединенным последовательно с режекторным дросселем (Б)

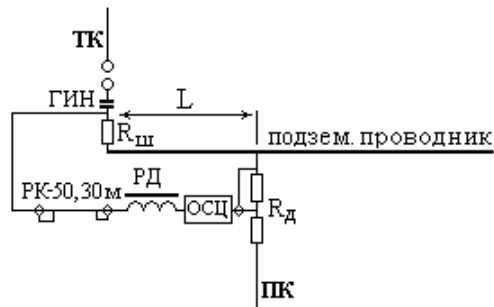


Рис. 5. Схема измерений скорости распространения волны по подземному проводнику

На рисунке 6 приведены осциллограммы токов и напряжений при измерениях скорости распространения волны.

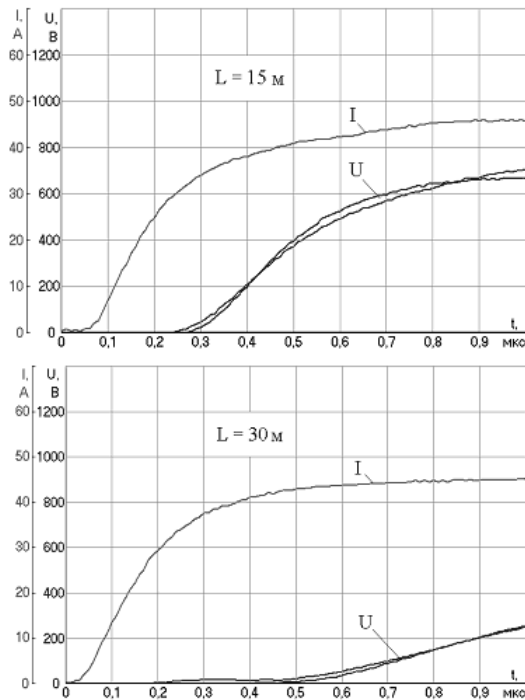


Рис. 6. Осциллограммы токов и напряжений при измерениях скорости распространения волны в подземном проводнике

Осциллограммы тока и напряжения сдвинуты друг относительно друга с учетом задержки, вызываемой кабелем и режекторным дросселем.

Осциллограммы напряжения совмещены с осциллограммами, полученными при определении затухания напряжения по длине ПП. Можно видеть их хорошее совпадение, свидетельствующее о том, что последние

измерения с использованием системы задержки не искажают измеряемый сигнал. И так, задержка при 15 м составляет $\approx 0,2$ мкс, при 30 м - $\approx 0,45$ мкс. Следовательно, скорость волны составляет 67 - 75 м/мкс, т.е. в 4 раза меньше скорости света в вакууме. Это обусловлено, в основном, высокой диэлектрической проницаемостью увлажненного грунта.

3. Параметры тока, напряжения и $Z_{лок}$ при генерировании импульса в начало и середину ПП

Цель данных опытов – оценка снижения $Z_{лок}$ при параллельном включении протяженных подземных проводников по сравнению одинарным ПП. Фактически таким включением можно считать случай, когда импульс подается в середину протяженного ПП, а токовый и потенциальный контуры размещаются в крест ПП. Сравнение полученных данных с результатами опытов, когда импульс в тех же условиях подается в начало ПП, позволяет оценить величину такого снижения. Результаты опытов представлены на рисунках 7, 8.

Определим снижение как $K_C = \frac{Z_{лок1}(t)}{Z_{лок2}(t)}$, где $Z_{лок1}(t)$ и $Z_{лок2}(t)$ -

локальные импульсные сопротивления одинарного ПП и двух радиально расходящихся ПП.

На рисунках 7, 8, 9 10 приведены результаты таких сравнительных измерений, выполненных в разные климатические сезоны ($Z_{лок}$ зависит от влажности грунта). Полученные результаты показали, что снижение крайне незначительно и утверждать, что такое включение подземных проводников можно считать параллельным будет неверно, поскольку снижение составляет 15 – 30 % ($K_C = 1,15 - 1,33$ на уровне $t=0,5$ мкс).

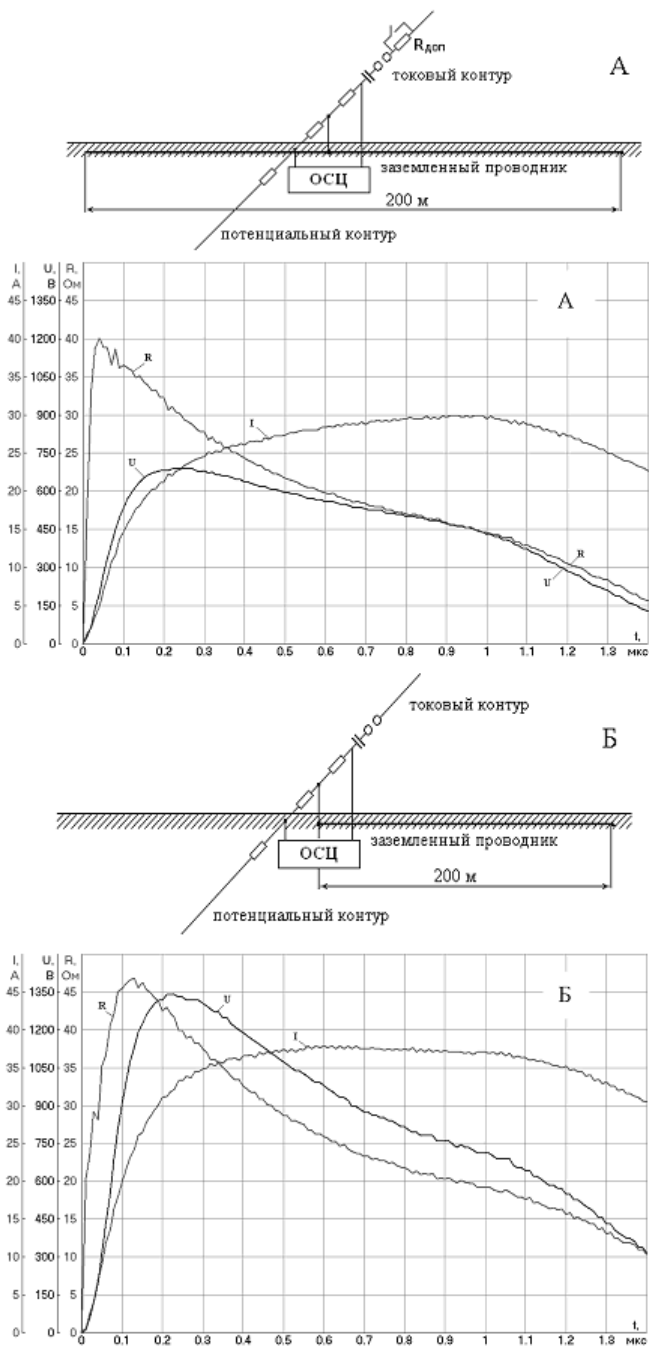


Рис. 7. Измерение токов напряжений и локальных сопротивлений при генерировании импульса середине ПП (А) и конец ПП (Б). 28.09.07 г.

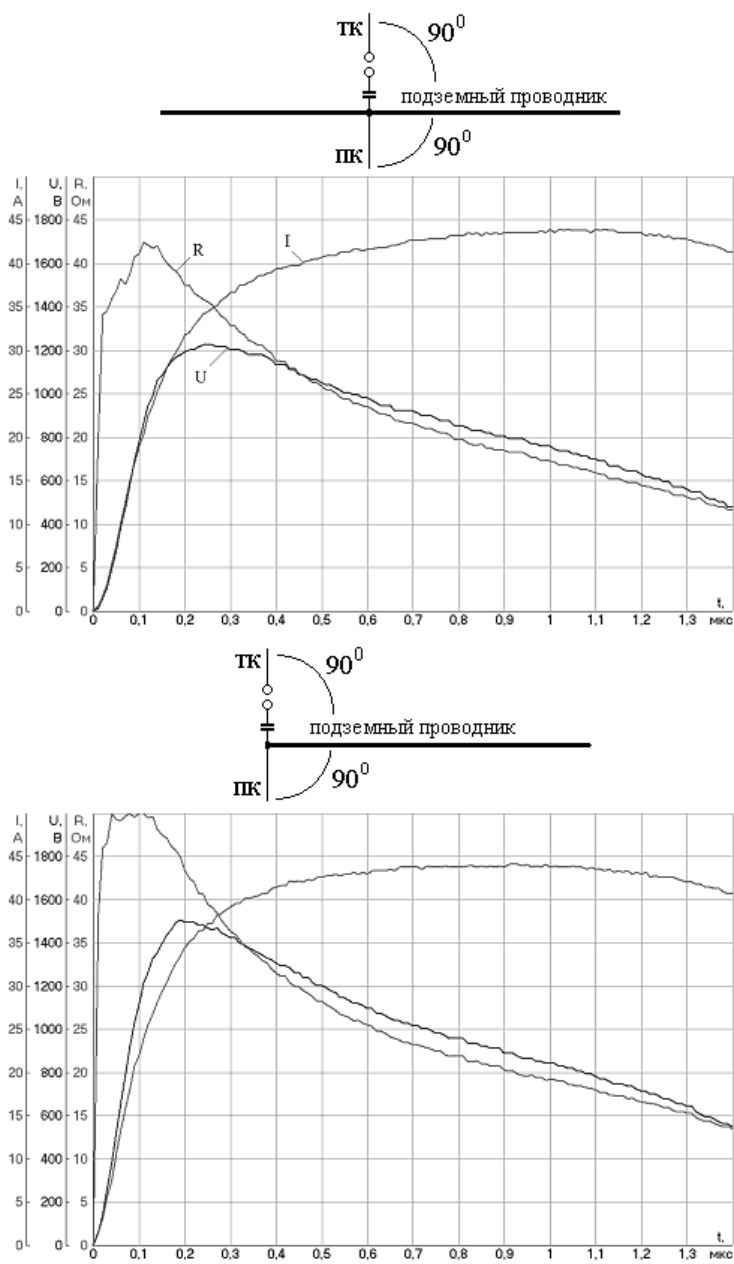


Рис. 8. Измерение токов напряжений и локальных сопротивлений при генерировании импульса середину ПП (А) и конец ПП (Б). 30.06.08 г.

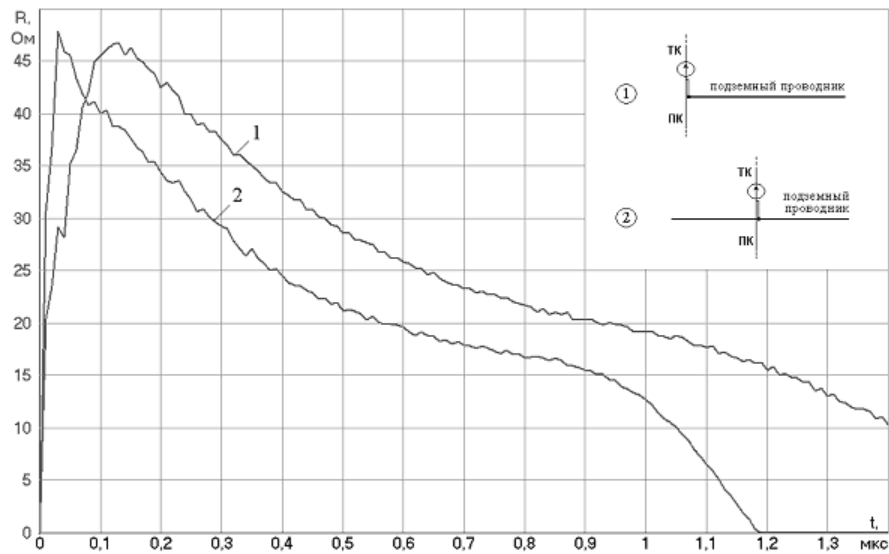


Рис. 9. Сравнительные графики сопротивлений при размещении токового и потенциального контуров перпендикулярно подземному проводнику и генерировании импульса в конец проводника (1) и в его середину (2). Опыты проведены в сентябре 2007 г.

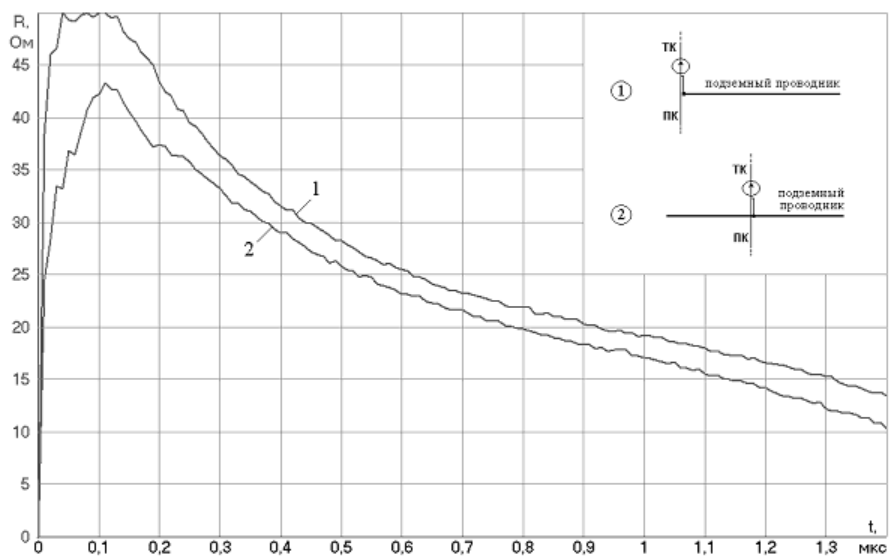


Рис. 10. Повторение опытов, представленных на рисунке 9. Опыты выполнены в конце июня 2008 года

4. Параметры $Z_{\text{лок}}$ при различных взаимных размещениях токового (ТК) и потенциального (ПК) контуров относительно ПП и друг друга

На рисунках 11 и 12 представлены сравнительные результаты определения $Z_{\text{лок}} = f(t)$ для различных взаимных размещений ТК и ПК при генерировании импульса в середину ПП (рис. 11) и конец ПП (рис. 12). Важнейшим выводом, который пока не находит объяснения, является то, что величина и динамика изменения $Z_{\text{лок}}$ не изменяется, если в любом из приведенных ниже вариантов взаимного размещения, ТК и ПК поменять местами.

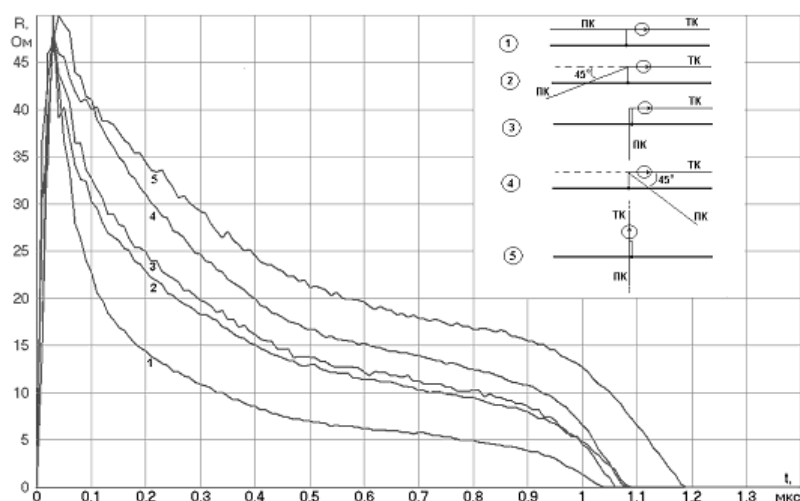


Рис. 11. Сравнительные графики $Z_{\text{лок}}$ в зависимости от взаимного расположения ТК и ПК контуров при генерировании импульса в середину ПП

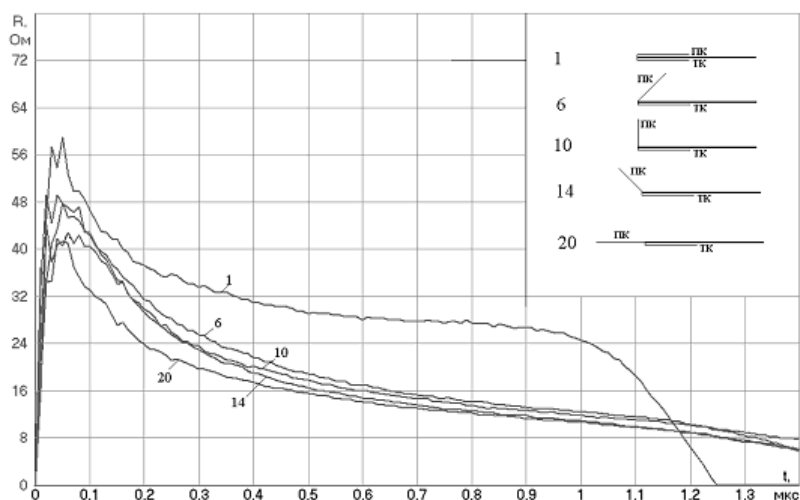


Рис. 12. Сравнительные графики $Z_{\text{лок}}$ в зависимости от взаимного расположения ТК и ПК контуров при генерировании импульса в конец ПП

Выводы

Экспериментальное исследование импульсных процессов в протяженном подземном проводнике при малых временах (0,1 – 1,2 мкс) показало следующее.

1. Определены затухание амплитуды и высших гармоник импульса с крутым фронтом, поданного в начало подземного проводника. Показано, что значения затухания очень большие, что позволяет заключить, что на крутых фронтах и высоких частотах задействована только ближняя зона заземлителя.

2. Измеренные скорости волн в подземных проводниках составляют 67 - 75 м/мкс, т.е. в 4 раза меньше скорости света в вакууме, что обусловлено высокой диэлектрической проницаемостью увлажненного грунта.

3. Снижение локального импульсного сопротивления радиального заземлителя из двух лучей по сравнению с однолучевым заземлителем составляет 15 – 33 %. Утверждать, что такое включение подземных проводников можно считать параллельным будет неверно.

4. Показано, что параметры $Z_{\text{лок}}$ при различных взаимных размещениях токового (ТК) и потенциального (ПК) контуров относительно ПП и друг друга могут многократно различаться. Критерий, позволяющий считать корректным то или иное взаимное размещение генераторно-измерительных контуров и подземного проводника при измерении его параметров при малых временах в настоящее время не выработан.

5. Результаты, полученные в серии опытов, описанных в статье, позволяют выбрать дальнейшее направление исследований быстропротекающих процессов в подземных проводниках и могут использоваться для разработки физико-математической теории этих процессов.

Литература

1. Данилин А.Н., Колобов В.В. Экспериментальные исследования высокочастотных коммутационных перенапряжений на подстанциях 330 кВ ЦЭС ОАО «Колэнерго» и метод их снижения // Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях. – Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2004. С. 93 – 110.

2. Данилин А.Н. Колобов В.В. Методика и результаты измерений переходных импульсных сопротивлений заземлителей оборудования подстанций.// Электрофизические проблемы надежности эксплуатации высоковольтных сетей / ИФТПЭС.- Апатиты: Изд. КНЦ РАН, 2005. С.7-14.

3. Данилин А.Н., Колобов В.В. Селиванов В.Н., Прокопчук П.И. Методика импульсных измерений сопротивления растеканию заземлителей опор высоковольтных линий электропередачи под грозозащитным тросом // Техно-экономические и электрофизические проблемы развития энергетики Севера – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2007. – С. 79 – 86.

АНАЛИЗ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ ПРИ ВАРЬИРОВАНИИ ИХ ПАРАМЕТРОВ*

Н.И. Гумерова

Принятый в настоящее время подход к решению проблемы выбора грозозащитных мероприятий был сформирован довольно давно. Все нормативные документы (ПУЭ [1], РУ [2]) были рассчитаны на использование вентильных разрядников (РВ) при защите от грозовых перенапряжений на подстанции и базировались на богатом опыте эксплуатации. На практике во многих случаях сопротивление заземления опор на подходах к подстанциям выше, чем это рекомендовано ПУЭ. Грозозащитные тросы зачастую отсутствуют. Также изменилось соотношение цен на устройства заземления опор и подстанций, тросы и защитные аппараты (ОПН существенно дешевле РВ). Цены на основное высоковольтное оборудование остаются стабильно высокими.

Так как вольтамперные характеристики ОПН ниже, чем у разрядников, они более чувствительны к сопротивлению заземления опор на подходе к подстанциям. Измерения импульсных сопротивлений заземления опор ВЛ на ряде подстанций Колэнерго (на 13 линиях для 4-х подстанций) показали, что сопротивления не только превышают нормативы, но и различаются по величине в некоторых случаях на порядок. Так минимальное зафиксированное сопротивление равнялось 7 Ом, а максимальное – 300 Ом.

Кроме того конструкции опор на подходах к ОРУ и длины пролетов также различны, что приводит к изменению практически всех параметров, определяющих характеристики распространения волн и вероятность ориентации молнии в ВЛ. Неодинаковы параметры линейной изоляции ВЛ, поскольку число изоляторов в пределах одной линии также может отличаться, особенно на подходе. Конфигурация ОРУ содержит участки ошиновки, различающиеся по высоте. Если посмотреть на перспективу, то на подстанциях будут появляться, и уже появляются элегазовые и кабельные вставки, что скажется на волновом сопротивлении участков ошиновки. Наличие кабельных вставок характерно для распределительных устройств гидроэлектростанций и подстанций глубокого ввода. Кроме того, геометрия ошиновки подстанции не полностью отвечает принципам классических длинных линий. Имеют место вертикальные или наклонные спуски, длина которых сопоставима с длиной горизонтальных участков.

Появляющиеся в последнее время работы по анализу грозовых перенапряжений в основном отличаются используемым программным обеспечением и не затрагивают упомянутые вопросы. При ориентации на современные программные комплексы иногда теряются прежние достижения, а именно учет деформации грозовых волн на подходе вследствие импульсной короны и вероятностный характер развития грозовых перенапряжений.

Это требует тщательного анализа развития грозовых перенапряжений в схемах ОРУ и соответствующих показателей надежности грозозащиты с учетом всех перечисленных факторов.

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

Рекомендации ПУЭ ориентируются на ряд стандартных схем. В настоящем исследовании мы подробно рассмотрим только некоторые из них. Прежде всего, классы напряжения. Как было отмечено, в Колэнерго имеют место классы напряжения 110, 150 и 330 кВ. В принципе эти же классы напряжения являются основными и для других регионов (исключая 150 кВ) и среди этих РУ наибольшее количество выполнено по стандартным схемам или с небольшими отклонениями от стандартных конфигураций.

В соответствии с методикой, применявшейся в свое время в «Энергосетьпроект» для определения максимально допустимых расстояний между защищаемым оборудованием и защитными аппаратами, определяется зависимость показателя надежности грозозащиты M от этого расстояния (далее l). По данным РУ [2] для класса напряжения 110 кВ величина M не должна опускаться ниже 300-400 лет, для класса 330 кВ соответствующая граница составляет 600-800 лет. Это и будем считать ориентиром в дальнейшем.

Показатель надежности должен быть определен как результат действия ударов молнии в фазный провод (прорывы мимо тросовой защиты) и ударов в трос и опору (обратные перекрытия). Причем необходимо суммировать показатели по всем воздушным линиям, приходящим к ОРУ, поскольку каждая из них является независимым приемником молнии.

Результаты расчетов показывают, что основной вклад в возникновение грозовых перенапряжений ОРУ 110-330 кВ вносят удары молнии в трос и опору с последующим обратным перекрытием. Причем, для класса напряжения 110 кВ показатели надежности для «прорывов» отличаются от показателей для «обратных перекрытий» на несколько порядков (минимум на порядок), для класса напряжения 330 кВ это различие меньше (от 2-х раз до порядка). Это вполне отвечает существующим представлениям и объясняется тем, что для этих классов напряжения вероятность прорывов не превышает долей процентов для 110 кВ и единиц процентов для 330 кВ, при том, что при ударах молнии в трос и опору вероятность перекрытия линейной изоляции для этих классов напряжения достаточно велика. Хотя, как далее будет видно из графиков, при одной и той же амплитуде молнии последствия удара в фазный провод намного тяжелее.

Также несколько отличается и изменение закономерностей появления опасных перенапряжений при этих двух видах воздействий. Так при ударах молнии в фазный провод наиболее опасными являются удары молнии вблизи входа ВЛ на подстанцию. При удалении от подстанции степень опасность снижается вследствие деформации волны вследствие импульсной короны. Каждая последующая кривая опасных волн смещается влево и вверх для нижних КОВ и влево и вниз для верхних КОВ (рис. 1, цифры на кривых показывают на каком расстоянии от ОРУ молния ударила в ВЛ). Кроме того, из-за прихода в первые моменты времени отраженных волн от емкостей, эквивалентирующих высоковольтное оборудование, снижается напряжение на проводе относительно опоры. Вследствие этого затрудняется перекрытие линейной изоляции на опорах, ближайших к подстанции (отсутствует срез волн). Напряжения на оборудовании и токи через защитные аппараты повышаются.

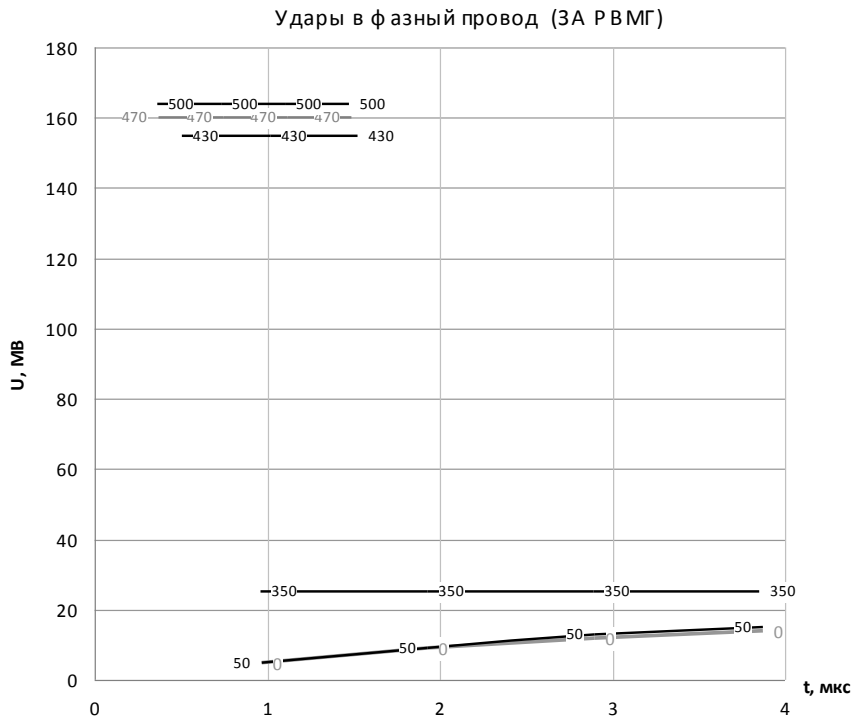


Рис. 1. Кривые опасных волн для силового трансформатора тупиковой подстанции 110 кВ при ударах молнии в фазный провод

При ударах молнии в трос или опору вблизи подстанции благодаря связи тросов с контуром заземления подстанции напряжение на первых опорах снижается более существенно, чем на более отдаленных опорах. В результате возможность перекрытия линейной изоляции на ближайших опорах затруднена. Поэтому, несмотря на потери энергии грозовой волны вследствие короны и влияния конечного сопротивления земли, как правило, первая, а иногда и вторая КОВ проходят выше, чем КОВ, построенные для ударов молнии в более отдаленные части ВЛ (рис. 2). И только потом начинает сказываться деформация волны и степень опасности ударов в трос и опору начинает снижаться. При ударах молнии в трос и опору основной вклад в появление опасных перенапряжений вносят второй и третий, иногда и четвертый пролеты.

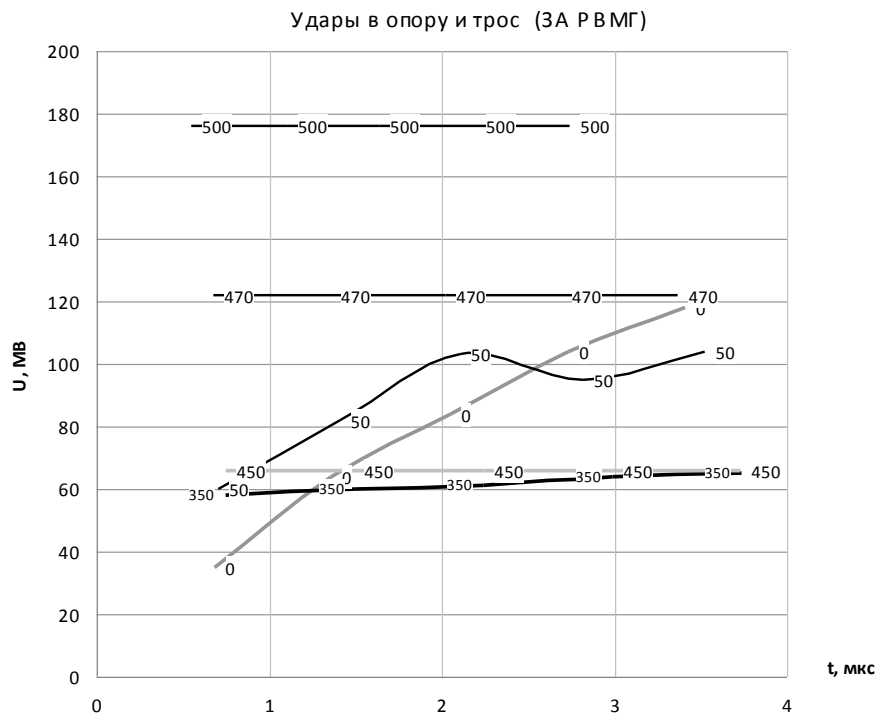


Рис. 2. Кривые опасных волн для силового трансформатора тупиковой подстанции 110 кВ при ударах молнии в трос и опору

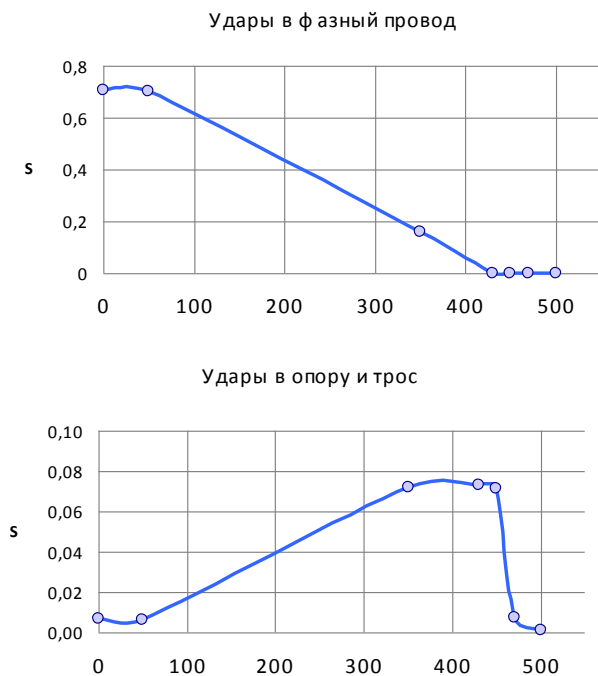


Рис. 3. Зависимость вероятности появления опасных волн от расстояния от входа подстанции

На рис. 3 приведены зависимости вероятности возникновения опасных волн на различных расстояниях от входа подстанции. Видно, что при прорывах молнии мимо тросовой защиты основной вклад дают ближайšie к входу пролеты, а при ударах в трос и опору – напротив более удаленные части ВЛ. Эти показатели определены без учета вероятности прорывов и дополняющих их до единицы вероятностей ударов молнии в трос и опоры. Видно, что при прочих равных условиях для класса напряжения 110 кВ результаты попадания молний в фазный провод характеризуются более высокой степенью опасности для оборудования РУ, чем удары в опоры и трос. Учитывая, что для 110 кВ вероятности прорывов составляют проценты и доли процентов, получим суммарную вероятность опасных перенапряжений при ударах молнии в фазный провод, как минимум, на порядок ниже, по сравнению с вероятностью появления опасных волн при ударах в трос и опоры.

Аналогичные результаты получены в расчетах грозовых перенапряжений для тупиковых подстанций 330 кВ и достаточно сложных, но все же довольно часто применяемых схем ОРУ – с тремя ВЛ и двумя трансформаторами и соответственно с двумя защитными аппаратами (2 системы сборных шин с обходной) обоих классов напряжения.

Остановимся на несколько немономонном характере зависимостей $M(\ell)$. Пример таких зависимостей для силового трансформатора тупиковой подстанции класса напряжения 110 кВ показан на рис. 4 (здесь ОПН1 – УХЛ-110/73-10/450(II), ОПН2 – УХЛ-110/88-10/450(II)). Это определяется колебательным процессом, возникающим в системе «молния – ВЛ – РУ». Так при увеличении расстояния между защитным аппаратом и защищаемым объектом в ряде случаев напряжения несколько снижаются, а не увеличиваются, что объясняется изменением соотношений частот собственных колебаний различных участков схемы.

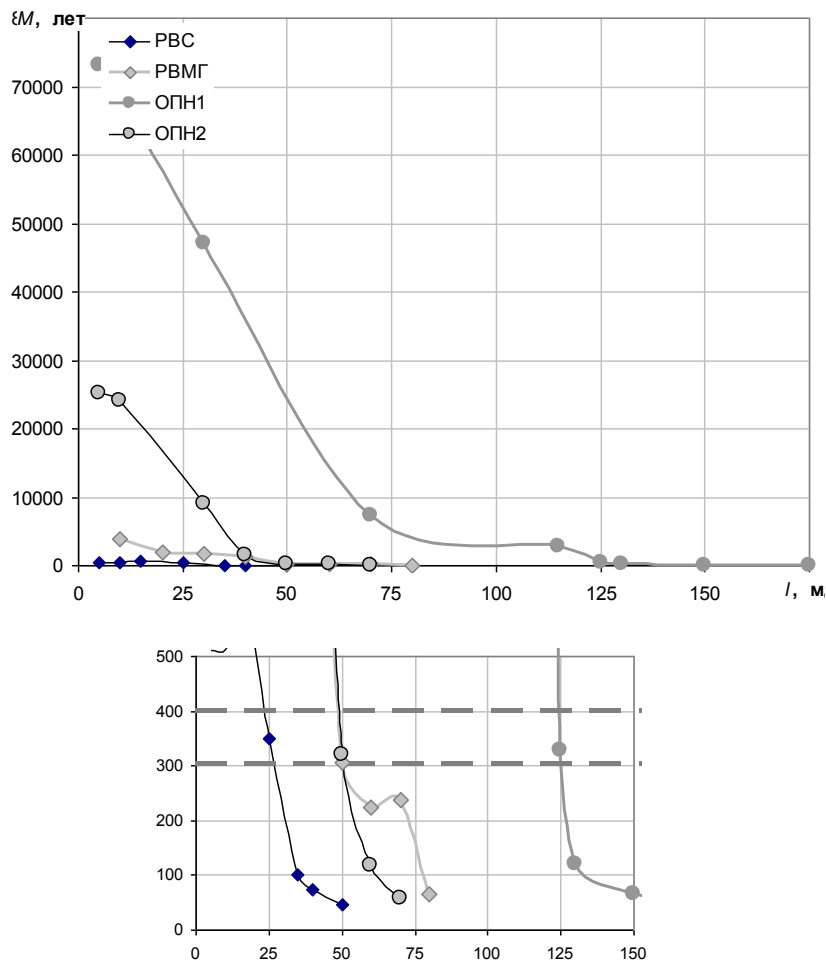


Рис. 4. Зависимость показателя надежности грозозащиты M от расстояний между защитным аппаратом и силовым трансформатором тупиковой подстанции 110 кВ для различных защитных аппаратов.

Пример соотношения напряжений на силовом трансформаторе рассмотренной схемы при различных расстояниях между защитным аппаратом и защищаемым объектом при местах удара молнии в ВЛ, расположенных на 20 м и 650 м от входа ОРУ представлен на рис. 5.

Относительно низкая эффективность ограничителей при больших расстояниях до защищаемого оборудования (зависимость $M(l)$ для ОПН2 проходит на интересующем нас участке не выше соответствующей кривой для РВМГ) объясняется, по-видимому, тем, что ограничитель имеет более низкое сопротивление, чем разрядник. Это приводит к тому, что несколько изменяется форма напряжения в схеме, появляется значительная слабо затухающая колебательная компонента. Причем она тем выше, чем больше расстояние l .

Это, в принципе необходимо учитывать и при оценке допустимого напряжения, в первую очередь для силовых трансформаторов.

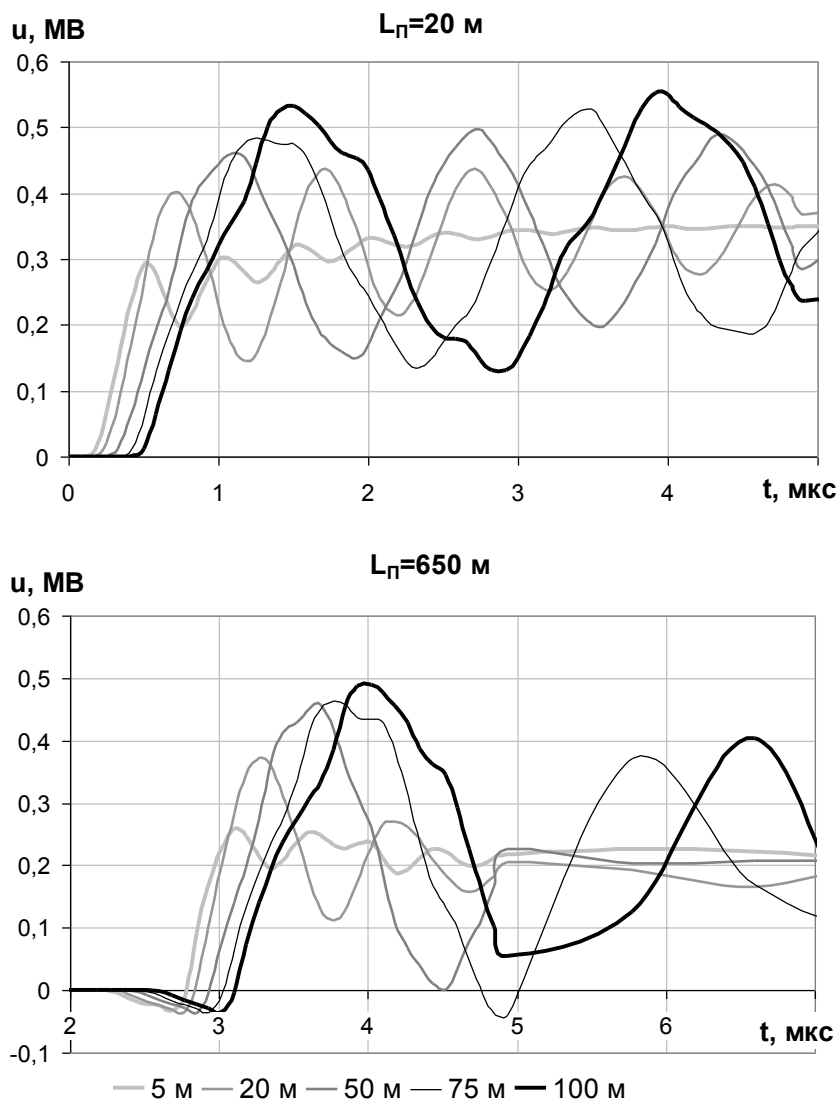


Рис. 5. Напряжение на силовом трансформаторе ОРУ 110 кВ тупиковой ПС при ударе молнии амплитудой 100 кА в опору при варьировании места удара от входа (L_n) и расстояния между СТ и ОПН ($\ell = 5, 20, 50, 75, 100 \text{ м}$)

При экспериментальных измерениях входных емкостей силовых трансформаторов (и прочего оборудования) получено, что величина емкости существенно зависит от энергоемкости (мощности) трансформатора и его конструкции. Так для класса напряжения 110 кВ значения входных емкостей по различным источникам могут варьироваться в пределах от 400 пФ до 1000 пФ. По данным РУ [2] емкости силового трансформатора составляет 800 пФ. Графики напряжений на силовом трансформаторе тупиковой схемы 110 кВ при

варьировании емкости трансформатора и различных расстояниях места удара от входа подстанции представлены на рис. 6. Зависимости конкретных значений максимумов перенапряжений от величины емкости трансформатора тупиковой подстанции 110 кВ приведены на рис. 7. Совершенно очевидно, что амплитуды и форма перенапряжений существенно отличаются, причем нет монотонной зависимости максимумов от величины емкости. Различие в 5-10 % в максимумах напряжений приводит в конечном счете к большому разбросу в показателях надежности грозозащиты при различных емкостях (до 100 % и более).

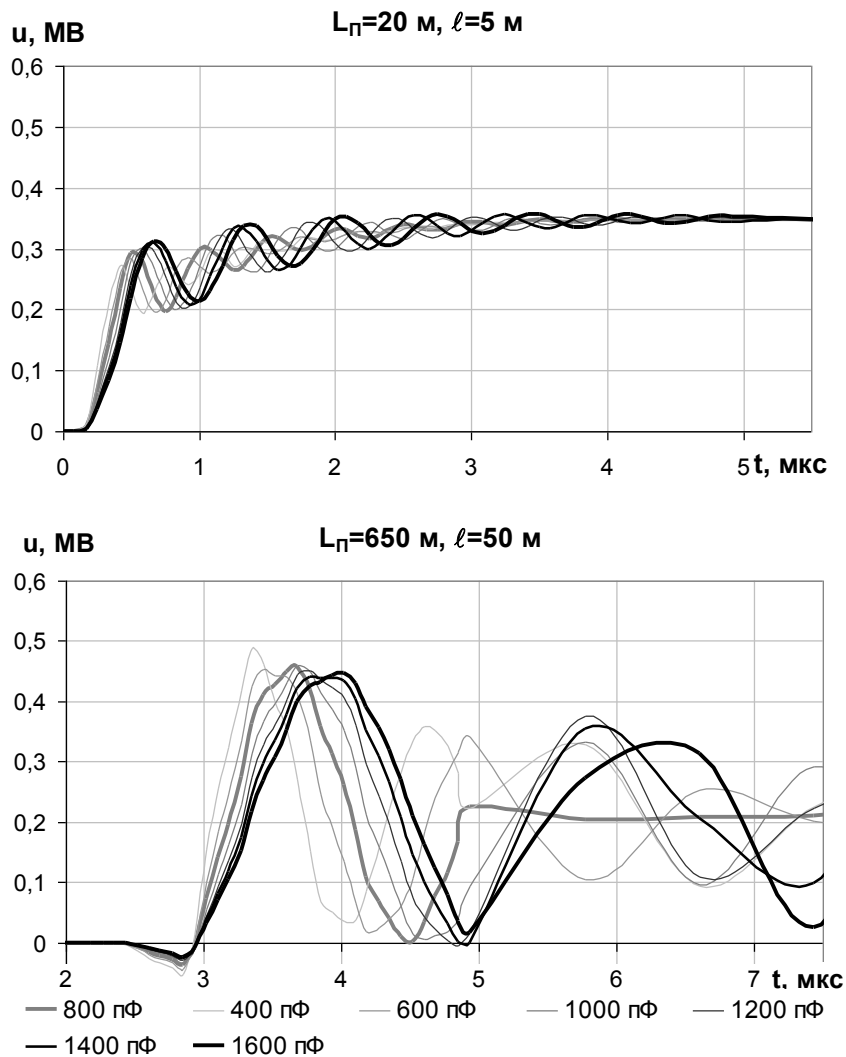


Рис. 6. Напряжение на силовом трансформаторе ОРУ 110 кВ тупиковой ПС при ударе молнии амплитудой 100 кА в опору при варьировании расстояния места удара от входа и емкости СТ

Одними из основных параметров при расчете грозовых перенапряжений являются характеристики линейной изоляции, то есть вольт-секундные

характеристики (ВСХ). Во-первых, ВСХ, в принципе, характеризуется некоторым статистическим разбросом (до 10 %). Кроме того, ВСХ построены для грозовых воздействий стандартной на тот период формы (1,5/40 мкс). И, наконец, количество изоляторов в гирлянде реальных ВЛ может существенно отличаться. Например, для ВЛ 110 кВ количество используемых изоляторов принимается в различных случаях от 6 до 11 в гирлянде. Иногда, на реальной линии, количество изоляторов меняется от опоры к опоре. Дополнительное влияние на ВСХ будет иметь наличие дефектных изоляторов и их загрязнение.

Для анализа влияния этого фактора был выполнен анализ перенапряжений на СТ при варьировании ВСХ в диапазоне $\pm 20\%$. ВСХ

описывается формулой Машкиллейсона-Горева $U(t) = A\sqrt{1 + \frac{B}{t}}$, где величина

B не зависит от количества изоляторов. Соответственно варьирование показателя A дает изменение ВСХ.

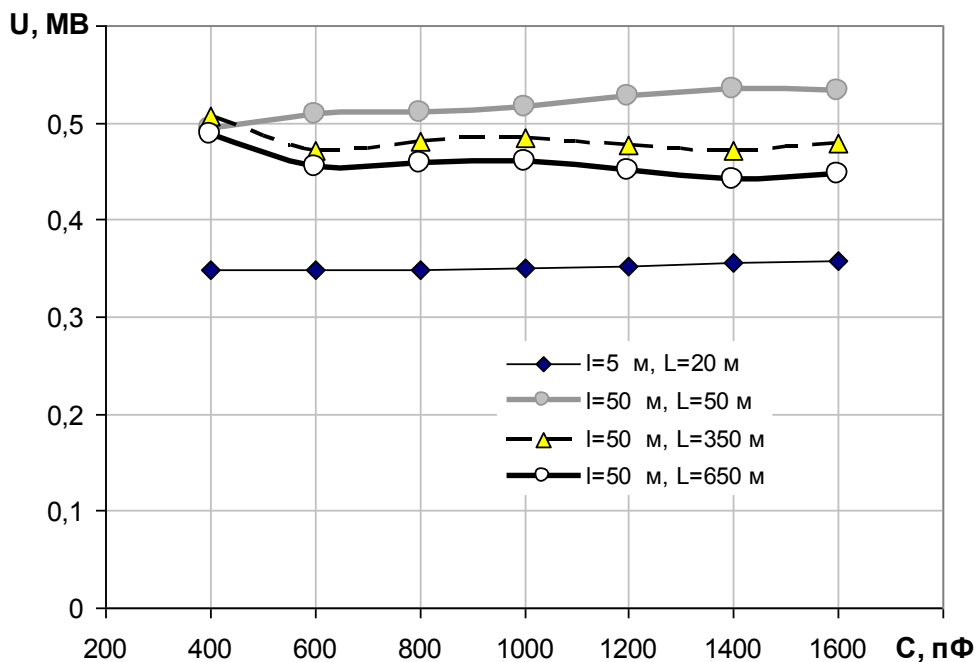


Рис. 7. Зависимости максимальных значений напряжения на силовом трансформаторе ОРУ 110 кВ тупиковой подстанции от емкости при ударе молнии амплитудой 100 кА на различном расстоянии от входа ПС

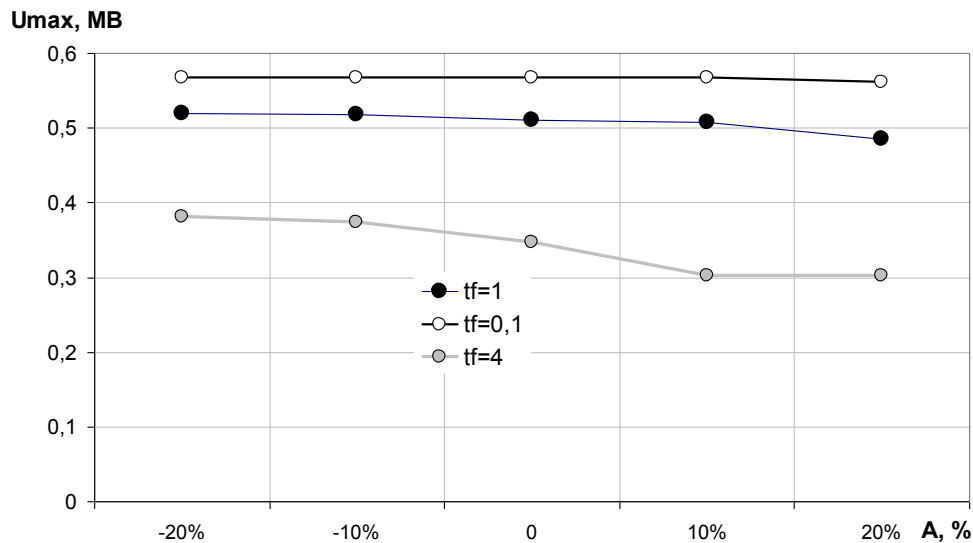


Рис. 8. Зависимости максимальных значений напряжения на силовом трансформаторе ОРУ 110 кВ тупиковой подстанции от емкости при ударе молнии амплитудой 100 кА в опору на 50 м от входа ПС при варьировании ВСХ и длин фронтов молнии

Перенапряжения при варьировании коэффициента A изменяются различным образом в зависимости от крутизны фронта (рис. 8). Причем максимальные различия достигают 10%, что так же, как и варьирование емкостей аппаратов, приводит к существенному изменению показателей надежности. Следовательно, при анализе надежности грозозащиты для каждой опоры следует учитывать конкретное количество изоляторов и общее состояние линейной изоляции.

При модернизации подстанций следует учитывать, что допустимые напряжения практически всего высоковольтного оборудования становятся ниже вследствие старения. Оценки показателя надежности силового трансформатора тупиковой подстанции 110 кВ при различных допустимых напряжениях показывают, что при прочих равных условиях снижение допустимого напряжения всего на 5 % приводит к снижению показателя надежности с 370 лет до 45 лет. С другой стороны увеличение допустимого напряжения на те же 5 % приводит уже к росту показателя надежности до 2370 лет. Соответствующие изменения имеют место и в других схемах не только для класса напряжения 110 кВ, но и для 330 кВ. Следовательно, при работе с оборудованием, эксплуатируемым длительное время, при выборе системы грозозащитных мероприятиях обязательно необходимо учитывать состояние изоляции.

Выводы

1. Закономерности возникновения грозových перенапряжений от волн, набегающих с ВЛ, существенно зависят от места поражения – фазный провод или трос и опоры. Соответственно при оценке показателя надежности оборудования РУ необходимо отдельно проводить расчеты как для прорывов молнии на фазные провода, так и при ударах в опоры и трос.

2. Варьирование практически всех параметров оборудования может привести к значительному изменению показателя надежности. Это определяет необходимость выполнения расчетов показателей надежности с учетом возможных вариаций параметров схемы и оборудования.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Минэнерго СССР. - 7-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2003.

2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений./ Под научн. ред. Н.Н. Тиходеева. - СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

АНАЛИЗ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ КОМПЛЕКСА ГРОЗОЗАЩИТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ С УЧЕТОМ РЕАЛЬНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭНЕРГОСИСТЕМЫ*

Н.И. Гумерова, Б.В. Ефимов, А.В. Косоруков

Надежность функционирования энергосистемы во многом зависит от ограничения перенапряжений и их последствий. Для защиты от грозовых воздействий оборудования РУ высокого напряжения используется комплекс грозозащитных мероприятий. Выбор конфигурации и характеристик комплекса осуществляется с помощью рекомендаций ПУЭ [1] и «Руководящих указаний» [2].

Согласно ПУЭ задается тип защитного аппарата (ЗА), их количество, длина защищенного тросового подхода и предельно допустимое расстояние между защищаемым объектом и защитным аппаратом. Следует отметить, что во многих случаях эти рекомендации работают с некоторым «запасом», однако в ряде ситуаций они являются неоправданными или, что хуже, недостаточными.

В свое время ПУЭ было разработано при использовании в качестве ЗА вентильных разрядников (РВ) и в своей основе оно ориентировано на следующие допущения:

- 1) ограниченное число стандартных схем (в последнем варианте ПУЭ для классов напряжения 35...220 кВ схемы вообще отсутствуют);
- 2) приближенный учет реальных характеристик воздушных линий (ВЛ), в первую очередь сопротивлений заземления опор;
- 3) усредненная грозовая активность (30 грозовых часов) для всех рекомендаций;
- 4) приближенный учет нелинейных процессов (импульсная корона и перекрытие линейной изоляции).

Кроме того, рекомендации ПУЭ невозможно использовать для нестандартных систем грозозащиты ВЛ, а именно при отсутствии грозозащитных тросов и/или наличии ограничителей перенапряжений.

В последней редакции ПУЭ рекомендации по использованию нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) пересчитываются по рекомендациям для РВ с помощью простой пропорции. Это приводит к тому, что для высоковольтных аппаратов, находящихся в непосредственной близости от ОПН (особенно если ОПН находится в проходном положении по пути следования грозовых волн), рекомендации ПУЭ, как правило, завышены. Для аппаратов, расположенных в отдалении от ОПН, особенно если характеристики ОРУ, ВЛ и окружающей среды более суровы, рекомендации ПУЭ в ряде случаев не обеспечивают достаточную защиту от грозовых перенапряжений.

Выход из этого положения возможен двумя способами. Первый заключается в том, чтобы использовать в схеме как можно больше ограничителей, установив их на входах всех ВЛ и у большинства высоковольтных аппаратов, таких как силовые трансформаторы (СТ), трансформаторы напряжения (ТН), реакторы, батареи конденсаторов и пр. Второй способ заключается в осознанном выборе комплекса мер защиты с учетом всех факторов.

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

Рассмотрим решение этой проблемы на конкретных примерах.

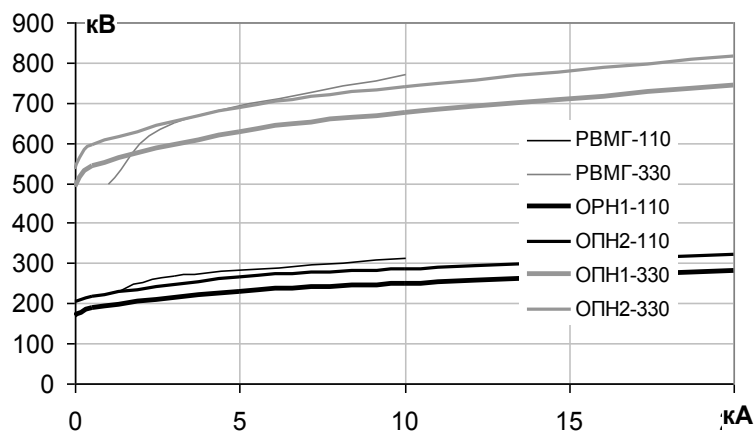


Рис.1. Вольтамперные характеристики защитных аппаратов.

ОПН 1-110 – УХЛ-110/73-10/450(II);

ОПН 2-110 – УХЛ-110/88-10/450(II);

ОПН 1-330 – УХЛ-330/210-10/800(III);

ОПН 2-330 – УХЛ-330/210-10/800(III)

Момент первый – выбор характеристик ОПН. Ограничители в первую очередь выбираются по наибольшему рабочему напряжению, затем – по энергоемкости, которая в прежде всего зависит от энергии, запасаемой в линии, т. е. от коммутационных перенапряжений. В результате мы получаем ОПН с различными вольтамперными характеристиками. Так ВАХ ограничителей класса напряжения 110 кВ: УХЛ-110/73-10/450(II) и УХЛ-110/88-10/450(II), отличаются примерно на 17 %, а ограничителей класса напряжения 330 кВ: УХЛ-330/210-10/800(III) и УХЛ-330/230-10/800(III), примерно на 8 %, что в обоих случаях больше допустимого превышения рабочего напряжения по ГОСТ. На рис. 1 представлены крайние ВАХ ограничителей и разрядников на 110 и 330 кВ.

Для анализа положений ПУЭ были рассчитаны показатели надежности грозозащиты (M – математическое ожидание числа лет безаварийной работы) высоковольтного оборудования ряда подстанций различных классов напряжения с помощью авторской программы [2, 3], рекомендованной к применению РУ и позволяющей моделировать перечисленные выше моменты более точно, т.е. снять ограничения, имевшие место ранее. Расчеты были выполнены для конфигураций РУ и исходных данных, таких же, как и в соответствующем анализе, на основе которого были получены рекомендации ПУЭ. Число грозовых часов было принято равным 30.

Как и ожидалось, показатели надежности грозозащиты для силовых трансформаторов тупиковых ОРУ 110 кВ и 330 кВ зависят от используемых защитных аппаратов (рис. 2), однако ограничители (ОПН2) с вольтамперными

характеристиками, рассчитанными на наибольшее рабочее напряжение, не лучше, а в ряде случаев хуже разрядников РВМГ.

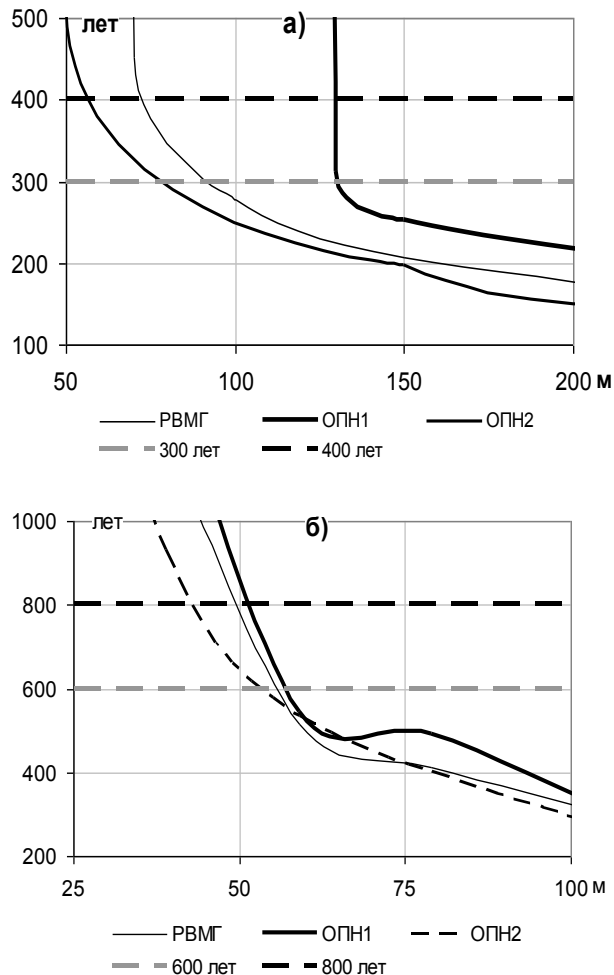


Рис. 2. Зависимости показателей надежности грозозащиты M от расстояния между защитным аппаратом и защищаемым объектом l для ОРУ 110 кВ (а) и 330 кВ (б)

На каждом из графиков выделена область рекомендуемых значений показателей надежности $M(l)$ (300-400 лет для класса напряжения 110 кВ и 600-800 лет для 330 кВ [2]). Эти зависимости получены при сопротивлениях заземления опор на подходе к ОРУ равных 10 Ом. Пересечение кривых $M(l)$ с нижним уровнем рекомендуемых значений определяет предельно допустимое расстояние l . В табл. 1 и 2 показаны значения l , полученные из настоящих расчетов, а также величины, рассчитанные по рекомендациям ПУЭ для вентильных разрядников с помощью выражения, приведенного там же :

$$l_{\text{ОПН}} = l_{\text{РВ}} \cdot \frac{U_{\text{исп}} - U_{\text{ОПН}}}{U_{\text{исп}} - U_{\text{РВ}}}, \text{ м.}$$

Здесь l_{PB} – рекомендуемое ПУЭ расстояние от вентильного разрядника до защищаемого объекта (ЗО); $U_{исп}$ – испытательное напряжение для аппарата; $U_{ОПН}$ – напряжение на ВАХ ОПН; U_{PB} – напряжение на ВАХ вентильного разрядника при соответствующем расчетном грозовом токе. Для 110 кВ пересчет выполнен по разрядникам PBC и PBMГ, для 330 кВ только для PBMГ.

Помимо тупиковых схем РУ аналогичные расчеты показателей надежности и соответствующие пересчеты были выполнены для более сложных схем, называемых «2 системы сборных шин с обходной», содержащих каждая три приходящие ВЛ и два защитных аппарата. В этих схемах расчеты были выполнены для силовых трансформаторов и для трансформаторов напряжения. В таблицах приведены данные только для одного из аппаратов каждой схемы.

Таблица 1

Рекомендуемые и расчетные расстояния от защищаемого объекта до защитного аппарата ОРУ 110 кВ

| PB | Тип ОРУ | Вид ЗО | $l_{ЗА-ЗО}$ по ПУЭ, м | | $l_{ЗА-ЗО}$ по расчетным данным, м | | | | | |
|--------------------|--|--------|-----------------------|------------|------------------------------------|------------|-----------------------|------------|-----------------------|------------|
| | | | | | $R_3 = 10 \text{ Ом}$ | | $R_3 = 20 \text{ Ом}$ | | $R_3 = 30 \text{ Ом}$ | |
| | | | $l_{ОПН1}$ | $l_{ОПН2}$ | $l_{ОПН1}$ | $l_{ОПН2}$ | $l_{ОПН1}$ | $l_{ОПН2}$ | $l_{ОПН1}$ | $l_{ОПН2}$ |
| 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Разрядники III гр. | Тупиковые ОРУ | СТ | 50-166 | 43-144 | 130 | 90 | 125 | 40 | 120 | 52 |
| | ОРУ с тремя или более постоянно включенными ВЛ | СТ | 117-234 | 101-202 | 1000 | 200 | 600 | 113 | 200 | 106 |
| | | ТН | 216-332 | 187-288 | 266 | 206 | 153 | 125 | - | - |
| Разрядники II гр. | Тупиковые ОРУ | СТ | 52-194 | 45-167 | 130 | 90 | 125 | 40 | 120 | 52 |
| | ОРУ с тремя или более постоянно включенными ВЛ | СТ | 103-219 | 89-189 | 1000 | 200 | 600 | 113 | 200 | 106 |
| | | ТН | 181-323 | 156-278 | 266 | 206 | 153 | 125 | - | - |

Как видно из таблиц, рекомендации ПУЭ дают некоторый диапазон рекомендуемых значений $l_{ЗА-ЗО}$. Это определяется предположением, что увеличивая длину защитного подхода ВЛ можно снизить опасность грозовых воздействий, соответственно рекомендуемое расстояние увеличивается.

Момент второй – по упомянутой программе были выполнены расчеты для тех же схем при сопротивлениях заземления опор 20 и 30 Ом. Выбор этих сопротивлений диктуется рекомендациями ПУЭ для сопротивлений заземления на подходах ВЛ к подстанциям при различных удельных сопротивлениях грунта. Реально, как это стало известным после проведения соответствующих измерений в Колэнерго, сопротивления заземления во многих случаях существенно превышают эти значения, достигая 100 Ом и выше [4].

Таблица 2

Рекомендуемые и расчетные расстояния от защищаемого объекта до защитного аппарата ОРУ 330 кВ

| Тип ОРУ | Вид ЗО | $\ell_{\text{ЗА-ЗО}}$ по ПУЭ, м | | $\ell_{\text{ЗА-ЗО}}$ по расчетным данным, м | | | | | |
|----------------------------------|--------|---------------------------------|--------------------------|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | | | | $R_3 = 10 \text{ Ом}$ | | $R_3 = 20 \text{ Ом}$ | | $R_3 = 30 \text{ Ом}$ | |
| | | $\ell_{\text{ОПН}}$ 1 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 2 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 1 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 2 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 1 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 2 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 1 | $\ell_{\text{ОПН}}$ 2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Тупиковые ОРУ | СТ | 27 | 22 | 59 | 59 | 16 | <10 | <10 | <10 |
| | ТН | 40 | 30 | 96 | 73 | 83 | 64 | 70 | <60 |
| 2 системы сборных шин с обходной | СТ | 40 - 133 | 33 - 110 | 177 | 137 | 72 | 47 | 53 | 42 |
| | ТН | 267 - 935 | 221 - 772 | > 300 | > 300 | 286 | 186 | <100 | <100 |

Результаты расчетов показали, что при сопротивлениях заземления опор ВЛ на подходе к ОРУ 330 кВ порядка 10 Ом во всех рассмотренных ситуациях (сравнить столбцы 5 и 6 со столбцами 3 и 4) рекомендации ПУЭ позволяют осуществить грозозащиту рассмотренного высоковольтного оборудования с некоторым запасом. Примерно такая же ситуация и с оборудованием класса напряжения 110 кВ. Особенность заключается в том, что для силовых трансформаторов тупикового ОРУ и для трансформаторов напряжения в схеме «ОРУ с тремя или более постоянно включенными ВЛ» расчетные показатели меньше верхней границы пересчитанного диапазона. Диапазон допустимых значений в рекомендациях ПУЭ связан с длинами защитных подходов. Так для класса напряжения 110 кВ меньшее расстояние соответствует длине защитного подхода 1 км, большее – длине подхода 3 км и более. Однако расчеты показывают, что при сопротивлении заземления опор 10 Ом для большинства схем всех классов напряжения длины подходов не превышают 1 км (редко 1,5 км). Для ОПН длины подходов несколько меньше, чем для РВ. Такая разница

связана с приближенным учетом в рекомендациях ПУЭ процессов в ВЛ и ОРУ, в первую очередь влияния импульсной короны и перекрытий линейной изоляции с учетом отражения от схемы ОРУ. Соответственно для пересчета рекомендаций ПУЭ для РВ на рекомендации для ОПН целесообразно будет использовать нижний предел диапазона допустимых расстояний. Причем это распространяется на оба ограничителя.

С увеличением сопротивлений заземления опор на подходе ВЛ к подстанции допустимые расстояния уменьшаются, хотя и в разной степени. В большинстве случаев при сопротивлении заземления опор 30 Ом и использовании ограничителя, рассчитанного на высокое рабочее напряжение (ОПН2) высоковольтное оборудование остается незащищенным.

Как уже было отмечено, весь комплекс расчетов был выполнен для интенсивности грозовой деятельности – 30 часов в год. Поскольку этот показатель учитывается последним в расчетах и результат линейно зависит от числа грозových часов, для определения показателя надежности грозозащиты при известном показателе для 30 гр.ч., достаточно величину $M(\ell)$ изменить обратно пропорционально соответствующему показателю. Так при 10 гр.ч. достаточно всю кривую $M(\ell)$ умножить на 3, или, что одно и то же, сместить вверх. При 100 гр.ч. зависимость $M(\ell)$ нужно разделить на 3,33. Поскольку зависимость $M(\ell)$ является нелинейной, искомое допустимое расстояние изменяется не в 3,33 раза, а в другой пропорции. В результате при 100 грозových часах допустимые расстояния в большинстве случаев существенно меньше рекомендуемых ПУЭ.

Остается вопрос, почему ограничитель, рассчитанный на наибольшее рабочее напряжение (ОПН2), а иногда и ограничитель, рассчитанный на минимальное рабочее напряжение (ОПН1), защищают высоковольтное оборудование не лучше, чем разрядник РВМГ. В качестве примера рассмотрим переходный процесс в ОРУ 110 кВ гидроэлектростанции. На рис. 3 показаны графики переходного процесса в схеме одного из блоков, фактически представляющего собой простейшую тупиковую схему. Расчеты выполнены для прорыва молнии на фазный провод на расстоянии 20 м от блока. Ток молнии 12 кА, длина фронта – 1 мкс, длина волны – 75 мкс, сопротивление заземления опор 10 Ом. На графиках приведены напряжение на обмотке 110 кВ автотрансформатора блока, напряжение и ток защитного аппарата: а – при использовании ОПН, б – при использовании РВ. Здесь видно, что напряжение на трансформаторе при использовании ОПН быстро снижается, однако имеет весьма существенную колебательную компоненту (расстояние между АТ и ЗА – 5 м).

Еще сильнее этот эффект проявляется в большой схеме ОРУ 110 кВ, содержащей 7 входящих ВЛ и 2 воздушных перехода к блокам. Расстояния между защитными аппаратами и защищаемым оборудованием сильно отличаются. Так до трансформатора напряжения всего 9 м, а до некоторых трансформаторов тока, относящихся по терминологии ПУЭ к «прочему оборудованию», достигает 130 м.

Для этих аппаратов различие в максимальных значениях напряжения составляет до трех раз (рис. 4). На графиках показано напряжение на трансформаторе напряжения, находящемся на расстоянии 9 м от ОПН, и трансформаторе тока, размещенном на расстоянии 129 м от ОПН, при прорыве молнии на фазный провод на расстоянии 50 м от ОРУ. Ток молнии 6 кА, длина фронта – 1 мкс, длина волны – 75 мкс. Сопротивление заземления опор – 10 Ом.

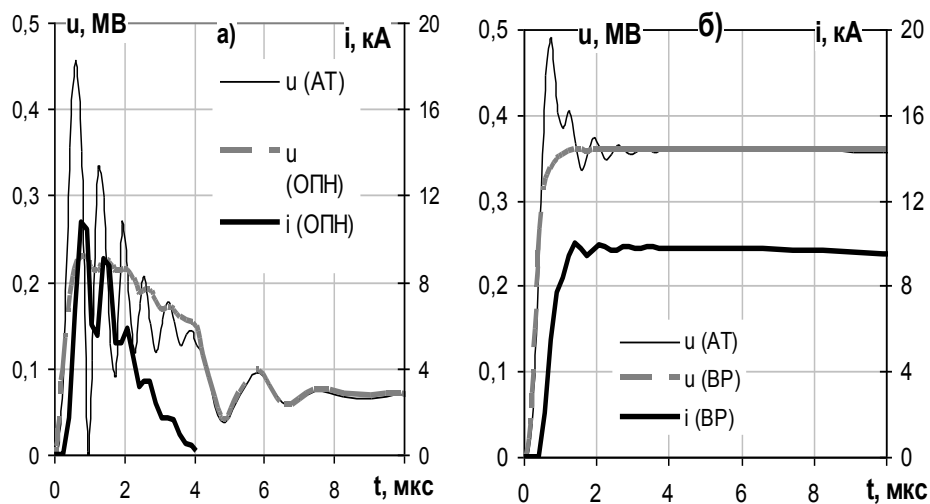


Рис. 3. Напряжение на обмотке 110 кВ АТ блока, напряжение и ток ЗА. Прорыв на фазный провод на расстоянии 20 м от блока.
а) схема с ОПН; б) схема с РВ

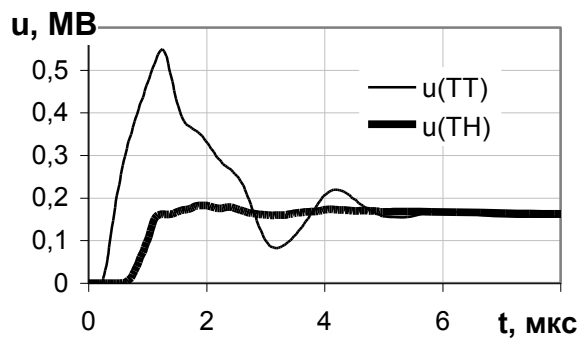


Рис. 4. Напряжение на ТН и ТТ ОРУ 110 кВ при прорыве молнии на фазный провод ВЛ на расстоянии 50 м от ОРУ

Такие колебания объясняют тот факт, что при замене РВ на ОПН показатель надежности грозозащиты трансформатора напряжения, и без того хороший, повышается на 3 порядка, а для трансформатора тока, имеющего показатель надежности в 5 раз меньше допустимого, улучшение составляет только 60 %, соответственно показатель продолжает оставаться меньше

рекомендуемой величины в 4 раза. В то же время в ПУЭ для ОРУ с большим количеством приходящих ВЛ для прочего оборудования расстояния между ними и защитным оборудованием вовсе не нормируются.

Кроме упомянутых проблем при замене на действующих ОРУ разрядников на ограничители необходимо учитывать старение оборудования. Для высоковольтного оборудования рекомендуется учитывать это посредством снижения допустимого напряжения на 10-20 %. Расчеты, выполненные для рассмотренного выше ОРУ 330 кВ по схеме «2 системы сборных шин с обходной», показали, что при различных расстояниях между силовым трансформатором и ограничителем показатель надежности грозозащиты при снижении допустимого напряжения на 20 % уменьшается от 5 до 10 раз. Для трансформатора напряжения это уменьшение составило 2,5 раза. Разумеется, рекомендации ПУЭ не дают возможности учесть старение оборудования.

Еще одна проблема касается отсутствия грозозащитных тросов. Помимо ситуаций, когда тросы сняты вопреки рекомендациям по грозозащите и восстановление их проблематично, имеют место воздушные линии, где вместо грозозащитных тросов используются ограничители перенапряжений, размещенные на наиболее опасных участках. При этом для ОРУ 35-330 кВ, где обычно основным опасным воздействием являются удары молнии в трос или опору с последующим обратным перекрытием, на первое место выходят удары молнии непосредственно в фазный провод. Для ВЛ 110 кВ с грозозащитным тросом вероятность появления таких воздействий, которые намного опаснее для оборудования подстанций, чем обратные перекрытия, составляет не более 1-2 %. Практика расчетов ряда подстанций Колэнерго показала, что в данной ситуации можно обеспечить достаточную грозозащиту подстанций только обеспечив низкое сопротивление заземления опор на подходе. Однако в ПУЭ соответствующие рекомендации отсутствуют.

И, наконец, следует отметить, что и контур заземления подстанций до сих пор учитывался приближенно. Системы заземления распределительных устройств в России проектируются исходя из требований безопасности (напряжение прикосновения) и функциональности (сопротивление растеканию, отвод токов несимметрии, обеспечение режима работы нейтрали и т.п.). При этом в нормативных документах абсолютно не учитывается влияние конфигурации заземлителей на эффективность мероприятий грозозащиты. Так, например, ПУЭ [1] содержит лишь одну рекомендацию о конструктивном выполнении заземлителя ОПН (п. 4.2.136), но даже это упоминание связано с устройством системы молниезащиты, а точнее установкой молниеприемников на трансформаторные порталы. При таком подходе часто оказывается, что оборудование близко расположенное на плане подстанции соединено достаточно длинными подземными металлическими связями. Все вышеперечисленное приводит к ситуации, когда конструкция заземляющего устройства (ЗУ) начинает негативно сказываться на работе защитных аппаратов, что, в свою очередь, приводит к снижению показателя грозоупорности.

В результате в большинстве случаев при грозовых воздействиях мы имеем дело с локальным сопротивлением заземления того или иного оборудования, поскольку при набегании волн с фронтами порядка долей и единиц микросекунд не весь контур заземления включается в работу. В первую очередь это существенно для защитных аппаратов. Такое положение

подтверждается экспериментами, проводимыми в Колэнерго [4]. В принципе локальное заземление следует моделировать с помощью схем с распределенными параметрами и сосредоточенными индуктивностями и сопротивлениями вертикальных заземлителей. Предварительные оценки показали, что в качестве первого приближения можно в качестве модели заземлителя использовать постоянное активное сопротивление, составляющее обычно 2-8 Ом. К чему может привести повышение грозовых перенапряжений за счет учета локального сопротивления заземления при использовании резистивной схемы показано на рис. 5 на примере трансформатора ОРУ 110 кВ ПС40А. При нулевом сопротивлении контура заземления показатель надежности имеет значение порядка 12000 лет, но уже при сопротивлении 5 Ом он снижается примерно в 6 раз, а при сопротивлении 10 Ом достигает предельно допустимого значения.

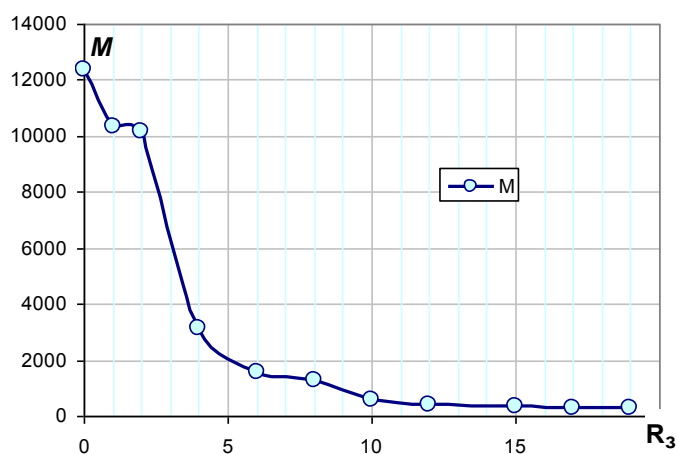


Рис.5. Зависимость показателя надежности грозозащиты от локального сопротивления заземления ЗУ

Выводы

1. Для большинства ОРУ, в которых набегающие волны создаются в ВЛ с низким сопротивлением заземления опор (не более 10 Ом), рекомендации ПУЭ для основного оборудования (силовые трансформаторы и трансформаторы напряжения) по использованию в качестве защитных аппаратов нелинейных ограничителей напряжения можно применять. Однако для прочего оборудования, особенно при использовании ОПН, рассчитанных на наибольшие рабочие напряжения, эти рекомендации не всегда могут обеспечить достаточный уровень грозозащиты.

2. Во всех нестандартных ситуациях (схемы, сопротивления заземления опор, грозовая активность, грозозащитные тросы, локальное сопротивление заземления ОРУ) рекомендации ПУЭ не могут быть использованы.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / Минэнерго СССР. - 7-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 2003.

2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений./ Под научн. ред. Н.Н. Тиходеева. - СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999.

3. Анализ надежности грозозащиты подстанции. / Костенко М. В., Ефимов Б.В., Зархи И.М., Гумерова Н.И. / Под редакцией Степанова И.Р. – Ленинград: изд. Наука, 1981 г.

4. Первая российская конференция по молниезащите: Сборник докладов / Влияние локальных импульсных сопротивлений заземлений основного и защитного оборудования на надежность грозозащиты подстанции. Гумерова Н.И., Данилин А.Н., Ефимов Б.В. и др. – Новосибирск: Сибирская энергетическая академия, 2007. – 480 с.

РАЗВИТИЕ МЕТОДА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Ю.М. Невретдинов, Е.А. Токарева., Д.И. Власко

Развитие импульсных процессов в электрических сетях - это сложные явления, в которых определяющее значение имеют коммутации, срабатывания защитных аппаратов, наличие элементов с высоконелинейными вольтамперными характеристиками, в т.ч. заземления, коронирование проводов, а также влияние частотнозависимых параметров каналов распространения электромагнитных волн.

Основным преимуществом экспериментов в действующей сети являются использование реальных элементов сети и среды развития электромагнитных процессов. Это позволяет учесть конструктивное исполнение элементов сети, в том числе трехфазность и протяженность, а также электрические характеристики грунта, заземлителей и т.п. Вторым важным преимуществом таких исследований является отсутствие масштабирования по времени и учет влияния частотных зависимостей характеристик грунта и элементов действующей сети.

К недостаткам экспериментов в выделенном участке сети можно отнести ограничения возможности изменения конструктивного исполнения элементов сети. Для моделирования грозовых перенапряжений, соответствующих реальным разрядам молнии, требуется генерирование в элементах сети импульсных токов в десятки килоампер, что практически не реализуемо. Кроме того, возникающие при таком генерировании перенапряжения опасны для изоляции электрооборудования. Поэтому эксперименты в действующей сети выполняются, как правило¹, при пониженном напряжении с соответствующими масштабам по току и напряжению. Ввиду чрезвычайной сложности организации таких испытаний в действующих сетях, выполнении измерений импульсных процессов в полевых условиях и методической постановки экспериментов, такие исследования остаются уникальными в мировой практике.

Для экспериментальных исследований импульсных процессов в элементах высоковольтной сети при пониженном импульсном напряжении на кафедре ИЭ и ТВН Санкт-Петербургского Государственного политехнического университета (СПбГПУ) были разработаны комплекс аппаратуры - анализатор переходных процессов (АПП) и соответствующие методики обследования силовых трансформаторов и участков сети [1].

Этот комплекс (АПП) предполагает генерирование повторяющихся импульсов напряжения до 1000 В с импульсами синхронизации запуска осциллографа, удаленного от генератора. Поэтому для моделирования защитных аппаратов (ЗА) с нелинейной вольтамперной характеристикой (ВАХ) разрабатывались специальные устройства с полупроводниковыми элементами [2].

¹ Исключением являются экспериментальные исследования импульсной короны
* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

Основными недостатками опубликованных натуральных испытаний с АПП [2, 3] является отсутствие влияния на переходные процессы импульсных перекрытий изоляции, рабочего напряжения и импульсной короны. Полностью отсутствуют публикации о воспроизведении в сети процессов «обратных» перекрытий с опоры ЛЭП на провода и междуфазных искровых перекрытий изоляции.

Повышение эффективности экспериментальных исследований систем молниезащиты в действующих сетях и моделирования возможно путем повышения генерируемого напряжения до величин, при которых возможно достоверное моделирование искровых перекрытий изоляции и процессов стекания тока через изолирующие устройства. Так для моделирования «обратного» перекрытия изоляции необходимо обеспечить достаточно высокое падение напряжения на опоре и ее заземлении, в том числе и для опор с тросами и противовесами. При указанном подходе основным ограничением для величины генерируемого напряжения является безопасность изоляции силового оборудования сети (главным образом трансформаторов), учитывая возможные нарушения работы защитных аппаратов (ЗА), а также возможность реализации моделей ЗА и импульсного перекрытия изоляции линии с нелинейными вольт-секундными характеристиками (ВСХ) и вольтамперными характеристиками (ВАХ).

На первом этапе реализации таких экспериментов выбран масштаб моделирования по напряжению и току. Для этого по характеристикам элементов модели ЗА определен диапазон допустимых импульсных токов.

Варианты схем защитных аппаратов приведены на рис.1. В них кроме динисторов использовались нелинейные резисторы защитных аппаратов типа СН2-2А. Диапазон допустимых токов при многократных воздействиях составил не более 50 А. При предельно допустимом токе 10 кА для реальных ЗА (ГОСТ 16357-79) коэффициент по току должен быть не более 1/200. С учетом принятых ограничений выполнены модели импульсных перекрытий изоляции (МИПИ) и искровых промежутков разрядников, схемы которых приведены на рис.2. В моделях в качестве искровых промежутков использовались стандартные трехэлектродные защитные разрядники типа Р-35 [4]. Разрядники Р-35 обладают следующими достоинствами: герметичность искрового промежутка, высокая пропускная способность (2500 А), наличие дополнительного управляющего электрода, малая межэлектродная емкость (5 пФ), относительно малое время восстановления (не менее 1 с). Регулирование ВСХ моделей осуществлялось подбором параметров резисторов (R1 – R8) и конденсаторов (C1 – C8) (см. рис.2).

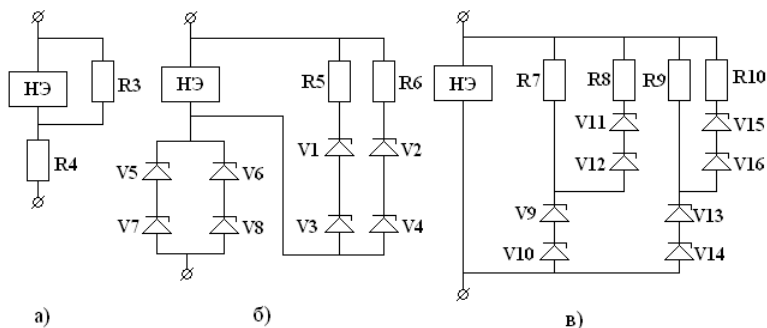


Рис.1. Принципиальные схемы моделей нелинейных элементов защитных аппаратов. НЭ – элемент высоковольтного нелинейного резистора

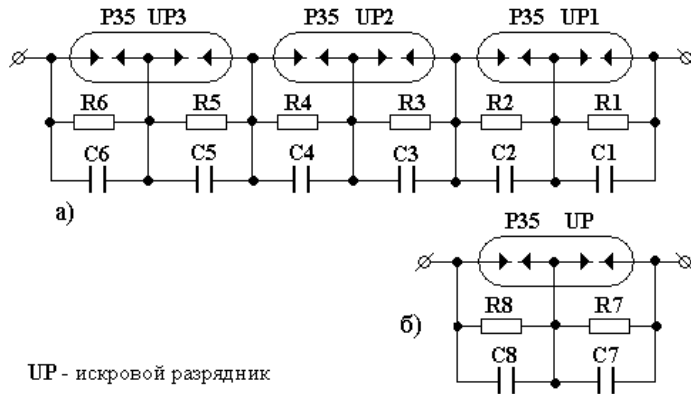


Рис.2. Принципиальные схемы модели импульсного перекрытия изоляции линий на опоре (а) и искровых промежутков разрядников (б)

Разработанные модели испытывались в лабораторных условиях на стабильность ВСХ, идентичность их между собой и соответствия ВСХ изоляции линии 110 кВ с фиксированным масштабом по току и напряжению. Методика и схема испытаний МИПИ подробно изложена в [5].

В результате многочисленных исследований разработаны две идентичные модели для случая возникновения прямого и «обратного» перекрытия изоляции линии. Экспериментально полученные разрядные напряжения моделей МИПИ даны на рис.3 в виде точек. Здесь же дано сопоставление с ВСХ линии 110 кВ.

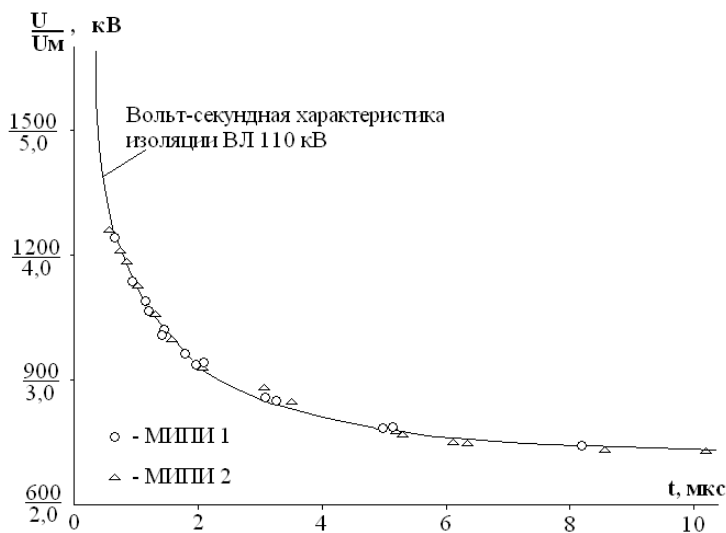


Рис.3. Вольт-секундные разрядные характеристики изоляции ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах U и моделей импульсного перекрытия изоляции ВЛ (МИПИ) U_m (с учетом масштаба моделирования по напряжению 1/300)

Реализованный масштаб по напряжению составил 1/300. В соответствии с указанным масштабом изготовлены 4 модели вентильных разрядников (МРВ) 110 кВ II и III группы по ГОСТ 16357-79. Соответствующие ВСХ и ВАХ моделей приведены на рис.4 и 5.

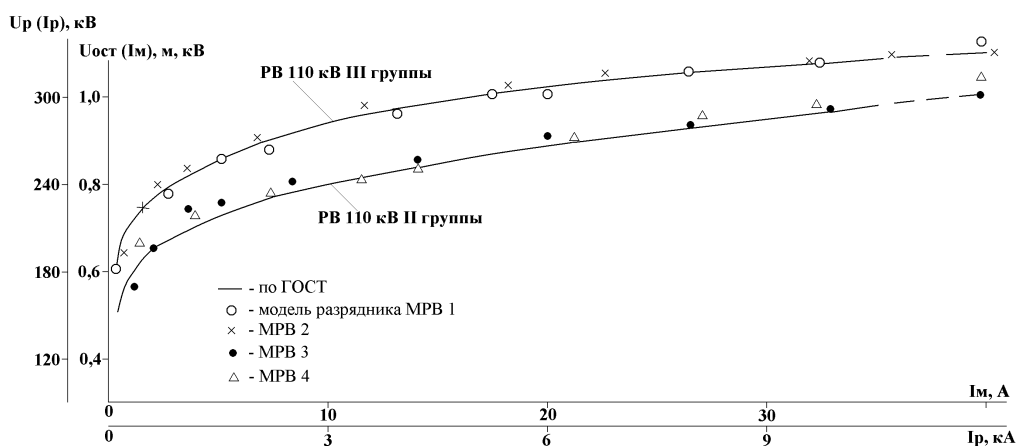


Рис.4. Вольтамперные характеристики вентильных разрядников и их моделей

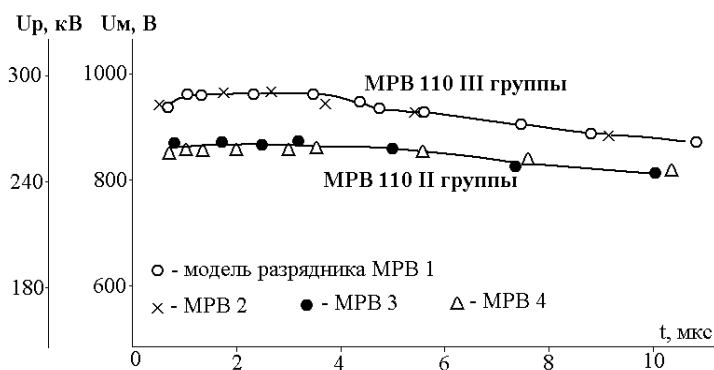


Рис.5. Характеристики напряжения срабатывания вентильных разрядников и их моделей

Высокая стабильность параметров МИПИ подтверждена при проведении экспериментов в сети, в которых при многократном повторении каждого опыта выполнялось совмещение на фотокадре от 10 до 50 осциллограмм одного процесса в зависимости от скорости развертки по времени.

Параметры моделей (МИПИ и МРВ) проверялись в полевых условиях на компактной высоковольтной установке перед подключением их к линии. Контрольные испытания моделей, выполненные в лаборатории после экспериментов в сети, показали отсутствие отклонений от первоначальных характеристик (рис.3).

В соответствии с разработками МИПИ и МРВ приняты ограничения генерируемого напряжения величиной 40 В, а импульсного тока в пределах 100 А.

Экспериментальные исследования по моделированию перенапряжений выполнены на участке действующей сети, включающем тупиковую подстанцию 110 кВ с подключенной воздушной линией.

Конструкция подхода наиболее характерна для региона с высоким сопротивлением грунта. Общая протяженность линии 1 км. Число опор - 11. Расположение опор и длина пролетов приведены на рис.6. Средняя величина волнового сопротивления провода 480 Ом. Грозозащитный трос ТК-17 закреплен на опорах № 1 – 8, высота подвеса троса на опорах с № 3 по № 8 – 20,5 метра, на опорах № 1, 2 – 13,5 м. В пролетах между опорами № 1, 2, 3 – два грозозащитных троса.

Все опоры с тросом снабжены заземляющими спусками, соединяющими тросы с заземлением и металлическими траверсами на железобетонных опорах.

Все опоры оборудованы сосредоточенными заземлителями; опоры с № 1 по № 8 соединены между собой и контуром подстанции протяженным заземлителем – катанка диаметром 12 мм. Сопротивление заземления подстанции – 5 Ом, сопротивление заземления генератора импульсного напряжения – 70 Ом, опоры № 10 около 400 Ом.

Исследуемый участок линии ВЛ-1 соединен с участком линии ВЛ-2 110 кВ длиной около 2 км, согласован на противоположном конце. Генератор импульсных напряжений (ГИН) подключен к одной из фаз линии ВЛ-1 в месте соединения с ВЛ-2.

С учетом времени распространения волн по указанным участкам линии волна перенапряжений на подстанции возникает примерно через 3 мкс после срабатывания ГИН. Отражение от противоположного конца ВЛ-2 приходит на подстанцию с запаздыванием еще на 14 мкс. Поэтому на форму перенапряжений на подстанции отражения от конца линии ВЛ-2 не влияют в течение 14 мкс.

Исследования переходных процессов в схеме подстанции с подключенной ВЛ выполнены при генерировании на фазном проводе «А» импульса напряжения с варьированием амплитуды от 3 до 40 кВ. Фронт волны изменялся от 0,1 до 7,5 мкс. Длина импульса около 150 мкс.

Экспериментальная часть включала два этапа (см. табл.):

I этап (серии 1, 2, 3) – изучение деформации волны на линии от потерь в земле и при перекрытии изоляции, а также формирование волн вследствие «обратных» перекрытий; дополнительно проведены эксперименты по деформации волн при включении на ВЛ вентиляционных разрядников.

II этап (серии 4, 5, 6) – изучение влияния перекрытий изоляции линии на перенапряжения на изоляцию силового трансформатора.

Систематизация экспериментов в действующей сети 110 кВ

| № серии | Режим подключения ВЛ на подстанции | Перекрытие изоляции |
|---------|---|---------------------|
| I этап | | |
| 1 | Согласование ВЛ | Нет |
| 2 | Согласование ВЛ | На опоре № 10 |
| 3 | Согласование ВЛ | На опоре № 4 |
| II этап | | |
| 4 | Подстанция с одним трансформатором и комплектом разрядников | Нет |
| 5 | | На опоре № 4 |
| 6 | | На опоре № 10 |

При исследованиях на I этапе фазные провода линии ВЛ-1 включены на согласующие резисторы. На II этапе силовой трансформатор замещен емкостью, МРВ подключена на расстоянии 10 м от силового трансформатора на ответвлении длиной примерно 5 метров (рис.7).

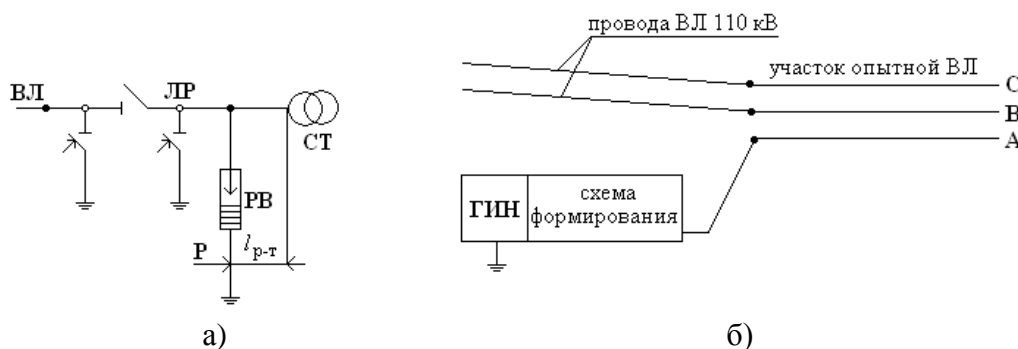


Рис.7. Схема подстанции 110 кВ (а) и схема подключения ГИН к действующей линии (б).

Импульсные перекрытия линейной изоляции эквивалентировались при помощи моделей МИПИ, установленных на опоре № 4 с тросом и противовесом, или на опоре № 10 (рис.6). Каждая модель располагалась параллельно соответствующей гирлянде изоляторов таким образом, чтобы при срабатывании МИПИ импульсный ток протекал вдоль гирлянды по траверсе и через опору (рис.6б). При значительном увеличении импульсного напряжения на гирлянде изоляторов соседнего фазного провода до напряжения срабатывания второй модели МИПИ и его коммутации контуры протекания импульсного тока полностью соответствуют реальному физическому процессу при повторном или «обратном» перекрытии изоляции ВЛ.

Результаты обработки экспериментов по изучению деформации волн (табл.1, серия 1) приведены на рис. 8 в виде зависимости относительного увеличения фронта волны от длины фронта исходной волны.

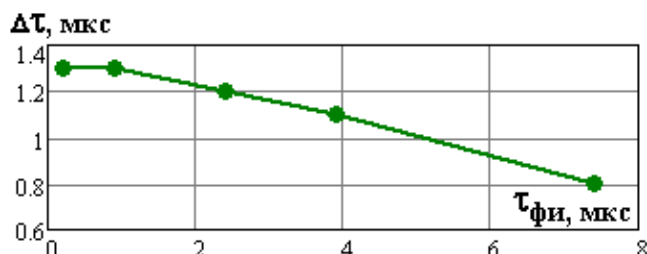


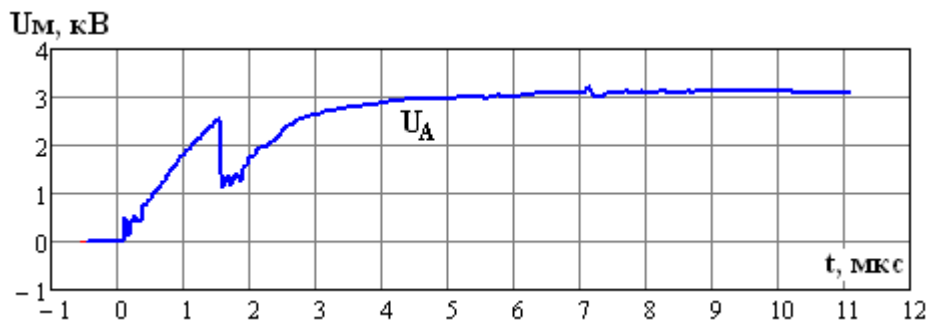
Рис.8. Характеристика деформации фронта волны на экспериментальном участке ВЛ 110 кВ: $\Delta\tau$ - приращение фронта волны на длине 1000 м; $\tau_{\text{фи}}$ - длина фронта исходной волны

Из графика следует, что при распространении импульса напряжения по участку ВЛ 110 кВ деформация фронта от 0,2 мкс до 7,4 мкс на длине 1000 м составляет от 1,3 мкс до 0,8 мкс соответственно.

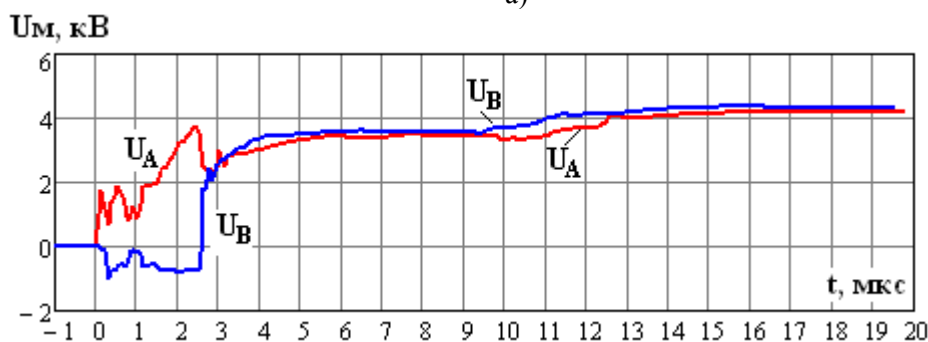
Влияние импульсного перекрытия изоляции ВЛ на опорах № 4 и № 10 проиллюстрировано осциллограммами, представленными на рис.9 и 10. Здесь же даны осциллограммы напряжений, индуцированных на неповрежденной фазе. На рис.9а приведен вариант перекрытия изоляции на опоре № 10 со средоточенным заземлителем ($R_z \sim 400 \text{ Ом}$) при генерировании исходной волны с амплитудой 7,1 кВ, длиной фронта $\tau_{\text{ф}} = 7,5 \text{ мкс}$. Как видно из рис.9а вследствие высокого сопротивления заземления опоры № 10 амплитуда волны, приходящей на подстанцию, превышает 3 кВ (с учетом масштаба по напряжению 900 кВ).

Из сопоставления разности напряжения на опоре № 10 и на проводе (см. рис.9а) с ВСХ изоляции (рис.3) видно, что перекрытие изоляции с опоры (U_A) на провод (U_B) не произойдет. Следовательно, при анализе возможности перекрытия изоляции в математических моделях необходимо учитывать наведенные напряжения на соседних фазах, т.е. необходима 3-х фазная постановка задачи.

Для моделирования «обратного» перекрытия на опоре № 10 необходимо увеличение падения напряжения на опоре с ее заземлением, т.е. увеличение амплитуды волны. Пример осциллограмм напряжения при «обратном» перекрытии показан на рис.9б при генерировании в линии волны с амплитудой 11 кВ и $\tau_{\text{ф}} = 1 \text{ мкс}$. В приведенном случае напряжение на изоляции определяется разностью между напряжением на индуктивности и заземлении опоры и напряжением, наведенным на соседней фазе. Как видно, здесь «обратное» перекрытие практически совпадает с перекрытием на фазе «А», т.е. происходит междуфазное перекрытие.



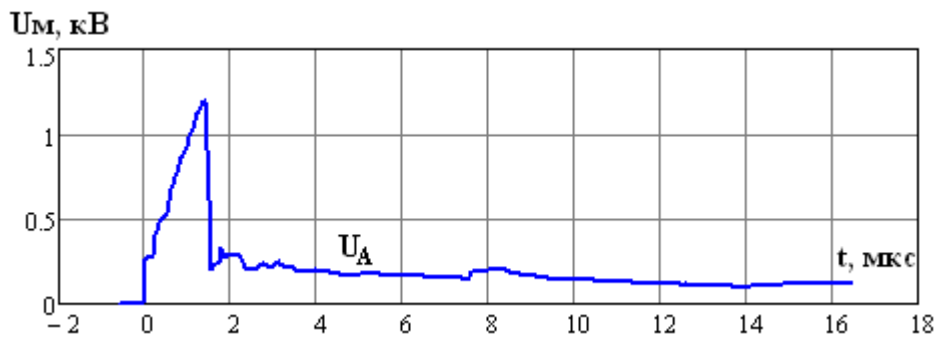
а)



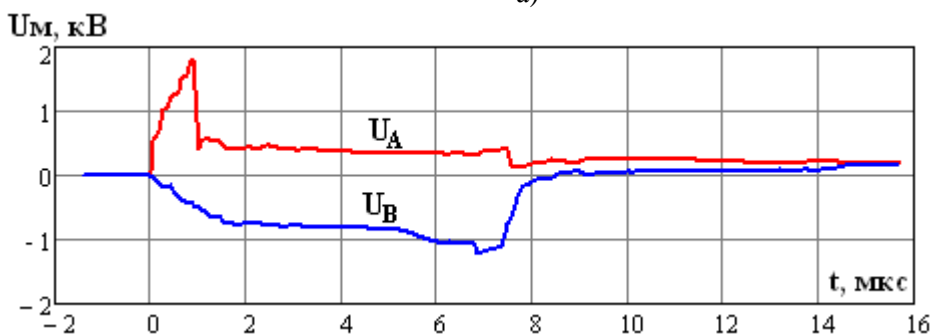
б)

Рис.9. Примеры искажений волны вследствие перекрытий изоляции одной фазы (а), двух фаз (б) на опоре № 10 ВЛ. U_A , U_B – напряжения на фазных проводах «А» и «В»

При импульсном перекрытии изоляции на опоре № 4, оборудованной тросом и противовесом, искажение волны вследствие перекрытия изоляции значительно увеличивается. Пример искажения волны с амплитудой 14,5 кВ и $\tau_\phi = 7,5$ мкс представлен на рис.10. Остаточное напряжение на проводе «А» после среза волны определяется исходными импульсными сопротивлениям противовесов и тросов, отходящих от опоры № 4 по обе стороны (рис.6). Снижение амплитуды волны на фазе «А» после перекрытия изоляции на опоре № 4 (рис.10а), определяется остающимся напряжением на сопротивлении заземления опоры, и составило менее 0,8 кВ. Как видно, в приведенном случае энергия волны недостаточна для обратного перекрытия на фазу «В».



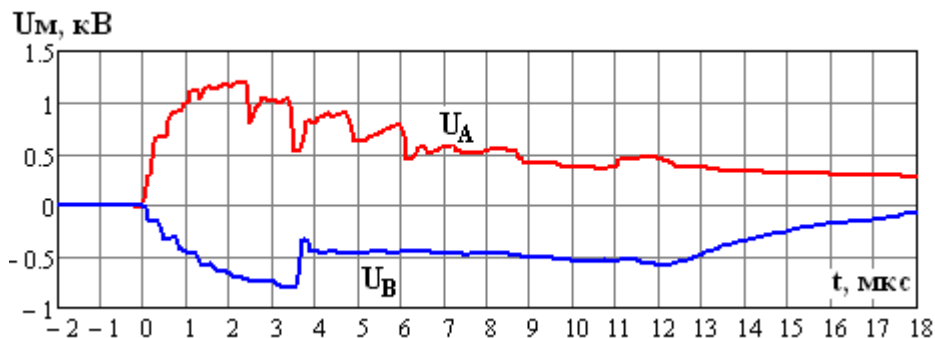
а)



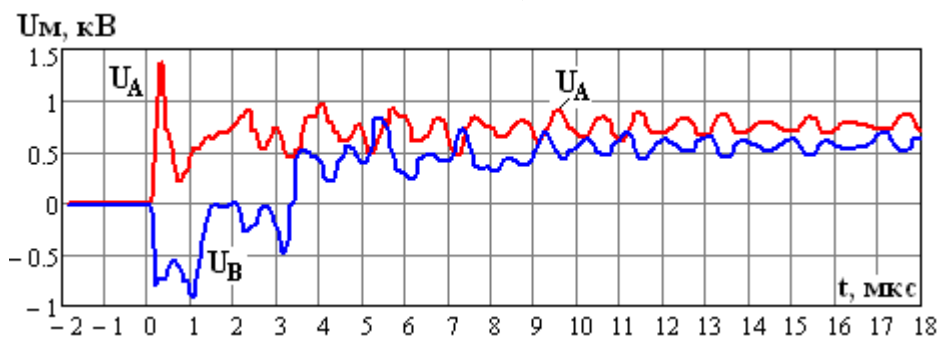
б)

Рис.10. Примеры искажений волны вследствие перекрытий изоляции одной фазы (а) и двух фаз на опоре № 4 с тросом и противовесом (б).

Для моделирования перекрытия на опоре № 4 с тросом и противовесом амплитуда волны увеличена до 21,5 кВ ($\tau_{\phi} = 7,5$ мкс). Соответствующая осциллограмма приведена на рис.10б.



а)



б)

Рис.11. Искажения волн вследствие срабатывания разрядников на подходе (а, б) и перекрытия изоляции на двух фазах на опоре с тросом и противовесом (б)

В приведенном случае «обратное» перекрытие возникает примерно через 4,5 мкс после перекрытия на фазе «А», когда напряжение на изоляции достигает разрядного – 2,5 кВ. При этом, как видно из рис.10б, на увеличение напряжения на изоляции влияет волна, наведенная на фазе «В». Напряжение на фазе «В», на которую произошло «обратное» перекрытие, имеет форму срезанной волны. Образованная (после «обратного» перекрытия) волна опасности не представляет, так как остающееся напряжение на заземлении опоры менее 1 кВ, т.е. ниже ВСХ изоляции.

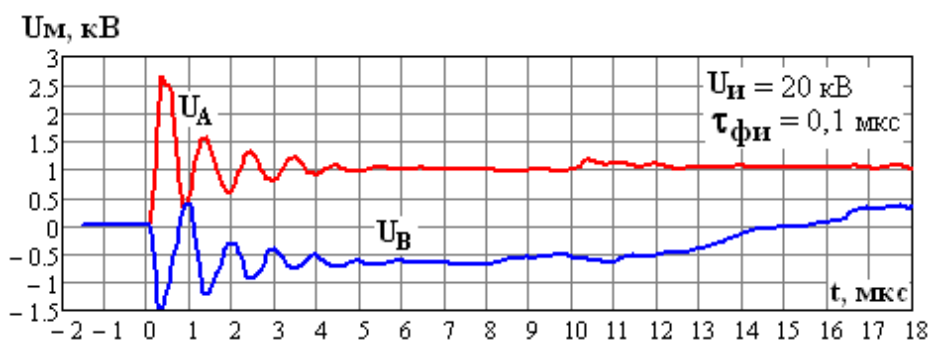
Включение на опоре № 3 к проводам линии вентильных разрядников МРВ III значительно изменяет характер искажения волн. На рис.11б, приведен пример волны, искаженной вследствие срабатывания МРВ III. Так при воздействии пологой волны ($\tau_{\phi} = 7,5$ мкс) с относительно небольшой амплитудой ($U_{и} = 11$ кВ) срабатывание разрядника МРВ III шунтирует величину напряжения на изоляции опоры № 4 и импульсного перекрытия изоляции не происходит (рис.10а). Срабатывание разрядника на фазе «В» определяется разностью напряжения на этом проводе и напряжения на заземлении опоры после срабатывания разрядника на фазе «А». В приведенном случае значение влияния на момент срабатывания разрядника на соседней фазе оказывает наведенное напряжение.

Дальнейшее увеличение напряжения исходной волны или уменьшение длины фронта приводит к импульсному перекрытию изоляции фазных проводов на опорах, удаленных от МРВ. При этом возникают биения, вызванные отражениями от

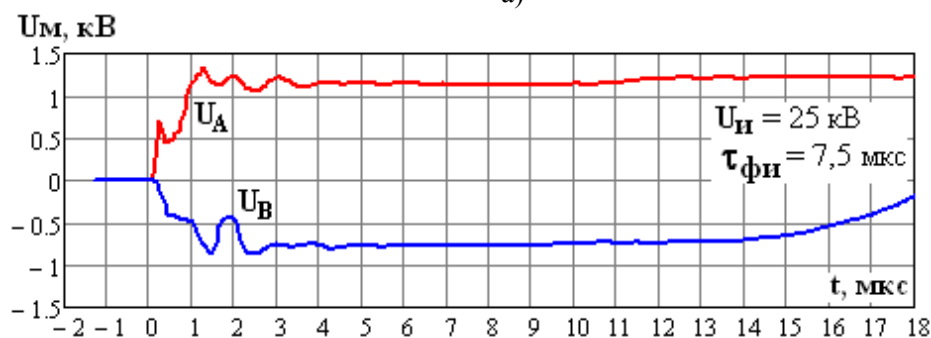
сработавших МИПИ и МРВ. Пример такого переходного процесса, соответствующего исходной волне с амплитудой 29 кВ и фронтом $\tau_{\phi} = 4$ мкс, приведен на рис.11б.

Экспериментальные исследования процессов деформации волн от перекрытий изоляции линии показали значительное изменение формы волн, набегающих на подстанцию по линии. Для оценки этого влияния проведены экспериментальные исследования перенапряжений однострансформаторной тупиковой подстанции с традиционной схемой молниезащиты (см. табл.). В соответствии с ПУЭ оборудование подстанции защищено вентильным разрядником II группы, удаленном от силового трансформатора на расстояние около 15 м по ошиновке. Конструкция подхода приведена на рис.6.

Наиболее характерные осциллограммы перенапряжений на изоляции силового трансформатора для традиционной защиты при ударе молнии в провода ВЛ за пределами тросового подхода представлены на рис.12а, б. Параметры грозовых волн даны на рисунке. Приведенные процессы не учитывают импульсных перекрытий изоляции ВЛ на подходе и импульсной короны. Данный режим фактически соответствует прорыву молнии на провода ВЛ в пределах первого пролета от подстанции, когда импульсное перекрытие изоляции и коронирование слабо влияют на характер перенапряжений.



а)



б)

Рис.12. Пример осциллограмм перенапряжений на изоляции силового трансформатора с защитой по ПУЭ (а, б). U_A , U_B — напряжения на фазных проводах «А» и «В»; U_H , $\tau_{\phi H}$ — амплитуда и длина фронта исходной волны

Соответствующие уровни максимальных перенапряжений в зависимости от амплитуды тока молнии для различной длины фронта тока молнии (с учетом масштаба моделирования по току и напряжению 1/300) приведены на рис.13. Для указанного процесса следует отметить факты срабатывания разрядников на соседних фазах от действия наведенных напряжений большой величины. Интерпретируя уровни перенапряжений для случаев прорыва молнии в пределах первого пролета, следует учитывать деформацию волны (рис.8). Как видно из рис.13, лишь при токах молнии $I_M < 25$ кА и крутизне тока $I'_M < 10$ кА/мкс такие прорывы молнии безопасны для изоляции электрооборудования.

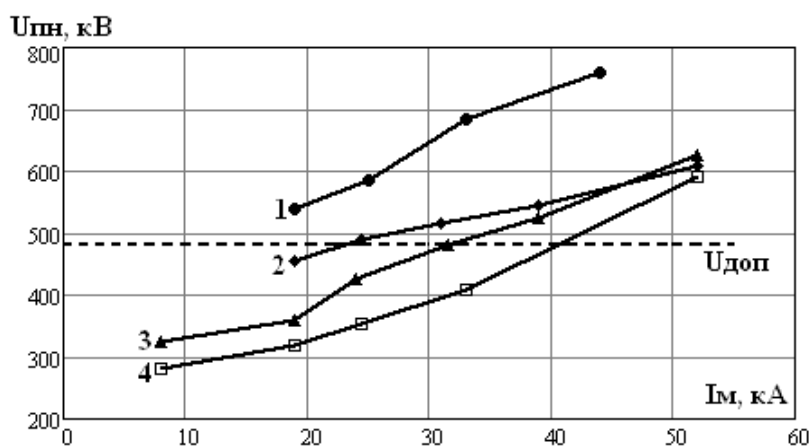


Рис.13. Уровни перенапряжений на силовом трансформаторе с защитой по ПУЭ при ударе молнии в провода ВЛ на подходе в зависимости от амплитуды (I_M) и длины фронта $\tau_{фн}$ тока молнии (1 - $\tau_{фн} = 0,1$ мкс; 2 - 2,3 мкс; 3 - 4 мкс; 4 - 7,5 мкс; $U_{доп}$ - допустимое напряжение)

Влияние импульсного перекрытия изоляции ЛЭП на опоре, оборудованной только сосредоточенным заземлителем, проявляется в снижении амплитуды перенапряжений и изменении характера переходного процесса.

Характерные осциллограммы представлены на рис.14. Приведенные процессы соответствуют появлению волн в точке генерирования с фронтом 7,5 мкс и амплитудой 2,2 МВ (рис.14а) и 4,2 МВ (рис.14б) с учетом принятых масштабов моделирования. Зависимость уровня перенапряжений от амплитуды тока молнии для различных $\tau_{фн}$ исходной волны - на рис.15. Как видно из рис.14б, качественное изменение переходного процесса при «обратном» перекрытии заключается в том, что наибольшая амплитуда соответствует перекрытию изоляции соседнего фазного провода. Кроме того, уровень перенапряжений на фазе «В» может превышать уровень перенапряжений на пораженной фазе «А» (рис.14б). В этом случае перенапряжение достигает максимальной величины при времени около 12 мкс с момента появления волны на изоляции трансформатора. Из сравнения уровней перенапряжений (рис.13 и 15) видно, что значительного снижения их вследствие перекрытий изоляции на опоре № 10 не наблюдается, а их величины в основном остаются выше области допустимых. Снижение уровня перенапряжений для исходной волны с $\tau_{фн} = 0,1$ мкс составляет от 70 до 100 кВ (от 12 до 15 %) при изменении I_M от 18 до 45 кА.

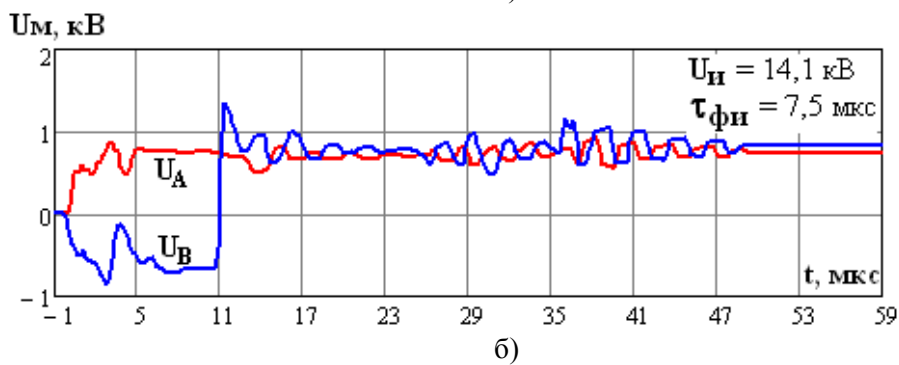
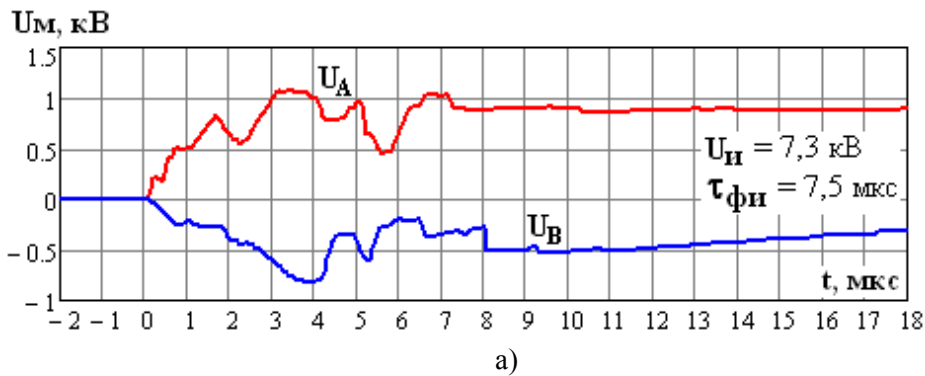


Рис.14. Осциллограммы перенапряжений на изоляции силового трансформатора с защитой по ПУЭ при перекрытии изоляции на опоре № 10 (рис.1.1). U_A , U_B – напряжения на фазных проводах «А» и «В»; $U_{И}$, $\tau_{фИ}$ – амплитуда и длина фронта исходной волны

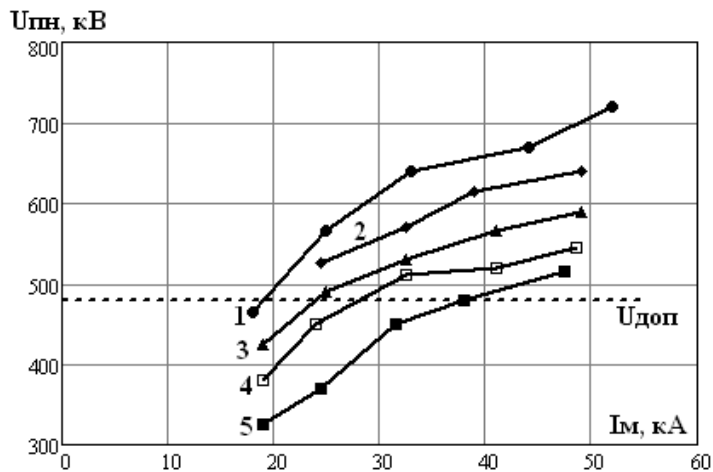
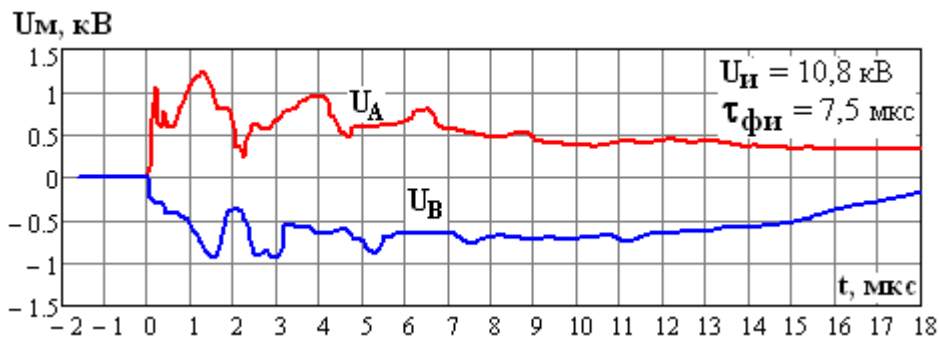


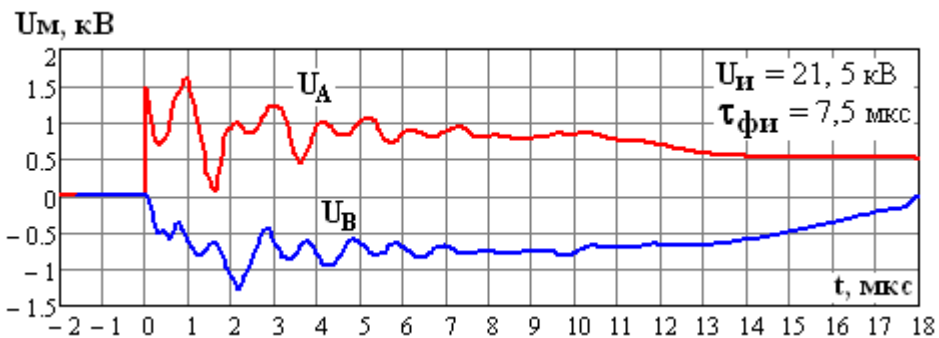
Рис.14. Уровни перенапряжений на изоляции силового трансформатора 110 кВ с защитой по ПУЭ и перекрытием изоляции на опоре № 10 в зависимости от амплитуды (I_M) и длины фронта $\tau_{фИ}$ тока молнии (1 - $\tau_{фИ} = 0,1$ мкс; 2 - 0,9 мкс; 3 - 2,3 мкс; 4 - 4 мкс; 5 - 7,5 мкс; $U_{доп}$ – допустимое напряжение)

Для переходного процесса с исходной волной ($\tau_{\phi} = 2,4$ и 4 мкс) снижение уровня в данном диапазоне I_m не отмечено. Однако для волны с $\tau_{\phi} = 7,5$ мкс наблюдается даже некоторое повышение максимума перенапряжений на 20-50 кВ (6- 12%) при $I_m > 25$ кА. Это объясняется высоким сопротивлением заземления опоры № 10 без троса и противовеса и увеличением дополнительной колебательной составляющей (рис.14б).

Пример осциллограмм соответствующих перекрытию изоляции линий на опоре № 4 с тросами и противовесами представлены на рис.16. Как видно, вероятность «обратного» перекрытия снижается, поэтому область минимальных значений перенапряжений находится в пределах 6 мкс для обоих фазных проводов. Однако перекрытие изоляции на относительно низкое сопротивление заземления вызывает дополнительные биения большой амплитуды, накладываемые на основной переходной процесс. Частота колебаний достигает 1 МГц. Соответствующие уровни перенапряжений на изоляции силового трансформатора систематизированы на рис.17.



а)



б)

Рис.16. Осциллограммы перенапряжений на силовом трансформаторе 110 кВ с защитой по ПУЭ и перекрытием изоляции на опоре № 4 с тросами и противовесами. U_A , U_B – напряжения на фазных проводах «А» и «В»; U_H , $\tau_{\phi H}$ – амплитуда и длина фронта исходной волны

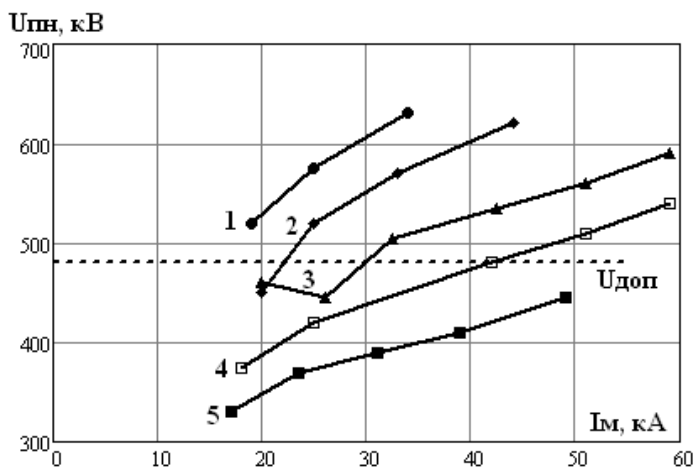


Рис.17. Уровни перенапряжений на изоляции силового трансформатора 110 кВ с защитой по ПУЭ и перекрытием изоляции на опоре с тросами и противовесами в зависимости от амплитуды (I_M) и длины фронта $\tau_{фн}$ тока молнии (1 - $\tau_{фн} = 0,1 \text{ мкс}$; 2 - $0,9 \text{ мкс}$; 3 - $2,3 \text{ мкс}$; 4 - 4 мкс ; 5 - $7,5 \text{ мкс}$; $U_{доп}$ - допустимое напряжение)

Из сопоставления уровней перенапряжений по рис.15 и 17 видно, что перекрытие изоляции на опоре № 4 с тросами и противовесами снижает максимум перенапряжений до величин, меньших допускаемого уровня (480 кВ) для пологой исходной волны ($\tau_{ф} = 7,5 \text{ мкс}$) с амплитудой тока молнии I_M до 70 кА, что фактически соответствует крутизне тока молнии менее 10 кА/мкс.

Однако при увеличении крутизны тока молнии колебательная составляющая перенапряжений, вызванная отражениями от места перекрытия увеличивается. Вследствие чего, несмотря на наличие троса и противовеса снижение уровня перенапряжений для $\tau_{ф}$ менее 4 мкс незначительно для повышения эффективности защиты изоляции, т.к. в отдельных случаях уменьшение перенапряжений не превышает 10%.

Выводы

1. Проведенные опыты показали возможность реализации экспериментальных исследований в действующей сети с моделированием прямых и «обратных» перекрытий изоляции линии, при которых учитываются нелинейные характеристики изоляции и реальных заземлителей конструкций опор, в том числе противовесы.

2. Деформация волн от потерь в земле составляет от 1,3 до 0,8 мкс при соответствующем $\tau_{ф}$ от 0,2 до 7,4 мкс. Таким образом, наибольшая деформация проявляется у прямоугольных волн.

3. При моделировании импульсных «обратных» перекрытий необходим учет формы наведенного напряжения на соседних проводах.

4. Учет импульсных перекрытий на подходе не во всех случаях приводит к значительному уменьшению перенапряжений на подстанции. При этом процессы формирования перенапряжений при перекрытиях на опоре со средоточенным заземлителем и противовесом существенно отличаются.

5. Эксперименты в действующей сети позволяют получить информацию о развитии перенапряжений, которую целесообразно использовать при контроле достоверности математических моделей.

Литература

1. Гольдштейн В.Г., Покровский А.В., Халилов Ф.Х. Сопоставление расчетных и экспериментальных исследований атмосферных перенапряжений на подстанциях 110 кВ. Известия АН СССР – Энергетика и транспорт, 1977, № 3

2. Костенко М.В., Халилов Ф.Х., Невретдинов Ю.М. Грозозащита электрических сетей в районах с высоким удельным сопротивлением грунта. – Л.: Наука, 1984. – 112 с.

3. Анализ надежности грозозащиты подстанций/М.В.Костенко, Б.В.Ефимов, Н.И.Гумерова. – Наука, 1981. – 128 с.

4. А.С. № 1187087. Устройство для измерения импульсных напряжений на заземленном объекте относительно нулевого потенциала земли /Кол.фил.Ан СССР. Авт.изобр. Невретдинов Ю.М. Приоритет изобр. 13.01.84, зарегистрировано 22.06.85. Бюл.39.

5. Исследование перенапряжений на электрооборудовании подстанций от ударов молнии в подходы ЛЭП. Отчет/КНИЦ АН СССР. Руководитель работы Зархи И. М., Отв. исполнитель Невретдинов Ю. М. – 2-86-2217; № ГР 01860037108; инв. № 02890034647. – Апатиты, 1989, - 82 с.

ВОПРОСЫ ГРОЗОЗАЩИТЫ ДВУХЦЕПНЫХ ВЛ С ПОМОЩЬЮ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ*

Ф.Х. Халилов, Н.И. Гумерова, Г.Г. Хохлов

Снижение числа отключений высоковольтных воздушных линий (ВЛ), в том числе вызванных ударами молний, является важной задачей современной электроэнергетики. В случае двухцепной линии электропередачи с классом напряжений 35 – 110 кВ при ударе молнии велика вероятность отключения обеих цепей. Такая ситуация недопустима из-за огромных экономических потерь при нарушении технологических процессов, вызванных перебоями в электроснабжении предприятий нефтедобывающей сферы, металлургических и т. д.. Традиционные мероприятия по грозозащите ВЛ 35– 750 кВ, рекомендуемые ПУЭ [1], предусматривают сооружение грозозащитных тросов с углами защиты не более $25^\circ \div 35^\circ$; обеспечение необходимого уровня линейной изоляции; обеспечение сопротивления заземления опор не более $R_3 = 10 \div 20$ Ом в районах с удельным сопротивлением грунтов ρ_{zp} не более 500 Ом·м и $R_{3p} = R_3 \cdot \sqrt{\rho_{zp}/500}$ – в районах с более высокоомными грунтами. К этим же мероприятиям косвенно относится применение АПВ.

Однако в ряде случаев применение традиционных мероприятий не дает желаемого результата, в такой ситуации проблема может быть решена с помощью подвесных нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), монтируемый параллельно гирляндам изоляторов. Условия эксплуатации ОПН для защиты линий электропередачи имеет ряд существенных отличий от подстанционных условий эксплуатации и требует проведения широкого круга исследований. Из-за относительно высокой стоимости ОПН необходимо решить задачу минимизации их числа при расстановке на трассе ВЛ, проанализировать энергетические нагрузки на ОПН при воздействии молнии а также при различных эксплуатационных воздействиях.

Для решения этих задач на кафедре Э, ТВН СПбГПУ разработана программа, позволяющая моделировать развитие грозовых перенапряжений на воздушных линиях. Значительную роль при разработке методики расчёта электрофизических процессов в воздушной линии при ударе в нее молнии сыграл выбор модели опоры. Схема замещения опоры представляет собой соединение индуктивностей тела опоры, индуктивностей траверс, импульсного сопротивления заземления опоры, а также волновых сопротивлений троса и фазных проводов. Индуктивностью траверс можно пренебречь, так как они малы по сравнению с другими индуктивностями в этой схеме. Расчеты, выполненные при ударе молнии в вершину опоры, показали, что если сконцентрировать всю индуктивность тела опоры в одной точке, то напряжения на гирляндах изменятся не сильно (из-за коэффициента связи, который сильно влияет на напряжения гирлянд и остаётся неизменным). Более того, после проведения расчёта вероятности перекрытия линейной

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

изоляции, выяснилось, что модель с одной индуктивностью несколько «жестче». На рис. 1 приведена окончательная расчетная схема опоры.

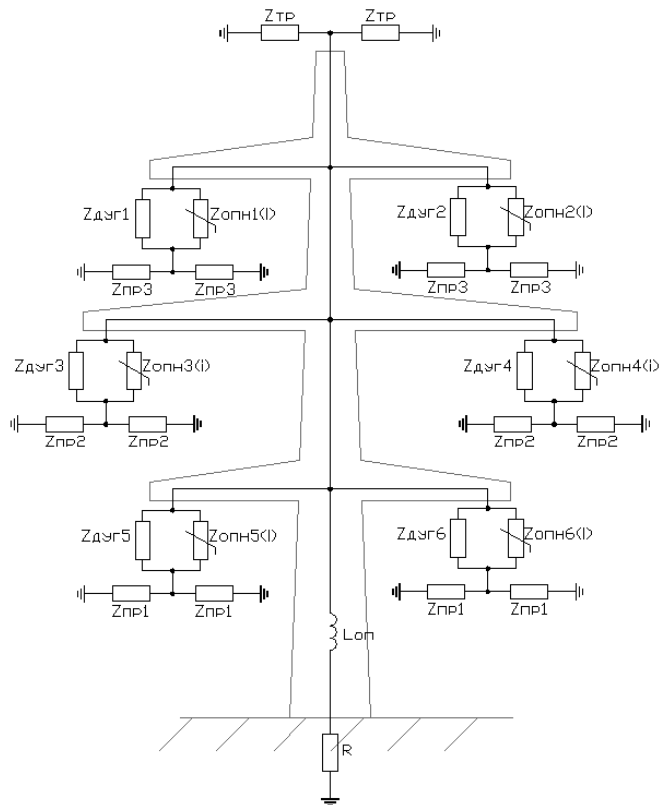


Рис. 1. Модель опоры с одной индуктивностью и ОПН на всех проводах

В основу разработанной методики расчета при произвольной ориентации молнии (в опору, в трос или фазный провод на некотором расстоянии от опоры) положено правило эквивалентной волны для многопроводной линии, разработанное М. В. Костенко [2]. Для нестандартного многоугольника, включающего индуктивность и нелинейные сопротивления, включенные не на землю (рис.2), описываемого аномальной системой дифференциальных уравнений, решение получено впервые.

Полученное решение позволяет рассчитывать напряжения и токи для наиболее сложной конфигурации опоры с 10 подходящими проводами (6 фазных проводов и 4 троса). В созданной модели вольтамперная характеристика ОПН описывается степенной функцией. Вольт-секундная характеристика гирлянд изоляторов моделируется формулой Горева–Машкиллейсона. В модели перекрытие происходит при превышении напряжением на гирлянде соответствующего напряжения ВСХ на фронте волны.

Расчёт вероятности перекрытия линейной изоляции происходит посредством интегрирования плотности совместного распределения вероятностей амплитуд и крутизн нарастания токов по кривой опасных токов. Кривая опасных токов заменена 6–7 точкам, что обеспечивает приемлемую точность вычислений.

На рис.3 представлены характерные осциллограммы напряжений на гирляндах изоляторов (а) при обратном перекрытии с опоры на нижнюю фазу при отсутствии защитных аппаратов и в случае установки ОПН на верхних фазах (б).

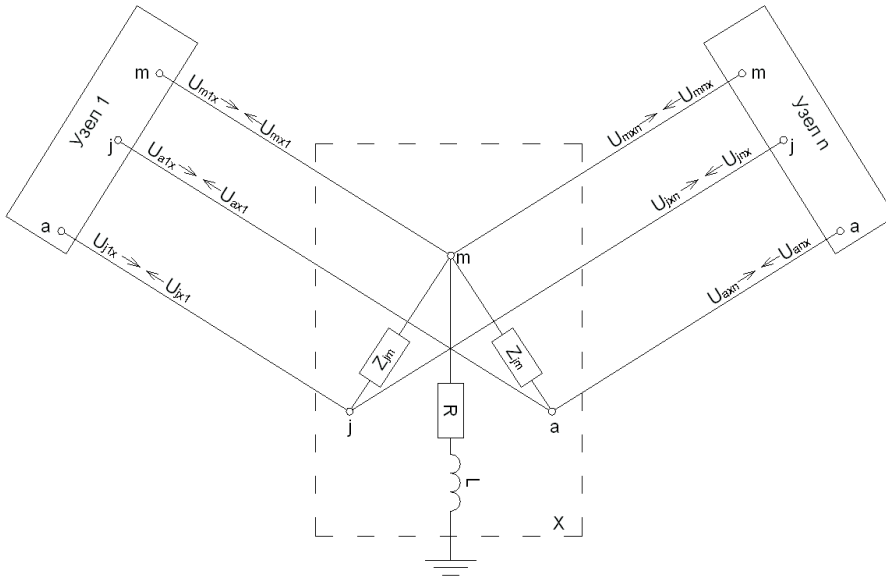
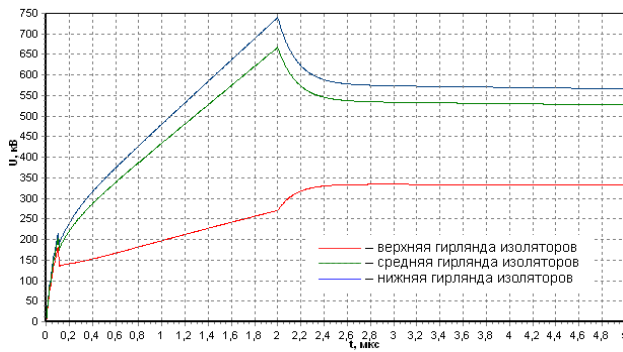
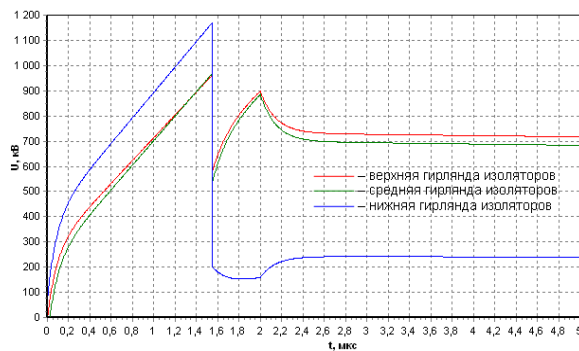


Рис. 2. Схема нагрузки в месте соединения трехпроводных линий



а)



б)

Рис. 3. Характерные зависимости напряжений на линейной изоляции при перекрытии с опоры на нижнюю фазу при отсутствии (а) и наличии (б) ОПН

По разработанной методике были выполнены расчеты числа грозовых отключений воздушной линии 110 кВ ОАО «НоябрьскЭнергоНефть» при нетрадиционных методах молниезащиты. В качестве базового варианта выступают результаты расчета грозоупорности линии при методах, рекомендованных ПУЭ: уменьшении значения сопротивления опоры, и повышение уровня линейной изоляции.

Абсолютной грозозащиты можно добиться установкой ОПН на всех фазах каждой опоры линии. Однако этот метод неприемлемо дорог и сложен в эксплуатации. На рис.4 приведена зависимость коэффициента снижения числа грозовых отключений при установке ОПН на верхних гирляндах изоляторов (число отключений снижается в 1,4 раза) а так же при установке ОПН на верхних и нижних гирляндах (снижение числа отключений в 2–2,5 раза) в зависимости от сопротивления заземления опоры.

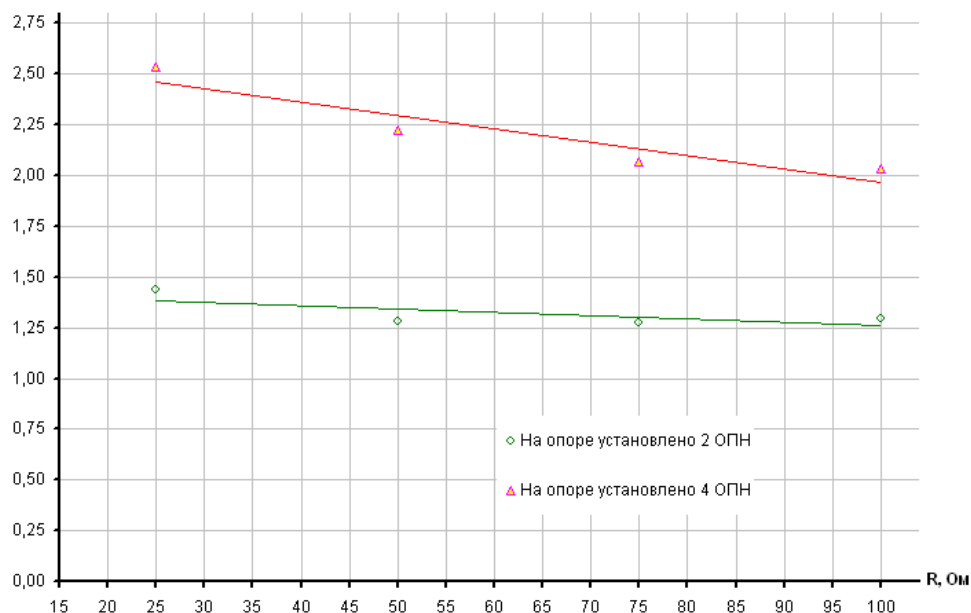


Рис. 4. Влияние сопротивления заземления опоры на коэффициент снижения грозовых отключений при различном числе ОПН на опоре

Снизить число грозовых отключений без использования ОПН можно путем установки двух тросов на опоре (коэффициент снижения числа отключений примерно 2–2,5). При относительно невысоких сопротивлениях заземления опор (до 30 Ом) установка одного троса на вершине опоры и одного на уровне нижних фаз позволяет снизить число грозовых отключений в 7–8,5 раз.

Также существует способ молниезащиты, при котором «жертвуется» одной из линий, но вторая «защищенная» линия будет гарантировано работать. Это можно реализовать двумя способами: установкой ОПН на все фазы одной из цепей (при этом количество отключений второй цепи снижается в 1,2 раза), либо

переносом одного изолятора из гирлянд одной цепи в гирлянды второй (изменение вольт-секундных характеристик). Во втором случае количество отключений «ослабленной» линии возрастает в два раза, но зато практически отсутствуют отключения «усиленной» линии.

При расчетах было показано, что использование троса на уровне нижних фаз совместно с ОПН более выгодно, чем аналогичный вариант молниезащиты с тросом на вершине опоры.

Эксплуатация ВЛ при отсутствии тросов бессмысленна без защитных аппаратов. При установке ОПН на опоре линия вполне может обеспечивать электроэнергией потребителей. Коэффициент снижения числа отключений при установке ОПН только на верхних фазах по сравнению с базовым вариантом составляет около 1,3. Установка ОПН также на нижних фазах повышает этот коэффициент до 2–2,75.

Выводы

1. При импульсном сопротивлении заземления опор менее 20 Ом, число грозовых отключений будет меньше допустимой величины, и следовательно, никакой дополнительной защиты не требуется.

2. Практически абсолютной грозозащиты можно добиться при установке ОПН на все фазы каждой опоры, однако это слишком дорого. Наибольшее снижение числа грозовых отключений (более чем в пять раз) происходит при установке двух тросов на уровне нижних фаз и монтаже ОПН на верхних и нижних гирляндах изоляторов. Также высокую эффективность имеет способ, при котором тросы устанавливаются на вершину опоры и на уровень нижних фаз.

3. При установке ОПН только на уровне верхних фаз, число годовых отключений снижается в 1,25 – 1,5 раз. При установке ОПН на верхние и нижние фазы коэффициент снижения имеет значение 1,5 – 2,0.

4. Расстояние между опорами с ОПН, должно составлять не более 2 км (около 6 пролетов).

Литература

1. Правила устройства электроустановок.– СПб.: Издательство ДЕАН, 2003. 928 с.

2. Костенко М.В. Обобщенное правило эквивалентной волны для многопроводных линий. Электричество. 1985, № 12. С. 16-21.

ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ КАБЕЛЯ 330 кВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Д.В.Кузнецов, А.Е.Монастырский., Ф.Х.Халилов, Н.А.Шилина

В настоящее время передовые зарубежные страны перешли на новый тип электрической изоляции силовых электрических кабелей – сшитый (вулканизированный) полиэтилен – СПЭ (в английском обозначении XLPE) [1÷5]. При этом СПЭ находит применение для силовых проводов и кабелей напряжением от 0,4 до 500 кВ.

СПЭ имеет ряд существенных преимуществ перед другими изоляционными материалами по физико-механическим, диэлектрическим, конструкционным и технологическим свойствам переработки.

Отечественная кабельная промышленность по известным причинам (перестройка, дефолт в августе 1998г и другим) существенно отстает от ведущих мировых кабельных фирм по внедрению кабельных изделий с изоляцией из СПЭ.

Несмотря на отмеченное, отечественная электроэнергетика широко применяет кабели с изоляцией из СПЭ отечественного производства и производства совместных предприятий.

Кабельные линии 330 кВ, представляющие собой трехфазную систему из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена однофазного исполнения, эксплуатируются, как правило, при заземлении экранов по концам строительных длин. Такая кабельная линия является системой из трех практически независимых каналов передачи электроэнергии.

При сверхпроводящей “оболочке” в системе из трех однофазных кабелей вся энергия передается по каналу “жила-экран”, а в экранах кабелей при этом текут определенные токи, максимально приближенные к рабочим токам. Активное сопротивление “оболочки”, имеющее конечную величину, вытесняет часть энергии в пространство наружу экрана. Эта часть энергии при этом рассеивается в виде активных потерь в толще экрана, вызывая ее нагревание. Отмеченное существенно ухудшает тепловой режим работы кабелей, а следовательно, несколько уменьшает допустимый рабочий ток. Так, по данным [1] устранение потерь энергии в экране ряда кабелей высокого напряжения могло бы привести к увеличению пропускной способности кабельных линий до 35÷40%.

Устранение продольных токов по экрану кабелей из сшитого полиэтилена может быть осуществлено различными путями.

Наиболее простым путем в этом направлении является способ одностороннего заземления экранов в конце каждой строительной длины кабеля путем применения специальных изолирующих муфт. Однако при этом возникает проблема защиты экрана кабеля от перенапряжений. Для ее организации могут быть применены нелинейные ограничители перенапряжений, характеристики которых должны быть согласованы с испытательными напряжениями между экраном и землей.

Так, по данным литературы параметры кабелей 330 кВ сечением жилы 350 мм² должны отвечать следующим требованиям:

а) электрическое сопротивление постоянному току алюминиевой токопроводящей жилы номинальным сечением 350 мм^2 , пересчитанное на 1 км длины и температуру 20°C , должно быть не более $0,0890 \text{ Ом}$;

б) электрическое сопротивление постоянному току медной токопроводящей жилы номинальным сечением 350 мм^2 , пересчитанное на 1 км длины и температуру 20°C , должно быть не более $0,0543 \text{ Ом}$;

в) кабели на строительной длине должны выдержать испытание переменным напряжением 160 кВ частотой 50 Гц в течение 30 мин ;

г) уровень частичных разрядов на строительных длинах кабелей не должен быть более 20 пКл при напряжении 130 кВ и 5 пКл при снижении напряжения до 90 кВ ;

д) оболочка кабелей должна выдержать испытание на проход переменным напряжением 18 кВ частотой от 50 до 10^6 Гц , или на проход постоянным напряжением 30 кВ при времени приложения испытательного напряжения не менее $0,1 \text{ с}$;

е) уровень частичных разрядов, измеренный на образце кабеля, не должен быть более 5 пКл при напряжении 90 кВ ;

ж) тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) кабелей при напряжении 64 кВ и температуре токопроводящей жилы $(90 \pm 3)^\circ\text{C}$ не должен быть более 0.001 ;

з) кабели должны выдержать испытание импульсным напряжением 550 кВ положительной и отрицательной полярности при температуре токопроводящей жилы от 100 до 105°C . После испытания импульсным напряжением кабели должны выдержать испытание переменным напряжением 160 кВ в течение 15 мин при температуре $(20 \pm 15)^\circ\text{C}$.

Из перечисленных параметров у авторов доклада вызвали сомнения испытательные напряжения по пункту д). Поэтому нами были организованы испытания упомянутого кабеля.

Испытания проводились на пяти образцах кабеля на номинальное напряжение 330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Длина образцов составляла - 600 мм . Радиальные размеры кабеля:

- диаметр жилы (по п/п экрану) - 48 мм ;
- внешний диаметр изоляции - 98 мм ;
- диаметр алюминиевой оболочки - 106 мм ;
- внешний диаметр кабеля - 118 мм .

Цель испытаний - определить кратковременную прочность внешней оболочки кабеля для выбора защитных аппаратов.

В качестве испытательной установки использовалась установка УПН-100, расположенная у южной стены Малого испытательного зала высоковольтного корпуса кафедры Э,Т,ВН СПбГПУ. Установка состоит из испытательного трансформатора ИОМ 100/25 с регулятором напряжения. Образцы подключались к испытательному трансформатору через защитное сопротивление 180 кОм . Измерение напряжения производилось на первичной обмотке трансформатора с последующим пересчетом по коэффициенту трансформации. Напряжение на образцах поднималось плавно со скоростью 10 кВ/мин . Для приложения напряжения к внешней оболочке кабеля использовалась внешняя алюминиевая оболочка кабеля - заземленный электрод и внешний электрод из алюминиевой фольги толщиной 200 мкм и шириной 40

мм, на который подавалось высокое напряжение. В первом опыте использовался плоский электрод в виде полоски фольги, наложенный в виде кольца на внешнюю поверхность кабеля. Для увеличения напряжения скользящих разрядов использовалась подмотка определенной конфигурации латексной лентой с последующим наложением на нее фольги.

Результаты испытаний.

Образец №1.

Плоский внешний электрод был наложен на расстоянии 130 мм от края образца. При плавном подъеме напряжения, начиная с 30 кВ, начали появляться скользящие разряды, и при 38 кВ произошло перекрытие образца по поверхности. Для увеличения напряжения скользящих разрядов была произведена подмотка латексной лентой определенной конфигурации. Напряжение начала скользящих разрядов увеличилось до 35 кВ, а перекрытие произошло при напряжении 43 кВ. При перемещении внешнего электрода на расстояние 230 мм от края напряжение начала скользящих разрядов осталось прежним, а напряжение перекрытия составило 60 кВ. При этом состояние образца не изменилось. Напряжение на образце было снижено до 55 кВ, и образец был выдержан 1 час. Видимых изменений в образце обнаружено не было.

Для увеличения прочности по поверхности образец был помещен в объем с маслом, однако высокие напряженности на подводах и краях электродов спровоцировали интенсивные частичные разряды в масле, что не позволило поднять напряжение выше 55 кВ.

Образец №2.

Образец № 2 в точности воспроизвел результаты образца 1.

Образец №5.

При подъеме напряжения на образце №5 при напряжении 20 кВ было обнаружено появления слабо дыма с поверхности образца, который через 2...3 с прекратился. При дальнейшем подъеме напряжения обнаружился тепловой канал на поверхности, который за время 4..5 с пророс до противоположного электрода и обусловил перекрытие образца. Повреждение приобрело необратимый характер: повторная подача напряжения оказалась невозможной.

Образец № 4.

Для контроля состояния поверхности образца была сначала промыта поверхность четыреххлористым углеродом, а затем измерено сопротивление межэлектродного промежутка, которое оказалось ∞ . При подъеме напряжения при напряжении выше 20кВ произошло аналогичное прогорание образца.

Образец №3.

На образце № 3 результаты оказались аналогичными образцу №4.

Заключение

Результаты испытаний показали, что для всех образцов при напряжении менее 20 кВ обеспечивается кратковременная прочность образцов.

На некоторых образцах при дальнейшем повышении напряжения обнаруживается выгорание следов на поверхности, однако этот эффект характерен только для коротких образцов, а на длинных образцах реального

кабеля такого эффекта не должно обнаруживаться в силу ограничения тока длиной кабеля.

При напряжении - 40 кВ на оболочке кабеля появляются скользящие разряды, которые, однако, не провоцируют снижение кратковременной прочности.

Исходя из опыта испытаний подобных образцов и учитывая геометрические размеры оболочки, можно утверждать, что кратковременная (в течение нескольких минут) поперечная прочность оболочки окажется не ниже 160 кВ (при отсутствии механических или иных дефектов).

Литература

1. Ларина Э.Т. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии: Учебник для вузов. -2-е изд., перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1996.

2. Богородицкий Н.П., Пасынков В.В., Тареев Б.М. Электротехнические материалы: Учебник для вузов. -7-е изд., перераб. и доп.-Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1985.

3. Проспекты и инструкции фирмы Nexans: “Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6-35 кВ и их применение”. 2005.

4. Силовые кабели фирмы Pirelli Cables and Systems Oy. Проспекты, 2005.

5. Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена среднего и высокого полиэтилена среднего и высокого полиэтилена. Проспекты фирмы “АББ Москабель”. 2005.

ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ОПН 35-500 кВ ПОДВЕСНОЙ КОНСТРУКЦИИ*

А.В.Колычев, Ю.С.Попова, В.В.Тутков, Ф.Х.Халилов, Н.А.Шилина

Снижение числа отключений высоковольтных воздушных линий (ВЛ) является важной задачей современной электроэнергетики. Относительно большое число отключений ВЛ вызвано ударами молний. В случае двуцепной линии электропередачи с классом напряжений 35-500 кВ при ударе молнии последствия достаточно тяжелые, так как велика вероятность отключения обеих цепей. Такая ситуация недопустима из-за огромных экономических потерь при нарушении технологических процессов, вызванных перебоями в электроснабжении предприятий (таких как предприятия нефтедобывающей сферы, металлургические предприятия и т.д.) Поэтому, повышение уровня грозоупорности двуцепных линий электропередачи является крайне актуальной задачей.

Традиционные мероприятия по грозозащите ВЛ 35-500 кВ, рекомендуемые ПУЭ [1], предусматривают:

- сооружение грозозащитных тросов с углами защиты не более $25^{\circ} \div 35^{\circ}$;
- обеспечение необходимого уровня линейной изоляции;
- обеспечение сопротивления заземления опор не более $R_3 = 10-20 \text{ Ом}$ в районах с удельным сопротивлением грунтов ρ_r не более $500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и $R_{3p} = R_3 \cdot \sqrt{\rho_2 / 500}$ раз - в районах с ρ_r более $500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

К этим же мероприятиям косвенно относится применение АПВ.

Однако в ряде случаев применение традиционных мероприятий не дает желаемого результата (приемлемой величины допустимого числа грозовых отключений при заданных грозовой интенсивности и длине линий) и поэтому предпочтение отдается нетрадиционным способам грозозащиты ВЛ 35-500 кВ.

Основным элементом нетрадиционной грозозащиты является подвесной нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН), монтируемый параллельно гирлянде изоляторов. Условия эксплуатации ОПН для защиты линий электропередачи имеет ряд существенных отличий от подстанционных условий эксплуатации и требует проведения широкого круга исследований. Из-за относительно высокой стоимости ОПН необходимо решить задачу минимизации их числа при расстановке на трассе ВЛ, проанализировать энергетические нагрузки на ОПН при воздействии молнии а также при различных эксплуатационных воздействиях.

Возможными областями применения нетрадиционной грозозащиты воздушных линий могут являться [2-5]:

- высокие переходные пролеты через реки, заливы, ущелья и другие преграды по трассе ВЛ;
- двухцепные линии с вертикальной подвеской проводов;
- участки воздушных линий с локальной повышенной грозопоражаемостью;

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

- участки ВЛ в гололедоопасных районах, где применение грозозащитных тросов нецелесообразно;

- в некоторых районах со сверхвысоким удельным сопротивлением грунтов ($\rho_r \geq 10^4 \div 1,5 \cdot 10^4$ Ом-м).

В последнее время в России начинают применяться ОПН в полимерном исполнении для защиты изоляции линий в сетях 35-500 кВ. Полимерные ограничители, обладая малыми массо-габаритными показателями и высокими защитными характеристиками, позволяют отказаться на линиях от грозозащитного троса, где стенка гололеда более 25 мм и сопротивление опор более 10 Ом. Подвесные ОПНп на линиях позволяют обеспечить технико-экономические показатели по отключению ВЛ от грозовых перенапряжений. Например, в 2008 г. ОАО «Позитрон» установит более 350 подвесных полимерных ОПН - 500 кВ для защиты линии ВЛ 500 кВ «Житикара - Ульке» Северный Казахстан - Актюбинская область, где применение троса неэффективно из-за большой стенки гололеда.

По своим техническим характеристикам данные аппараты не уступают зарубежным аналогам.

Зарубежный опыт показал высокую эффективность использования линейных ограничителей. Например в Японии установка ОПН непосредственно на опорах ВЛ составило 97% классов напряжения 77-500 кВ. В России нормативными документами в частности РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений», также предусматривается использование ОПН:

- на одной из цепей двухцепной ВЛ, что практически полностью предотвращает грозовые отключения одновременно двух цепей;

- при высоком сопротивлении заземления опор;

- на высоких опорах, например, на переходах через водные преграды.

Также эффективно применение подвесных ОПН (при отказе от троса) с точки зрения грозозащиты подстанций при их установке в начале и в конце защищенного подхода. Например, в сетях 35 кВ при замене устаревших тросов защищенного подхода подстанций (длина до 3 км) экономически выгодно применять подвесные ОПН.

На рис.1 приведены габаритные, установочные, присоединительные размеры и масса ОПНп 110 и 500 кВ.

К заземленному выводу подвесного ОПНп подключается дисконнектор, основным свойством которого является разрыв цепи при внутреннем пробое ограничителя.

Характеристики дисконнектора должны соответствовать требованиям ИЕС 60099-4.

Для подвесных нелинейных ограничителей перенапряжений важное значение имеет крепление их к фазным проводам. На рис. 5 приведена схема крепления ОПНп к ВЛ 500 кВ, а на рис. 6 и 7 – расшифровка такого крепления в узлах А и Б.

В таблице 1 для примера приведены технические характеристики подвесного ОПН 500 кВ.

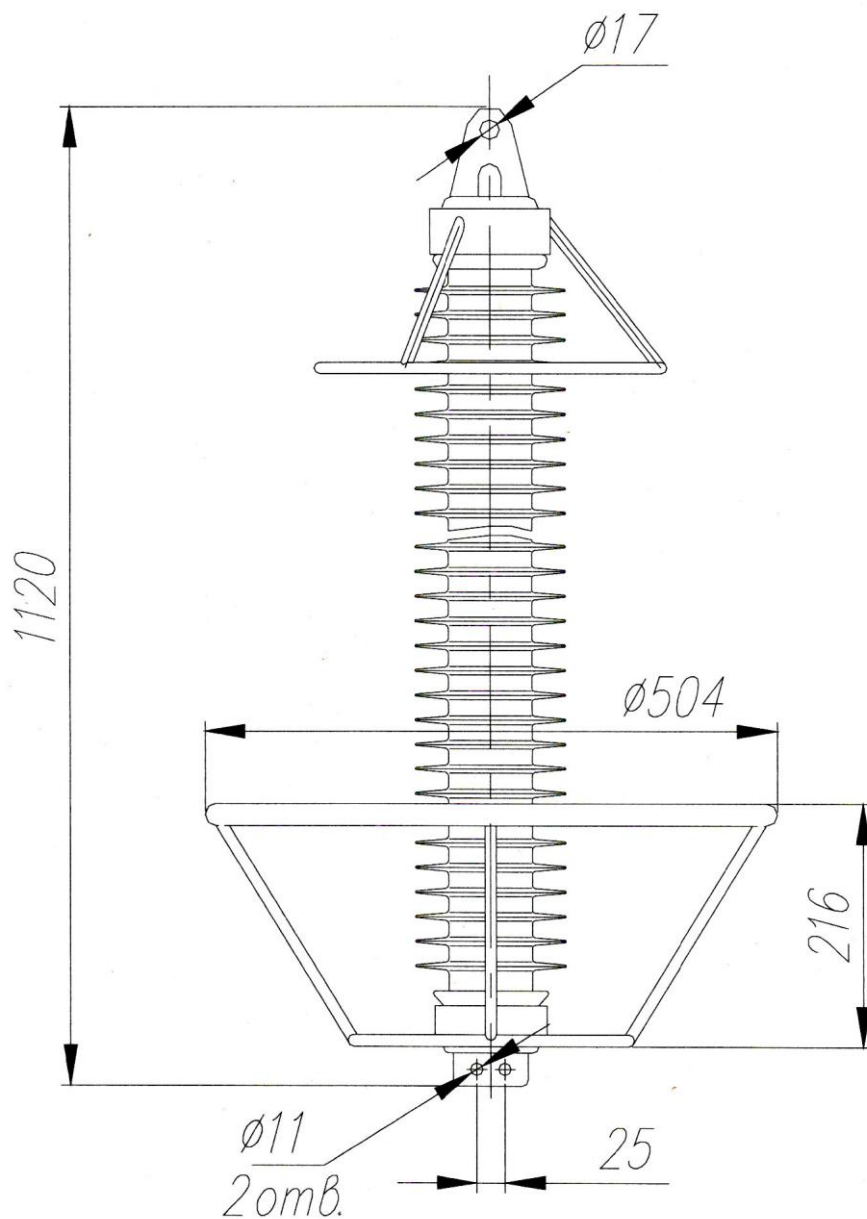


Рис. 1. Габаритные, установочные, присоединительные размеры и масса ОПНп - 110 кВ с током пропускной способности 500 А, подвесного исполнения, выпускаемого ОАО "Позитрон".
Масса ограничителя $17,5 \pm 0,5$ кг.
Длина пути утечки – 3280 мм.

Таблица 1

Электрические характеристики ограничителей для сетей 500 кВ для защиты линейной изоляции ВЛ-500 кВ подвешного исполнения. ОПНп - 500/350/20/1200-П-УХЛ 1- ПЛ

| Наименование параметра | ОПНп- 500/350/20/120 0-П- УХЛ 1-ПЛ |
|---|--|
| 1 | 2 |
| 1. Класс напряжения, кВ | 500 |
| 2. Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ _{действ} | 350 |
| 3. Номинальное напряжение ОПН, кВ действ | 460 |
| 4. Номинальный разрядный ток (амплитуда импульса тока 8/20 мкс), А | 20000 |
| 5. Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой: | |
| 3000 А, кВ, не более | 922 |
| 5000 А, кВ, не более | 969 |
| 10000 А, кВ, не более | 1025 |
| 20000 А, кВ, не более | 1113 |
| 40000 А, кВ, не более | 1220 |
| 6. Остающееся напряжение при коммутационных импульсах тока 30/60 с амплитудой : | |
| 250 А, кВ, не более | 799 |
| 500 А, кВ, не более | 827 |
| 1000 А, кВ, не более | 856 |
| 2000 А, кВ, не более | 887 |
| 7. Остающееся напряжение при импульсном токе 1/10 мкс с амплитудой 20 к А, кВ, не более | 1205 |
| 8. Амплитуда прямоугольного испытательного импульса тока пропускной способности длительностью 2000 мкс, А | 1500 |
| 9. Пропускная способность ограничителя: | 18 |
| а. при прямоугольных импульсах тока длительностью 2000 мкс, с амплитудой 1500 А воздействий не менее | |
| б. при грозовых импульсах тока 8/20 мкс с амплитудой: 20 кА , воздействий не менее | 20 |
| в. при импульсах большого тока 4/10 мкс с максимальным значением 100 кА , воздействий не менее | 2 |
| 10. Классификационное напряжение при классификацион-ном токе, кВ _{действ} , не менее | 448 |
| 11. Способность к рассеиванию энергии расчетного прямоу-гольного импульса 2000 мкс, кДж, не менее | 2558,5 |

Продолжение табл. 1

| 1 | 2 |
|--|------|
| 12. Удельная рассеиваемая энергия ограничителем одного импульса по п.8 на 1 кВ по п. 2, кДж/кВ, не менее | 7,31 |
| 13. Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее | 1140 |
| 14. Максимальный кажущийся заряд частичных разрядов, не более пКл | 10 |
| 15. Ток срабатывания противозрывного устройства, кА | 40 |

Литература

1. Правила устройства электроустановок. 7-ое издание, М. Энергоатомиздат, 1999.
2. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Под редакцией академика РАН Н.Н. Тиходеева. Санкт-Петербург. Издательство Петербургского энергетического института повышение квалификации Минэнерго РФ, 1999.
3. Безносов А.А., Борисов Е.А., Кадомская К.П., Рейхерд А.А. Защитные характеристики ОПН при воздействии грозových волн с крутыми фронтами. В кн. "Научные аспекты и актуальные проблемы разработки, производства, испытаний и применения ОПН". Изд. ПЭИПК, Санкт-Петербург, 2000.
4. Крыжановский В.В., Новикова А.Н., Шмараго О.В. Области рационального использования подвесных ОПН (ОПНЛ) для повышения грозозащиты ВЛ 110 и 220 кВ. Там же.
5. Костенко М.В., Невретдинов Ю.М., Халилов Ф.Х. Грозозащита в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов. Наука, ЛО, 1986.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЯГОВЫХ ТОКОВ В РЕЛЬСАХ И ЗЕМЛЕ

О.В. Дроздова, М.В. Якубович

В соответствии с программой реализации «Энергетической стратегии на период до 2010 года», с целью повышения энергетической эффективности и энергосбережения, был осуществлен перевод участков Мурманского отделения железной дороги с электрической тяги постоянного тока на электрическую тягу переменного тока 25 кВ. Вследствие этого возросло индуктивное влияние на линии электропередач (ЛЭП), расположенные вблизи железной дороги, а также появилась несимметрия тяговой нагрузки. В связи с этим возникла необходимость пересмотреть оценку безопасности работ на отключенных линиях, имеющих участки сближения с железной дорогой.

Требования, предъявляемые к безопасности работ на отключенных высоковольтных линиях при влиянии железных дорог переменного тока, соответствуют требованиям при влиянии симметричных режимов работы ЛЭП: наведенное напряжение не должно превышать 25 В при максимальном токе в контактной сети [1].

Если следовать Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, возникает сложность обеспечения максимальной нагрузки в электрической сети железной дороги при измерении наведенных напряжений на отключенных ЛЭП. Это объясняется тем, что нагрузка тяговой подстанции является непрерывно меняющейся случайной величиной. Значение тягового тока зависит от того, каким является состав (грузовой или пассажирский), сколько он содержит вагонов, в каком режиме работает электровоз и, наконец, на железнодорожном пути между тяговыми подстанциями могут находиться несколько составов.

Тяговые сети электрической железной дороги в качестве обратного провода используют рельсы. Протекание тока по рельсам ведет к падению напряжения в них и, следовательно, наведению потенциалов относительно земли. Кроме того, при недостаточной изоляции рельсов от земли часть тяговых токов из рельсов ответвляется и проходит по земле, что ведет к увеличению напряжения, наводимого на протяженных коммуникациях: линиях связи, ЛЭП и т. д. Следует заметить, что даже незначительная часть тока, (единицы процентов от тягового тока в контактном проводе) протекающего в земле создает заметные наведенные напряжения при расстояниях сближения железной дороги и ЛЭП в сотни метров и километры. Особенно это сказывается при высоких удельных сопротивлениях грунта. В железнодорожной технике рельсы, лежащие на бетонных шпалах и не имеющие непосредственного контакта с грунтом часто принимаются изолированными от земли. Однако, и сами шпалы нельзя считать идеальным изолятором. На перегонах возможен контакт рельса с грунтом. Существует система дополнительных заземлений рельсов через разрядники при повышении напряжения на рельсе более 1 кВ по отношению к удаленной земле. Из практики расчета сопротивлений армированных бетонных фундаментов опор линий электропередачи можно сделать вывод, что многокилометровый железнодорожный путь может иметь эквивалентное сопротивление растеканию

тока сравнимое с суммарным продольным сопротивлением путей на участке между питающими подстанциями. При нахождении электровоза в середине участка относительно небольшая часть тока постепенно будет стекать с рельса в землю, и втекать из земли в рельс в районе подстанций (в случае двухстороннего питания) [2]. Таким образом, имеется неопределенность распределения обратного тока контактной сети между рельсами и землей. Поскольку доля тока, стекающего в землю, и его гармонический состав являются необходимыми величинами для определения наведенного напряжения на отключенных ЛЭП, имеющих участки сближения с электрической железной дорогой, то их значения требуется определить.

С этой целью сотрудниками ЦФТПЭС КНЦ РАН в октябре 2008 г. были проведены измерения токов в рельсах. Для этого был выбран участок железной дороги дистанции Апатиты – Оленегорск в районе станций Хибины, Нефелиновые Пески и Имандра. Участок данной дистанции является однопутным, что значительно упрощает измерения и позволяет получить более достоверные результаты. Электропитание дистанции двустороннее и производится от тяговых подстанций № 14 (г. Апатиты) и № 12 (г. Оленегорск) (рис. 1).

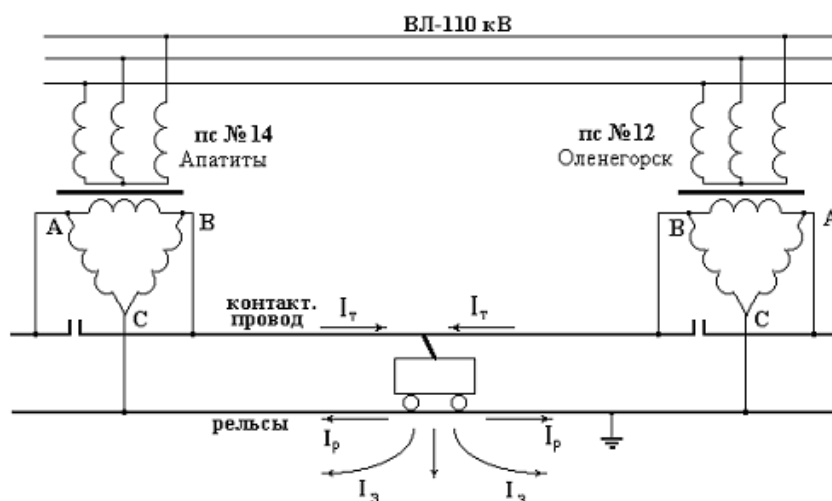


Рис. 1. Схема электропитания дистанции Апатиты - Оленегорск и направления токов в контактном проводе, рельсах и земле при прохождении состава

Оценка соотношения токов производилась из следующих предпосылок. В том случае, если весь обратный ток идет по рельсам, его величина определялась бы, главным образом, значениями активных и реактивных сопротивлений цепи питания, включающей троллей и рельсы. В первом приближении сопротивлением локомотива и емкостью между контактным проводом и рельсами можно пренебречь. Тогда упрощенная схема при двустороннем питании для произвольного местоположения состава на дистанции имеет вид, приведенный на рисунке 2. Параметры R_1 , R_2 , R_3 , R_4 , L_1 , L_2 меняют свои значения в зависимости от местонахождения состава на дистанции. Токи в контурах соответственно равны:

$$I_1 = \frac{U}{\sqrt{(R_1 + R_2)^2 + (\omega L_1)^2}}, \quad I_2 = \frac{U}{\sqrt{(R_3 + R_4)^2 + (\omega L_2)^2}}, \quad I_3 = I_1 + I_2.$$

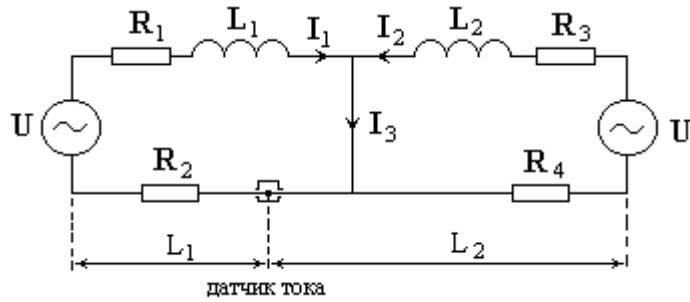


Рис. 2. Схема замещения при протекании обратного тока только по рельсам

При равномерном движении состава и установке датчика тока через рельсы в месте, определяемом соотношением отрезков дистанции:

$$\frac{L_1}{L_1 + L_2} = 0,3, \quad \text{где } L_1 + L_2 - \text{длина дистанции, ожидаемое изменение тока в}$$

месте регистрации должно иметь вид, приведенный на рисунке 3.

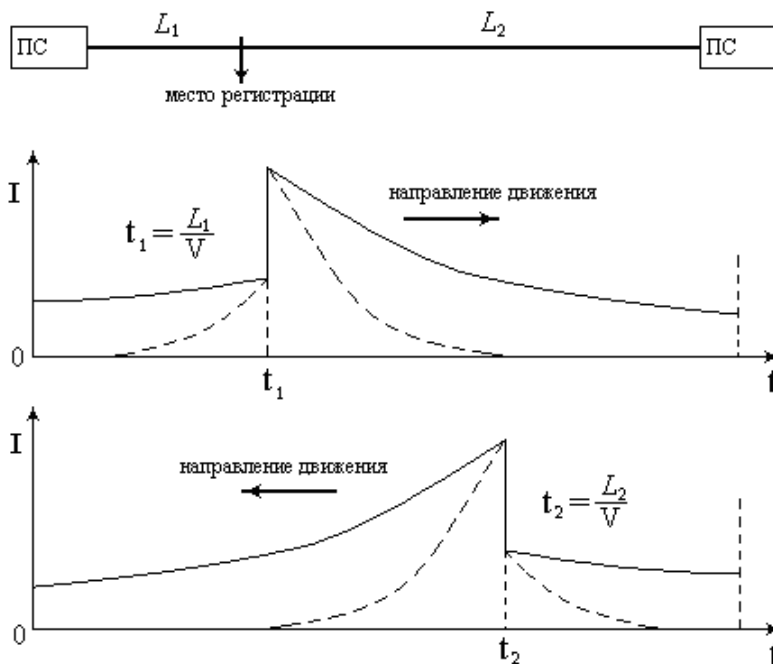


Рис. 3. Ожидаемые осциллограммы регистрируемых токов в рельсе при прохождении состава по дистанции.

На самом деле, за счет того, что значительная часть тока течет по земле, регистрируемые величины тока значительно меньше (на рисунке 3 показаны пунктиром) и только при прохождении состава над датчиком и вблизи него величина тока соответствует тому, который был при протекании всего тока в рельсе.

Для регистрации изменяющихся токов в рельсах при прохождении составов на дистанции применялась система мониторинга, включающая в себя датчики тока, оптоволоконный кабель и портативный компьютер (ПК), который устанавливался вблизи железнодорожного полотна на расстоянии 20 м (рис. 4). Сигнал с датчика по оптоволоконному кабелю передавался на ПК, на котором производилась непрерывная цифровая запись тока в рельсе в течение всего периода регистрации. Поскольку, на дистанции располагалось три датчика, для повышения точности синхронизации регистраций предварительно была выполнена синхронизация текущего времени компьютеров.

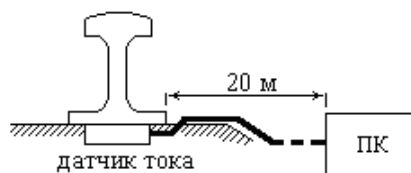


Рис. 4. Размещение магнитоиндукционного датчика под рельсом

Измерения проводились при трех вариантах расположения датчиков на дистанции Апатиты - Оленегорск (рис. 5). В первом опыте был выбран участок между станциями Хибины (южный датчик) и Нефелиновые пески (северный датчик), центральный датчик находился примерно в середине этого участка; во втором и третьем опытах южный датчик оставался в районе станции Хибины, а центральный и северный – в районе станций Нефелиновые пески и Имандра.

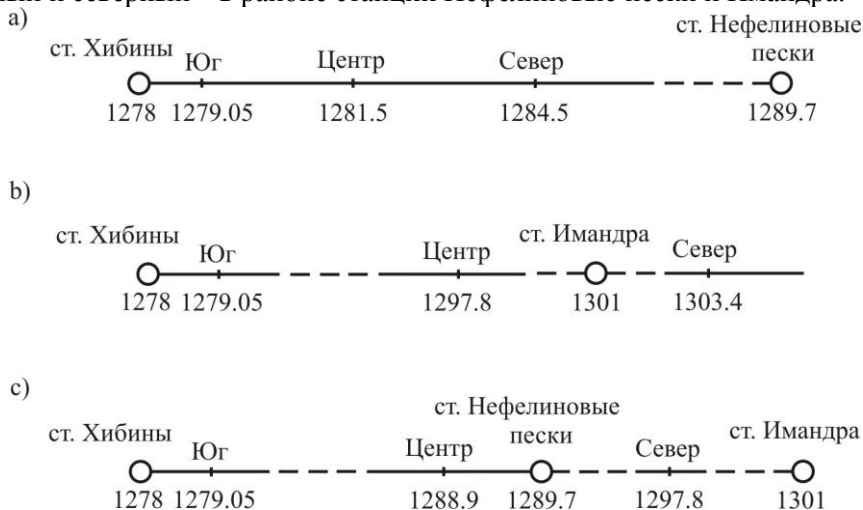


Рис. 5. Расположение датчиков на участке железной дороги дистанции Апатиты – Оленегорск : а) опыт 1; б) опыт 2; в) опыт 3

Данные измерений первого опыта показали, что для получения более точной картины распределения регистрируемого тока в рельсах, следует увеличить расстояние между датчиками. В дальнейшем это позволило получить более точные результаты расчетов распределения тягового тока в контактной сети. Таким образом, в двух следующих опытах расстояние между пунктами регистрации было увеличено.

В качестве примера приведем осциллограмму токов в рельсе при прохождении товарного состава на Север, полученную по данным измерений второго опыта (рис. 6). На ней можно видеть резкое возрастание тока после прохождения состава над датчиком и его постепенное убывание в соответствии с длиной дистанции.

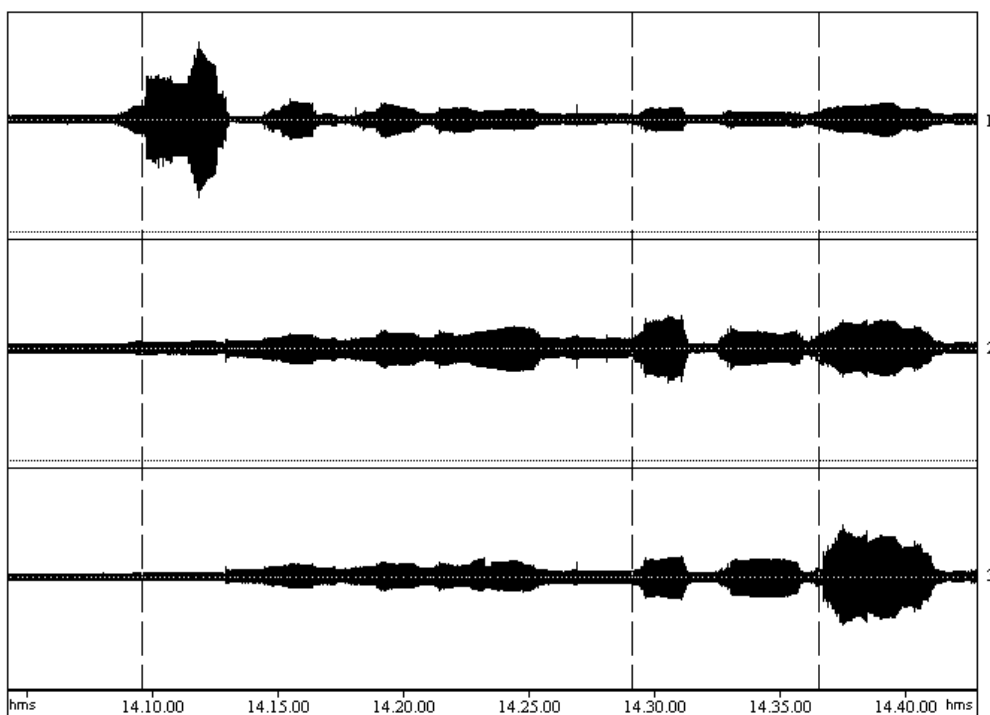


Рис. 6. Совмещенная осциллограмма токов в рельсе при прохождении товарного состава на Север: представлены осциллограммы, зарегистрированные 1 – южным датчиком, 2 – центральным датчиком, 3 – северным датчиком. Слева направо пунктирами обозначено время прохождения состава, соответствующее пунктам регистрации Юг, Центр и Север.

Рассмотрим пример, когда состав, двигаясь на север, прошел северный датчик (рис. 7). Проанализировав амплитудные значения тока в рельсе, выполненные одновременно для всех пунктов регистрации, можно заключить, что после прохождения составом северного датчика значение тока резко возрастает до 102,14 А. В этот момент времени в центре данная величина будет иметь значение меньше, практически, в 2 раза, а на Юге - более чем в 3 раза.

Следует заметить, что мы рассматриваем долю тока в рельсах от тягового тока, потребляемого от ПС №14 в г. Апатиты.

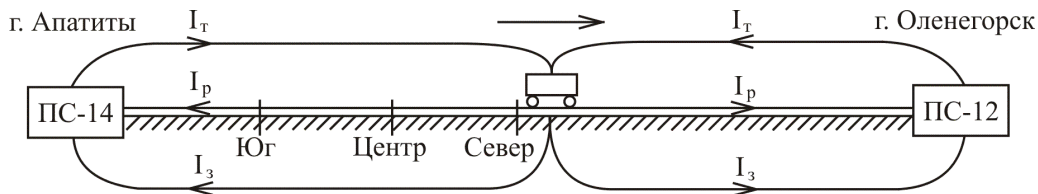


Рис. 7. Направление протекания тока в контактной сети

Зная отношения тока в рельсе, зарегистрированного тремя датчиками, и расстояния между пунктами регистрации, можно определить долю тока, протекающего по рельсам на дистанции между южным и северным датчиками, используя эмпирическую формулу:

$$I = 0,014 \cdot 1,175^l + 0,291, \%$$

где l – место регистрации тока на дистанции, относительно южного датчика, км.

Диаграмма распределения зарегистрированного тока в рельсе после прохождения состава над северным датчиком, примет следующий вид (рис. 8).

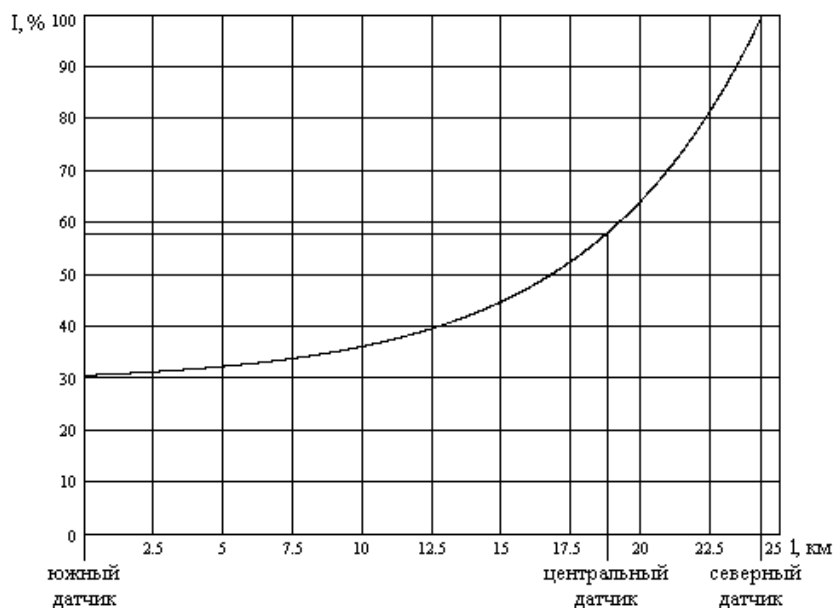


Рис. 8. Распределение зарегистрированного тока в рельсе после прохождения состава над северным датчиком

В таблице 1 представлено распределение тягового тока в рельсах на участке от южного до северного пункта регистрации.

Таблица 1

Распределение тягового тока в рельсах

| Отметка на участке, км | Ток в рельсах, % |
|------------------------|------------------|
| 0 | 30.5 |
| 5 | 32.2 |
| 10 | 36.1 |
| 15 | 44.8 |
| 20 | 64.3 |
| 24.35 | 100 |

Таким образом, зная амплитудные значения тягового тока и тока в рельсах, можно определить долю тока в земле. Но для того, чтобы определить электромагнитную составляющую наведенного напряжения, нужно знать точную долю тока в земле. Поэтому, был проведен полный гармонический анализ тока в рельсах, его результаты приведены в таблице 2.

Таблица 2

Гармонический состав тока в рельсах

| № гармоники | Ток в рельсах, А | | |
|-------------|------------------|-------|-------|
| | Юг | Центр | Север |
| 1 | 29.4 | 52.0 | 115.0 |
| 3 | 7.6 | 10.3 | 26.1 |
| 5 | 4.3 | 5.7 | 13.4 |
| 7 | 2.3 | 3.6 | 7.0 |
| 9 | 1.5 | 2.3 | 4.5 |
| Σ | 31.2 | 59.0 | 102.1 |

Из полученных результатов следует вывод, что проведенные измерения позволяют определить распределение тока между рельсами и землей, которые можно использовать для определения наведенного напряжения на отключенных ЛЭП, имеющих участки сближения с электрической железной дорогой.

Литература

1. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. – М.: Изд. НИЦ ЭНАС, 2001. – 192 с.
2. Якубович М.В. Анализ влияния электрической сети железной дороги переменного тока на близлежащие ЛЭП, выведенные в ремонт (на примере линий ОАО “Колэнерго”) // Электромагнитная совместимость и перенапряжения в высоковольтных сетях. – Апатиты, 2004. – 134 с.

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА СИСТЕМЫ РЕГИСТРАЦИИ ГЕОИНДУКТИРОВАННЫХ ТОКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОВОДНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

А.Н. Данилин, Я.А. Сахаров, В.Н. Селиванов

4 января 2008 года начался 24-й Солнечный цикл. Об этом было объявлено после появления солнечного пятна обратной полярности.

Известно, что солнечная активность циклична и имеет период, приблизительно равный одиннадцати годам. В 2007 году завершился двадцать третий солнечный цикл (отсчет циклов ведется от 1749 года, когда в Цюрихской обсерватории начали постоянно следить за изменениями солнечной активности). Максимум этого цикла пришелся на 2001 год, когда наблюдалось множество сильных солнечных бурь. Ожидается, что в начавшемся цикле Солнце будет заметно активнее, чем оно было на протяжении минувших одиннадцати лет и, возможно, это будет самый активный цикл за последние полвека. На рисунке 1 показаны циклы солнечной активности за несколько последних десятилетий и прогноз двух следующих циклов. В настоящее время наблюдается минимум солнечной активности, максимум ожидается в 2011 или 2012 годах.



Рис. 1. Циклы солнечных пятен (по материалам NASA)

Новые солнечные циклы, как правило, начинаются с появления высокоширотного солнечного пятна обратной полярности. Обратными называют пятна, у которых магнитные полюса поменялись местами и у данного пятна магнитная полярность обратная той, которую имели пятна, появившиеся в ходе предыдущего цикла. Солнечное пятно, появившееся 4 января, высокоширотное и имеет обратную магнитную полярность. Национальное управление США по исследованию океанов и атмосферы (НУОА) дало этому пятну название AR10981, или сокращенно - «солнечное пятно 981». Солнечное пятно 981 было небольшим и быстро исчезло, но его трехдневного

существования с 4 по 6 января было достаточно, чтобы убедить научную общественность в том, что 24-й Солнечный цикл наступил.

В течение 11-летнего цикла солнечной активности на Солнце происходит около 37000 вспышек (по данным за 22 цикл солнечной активности – 1986-1996 гг. [1]). В максимуме солнечного цикла в среднем происходит 1 вспышка в 1-2 часа, в минимуме 1-2 вспышки в день. Другие наиболее мощные проявления солнечной активности – выбросы коронального вещества в среднем происходят 5-10 раз в день в максимуме цикла, и только небольшая их часть распространяется в направлении Земли и вызывает геомагнитные бури (ГМБ). За солнечный цикл на Земле под действием различных солнечных источников (выбросы коронального вещества, вспышки и связанные с ними ударные волны, высокоскоростные потоки солнечного ветра и т.д.) происходит около 500 магнитных бурь, которые влияют на состояние здоровья больных людей и могут приводить к опасным, а иногда и к катастрофическим воздействиям на различные технические системы. Известнейшим примером является отключение электричества в Квебеке (Канада) в 1989 г., когда на 9 часов штат был обесточен из-за наведенных в линиях электропередач геоиндуцированных токов (ГИТ).

Мировой опыт показал, что ГИТ является причиной разнообразных функциональных нарушений и аварий электрооборудования в системах проводной (воздушной и кабельной) связи, в электроэнергетических системах (ЭЭС), системах сигнализации и связи на железнодорожном транспорте, в системах антикоррозионной защиты магистральных нефтегазопроводов (МНГП), а также в системах управления и контроля указанных выше отраслей, которые интенсивно оснащаются новой микропроцессорной техникой, высокочувствительной к помехам. Поэтому проблема надежного функционирования топливно-энергетического комплекса и связи в условиях электромагнитных воздействий естественного происхождения признана Министерством науки и технической политики РФ приоритетной, а ее решение должно осуществляться в рамках общей Программы работ по обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС) на энергетических объектах.

Рост аварийности в ЭЭС, вызываемых ГМБ, привел, по западным оценкам, к экономическому ущербу, составляющему миллиарды долларов. Поэтому в США и Канаде созданы комитеты и рабочие группы из специалистов департамента энергетики, Института электроэнергетики США и ведущих энергетических фирм, которые на уровне национальной программы призваны решать эту проблему. Специалистами этих групп, параллельно с разработкой теории воздействия ГМБ на объекты энергетики, создается единая система прогнозирования и регистрации ГМБ и их воздействия на ЭЭС (Sunburst). В Финляндии, расположенной в условиях, сходных с северо-западом России, изучения воздействия ГМБ на ЭЭС проводится непрерывно с 1977 года. В Геомагнитной лаборатории канадского комитета по природным ресурсам (Оттава) при поддержке энергетической компании Hydro One (Торонто) разработана система моделирования ГИТ в режиме реального времени [2]. Система использует магнитные данные от магнитных обсерваторий, также поступающие в режиме реального времени. Данные об изменениях магнитного поля и модель проводимости Земли используются для определения электрического поля, которое и является источником ГИТ в линиях электропередач в модели электрической сети. Для уточнения расчетных

значений ГИТ используются данные прямых измерений токов в нейтральных трансформаторов нескольких подстанций. Диспетчерские службы компании Hydro One получают информацию об уровнях ГМБ на всех подстанциях в режиме реального времени и могут обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей во время геомагнитных бурь. Демонстрационная версия этой системы доступна по адресу http://www.spaceweather.gc.ca/gic_simulator_e.php.

В электрических сетях России не предусмотрена фиксация отключений и повреждений, вызываемых ГМБ, поэтому нет достоверной информации о степени воздействия геомагнитных возмущений на оборудование энергосистем. В ряде энергосистем (Колэнерго, Норильск, Хантайская ГЭС) проводились регистрации токов ГМБ в нейтральных трансформаторов тупиковых подстанций. В 1987 году был выполнен анализ аварий, причины которых не установлены, в трех энергосистемах: "Колэнерго", "Карелэнерго" и "Архэнерго" за четырехлетний период (1980 - 1984 гг.). В результате была установлена корреляция между К-индексом, характеризующем уровень возмущения магнитного поля Земли в трехчасовом интервале, и отключениями в сетях по неустановленным причинам.

Таким образом, для Российской энергетики задача защиты энергосистем от воздействия ГМБ является актуальным аспектом их надежности и безопасности. Как и в зарубежных странах, проблема отрицательного воздействия ГМБ на ЭЭС и МНГП будет неминуемо возрастать.

Процессы воздействия ГМБ на современные электроэнергетические системы носят очень сложный характер, зависящий от большого числа факторов как геофизического, так и технического происхождения. Расчётные методы прогнозирования негативных геомагнитных эффектов в ЭЭС по этим причинам являются не достаточно надёжными и достоверными. В этой связи экспериментальные данные о нарушениях штатных режимов функционирования и авариях в ЭЭС при воздействии ГМБ представляют большую практическую и научную ценность:

- они являются доказательной базой о взаимосвязи между возмущениями геомагнитного поля и нарушениями функционирования систем;
- позволяют получить данные о качественном и количественном характере негативных эффектов в реальных системах при воздействии ГМБ;
- могут быть использованы для тестирования методов расчётной оценки воздействия ГМБ на реальные системы.

В связи с изложенным, актуальной задачей по защите энергетических систем России является разработка отечественной единой системы прогнозирования и регистрации ГИТ в ЭЭС, а также разработка методов и устройств их защиты.

В Кольском научном центре исследования воздействия ГМБ на оборудование энергосистем ведутся с 1986 г. С ноября 2003 г. на ряде подстанций Кольской энергосистемы проводятся измерения ГИТ в нейтральных трансформаторов и автотрансформаторов. Установка устройств регистрации ГИТ на подстанциях Кольской энергосистемы стала возможной только благодаря доброжелательному отношению руководства этой организации, основанному на многолетних плодотворных связях с ЦФТПЭС КНЦ РАН. Предпосылок к организации работ по регистрации ГИТ и предотвращению их

негативного воздействия у энергосистемы нет по причине отсутствия данных о таком воздействии, как указывалось выше.

Отсутствие заинтересованности и финансовой поддержки со стороны предприятий стимулировало поиск низкобюджетных решений при создании устройств регистрации ГИТ. Разработанная измерительная система, структурная схема которой представлена на рисунке 2, включает в себя токовые клещи ТК, измеряющие ГИТ в нейтрали, микроконтроллер МК с аналого-цифровым преобразователем АЦП, формирующие пакет цифровых данных, которые передаются по радиоканалу передатчик ПРД – приемник ПРМ в персональный компьютер ПК. Накопленные за сутки в ПК данные передаются на сервер посредством службы передачи данных GPRS мобильной сети GSM. Синхронизация системных часов ПК осуществляется с помощью GPS синхронизатора времени. Использование комплектующих бытового назначения с одной стороны позволило значительно удешевить устройство регистрации, но с другой стороны снизило надежность всего измерительного комплекса. В условиях тяжелой электромагнитной обстановки действующих подстанций нередки случаи «зависания» программного обеспечения ПК, что приводило к потере данных за длительный период. Тем не менее, за пять лет накоплен большой массив данных о ГИТ в периоды геомагнитных бурь и в настоящее время ведется обработка этих данных совместно с данными об аварийности в Кольской энергосистеме и результатами регистрации возмущений магнитного поля Земли.

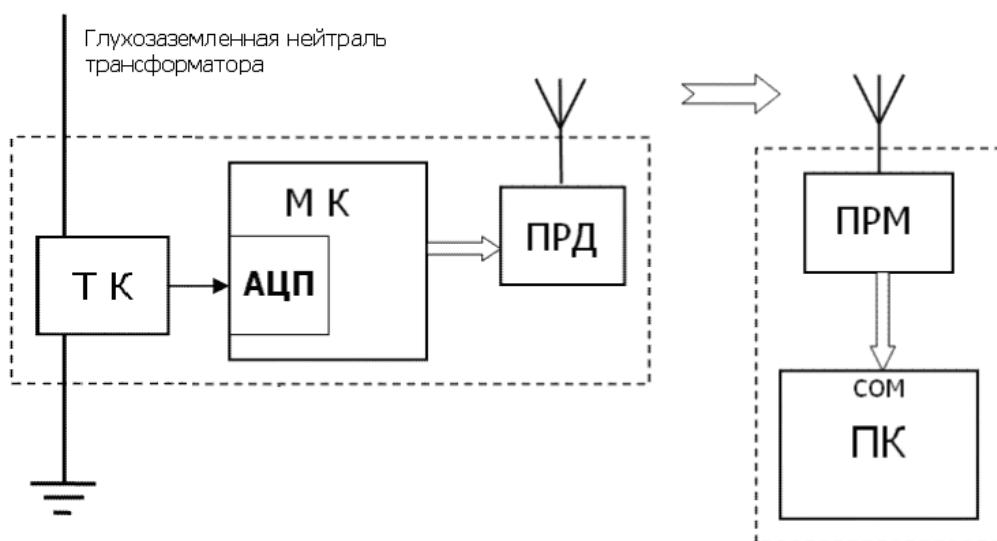


Рис. 2. Структурная схема системы регистрации ГИТ

Регистрация возмущения магнитного поля на поверхности земли производится наземными магнитометрическими станциями, количество которых на Севере Европы составляет порядка тридцати. Двадцать пять из них расположены в Скандинавии и входят в сеть IMAGE. На Кольском полуострове в с. Ловозеро расположена обсерватория Полярного геофизического института

(ПГИ) КНЦ РАН. Поскольку ПГИ поставляет данные обсерватории Ловозеро в банк данных упомянутой сети, оказалось возможным получить доступ к оригинальным данным, получаемым на обширной территории, примыкающей к Мурманской области, показанной на рисунке 3.

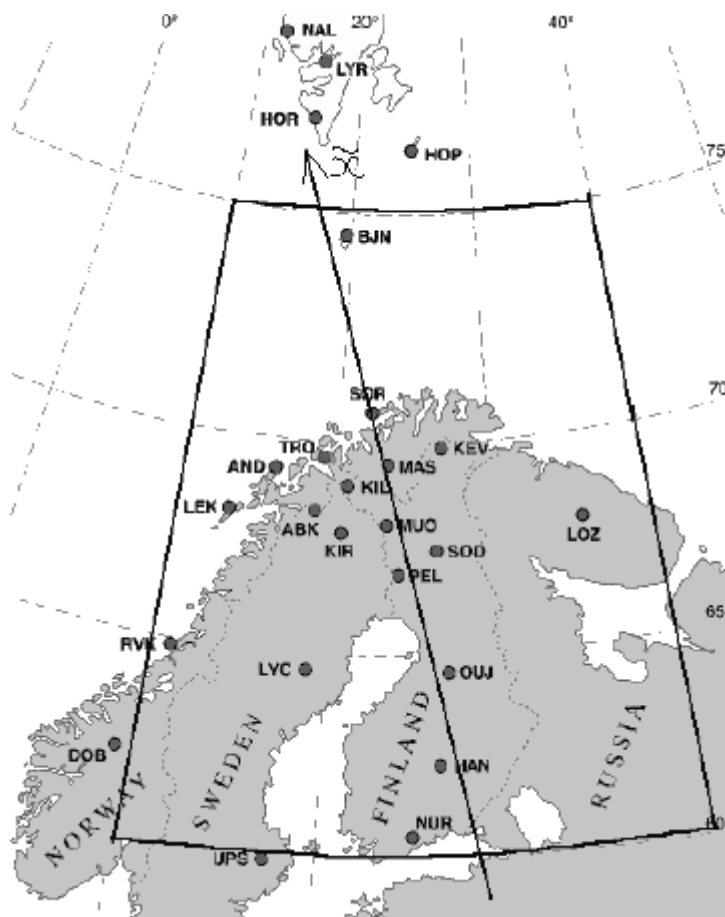


Рис. 3. Сеть магнитометров IMAGE

В порядке продолжения исследований влияния магнитосферных возмущений на линии электропередач разработан проект развития системы регистрации ГИТ, наводимых в линиях в периоды возмущений. Целью проекта является значительное расширение существующей системы мониторинга ГИТ, возникающих в наземных проводных коммуникациях во время ГМБ. Проект является логическим продолжением научно-исследовательских работ, проводимых в филиале КНЦ РАН – Центре физико-технических проблем энергетики Севера. В настоящее время разработаны и функционируют два устройства регистрации ГИТ, что недостаточно для получения полной картины влияния ГМБ на технические объекты топливно-энергетического комплекса и проводной связи. Необходимо развернуть систему мониторинга по всей территории Кольского полуострова, охватив объекты энергетики, железнодорожного транспорта и связи, с возможностью сбора информации в

режиме реального времени. Экспериментальные данные о воздействии ГМБ на наземные технические объекты представляют большую практическую и научную ценность и являются косвенным методом исследования процессов в ионосфере Земли.

При решении вышеописанных задач будут применяться уже разработанные и опробованные авторским коллективом в процессе выполнения научно-исследовательских работ методы регистрации, сбора и математической обработки данных о геомагнитных возмущениях и их воздействии на наземные технические объекты. При создании системы мониторинга требуется решить следующие задачи:

- разработать и изготовить аппаратные средства регистрации;
- провести организационную работу для получения согласия руководства предприятий Мурманской области (энергосистема, железная дорога) на установку устройств регистрации;
- организовать передачу данных от устройств регистрации по цифровым каналам связи в режиме реального времени на сервер сбора данных;
- вести постоянный мониторинг ГИТ, наводимых в проводных коммуникациях в периоды возмущений, для установления их реальной связи с различными типами возмущений (или установления степени воздействия авроральных токовых систем на конкретные сети);
- организовать размещение полученных данных в глобальной сети;
- разработать комплекс программ для модельных расчетов распределений индуцированных электрических полей в зоне расположения проводных коммуникаций Кольского полуострова;
- разработать систему мониторинга, обеспечивающую моделирование ГИТ в режиме реального времени. Система будет использовать данные от магнитных обсерваторий, также поступающие в режиме реального времени. Данные об изменениях магнитного поля и модель проводимости Земли будет использоваться для определения электрического поля, которое и является источником ГИТ в проводных коммуникациях.

Аналогов проектируемой системы мониторинга ГИТ на территории Российской Федерации не существует.

Литература

1. Ораевский В.Н., Кузнецов В.Д. Солнечно-земная физика и фундаментальные космические исследования // <http://www.federalspace.ru/Doc1Show.asp?DocID=2>.
2. Boteler D.H., Trichtchenko L., Pirjola P., Parmelee J., Souksaly S., Foss A., Marti L. Real-Time Simulation of Geomagnetically Induced Currents, Proc. EMC'2007, St. Petersburg, June 26-29, 2007.

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ СЕТИ НА КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ СВЯЗИ.

Ю.М.Невретдинов, А.С.Карпов, Г.П.Фастий

Подземные магистрали, в том числе и кабели связи контроля и автоматики, расположенные вблизи элементов протяженной высоковольтной сети, подвержены ее электромагнитным влияниям, как в рабочих, так и в аварийных режимах работы. Наибольшую опасность представляет влияние аварийных токов при замыканиях на землю вблизи электростанций, имеющих, как правило, заземление нейтрали повышающих трансформаторов. В частности, это относится к магистралям, проложенным между электростанциями. При замыканиях в высоковольтной сети вблизи открытого распределительного устройства (ОРУ) энергосистемы, кроме электромагнитного влияния токов замыкания на подземную магистраль, действует напряжение, определяемое смещением потенциалов контуров заземления электростанций при стекании через них токов замыкания. К рассмотренным случаям относятся кабельные линии, проложенные между гидроэлектростанциями (ГЭС) одного каскада.

На рис.1 показана эквивалентная схема распределения тока короткого замыкания при соединении ГЭС одного каскада подземным кабелем связи.

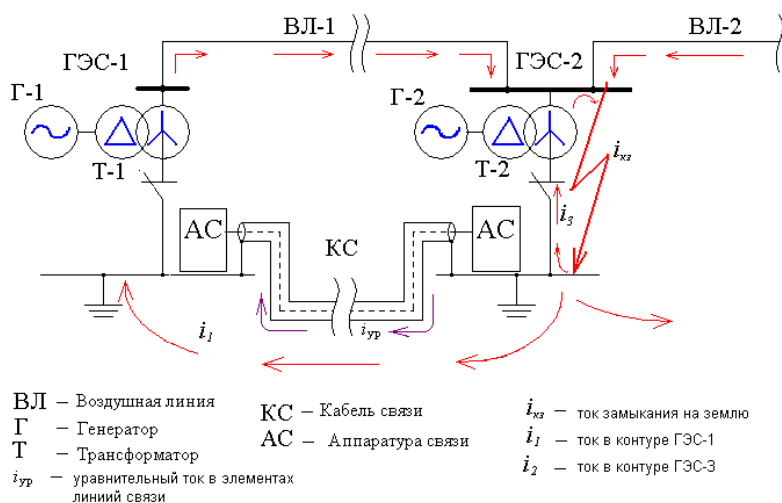


Рис. 1. Эквивалентная схема распределения тока короткого замыкания на ГЭС-2

Как видно, при замыкании на землю в ОРУ ГЭС-2 потенциал контура ГЭС-2 изменяется за счет стекания части $i_{кз}$ в землю. Потенциал контура ГЭС-1 меняется на противоположный за счет стекания составляющей тока замыкания $i_{кз}$ (i_1), ответвляемой через линию ВЛ-1. Таким образом, магистраль КС оказывается под влиянием тока в линии ВЛ-1 по контуру провод-земля. Кроме

того, через элементы магистрали КС протекает уравнивающий ток $i_{ур}$ определяемый разностью напряжений на контурах конечных ГЭС.

В настоящей статье электромагнитное влияние на подземные магистрали рассмотрено на примере линии связывающей две ГЭС Пазского Каскада. Схема участка высоковольтной сети аналогично приведенной на рис.1.

Приближенная оценка уровня напряжения на конечных устройствах при коротких замыканиях в ОРУ ГЭС, сводится к определению потенциала на контуре заземления ГЭС. По данным последних измерений сопротивление растеканию контуров ГЭС КППГЭС в зимнее время:

$$R_3(\text{ГЭС-V}) = 4,0 \text{ Ом}; \quad (\text{ГЭС-VI}) = 1,5 \text{ Ом}$$

С учетом сложной картины распределения токов короткого замыкания выполнены расчеты составляющих тока, который протекает через влияющую линию ВЛ-1, и токов, протекающих через контуры ГЭС-V и ГЭС-VI в землю. Методика расчета дана в [1]. При этом на смещение потенциала контура ГЭС-V влияет только составляющая тока замыкания, обусловленная генераторами этой ГЭС. Составляющая тока замыкания от ЭДС генератора ГЭС-VI изменения потенциала контура ГЭС-VI относительно удаленной земли не вызывает, т.к. эта составляющая тока протекает по элементам контура от точки замыкания до точки заземления нейтралей повышающих трансформаторов ГЭС-VI. Кроме того, учтено, что на смещение потенциала контура ГЭС-VI влияет составляющая тока от внешних источников, подключенных к ОРУ 110 кВ через линию ВЛ-2. Расчетное распределение токов приведено в таблице 1.

Таблица 1

Токи замыкания на землю и их составляющие в ОРУ 110 кВ КППГЭС

| Место точки замыкания | Ток замыкания на землю, кА | Составляющие тока замыкания | | | |
|-----------------------|----------------------------|--------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------|
| | | В том числе от генераторов ГЭС | От внешней сети | В том числе от соседней ГЭС | Примечание |
| ОРУ-110 кВ ГЭС-V | 3,545 | 1,642 └ -1,09 ⁰ | 1,889 └ 0,92 ⁰ | 1,137 └ 0,95 ⁰ | от ГЭС-VI |
| ОРУ-110 кВ ГЭС-VI | 3,219 | 1,28 └ -3,32 ⁰ | 1,937 └ 2,19 ⁰ | 1,409 └ 1,50 ⁰ | от ГЭС-V |

└ - знак угла

Для анализа электромагнитного влияния высоковольтной сети на кабеле связи при возникновении замыкания вблизи ОРУ 110 кВ ГЭС-VI составлена схема замещения, в которой существует возможность учета потенциалов земли и оболочки на концах кабельной линии.

Схема замещения элементов кабельной линии связи, подверженной индуктивному и гальваническому влиянию с учетом замыкания на землю в высоковольтной сети, представлена на рис.2.

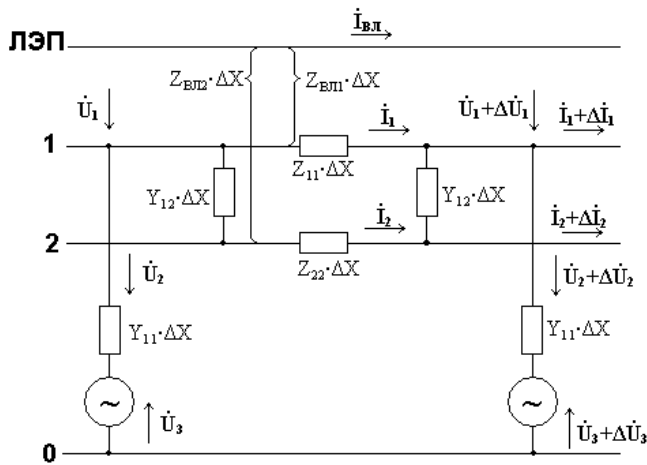


Рис. 2. Схема замещения элемента кабельной линии связи, подверженной индуктивному и гальваническому влиянию при замыкании на землю в высоковольтной сети

На схеме, представлены оболочка и жила подземного кабеля связи (1 и 2 соответственно), находящиеся под электромагнитным воздействием воздушной линии электропередач (ЛЭП), по которой протекает ток $I_{ВЛ}$. Оболочка кабеля заземлена с двух концов на землю (0). На рисунке, $Y_{12} \cdot \Delta X$ - поперечная проводимость элемента изоляции кабеля, а $Z_{11} \cdot \Delta X$ и $Z_{22} \cdot \Delta X$ продольные сопротивления элементов оболочки и жилы кабеля.

В соответствии со схемой замещения для определения токов и напряжений на кабеле составлена система неоднородных дифференциальных уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{d\dot{U}_1}{dx} = Z_{11} \cdot \dot{I}_1 + Z_{12} \cdot \dot{I}_2 + Z_{ВЛ1} \cdot \dot{I}_{ВЛ} \\ -\frac{d\dot{U}_2}{dx} = Z_{12} \cdot \dot{I}_1 + Z_{22} \cdot \dot{I}_2 + Z_{ВЛ2} \cdot \dot{I}_{ВЛ} \\ -\frac{d\dot{I}_1}{dx} = (Y_{11} + Y_{12})\dot{U}_1 - Y_{12} \cdot \dot{U}_2 - Y_{11} \cdot \dot{U}_3 \\ -\frac{d\dot{I}_2}{dx} = -Y_{12} \cdot \dot{U}_1 + Y_{12} \cdot \dot{U}_2 \end{array} \right. ,$$

где 1 - оболочка (экран) кабеля; 2 - жила кабеля; 0 - земля вблизи кабельной линии; U_1, U_2, U_3 - потенциалы оболочки, жилы кабеля и земли вблизи кабеля.

В расчетах принято следующее распределение потенциала земли вблизи кабеля, обусловленное протекающей через землю составляющей $i_{кз}$

$$U_3(x) = U_{SK} \cdot \left(\frac{0,5}{I_K - x} \right)^{1,4} + U_{SH} \cdot \left(\frac{0,5}{x} \right)^{1,4},$$

где U_{SH} и U_{SK} - потенциалы контуров в начале и в конце кабеля; I_K , x - длина кабеля и удаление от начала.

Принято, что в пределах контура потенциал примерно одинаков и для контуров определяется из выражений

$$\begin{aligned} U_{SH} &= I_H \cdot Z_{SH}; \\ U_{SK} &= I_K \cdot Z_{SK}, \end{aligned}$$

где I_H , I_K - составляющие токов замыкания в контурах ГЭС, стекающие в землю; Z_{SH} , Z_{SK} - сопротивления контуров в начале и в конце кабельной линии. Это допущение применимо, так как точка заземления оболочки кабеля связи удалена от точки заземления.

Собственные параметры могут быть определены из системы трансцендентных уравнений:

$$\begin{cases} Z_{11} = Z_1 + Z_e \\ Y_{11} = \left[Y_1^{-1} + \frac{1}{\pi \cdot \delta_3} \cdot \ln \frac{1,12}{\Gamma \cdot a} \right]^{-1}, \\ \Gamma = \sqrt{Z_{11} \cdot Y_{11}} \end{cases},$$

где $Z_e = \frac{\gamma \cdot \omega \cdot \mu_0}{2\pi} \ln \frac{1,85}{a \cdot (\gamma^2 + \Gamma^2)}$; $\gamma^2 = j \cdot \omega \cdot \mu_0 \cdot \delta_3$; δ_3 - удельная проводимость

земли; ω - угловая частота; a - эквивалентный радиус оболочки и брони кабеля.

Взаимные параметры:

$$\begin{aligned} Z_{12} &= Z_{11} - R_0; \\ Y_{12} &= G_{12} + j \cdot \omega \cdot C_{12}, \end{aligned}$$

где R_0 - сопротивление оболочки и брони постоянному току; G_{12} , C_{12} - активная проводимость и емкость изоляции между жилами и оболочкой.

$$Z_{12} = \left[\frac{Z_{22(1)}}{n} + (\pi^2 \cdot f + j \cdot 29 \cdot f \cdot \lg \frac{D}{r_{cp}}) \cdot 10^{-7} \right],$$

где $Z_{22(1)}$ - внутреннее сопротивление одной жилы; r_{cp} - средний геометрический

радиус пучка жил; $D = \frac{2,1}{\sqrt{f \cdot \delta_3 \cdot 10^{-3}}}$ - глубина эквивалентного тока в земле.

Решение системы нелинейных дифференциальных уравнений выполнено в среде MathCad 14. В расчетах, граничные условия определены потенциалами контуров ГЭС, а контроль достоверности расчетов выполнен путем

сопоставления результатов расчетов и экспериментальных исследований для условий проведения измерений.

Характеристики распределения напряжения для кабеля связи (ГЭС-V – ГЭС-VI) приведены на рис.3. Как видно, напряжение оболочки по концам линии $U_0=7,65$ кВ на стороне ГЭС-V и 1,94 кВ на стороне ГЭС-VI и напряжения находятся в противофазе с учетом направления токов в них (см. рис.1).

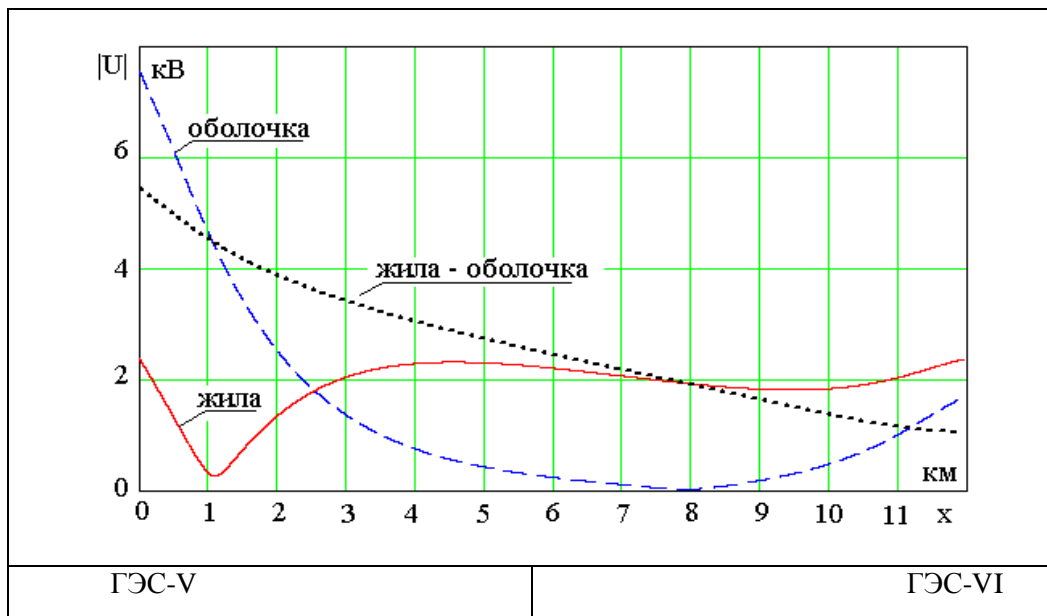


Рис.3. Характеристики распределения напряжения для кабеля связи

При срабатывании защитных устройств между жилой и оболочкой кабеля происходит изменение граничных условий на концах кабеля с увеличением напряжения на изоляции жила-оболочка на трассе. На рис.4 дано сопоставление распределения напряжения для случая короткого замыкания в ОРУ 110 кВ ГЭС-V в следующих вариантах:

кривая 1 – до срабатывания защитных разрядников, максимальное напряжение на трассе не превышает 2,4 кВ;

кривая 2 – срабатывание одного из разрядников на стороне ГЭС-V. При этом напряжение между жилой и оболочкой превышает 4 кВ на удалении от 3 до 5,5 км от ГЭС-V. При этом происходит увеличение напряжения на аппарате связи противоположного конца до 3,3 кВ;

кривая 3 – срабатывание защитных устройств по обоим концам приводит к увеличению напряжения на трассе до 3,2 кВ. Таким образом, срабатывание защитных устройств приводит к значительному увеличению напряжения на изоляции кабеля на трассе с увеличением вероятности ее перекрытия.

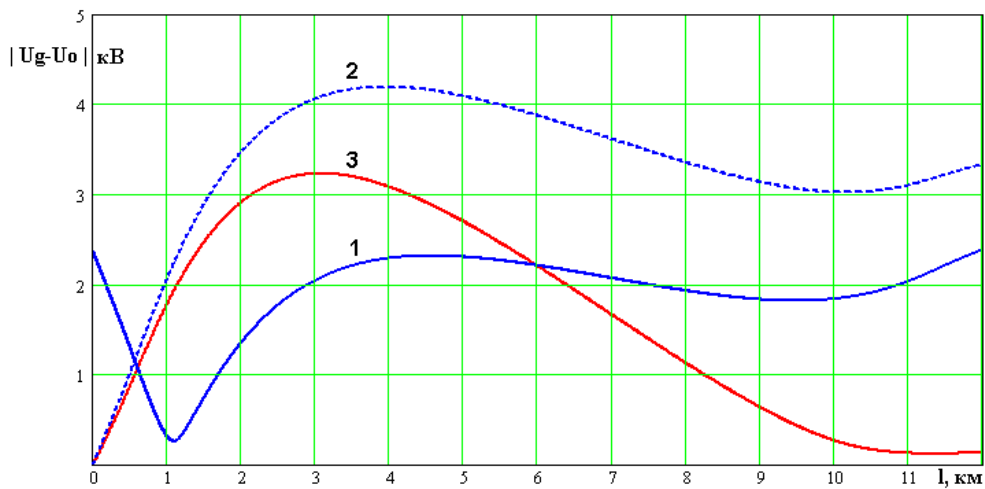


Рис. 4. Распределение напряжения на жилах кабеля связи по его длине при замыканиях в ОРУ-110 кВ ГЭС-V. $|U_g - U_0|$ - модуль напряжения между жилой и оболочкой кабеля

В случае срабатывания обоих разрядников, жилы кабеля связи оказываются под напряжением, которое определяется разностью потенциалов контуров ГЭС. Это приводит к значительному увеличению тока в жилах кабеля и увеличению напряжения вероятности его пережигания.

Вариант распределения напряжения при разрыве жилы на ГЭС-V и срабатывании защитных устройств на ГЭС-VI приведен на рис.5.

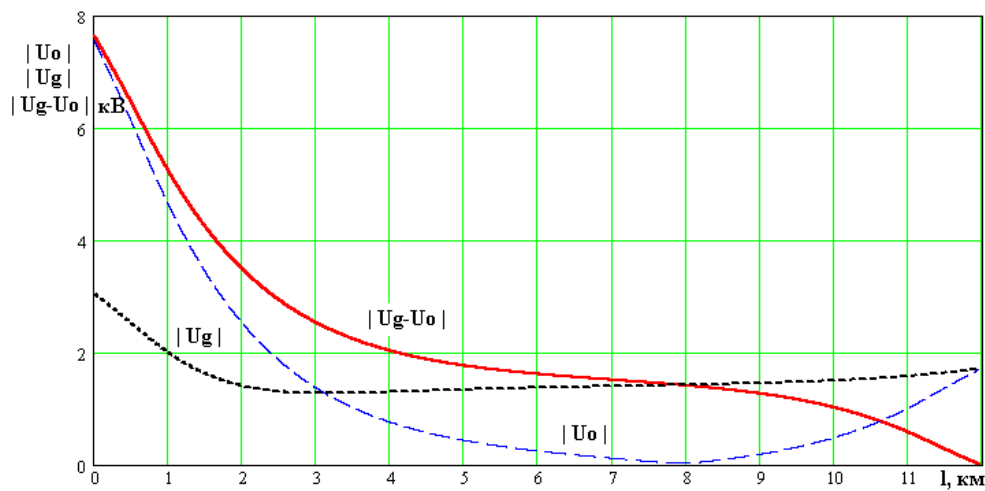


Рис. 5. Распределение напряжения на жилах кабеля связи по его длине при замыканиях в ОРУ-110 кВ ГЭС-V.

$|U_0|$ - модуль потенциала оболочки кабеля; $|U_g|$ - модуль потенциала жилы кабеля; $|U_g - U_0|$ - модуль напряжения между жилой и оболочкой кабеля

Вблизи точки обрыва напряжение на изоляции жила – оболочка достигает 7,65 кВ, что приводит к пробое изоляции с повторением распределения напряжения по рис.4 (кривая 3), с соответствующим увеличением тока в жиле. В этом случае повторно возникают разрывы жилы от перегорания и повторные пробои изоляции, что приводит к повреждению значительных участков кабеля связи.

Выводы

Показана необходимость учета распределения составляющих тока короткого замыкания для выделения токов протекающих во влияющей линии и в контурах ГЭС. Это позволяет повысить точность определения напряжений контуров, к которым подключен кабель связи. Электромагнитное влияние высоковольтной сети в аварийных режимах проявляется в повышении напряжения не только на аппаратуре связи, но и на изоляции кабеля связи.

Срабатывание защитных устройств вызывает значительное повышение напряжения на изоляции жила – оболочка на трассе кабеля связи на удалении от точки замыкания.

Показан механизм повреждения кабеля связи, связанный с пережогом жил и повреждениями изоляции в точках их разрыва.

Литература

1. Гайдулин Р.А., Зархи И.М., Костенко М.В. Расчет опасных влияний на кабеля связи однофазных коротких замыканий в высоковольтной сети. Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. -1972, №1

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ИСТОЧНИКА ГАРМОНИЧЕСКИХ ИСКАЖЕНИЙ НАПЯЖЕНИЯ НА ПИТАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Ю.М.Невретдинов, Г.П. Фастий, В.В.Ярошевич

В соответствии с Законом Российской Федерации «О защите прав потребителей» и Постановлением Правительства России от 13.08.1997 г. № 1013, электрическая энергия подлежит обязательной сертификации по показателям качества электроэнергии, установленными ГОСТ 13109-97.

В настоящее время увеличивается доля электроприемников с повышенными требованиями к качеству электроэнергии. На качество электроэнергии искажающее влияние оказывает мощная промышленная специфическая нагрузка, в том числе плавильные установки, преобразовательные агрегаты, дроссели насыщения и т.п. Такая нагрузка является мощным источником искажений напряжения в общих точках подключения потребителей.

При выявлении таких источников возникают трудности, вызванные незаинтересованностью промышленных предприятий. Так, в схеме электроснабжения населенного пункта г.Ковдор были выявлены искажения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) и предъявлены соответствующие претензии к электроснабжающей организации. Предположительно искажения возникают по вине электроснабжающего предприятия или подключенных промышленных электроустановок. Задачей исследования было выявление уровней ПКЭ и локализация источника искажений.

Подстанция ПС-40А, питающая г. Ковдор, является основной в группе подстанций и включает ОРУ 150, 110, 35 и 6 кВ (см. рис.1). На подстанции установлены два силовых трансформатора (Т-1, Т-2) и один автотрансформатор (АТ) связи с сетью 110 кВ.

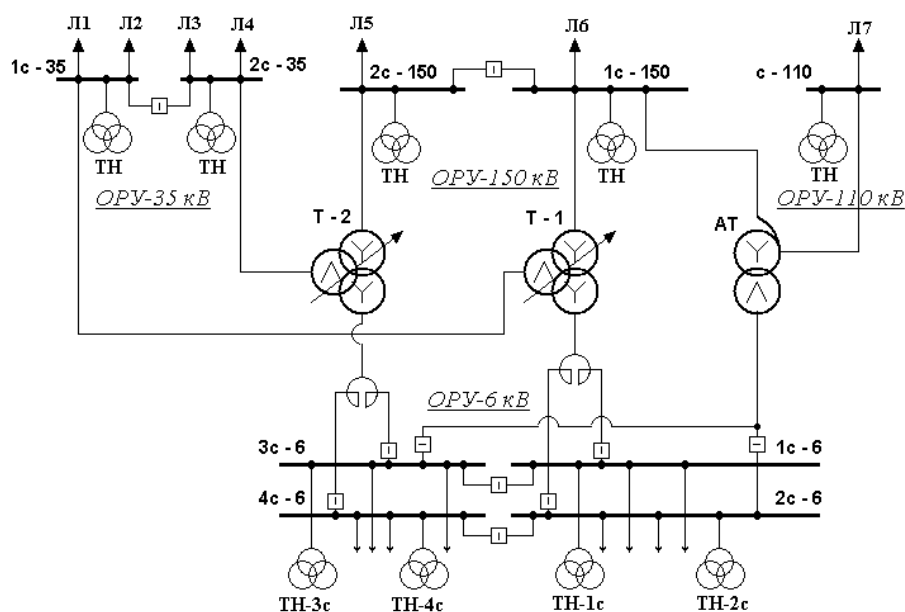


Рис. 1. Принципиальная схема подстанции ПС-40А г.Ковдор

Для рассматриваемого участка сети характерно: 1) значительное удаление (более 200 км) от ближайших электростанций и узла подключения к магистральной сети; 2) гальваническая связь между системами шин 6 кВ через токоограничивающие реакторы, что затрудняет локализацию источников искажений; 3) смешанный характер нагрузки на каждой из систем шин 6 кВ - городские сети, промышленные и иные потребители электроэнергии.

Из схемы (рис.1) видно, что источниками искажений ПКЭ могут быть сеть 110 и 150 кВ, трансформаторы Т-1, Т-2 и АТ и потребители, подключенные к шинам 6, 35 кВ.

Для изучения характера искажений и локализации их источника были выполнены многочисленные регистрации (длительностью более 700 час), с помощью сертифицированных приборов серии «Парма» - РК3.01 и РК6.05, а также многоканального регистратора, разработанного в ЦФТПЭС КНЦ РАН для одновременного контроля напряжения и токов в разных точках сети.

Регистрации в режиме мониторинга позволили определить распределение уровней искажений синусоидальности напряжения на шинах подстанции ПС-40А. После проведения систематизации результатов зарегистрированных гармонических искажений выделены наиболее значимые гармоники, на которых присутствовали наибольшие искажения. Выборочно они приведены в табл.1.

Таблица 1

Результаты измерений гармонических искажений напряжения на шинах
6, 35 и 150 кВ подстанции ПС-40А

| № п/п | № гармоники | Нормы показателей по ГОСТ 13109-97 | | Диапазон изменений коэффициента гармонических составляющих напряжения, (%) | Система шин |
|-------|-------------|------------------------------------|-----------|--|------------------|
| | | Ku(n)норм | Ku(n)пред | | |
| 1 | 3 | 0,75 | 1,13 | 0,66 ÷ 1,03 | 2 сш 150 кВ |
| 2 | | 1,5 | 2,25 | 0,54 ÷ 2,09 | 2 сш 6 кВ |
| 3 | | 1,5 | 2,25 | 2,35 ÷ 4,57 | 3 сш 6 кВ |
| 4 | 6 | 0,3 | 0,45 | 0,27 ÷ 2,29 | 3 сш 6 кВ |
| 5 | 7 | 1,0 | 1,5 | 0,81 ÷ 1,02 | 2 сш 150 кВ |
| 6 | | 3,0 | 4,5 | 3,01 ÷ 9,79 | 3 сш 6 кВ |
| 7 | 8 | 0,3 | 0,45 | 0,33 ÷ 0,98 | 3 сш 6 кВ |
| 8 | 12 | 0,2 | 0,3 | 0,19 ÷ 1,05 | 3 сш 6 кВ |
| 9 | 14 | 0,2 | 0,3 | 0,13 ÷ 0,54 | 3 сш 6 кВ |
| 10 | 15 | 0,3 | 0,45 | 0,26 ÷ 0,32 | 2 сш 35 кВ |
| 11 | | 0,3 | 0,45 | 0,19 ÷ 0,58 | 3 сш 6 кВ |
| 12 | 16 | 0,2 | 0,3 | 0,04 ÷ 0,48 | 3 сш 6 кВ |
| 13 | 18 | 0,2 | 0,3 | 0,13 ÷ 0,25 | 2 сш 35 кВ |
| 14 | | 0,2 | 0,3 | 0,02 ÷ 0,58 | 3 сш 6 кВ |
| 15 | 20 | 0,2 | 0,3 | 0,01 ÷ 0,37 | 3 сш 6 кВ |
| 16 | 21 | 0,2 | 0,3 | 0,24 ÷ 0,25 | 2 сш 150 кВ |
| 17 | | 0,2 | 0,3 | 0,22 ÷ 0,29 | 2 сш 35 кВ |
| 18 | | 0,2 | 0,3 | 0,04 ÷ 0,91 | 3 сш 6 кВ |

Примечание: жирным шрифтом выделены значения коэффициента гармоник, превышающие нормально допустимые значения.

$Ku(n)_{\text{норм}}$ - нормально допустимое и $Ku(n)_{\text{пред}}$ - предельно допустимое значения коэффициента n -ой гармонической составляющей напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям зависят от номера гармоники и номинального напряжения [1].

Результаты измерений гармонических искажений напряжения показали, что искажения присутствуют только на шинах подключенных к трансформатору Т-2 (см. рис.1). Причем на шинах 150 кВ (2с-150) зарегистрированы искажения с превышением нормально допустимых значений в широком диапазоне нечетных гармоник – с 3-ей по 21-ю, а также превышение предельно допустимых значений - 9, 13 и 15-ой гармоник. Графическая интерпретация зарегистрированных искажений на шинах 2с-150, приведена на рисунке 2.



Рис. 2. Результаты регистраций коэффициентов гармоник по напряжению на 2с-150 ПС-40А

Здесь и далее указаны границы нормально и предельно допустимых значений, а величина коэффициентов гармонических искажений дана в виде диапазона значений за время регистрации.

На шинах 35 кВ (2с-35) гармоники кратные 3 (12, 15, 18 и 21) превышают только нормально допустимые значения ($Ku(n)_{\text{норм}}$) и не превышают предельно допустимых ($Ku(n)_{\text{пред}}$). Причем суммарная продолжительность времени выхода за нормально допустимые значения составляет не более 5% от установленного периода регистрации. Графическая интерпретация зарегистрированных искажений на шинах 2с-35, приведена на рисунке 3.

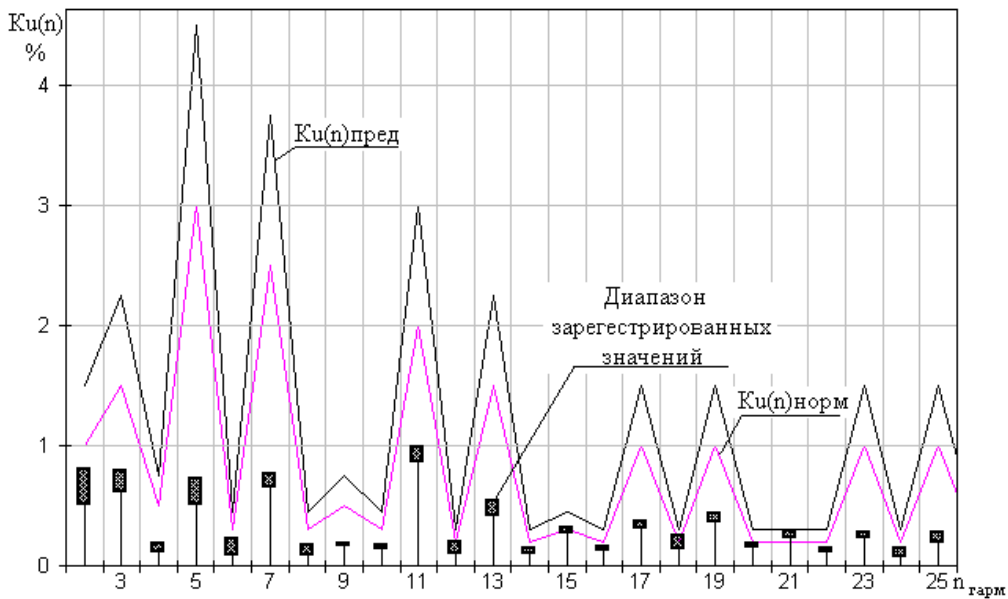


Рис. 3. Результаты регистраций коэффициентов гармоник по напряжению на 2с-35 ПС-40А

Из табл.1 видно, что наибольшие гармонические искажения напряжения зарегистрированы на шинах 6 кВ, в частности на 3с-6. Однако на 4с-6 аналогичные искажения отсутствуют, хотя 3с-6 и 4с-6 гальванически связаны между собой через сдвоенный токоограничивающий реактор (см. рис.1). Для сопоставления, зарегистрированные гармонические искажения для 3с-6 и 4с-6 приведены на рисунке 4 и 5.

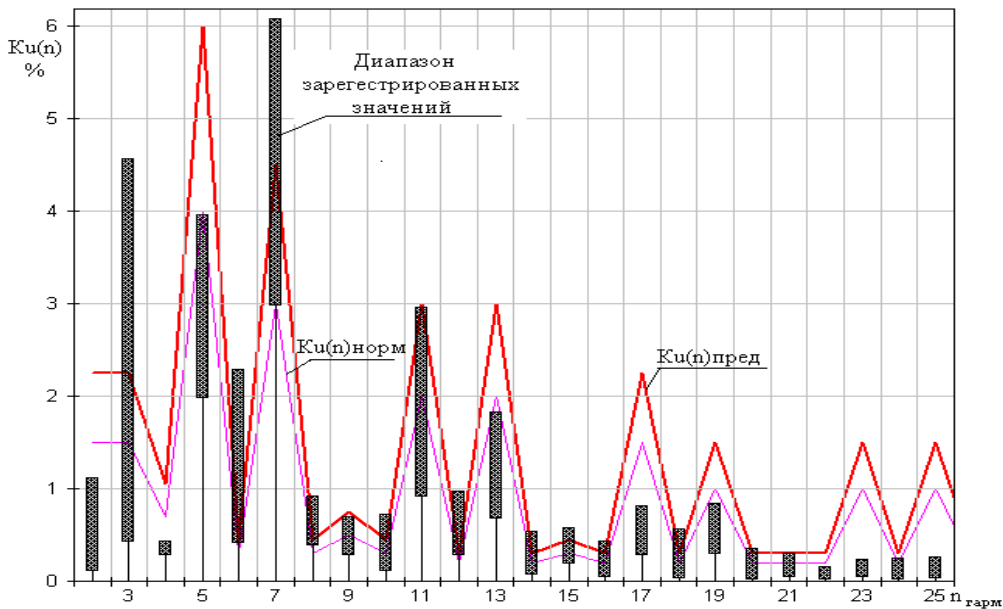


Рис. 4. Результаты регистраций коэффициентов гармоник по напряжению на 3с-6 ПС-40А

На шинах 3с-6 (рис.4) имеются наибольшие систематические искажения с превышением предельно допустимых значений в широком диапазоне четных гармоник (с 6-ой по 20-ю) и нечетных (3, 7, 15 и 21), а также превышение нормально допустимых значений гармоник – с 3 по 24-ую. Значения некоторых гармоник превышают предельно допустимые значения в несколько раз (6-ой гармоники в 5 раз; 12-ой – в 3,5 раза; 3, 9, 14 и 18 гармоник – почти в 2 раза).

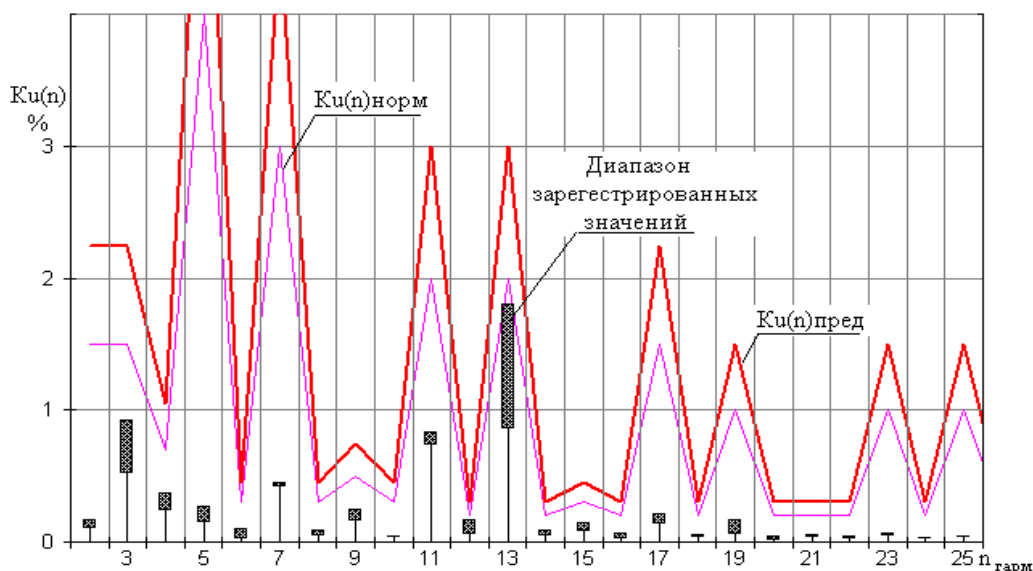


Рис. 5. Гармонические искажения напряжения на 4с-6 ПС-40А

На 4с-6 (рис.5) искажений, превышающих нормально допустимые значения, не выявлено. Это можно объяснить влиянием токоограничивающего реактора, подключенного на вводах. В случае распространения искажений со стороны 35 и 150 кВ через силовой трансформатор Т-2 искажения на 3 и 4 системах шин были бы примерно одинаковы. По данным регистрации гармонические искажения на шинах 6 кВ (1с-6, 2с-6), 35 кВ (1с-35) и 150 кВ (1с-150), подключенных к трансформатору Т-1 – не зарегистрированы.

Сопоставление регистраций гармонических искажений напряжения на шинах 6 кВ, 35 кВ и 150 кВ ПС-40А позволяет сделать вывод, что источниками искажений ПКЭ являются приемники, подключенные к 3с-6 кВ. На этой же системе шин были зарегистрированы наибольшие отклонения напряжения с интервалом отклонений до 11,5 %.

Рассмотрим вариант выявления источников искажения путем сопоставления с расчетами на частотозависимой модели эмиссии гармоник (метод «масок»). Схема модели (рис.6) учитывает возможность подключения ЭДС гармонических искажений (E_r^*) к любой из систем шин, подключенных к трансформатору Т-2. Распределение E_r^* по гармоникам определено в относительных единицах в виде огибающей коэффициентов гармоник на шинах 6, 35 и 150 кВ, зарегистрированных на подстанции ПС-40А. В модели принято следующее распределение перетоков мощности: потребление на 3с-6 и 4с-6 9

МВА и 14 МВА соответственно, на 2с-35 – 2,5 МВА. Общая нагрузка на трансформатор Т-2 составляет 25,5 МВА.

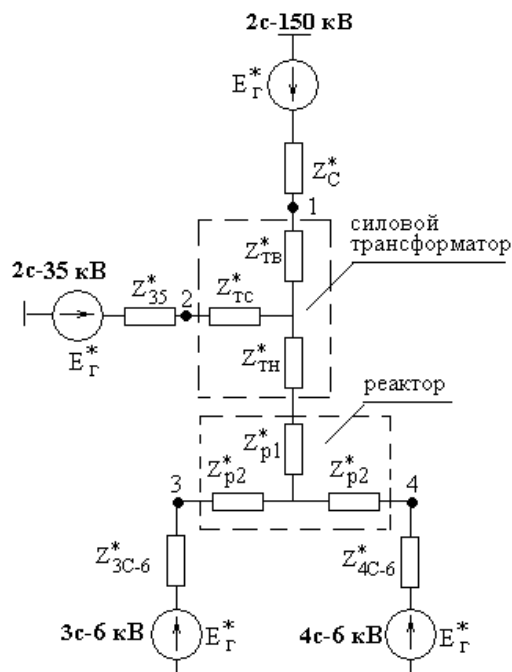


Рис. 6. Модель для анализа эмиссии гармонических искажений

По указанной мощности нагрузки определены сопротивления Z_{35}^* , Z_{3C-6}^* и Z_{4C-6}^* . Параметры элементов замещения реактора РБАС-6-2х3000-15% (Z_{p1}^* и Z_{p2}^*) и силового трансформатора ТДТН-40000/150-70-У1 определены по их техническим характеристикам. Преимуществом модели составленной в относительных единицах является возможность сопоставления гармонических искажений также в относительных единицах. По результатам расчетов на модели получены графики гармонических искажений напряжения в относительных единицах.

На рис.7 приведены графики расчетных коэффициентов гармонических искажений напряжения на 3с-6, на которой зарегистрированы наибольшие искажения (см. табл.1). Графики даны для всех возможных вариантов подключения источника искажений, т.е. со стороны системы на шинах 2с-150 кВ, а также на шинах 2с-35 кВ, 4с-6 кВ и 3с-6 кВ. Для сопоставления гармонических искажений на модели (рис.6) и результатов регистраций на рис.7 нанесены максимальные значения коэффициентов гармоник (K_U) на 3с-6 за период регистраций в режиме мониторинга.

Из графика видно, что зарегистрированные гармонические искажения напряжения на шине 3с-6 превышают расчетные значения, полученные на модели (рис.7) при включении источника искажений на шинах 2с-150, 2с-35 и 4с-6. Таким образом, источник искажения находится на присоединении к шине 3с-6. Как видно из рис.7 влияние искажений со стороны системы (150 кВ)

больше чем со стороны 4с-6. Это объясняется тем, что реактивное сопротивление токоограничивающего реактора на вводах на 3с-6 и 4с-6 меньше чем реактивное сопротивление трансформатора.

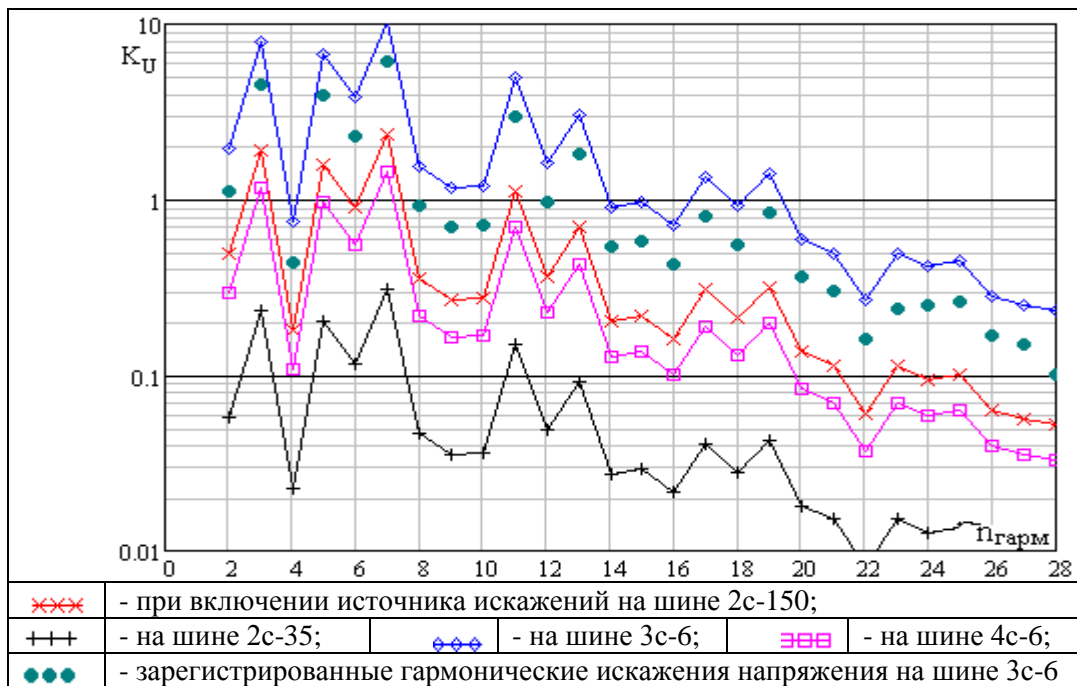


Рис. 7. Сопоставление расчетных гармонических искажений напряжения и результатов регистрации

Выводы

1. Из сопоставления зарегистрированных данных выяснено, что источники гармонических искажений в большей или меньшей степени присутствуют во всех выявленных присоединениях.
2. Основная трудность локализации виновника заключается в том, что контроль искажений напряжения может выявить только систему шин, являющейся общей точкой подключения потребителей.
3. Для идентификации шин с присоединенными источниками искажений можно использовать метод «масок», полученных на модели эмиссии гармоник.

Литература

1. Межгосударственный стандарт ГОСТ 131-9-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Дата введения 1999-01-01.

КООРДИНАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

А.Е. Веселов, В.В. Ярошевич, Г.П. Фастий

В системах электроснабжения (СЭ) промышленных предприятий обычно выделяют схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. На рис.1 приведены наиболее характерные схемы внешнего электроснабжения, в которых, в зависимости от мощности предприятия, его удаленности от источника питания и характера нагрузки подвод мощности осуществляется по линиям с напряжением от 6 до 330 кВ.

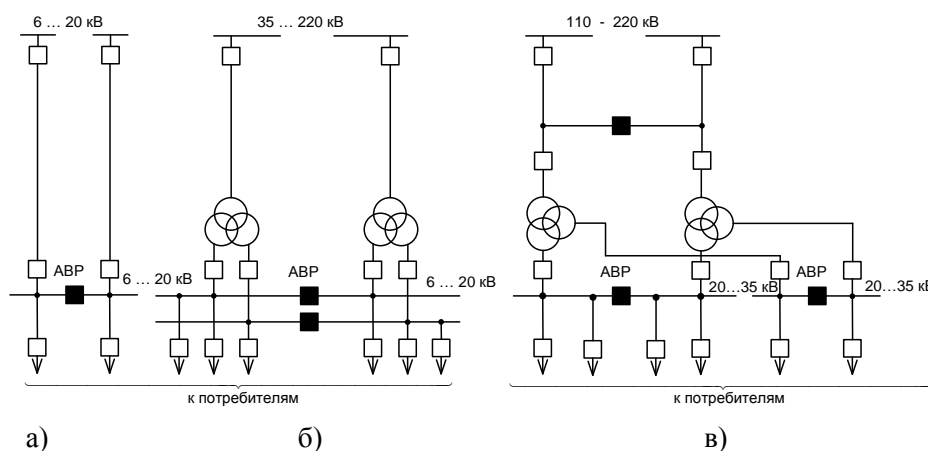


Рис.1. Характерные схемы электроснабжения промышленных предприятий

В схеме рис.1а распределение электроэнергии осуществляется без промежуточной трансформации на напряжении 6, 10 и 20 кВ, что характерно для небольших предприятий, расположенных вблизи источников питания. Схема по рис.1б широко применяется для средних и крупных промышленных предприятий. Трансформаторы на главных понизительных подстанциях (ГПП) в таких схемах могут выполняться двухобмоточными или с расщепленными обмотками низкого напряжения (НН), работающими раздельно или параллельно. Обычно применяется автоматическое резервирование (АВР) секций сборных шин; между секциями или на отходящих линиях, в зависимости от мощности и наличия двигательной нагрузки, могут устанавливаться токоограничивающие реакторы. Для крупных предприятий также используется схема, приведенная на рис.1в. Мощности трансформаторов ГПП изменяются в широких пределах, достигая 80 МВ·А. Понизительные трансформаторы, начиная с мощности 25 МВ·А, выполняются с двумя расщепленными обмотками НН.

Мощность КЗ на шинах высокого напряжения (ВН) трансформаторов $S_{КЗ}^{ВН} = \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{ВН} \cdot I_{КЗ}^{ВН}$ обычно настолько велика, что нелинейные искажения и колебания нагрузки отдельных трансформаторов, за редким исключением, не

создают недопустимых возмущений в сети ВН. Мощность КЗ на шинах НН трансформаторов при неучете подпитки тока от двигательной нагрузки составляет

$$S_{КЗ}^{НН} = \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}^{НН} \cdot I_{КЗ}^{НН} = \frac{(U_{НОМ}^{НН})^2}{x_c + x_m} = \frac{1}{\frac{1}{S_{КЗ}^{ВН}} + \frac{U_k}{S_{тНОМ}}},$$

где $U_{НОМ}^{НН}$ - номинальное напряжение на шинах НН, U_k - напряжение КЗ

трансформатора в о.е. (обычно $U_k = 0,105$), $x_c = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}^{ВН}}$ и $x_m = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot U_k}{S_{тНОМ}}$ -

реактивные сопротивления системы и трансформатора, приведенные к стороне НН. Приблизненно мощность $S_{КЗ}^{НН}$ равна $9 \cdot S_{тНОМ}$, а с учетом подпитки 50 %-ной двигательной нагрузки может быть в 1,5 раза большей.

Массовое применение в сетях 6-10 кВ находят ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ) с маломасляными и вакуумными выключателями отходящих линий, рассчитанные на мощность КЗ 350 МВ·А в сетях 10 кВ и 200 МВ·А в сетях 6 кВ (предельные токи отключения 20 кА). В последние годы начинают получать распространение выключатели с током отключения 31,5 кА, что позволяет использовать их в сетях с мощностью КЗ соответственно 550 и 330 МВ·А. На вводах к секциям сборных шин и, в редких случаях, на отходящих линиях применяются многоамперные выключатели с $S_{КЗ} = 750$ и 1000 МВ·А.

В случае несоответствия реальной мощности $S_{КЗ}^{НН}$ и предельной отключающей способности выключателя устанавливают более мощные и дорогие выключатели или применяют меры токоограничения: раздельную работу расщепленных обмоток трансформатора и установку на вводах секций сборных шин одинарных или двоярных токоограничивающих реакторов [1].

Внутреннее электроснабжение осуществляется по радиальным, магистральным или смешанным схемам на напряжении 6-10 кВ. Вид схемы зависит от количества цеховых подстанций 6-10/0,4 кВ, их мощности и мест расположения. Подстанции выполняются однострановыми или двустрановыми и мощность трансформатора на них доходит до 2500 кВ·А.

Распределение электроэнергии в цехах на напряжении 0,4 кВ осуществляется кабельными линиями или магистральными и распределительными шинпроводами.

Нагрузки электроприемников в соответствии с их влиянием на СЭ можно условно разделить на симметричные с ровным графиком, несимметричные, нелинейные, резкопеременные.

К симметричным со спокойным графиком нагрузки следует отнести, в основном, силовые общепромышленные установки с асинхронными и синхронными двигателями. Мощность таких двигателей изменяется от долей до десятков мегаватт. Осветительная нагрузка, хотя и относится к однофазной, но благодаря незначительной мощности одного светильника при правильной

группировке приборов в трехфазной сети удастся достичь практически равномерной нагрузки по фазам.

Электроприемниками с несимметричной нагрузкой являются электросварочные установки переменного тока, электровозы внутрикарьерного и внутрицехового транспорта на переменном токе, мощные однофазные нагрузки электродных печей, печей электрошлакового переплава и индукционного нагрева. Широко распространенные трехфазные дуговые электропечи также вызывают несимметрию нагрузок из-за неустойчивого горения дуги в каждой из трех фаз.

Нелинейную нагрузку составляют всевозможные управляемые и неуправляемые полупроводниковые преобразователи, мощность которых особенно велика в цехах металлургических заводов и предприятий цветной металлургии и химической промышленности.

К резкопеременной нагрузке относятся дуговые электропечи, сварочные установки, крановая нагрузка, управляемые вентильные преобразователи прокатных станов, шахтных подъемников и т.п.

Все возрастающая мощность потребителей с нелинейной, несимметричной и резкопеременной нагрузкой создает проблемы, связанные с ухудшением качества электрической энергии. Остановимся на методах оценки показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в СЭ с подобными потребителями.

Согласно ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.» при оценке качества напряжения вводятся следующие показатели: отклонение напряжения δU , размах изменения напряжения δU_t (доза колебаний), коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U , коэффициент гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$, коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности K_{2U} , коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности K_{0U} .

Допустимые значения ПКЭ нормируются в процентах в зависимости от длительности существования того или иного возмущения в течении суток.

Отклонения напряжения δU на входе электроприемников (ЭП) в течение 95 % времени измерения (сутки) не должны выходить за пределы $\pm 5\%$ и не превышать $\pm 10\%$. Отклонения напряжения зависят от технических возможностей и законов регулирования централизованных и местных средств регулирования напряжения, а также от суточных диапазонов изменения нагрузки электроприемников. В целом отклонения напряжения на шинах тем меньше, чем меньше результирующее сопротивление цепей питания (больше мощность S_{K3}).

Размах изменения напряжения δU_t в процентах определяется по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_1 - U_2|}{U_{ном}} \times 100,$$

где U_1 и U_2 - значения следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей действующего значения напряжения. Учитывать следует только размахи, происходящие с интервалом не более 1 минуты (для периодических изменений - с частотой 1 раз в минуту и более). Для близких к периодическим изменениям напряжения норма на δU_t установлена в зависимости от частоты изменения напряжения

$$f=m/T,$$

где m - число изменений за время T .

Доза колебаний измеряется специальными приборами называемыми фликерметрами. Ее рекомендуется определять в сетях со случайными резкопеременными графиками нагрузок (дуговые сталеплавильные печи, сварочная нагрузка) при питании от этих сетей осветительной нагрузки. Доза колебаний характеризует энергетическое содержание в спектре напряжения составляющих субгармоник, оказывающее отрицательное влияние на зрение человека.

В электрических сетях с промышленными электропотребителями (без осветительной нагрузки) доза фликера не нормируется, а максимальные значения размахов δU_t не должны превышать 5 %.

Величина размахов изменения напряжения зависит от мощности питающей сети и величины размахов реактивной и активной мощностей нагрузки ΔQ и ΔP . Она может быть рассчитана в процентах по формуле [1]

$$\delta U_t = \frac{\Delta P \cdot \frac{r}{x} + \Delta Q}{S_{K3} \cdot \frac{z}{x}} \times 100,$$

где r , x , z и S_{K3} - сопротивления цепи питания и мощность КЗ в точке сети, в которой определяется колебание напряжения.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в процентах (коэффициент несинусоидальности) определяется по формуле

$$K_U = \frac{100}{U_{н.м}} \times \sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2},$$

где U_n - действующее значение напряжения n -ой гармоники; n - порядковый номер гармоник.

Напряжение n -ой гармоники (U_n) в расчетной точке питающей сети может быть оценено по величине тока n -ой гармоники

$$U_n = I_n \cdot n \cdot U_{н.м}^2 / S_{K3}.$$

В [2] можно найти выражения для определения данного коэффициента применительно к различным видам нелинейной нагрузки.

Значение коэффициента K_U нормируется следующим образом: на входе ЭП - 5 % при 95 % времени измерений, но не более 10 %; в точках электрических сетей напряжением до 1 кВ - 5 %, 6-20 кВ - 4 %, 35 кВ - 3 %, 110 кВ и выше - 2 % при времени измерения 95 % и, соответственно, не более 10, 8, 6 и 4 %.

В стандарт на качество электрической энергии вводится показатель - коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ в процентах, определяющийся по формуле

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{ном}} \times 100.$$

Его допустимое значение для гармоник нечетного порядка на входе ЭП и в точках электрических сетей напряжением до 1 кВ - 6%, в сетях 6...20 кВ - 5 %, 35 кВ - 4 %, 110 кВ и выше - 2 %. Для гармоник четного порядка допустимые значения соответственно составляют 3; 2,5; 2 и 1,0 %.

Коэффициенты напряжения обратной последовательности K_{2U} и нулевой последовательности K_{0U} не должны превышать на входе ЭП и в точках электрических сетей 2 % в течение 95 % времени и не превышать 4 %. Формулы для их определения можно найти, например, в [2].

Расчетные выражения для всех ПКЭ свидетельствуют об их обратной пропорциональности величине мощности КЗ в точке сети, где определяются эти показатели. Действительно, проблема обеспечения нормативных значений ПКЭ наиболее остро стоит в сетях 6-10 кВ с относительно малыми уровнями токов КЗ.

В практике проектирования СЭ часто используются упрощенные критерии оценки допустимости подключения к сети нагрузки, потребляющей аномальные (резкопеременные, несинусоидальные и несимметричные) токи по отношению мощности этой нагрузки $S_{ан}$ к мощности $S_{КЗ}$:

$$S_{ан} / S_{КЗ} \leq 0,01. \quad (1)$$

Выразив $S_{КЗ}$ через номинальную мощность понижающих трансформаторов $S_{тном}$ и его напряжение КЗ $U_K = 0,11$ о.е. ($S_{КЗ} = S_{тном} / U_K$), запишем (1) в виде

$$S_{ан} / S_{тном} \leq 0,09, \quad (2)$$

то есть мощность аномальной нагрузки не должна превышать 9 % мощности трансформатора. В случае, если нагрузка состоит из вентильных преобразователей ($S_{пр}$), то критерий (2) принимается еще более жестким.

$$S_{пр} / S_{тном} \leq 0,045.$$

Итак, для улучшения ПКЭ следует уменьшать сопротивления цепей питания и увеличивать мощность $S_{КЗ}$, а для ограничения токов КЗ необходимы противоположные действия. Противоречивость указанных требований вызывает большие затруднения при обеспечении нормального функционирования СЭ при приемлемых ПКЭ. Рассмотрим основные применяемые способы преодоления существующих противоречий.

На практике наибольшее распространение получило решение, связанное с выделением аномальной нагрузки на отдельный трансформатор (на отдельную расщепленную обмотку трансформатора), с тем, чтобы "плохие" ПКЭ на шинах

нагрузки не влияли на прочие ЭП предприятия (города). Вынос аномальных составляющих в сеть ВН предполагает достаточную мощность $S_{КЗ}$. На ряде предприятий внедрена схема с питанием резкопеременной и спокойной нагрузки от разных плеч сдвоенного реактора [2]. Разделение нагрузок, как правило, удорожает СЭ из-за недоиспользования мощности трансформаторов, вызывает определенные неудобства в эксплуатации.

Решение проблемы ПКЭ путем увеличения $S_{КЗ}$ за счет специального завышения мощности понижающих трансформаторов или отказа от реактирования цепей питания в тех случаях, когда это было признано допустимым при согласовании токов КЗ с отключающей способностью выключателей, на практике почти не применяется.

Тем не менее, в связи с ростом единичной мощности ЭП, искажающих токи, а также и при большой концентрации аномальной нагрузки приходится включать трансформаторы параллельно или использовать трансформаторы с номинальной мощностью 63 МВ·А и более с соединенными параллельно расщепленными обмотками, когда уровни токов КЗ превышают 40 кА. Ориентируясь на эти случаи, перед электропромышленностью поставлена задача разработки комплектных расщепленных устройств 6-10 кВ с малогабаритными выключателями (маломасляными или вакуумными), способных отключать токи КЗ с величиной 50 кА (мощность КЗ при напряжении 6 и 10 кВ соответственно равна 520 и 870 МВ·А).

Стремление решить противоречия между ПКЭ и токами КЗ заявлено в идее параллельной работы двух источников питания (секций сборных шин) через быстродействующий, желателен токоограничивающий выключатель БВ, который при возникновении аварии в одной из сетей отключается без выдержки времени с тем, чтобы коммутационная аппаратура отключала вдвое меньшие токи КЗ - рис.2.

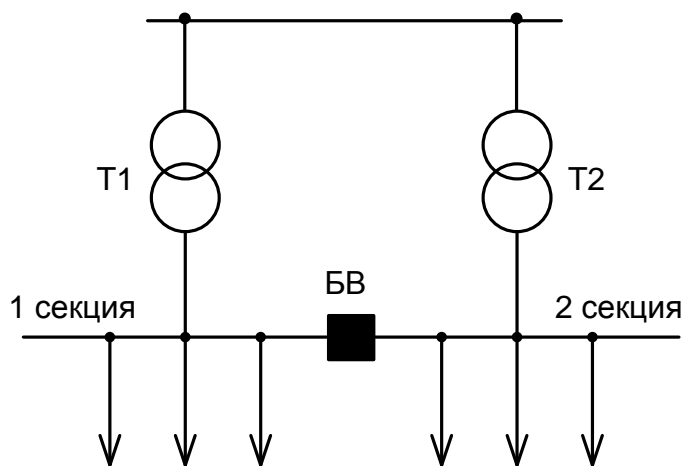


Рис.2. Параллельная работа секций через быстродействующий выключатель

Здесь в нормальном режиме потребители имеют вдвое меньшее сопротивление цепей питания и как бы вдвое большую мощность $S_{КЗ \text{ норм реж}}$. В качестве выключателя БВ могут быть использованы современные вакуумные

выключатели, которые благодаря небольшой инерционности контактной системы, при условии оснащения их индукционно-динамическими электроприводами, способны надежно обесточивать цепь после пропуска одной полуволны тока КЗ. Разрабатываются синхронные выключатели, в которых контакты начинают расходиться в момент прохода тока КЗ через нуль - это обеспечивает быстрое и надежное отключение цепи.

Однако в СЭ по рис.2 с опережающим делением сети уровни ударных токов КЗ, существующих в течение одного полупериода, практически удваиваются. Наиболее чувствительным элементом к ударным токам, особенно в сетях 0,4 кВ, является выключатели. Заводы-изготовители связывают допустимые значения ударного тока выключателя i_{yb} с допустимым током отключения $I_{отк в}$ формулой

$$i_{yb} = 2,55 \cdot I_{отк в}$$

ориентируясь на то, что в сетях ударный коэффициент тока КЗ равен $k_y = 1,8$ и $i_y = \sqrt{2} k_y I_{КЗ} = 2,55 \cdot I_{КЗ}$. В результате практически реализовать схему рис.2 можно только при наличии запаса по отключающей способности выключателя в распределительной сети.

Имеются исследования, свидетельствующие о том, что реально для большинства выключателей $i_{yb} > 2,55 \cdot I_{отк в}$. Кроме того, возможны специальные изменения их конструкции для повышения i_{yb} . Следует ожидать, что в ближайшие годы заводы-изготовители электротехнического оборудования проведут корректировки параметра i_{yb} , а также уточнят реальную динамическую стойкость ошинок КРУ и других элементов, входящих в контуры КЗ. Это позволит расширить число мероприятий по поддержанию ПКЭ на требуемом уровне, уточнить методику выбора параметров элементов СЭ с токоограничивающими бесконтактными коммутационными аппаратами и новыми схемными решениями.

Остановимся также на особенностях применения для обеспечения ПКЭ специальных устройств, предназначенных для компенсации аномальных составляющих токов нагрузки (КУан).

Разработаны и начинают внедряться КУан, устанавливаемые в узлах с нагрузкой, потребляющей аномальные токи (рис.3).

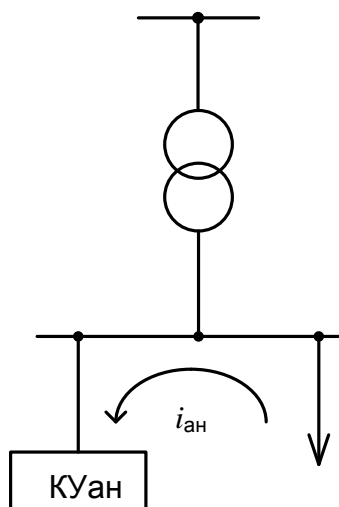


Рис.3. Принципиальная схема СЭ с компенсацией аномальных токов нагрузки

Они замыкают на себя полностью или частично аномальные составляющие токов нагрузки с тем, чтобы эти токи не создавали падения напряжения на сопротивлении цепи питания и не вызывали соответствующих аномальных составляющих в напряжении узла.

В литературе [1, 2] имеются описания разработанных типов КУ, предназначенных для компенсации резкопеременных составляющих реактивных токов нагрузки (управляемые статические источники реактивной мощности ИРМ, быстродействующие синхронные компенсаторы), токов высших гармоник (фильтрокомпенсирующие устройства ФКУ, содержащие резонансные LC-звенья), токов обратной последовательности (симметрирующие устройства, выполненные с использованием емкостных и индуктивных элементов).

Затраты на КУ примерно пропорциональны степени превышения ПКЭ нормативных значений. Они непосредственно связаны с мощностью $S_{КЗ}$ в сети (токами КЗ). Поэтому в каждом конкретном случае несоответствия ПКЭ требуется технико-экономическое сравнение двух возможных путей решения вопроса: увеличивать $S_{КЗ}$ и токи КЗ или устанавливать КУ. Вопрос этот крайне сложен в связи с незавершенностью к настоящему времени разработок КУ различного функционального назначения, большой стоимостью первых внедряемых образцов КУ, имеющихся неопределенностей по показателям надежности их работы.

Здесь важным представляется отметить то обстоятельство, что практически все перечисленные выше типы КУ, разработанные для улучшения ПКЭ, не увеличивают уровни токов КЗ в сети. Они по принципу действия решают важную задачу отфильтровывания аномальных токов нагрузки, не выпуская их в систему, защищая систему от засорения несвойственными ей составляющими токов и напряжений. Поэтому не во всех случаях оправданным является отказ от их установки. Необходимо разумное сочетание мероприятий, как в части компенсации, так и по управлению уровнями токов КЗ.

Подводя итог вышеизложенному, отметим актуальность исследований и разработок, направленных на поиск новых технических решений по оптимальной координации в СЭ токов КЗ и качества электроэнергии. Можно выделить два основных направления совершенствования СЭ [3]:

- внедрение в распределительных сетях переменного тока электрооборудования нового типа, в частности, токоограничивающих устройств (ТОУ), коммутационной аппаратуры и токоограничителей на базе силовой полупроводниковой техники;

- разработка новых схемных решений, позволяющих с минимальными затратами обеспечить глубокое ограничение токов КЗ при сохранении в нормальном режиме высокого качества электроэнергии.

Литература

1. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
2. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
3. Кучумов Л.А. О путях преодоления противоречивых требований повышения качества электрической энергии и уменьшения уровней токов короткого замыкания. - Проблемы технической электродинамики. 1977, вып.64, с. 61-63.

НОВЫЕ СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОСТРОЕНИЮ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ВЫСОКИМ КАЧЕСТВОМ НАПРЯЖЕНИЯ

А.Е.,Веселов, В.В.Ярошевич, Е.А. Токарева

1. Параллельная работа трансформаторов или секций сборных шин на напряжении 6-10 кВ

Параллельная работа секций сборных шин 6-10 кВ на главных понизительных подстанциях (ГПП) через шиносоединительные токоограничивающие устройства (ТОУ) является одним из главных приемов совершенствования режимов и технико-экономических характеристик систем электроснабжения (СЭ) в нормальном режиме при сохранении на приемлемом уровне токов КЗ.

Параллельная работа секций сборных шин приводит к снижению в нормальном режиме сопротивления цепей питания и, следовательно, уменьшаются отклонения и колебания напряжения, уровни напряжения высших гармоник и обратной последовательности. Появляется возможность значительного снижения мощности устройств, предназначенных для улучшения качества электроэнергии при наличии резкопеременной, нелинейной и несимметричной нагрузок. Улучшаются условия пуска и самозапуска электродвигателей, что повышает надежность электроснабжения. Равномерная загрузка трансформаторов снижает в них активные потери. Благодаря известному эффекту статистического выравнивания графика суммарной нагрузки снижается отношение максимальной нагрузки трансформаторов к их средней (эффективной) нагрузке. Сохраняется бесперебойное электроснабжение при потере питания или кратковременном понижении напряжения на вводе к отдельной секции.

Реализация указанных преимуществ связана с затратами на ТОУ, поэтому в каждом конкретном случае необходимо технико-экономическое обоснование такого мероприятия. Причем в случаях, когда за счет применения ТОУ достигается более высокий уровень ограничения токов КЗ, следует учитывать возможность снижения затрат на коммутационную аппаратуру.

На ГПП могут быть установлены один или два трансформатора, причем в последнем случае они для повышения надежности электроснабжения обычно подключаются к шинам ВН, получающим питание от различных частей энергосистемы. Допустимость параллельной работы секций сборных шин различных трансформаторов должна рассматриваться и согласовываться с энергосистемой в каждом конкретном случае, поскольку при этом могут возникнуть нежелательные уравнильные токи через трансформаторы, нарушения функционирования устройств релейной защиты и автоматики. При параллельной работе двух секций сборных шин, подключенных к обмоткам отдельного трансформатора непосредственно или через сдвоенный реактор, таких проблем не возникает.

На рис.1 приведена схема понизительной двухтрансформаторной подстанции с четырьмя секциями сборных шин и двумя ТОУ, установленными для соединения на параллельную работу расщепленных обмоток отдельных трансформаторов. Показаны связи между секциями шин различных

трансформаторов с нормально разомкнутыми выключателями, которые включаются при потере питания одного из трансформаторов. Подключение ТОУ непосредственно на шины обмоток низкого напряжения трансформатора до вводных выключателей секций обеспечивает нормальное функционирование схемы после отключения одной из секций сборных шин.

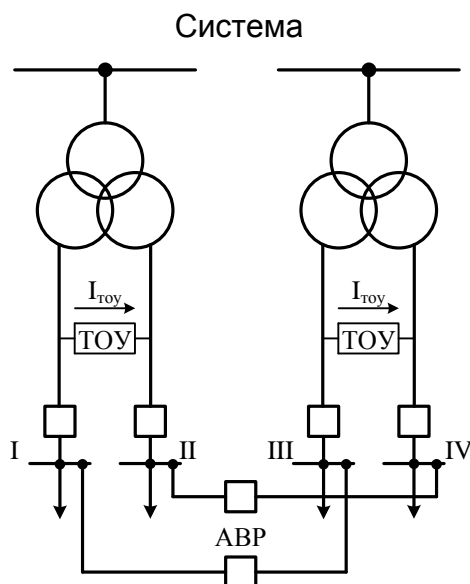


Рис.1. Двухтрансформаторная подстанция с параллельной работой через ТОУ расцепленных обмоток трансформатора

Требуемая проходная мощность ТОУ может быть оценена по максимально возможному перетоку, протекающему через цепь с ТОУ при небалансе нагрузок секций. При одинаковых нагрузках $I_{ТОУ} = 0$. При отличающихся нагрузках переток равен $I_{ТОУ} = 0,5 \cdot (I_1 - I_2)$, и он максимален при наибольшей возможной нагрузке одной секции и нулевой на другой: $I_{ТОУ \text{ расч}} = 0,5 \cdot I_{\text{секц max}}$.

Считая в послеаварийном режиме при отказе одного из трансформаторов и срабатывании АВР возможной достаточно длительную 40%-ную перегрузку трансформатора ($I_T = 1,4 \cdot I_{\text{ном}}$) можно принять $I_{\text{секц max}} = 0,7 \cdot I_{\text{T ном}}$ и $S_{ТОУ \text{ ном}} = 0,35 \cdot S_{\text{T ном}}$. Без учета перегрузки ТОУ в послеаварийном режиме достаточно иметь $S_{ТОУ \text{ ном}} = 0,25 \cdot S_{\text{T ном}}$.

В схеме рис.1 уровни токов КЗ зависят от токоограничивающих характеристик ТОУ. Если применяются ТОУ, обеспечивающие быстрый разрыв цепи после возникновения аварии, например, тиристорный выключатель с блоком искусственной коммутации (ТВ с ИК), реакторно-тиристорные устройства (РТУ), то токи, отключаемые выключателями аварийной секции, соответствуют раздельной работе секций. Ударные значения токов КЗ могут превышать их значения при раздельной работе. Это зависит от того, как суммируются токи, текущие от трансформатора, двигательной нагрузки (если она имеется) и ТОУ. При применении в качестве ТОУ ТВ с искусственной

коммутацией или жидкометаллических предохранителей-токоограничителей (ЖМТ) токоограничение и разрыв цепи обычно оканчивается к моменту формирования ударного тока секции ($\Delta t = 0,01$ с) - нет увеличения ударного тока. ТОУ типа РТУ, хотя и имеют несколько затянутый процесс токоограничения, также не более чем на 10 % увеличивают ударное значение аварийного тока секции.

Итак, коммутирующая аппаратура в схеме СЭ по рис.1 может быть рассчитана на аварийные токи КЗ при раздельной работе секций. Не требуется также пересмотр традиционных решений в области релейной защиты и автоматики СЭ. При необходимости еще более глубокого ограничения тока КЗ с сохранением того же качества напряжения в нормальном режиме можно применить предложенные в [1] схемы СЭ, содержащие в цепях связи обмоток трансформаторов и секций сборных шин сдвоенные реакторы (СР) или двухобмоточные реактор-трансформаторы с большим коэффициентом электромагнитной связи между обмотками - рис.2 а, б, в.

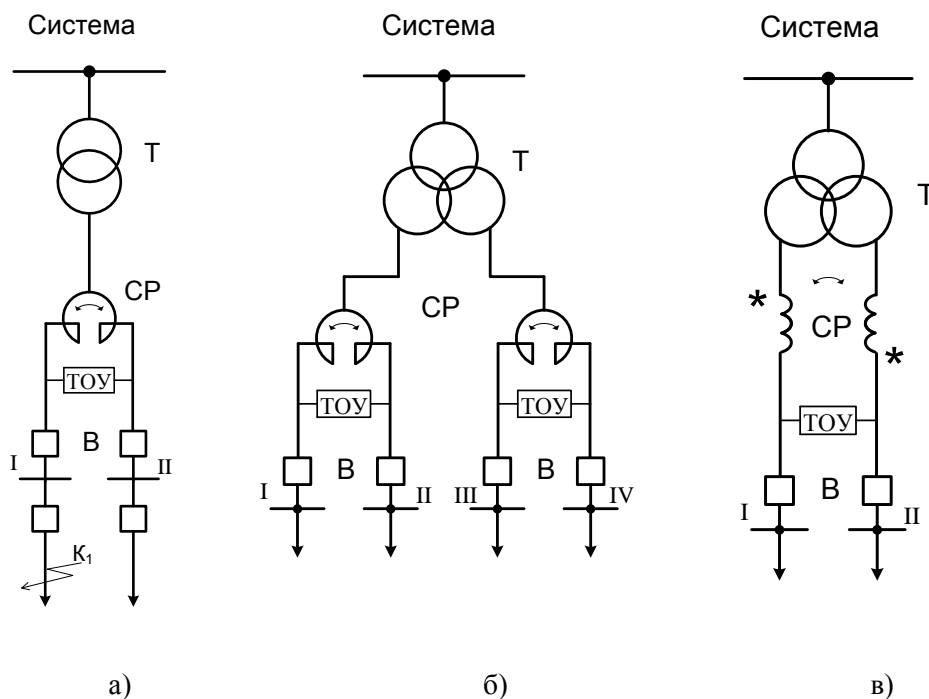


Рис. 2. Системы электроснабжения со специальными реакторами в цепи питания и ТОУ

Соединение через ТОУ плечей СР делает токи в них одинаковыми, что позволяет сопротивление цепи питания в нормальном режиме, например, для схемы рис.2а, записать

$$X_{нр} = X_c + X_T + 0,5 \cdot (1 - k_{св}) \cdot X_{ср} ,$$

где X_c , X_t , X_{cp} - индуктивное сопротивление соответственно системы питания (обычно $X_c \ll X_t$), трансформатора и одного плеча СР. Благодаря встречной намотке витков в СР при реально достижимых коэффициентах электромагнитной связи $k_{cb} = 0,95$ вносимое СР в цепь сопротивление становится весьма малым - на реакторе не будет падения напряжения, отсутствуют потери реактивной мощности.

При КЗ разрыв цепи с ТОУ увеличивает сопротивление цепи питания $X_{кз}$ до значения $X_{ав} = X_c + X_t + X_{cp}$, что при реальных значениях $X_{cp} = (1,0 \dots 1,5) \cdot X_t$ позволяет более чем в два раза уменьшить токи КЗ.

В случае применения трансформатора с расщепленными обмотками схему рис.2б целесообразно заменить на схему рис.2в, в которой вместо СР включается двухобмоточный трансформатор с идентичными и встречно включенными обмотками (реактор-трансформатор РТ). В нормальном режиме здесь также нет дополнительного реактирования цепи питания при тесной электромагнитной связи обмотки РТ, а в режиме КЗ имеем сопротивление $X_{РТ ав} = X_c + 1,875 \cdot X_t + X_{РТ}$, которое заметно превышает сопротивление $X_{СР ав}$ при равенстве $X_{cp} = X_{РТ}$. Увеличение сопротивления X_t в 1,875 раза принято в соответствии с расчетами для реального коэффициента расщепления обмоток выпускаемых трансформаторов $k_p = 3,5$.

В случае применения схем СЭ с СР и РТ (рис.2) в аварийных режимах КЗ при разрыве цепи с ТОУ возникают перенапряжения на неаварийных секциях. Они максимальны при отсутствии нагрузки на неаварийной секции и тем выше, чем больше величины X_{cp} и $X_{РТ}$, а также k_{cb} . Выполненные исследования [1] показали, что при сопротивлениях X_{cp} и $X_{РТ}$, меньших 15%, и $k_{cb} < 0,9$ кратковременные перенапряжения в течение режима КЗ ($\Delta t = 0,1 - 0,3$ с) не превышают $1,35 U_{ном}$, что можно считать допустимым.

Параллельная работа через ТОУ секций сборных шин 6-10 кВ двух и более трансформаторов, выводы которых подключены к одной точке энергосистемы, не вызывает принципиальных затруднений. Возможные варианты включения ТОУ на двухтрансформаторной подстанции показаны на рис.3. В схеме рис.3б для соединения четырех секций применены три ТОУ (четыре ТОУ при кольцевой схеме соединения секций). При числе соединяемых параллельно секций большем двух целесообразно применение ТОУ с тиристорными ключами или быстродействующими выключателями на присоединениях к секциям и общим для всех присоединений токоограничивающим элементом, например, групповые реакторно-тиристорные ТОУ. Условно такое соединение показано на рис.3в.

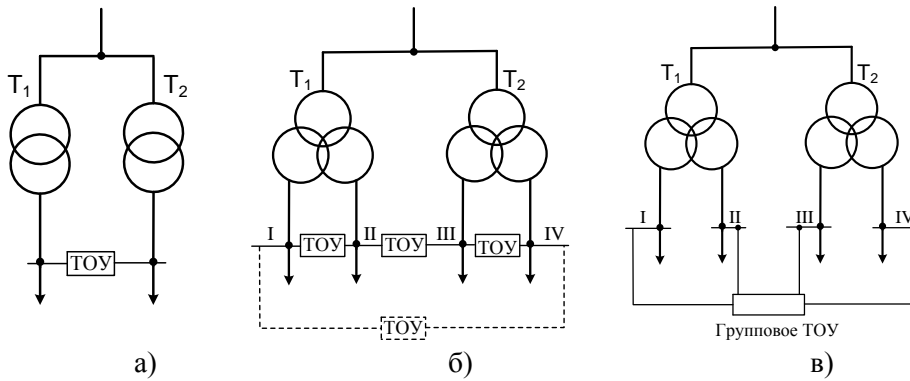


Рис.3. Схемы включения токоограничивающих устройств на двухтрансформаторных подстанциях

Параллельная работа через ТОУ на напряжении 6-10 кВ двух и более однотипных трансформаторов, питающихся от разных точек энергосистемы, затруднена, как уже указывалось выше, опасностью появления уравнивающих токов при неравенстве модулей и фаз векторов напряжения на стороне ВН. Применительно к расчетной схеме рис.4 ток I_{yp} может быть выражен ($Z_{ТОУ} = 0$):

$$I_{yp} \cong \frac{|\Delta \dot{U}_{12}|}{X_{T1} + X_{T2}},$$

где $|\Delta \dot{U}_{12}| = \sqrt{\Delta U^2 + (U_1 \cdot \text{tg} \delta_U)^2}$.

При $X_{T1} = X_{T2} = 0,1$ о.е., $U_1 = 1,0$ и $\delta_U = 0$ имеем $I_{yp} = 5\Delta U$, т.е. при $\Delta U = 2\%$ уравнивающий ток равен 10% номинального тока трансформатора. При $\Delta U = 0$ и $\delta_U \neq 0$ $I_{yp} \cong 5 \text{tg} \delta_U \cong 5\delta_U$ (рад), т.е. уже при $\delta_U = 0,02$ рад ($1,15^\circ$) имеем $I_{yp} = 0,1 I_{T \text{ ном}}$.

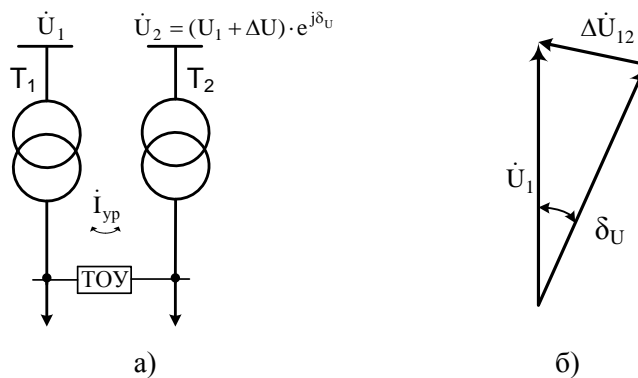


Рис.4. Расчетная схема для определения уравнивающих токов (а) и векторная диаграмма напряжений (б)

Составляющие уравнивающих токов, обусловленные неравенством модулей напряжений, можно частично устранить путем переключения отпаек одного из трансформаторов, оборудованных устройством РПН. Для компенсации углового сдвига требуются трансформаторы с продольно-поперечным регулированием напряжения, что вряд ли будет применяться в СЭ. Указанные соображения должны учитываться при принятии решения об установке шиносоединительных ТОО на двухтрансформаторных подстанциях.

2. Параллельная работа трансформаторов через замкнутые сети 0,38 кВ

На номинальном напряжении 0,38 кВ распределяется около 80 % мощности, потребляемой в промышленности и в быту. В то же время нельзя признать, что применяемые схемы распределения энергии на этом напряжении совершенны и не могут быть улучшены с целью снижения затрат на их сооружение, потерь активной мощности и повышения качества электроэнергии.

В настоящее время повсеместно практикуется раздельная работа трансформаторов 6-10/0,4 кВ в нормальных режимах. Причиной этого является стремление ограничить уровни токов КЗ, упростить выполнение защиты сети при КЗ, применить более дешевые автоматы. Однако раздельная работа трансформаторов приводит к таким негативным последствиям, как их неравномерная и низкая загрузка, неудовлетворительное в ряде случаев качество напряжения из-за маломощности сети 0,38 кВ.

Требование неполной загрузки трансформаторов 6-10/0,4 кВ заложено в нормах проектирования. Согласно [2] при значительном количестве потребителей I категории подстанции выполняются преимущественно двухтрансформаторными с АВР на шинах 0,4 кВ из расчета загрузки трансформаторов в нормальном режиме на $0,65 \div 0,75$ %, чтобы кратковременно обеспечить питание всех потребителей при выходе из строя одного из трансформаторов. В случае питания нагрузок II категории и возможности быстрого использования централизованного резерва трансформаторов для их замены при авариях допускается применение однострансформаторных подстанций с загрузкой трансформаторов до 90-95 %. Однако на практике средняя загрузка трансформаторов в промышленности не превышает 30 %, что обусловлено неизбежными ошибками прогнозирования нагрузки при проектировании, тенденциями совершенствования технологии и, соответственно, расхода электроэнергии. Отключение части ненагруженных трансформаторов при существующих принципах построения сетей затруднено.

В свете сказанного, вновь привлечено внимание к пересмотру норм проектирования в направлении создания предпосылок для полного использования установленной мощности трансформаторов в максимальных режимах и экономии тем самым материальных и трудовых ресурсов, затрачиваемых на излишнюю трансформаторную мощность [3].

Исходя из опыта проектирования и эксплуатации промышленных распределительных электрических сетей разработаны «Рекомендации по проектированию внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов», согласно которым признано целесообразным рассредоточивать трансформаторы 6-10/0,4 кВ по площади цеха и соединять их друг с другом по кратчайшему расстоянию через магистральную-

распределительные шинопроводы (ШМА) так, чтобы они создавали схему сети 0,38 кВ типа "кольцо" или "разомкнутое кольцо". Количество трансформаторов в замкнутой СЭ (ЗСЭ) должно быть не менее трех, чтобы отказ одного из них не приводил к недопустимой перегрузке оставшихся в работе трансформаторов. Желательна параллельная работа однотипных трансформаторов и осуществление их питания от одного источника 6-10 кВ (шины ГПП) во избежание протекания через сеть ЗСЭ уравнильных токов.

Согласно выполненным оценкам применение параллельной работы цеховых трансформаторов позволяет на 25-30 % уменьшить их суммарную установленную мощность за счет использования более высокого коэффициента загрузки при параллельной работе и меньшей требуемой резервной мощности на случай выхода одного из них из строя, а также снижения суммарной нагрузки из-за несовпадения максимумов нагрузок в зонах обслуживания отдельных трансформаторов. В ЗСЭ выше качество напряжения, повышается надежность срабатывания автоматов при однофазных КЗ, появляется возможность отключения части ненагруженных трансформаторов при одно- и двухсменных режимах работы промышленного предприятия. Сооружение ЗСЭ позволяет также избежать негативных последствий от неизбежных ошибок на стадии проектирования в определении расчетной нагрузки предприятия, поскольку при выявлении излишней запроектированной мощности, в процессе выхода объекта на фактическую нагрузку, ее можно не вводить и передать на другие объекты.

Пример схемы СЭ промышленного предприятия с двумя отдельно работающими секциями сборных шин на ГПП и с двумя ЗСЭ 0,4 кВ, подключенными к этим секциям, показан на рис.5. Нагрузка 0,4кВ распределяется от ШМА, образующих кольцевую сеть, и частично от шин КТП. Подключение ЗСЭ к ГПП может быть выполнено, как показано на рис.5, одним многоамперным или несколькими кабелями. В цепях ШМА используется только один автомат А_ш. Потребители I категории, которые обычно составляют небольшую долю нагрузки, подключены к отдельному РП, имеющему питание от двух различных ЗСЭ.

В ЗСЭ точкой с наибольшим ожидаемым током КЗ являются шины 0,4 кВ КТП. При отдельной работе трансформаторов расчетные токи при максимальной ожидаемой мощности КЗ на шинах 6-10 кВ $S_{КЗ} = 500 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ не превышают 16, 25, 38 кА соответственно для КТП с трансформаторами мощностью 630, 1000 и 1600 кВ·А. В ЗСЭ за счет подпитки точки КЗ через шинопроводы от соседних КТП расчетные токи увеличиваются. Их предельные значения для КТП указанных типов могут быть приняты на уровне 100 кА для ударного тока, что соответствует предельно допустимому значению для ошиновки КТП и приемлемо для применяемой коммутационной аппаратуры 0,4 кВ.

При расчете КЗ в сети 0,4 кВ, как известно, необходим учет всех активных и реактивных сопротивлений цепи КЗ, включая сопротивления контактных соединений, катушек автоматов. Следует также обратить внимание на то, что неучет сопротивлений системы $X_C = U_{НОМ}^2 / S_{КЗ}$ при ожидаемом уровне ударного тока КЗ порядка $i_y = 100 \text{ кА}$ приводит к завышению тока на 7 и 18 % при $S_{КЗ} = 500$ и $200 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ соответственно.

В ЗСЭ с трансформаторами $S_{Т\text{ ном}} = 630 \div 1600 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ следует использовать шинопроводы новой конструкции типа ШМА-4 на номинальный

ток 1250 и 1600 А. Их погонные параметры составляют соответственно $Z = (0,034 + j \cdot 0,016)$ мОм/м и $Z = (0,015 + j \cdot 0,026)$ мОм/м. Существенно большие погонные сопротивления имеют применяемые в сетях 0,4 кВ на отдельных участках со сложным профилем трассы одножильные многоамперные кабели.

В сетях 0,4 кВ значительное влияние на токи КЗ оказывает электрическая дуга, вносящая в цепь КЗ активное сопротивление. В упомянутых выше "Рекомендациях" по проектированию ЗСЭ предложена методика учета дуги путем введения в цепь КЗ эквивалентного фазного напряжения дуги $U_d = 50$ В.

Векторное уравнение для контура КЗ (рис.6а) с учетом совпадения фаз векторов U_d и I_d имеет вид

$$\dot{U} = U_d + I_d \cdot r_{кз} + j \cdot I_d \cdot x_{кз}. \quad (1)$$

Его численное решение относительно тока I_d целесообразно представить

$$I_d = K_d \cdot I_{мет}, \quad (2)$$

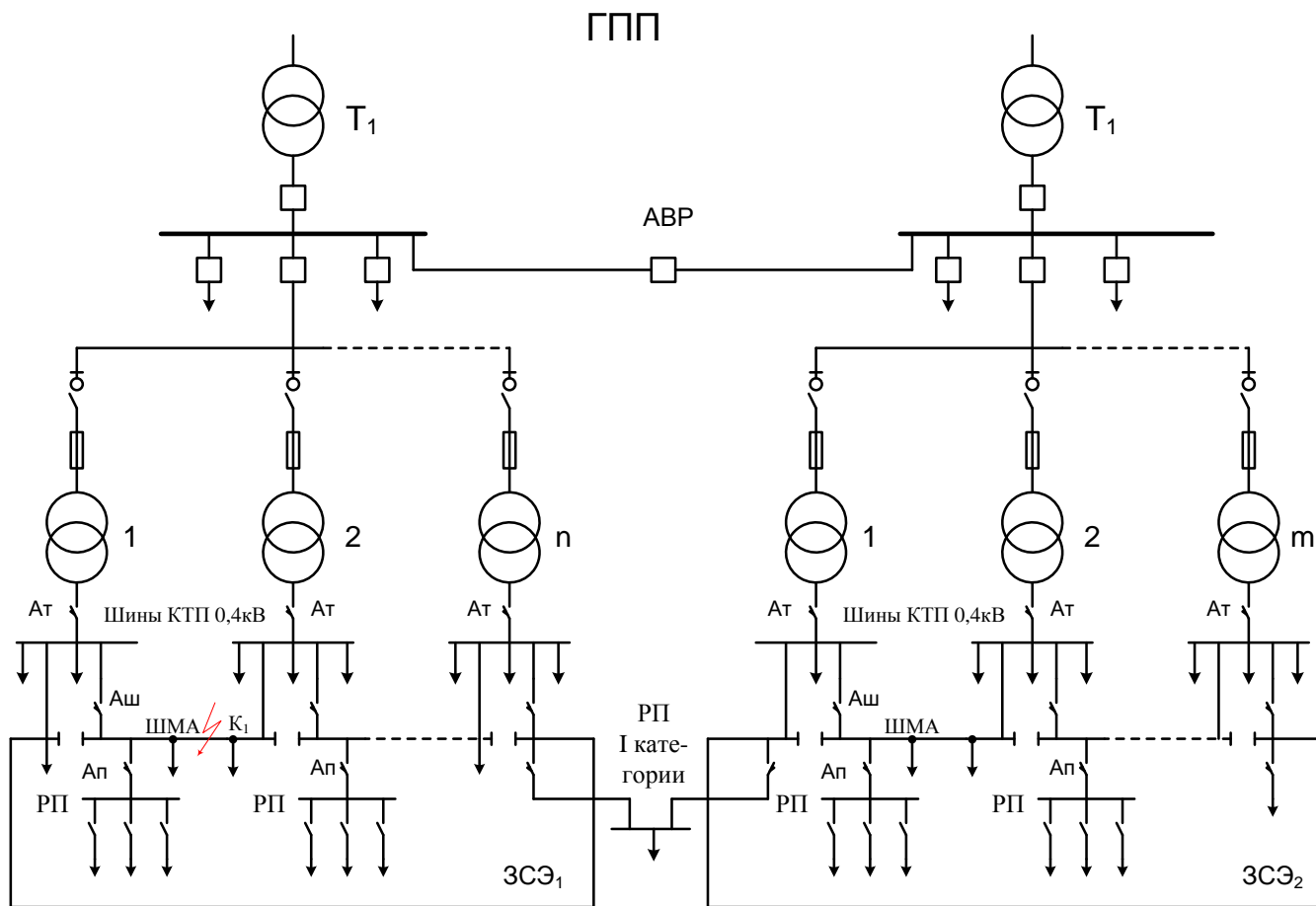


Рис.5. Принципиальная схема системы электроснабжения с ЗСЭ 0,4 кВ

где $I_{мет} = U/Z_{кз}$ – известное решение для металлического КЗ, K_d – коэффициент, зависящий от фазного угла сопротивления контура КЗ $\varphi_{кз} = \arctg X_{кз}/R_{кз}$ – рис.6б. Наибольший эффект учета дуги достигается при преобладании в контуре КЗ активного сопротивления. При реальных для ЗСЭ параметрах сетей ($\varphi_{кз} = 50-70^\circ$) имеем согласно (2) снижение тока металлического КЗ на 10-15 %.

Оценку ударного тока КЗ при учете переходного сопротивления в месте КЗ предлагается проводить по приближенным формулам

| | |
|---|-----|
| $i_{дв} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{д} \dots, k_y = 1 + e^{-\frac{0,01\omega(r_{кз}+R_{д})}{X_{кз}}} \dots, R_{\theta} = \frac{U_{д}}{I_{д}}$ | (3) |
|---|-----|

Ударные токи $i_{дв}$ по сравнению с $i_{метв}$ снижаются на 18-20%.

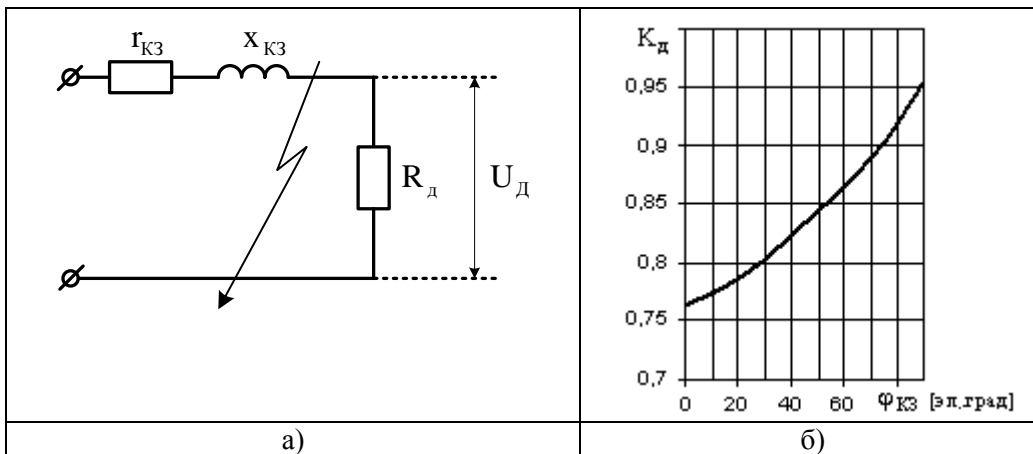


Рис.6. Схема для расчета тока трехфазного КЗ (а), зависимость $K_d = f(\varphi_{кз})$

Кардинально решить задачи ограничения в ЗСЭ токов КЗ и одновременного нераспространения провалов напряжения при КЗ за пределы зоны обслуживания одного трансформатора можно с помощью ТОУ, включаемых в рассечку каждого из ШМА. Наиболее перспективным типом ТОУ для сетей 0,4 кВ являются жидко-металлические самовосстанавливающиеся токоограничители ЖМТ. Целесообразные места включения ЖМТ показаны на рис.7. Они устанавливаются последовательно с автоматами в цепях ШМА и их количество соответствует числу трансформаторов ЗСЭ.

При КЗ, например, в зоне обслуживания трансформатора T_2 (точки K_1, K_2, K_3) быстро срабатывают ЖМТ₁ и ЖМТ₂, практически исключая подпитку тока от трансформаторов T_1 и T_3 к моменту $t_{кз} \cong 0,01$ с, когда наблюдается ударное значение тока КЗ в неблагоприятной фазе. Наибольший ток КЗ здесь, как и в разомкнутых СЭ, определяется только подпиткой от одного питающего трансформатора. Расчеты и испытания показали, что линейные автоматы $A_{ш}$ при этом остаются во включенном состоянии. Короткое замыкание на отходящей линии (точка K_1) обычно отключается за время, меньшее 0,1 с - на шинах

восстанавливается напряжение, а спустя 0,2 - 0,4 с, после перехода ЖМТ в проводящее состояние, вновь собирается нормальная схема ЗСЭ.

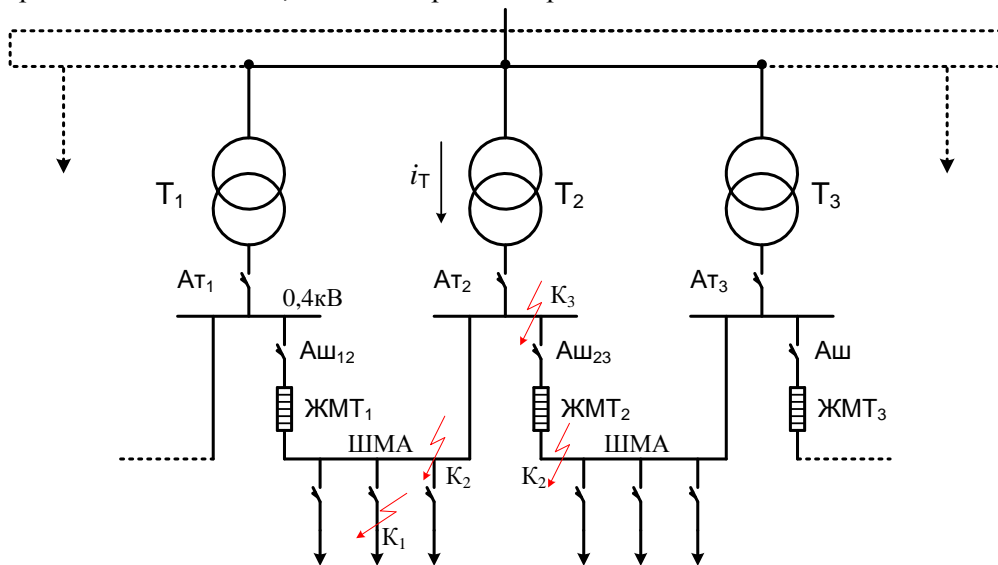


Рис. 7. Схема замкнутой системы электроснабжения с жидкометаллическими токоограничителями

В случае КЗ непосредственно на КТП или ШМА (точки K_2 и K_3) авария ликвидируется отключением вводного автомата A_{T2} , с выдержкой времени Δt_{AT} . При этом теряют питание нагрузки в зоне обслуживания трансформатора T_2 . Во избежание в данном случае включения неаварийной части ЗСЭ на неустраненное КЗ через самовосстанавливающийся ЖМТ следует предусмотреть выработку команды на отключение автоматов $A_{ш12}$ и $A_{ш23}$ с выдержкой времени $\Delta t_{АШ} \geq \Delta t_{AT}$ и блокировку этой команды, если напряжение на ШМА восстанавливается за время $\Delta t < \Delta t_{АШ}$.

Предварительные расчеты показали, что при новом проектировании или реконструкции действующих предприятий с использованием ЗСЭ с параллельной работой понижающих трансформаторов может быть достигнут существенный экономический эффект. Перспективным представляется массовое применение схем с использованием ЖМТ, вследствие их компактности, высоких токоограничивающих свойств, простоты эксплуатации и способности к самовосстановлению.

Литература

1. Кучумов Л.А., Утегулов Н.И. Применение в распределительных электрических сетях сдвоенных реакторов в сочетании с токоограничивающими устройствами. – Электричество, 1976, №12, с.8-13.
2. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий (СН-174-75). –М.: Стройиздат, 1976, с. 53
3. Шевченко В.В., Менчик В.В. Проблемы повышения эффективности использования трансформаторов в системах электроснабжения промышленных предприятий. Промышленная энергетика, 1987, №9, с.27-30

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

А.Е. Веселов, Г.П. Фастий, А.С. Карпов, Е.А. Токарева

В настоящее время все большее внимание уделяется разработке элементов силового оборудования, предназначенного для кардинального улучшения характеристик систем электроснабжения (СЭ) в нормальных и аварийных режимах. Основным элементом предлагаемых схем являются различного рода токоограничивающие устройства (ТОУ).

Токоограничивающее устройство, как составляющая часть СЭ, должно соответствовать следующим основным требованиям [1]:

- ограничивать ударные и периодические значения токов короткого замыкания (КЗ) до требуемого уровня;

- оказывать минимальное влияние на нормальный режим работы схемы;

- обладать, по возможности, функциями токоограничения и коммутации тока;

- обеспечивать в аварийном режиме условия, необходимые для работы чувствительной релейной защиты сети;

- не допускать существенных нелинейных искажений параметров в нормальном режиме;

- иметь небольшие габариты и стоимость.

Для удовлетворения указанных требований ТОУ должны иметь нелинейные вольтамперные характеристики: близкое к нулю сопротивление в нормальном режиме и повышенное - в аварийном режиме.

В настоящее время разработано значительное количество ТОУ для СЭ. Нашедшие большое применение типы ТОУ условно можно разбить на следующие группы: токоограничивающие реакторы, резонансные ТОУ, токоограничивающие предохранители, в частности взрывные ограничители ударного тока и жидкометаллические токоограничители, токоограничивающие коммутационные аппараты на базе бесконтактной техники, реакторно-вентильные ТОУ.

Токоограничивающие реакторы (одинарные и сдвоенные) с линейной характеристикой широко применяются в СЭ на напряжении 6 - 10 кВ. Следует отметить основные недостатки при использовании реакторов - большие потери мощности в нормальном режиме и ухудшение качества электрической энергии.

В настоящее время намечена тенденция к замене традиционных сухих токоограничивающих реакторов с намоткой кабельного типа (бетонные реакторы) на реакторы с концентрическими обмотками, выполненными по типу трансформаторных. Они будут иметь более широкую номенклатуру, меньшие габариты и активные потери, повышенную динамическую стойкость.

Для уменьшения отрицательных последствий применения реакторов в нормальных режимах разрабатывались реакторы с нелинейными характеристиками, когда за счет применения продольного, продольно-поперечного или кольцевого подмагничивания (так называемые реакторы с вращающимся магнитным полем) обеспечивается понижение реактивного сопротивления в нормальном режиме и параметрический переход к повышенному сопротивлению цепи при аварийном повышении тока.

Исследования показали, что подобные реакторы несколько хуже ограничивают ударные токи КЗ, имеют значительный вес и габаритные размеры. Поэтому промышленного использования в СЭ для ограничения токов КЗ они не нашли.

ТОУ резонансного типа. Если последовательно соединить реактор и конденсаторную батарею с одинаковыми сопротивлениями, то на стандартной частоте суммарное сопротивление такой цепи будет равно нулю (резонанс напряжений на участке цепи). На этом принципе основаны резонансные ТОУ (рис.1). Их параметры подбираются так, чтобы можно было беспрепятственно передавать через ТОУ в нормальном режиме требуемую проходную мощность без потерь напряжения и реактивной мощности. В режиме КЗ осуществляется быстрый вывод из цепи емкостного сопротивления за счет срабатывания шунтирующего элемента (ШЭ). Сопротивление реактора ТОУ должно быть достаточно большим для достижения требуемой степени ограничения токов КЗ.

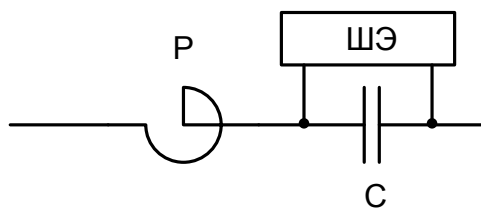


Рис.1. Резонансное токоограничивающее устройство

ТОУ данного типа имеют значительные габаритные размеры и стоимость при относительно невысокой степени ограничения ударных и установившихся токов КЗ. Ответственной частью ТОУ является шунтирующий элемент, в качестве которого предлагалось использовать специальные разрядники, нелинейные и насыщающиеся реакторы, тиристорные коммутаторы. Шунтирующий элемент должен обеспечивать отсутствие перенапряжений на конденсаторах и в сети в моменты шунтировки конденсаторной батареи (КБ) и ее дешунтировки в послеаварийном режиме.

ТОУ резонансного типа практически не нашли применения в СЭ. Однако заметим, что схемные решения, основанные на эффекте резонанса напряжения, используются в известных устройствах продольно-емкостной компенсации (УПК) реактивного сопротивления цепей питания. Здесь также одной из важнейших проблем является организация быстрых шунтировок (дешунтировок) КБ в аварийных режимах.

Токоограничивающие выключатели и предохранители. Принцип действия токоограничивающих выключателей состоит в сверхбыстром расхождении его силовых контактов ($\Delta t < 3...5$ мс) при возникновении КЗ и вводе в цепь КЗ электрической дуги. Практическое применение такие выключатели нашли только в сетях с номинальным напряжением 0,4 кВ, поскольку здесь за счет растягивания и охлаждения дуги удается создать падение напряжения более 100 - 200 В и обеспечить эффективное ограничение тока и быстрое его отключение после пропуска одной полуволны тока. Примером токоограничивающего выключателя являются автоматы для сетей 0,4 кВ серии А-370С (серия ВА-53 по новой номенклатуре), в которых для ускорения действия используется эффект электродинамического отброса

контактов под действием аварийного тока. Также разработаны новые типы токоограничивающих автоматов на токи до 3000 А и напряжение до 400 В, в которых при больших ожидаемых токах КЗ имеем более чем двукратное ограничение тока, причем ток через автомат прекращается уже через 10 мс после начала КЗ. Быстрое срабатывание автомата при КЗ обеспечивается применением электродинамического привода защелки и датчиков производной тока.

Многоамперные токоограничивающие автоматы являются сложной электромеханической системой с относительно небольшим ресурсом. Поэтому их целесообразно использовать в ответственных случаях в качестве секционных аппаратов на мощных подстанциях (рис.2)

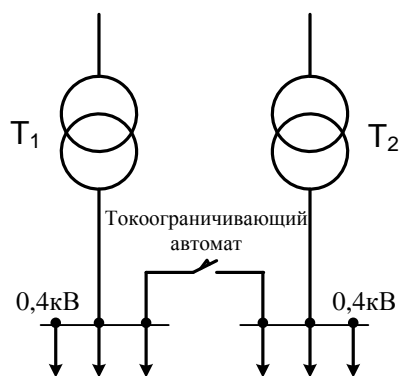


Рис.2. Токоограничивающий автомат в цепи межсекционной связи

В сетях напряжением 0,4 кВ широкое применение получили плавкие предохранители вместо автоматических выключателей. Они эффективны, в частности, в тех случаях, когда не требуется автоматического восстановления питания после аварии. Современные предохранители могут устанавливаться в цепях, ударные значения неограниченных токов КЗ в которых достигают 300 кА и более.

Токоограничивающие характеристики предохранителей на большие номинальные токи ($I_{ном} > 1000$ А) близки характеристикам токоограничивающих автоматов. Однако необходимость ручной замены плавкой вставки и сложность автоматизации этой операции ограничивают перспективы их применения в СЭ.

Другой разновидностью предохранителей являются управляемые предохранители взрывного действия, которые при КЗ срабатывают только при подаче сигнала от специального выявительного устройства. Подобные предохранители могут быть выполнены на требуемые номинальные токи не только для 0,4 кВ, но и 6 - 10 кВ. При отсутствии опасных перенапряжений вполне достижимо время отключения тока КЗ порядка 3...5 мс. Вследствие однократности действия взрывного предохранителя их также целесообразно включать в цепи межсистемных связей по типу рис.2 или параллельно токоограничивающему реактору для исключения в нем потерь мощности в нормальном режиме (рис.3).

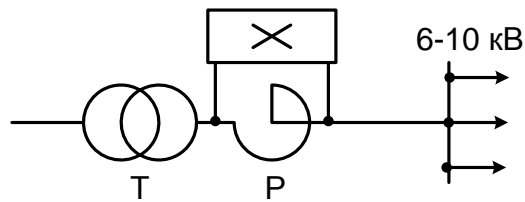


Рис.3. Шунтирование реактора предохранителем взрывного действия

Общий недостаток, присущий описанным выше предохранителям, преодолен в жидкометаллических предохранителях-токоограничителях (ЖМТ), обладающих свойством самовосстановления. Первоначально ЖМТ разрабатывались для включения последовательно с автоматом для повышения его коммутационной способности (Япония). В России выполнены опытно-конструкторские разработки новых конструкций ЖМТ для сетей 0,4 кВ с ожидаемыми токами КЗ до 200 кА, обладающие более высокой степенью ограничения токов по сравнению с выключателями и способностью восстанавливать проводимость с требуемым временем задержки в пределах 0,1 - 0,5 с. Конструкция фазы ЖМТ изображена на рис.4. Токоограничитель состоит из двух твердометаллических электродов 1 и 2, впрессованных в изоляционные шайбы 3, которые вместе со стеклопластиковыми (керамическими) диафрагмами (перегородками) 4 и шайбами 5 образуют герметическую камеру, содержащую ряд полостей, соединенных капиллярными каналами, просверленными в перегородках. Жидкий металл 6, в качестве которого используется сплав из индия (12%), галлия (67%) и олова (2.1%) с температурой кипения 200⁰С и температурой плавления 9,5⁰С полностью заполняет капиллярные каналы и частично камеры большего сечения, оставляя свободный от жидкого металла объем 7. Все элементы камеры стянуты обоймой 8.

Токоограничитель работает следующим образом. При протекании тока КЗ происходит интенсивный нагрев мостика жидкого металла в капиллярном канале до температуры кипения. Пары металла до попадания в свободный объем проходят через жидкий металл, охлаждаются и конденсируются, вследствие чего давление в свободном объеме практически не увеличивается. Разрушение проводящих мостиков обуславливается также вытеснением металла из несоосного расположения капилляров в диафрагмах под действием магнитогидродинамических сил, резко возрастающих при токе КЗ.

При нарушении проводимости хотя бы в одной из диафрагм в этом месте возникает дуга с падением напряжения на ней порядка 20 В, которая лавинообразно ускоряет зажигание дуг в других диафрагмах. Этот процесс заканчивается за время 1..2 мс, причем противоЭДС, вносимая, например, дугами на 20 диафрагмах, составит порядка 400 В, что превышает амплитуду фазного напряжения цепи. В результате интенсивного ограничения тока КЗ происходит быстрый проход тока через нуль, и цепь с ЖМТ обесточивается за время, меньшее 5-9 мс.

Самовосстанавливающиеся ЖМТ наиболее эффективно применять в тех же цепях СЭ, что и токоограничивающие выключатели, и обычные предохранители (рис.2 и 3).

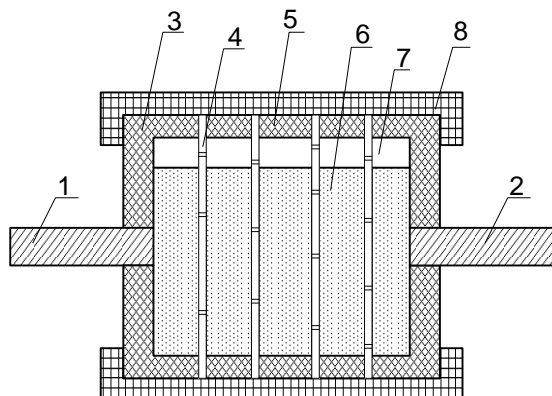


Рис.4. Конструкция фазы жидкометаллического токоограничителя

Выполненные в последнее время исследования позволяют предположить, что ЖМТ могут стать типовым защитным элементом не только сетей 0,4 кВ, но и 6-10 кВ. Фаза ЖМТ-10 строится по типу рис.4 с числом диафрагм 500. Разрабатываются также варианты конструкций предохранителей, в которых применяется металл, находящийся в нормальном режиме в твердом состоянии.

ТОУ с использованием бесконтактных полупроводниковых приборов. Быстрое развитие силовой полупроводниковой техники позволило разработать и внедрить в электрических сетях переменного тока напряжением 0,4...10 кВ ряд высокоэффективных коммутирующих и токоограничивающих устройств. В них используются такие свойства полупроводниковых диодов и тиристоров как надежная бездуговая коммутация тока, высокое быстродействие, хорошая управляемость процессами коммутации, технологичность изготовления устройств. Можно выделить следующие основные типы новых аппаратов переменного тока, использующих полупроводниковые приборы: тиристорные выключатели с естественной и принудительной коммутацией, тиристорные короткозамкватели и переключатели, токоограничивающие устройства реакторно-вентильного класса со специальными схемами соединения тиристоров, диодов и токоограничивающих реакторов.

В настоящее время созданы предпосылки для широкого внедрения в СЭ переменного тока тиристорной техники для коммутации, регулирования и ограничения тока [2, 3]. Основными элементами бесконтактных коммутирующих и токоограничивающих устройств являются биполярные ключи, содержащие параллельно - последовательно включенные тиристорные приборы. Промышленностью выпускаются тиристоры с номинальными токами при принудительном воздушном или водяном охлаждении 100...1250 А и на обратное напряжение 800...4200 В. Имеются сведения о разработке тиристоров на ток 2,5 кА и обратное напряжение 5,5 кВ.

Для СЭ промышленных предприятий необходимо создание тиристорных блоков на напряжение 0,38 - 6 - 10 кВ и номинальные токи от 50 до 6000 А. Значительные трудности при этом вызывает отвод тепла, выделяющегося в небольшой по толщине активной зоне полупроводникового прибора при протекании по нему прямого тока. В номинальном режиме здесь выделяется до 0,2 % от проходящей через блок мощности. Широко применяемое в электроприводе и в

специальных установках принудительное (воздушное, водяное, испарительное) охлаждение в условиях СЭ оказывается достаточно дорогим и затрудняющим эксплуатацию, а при естественном воздушном охлаждении требуется почти трехкратное снижение загрузки полупроводниковых приборов по сравнению с номинальной. Дополнительные трудности обусловлены относительно низкой перегрузочной способностью полупроводниковых приборов. С целью обеспечения их надежной работы при возникающих в СЭ технологических перегрузках и в режиме КЗ необходимо либо увеличивать число параллельно соединенных приборов в блоке, либо применять специальные схемы искусственной коммутации тока, когда отключение цепи происходит не в момент естественного прохождения через нуль тока тиристора, а гораздо раньше за счет приложения к тиристорному запирающему напряжению с помощью устройства емкостной принудительной коммутации.

Разработана и широко используется в распределительных сетях 0,4 кВ бесконтактная аппаратура для управления пуском, частотой вращения, электродинамическим торможением и реверсированием асинхронных двигателей с короткозамкнутым и фазным ротором, для управления электрическими печами сопротивления, сварочными автоматами, осветительной нагрузкой и шунтовыми КБ, для переключения секций и обмоток силовых трансформаторов.

Разработаны и внедряются тиристорные выключатели (ТВ) на напряжение 6 и 10 кВ для плавной (без апериодических токов) бесконтактной коммутации тока в цепях понижающих трансформаторов и высоковольтных электродвигателей. Габаритные размеры трехфазного ТВ на номинальный ток 200 А и напряжение 10 кВ ($S_{\text{прох}} = 3,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) при естественном охлаждении позволяют установить его в ячейку комплектных распределительных устройств (КРУ) для выключателя типа ВМП. Начаты разработки полностью бесконтактных распределительных устройств 6-10 кВ. Отработаны схемы и испытаны макеты высоковольтных тиристорных токоограничителей на базе ТВ с блоками емкостной коммутации. Внедряются тиристорные короткозамыкатели для отвода части тока КЗ от аварийных цепей с выключателями обычного исполнения, тиристорные устройства быстродействующего АВР на подстанциях 6 - 10 кВ [3].

Приведем примеры использования бесконтактной аппаратуры в сетях 6 – 10 кВ в СЭ.

На рис.5 показана схема высоковольтного распределительного устройства с ТВ на отходящих линиях, рассчитанных на работу при соответствующих номинальных токах линии и, кратковременно, при технологических перегрузках (например, при пусках двигателей). Блоки ТВ не рассчитаны на пропуск даже одной полуволны тока КЗ, поскольку здесь применен блок искусственной коммутации (БИК), содержащий конденсаторную батарею с емкостью C , заряженной от специального источника.

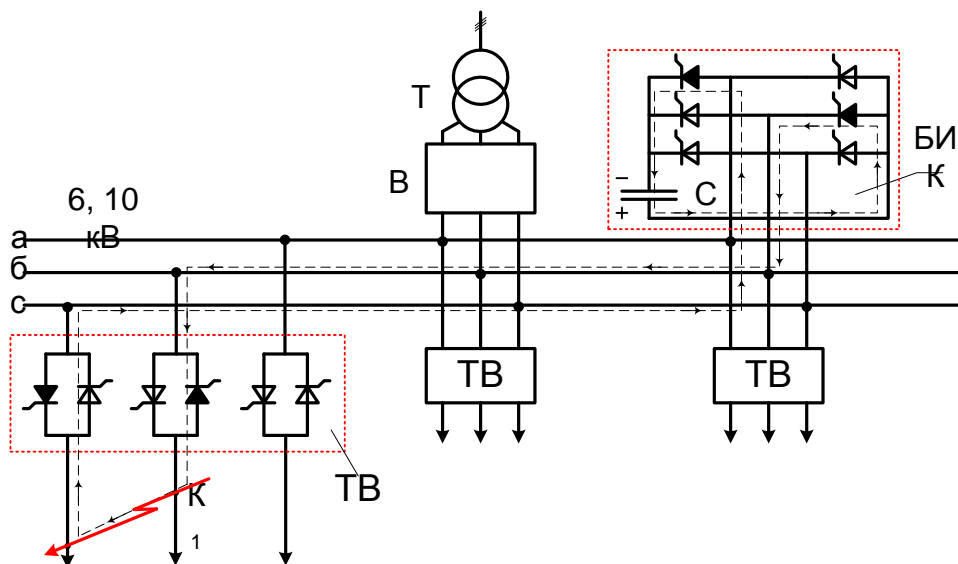


Рис.5. Тиристорное распределительное устройство с групповым контуром искусственной коммутации

При КЗ на отходящей линии (точка K_1) производится немедленное блокирование импульсов управления всех ТВ, выявляется аварийная цепь и направление тока по фазам, включаются тиристоры БИК (на рисунке зачеркнуты), необходимые для осуществления искусственной коммутации. Ток разряда емкости C распределяется между всеми присоединенными к шинам линиями, однако наибольшая его часть проходит по пути с наименьшим сопротивлением в аварийную линию (путь тока показан пунктиром) и обеспечивает обесточивание тиристоров аварийного ТВ за время, меньшее 3...10 мс. Причем амплитуда тока КЗ обычно не превышает двух - трехкратное номинальное значение. После локализации аварийной цепи производится повторное включение ТВ неаварийных линий (перерыв питания не более 0,02 с).

Определенным недостатком рассмотренной схемы бесконтактного распределительного устройства является зависимость параметров контура искусственной коммутации от удаленности точки КЗ и удельных сопротивлений отходящих линий, что требует завышения мощности БИК. Предложены также более сложные варианты построения СЭ с ТВ, в которых за счет усложнения БИК и его системы управления параметры контура искусственной коммутации остаются неизменными.

Другим примером применения тиристорной техники в СЭ является схема, представленная на рис.6. Здесь между двумя секциями шин включен тиристорный выключатель с блоком искусственной коммутации (ТВ с ИК), состоящий из ТВ, двух групп отключенных в нормальном режиме коммутирующих тиристоров ТК и коммутирующей емкости C . При КЗ устройство защиты блокирует импульсы управления ТВ и, в зависимости от вида КЗ, подает команды на выключение определенной комбинации коммутирующих тиристоров ТК для создания контура разряда емкости C встречно току КЗ, протекающему через ТВ.

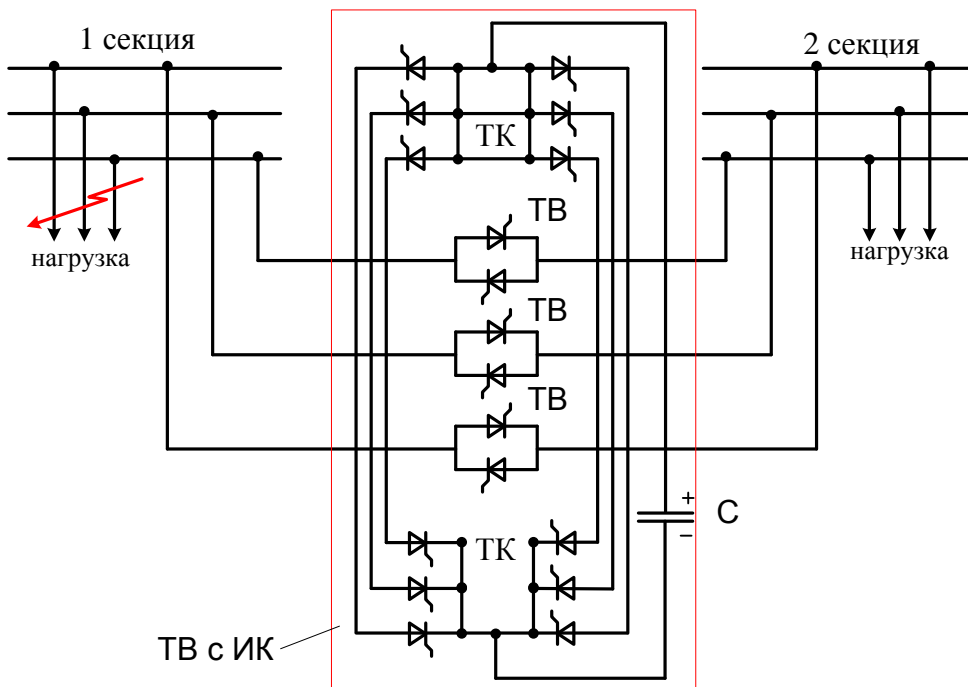


Рис.6. Тиристорный выключатель с искусственной коммутацией

Использование ТВ с ИК в цепях связи секций позволяет глубоко ограничить токи подпитки от неаварийных секций. К недостаткам ТВ с ИК следует отнести громоздкость вентильной части выключателя и сложность системы управления и защиты, трудности обеспечения требуемой надежности его работы как защитного аппарата СЭ.

Быстродействие и хорошая управляемость ТВ позволили принципиально улучшить характеристики устройства автоматического ввода резерва (АВР) на двухтрансформаторных подстанциях с мощной синхронной двигательной нагрузкой (рис.7). Здесь в нормальном режиме секции сборных шин работают раздельно и питаются через понижающие трансформаторы T_1 и T_2 от разных районов энергосистемы. Во избежание потери динамической устойчивости двигателей при перерывах питания секций, в частности при КЗ в точке K_1 , необходимо в предельно короткое время подать резервное питание от другого трансформатора. Для этого применен междушинный ТВ, немедленное включение которого производится при снижении напряжения на высокой стороне трансформатора и блокируется включение при КЗ в точках K_2, K_3, K_4 на стороне 6 - 10 кВ. В случае успешного АВР (напряжение восстановилось или аварийная линия отключена защитой) ТВ шунтируется секционным выключателем (СВ), что позволяет выбирать его тиристоры по кратковременному тепловому режиму пуска АВР.

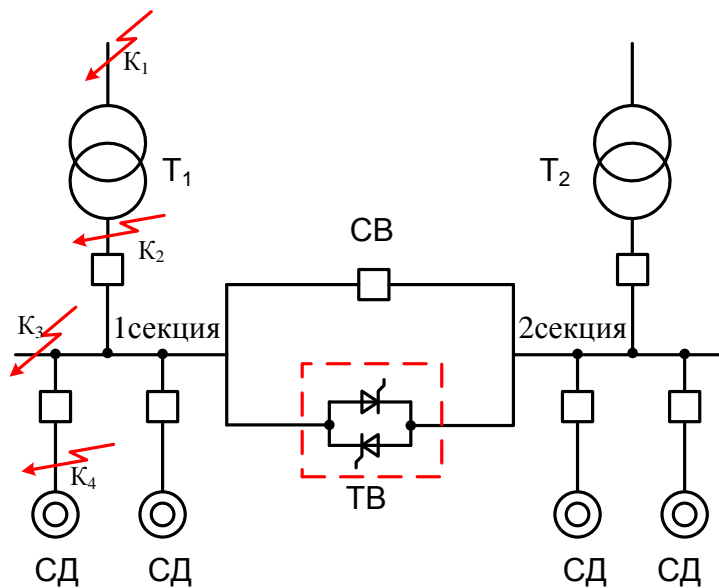


Рис.7. Система электроснабжения с быстродействующим бесконтактным автоматическим вводом резерва

На базе ТВ разработаны [3] тиристорные ключи (ТК), шунтирующие на период КЗ обычные выключатели отходящих линий. На рис.8 приведена схема СЭ с подключением ТК в начале токопровода, питающего двигательную нагрузку. Принцип токоограничения при использовании шунтового ТКУ состоит в создании при возникновении КЗ, например, в точке К₁, дополнительной шунтирующей ветви с искусственной точкой КЗ, в которую ответвляется часть тока подпитки от трансформатора и прочей двигательной нагрузки. Тем самым возникает возможность сохранения существующей коммутационной аппаратуры при росте токов КЗ или проектирования СЭ с выключателями облегченного типа. Разработанные ТК способны работать в СЭ с трансформаторами 25...80 МВ·А и отводить токи величиной от 8 до 30 кА. Возможно включение нескольких ТК в разных точках сети. Обычно предусматривается следующий цикл работы ТК при КЗ: он включается на первом полупериоде аварийного режима для уменьшения ударной составляющей тока в аварийной цепи, затем следует отключение ТК и его повторное включение к моменту коммутации тока аварийным выключателем.

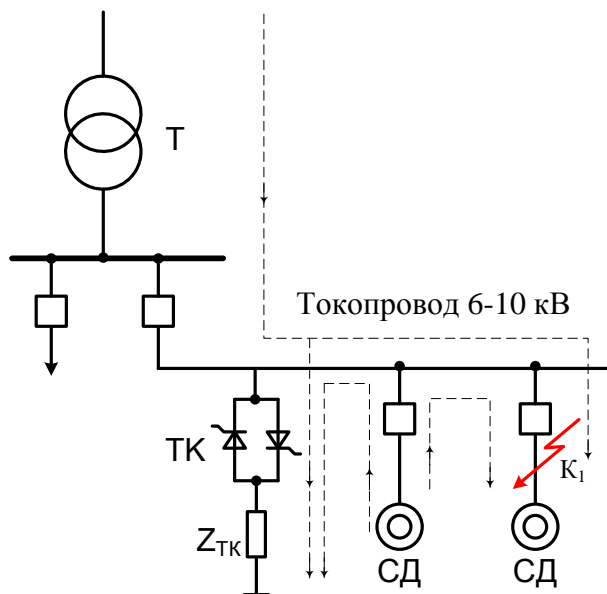


Рис.8. Принцип действия бесконтактного ТОУ шунтового типа

ТОУ шунтирующего типа нашли эффективное применение при совершенствовании и реконструкции горнорудных предприятий, специфической особенностью СЭ которых является преобладание двигательной нагрузки.

Литература

1. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.: ил.
2. Поскробко А.А., Братолобов В.Б. Бесконтактные коммутирующие и регулирующие полупроводниковые устройства на переменном токе. – М.: Энергия, 1983. – 190 с.
3. Рубашов Г.М. Бесконтактная аппаратура в системах электроснабжения горнорудных предприятий. – М.: Недра, 1985. – 134 с.

ПРИБОР ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ НЕЛИНЕЙНЫХ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ «СКАТ-3»*

М.Б.Баранник, В.В.Колобов, Д.В.Куклин

В настоящее время основным средством ограничения грозových и внутренних перенапряжений на объектах энергетики являются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) [1]. Эти защитные аппараты позволяют осуществлять глубокое ограничение коммутационных перенапряжений до уровня $(1,55-1,75) U_{нрф}$, грозových - до уровня $(1,9-2,2) U_{нрф}$, где $U_{нрф}$ максимальное фазное рабочее напряжение. Основным элементом ОПН являются оксидноцинковых варисторы (ОЦВ), имеющие резко нелинейную вольтамперную характеристику и достаточную пропускную способность.

Относительная простота ОПН, компактность, способность работать в различных средах, возможность регулирования характеристик ОЦВ привели к разработке большого количества конструкций и схем ОПН. Например, при создании разъединителей ОПН могут использоваться в качестве опорных конструкций. В трансформаторах ОПН могут размещаться внутри бака, что в дополнении к основной функции ОПН позволит выравнивать распределение напряжения по виткам обмотки. Широко распространено размещение ОПН в герметизированных элегазовых РУ. Однако, наибольшее количество производимых в настоящее время ОПН, представляют отдельно стоящие аппараты в фарфоровых покрышках..

В тоже время, с началом широкого внедрения ОПН в энергосистемы возникла задача диагностики параметров и состояния ОПН.

В нормальном режиме работы ОПН через его нелинейный резистор (ОЦВ) постоянно протекает ток проводимости, обусловленный рабочим напряжением сети. Длительный ток проводимости через ОПН несколько нагревает резистор, что является причиной постепенного старения и деградации оксидно-цинковой керамики, следствием чего является увеличению активной составляющей тока проводимости. При его чрезмерном увеличении возникает опасность теплового пробоя нелинейного резистора и, как следствие, выход ОПН из строя. Поэтому для предотвращения аварийных ситуаций, вызываемых ограничителями, особое внимание при эксплуатации ОПН следует обращать на изменение во времени токов проводимости.

В тоже время, оценка состояния ОПН по величине тока проводимости является достаточно сложной задачей. Суть проблемы заключается в следующем: при приложении напряжения промышленной частоты через ОПН течет ток, состоящий из двух компонент: емкостной и активной. В соответствии с требованиями «Объемов и норм испытаний электрооборудования» [2] измерение тока ОПН производится перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации без отключения от сети 1 раз в год перед грозovým сезоном. Измерение производится по схеме, предусматривающей контроль полного тока через ОПН под рабочим напряжением. Основной составляющей полного тока (более 90 %) при номинальном напряжении является емкостной ток, который не отражает реального состояния ОПН, следовательно, судить по величине

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 06-08-00473).

полного тока о вольтамперной характеристике (ВАХ) варисторов ОПН никоим образом нельзя.

Таким образом, возникает задача выбора критериальных параметров, обеспечивающих достоверную информацию о состоянии ОПН.

При изменении активного тока, протекающего через ОПН, изменяется спектральный состав полного тока. Это выражается в увеличении высших гармоник полного тока. Таким образом, косвенным методом оценки активной составляющей полного тока является метод измерения высших гармоник. На этом принципе основаны приборы УКТ-02, УКТ-03 (устройство контроля тока утечки), в комплекте с датчиками тока ДТУ-02, ДТУ-03, разработанные Новосибирским ООО "ЦНИТЭ"[3]. В селективных режимах работы «50 Гц» или «150 Гц» устройства измеряют действующие значения первой (50 Гц) или третьей (150 Гц) гармонических составляющих тока проводимости ОПН. В качестве дополнительного параметра измеряется максимальное значение тока проводимости в полосе частот: 50...350 Гц. Датчик тока основан на принципе пояса Роговского и включается в цепь заземления ОПН (в рассечку заземляющего проводника). Ток проводимости, стекающий по заземляющему проводнику ОПН, наводит ЭДС в измерительной обмотке, величина которой пропорциональна произведению частоты и амплитуды соответствующих гармонических составляющих тока и определяется их суммой.

Подобный прибор оперативной диагностики ОПН (ПОДОПН) был разработан в лаборатории высоковольтной энергетики и технологии ЦФТПЭС КНЦ РАН в 2003 году. В отличие от УКТ, заложенный в прибор метод измерения заключался в оценке состояния ОПН по спектру трех высших гармоник полного тока: 3-ей, 5-ой и 7-ой. Этим решалось две проблемы. Во-первых, увеличивалась корректность диагностики за счет того, что по предварительному замеру с помощью ПОДОПН наличия высших гармоник в напряжении сети определялась критериальная гармоника, по которой далее оценивалось состояние ОПН. Во-вторых, по соотношению гармоник можно более точно по сравнению с принятым в УКТ методом (замер 3-ей гармоники) оценивать начало появления негативных изменений в параметрах ОПН, находящихся в эксплуатации.

Разработанное устройство ПОДОПН диагностики ОПН-330 кВ под рабочим напряжением, реализующее указанный принцип измерения трех гармоник, показали эффективность предложенного метода.

Примером эффективности предложенного метода диагностики может служить предварительное заключение о начале негативных изменений в параметрах ОПН - 150 кВ подстанции №112 системы «Колэнерго» (ОПН фазы А трансформатора №2). Замеры в июне 2004 г. показали трехкратное увеличение третьей гармоники и двукратное увеличение 5-ой и 7-ой гармоник притом, что полный ток через ОПН вполне соответствовал норме. Через два месяца плановые измерения параметров ОПН службами ЦЭС показали, что полный ток в указанном ОПН увеличился до значения, не допускающего его дальнейшую эксплуатацию.

Предложенный способ прост в эксплуатации, достаточно надежен в отношении диагностики, однако имеет ряд недостатков. В связи с тем, что в сети всегда присутствуют высшие гармоники, и их уровень при каждом измерении может значительно меняться, необходима предварительная диагностика сети на уровень высших гармоник. При этом необходимо измеренные значения токов

высших гармоник через ОПН умножать на поправочные коэффициенты, величина которых зависит от уровня гармоник в сети. Величины коэффициентов имеют нелинейную зависимость от уровня гармоник, что усложняет получение информации о состоянии ОПН. Кроме этого необходимо введение поправочных коэффициентов на температуру окружающей среды, что также усложняет процесс диагностики ОПН.

Исследования показали, что наиболее достоверным критерием состояния нелинейных ограничителей перенапряжений является величина активной составляющей тока проводимости ОПН под рабочим напряжением и ее изменение в процессе эксплуатации ОПН. Устойчивая тенденция к повышению активной составляющей тока проводимости, при периодическом контроле аппаратов, является признаком преждевременного старения ОПН, вызванного нештатными перегрузками или скрытыми дефектами данного аппарата и указывает на необходимость вывода его из эксплуатации для ревизии и замены. Изменение активной составляющей тока в процессе эксплуатации ОПН позволяет прогнозировать его остаточный ресурс и тем самым снижает вероятность аварийных ситуаций, связанных с выходом из строя ОПН.

В связи с этим, в лаборатории высоковольтной энергетики и технологии ЦФТПЭС КНЦ РАН были продолжены работы над совершенствованием ПОДОПН с целью реализации метода измерения активной составляющей тока через ОПН, основанном на определении фазного угла между напряжением на ОПН и током через него. Исходя из известной схемы замещения ОПН, активная составляющая тока равна:

$$I_R = I_\Sigma \cdot \sin \varphi,$$

где I_Σ - полный ток через ОПН, φ - фазный угол между током и напряжением ОПН.

На основе такой концепции в устройстве диагностики должно происходить сравнение двух сигналов - тока через ОПН и напряжения на нем.

Сигнал напряжения может быть получен через делитель напряжения, подключенный непосредственно к шинам высокого напряжения подстанции. Такое решение не допускается правилами эксплуатации высоковольтного оборудования подстанций. Другим путем является получение сигнала напряжения через измерительный трансформатор напряжения. Угловая погрешность трансформатора напряжения зависит от его класса точности и, согласно ГОСТам, составляет для класса точности 0,5 - 0,3 градуса, для класса точности 1,0 - 0,6 градуса. Опытами в предыдущих работах было показано, что у исправного ОПН данный угол, как правило, превышает 5 градусов, поэтому погрешность в точности измерений активной составляющей не превышает 10 %.

Таким образом, диагностическое устройство должно состоять из двух блоков, связанных между собой: блока измерения тока через ОПН и блока измерения фазового угла между током и напряжением.

Учитывая все вышеизложенное, в 2006 году было разработано устройство нового поколения - прибор для диагностики состояния ограничителей перенапряжений нелинейных, получивший кодовое наименование «СКАТ-3» (Система контроля активного тока).

Прибор предназначен для контроля состояния ОПН в процессе эксплуатации и осуществляет измерение силы тока протекающего через ОПН с

последующим вычислением и индикацией следующих величин:

- действующего значения полного тока, протекающего через ОПН;
- действующего значения активной составляющей полного тока;
- отношения действующего значения активной составляющей к действующему значению тока первой гармоники полного тока, протекающего через ОПН;
- фазового угла сдвига между приложенным к ОПН напряжением и током первой гармоники полного тока, протекающего через ОПН;
- отношений к действующему значению полного тока действующих значений токов 3-ей, 5-ой, 7-ой гармоники полного тока.

Прибор позволяет проводить измерения как контактным способом (включение в цепь заземления ОПН), так и бесконтактным, при этом в качестве датчика могут использоваться токоизмерительные клещи, трансформатор тока проводимости (далее ТТП) или датчики тока ДТУ-02, ДТУ-03 из состава устройства для контроля тока проводимости ОПН УКТ-02, УКТ-03.

Упрощенная структурная схема подключения прибора «СКАТ-3» представлена на рисунке 1. Как видно из рисунка в состав прибора входят два функционально законченных блока: измерительный блок (ИБ) и блок передачи фазы напряжения (БПФН). ИБ включается в цепь заземления диагностируемого ОПН контактным или бесконтактным способом (на схеме показан контактный способ). БПФН подключается к измерительному трансформатору напряжения (ТН) подстанции непосредственно или через устройство подключения к трансформатору напряжения - УПТН (на схеме не показано). Принцип работы прибора основан на вычислении по определенному алгоритму всех измеряемых величин. Исходными данными для расчета являются величина и спектральный состав тока, протекающего через ОПН и фаза напряжения, приложенного к ОПН. Более подробно алгоритм расчета рассмотрен ниже.

Структурная схема БПФН приведена на рисунке 2. Напряжение с ТН поступает на входную цепь (ВЦ), обеспечивающую согласование сигнала с ТН с входным диапазоном аналого-цифрового преобразователя (АЦП) микроконтроллера (МК). МК из синусоидального напряжения с ТН выделяет первую гармонику и преобразует ее в прямоугольный сигнал (меандр), несущий информацию о фазе $U_{тн}$. Далее сигнал поступает на цепь оптической развязки (ЦОР), предназначенную для исключения гальванической связи между ТН и корпусом передатчика. Излучаемый передатчиком (ПРД) радиосигнал, несущий информацию о фазе напряжения ТН, по радиоканалу поступает на приемник (ПРМ), входящий в состав измерительного блока. Питание БПФН обеспечивает импульсный блок питания (ИБП), формирующий из напряжения сети 220В напряжения +5В для питания ВЦ, МК, ЦОР и +9.6В для питания ПРД.

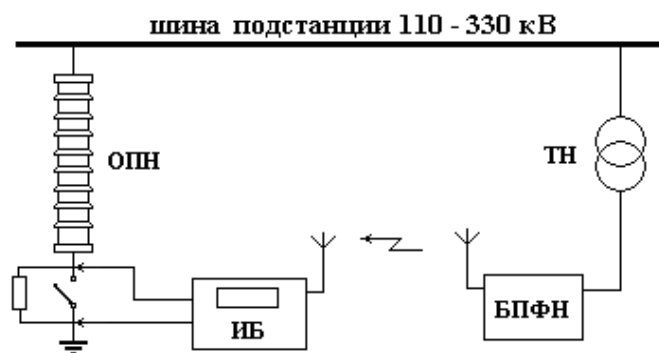


Рис. 1. Упрощенная структурная схема подключения прибора

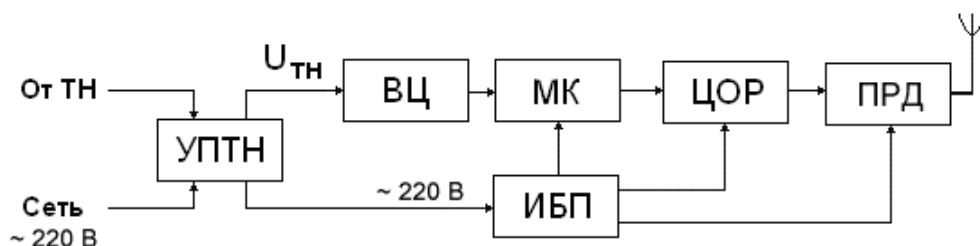


Рис.2. Структурная схема БПФН:

УПТН – устройство подключения к трансформатору напряжения; ВЦ – входная цепь; МК – микроконтроллер; ЦОР – цепь оптической развязки; ПРД – передатчик; ИБП – импульсный блок питания

Структурная схема измерительного блока (ИБ) представлена на рисунке 3. На рисунке приведен пример бесконтактного подключения с использованием токоизмерительных клещей. Сигнал, снимаемый с токоизмерительных клещей (ТК) поступает на входной коммутатор (ВК). ВК предназначен для коммутации входных цепей ИБ в зависимости от типа подключаемого входного датчика (кабеля с зажимами, клещей, ДТУ или ТПП). После ВК измеряемый сигнал поступает на регулируемый усилитель (РУ). РУ предназначен для согласования величины измеряемого сигнала и входного диапазона АЦП управляющего микроконтроллера (МК) таким образом, чтобы обеспечивалась минимальная погрешность измерения. В состав РУ входит операционный усилитель и цифровые потенциометры. Микроконтроллер, анализируя входной сигнал, автоматически выбирает коэффициент усиления РУ и, соответственно, диапазон измерения.

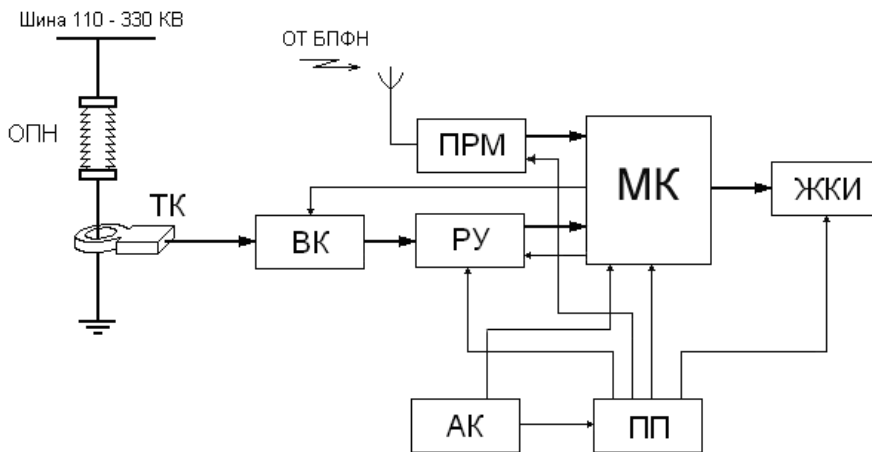


Рис. 3. Структурная схема ИБ:

ТК – токоизмерительные клещи; ВК – входной коммутатор; РУ – регулируемый усилитель; ПРМ – приемник; МК – микроконтроллер; ЖКИ – жидкокристаллический индикатор; АК – аккумулятор; ПП – преобразователь питания.

Нормированный измеряемый сигнал далее поступает на один из портов МК, являющийся входом АЦП. Далее происходит обработка оцифрованного сигнала по соответствующему алгоритму. МК раскладывает сигнал в ряд Фурье (выделяет синусную и косинусную составляющие). Выделяемая гармоника сигнала ($n=1, 3, 5, 7$) может быть представлена как:

$$S_n(t) = A_s \cdot \sin(n\omega t) + A_c \cdot \cos(n\omega t).$$

Фаза сигнала вычисляется по определенному алгоритму, учитывающему соотношение знаков и модулей сумм синусных и косинусных составляющих первой гармоники A_s и A_c . Результатом является значение φ_1 .

$$\varphi_1 = \operatorname{arctg} \frac{A_c}{A_s}$$

Одновременно вычисляется действующее значение n -ой гармоники:

$$A_n = \sqrt{A_{sn}^2 + A_{cn}^2}$$

В состав МК входит 16 разрядный аппаратный счетчик, запуск которого происходит в момент начала преобразования сигнала. Счетчик управляется сигналом, поступающим с приемника (ПРМ) на порт МК, и несущим информацию о фазе напряжения. Остановка 16 разрядного счетчика происходит аппаратно при смене логического уровня сигнала, поступающего с приемника.

МК фиксирует значения счетчика и в момент остановки. Это значение дает фазу напряжения φ_U . Разница $\varphi_I - \varphi_U$ представляет собой разность фаз $\Delta\varphi$ между полным током через ОПН и напряжением, приложенным к ОПН:

$$\Delta\varphi = \varphi_I - \varphi_U$$

Полученные величины запоминаются микроконтроллером, и цикл начинается заново. Производится 25 циклов измерений с последующим усреднением. Активный ток определяется как:

$$I_{акт} = I_1 \cdot \cos \Delta\varphi$$

МК вычисляет все необходимые для индикации величины, которые выводятся на жидкокристаллический индикатор (ЖКИ).

Питание ИБ осуществляется от аккумуляторов (АК). Для формирования всех необходимых напряжений цепей и модулей, входящих в ИБ служит преобразователь питания (ПП).

МК также осуществляет выполнение таких сервисных функций, как контроль и индикация величины заряда элементов питания и уровня радиосигнала, поступающего от БПФН.

Работа с прибором отличается простотой. БПФН подключения к ТН, а ИБ одним из описанных выше способом к ОПН. При включении питания ИБ на ЖК-экран выводятся следующие величины: действующее значение полного тока, протекающего через ОПН, действующее значения активной составляющей полного тока, отношения действующего значения активной составляющей к действующему значению тока первой гармоники полного тока, протекающего через ОПН, фазовый угол сдвига между приложенным к ОПН напряжением и током первой гармоники полного тока, протекающего через ОПН, отношения к действующему значению полного тока действующих значений токов 3-ей, 5-ой, 7-ой гармоники полного тока.

Сохраненная в приборе функция измерения спектрального состава (3,5,7-ой гармоники) необходима по двум причинам. Во-первых, это единственный способ диагностики ОПН на подстанциях, где отсутствуют ТН. Во-вторых, изменение параметров высших гармоник, на наш взгляд, является наиболее ранним признаком изменения параметров ОПН, в том числе и признаком начала деградиционных процессов.

К достоинствам прибора «СКАТ-3» можно отнести:

1. Универсальность. Как уже отмечалось, в качестве первичного датчика тока через ОПН могут использоваться устройства, выпускаемые различными компаниями, поставляющими на рынок ОПН.

2. Портативность. Габариты и масса ИБ составляют - 200×96×40 мм, 0.8 кг, БПФН - 120×65×67 мм, 0.6 кг.

3. Автономность. Питание ИБ осуществляется от комплекта из двух элементов питания (аккумуляторов или батарей) типа LR6/SIZE AA.

4. Простота работы с ИБ и удобство восприятия измерительной информации. ИБ не имеет органов управления, за исключением кнопки включения питания. Крупный высококонтрастный ЖК-индикатор отображает

всю измерительную информацию плюс сервисные пиктограммы (уровень заряда батареи, качество сигнала, поступающего от БПФН).

4. Удобство эксплуатации на действующих подстанциях. БПФН может быть стационарно установлен в аппаратной подстанции и подключен к ТН соответствующей системы шин. При этом измерения с помощью ИБ можно проводить на ОПН, расположенных в радиусе 500м от БПФН, что является достаточным расстоянием для большинства подстанций.

Литература

1.РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/Под научной редакцией Н.Н.Тиходеева. - 2-е изд. - СПб: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. - 355 с.

2. Алексеев Б.А. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – Изд. 6-е, с изменениями. – М., ЭНАС,2007.

3. <http://www.cnite.ru/device/5.html>

ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ КАСКАДНЫЙ ИНВЕРТОР*

М.Б. Баранник, В.В. Колобов, П.И. Прокопчук

Современная техника построения управляемых источников высокого напряжения требует применения современных IGBT транзисторов. Классы напряжений выпускаемых транзисторов весьма широки (от 600 В до 6500 В), однако более высоковольтные транзисторы имеют ряд недостатков, а именно непропорционально большие потери на переключение и значительно более высокую стоимость. Если стоимость компонента не брать в расчёт, то значительно большая энергия потерь на переключение (E_{off} , E_{on} и E_{tr}) накладывает ограничение на частоты их переключения, следовательно, более низкую частоту широтно-импульсной модуляции (ШИМ, PWM) и как следствие к увеличению искажений в генерируемом сигнале. Классическая блок схема однокаскадного инвертора приведена на рис. 1.

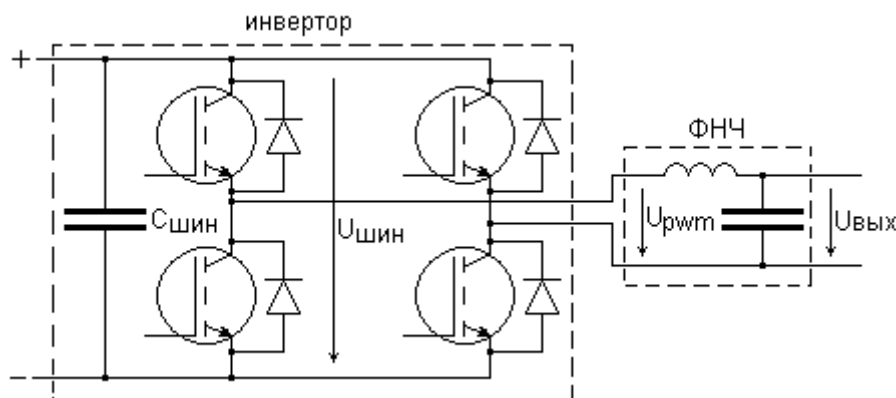


Рис. 1. Блок схема однокаскадного инвертора.

Транзисторы инвертора работают в ключевом режиме. Схема управления ими выполнена таким образом, чтобы транзисторы в каждом плече работали в противофазе создавая напряжение U_{PWM} , которое затем поступает на фильтр нижних частот ФНЧ, где происходит интегрирование напряжения (рис. 2). Особенность ключевого режима работы, состоит в том, что в открытом состоянии падение напряжения на транзисторе мало и протекающий через него ток создаёт небольшие потери. Модуль выходного напряжения будет примерно равен напряжению на шинах инвертора $|U_{PWM}| \approx U_{шин}$.

При увеличении выходного напряжения инвертора можно применять более высоковольтные IGBT транзисторы, которые имеют описанные недостатки, но и сами инверторы можно включать последовательно, при этом они должны быть запитаны от изолированных источников постоянного напряжения. В этом случае при увеличении числа последовательно включенных инверторов увеличивается и амплитуда U_{PWM} . Что непременно потребует

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 07-08-00181).

увеличения индуктивности ФНЧ, а также, приведет к увеличению потерь в магнитном материале и обмотках фильтра.

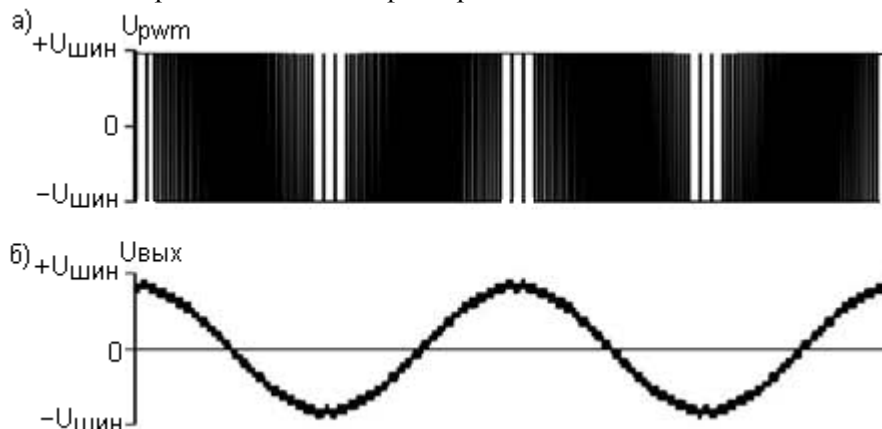


Рис. 2. Напряжение на выходе инвертора (а) и на выходе ФНЧ (б).

Разработан способ управления двух последовательно включенных инверторов, интегрированный сигнал которых должен подчиняться математической зависимости (табл. 1).

Таблица 1

Математическая функция выходного напряжения от времени

| t | $0 \leq t < t_1$ | $t_1 \leq t < t_2$ | $t_2 \leq t < t_3$ | $t_3 \leq t < t_4$ | $t_4 \leq t < T$ |
|-------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| U_1 | $2U \cdot \sin(\omega t)$ | $2U \cdot \sin(\omega t) - U$ | $2U \cdot \sin(\omega t)$ | $2U \cdot \sin(\omega t) + U$ | $2U \cdot \sin(\omega t)$ |
| U_2 | 0 | U | 0 | -U | 0 |

Следует заметить, что выходные напряжения U_1 и U_2 двух инверторов не превосходят по модулю $U_{\text{шин}} = U$. При этом первый инвертор синтезирует напряжение графически представленное на рис. 3-б, а второй инвертор синтезирует уровни напряжений (рис. 3-в) для которого нет необходимости использовать широтно-импульсную модуляцию. На практике это будет означать уменьшение потерь на переключение IGBT транзисторов примерно в двое, и так как в режиме ШИМ будет работать всего лишь один инвертор, то амплитуда высокочастотного напряжения, приложенного на ФНЧ будет вдвое меньшей.

В связи с тем, что потери в сердечнике и обмотках индуктивности будут зависеть от квадратов изменения магнитной индукции и соответственно высокочастотных токов в обмотке вызванных ШИМ, которые уменьшаться в два раза, то и основные потери в индуктивности фильтра уменьшаться в 4 раза. Сумма не интегрированных напряжений двух инверторов приведена на рис 4.

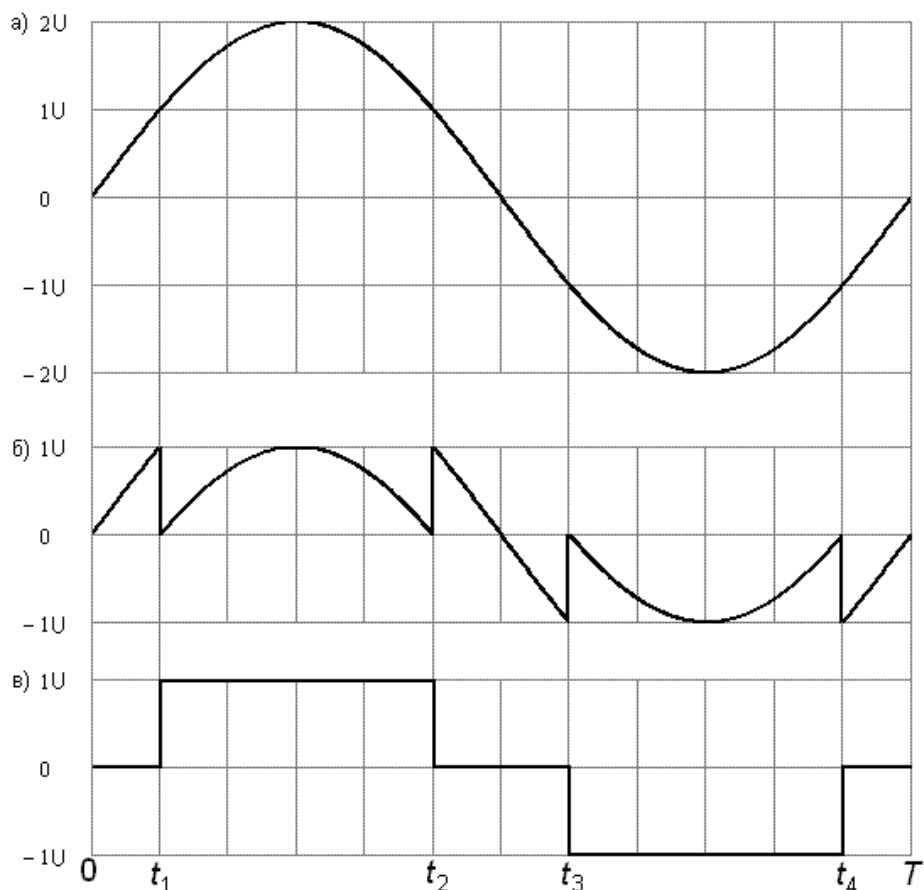


Рис. 3. Интегрированные формы напряжений инверторов, а – сумма напряжений инверторов, б – напряжение инвертора 1, в – напряжение инвертора 2.

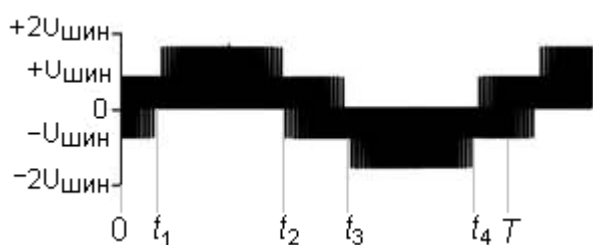


Рис. 4. Форма напряжения каскадного инвертора до ФНЧ.

В качестве примера рассмотрим воздействие ШИМ напряжения полученного классическим способом и со специальным управлением, на ФНЧ.

Амплитуда выходного синусоидального напряжения $U_M=2200$ В, напряжение на шинах обоих инверторов 1100 В, сопротивление активной нагрузки $R_H=14$ Ом, частота ШИМ $f_{PWM}=5$ кГц. Параметры индуктивности ФНЧ:

магнитное сопротивление $R_M=2 \cdot 10^6 \text{ Гн}^{-1}$, площадь сечения магнитного материала $S=100,8 \text{ см}^2$, количество витков $w=44$.

Через индуктивность будет протекать низкочастотный ток $I(t)$, вызывающий индукцию в сердечнике Bi .

$$I(t) \cdot w = \Phi(t) \cdot R_M = Bi(t) \cdot S \cdot R_M \Rightarrow Bi(t) = \frac{I(t) \cdot w}{S \cdot R_M} = \frac{U_M \cdot \sin(\omega t) \cdot w}{R_H \cdot S \cdot R_M}$$

Высокочастотное напряжение ШИМ приложенное к индуктивности ФНЧ будет разностью мгновенных напряжений ШИМ и выходного. Высокочастотное приращение магнитной индукции можно описать из следующих соображений:

$$\Delta U = U_L = \frac{d\Psi}{dt} = \frac{w \cdot d\Phi}{dt} = \frac{w \cdot S \cdot dB}{dt}$$

$$dB = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta U \cdot dt}{w \cdot S}$$

Коэффициент $1/2$ появляется в связи с тем, что приращение dB это разница между максимальной и минимальной магнитной индукцией при одном и том же мгновенном значении выходного напряжения, а нас интересует приращение от средней величины Bi .

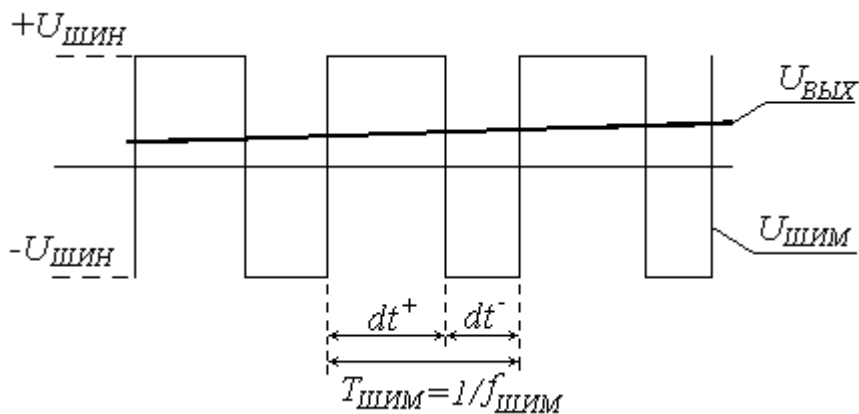


Рис. 5. Форма выходного напряжения и напряжения ШИМ.

Величина dt будет изменяться с фазой генерируемого сигнала и также присутствует зависимость от способа управления инверторами (рис.5). Времена воздействия напряжения ШИМ а также приращение индукции в магнитопроводе dB при положительной и отрицательной полярностях напряжения ШИМ определяются:

$$dt^+(t) = \frac{1}{f_{PWM}} \cdot \left(0.5 + \frac{U(t)}{2 \cdot U_{MAX}} \right)$$

$$dt^-(t) = \frac{1}{f_{PWM}} \cdot \left(0.5 - \frac{U(t)}{2 \cdot U_{MAX}} \right)$$

$$dB^+(t) = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta U^+ \cdot dt^+(t)}{w \cdot S} = \frac{(U_{MAX} - U(t))}{2 \cdot w \cdot S} \cdot \left(0.5 + \frac{U(t)}{2 \cdot U_{MAX}} \right)$$

$$dB^-(t) = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta U^- \cdot dt^-(t)}{w \cdot S} = \frac{(-U_{MAX} - U(t))}{2 \cdot w \cdot S} \cdot \left(0.5 - \frac{U(t)}{2 \cdot U_{MAX}} \right)$$

Следовательно, в определённый момент времени t можно определить диапазон изменения магнитной индукции в сердечнике:

$$B_{MIN}(t) = Bi(t) + dB^-(t)$$

$$B_{MAX}(t) = Bi(t) + dB^+(t)$$

Для расчёта по специальной схеме управления, когда в режиме ШИМ работает всего лишь один из последовательно включенных инверторов, в качестве задающих параметров вводятся $U_{MAX} = U_{MAX}/2 = 1100$ В, а $U(t) = U_I(t)$ из табл. 1.

На рис. 6 представлены результаты расчёта магнитной индукции в магнитопроводе индуктивности ФНЧ. Из графика видно, что амплитуда высокочастотного изменения магнитной индукции (dB) уменьшилась в 2 раза.

Действующее значение высокочастотной индукции можно определить:

$$B_{BЧ} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left(\frac{B_{MAX}(t) - B_{MIN}(t)}{2} \right)^2 \cdot dt}$$

Расчёты показали, что действующее значение магнитной индукции снизилось с 0.152 Тл, до 0.079 Тл. Т.к. потери в магнитопроводе прямо пропорциональны квадрату магнитной индукции, а также высокочастотные токи прямо пропорциональны самой магнитной индукции, то потери в магнитопроводе и потери на скин эффект в обмотке уменьшились в 3.7 раза.

Т.к. в таком режиме инверторы синтезируют различные сигналы, а при этом через них протекает один и тот же выходной синусоидальный ток, то мощности потребляемые ими от источников постоянного тока будут разными. Мощность вырабатываемую каждым инвертором можно определить:

$$P_{BЫХ}(t) = U_{BЫХ}(t) \cdot I_{BЫХ}(t)$$

При этом каждый инвертор потребляет по цепи питания ток равный:

$$I_{BX}(t) = \frac{P_{ВЫХ}(t)}{U_{ШИИ}} = \frac{U_{ВЫХ}(t) \cdot I_{ВЫХ}(t)}{U_{ШИИ}}$$

Так как выходное напряжение не может быть больше напряжения на шинах инвертора, то $I_{BX} \leq I_{ВЫХ}$. Расчётные токи потребления обоих инверторов приведены на рис. 7. График потребления мощности будет идентичным, это связано с тем, что мощность потребляемая ими прямо пропорциональна входному току ($P_{ВХ} = U_{ШИИ} \cdot I_{ВХ}$).

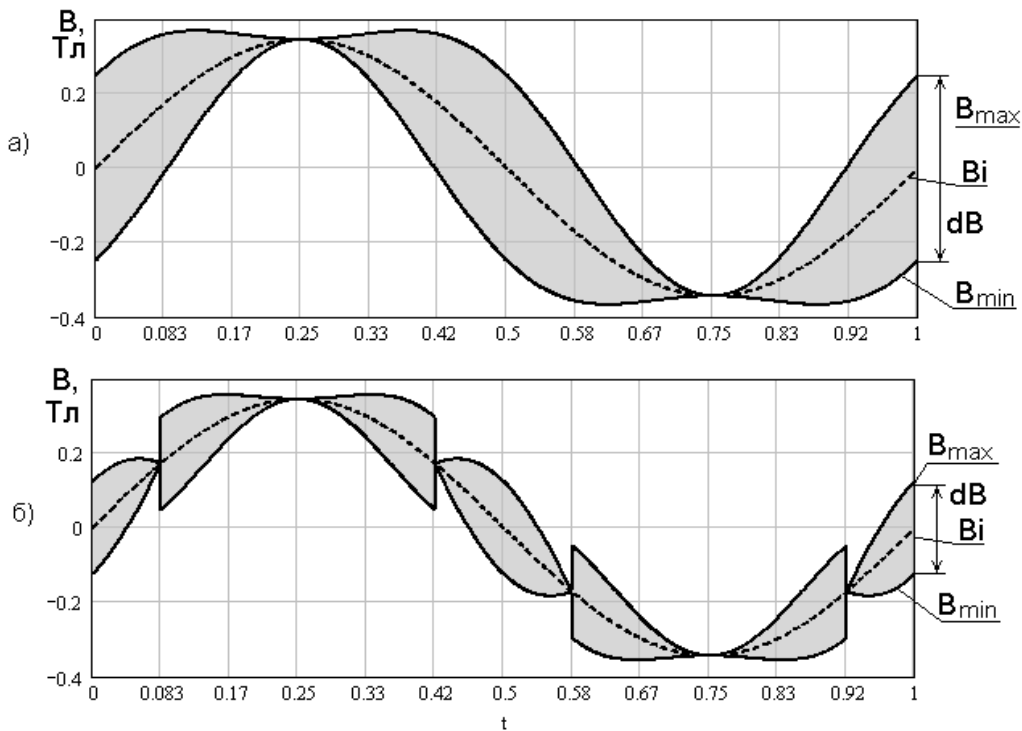


Рис. 6. Расчётная магнитная индукция в магнитопроводе индуктивности ФНЧ.
 а - последовательное соединение инверторов с одинаковым управлением,
 б - тоже но с применением специального алгоритма управления.

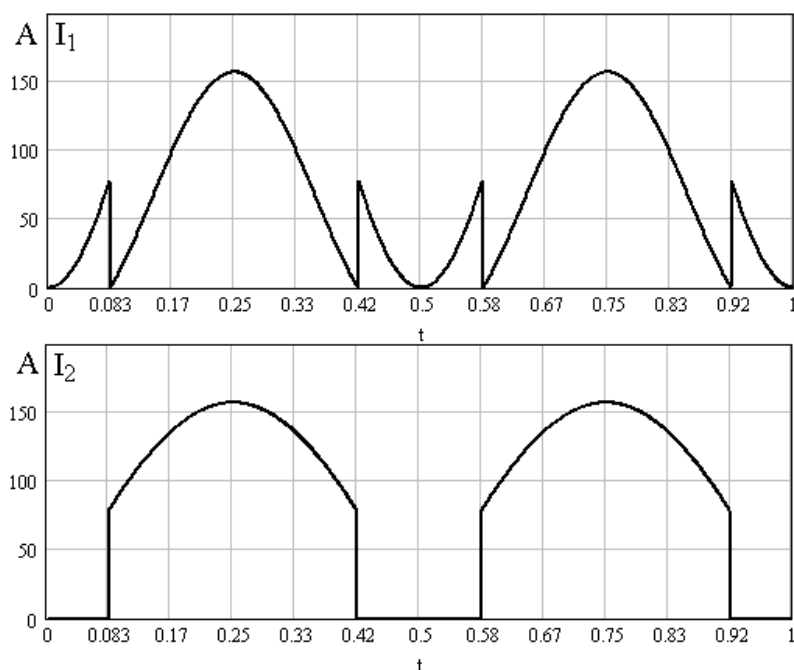


Рис. 7. Расчётные токи потребления инверторов.

Расчётные токи потребления инверторов имеют своеобразную и не похожую друг на друга форму, где можно выделить следующие особенные интервалы времени.

- При временах $0 \leq t < t_1$, $t_2 \leq t < t_3$ и $t_4 \leq t < T$ первый инвертор потребляет сравнительно небольшую мощность, а второй инвертор при этом не работает ($I_2=0$, $P_2=0$).
- При временах $t_1 \leq t < t_2$ и $t_3 \leq t < t_4$ первый инвертор сбрасывает потребление мощности, а второй скачкообразно увеличивает своё потребление, и остаётся наибольшим в указанном интервале времени ($I_2 > I_1$, $P_2 > P_1$).

Заключение

1. Предложенный вариант управления инверторами имеет существенные преимущества перед классическим. Даже с учётом того, что потребуются более сложная схема управления, для инверторов большой мощности это будет оправдано.

2. Неравномерность потребления мощности инверторов непременно скажется на неодинаковой просадке напряжения на шинных конденсаторах обоих инверторов. Что может привести к появлению искажений в генерируемом сигнале. Однако на более высоких генерируемых частотах (20 Гц и более) этот эффект будет не заметен.

3. В качестве решения неравномерной просадки напряжения можно ввести алгоритм переключения функциональных назначений инверторов. Т.е. через определенный интервал времени менять их генерируемые сигналы, иначе говоря – первый инвертор начнёт синтезировать уровни напряжения, второй ШИМ сигнал, а потом наоборот.

РАСЧЕТ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДРОССЕЛЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО РЕЗОНАНСНОГО ИНВЕРТОРА*

В.В. Колобов, П.И. Прокопчук, В.Н. Селиванов

В соответствии с темой плана НИР ЦФТПЭС КНЦ РАН № 2-07-3006 «Разработка научно-технических проблем создания эффективных высоковольтных устройств для геофизических исследований и электроимпульсной технологии» в лаборатории высоковольтной электроэнергетики и технологии ведутся работы по созданию КНЧ-СНЧ генераторов большой мощности.

Современные требования к силовой электронике заставляют искать пути повышения эффективности, надежности, снижения массы и габаритов аппаратуры. Достижения требуемых параметров можно добиться за счет использования инверторов - схемных решений с преобразованием предварительно выпрямленного сетевого напряжения в высокочастотный сигнал и его последующей трансформацией на частоте преобразования. Применение инверторов позволяет значительно снизить массогабаритные показатели выходного трансформатора источника питания. При разработке КНЧ-СНЧ генератора для геофизических исследований использовались новейшие достижения в области силовой электроники, в частности IGBT-модули – полупроводниковые элементы большой мощности, работающие в ключевом режиме.

Общим недостатком инверторной схемотехники является то, что увеличение частоты переключения в преобразователях с формой токов и напряжений, близкой к прямоугольной, приводит к росту динамических потерь, обусловленных рассеиванием энергии, запасенной в паразитных реактивностях, за время перехода ключевого элемента из закрытого состояния в открытое и обратно. Для уменьшения негативных эффектов ключевого режима предложено большое число остроумных решений, но в инверторной технике в последнее время все большую популярность приобретают резонансные и квазирезонансные преобразователи. Для питания КНЧ-СНЧ генератора разработан инвертор с последовательным резонансным контуром, блок-схема которого представлена на рис. 1.

Преобразователи с последовательным колебательным контуром формируют сигналы тока и напряжения почти синусоидальной формы, что обуславливает следующие их преимущества над классическими импульсными преобразователями с прямоугольной формой сигналов:

- возможность переключения транзисторов при нулевых токах и напряжениях, что приводит к снижению динамических потерь и существенному повышению общего КПД преобразователя;
- облегченный режим работы выпрямителя на входе инвертора генератора вследствие «мягкого» восстановления диодов;
- наличие последовательного резонансного контура придает преобразователям свойства естественного ограничения тока, мягкость выходной

* Статья подготовлена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 07-08-00181).

характеристики и возможность их параллельной работы на общую нагрузку с максимальным КПД. В источнике питания генератора на рис.1 два резонансных инвертора включены параллельно;

- возможность регулировки выходного напряжения путем изменения частоты преобразования.

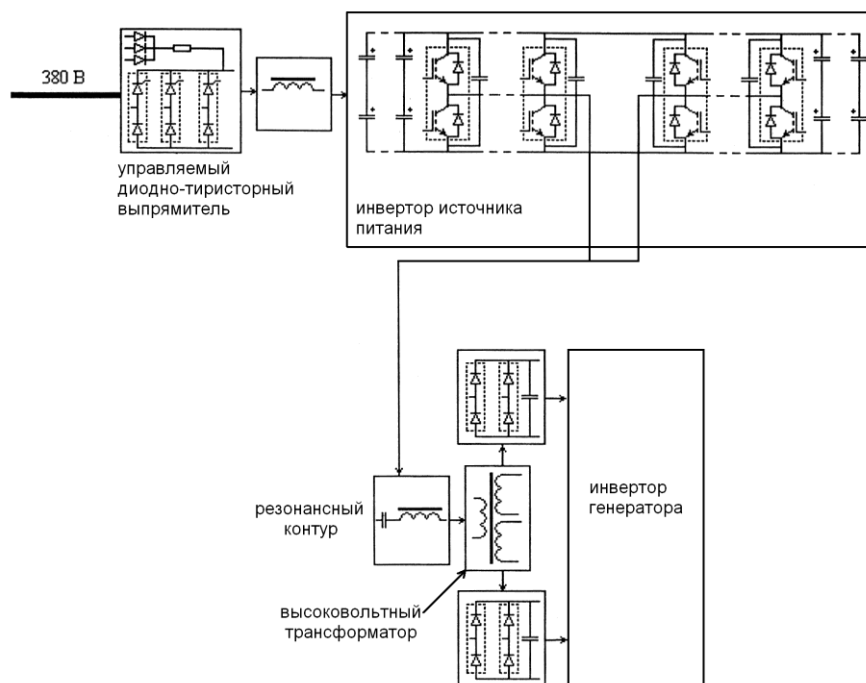


Рис.1. Блок-схема последовательного резонансного инвертора источника питания генератора

Важнейшим элементом данного типа инверторов является резонансный контур, состоящий из последовательно включенных емкости и индуктивности. Значение резонансной индуктивности определяется индуктивностями резонансного дросселя и первичной обмотки высоковольтного трансформатора. Собственная частота колебаний контура задает максимальное значение тока в нагрузке генератора.

В последовательном резонансном инверторе элементы резонансного контура аккумулируют полную энергию преобразования, поэтому должны быть рассчитаны на пропускание этой энергии. Конденсаторы с требуемыми характеристиками выпускаются промышленностью. Резонансный дроссель должен быть спроектирован и изготовлен для каждого конкретного инвертора, так как его параметры и конструкция определяются резонансной частотой, величиной пропускаемой мощности и значением максимального тока в обмотках, а также схемой соединения с первичной обмоткой высоковольтного трансформатора. На рис. 2 показана такая схема соединений для разработанного генератора.

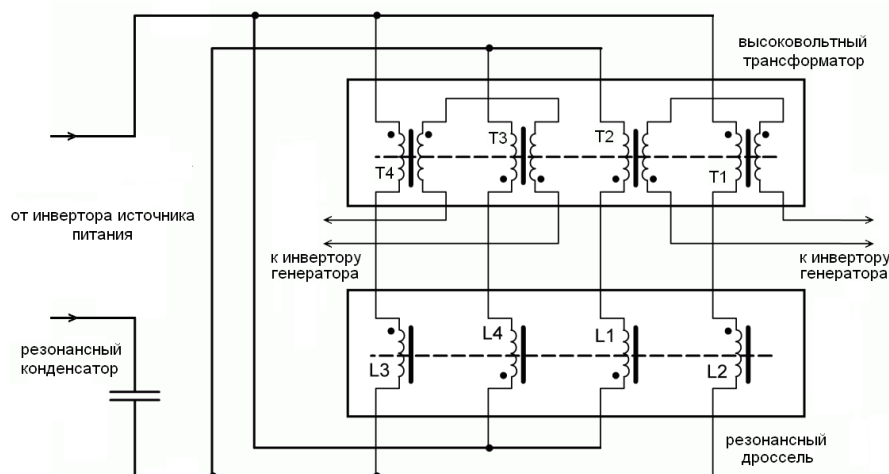


Рис.2. Схема соединений обмоток резонансного дросселя и высоковольтного трансформатора

Как уже сказано выше, для уменьшения максимальных токов через обмотки реализована двухканальная инверторная схема. Последовательно включенные вторичные обмотки трансформаторов T1 и T2 подключены к выпрямителю одного канала инвертора генератора, а T3 и T4 соответственно ко второму каналу. В то же время первичные обмотки обеих пар трансформаторов включены параллельно. Таким образом, через каждую обмотку резонансного дросселя протекает лишь четверть максимального тока нагрузки генератора.

Расчет дросселя опирался на следующие исходные данные:

- резонансная частота $f_{рез}$ порядка 20000 Гц;
- максимальный ток нагрузки 600 А;
- максимальная индукция в магнитопроводе резонансного дросселя $B_m < 0.4$ Тл;
- средняя плотность тока в обмотках 4 А/мм² (охлаждение дросселя – масляное);
- резонансный конденсатор имеет емкость 4.7 мкФ.

Исходя из этих начальных данных был изготовлен резонансный дроссель с броневым магнитопроводом, состоящим из восьми П-образных ферритовых сердечников с полным сечением центрального стержня 1680 мм². Центральный стержень имеет немагнитный зазор высотой 24 мм, рассчитанный из условий необходимой индуктивности дросселя. Обмотка содержит четыре секции L1, L2, L3 и L4, каждая из которых имеет шесть витков, выполненных из четырех параллельных проводников прямоугольного сечения 2x5 мм. Такая конструкция обмотки обусловлена стремлением минимизировать потери из-за скин-эффекта и эффекта близости. На рис. 3 представлен эскиз первоначально изготовленного резонансного дросселя.

Высоковольтный трансформатор имеет аналогичный магнитопровод и также четырехсекционную обмотку. Для уменьшения длины шин, соединяющих выводы, дроссель и трансформатор объединены в блочную конструкцию, размещенную в герметичном стальном баке, залитом трансформаторным

маслом, которое обеспечивает изоляцию витков и отвод выделяющегося тепла. На рис. 4 представлен общий план этой блочной конструкции.

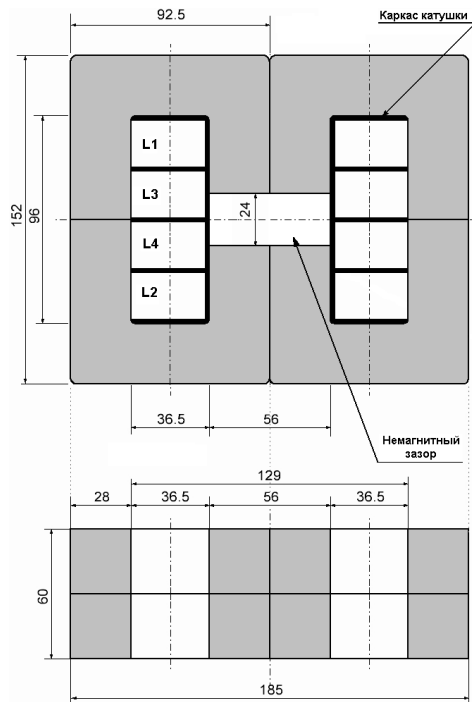


Рис. 3. Эскиз резонансного дросселя

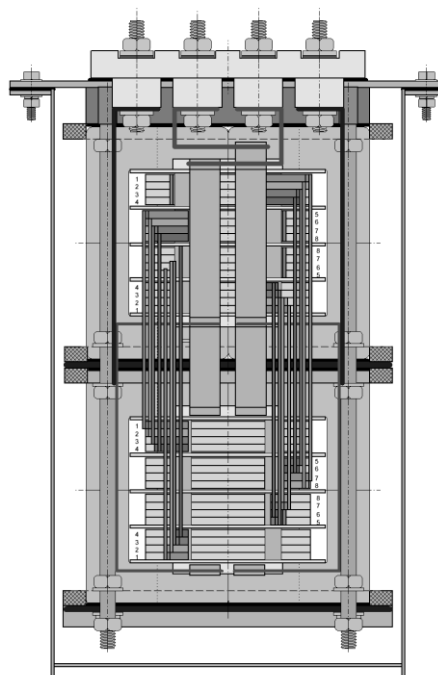


Рис. 4. Внешний вид блока дроссель-трансформатор

После изготовления и натурных испытаний КНЧ-СНЧ генератора выяснилось, что потери в данном варианте резонансного дросселя недопустимо велики и это приводит к значительному нагреву всей блочной конструкции. Были приняты следующие решения:

1. разработать систему принудительного охлаждения масла в блоке дроссель-трансформатор;
2. провести оптимизирующие расчеты резонансного дросселя, позволяющие снизить потери без внесения существенных изменений в блочную конструкцию.

Первоначально был проведен анализ причин, приводящих к возникновению потерь и нагреву конструкции.

Причинами высокочастотных потерь в магнитных системах переменного тока являются:

1. Эффект близости и скин-эффект, являющийся частным случаем эффекта близости. Под действием переменного магнитного поля, созданного вблизи проводников, на их поверхности возникают токи, генерирующие магнитное поле противоположное первоначальному, которое “вытесняет” ток из внутренней области самого проводника и соседних проводников. Эффект близости вызывает дополнительные потери в проводниках находящихся в непосредственной близости от других проводников. Эти потери являются результатом вихревых токов, создаваемых в проводнике под действием токов

протекающих в близлежащих проводниках. Потери от эффекта близости и скин-эффекта всегда суммируются с активными потерями в проводнике. В обмотках магнитных компонентов, проводящих высокочастотные токи, потери в проводнике начинают заметно увеличиваться, когда толщина проводника обмотки становится соизмерима с глубиной скин-слоя высокочастотного тока. Глубина скин-слоя в меди при температуре 100°C на частоте 20 кГц составляет 0,5 мм. Именно для борьбы с этими явлениями была разработана многослойная конструкция резонансного дросселя с плоскими обмотками.

2. Концевой эффект возникает из-за неравномерности магнитного поля на концах обмоток трансформаторов и дросселей. Он вызывает изменение потерь в зависимости от размеров обмотки, расположения и геометрии сердечника магнитопровода вблизи от концов обмотки. Этот вид потерь не анализировался из-за ограничений применяемых инструментов расчета.

3. Присутствие дискретных воздушных зазоров в сердечнике создает магнитные поля, не параллельные оси обмотки, которые, пересекая обмотки, наводят дополнительные вихревые токи, вызывающие потери. Этот эффект часто является главенствующим в высокочастотных трансформаторах и дросселях с немагнитным зазором в сердечнике.

Если требуемый воздушный зазор в дросселе и трансформаторе будет находиться вне обмотки, генерирующей магнитное поле, то в обмотке не будет возникать значительных возмущений магнитного поля и, соответственно, дополнительных потерь. Однако, в этом случае возникают потери в проводниках и конструкциях, расположенных рядом с дросселем.

Другая возможность снижения потерь данного типа – использование нескольких дискретных зазоров, равномерно распределенных вдоль обмотки. Потери уменьшаются приблизительно пропорционально кубу от числа используемых зазоров.

4. Любой проводник, расположенный в области воздействия силового поля трансформатора или дросселя, работающего на высокой частоте, будет причиной потерь, вызванных вихревыми токами. Обычно этот эффект проявляется в чрезмерно толстых электростатических экранах, в выводах обмоток расположенных вблизи или проходящих через область сильных полей, в металлических креплениях и обоямах вблизи обмоток или около зазора в сердечнике.

Анализ показывает, что для оценки потерь необходимо провести численный расчет магнитного поля дросселя с учетом всех влияющих факторов. Такой расчет можно провести с помощью компьютерных программ моделирования электромагнитных полей методом конечных элементов.

В настоящее время существует большое количество программных комплексов конечно-элементного моделирования физических полей. Самая известная система Ansys стала промышленным стандартом. Появились также отечественные разработки, например программа Elcut фирмы Тор. Эти программы применяются промышленными предприятиями, что обуславливает их высокую стоимость. Однако, существует также большое количество бесплатных аналогов, которые, несомненно, уступают в функциональности и точности, не обеспечены мощной технической поддержкой, но вполне могут применяться для оценочных расчетов. Примером такой программы является FEMM [1] (Finite Element Method Magnetics – магнитные расчеты методом

конечных элементов), которая позволяет создавать модели для расчета плоскопараллельных или осесимметричных стационарных и квазистационарных магнитных полей и определять дифференциальные и интегральные параметры поля. При расчете с использованием этой программы необходимо осознавать ограничения двумерной постановки задачи, например, неучет концевых эффектов и влияния неплоскопараллельности поля цилиндрической катушки. Полученные результаты имеют значение при сравнении различных вариантов конструкции дросселя для поиска оптимального решения с минимальными потерями, поэтому вначале был произведен расчет реализованного варианта резонансного дросселя. На рис. 5 представлена геометрическая модель этого дросселя с нанесенной сеткой конечных элементов (иллюстрация, в реальном расчете сетка конечных элементов значительно мельче, кроме того, для наглядности наложено изображение витков обмотки).

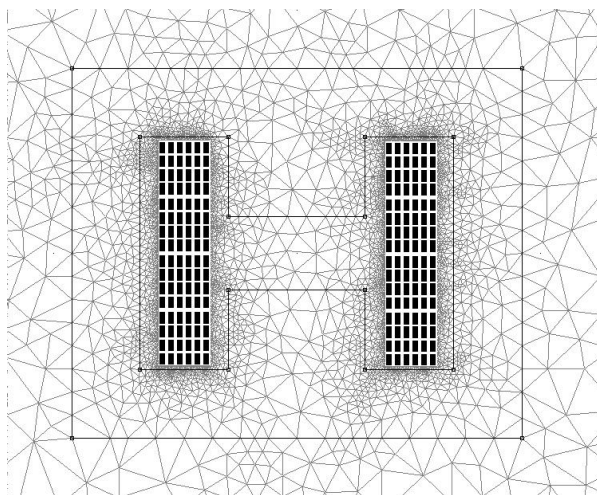


Рис. 5. Геометрическая модель резонансного дросселя в программе FEMM.

Геометрическая модель состоит из области внутри и вне дросселя со свойствами, соответствующими магнитным свойствам воздуха ($\mu=1$); магнитопровод представлен как непроводящий материал с магнитной проницаемостью $\mu=2000$; катушка состоит из 16 дисковых обмоток, содержащих по 6 витков провода из меди ($\sigma=58 \cdot 10^6$ См/м) по которым протекает ток, равный 1/16 максимального тока нагрузки, т.е. 37.5 А. Глубина модели обуславливается толщиной магнитопровода и составляет 60 мм. Это значение используется при вычислении интегральных параметров магнитного поля, в частности, мощности полных потерь.

Анализ результатов моделирования показал, что потери в дросселе при максимальном токе нагрузки превышают 10 кВт, максимальная индукция в магнитопроводе достигает значений 0.8 Тл, а скин-эффект и эффект близости приводят к неравномерному распределению тока по сечению проводников обмотки - максимальная плотность тока на отдельных участках превышает 560 А/мм². Для снижения потерь были проверены различные варианты конструкции резонансного дросселя. Так, если расположить немагнитный зазор на крайних стержнях магнитопровода, можно добиться снижения потерь в обмотке

дресселя, возникающих за счет эффекта влияния составляющих магнитного поля зазора, непараллельных осей обмоток. Однако в этом случае резко возрастают потери в соединительных шинах и конструктивных деталях блока дроссель-трансформатор. Наилучшего результата можно добиться, увеличивая число немагнитных зазоров, одновременно уменьшая их ширину для сохранения значения индуктивности дросселя (в первоначальном варианте индуктивность дросселя имела значение 7 мкГн). После многовариантного анализа была определена оптимальная конструкция дросселя с симметричным расположением немагнитных зазоров и обмотки, эскиз которой представлен на рис. 6.

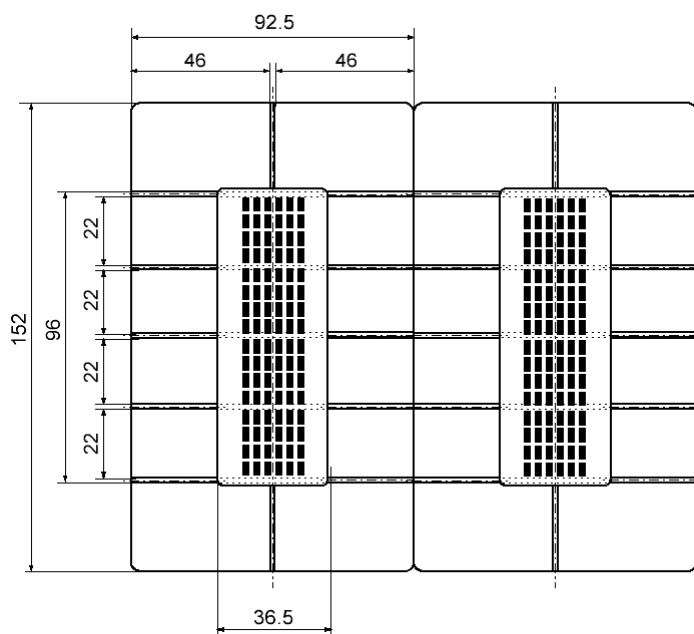


Рис. 6. Эскиз окончательного варианта резонансного дросселя

Ширина эквивалентного зазора имеет значение порядка 20 мм, при этом рассчитанная индуктивность дросселя имеет значение 10 мкГн (измеренное значение индуктивности дросселя после настройки на резонансную частоту оказалось равным 8 мкГн).

Проведем сравнительный анализ картин магнитного поля двух вариантов дросселя, полученных в результате моделирования.

На рис. 7 а,б представлены картины силовых линий магнитного поля. Картина поля симметрична относительно двух осей, поэтому показана только верхняя левая четверть модели дросселя. Из рисунка видно, что в первом варианте дросселя (рис. 7а) все магнитное поле ограничено пределами магнитопровода дросселя, не приводя к потерям в окружающих проводниках, но поле в зазоре пересекает витки обмоток, вызывая дополнительные потери за счет вихревых токов. Во втором варианте (рис. 7б), часть поля покидает пределы магнитопровода, приводя к нагреву шин и деталей конструкции блока дроссель-трансформатор, в частности стенок стального бака. Для уменьшения этого влияния в баке размещен экран из тонкой медной фольги. В то же время, густота

линий магнитного поля, пересекающего обмотку, значительно меньше, что приводит к уменьшению вихревых потерь в витках обмотки.

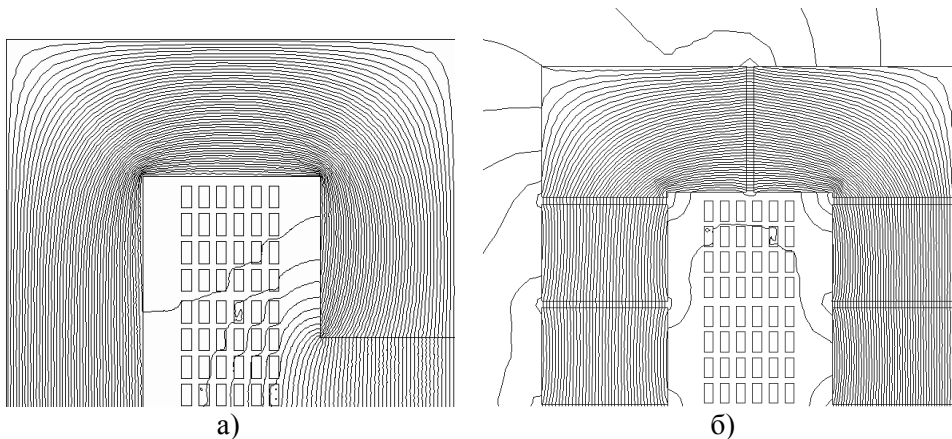


Рис. 7. Картина силовых линий магнитного поля.

На рис. 8 а,б показаны картины магнитной индукции. Максимальное значение индукции для первого варианта (рис. 8а), как уже было сказано, превышает значение 0.8 Тл, во втором (рис. 8б) индукция снижена до 0.5 Тл. Более темные участки соответствуют большим значениям магнитной индукции. Распределение поля во втором случае более равномерное.

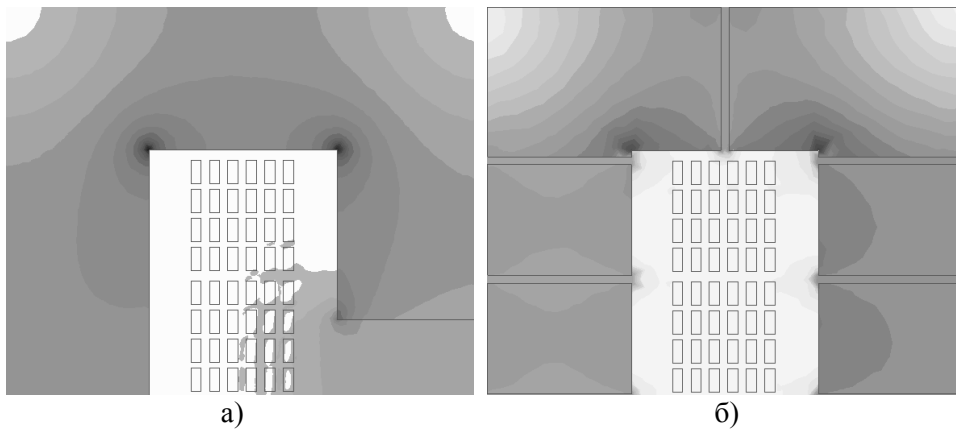


Рис. 8. Картина магнитной индукции поля.

На рис. 9 а,б продемонстрирована неравномерность распределения плотности тока в обмотках дросселя вследствие эффекта близости. В оптимизированном дросселе (рис. 9б) распределение тока по виткам более равномерное, максимальная плотность снизилась более чем в два раза и составила 265 А/мм².

Наиболее важным результатом явилось значительное снижение потерь в дросселе. Потери уменьшились более чем в пять раз, и составили величину менее 1800 Вт. Выделяемое при этом тепло можно вывести из блока с помощью

системы принудительного масляного охлаждения, удерживая температуру в допустимых пределах.

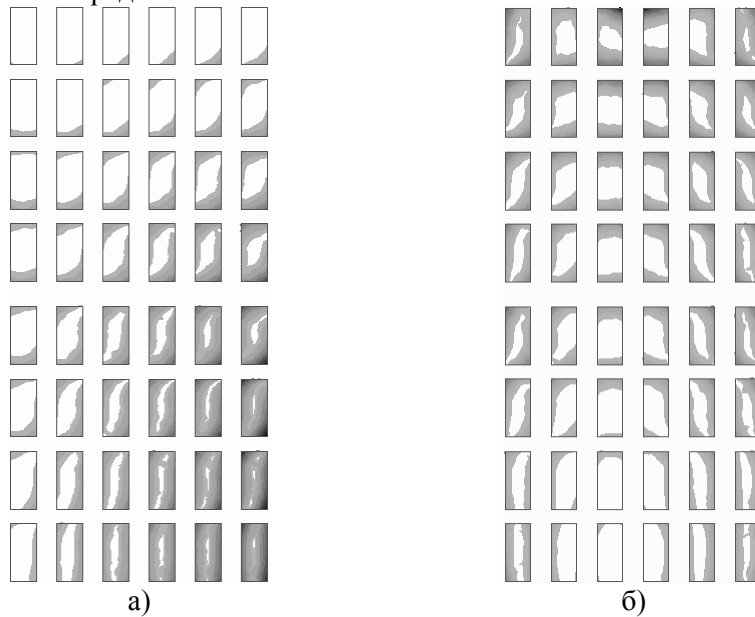


Рис. 9. Картина распределения плотности тока в обмотках дросселя

Возможности программы FEMM не ограничиваются моделированием магнитных полей. Программа позволяет также анализировать электростатические задачи, растекание токов в проводящей среде и стационарную теплопередачу.

Выводы

Программы конечно-элементного моделирования физических полей можно и нужно использовать для численного расчета параметров элементов силовой и высоковольтной электроники и электротехники, и делать это необходимо еще на стадии проектирования устройств для экономии времени и материалов.

Литература

1. D.C. Meeker, Finite Element Method Magnetics, <http://femm.fostermiller.net/wiki/HomePage>

РЕФЕРАТЫ

УДК 621.311

Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Параметры коронирующей многопроводной линии электропередачи, расположенной над идеально проводящей землей

Рассмотрены вопросы аппроксимации экспериментальных данных по вольт-кулоновым характеристикам коронирующих проводов. Показано, что для линий традиционных конструкций с большой степенью точности все взаимные параметры проводов многопроводной линии можно считать постоянными. Получены простые выражения как для зависимостей заряда от напряжения на проводе, так и для напряжения в зависимости от заряда, что важно для расчета волновых процессов в многопроводных коронирующих линиях.

УДК 621.311

Гумерова Н.И., Ефимов Б.В. Анализ влияния короны в двухпроводной линии, подвешенной над идеально проводящей землей

Рассмотрены общие вопросы распространения волн в многопроводной коронирующей линии. Подробно проанализированы процессы в двухпроводной линии при поражении молнией одного из проводов и заземленном или изолированном втором проводе. Показано, что во втором случае из-за разделения зарядов, вызванного наличием двух скоростей распространения волн, физика процесса намного сложнее, чем при заземлении параллельного провода. В любом случае влияние второго провода на процесс деформации фронтов волн на пораженном проводе оказывает существенное влияние. При распространении одинаковых волн по двум проводам линию можно представить как фазу с очень глубоким расщеплением.

УДК 621.311

Гумерова Н.И., Хохлов Г.Г. Алгоритм определения напряжения в месте удара молнии в воздушную линию и в месте расположения опоры

В статье рассмотрен алгоритм определения напряжений в особых узлах многопроводной линии. Основой такого решения является правило эквивалентной волны для многопроводных линий. Особыми узлами в методике расчета распространения волн вдоль воздушной линии узел, моделирующий подачу воздействия (удар молнии), и узел, моделирующий процессы в месте присоединения проводов ВЛ к опоре, причем последний содержит реактивные элементы.

УДК 621.311

Гумерова Н.Н., Ефимов Б.В. Распространение грозových волн в многопроводной линии при напряжениях ниже начала короны с учетом слоистости грунта

Получены интегральные зависимости для собственных и взаимных погонных сопротивлений многопроводной линии, расположенной над многослойной землей.

Проведены расчеты деформации фронтов грозových волн для однослойного и двухслойного грунта. Выявлена роль параллельных проводов на искажения формы волны, распространяющейся по одному из них. Впервые показана роль двухслойности грунта на процесс распространения волн с микросекундными фронтами.

УДК 621.311

Данилин А.Н., Куклин Д.В. Исследование локальных импульсных сопротивлений протяженных подземных проводников

Рассмотрены результаты установочных опытов по измерениям локальных импульсных сопротивлений ($Z_{\text{лок}}$) протяженного заземлителя. Изложенный в статье материал носит феноменологический характер. Физико-математическое объяснение ряда полученных результатов является предметом дальнейших исследований. Приведенные результаты включают распределения потенциала вдоль протяженного подземного проводника, скорости распространения электромагнитных волн в протяженном подземном проводнике, параметры тока, напряжения и $Z_{\text{лок}}$ при генерировании импульса в начало и середину подземного проводника и при различных взаимных размещениях токового и потенциального контуров относительно подземного проводника и друг друга.

УДК 621.311

Гумерова Н.И. Анализ грозových перенапряжений на подстанциях при варьировании их параметров

В настоящей статье выполнен анализ развития грозových перенапряжений в схемах ОРУ и соответствующих показателей надежности грозозащиты с учетом параметров высоковольтных аппаратов, защитных аппаратов, конструкции ВЛ и конфигурации ОРУ. Численные расчеты показывают, что варьирование расстояний между оборудованием ОРУ, прежде всего, между защитным аппаратом и защищаемым объектом приводит к изменению напряжений на оборудовании, причем эти зависимости не всегда бывают монотонными. К аналогичному результату приводит изменение входных емкостей силовых трансформаторов и вольт-секундных характеристик линейной изоляции. Изменением напряжений на 5-10 % в свою очередь вызывает изменение показателей надежности от полутора раз до порядка.

УДК 621.311

Гумерова Н.И., Ефимов Б.В., Косоруков А.В. Анализ рекомендаций по выбору комплекса грозозащитных мероприятий с учетом реальных характеристик энергосистемы

Выбор конфигурации и характеристик комплекса грозозащитных мероприятий осуществляется с помощью рекомендаций ПУЭ. В статье показано, что рекомендации ПУЭ не работают при использовании ОПН в случае сопротивлений заземления опор, превышающих 10-15 Ом и числа грозовых часов более 30. Также показано, что ограничители перенапряжений не дают возможности повысить показатели надежности грозозащиты удаленного оборудования до требуемого уровня. К значительному снижению показателей надежности приводит локальное импульсное сопротивление заземления защитных аппаратов.

УДК 621.311:551.516.4

Невретдинов Ю.М., Токарева Е.А., Власко Д.И. Развитие метода экспериментальных исследований молниезащиты действующих подстанций

Рассмотрены вопросы экспериментального исследования грозовых перенапряжений в действующей сети - подстанция с подключенной воздушной линией. Дано описание моделей импульсных перекрытий изоляции линии и защитных аппаратов. Описана методика экспериментов и приведены результаты натурных исследований деформации грозовых волн и перенапряжений с учетом прямых и «обратных» перекрытий изоляции. Ил. – 17, табл. – 1, библиогр. – 5 назв.

УДК 621.311

Халилов Ф.Х., Гумерова Н.И., Хохлов Г.Г. Вопросы грозозащиты двухцепных ВЛ с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений

Традиционный способ грозозащиты двухцепных ВЛ 35÷220 кВ в ряде случаев не дает желаемого позитивного эффекта. Рассматриваются нетрадиционная грозозащита таких ВЛ с помощью установки ОПН на их опорах. Показывает, что применение нетрадиционной грозозащиты в несколько раз улучшает показатель надежности, что важно для потребителей первой категории.

УДК 621.311

Кузнецов Д.В., Монастырский А.Е., Халилов Ф.Х., Шилина Н.А.
Организация защиты кабеля 330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена от перенапряжений.

Для организации защиты от перенапряжений кабелей 330 кВ с изоляцией из СПЭ необходимо знать электрическую прочность изоляции не только между жилой и экраном, но и между экраном и землей. Экспериментально на образцах кабеля получено, что пробивная прочность изоляции между экраном и землей не менее 160 кВ.

УДК 621.311

Колычев А.В., Попова Ю.С., Титков В.В., Халилов Ф.Х., Шилина Н.А.
Ограничители перенапряжений ОПН 35-500 кВ подвесной конструкции

Ограничители перенапряжений подвесной конструкции для установки на ВЛ должны иметь специальную конструкцию. Приводятся характеристики таких нелинейных ограничителей 35÷500 кВ.

Важнейшей проблемой для применения ОПН подвесной конструкции является крепление на опорах. Приводятся конструкции крепления.

УДК 621.311

Дроздова О.В., Якубович М.В. Экспериментальные исследования распределения тяговых токов в рельсах и земле

Рассмотрены методика экспериментальных исследований распределения тяговых токов в рельсах и земле. Представлен расчет доли тока, протекающего в рельсе, и его гармонического состава.

УДК 621.311

Данилин А.Н., Сахаров Я.А., Селиванов В.Н. Разработка проекта системы регистрации геоиндуктированных токов с применением проводных коммуникаций

Обоснована необходимость создания системы регистрации геоиндуктированных токов, возникающих в наземных проводных коммуникациях во время геомагнитных бурь. Описано разработанное устройство регистрации геоиндуктированных на базе комплектующих бытового назначения. Сформулированные задачи, требующие решения при реализации проекта развития системы регистрации.

УДК 621.311

Невретдинов Ю.М., Карпов А.С., Фастий Г.П. Расчетно-экспериментальные исследования влияния высоковольтной сети на кабельные линии связи

Рассмотрены вопросы электромагнитной совместимости линий связи с высоковольтной сетью. Показана необходимость учета распределения тока замыкания на землю для выделения составляющей тока во влияющей линии и изменение потенциалов контуров заземления на концах линии связи. Рассчитано распределение напряжения на изоляции кабеля по трассе для случаев срабатывания защитных устройств и обрывов жил. Описан механизм развития повреждения кабеля связи. Ил. -5, табл. -1, библиогр. -1 назв.

УДК 621.311

Невретдинов Ю.М., Фастий Г.П., Ярошевич В.В. Исследование возможности локализации источника гармонических искажений напряжения на питающих подстанциях

Дается краткое описание схемы подстанции П-40А. Проведена систематизация результатов регистраций в режиме мониторинга гармонических искажений напряжения. Выделены наиболее значимые гармоники, на которых присутствовали наибольшие искажения. Дано сопоставление результатов регистраций для локализации шин с подключенными источниками гармонических искажений. Показана возможность использования модели эмиссии гармоник. Ил. 7, табл. -1, библиогр.-1 назв.

УДК 621.311.1:658.26

Веселов А.Е., Ярошевич В.В., Токарева Е.А. Новые схемные решения по построению систем электроснабжения с высоким качеством напряжения

Предложены и всесторонне проанализированы новые схемы распределительных сетей 6, 10 и 0,38 кВ с параллельной работой секций сборных шин. Рассмотрены схемы включения токоограничивающих устройств в цепях связи секций. Реализация разработанных схем приводит к существенному улучшению качества Электроэнергии и ограничению токов короткого замыкания в промышленных электрических сетях. Ил. - 7, библиогр. - 3 назв.

УДК 621.311.1:658.26

Веселов А.Е., Фастий Г.П., Карпов А.С., Токарева Е.А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения на базе применения современных токоограничивающих устройств

Проанализированы различные группы токоограничивающего оборудования (токоограничивающие реакторы, резонансные ТОУ, токоограничивающие предохранители, жидкометаллические токоограничители, токоограничивающие коммутационные аппараты на базе бесконтактной техники, реакторно-вентильные ТОУ). Приведены предъявляемые к ним требования, а также показаны все преимущества и недостатки каждого типа. Ил. – 8, библиограф. – 3 назв.

УДК 621.311

Баранник М.Б., Колобов В.В., Куклин Д.В. Прибор оперативной диагностики нелинейных ограничителей перенапряжения «СКАТ-3»....

Дан краткий анализ различных методов диагностики нелинейных ограничителей перенапряжения, и конкретных приборов выпускаемых в настоящее время, основанных на этих принципах. Представлены основные характеристики, устройство и описание принципа работы прибора оперативной диагностики ОПН «СКАТ-3», разработанного в лаборатории высоковольтной энергетики и технологии ЦФТПЭС КНЦ РАН.

УДК 621.311

Баранник М.Б., Колобов В.В., Прокопчук П.И. Высоковольтный каскадный инвертор

Рассмотрен оригинальный алгоритм управления двумя последовательно включенными инверторами, интегрированный сигнал которых подчиняется определенной математической зависимости. Произведен расчет электрических параметров и последующее сравнение классического и нового метода. Показано, что предложенный способ управления имеет важные преимущества перед классическим.

УДК 621.311

Колобов В.В., Прокопчук П.И., Селиванов В.Н. Расчет магнитного поля дросселя последовательного резонансного инвертора

В статье проведен анализ энергетических потерь в высокочастотном дросселе инвертора блока питания КНЧ-СНЧ генератора большой мощности. Показано, что для качественной оценки параметров магнитного поля дросселя

можно использовать программы конечно-элементного моделирования двумерных физических полей. Приведен пример многовариантного расчета, позволивший оптимизировать конструкцию резонансного дросселя и снизить потери до приемлемого уровня.

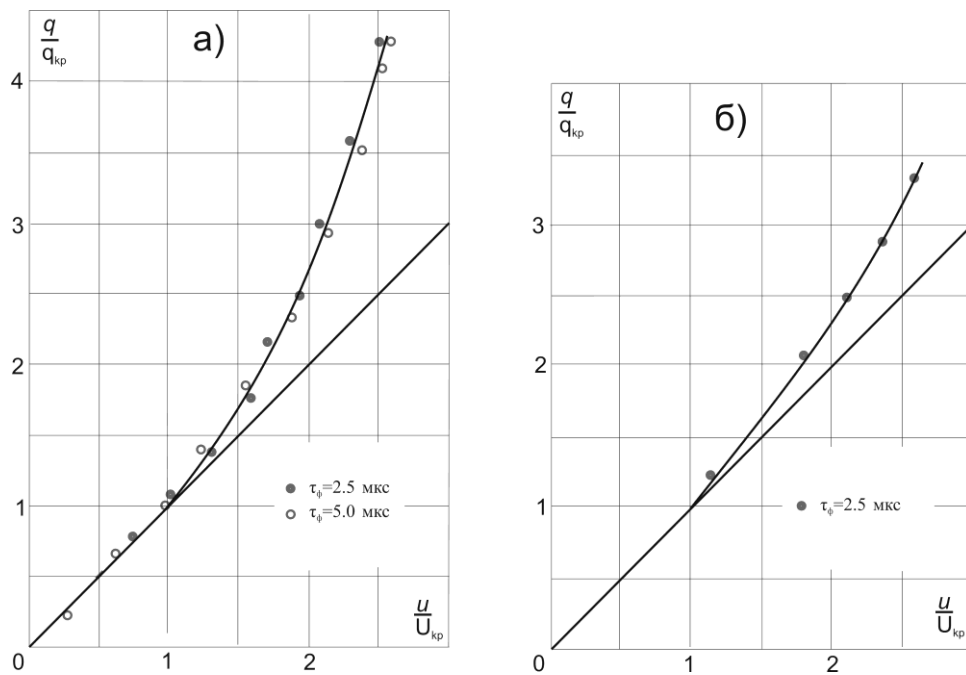


Рис. 1. Экспериментальные значения заряда при различных напряжениях на проводе 4xАСУ-400/400 и их аппроксимация зависимостями (7) и (8)
 а) при положительной полярности напряжения;
 б) при отрицательной полярности напряжения

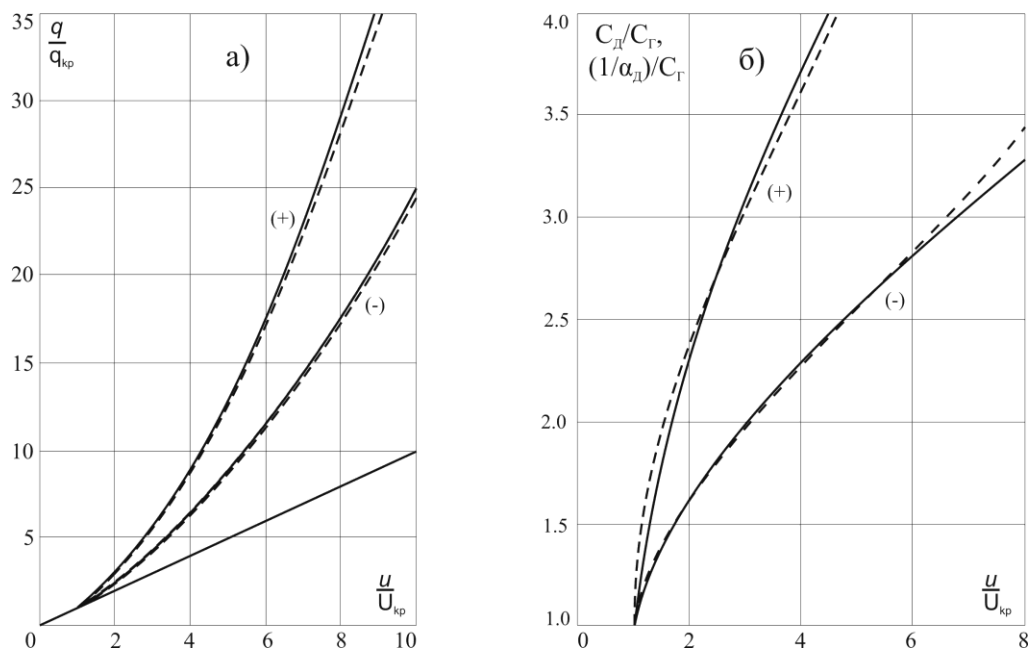


Рис. 2. Сравнение расчетов по различным формулам, аппроксимирующим вольт-кулоновые характеристики коронирующего провода
 сплошные кривые: расчет $q=f(u)$ и $CД=f(u)$
 пунктирные кривые: расчет $u=f(q)$ и $\alpha D=f(q)$
 прямая линия (а) - $q=f(u)$ при отсутствии короны

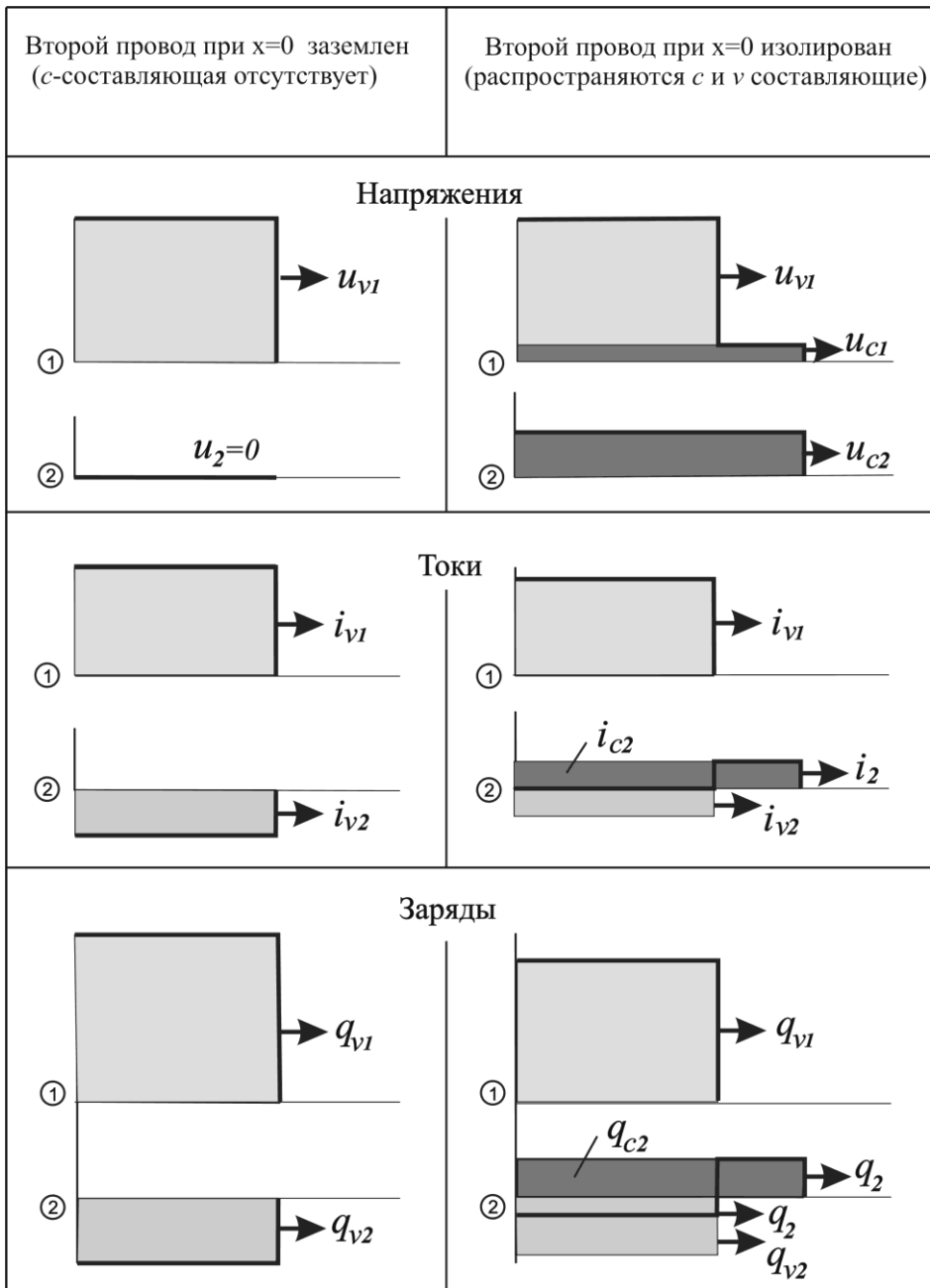


Рис. 1. Составляющие напряжений, токов и зарядов в линейной модели коронирующей двухпроводной линии

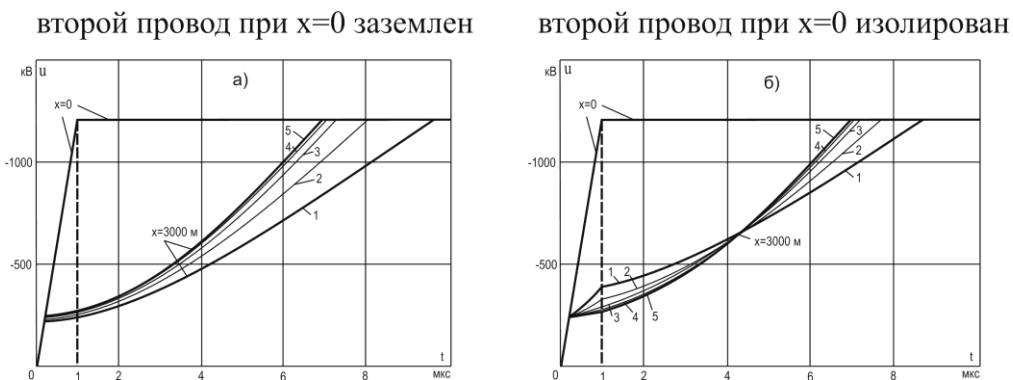
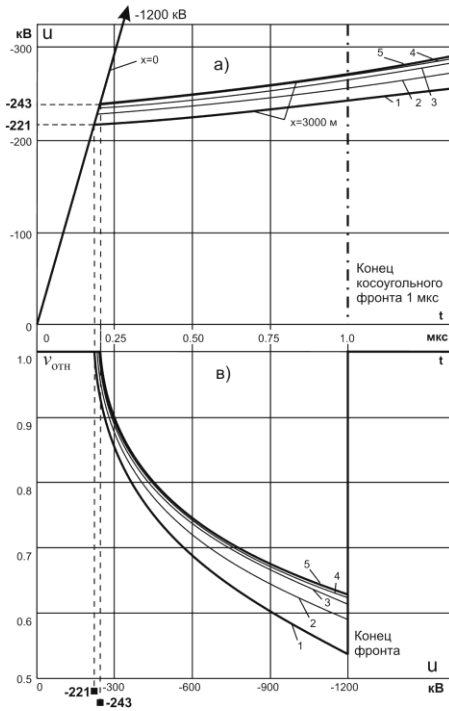


Рис. 2. Деформация косоугольной волны на первом проводе двухпроводной линии 1 - $b_{12}=2\text{м}$; 2 - $b_{12}=4\text{м}$; 3 - $b_{12}=8\text{м}$; 4 - $b_{12}=16\text{м}$; 5 - $b_{12}=1000\text{м}$

второй провод при $x=0$ заземлен



второй провод при $x=0$ изолирован

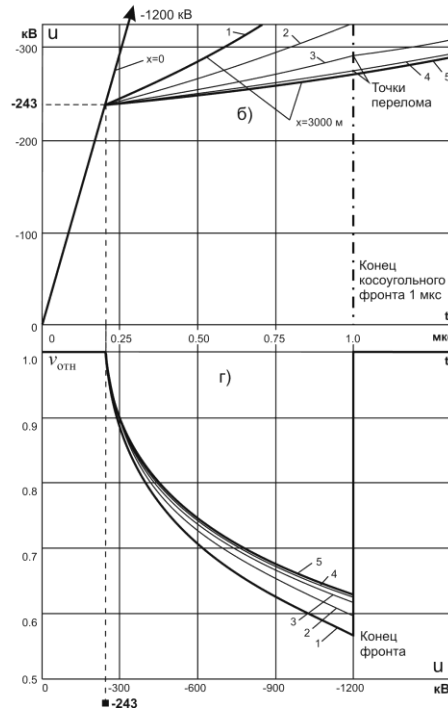


Рис. 3. Деформация начальной части фронта волны на первом проводе двухпроводной линии (а,б) и относительные скорости распространения приращений напряжений (в,г)
 1 - $b_{12}=2\text{м}$; 2 - $b_{12}=4\text{м}$; 3 - $b_{12}=8\text{м}$; 4 - $b_{12}=16\text{м}$; 5 - $b_{12}=1000\text{м}$

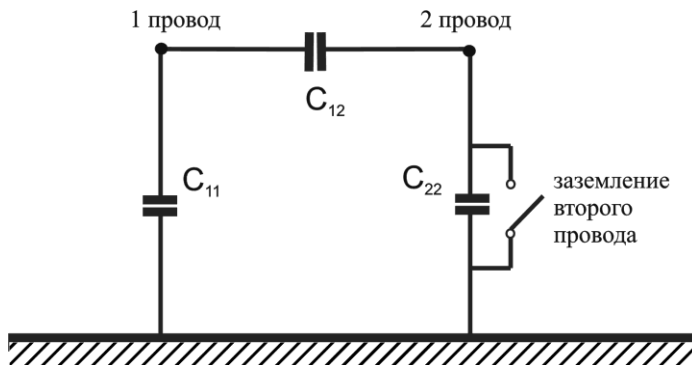


Рис. 4. Простейшая схема замещения для расчета напряжения начала короны в двухпроводной линии

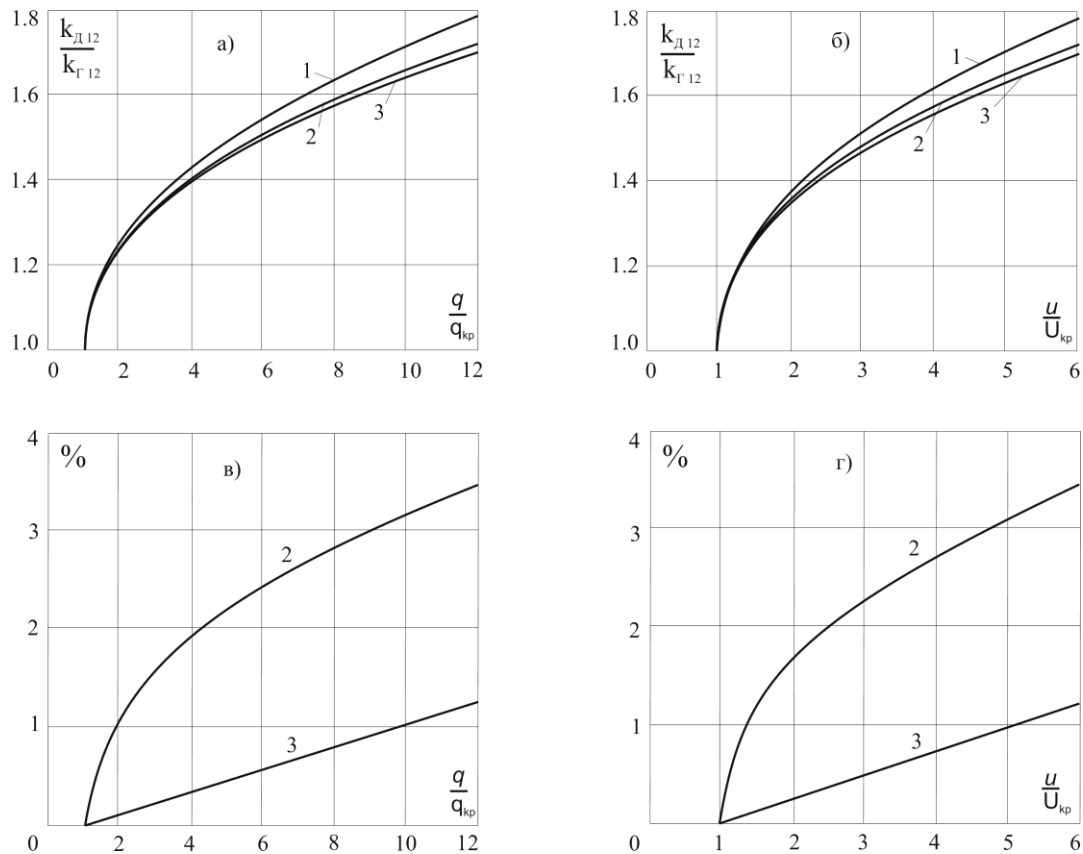


Рис. 5. Увеличение коэффициента связи между коронирующим и параллельным проводами (а,б) и погрешности расчета коэффициента связи по приближенным формулам (в,г) а,в) в функции заряда; б,г) в функции напряжения
 1 - точный расчет;
 2 - расчет по приближенной формуле с параметром s_{11} ;
 3 - расчет по приближенной формуле с параметром n_{11}

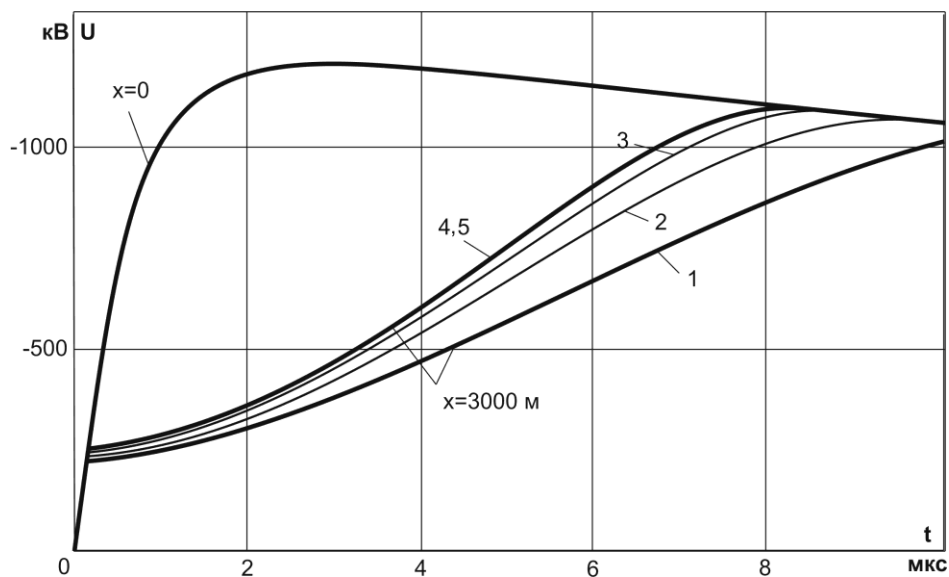


Рис. 6. Деформация фронта стандартной волны на коронирующем первом проводе двухпроводной линии (второй провод заземлен)
 1 - $b_{12}=2\text{м}$; 2 - $b_{12}=4\text{м}$; 3 - $b_{12}=8\text{м}$; 4 - $b_{12}=16\text{м}$; 5 - $b_{12}=1000\text{м}$

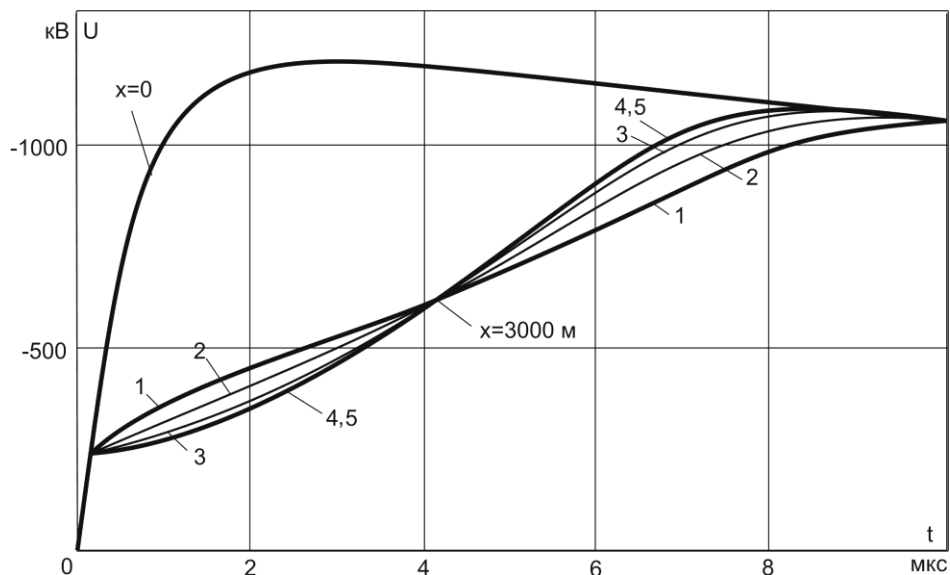


Рис. 7. Деформация фронта стандартной волны на коронирующем первом проводе двухпроводной линии (второй провод изолирован)
 1 - $b_{12}=2\text{ м}$; 2 - $b_{12}=4\text{ м}$; 3 - $b_{12}=8\text{ м}$; 4 - $b_{12}=16\text{ м}$; 5 - $b_{12}=1000\text{ м}$

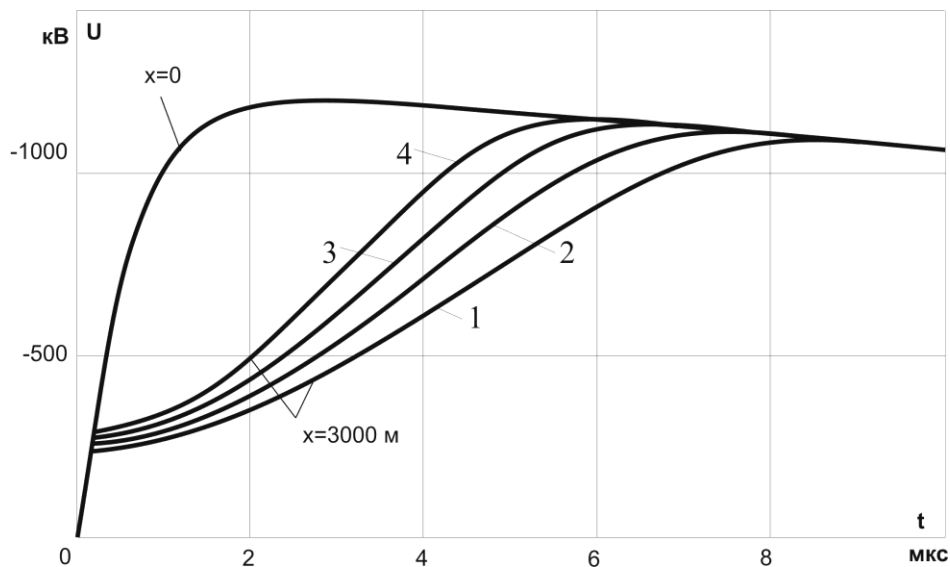


Рис. 8. Двухпроводная линия с двумя коронирующими проводами при разных расстояниях между ними
 1 - $b_{12}=1000\text{ м}$; 2 - $b_{12}=16\text{ м}$; 3 - $b_{12}=8\text{ м}$; 4 - $b_{12}=4\text{ м}$

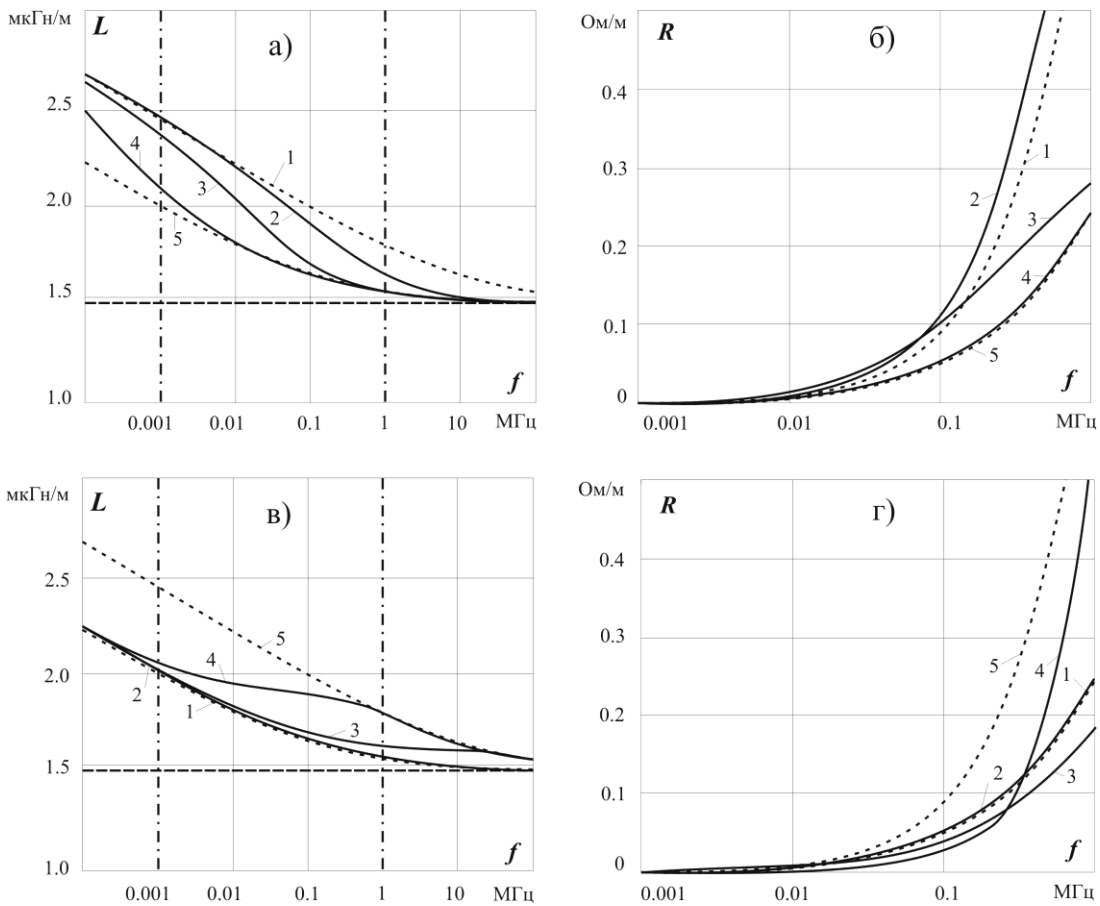


Рис. 1. Погонные индуктивности (а,в) и активные сопротивления (б,г) провода, подвешенного над двухслойной землей ($h_1=10$ м; $r_1=1$ см)

а), б) - $\rho_1=100$ Ом·м; $\rho_2=10000$ Ом·м;

в), г) - $\rho_1=10000$ Ом·м; $\rho_2=100$ Ом·м;

1 - $d=0$ м (расчет по формулам Карсона - пунктир); 2 - $d=0.5$ м; 3 - $d=5$ м;

4 - $d=50$ м; 5 - $d \rightarrow \infty$ (расчет по формулам Карсона - пунктир)

горизонтальный пунктир - индуктивность воздушного промежутка

провод - земля

штрих-пунктирные вертикальные линии - основной диапазон частот грозowych импульсов

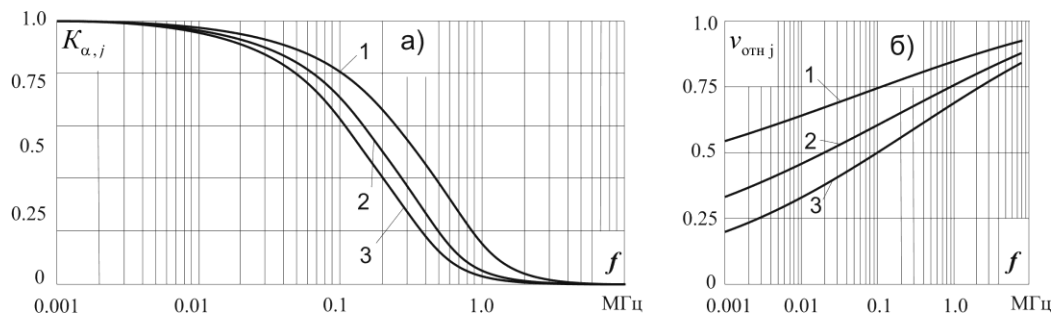


Рис. 2. Коэффициент затухания напряжения (а) и относительные скорости (б) в канале "все провода-земля" в линиях длиной 3000 м

1 - однопроводная линия;

2 - двухпроводная линия;

3 - трехпроводная линия

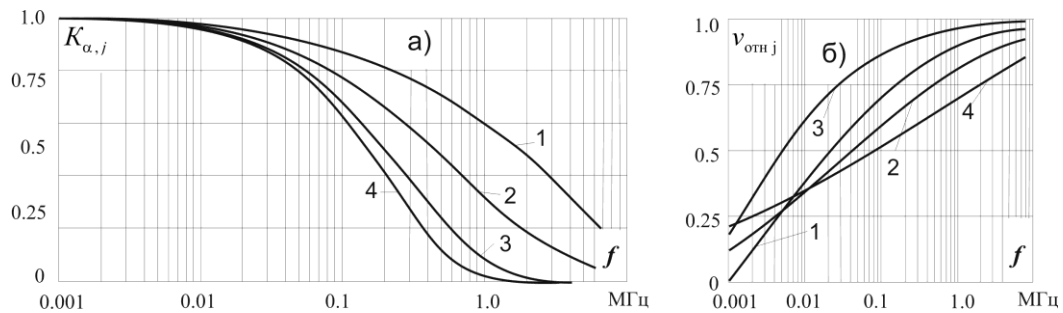


Рис. 3. Коэффициент затухания напряжения (а) и относительные скорости (б) в канале "все провода-земля" в трехпроводной линии длиной 3000 м.
 1 - $\rho=10$ Ом.м; 2 - $\rho=100$ Ом.м; 3 - $\rho=1000$ Ом.м; 4 - $\rho=10000$ Ом.м;

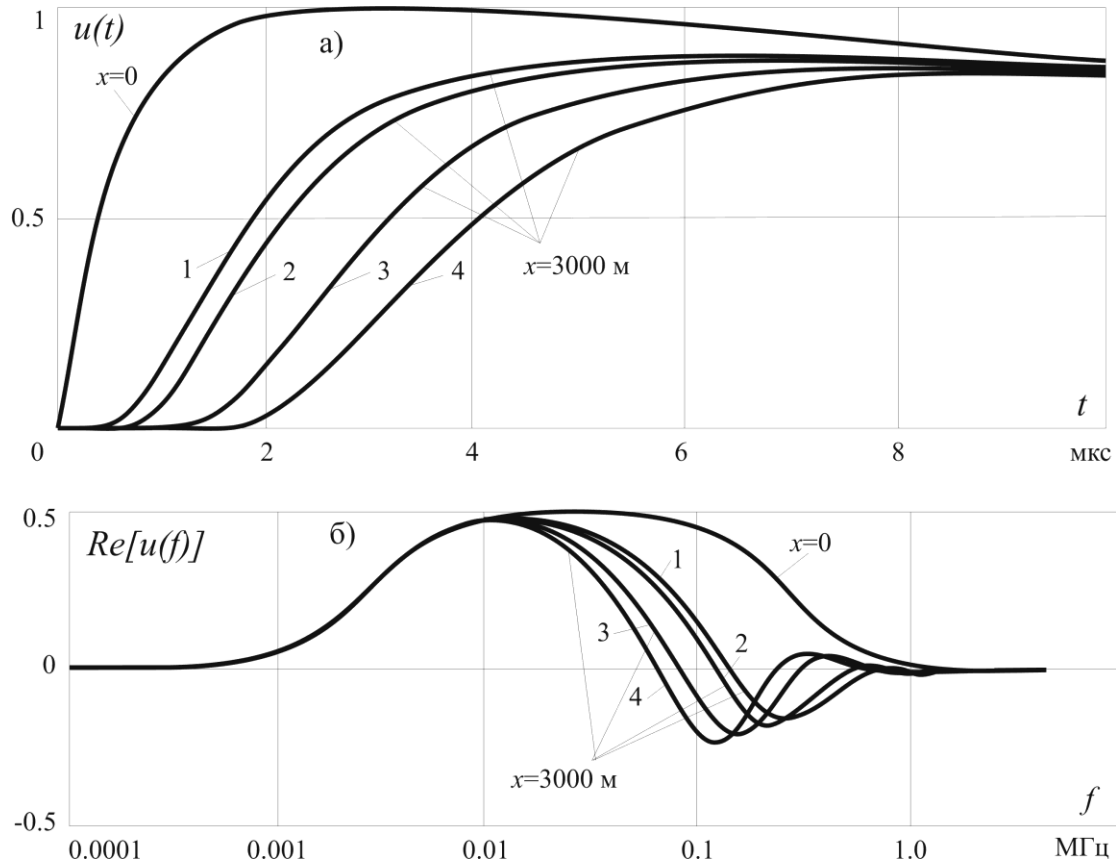


Рис. 4. Деформация одинаковых волн, распространяющихся по всем проводам в различных моделях линий (высоты подвеса проводов 15 м, удельное сопротивление грунта 10000 Ом.м)
 а) напряжения в функции времени;
 б) вещественные части частотных характеристик;
 1- одиночный провод радиусом 1 см;
 2 - фаза, расщепленная на две составляющих с эквивалентным радиусом 7 см;
 3 - две фазы с радиусом 7 см и расстоянием между ними 8 м;
 4 - три фазы с радиусом 7 см и расстояниями между ними по 8 м

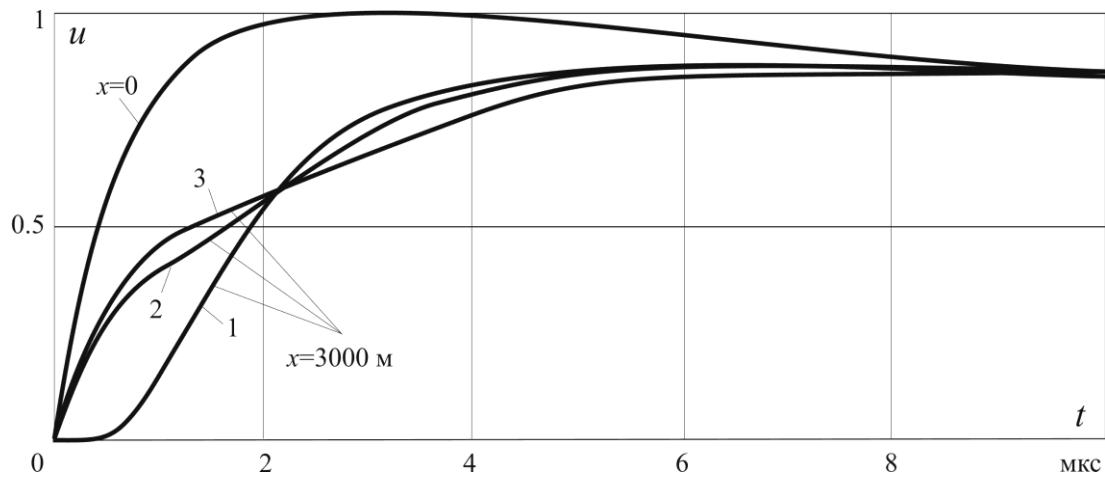


Рис. 5. Изменение деформации волн из-за разной доли волнового канала “все провода - земля” для линий с разным числом проводов (волна на одном проводе, остальные изолированы при $x=0$)
 1 - однопроводная линия; 2 - двухпроводная линия; 3 - трехпроводная линия

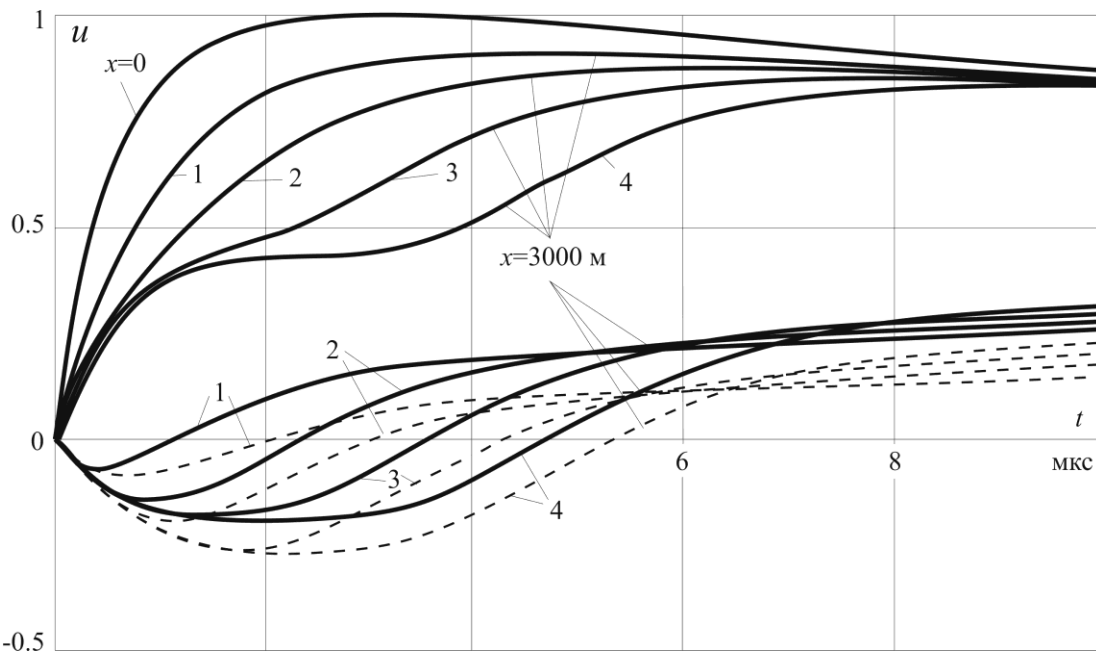


Рис. 6. Деформация волн на крайнем проводе трехпроводной линии, а также наведенные напряжения на среднем (сплошные кривые) и крайнем проводах (пунктирные кривые) для различных удельных сопротивлений грунта
 1 - 100 Ом·м; 2 - 1000 Ом·м; 3 - 10000 Ом·м; 4 - 100000 Ом·м

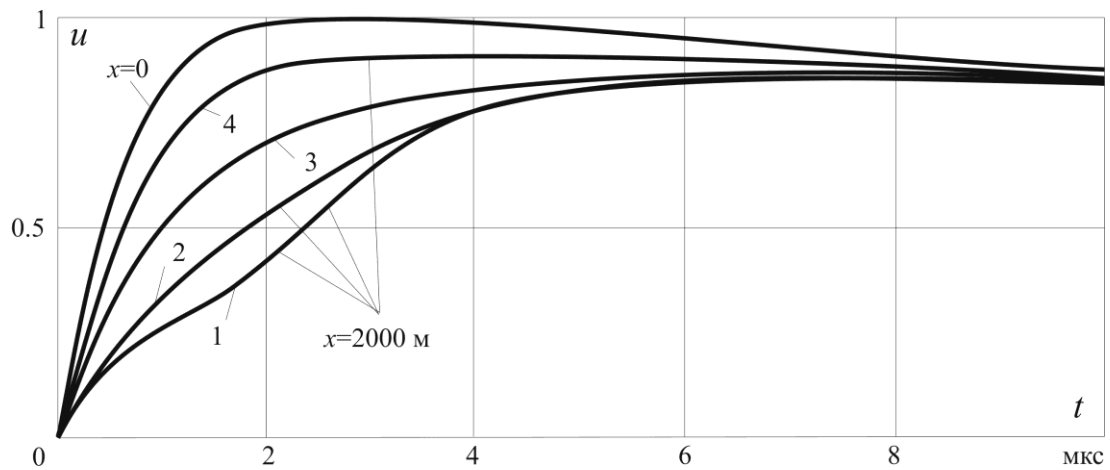


Рис. 7. Влияние проводимости верхнего слоя при $d=5$ м на деформацию волны на крайнем проводе

трехпроводной линии

Удельное сопротивление нижнего слоя 10000 Ом.м.

Удельное сопротивление верхнего слоя: 1 - 10000 Ом.м; 2 - 1000 Ом.м; 3 = 100 Ом.м;

4 - 10 Ом.м

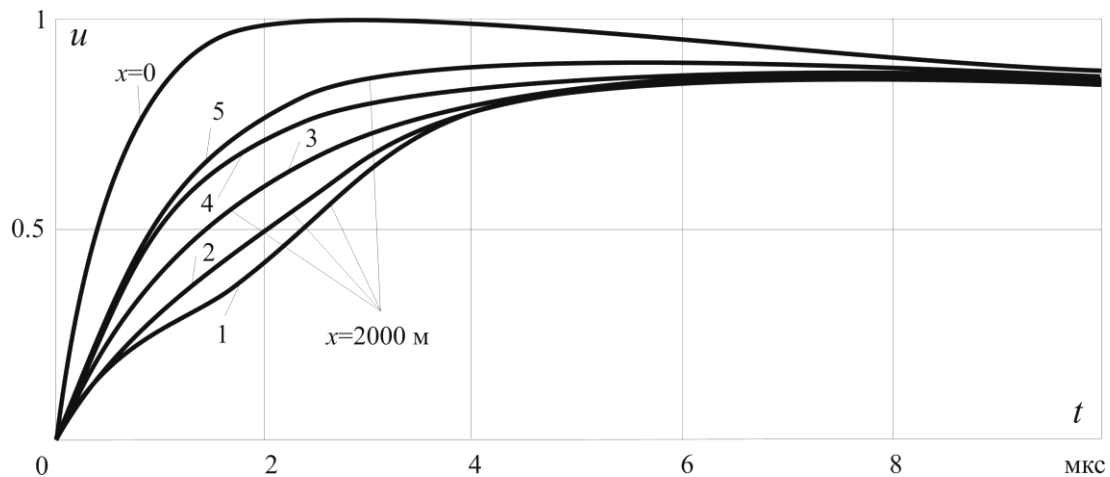


Рис. 8. Влияние толщины верхнего слоя на деформацию волны на крайнем проводе трехпроводной линии

Удельное сопротивление верхнего слоя - 100 Ом.м.

Удельное сопротивление нижнего слоя - 10000 Ом.м.

1 - $d=32$ м; 2 - $d=8$ м; 3 = $d=2$ м; 4 - $d=0.5$ м; 5 - $d=0$ м