



Е. И. ПЕНОВИЧ

ОТЫСКИВАНИЕ МЕСТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6-10 кВ



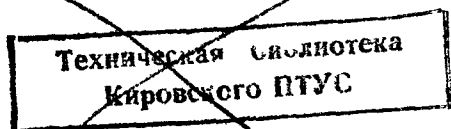
Выпуск 412

Е. И. ПЕНОВИЧ

ОТЫСКАНИЕ МЕСТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6—10 кВ



«ЭНЕРГИЯ» МОСКВА 1975



6П2.13

П 25

УДК 621.316.1:621.317.333.4

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Большаков Я. М., Зевакин А. И., Каминский Е. А., Мандрыкин С. А.,
Розанов С. П., Рябцев Ю. И., Семенов В. А., Синьчугов Ф. И.,
Смирнов А. Д., Соколов Б. А., Устинов П. И.

Пенович Е. И.

П 25 Отыскание мест замыкания на землю в распределительных сетях 6—10 кВ. М., «Энергия», 1975.

120 с. с ил. (Б-ка электромонтера, вып. 412).

В книге описаны методы и приборы для определения места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях 6—10 кВ без отключения потребителей и с подачей сигнала от постороннего источника. Дана методика отыскания дефектных изоляторов на деревянных опорах.

Книга предназначена для электромонтеров и мастеров, занятых на эксплуатации распределительных электросетей.

П $\frac{30311-013}{051(01)-75}$ 128-74

6П2.13

ПРЕДИСЛОВИЕ

Директивами XXIV съезда КПСС предусматриваются опережающие темпы развития отраслей народного хозяйства, определяющих технический прогресс, в частности, такой отрасли, как электроэнергетика.

Государственным планом развития народного хозяйства СССР объем производства электроэнергии на конец девятой пятилетки определен в 1065 млрд. кВт·ч. Намечено строительство крупных электростанций мощностью до 4 млн. кВт с энергетическими блоками на 500, 800 и 1200 тыс. кВт. Предусматривается ввести в действие в течение 10—12 лет атомные электростанции общей мощностью 30 млн. кВт. За пять лет на электростанциях будут введены мощности на 65—67 млн. кВт. Уже создана объединенная энергосистема европейской части Советского Союза, создается единая энергосистема СССР. К государственным энергосистемам будут подсоединены почти все сельские потребители: колхозы и совхозы. Повышаются уровень электрификации сельского производства и эффективность использования электроэнергии.

В директивах XXIV съезда КПСС поставлена задача повышения надежности электроснабжения сельских потребителей. Из года в год повышается энерговооруженность сельского хозяйства. Потребление электроэнергии в сельскохозяйственном производстве, а также ее отпуск на коммунально-бытовые нужды возрастет в 2 раза. Сейчас уже многие отрасли сельскохозяйственного производства, такие как животноводство, птицеводство, заготовка кормов, удобрений и другие, немыслимы без применения электроэнергии. Ставится задача надежного снабжения электроэнергией потребителей сельского хозяйства.

Распределительные электрические сети 6—10 кВ являются основными элементами питания сельских потребителей. От безаварийной работы линий и подстанций 6—10 кВ зависит бесперебойная работа механизмов

животноводческих ферм, мельниц, заготовительных предприятий, колхозов и совхозов, повышение производительности труда сельскохозяйственного производства.

Наряду с работой по повышению надежности оборудования и линий электропередачи распределительных сетей, внедрению нового более совершенного оборудования, изоляторов и автоматики большое значение имеет быстрая ликвидация аварийных повреждений, возникших на линиях 6—10 кВ по тем или иным причинам. Так как сети 6—10 кВ работают с изолированной нейтралью, то наиболее распространенный вид повреждения — однофазное замыкание на землю не приводит сразу к отключению линии или подстанции. Однако это повреждение надо как можно быстрее локализовать и выделить из сети, не прекращая подачу электроэнергии потребителю, причем поиск места однофазного замыкания на землю в разветвленной сети 6—10 кВ, протяженность которой достигает двух—четырех сотен километров, занимает до 80% времени и составляет около 2—5 ч. Сокращению времени на отыскание места повреждений способствует внедрение специальных приборов, описание и эксплуатация которых даны в настоящей книге.

Разработка и внедрение приборов для отыскания места однофазного повреждения велись рядом организаций: ОРГРЭС, ВНИПСельэлектро (Украинское отделение), Украинской сельскохозяйственной академией, Тулэнерго, ЦВЛ и ОЗАП Мосэнерго и др. Результаты их работы использованы в данной книге, и автор выражает благодарность работникам этих организаций за материалы, использованные в настоящей книге.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Опыт эксплуатации распределительных электрических сетей среднего напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ показывает, что наиболее частым видом повреждения является замыкание одной фазы на землю вследствие пробоя или перекрытия изоляции, обрыва провода и т. д. Если в сетях более высокого напряжения эти замыкания приводят к тяжелым повреждениям вследствие протекания больших токов короткого замыкания и, как правило, сопровождаются отключением поврежденного участка, а может быть и обесточением потребителя, то в электрических сетях напряжением до 60 кВ питание потребителя при однофазном замыкании на землю не нарушается и сеть может работать при этом режиме относительно длительное время. Однако режим с заземленной фазой является нежелательным по целому ряду причин. Кроме того что при замыканиях на землю могут возникнуть перенапряжения, приводящие к перекрытиям других фаз с последующими отключениями потребителя, замыкания на землю представляют большую опасность для находящихся вблизи места повреждения людей и домашнего скота. Поэтому очень важно быстро определить (локализовать) поврежденный участок и принять меры к устранению повреждения, отключить или ликвидировать замыкание.

В распределительных электросетях 6—10 кВ, как правило, отсутствует стационарно установленная земляная сигнализация, которая указывает, на каком участке произошло однофазное замыкание на землю. В лучшем случае такая сигнализация, достаточно несовершенная, имеется на головной подстанции, откуда питается распределительная сеть 6—10 кВ. Она позволяет определить, в сети какой питающей линии данной подстанции произошло замыкание на землю. Однако далее питающая линия разветвляется на множество направлений, на которых отсутствует земляная сигнализация,

и уже невозможно определить, на каком из направлений произошло замыкание на землю. Устанавливать на каждом направлении трансформаторы тока и соответствующие реле земляной сигнализации дорого и нецелесообразно.

Поэтому для отыскания места однофазного замыкания на землю или производят поочередные отключения отдельных участков в сети поврежденной линии, или применяют переносные приборы для определения поврежденного участка. Первый способ нежелателен вследствие того, что вызывает обесточения потребителя, у которого отсутствует повреждение, тем более что выбор отключаемого участка производится наугад. Более целесообразно заранее определить поврежденный участок, после чего отключить его, приняв меры к обеспечению потребителя электроэнергией. В последние годы появился целый ряд приборов для определения поврежденного направления в разветвленной распределительной сети.

Как правило, приборами пользуются диспетчеры электросетевых участков, оперативно-выездные бригады, дежурные и эксплуатационные электромонтеры соответствующих участков электросетей. Для правильного применения приборов требуется знание процессов, которые происходят при однофазных замыканиях на землю в электрических сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

В книге дается характеристика оборудования распределительных сетей, описываются наиболее часто встречающиеся дефекты изоляции, которые приводят к однофазным замыканиям на землю. Разбирается схема работы сети в режиме замыкания на землю. Описаны наиболее часто применяемые приборы для определения места однофазного замыкания на землю, их схема и конструкция, что позволяет самостоятельно ремонтировать их на местах.

1. ОБОРУДОВАНИЕ И ИЗОЛЯЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ И НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ВСТРЕЧАЮЩИЕСЯ ДЕФЕКТЫ

Трансформаторы. Основным элементом распределительных сетей является силовой трансформатор.

Каждый трансформатор имеет тепловое обозначение, состоящее из определенного набора букв и цифр. Буквы в обозначении трансформаторов, выпускаемых в СССР, имеют следующий смысл:

О — однофазное исполнение;

Т — трехфазное исполнение;

Н — регулирование напряжения под нагрузкой (РПН);

Г — грозоупорное исполнение (обмотка имеет специальную конструкцию, обеспечивающую благоприятное распределение напряжения по обмотке с помощью емкостной защиты);

С — сухой трансформатор;

М — маслonaполненный трансформатор;

Д — маслonaполненный трансформатор с дутьевым охлаждением с естественной циркуляцией масла;

ДЦ — дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла;

МВ — масляно-водяное охлаждение масла с естественной циркуляцией масла;

Ц — масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воды.

Существуют трансформаторы, заполненные негорючей жидкостью, которые имеют следующие обозначения:

Н — естественное охлаждение негорючей жидкостью;

НД — охлаждение негорючей жидкостью с дутьем.

Повторное употребление буквы Т в обозначении типа трехфазного трансформатора или ее применение в обозначении однофазного трансформатора означает, что трансформатор трехобмоточный. Цифры в числителе обозначают мощность трансформатора в киловольтампе-

рах, в знаменателе — класс напряжения обмотки высокого напряжения в киловольтах. На основании вышеизложенного обозначение трансформатора следует читать так:

ТМ-100/6 — трехфазный, масляный, охлаждение естественное, мощность 100 кВ · А, класс напряжения 6 кВ;

ТС-630/10 — трехфазный, сухой, мощность 100 кВ · А, класс напряжения 6 кВ;

ОМТ-5000/110 — однофазный, масляное охлаждение, трехобмоточный, мощность 5000 кВ · А, класс напряжения 110 кВ.

Некоторые заводы вводят букву С, что означает применение холоднокатаной стали, и обозначение трансформатора будет ТСМ-100/10. У трансформаторов с алюминиевыми обмотками в обозначении вводится буква А. Например, ТСМА-100/10.

Шкала мощностей выпускаемых до 1962 г. в Советском Союзе трехфазных трансформаторов с рабочим напряжением до 35 кВ следующая: 10, 20, 50, 100, 180, 320, 560, 750, 1000, 1800, 3200 и 5600 кВ · А и выше. С 1962 г. по ГОСТ 9680-61 введена новая шкала мощностей 10, 16, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500, 4000, 6300, 10 000 кВ · А и выше. Как правило, в разветвленных электрических сетях применяются трехфазные трансформаторы I и II габарита мощностью 25—180 кВ · А, установленные в большинстве случаев на мачтовых подстанциях. Все стандартные распределительные понижающие трансформаторы имеют схему соединений обмоток звезда — звезда с нулем, т. е. на высокой стороне нулевого вывода нет.

Изоляция трансформатора делится на внутреннюю и внешнюю. К внутренней изоляции относят изоляцию, расположенную внутри бака в масле, к внешней — изоляцию вне бака. Внутренняя изоляция разделяется на главную изоляцию и продольную. К главной изоляции относятся изоляция обмотки, выводов, проходных изоляторов, отводов относительно заземленных частей и обмотки низкого напряжения. К продольной изоляции относится изоляция между витками обмотки и между ее слоями. Внешней изоляцией являются части ввода, находящиеся в воздухе, и воздушная изоляция между вводами. Минимальное расстояние между вводами по воздуху для напряжения 6 кВ — 80 мм, 10 кВ — 110 мм и

35 кВ — 300 мм. Практически эти расстояния увеличиваются на 10 — 15 мм.

В качестве основной внутренней изоляции применяется бумага, пропитанная изоляционным (трансформаторным) маслом, которое одновременно служит для охлаждения трансформатора благодаря его циркуляции. Обмотка выполняется проводом типов ПБ, ПББО, ПБА из меди или алюминия с бумажной изоляцией, толщиной обычно 0,45 мм для трансформаторов до 35 кВ включительно. Конструкция обмоток — цилиндрическая, многослойная, что делает их механически устойчивыми, облегчает их изготовление и установку на магнитопроводе. Для придания обмоткам большей механической прочности и повышения влагостойкости их сушат, затем пропитывают глифталевым лаком и запекают в термошкафах при температуре 100 — 110° С. Обычно обмотка низкого напряжения 0,4 кВ располагается внутри, обмотка высокого напряжения — снаружи. Между поверхностью обмотки и баком трансформатора имеется слой трансформаторного масла. Количество витков и размеры обмоток растут с увеличением рабочего напряжения и мощности трансформатора.

В последнее время появились сухие трансформаторы, в которых обмотка выполняется проводом ПСД, изолированным двумя слоями стекловолокна, пропитанного теплостойким лаком, обладающим клеящими свойствами. Однако такие трансформаторы устанавливаются в помещении, т. е. являются трансформаторами внутренней установки.

Конструкция обмотки напряжением до 35 кВ следующая (рис. 1). Остовом обмотки служит бумажно-бакелитовый цилиндр 1, на который наматывается первый слой обмотки. Следующий слой изолируется от первого уже бумажным цилиндром 2 из нескольких слоев кабельной бумаги (межслоевая изоляция). Цилиндры 2 выступают на несколько сантиметров за края обмотки. Промежутки между этими выступающими частями бумаги заполняют бортики 5 из картона, наклеенного на полосы бумаги. Для увеличения охлаждаемой поверхности обмотки между разделенными на несколько частей слоями обмотки делают вертикальные каналы 3, которые поддерживаются планками 4 из бука или склеенного электрокартона. Обмотки высокого и низкого напряжения также изолируются друг от друга цилиндрами из кар-

тона или бакелита. Обмотка имеет выводы от ее концов A_1 и X_1 и отводы X_2 и X_3 для регулировки напряжения. Эти ответвления делаются тем же обмоточным проводом, но дополнительно изолируются трубками из бумаги, бакелита или лакоткани и тафтяной ленты. Крайние витки укрепляются петлями из киперной хлопчатобумажной ленты. Для придания обмотке большей механической прочности ее бандажируют по всей осевой длине в направлении витков киперной или тафтяной лентой, дополнительно пропитывают глифталевым лаком и запекают.

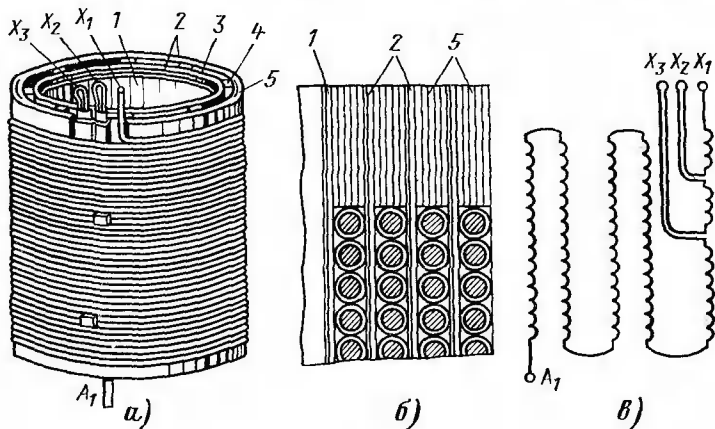


Рис. 1. Обмотка силового трансформатора.

а — внешний вид; *б* — изоляция в торцевой части обмотки; *в* — схема обмотки с тремя регулировочными ответвлениями.

Выводы обмотки выходят через проходные изоляторы, а отводы для регулирования напряжения на переключатель типа ТПСУ или Э-50/35. Отводы для регулирования напряжения делаются от витков обмотки высокого напряжения у нуля. Изоляция рукоятки переключателя, установленного на крышке трансформатора, выполнена из бакелитовой трубки, запрессованной в ось переключателя и находящейся в масле внутри трансформатора. Расстояние от отводов обмотки в масле до заземленных металлических частей трансформатора должно быть не менее 10 мм для обмоток 6—10 кВ, практически это расстояние выполняется около 25 мм.

Изолирование выводов от бака осуществляется проходными изоляторами из электротехнического фарфора

Вводы устанавливаются на крышке трансформатора и на боковой стенке. Внутри трансформатора ввод соединяют с выводами обмотки, а наружный конец имеет болтовой зажим для присоединения к сети. Вводы в зависимости от назначения разделяются на вводы внутренней и наружной установки. По конструкции они могут быть фланцевыми, бесфланцевыми, сплошными или составными. Вводы внутренней установки, предназначенные для трансформаторов, установленных в помещениях, имеют гладкую наружную поверхность и небольшие размеры. Вводы наружной установки, работающие под дождем, снегом, в загрязненном воздухе, имеют развитую наружную поверхность в виде ребер (рис. 2). Основной частью ввода, устанавливаемого на крышке трансформатора, является фарфоровая покрывка 1, которая изолирует токоведущий стержень 2 от крышки 9 трансформатора. Фарфор вводов до напряжения 35 кВ сплошной.

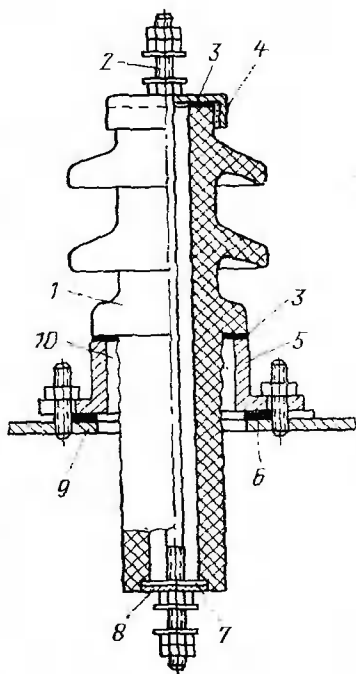


Рис. 2. Армированный ввод на напряжение 6—10 кВ трансформатора.

1 — фарфоровый изолятор; 2 — токоведущий медный стержень с гайками и шайбами; 3 — резиновая шайба; 4 — колпак; 5 — фланец; 6 — прокладка; 7 — электрокартонная шайба; 8 — стальная шайба; 9 — крышка трансформатора; 10 — армировка.

Ввод крепится к крышке с помощью металлического фланца 5, армированного с фарфором ввода. Штырь 2 ввода фиксируется металлическим колпаком 4 и шайбой 7 (из картона) и 8 (из стали). Между колпаком и фарфором, фланцем и крышкой ставятся резиновые прокладки 3 и 6 из маслупорной резины для того, чтобы масло из трансформатора не просачивалось наружу. Шайба 7 из картона имеет разрезы для доступа масла во внутреннюю полость ввода. В последнее время фланцы вводов не армируют с фар-

фором; фарфор имеет специальные выступы, на которые опирается фланец, притягивая фарфор к крышке бака.

Вводы, устанавливаемые на боковой стенке бака, делаются составные (рис. 3). Как правило, эти вводы внутренней установки бесфланцевые, ставятся на трансформаторах мощностью до 100 кВ·А. Внутренняя 6 и наружная 5 фарфоровые части ввода, между которыми находится стенка бака, стягиваются между собой с помощью

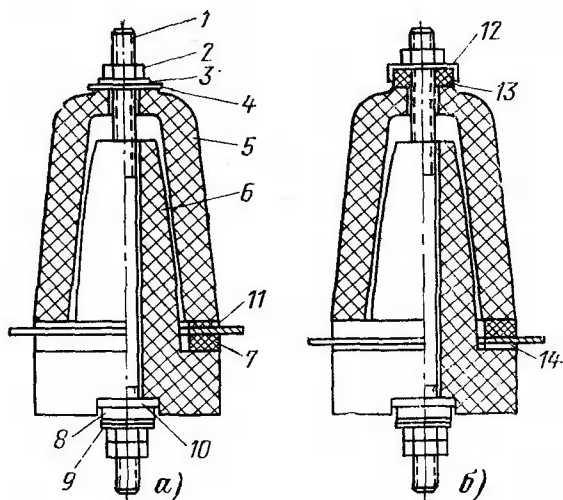


Рис. 3. Проходной составной изолятор трансформатора.

а — до реконструкции; *б* — после реконструкции; 1 — токоведущий штырь; 2 — гайка; 3 — шайба металлическая; 4 — шайба прессшпановая; 5 — наружный фарфоровый элемент; 6 — внутренний фарфоровый элемент; 7 — прокладка резиновая; 8 — шайба квадратная; 9 — шайба; 10 — прокладка резиновая; 11 — прокладка прессшпановая; 12 — шайба фигурная; 13 — прокладка резиновая; 14 — канал в прессшпановой прокладке.

штыря 1. Для уплотнения служат резиновая 7 и прессшпановая 11 прокладки. Эти вводы часто повреждаются в трансформаторах вследствие того, что влага проникает в пространство между наружным 5 и внутренней 6 частями ввода. Прессшпановые прокладки 4 и 11 увлажняются и пропускают влагу. Для исключения указанных **перекрытий в ряде энергосистем предложено эти вводы реконструировать следующим образом: меняются места-**

ми прокладки 7 и 11, которые служат для уплотнения изолятора на баке трансформатора.

При этом на прессшпановой прокладке 11 делаются два выреза шириной 10—15 мм, и масло из трансформатора заполняет пространство между внутренним и наружным фарфором ввода. Чтобы масло не вытекало из ввода, прессшпановая прокладка 4 меняется на резиновую 13 толщиной 8—10 мм с внутренним отверстием диаметром 8 мм, которая плотно садится на токоведущий штырь 1, и прижимается специально изготовленной фигурной шайбой 12, которой заменяется шайба 3. При этом в эксплуатации над изоляторами рекомендуется установить защитный козырек от прямого попадания влаги. Однако более кардинальным решением будет реконструировать трансформатор, заменив эти составные вводы с гладкой поверхностью на ребристые вводы наружной установки.

Разъединители являются наиболее распространенным коммутационным аппаратом в распределительных сетях. Они служат для отключения силовых трансформаторов, замыкания и размыкания транзитов (без нагрузки), включения и отключения линий, отпаек.

Разъединители в распределительных сетях могут быть внутренней и наружной установки. Разъединители внутренней установки размещаются в закрытых подстанциях: распределительных пунктах, трансформаторных подстанциях в комплектных распределительных устройствах внутренней и наружной установки (КРУ и КРУН). Разъединители наружной установки монтируются на опорах мачтовых подстанций.

Разъединители внутренней установки имеют опорные изоляторы типа ОА, ОБ с гладкой поверхностью. Они работают относительно надежно, так как не подвергаются прямому воздействию дождя, снега, резких перепадов температуры, тумана, грязи и т. д. Кроме того, изоляторы типов ОА, ОБ достаточно надежны по своей конструкции. Перекрытия этих изоляторов происходят при определенных условиях в комплектных распределительных устройствах наружной установки.

В то же время разъединители наружной установки в эксплуатации ведут себя менее надежно вследствие целого ряда факторов. Они подвергаются воздействию атмосферных осадков. Их поверхность покрывается пылью и различными уносами от промышленных предприятий и

транспорта. Вследствие резких перепадов температур они могут покрываться росой, на них образуется гололед.

В качестве изоляторов на этих разъединителях установлены опорно-штыревые изоляторы наружной установки (рис. 4). Изоляторы могут быть стеклянными или фарфоровыми.

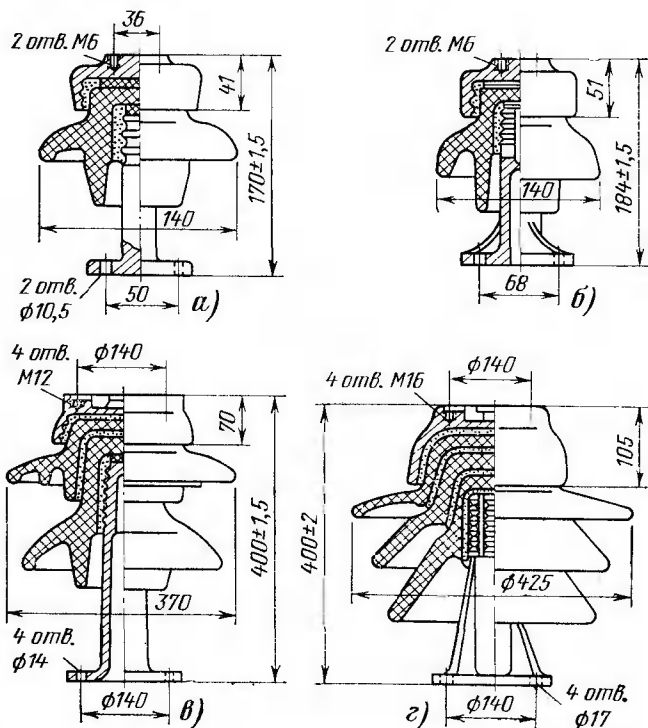


Рис. 4. Опорно-штыревые изоляторы.
а — ШН-6; б — ШН-10; в — ШТ-35; з — ИШД-35.

Изолятор как конструктивный элемент состоит из фарфоровой части, имеющей ту или иную конфигурацию в зависимости от области применения, металлической арматуры в виде штырей, фланцев, колпаков. Фланцы и штыри служат для крепления изолятора к раме, а колпак — для крепления к изолятору токоведущих частей. Размеры изолятора и особенно его высота определя-

ются величиной разрядного напряжения, которое должен выдерживать изолятор. При этом вводятся понятия: активная и полная высота изолятора.

Под активной высотой понимается минимальное расстояние между внутренними кромками арматуры, под полной высотой понимается активная высота плюс высота арматуры. Если изолятор простой конфигурации (обычно это изолятор внутренней установки), то активная высота характеризует разрядное напряжение изолятора. У изоляторов наружной установки с более сложной конфигурацией разрядное напряжение характеризуется длиной пути утечки изолятора, кратчайшим расстоянием по поверхности изолятора между внутренними кромками арматуры. Чем более развитая поверхность изолятора, тем больше длина пути утечки и тем выше разрядное напряжение при одинаковой высоте изолятора. Особенно это имеет значение при сырой погоде, тумане, загрязненной атмосфере и т. д. Длина пути утечки нормируется ГОСТ 9920-61. Согласно этому стандарту все изоляторы разделяются на две группы: группа А — нормальная и группа В — усиленная для загрязненных районов с увеличенной длиной пути утечки до 2,6 см на 1 кВ рабочего напряжения, в то время как для группы А эта величина составляет 1,7 см на 1 кВ. Увеличение длины пути утечки достигается либо развитием его боковой поверхности, либо увеличением активной высоты, либо одновременно и тем и другим.

По способу крепления арматуры изоляторы могут быть: с механическим креплением или с креплением с помощью армировки.

Фарфор изоляторов с механическим креплением арматуры обычно имеет выступы, за которые крепится металлическая арматура путем прижима.

Во втором случае металлическая арматура из чугуна, силумина соединяется с фарфором с помощью армирующего состава. Большинство изоляторов распределительных сетей являются армированными. Чтобы уменьшить внутренние напряжения в фарфоре, между соединенными частями фарфора и арматуры должны ставиться эластичные амортизирующие прокладки или прослойки из пергамина, слоя битума и т. д.

Механическая прочность соединения фарфора с арматурой зависит от надежности ее сцепления с армируемой поверхностью фарфора. На прочность сцепления

влияет состояние армируемой поверхности. Для этого армируемая поверхность часто выполняется рифленой, имеет различного рода канавки или глазуруется с фарфоровой крошкой. Высота армируемой поверхности и толщина армировки также влияют на механическую прочность изолятора. Высота армируемой поверхности

Таблица 1

Характеристики опорно-штыревых и стержневых изоляторов для наружных установок

Тип изолятора	Напряжение, кВ, не менее			Длина пути утечки, см	Минималь- ная разру- шающая нагрузка, кгс	Наименьший разрушаю- щий момент на круче- ние, кгс·м	Масса, кг
	номиналь- ное	сухораз- рядное	мокрораз- рядное				
ШН-6	6	36	26	15,5	350	—	25
ШН-10	10	47	34	—	500	—	3,7
ОНШ-10-500	10	47	34	—	500	—	4,1
ОНШ-10-2000	10	47	34	—	2000	—	12,7
ШТ-35	35	110	85	69	1250	—	32
ОНШ-35-1000	35	110	85	—	1000	—	32,6
ОС-1	35	110	85	—	1000	—	25,4
ОНШ-35-2000	35	110	85	88	2000	—	41,5
ОНС-10-300	10	47	34	21,5	300	—	2,7
ОНС-10-500	10	47	34	21,5	500	—	4,5
ОНС-10-1000	10	47	34	21,5	1000	90	7
ОНС-10-2000	10	47	34	21,5	2000	—	13
ОНС-20-500	20	75	55	45	500	100	9,5
ОНС-20-1000	20	75	55	46	1000	—	15,5
ОНС-20-2000	20	75	55	50	2000	300	20
ОНС-35-500	35	110	85	62	500	200	12,6
ОНС-35-1000	35	110	85	71,5	1000	300	24
ОНС-35-2000	35	110	85	72,5	2000	500	43,5

зависит от диаметра изолятора. Так, при диаметре изолятора до 100 мм высота армируемой части должна быть в пределах 20 — 55 мм; при диаметре 100 — 120 мм высота 35 — 100 мм и т. д.

Наиболее распространенные изоляторы распределительных сетей приведены в табл. 1.

Штыревые изоляторы типа ШН могут быть как фарфоровыми, так и стеклянными.

Повреждения в эксплуатации опорно-стержневых изоляторов могут быть по причинам заводских дефектов или из-за неудовлетворительной эксплуатации.

К заводским неустраняемым дефектам относятся: а) армировка цементом с применением химических ускорителей; б) отсутствие амортизирующих прокладок и промазок; в) дефекты фарфора и арматуры. Эти дефекты приводят к созданию внутренних напряжений в фарфоре, появлению трещин. Если в эксплуатации будет отмечен массовый выход из строя таких изоляторов, их следует менять.

К устранимым заводским дефектам разъединителей относятся: а) отсутствие или нарушение покраски армировочных швов; б) отсутствие амортизации при включении и отключении разъединителей.

Проникновение влаги в армировку приводит к ее расширению при изменении температуры наружного воздуха, а затем к появлению трещин в фарфоре из-за появления внутренних перенапряжений. Поэтому в эксплуатации следует наружную поверхность армировочных швов покрывать влагостойкой краской на натуральной олифе, на основе битума или другими красками. Отсутствие амортизации у разъединителей приводит к резким ударам при операциях и повреждению изоляторов.

Наиболее простым и эффективным способом устранения этого дефекта является установка амортизатора из полосовой резины толщиной 4 мм, которая крепится к стопорным ограничителям на губке разъединителя. Полоски резины крепятся с помощью скобок из проволоки диаметром 1,5 мм. В эксплуатации надо регулярно смазывать контактные поверхности разъединителей и трущиеся части пастой ГОИ-54 с 5% графита, так как при отсутствии смазки получаются большие усилия при входе и выходе ножа в губки из-за коррозии, которые приводят к поломке изоляторов.

Иногда рама, на которой смонтирован разъединитель, имеет недостаточную жесткость, что является причиной вибрации при операциях с разъединителем. В таких случаях следует усилить раму путем наварки дополнительных уголков или заменить ее. Если в разъединителе имеется несколько дефектов: плохие изоляторы, жидкая рама, неудовлетворительная контактная система, то следует заменить разъединитель целиком.

В последнее время появились более надежные опорно-стержневые изоляторы типа ОНС-10, имеющие лучшие электрические и механические характеристики, поэтому при возможности надо применять эти изоляторы.

Выполнение описанных выше мероприятий повысит надежность работы опорных изоляторов и уменьшит вероятность появления замыканий на землю в распределительных сетях.

Особо следует отметить работу изоляторов в комплектных распределительных устройствах наружной установки (КРУН). Так как в шкафах КРУН имеется замкнутый объем воздуха, то могут создаться условия, когда при резком повышении температуры наружного воздуха поверхности изоляторов не успеют нагреться и останутся холодными. Тогда влага, содержащаяся в воздухе, может осесть на холодных поверхностях изоляторов.

По покрытой влажной пленкой поверхности изолятора легко происходит их перекрытие. Для исключения этого явления в шкафах КРУН создают микроклимат, исключающий возможность отпотевания изоляторов. Это достигается путем осушения воздуха в шкафах с помощью электроподогрева, тем самым одновременно за счет повышения температуры в шкафах изоляторы нагреваются и вероятность их отпотевания уменьшается. В некоторых энергосистемах (Мосэнерго, Брестэнерго) применяется автоматический подогрев от регулятора влажности. В Мосэнерго дополнительно наружные поверхности шкафов КРУН теплоизолируются. В других энергосистемах (Ростовэнерго) изоляторы покрывают гидрофобной пастой.

Каждая система имеет свои положительные и отрицательные стороны. Наиболее эффективна комплексная система автоматического электроподогрева в сочетании с теплоизоляцией шкафов, но она требует и больших капитальных затрат, которые, правда, окупаются за счет экономии электроэнергии на подогрев и повышения надежности. Система покрытия изоляторов гидрофобными пастами при своей кажущейся дешевизне и простоте имеет тот недостаток, что периодически слой пасты загрязняется и его надо счищать. При этом полностью отказываться от подогрева не следует, так как он полезен из других соображений; подогрев счетчиков электроэнергии, приводов выключателей и т. д. Кроме того, подогрев предотвращает коррозию металла самих шкафов и оборудования.

Выключатели мало распространены в распределительных сетях. Они установлены в основном на питаю-

щих подстанциях и распределительных пунктах и являются относительно надежным элементом. Как правило, они стоят в комплектных распределительных устройствах внутренней или наружной установки: КРУ или КРУН. Выключатели 6—10 кВ могут быть двух модификаций: с большим объемом масла и маломасляные. Выключатели с большим объемом масла однобаковые. Масло выполняет функции изоляции токоведущих частей между фазами и относительно земли, а также является дугогасящей средой. На крышке бака под некоторым углом расположены шесть проходных фарфоровых изоляторов.

Маломасляные выключатели имеют три небольшие металлических бака на каждую фазу, внутри которых расположено дугогасительное устройство, как правило, с одним разрывом тока. Бачки расположены вертикально и крепятся к металлической раме двумя опорными изоляторами каждый. В крышке бачка вмазан проходной изолятор, через который проходит шток с подвижным контактом. Внутри бака находится неподвижный розеточный контакт. Шток подвижного контакта связан с механизмом посредством фарфоровой тяги. Таким образом, баки находятся под рабочим напряжением, а междупазовой изоляцией является воздушный промежуток между ними. Изоляция относительно земли фарфоровая. Наиболее распространенный выключатель этого типа ВМГ-133.

Значительно реже встречаются электромагнитные и автогазовые выключатели. Последние находят распространение в качестве выключателей нагрузки. По своей конструкции они похожи на разъединитель и комплектуются вместе с плавкими предохранителями, которые служат для отключения тока короткого замыкания. Дугогасящее устройство автогазового выключателя имеет щель из твердого газогенерирующего вещества. Изоляцией выключателя являются опорные фарфоровые изоляторы. Все описанные выключатели—внутренней установки, и их перекрытие возможно при отпоевании изоляторов в КРУН.

Кабели. Воздушные линии в распределительных сетях имеют большое количество кабельных перемычек, выкидок, вставок на подходах к подстанциям. Наиболее частые в эксплуатации повреждения кабелей приводят к замыканиям на землю.

Причиной большинства повреждений являются концевые мачтовые муфты, которые имеют следующие дефекты:

а) заполнение неморозостойкими мастиками типа МБ-70. В результате эксплуатации мастика растрескивается и муфты пробиваются. Как правило, пробой изоляции происходит в шейке муфты;

б) негерметичная конструкция некоторых муфт (например, муфта Фирсова) является причиной проникновения влаги в кабель и дальнейшего пробоя его.

Кроме того, повреждения кабеля могут быть вследствие:

а) неправильной прокладки кабеля, в результате чего он повреждается механически при прокладке или в дальнейшем различными механизмами и автомашинами;

б) недостаточной эффективности профилактических испытаний, которые не приводят к выявлению дефектов в изоляции, особенно в виде старых механических повреждений.

Таблица 2

Характеристики линейных штыревых изоляторов до 35 кВ

Тип	Напряжение, кВ, не менее				Импульсное напряжение, кВ		Длина пути утечки, мм	Разрушающая нагрузка, кгс, не менее	Масса, кг
	номинальное	сухорядное	мокрорядное	пробивное	при полной волне	при срезанной волне			
ШС-6, ШФ-6А	6	50	28	65	63	81	250	1400	0,85
ШС-10	10	60	34	78	90	112	—	1400	1,30
ШД-20	20	86	53	111	140	200	—	2000	3,40
ШД-35	35	120	80	156	180	280	—	3000	9,40
СШ-35	35	130	85	—	211	300	—	500	12,7
ШСС-10, ШССЛ-10	10	60	34	78	90	100	215	1400	1,05
ШЖБ-10	10	70	45	100	90	—	315	1400	2,55
ШФ10-А	10	50	28	65	63	—	215	1400	0,97
ШФ10-Б	10	75	40	100	90	—	315	1400	2,8
ШФ10-В	10	80	45	100	90	—	330	1400	1,9
ШФ10-Г	10	65	40	110	92	—	265	1250	1,9
ШФ20-А	20	86	57	110	—	—	410	2000	3,4
ШФ20-Б	20	100	70	130	125	—	460	2000	4,85
ШФ20-В	20	92	63	150	140	—	385	1300	3,9
ШФ35-А	35	120	80	156	—	—	402	3000	10,1
ШФ35-Б	35	140	100	180	195	—	665	3000	11
ШЖБ-35	35	140	100	182	195	240	—	1500	11
СЛ-35	35	140	100	—	210	240	—	500	23

Своевременное выявление при профилактических испытаниях дефектов в изоляции кабелей и их разделок устранит одну из основных причин пробоя изоляции в эксплуатации. Рекомендуется заменять муфты старой конструкции на герметичные, а при прокладке кабелей осуществлять контроль за монтажной организацией, не допуская несоблюдения соответствующих правил и инструкций.

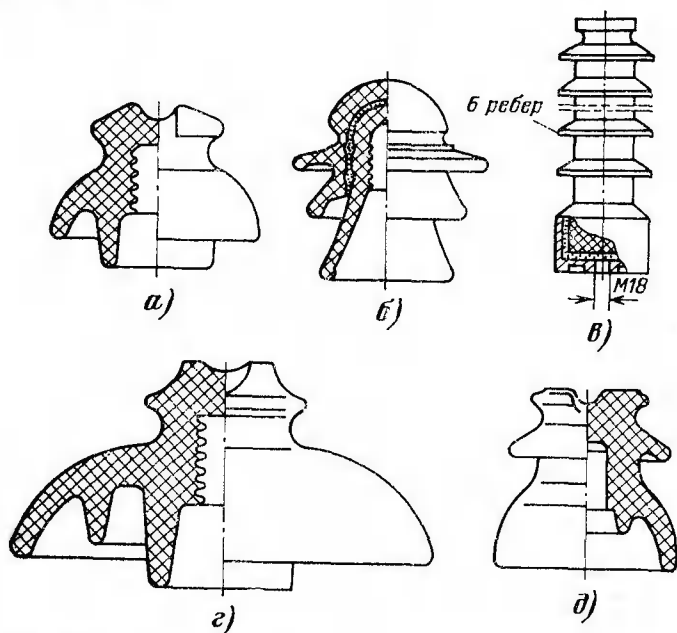


Рис. 5. Изоляторы линейные.

а — ШС-6 или ШС-10; б — ШД-20 или ШД-35; в — СШ-35; г — ШФ10-В; д — ШФ10-Г.

Линейная изоляция. Рассматривая линейную изоляцию с точки зрения возможности замыкания на землю, следует разделить линии на деревянных и на металлических или железобетонных опорах.

В качестве изоляторов на линиях 6—10 кВ применяются линейные штыревые (табл. 2), стеклянные или фарфоровые изоляторы (рис. 5).

Изоляторы крепятся на крюках с помощью пакли или полиэтиленовых колпачков. Благодаря такой мягкой заделке фарфор изоляторов не испытывает темпе-

ратурных перенапряжений и изоляторы работают более надежно, чем штыревые аппаратные изоляторы. Изоляторы имеют обозначения ШС-6, ШФ10-А, ШФ20-Б и т. д., где Ш означает штыревой, С — стеклянный, Ф — фарфоровый, число показывает номинальное рабочее напряжение, а буквы А, Б и другие характеризуют его механическую прочность. В старых выпусках изолятор ШС-10 мог быть как фарфоровым, так и стеклянным. Изоляторы на напряжение 6—10 кВ делаются сплошными, а на напряжение 35 кВ состоят из двух склеенных элементов.

Все штыревые изоляторы предназначены для работы в незагрязненной атмосфере, кроме того, изоляторы типа ШД-20 и ШД-35 (старые обозначения) рекомендуются применять на деревянных опорах с незаземленным крюком. В загрязненной атмосфере рекомендуется применять изоляторы на следующий, более высокий класс номинального напряжения. Провода к штыревым изоляторам крепятся с помощью «вязки» мягкой проволокой в канавке изолятора сверху к головке. К изоляторам ШД-20 и ШД-35 провода крепятся сбоку. В новых конструкциях изоляторов ШФ-20 и ШФ-35 имеется канавка сверху в головке.

При пробое изолятора на деревянной опоре, так как крюк не заземлен, замыкания на землю не возникнет, через тело деревянной опоры будет проходить небольшой ток утечки, величина которого определяется сопротивлением деревянного столба. Это сопротивление колеблется от 10^5 до 10^7 Ом. Обслуживающий персонал узнает о наличии поврежденного изолятора только при возгорании опоры или обугливание дерева опоры в районе крюка. То же происходит на незаземленных рамах разъединителей на деревянных опорах. В последнее время в Мосэнерго и в других энергосистемах появились методы определения дефектной изоляции путем измерения или фиксирования тока через тело деревянной опоры с помощью специальных штанг, пока не нашедшие широкого применения.

Иная картина будет при пробое изолятора на металлической или железобетонной опоре. Вследствие того что последовательно с изолятором включено низкое сопротивление металлической или железобетонной опоры, произойдет полное замыкание на землю. Обслуживающий персонал узнает об этом по работе приборов

контроля изоляции на шинах подстанции, от которой питается повредившаяся линия, и по работе земляной сигнализации. Так как уровень изоляции линий с металлическими или железобетонными опорами ниже, чем линии с деревянными опорами, то на первых применяют усиленные изоляторы типа ШЖБ, а в последнее время ШФ10-Г с лучшими электрическими характеристиками. У нового изолятора ШФ10-Г увеличено пробивное напряжение (см. табл. 3). Эти изоляторы за счет увеличения наружной поверхности и толщины фарфора имеют большие разрядные и пробивные напряжения.

Вследствие большого количества установленных в сетях изоляторов и трудоемкости работы их профилактические испытания не производятся.

Отсутствие профилактических испытаний изоляции в распределительных сетях приводит к снижению ее уровня и более частым повреждениям в эксплуатации. Опыт эксплуатации линий 6—10 кВ показал недостаточную эффективность принятой системы профилактики изоляторов из-за ее большой трудоемкости. Однако в литературе описаны упрощенные методы профилактики: с помощью штанг, измеряющих ток через тело опоры, или испытанием повышенным напряжением сразу участка сети с несколькими линиями и подстанциями. Эти методы не нашли широкого применения. В то же время вновь вводимые изоляторы также, как правило, не испытываются перед включением. Все это приводит к пробоям изоляторов, и в эксплуатации часто возникает необходимость поиска места повреждения.

Из числа распространенных дефектов, встречаемых на воздушных линиях, следует отметить закорачивание внешних промежутков трубчатых разрядников вследствие их малой величины (10—15 см) при рабочем напряжении 6—10 кВ. Закорачивание промежутков может привести к перекрытию или пробоем трубчатого разрядника по увлажненной поверхности трубки как снаружи, так и внутри. Поэтому в эксплуатации следует следить за состоянием внешних искровых промежутков разрядников. Так как трубчатые разрядники заземляются, то их перекрытие также приводит к замыканию на землю.

2. ЕМКОСТНЫЕ ТОКИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ СЕТИ

Особенностью распределительных сетей среднего напряжения до 35 кВ включительно является то, что они работают с изолированной или компенсированной нейтралью.

Трехфазная схема замещения такой сети приведена на рис. 6. На схеме C_1, C_2, C_3 — емкости фаз линий и кабелей относительно земли, r_1, r_2, r_3 — сопротивления утечек фаз линейной и подстанционной изоляции. Емкости обо-

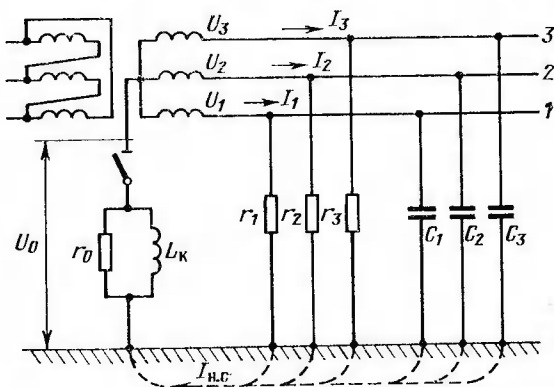


Рис. 6. Схема замещения сети 6—10 кВ.

рудования подстанций весьма незначительны и ими обычно пренебрегают. Если в такой сети произойдет замыкание на землю одной фазы, то питание потребителя не нарушается, хотя напряжения фаз относительно земли изменяются.

На рис. 7 приведена векторная диаграмма напряжений и емкостных токов трехфазной сети с изолированной нейтралью. Напряжения трех фаз относительно земли U_1, U_2, U_3 равны по величине и сдвинуты по фазе (времени) друг относительно друга на 120° . Линейными напряжениями называются напряжения между фазами U_{12}, U_{23}, U_{31} , которые также сдвинуты друг относительно друга на 120° и по величине в $\sqrt{3}$ раз больше фазных напряжений. На токоприемники потребителя воздействуют линейные напряжения. Если произойдет замыкание фазы 1 (рис 6) на землю, то ее потенциал станет равным нулю, а напряжения других неповрежденных фаз U_2 и

U_3 увеличится таким образом, что к ним добавится вектор, равный обратной величине вектора повредившейся фазы U_1 . Напряжения неповрежденных фаз увеличатся численно до значения линейного напряжения.

Рассмотрим работу сети при отсутствии замыкания на землю, т. е. в нормальном режиме. Особенностью работы сети является наличие в ней так называемого напряжения несимметрии, которое всегда будет на нейтрали в любой сети. Величина этого напряжения определяется вышеуказанными параметрами, т. е. значениями проводимостей на землю и фазовых напряжений.

В общем виде это напряжение для трехфазной сети выражается формулой

$$\dot{U}_{\text{нс}} = \frac{\dot{U}_1 \dot{Y}_1 + \dot{U}_2 \dot{Y}_2 + \dot{U}_3 \dot{Y}_3}{\dot{Y}_1 + \dot{Y}_2 + \dot{Y}_3 + \dot{Y}_0}, \quad (1)$$

где $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_3$ — напряжения трех фаз относительно земли; $\dot{Y}_1, \dot{Y}_2, \dot{Y}_3$ — проводимости фаз сети относительно земли; $\dot{Y}_0$ — проводимость нейтрали относительно земли.

Как видно из рис. 6, проводимости фаз относительно земли представляют собой емкости проводов воздушных линий и кабелей C_1, C_2, C_3 и проводимость утечек изоляции на землю $1/r_1, 1/r_2, 1/r_3$. Для сети с изолированной нейтралью $\dot{Y}_0 = 0$.

Проводимость фазы $\dot{Y} = j\omega C + \frac{1}{r}$. Если подставить в уравнение (1) значения проводимостей фаз, выраженных через емкости и сопротивления, и принять сопротивление утечек по фазам одинаковыми и равными r , получим:

$$\dot{U}_{\text{нс}} = U_{\phi} \frac{j\omega C_1 + a^2 j\omega C_2 + a j\omega C_3}{j\omega (C_1 + C_2 + C_3) + \frac{3}{r}} =$$

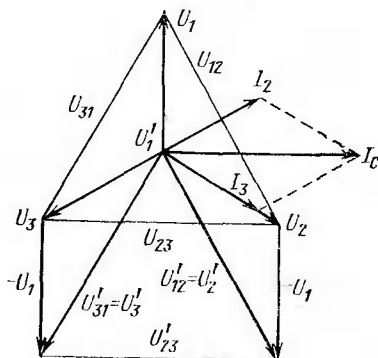


Рис. 7. Векторная диаграмма токов и напряжений при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью.

$$= U_{\phi} \frac{C_1 + a^2 C_2 + a C_3}{C_1 + C_2 + C_3} \frac{1}{1 - j \frac{3}{r\omega (C_1 + C_2 + C_3)}} =$$

$$= U_{\phi} \dot{u}_0 \frac{1}{1 - jd}, \quad (2)$$

где $a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$ и $a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$ — единичные векторы, характеризующие сдвиг фаз на 120° ; U_{ϕ} — фазное напряжение, принимаемое одинаково для всех трех фаз; $\dot{u}_0$ — степень несимметрии, определяемая неравенством емкостей фаз на землю; $d = \frac{3}{r\omega (C_1 + C_2 + C_3)}$ — коэффициент демпфирования, определяемый активными утечками на землю фаз.

Коэффициент демпфирования еще можно представить как отношение активной проводимости к емкостной проводимости сети или отношение активной составляющей тока к реактивной

$$d = \frac{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_3}}{\omega (C_1 + C_2 + C_3)}.$$

Из уравнения (2) видно, если $C_1 = C_2 = C_3$, то числитель будет равен нулю и несимметрия в сети отсутствует. Физически это означает, что емкостные токи трех фаз на землю равны по величине и сдвинуты друг относительно друга на 120° и, суммируясь в нейтрали, дадут нуль. Кроме того, степень несимметрии можно представить как отношение тока несимметрии к полному емкостному току сети, т. е.

$$u_0 = \frac{U_{\text{нс}}}{U_{\phi}} = \frac{I_{\text{нс}}}{I_C}.$$

За счет чего в сети может возникнуть несимметрия? Емкости фаз воздушных линий представляют собой распределенную емкость провода на землю. Эта емкость зависит от диаметра провода, расстояния от провода до поверхности земли и длины провода. Чем больше диаметр и длина провода, тем больше его емкость, чем больше расстояние до поверхности земли, тем меньше емкость провода.

Если взять наиболее распространенную линию на опорах типа «свечка», то можно сказать, что емкость

верхнего провода всегда будет меньше емкости нижнего провода. Подобные выводы можно сделать и для линий других типов. Таким образом, если одна фаза на всех линиях является нижней, то ее емкость относительно земли будет наибольшей, и если специально не устраивать транспозиций, т. е. не менять расположения фаз на опорах, то их емкости будут не равны и, следовательно, в сети всегда будет несимметрия.

Обычно транспозиции делаются на длинных линиях 110 кВ и выше, а на линиях среднего напряжения небольшой длины провода отдельных фаз не меняют своего положения на опорах по всей длине отдельной линии. Если разница емкостей фаз нетранспонированных линий достигает 10%, то степень несимметрии имеет величины около 3,5%. В эксплуатации степень несимметрии имеют величины 0,5—1,5% и практически не чувствуется при измерении напряжений фаз. Для сети с рабочим напряжением 10 кВ это составит около 100 В. Несимметрия может резко возрасти при отключении одной или двух фаз линии. При отключении одной фазы полностью или частично напряжение отключившейся фазы увеличивается, а на двух других уменьшается. Отключение двух фаз приводит к уменьшению напряжения третьей фазы и увеличению напряжения отключившихся фаз. Степень несимметрии кабельных сетей практически равна нулю, так как токопроводящие жилы кабеля расположены симметрично относительно заземленной оболочки кабеля и имеют одинаковые емкости на землю.

Наличие активных проводимостей на землю влияет на степень несимметрии следующим образом: чем больше активные проводимости, тем меньше степень несимметрии. Это видно из формулы (2), где коэффициент демпфирования d уменьшается с увеличением сопротивления r активных проводимостей фаз. Это значит, что напряжение несимметрии в эксплуатации может меняться в зависимости от состояния поверхности изоляторов линий, ее увлажнения, загрязнения, т. е. в сырую погоду напряжение несимметрии уменьшается.

Замыкание на землю одной из фаз приводит к перераспределению токов и потенциалов на землю в сети. Рассмотрим замыкание через нулевое сопротивление (глухое замыкание на землю). Как видно из векторной диаграммы (рис. 7), под действием увеличившихся до значения $U_{\text{д}}$ напряжений неповрежденных фаз U'_2 и U'_3

через емкости этих фаз C_2 и C_3 проходят токи I_2 и I_3 , равные $U_{\text{ф}}\omega C_{\text{ф}}$ и опережающие соответствующие напряжения на 90° . Эти токи, складываясь под углом 60° обычно в нулевой точке сети, возвращаются через место замыкания на землю

$$I_C = U_{\text{ф}}\omega (C_1 + C_2 + C_3).$$

При одинаковых значениях емкостей фаз $I_C = 3U_{\text{ф}}\omega C_{\text{ф}}$. Ток замыкания на землю в виде электрической дуги вызывает ряд нежелательных явлений:

а) Благодаря термическому действию дуги разрушается изоляция, ионизируется воздух в месте горения дуги, в результате чего однофазное замыкание на землю может перейти в двух- и трехфазное замыкание с последующим отключением линии или участка сети. Если замыкание на землю произошло в кабеле, то его изоляция пережигается.

б) Наличие дуги тока замыкания на землю из-за ее прерывистого характера вызывает так называемые дуговые перенапряжения, достигающие величин $3-3,2 U_{\text{ф}}$, которые могут вызвать перекрытие или пробой ослабленной изоляции в другой точке и, следовательно, отключение линий, а иногда сразу нескольких.

в) Даже при отсутствии дуговых перенапряжений повышенные до линейного значения напряжения двух неповрежденных фаз также могут вызвать перекрытие изоляторов.

Поэтому в эксплуатации стараются создать такой режим, при котором дуга однофазного замыкания на землю не могла бы существовать или ее действие было бы с минимальным ущербом. Этого можно добиться путем снижения величин тока замыкания на землю. Для выполнения этой задачи применяются так называемые дугогасящие аппараты (катушки). Дугогасящие катушки, называемые иногда катушками Петерсена, подсоединяются в нулевую точку заземляющего трансформатора¹ (рис. 6), создают резонансный контур из индуктивности катушки L_K и суммарной емкости сети $C_1 + C_2 + C_3$.

Элементами, влияющими на затухание в этом контуре, будут проводимости утечки $\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_3}$ и активные потери в дугогасящих аппаратах и заземляющих трансформаторах $1/r_0$.

¹ Заземляющим трансформатором называется силовой трансформатор, в нейтраль которого включена дугогасящая катушка.

Рассмотрим компенсированную сеть в нормальном режиме при отсутствии замыкания на землю. На резонансный контур емкость сети — индуктивность катушки будет воздействовать напряжение несимметрии $U_{нс}$. Это напряжение несимметрии вызовет в нулевой точке напряжение смещения нейтрали U_0 , которое будет тем больше, чем ближе настройка контура к резонансу. Очевидно, что напряжение на нейтрали будет одновременно напряжением на дугогасящей катушке. Если по-прежнему принять $U_1 = U_2 = U_3 = U_\phi$, $r_1 = r_2 = r_3 = r$, то напряжение смещения нейтрали будет равно:

$$U_0 = U_\phi \frac{u_0}{v - jd} \quad (3)$$

Первый член знаменателя v представляет собой отношение полной реактивной проводимости колебательного контура к полной емкостной проводимости фаз относительно земли, что является степенью расстройки дугогасящей катушки по отношению к резонансному состоянию. Второй член знаменателя является тем же самым коэффициентом демпфирования.

Если степень расстройки v имеет положительное значение, т. е. индуктивная проводимость больше емкостной, то сеть работает с перекомпенсацией и при замыкании на землю ток имеет индуктивный характер.

При одинаковых значениях емкостной и индуктивной проводимости имеет место резонанс контура, ток минимальный и имеет чисто активное значение (если пренебречь составляющими высших гармоник).

В зависимости от степени расстройки и коэффициента успокоения через нейтраль системы будет проходить ток несимметрии сети, обусловленный неравенством емкостных проводимостей сети фаз относительно земли. Чем ближе сеть к резонансу, т. е. чем меньше степень расстройки, тем больше этот ток и, соответственно, напряжение на нейтрали. Изменение тока и напряжения в нейтрали для реальной сети по опытным данным приведено на рис. 8. Здесь видно, что при резонансе, когда индуктивная проводимость дугогасящей катушки равна емкостной проводимости сети, напряжение и ток в нейтрали достигают максимального значения и ограничиваются активными сопротивлениями контура, т. е. зависят от коэффициента успокоения.

В отдельных случаях при резонансе и большой несимметрии напряжение на нейтрали достигает величины выше фазного напряжения. Это приводит соответственно к повышению напряжений фаз, и на диспетчерском пункте появляется сигнал «земля в сети», хотя замыкание на землю отсутствует. Чтобы этого не произошло, приходится увеличивать степень расстройки дугогасящей катушки, т. е. отходить от резонанса, снижая тем самым напряжение смещения нейтрали. Такой режим невыгоден, так как при замыкании на землю в сети ток в месте замыкания увеличивается. Более правильный путь это симметризовать сеть, т. е. выравнять емкости по фазам путем перемены места расположения проводов на опорах. Это производится на шинах подстанций, так как длина отдельных линий в распределительных сетях небольшая, и делать транспозиции по линии нецелесообразно.

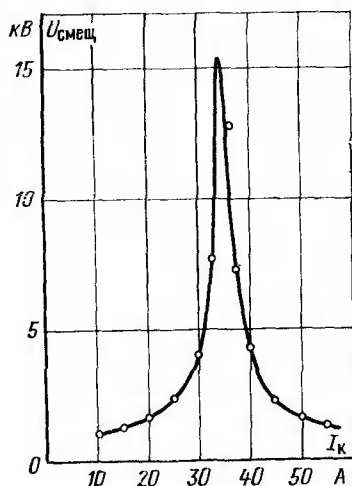


Рис. 8. Изменение напряжения смещения нейтрали компенсированной сети в зависимости от настройки дугогасящей катушки.

Другой путь снижения напряжения несимметрии — подсоединение конденсаторов к фазам линий, имеющих меньшую емкость на землю.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАЗВЕТВЛЕННОЙ СЕТИ

До сих пор мы рассматривали процессы, связанные с замыканием на землю в сети, представленной схемой с сосредоточенными постоянными. Это требовалось для того, чтобы вывести численные зависимости между напряжениями фаз и нейтрали, емкостными токами, проводимости фаз и т. д.

В действительности сеть представляет собой систему с распределенными постоянными. Емкостные и активные проводимости линий распределены вдоль линии и зави-

сят от ее длины. Для простоты представим сеть в виде одной длинной линии и рассмотрим, как распределяются емкостные токи по этой линии для сети с изолированной нейтралью. Распределенную емкость представим, как три конденсатора на каждую фазу.

Сначала рассмотрим нормальный режим при отсутствии замыкания на землю. Из рис. 9 видно, что под действием фазных напряжений через распределенные емкости

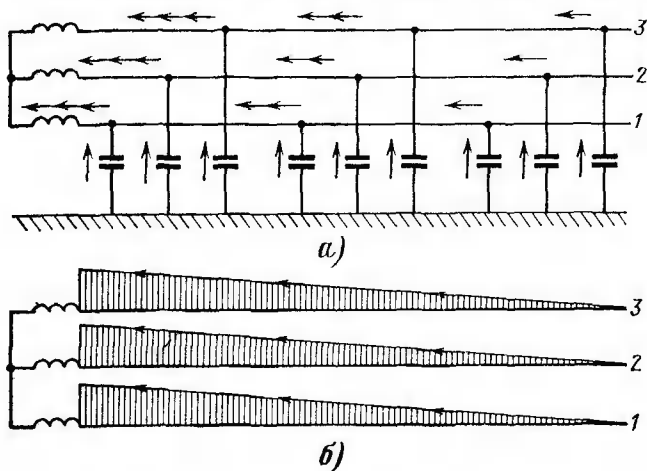


Рис. 9. Прохождение емкостных токов в линии электропередачи при отсутствии замыкания на землю.

каждой фазы токи подтекают в линию и затем к источнику питания, где, складываясь под углом 120° , дают в сумме нуль при равных емкостях фазы. Ток в земле отсутствует, так как в каждой точке получаются три одинаковых тока, сдвинутых под углом 120° .

Теперь предположим, что в точке *a* (рис. 10) возникло замыкание на землю на фазе 1. Произойдет перераспределение токов, к нормальным зарядным токам добавляются токи замыкания на землю, в неповрежденных фазах 2 и 3 токи увеличатся за счет повышения напряжения до линейного. В поврежденной фазе 1 на участке линии от источника питания до места повреждения ток изменяет свою величину и направление, так как будет уже направлен к месту повреждения, и в этом же проводе будет проходить суммарный ток двух неповрежденных фаз. Соответственно появятся токи в земле под проводами.

Распределение токов по линии практически показано на диаграмме рис. 9,б и 10,б.

Из диаграмм видно, что в разных точках линии токи отличаются по величине и направлению. Их величина также будет зависеть и от места замыкания на землю. Ток имеет максимальную величину в месте замыкания

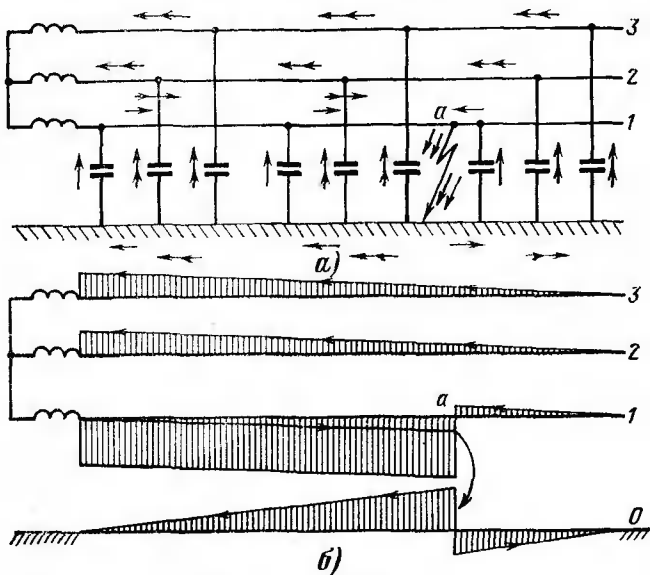


Рис. 10. Прохождение емкостных токов в линии электропередачи при замыкании на землю.

на землю, в то время как его полная величина не зависит от места замыкания на землю, практически постоянна для данного участка сети и равна:

$$I_c = U_{\phi\omega}(C_1 + C_2 + C_3).$$

Ток, проходящий в земле, будет равен сумме токов в проводах для каждой точки линии. В конце линии ток всегда будет равен нулю, за исключением случая, когда замыкание на землю происходит в конце линии.

На рис. 11 в качестве примера даны значения суммарного тока замыкания на землю в линии в зависимости от места замыкания на землю при различных длинах сети. Эти значения даны в относительных единицах. Цифры на рис. 11 не требуют пояснения, только следует иметь

в виду, что они обозначают алгебраическую сумму токов во всех трех фазах в данной точке.

Распределение токов в линии с двусторонним питанием существенно изменится. Мы здесь не будем его рассматривать, так как большинство сетей 6—10 кВ являются радиальными. Отметим только, что в линии с двусторонним питанием емкостный ток будет оттекать от места повреждения в противоположные стороны к обоим источникам питания и через них в неповрежден-

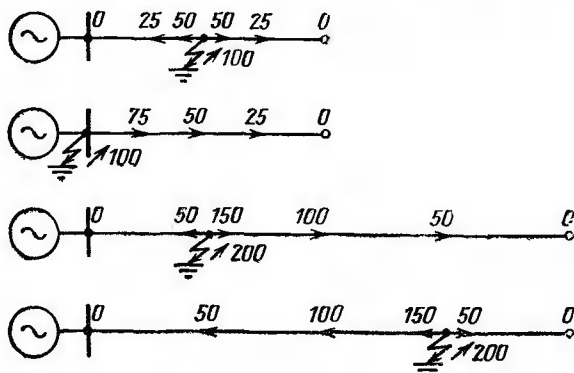


Рис. 11. Суммарные емкостные токи в линии электропередачи в зависимости от места замыкания на землю.

ные фазы. Следовательно, в неповрежденных фазах будет существовать точка токораздела, где емкостный ток будет равен нулю. Положение этой точки будет зависеть от расположения места замыкания на землю. Суммарный же емкостный ток не будет равен нулю ни в одной точке линии.

Для радиальной сети с несколькими линиями распределение токов показано на диаграмме рис. 12. На диаграмме приведены два случая замыкания на землю в разных точках сети. Токи замыкания на землю можно легко найти, зная емкости отдельных участков. Как видно из диаграммы, наибольший ток будет в головной части линии и этот ток будет тем больше, чем больше питающих линий подключено к шинам подстанции.

Из диаграммы можно сделать вывод, что если замыкание на землю возникло на короткой линии, то ток к месту замыкания на землю может быть соизмерим с подтекающим к шинам емкостным током другой разветв-

ленной линии. Все зависит от соотношения длин линий. Если к шинам подсоединены еще линии, то их суммарный емкостный ток добавится в поврежденную линию и на ее участке от начала до места замыкания на землю ток увеличится на величину этой добавки. На эту же величину увеличится ток в месте замыкания на землю. Такие

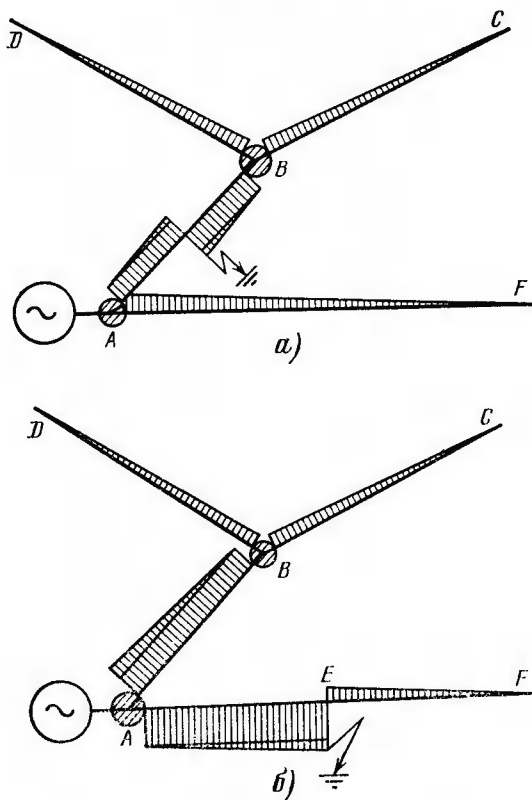


Рис. 12. Распределение суммарного емкостного тока в разветвленной сети.

соотношения токов использованы для простейшей токовой земляной сигнализации, которая выбирает поврежденную линию по максимальному значению суммарного емкостного тока в ее начале.

Теперь рассмотрим распределение емкостных токов в компенсированной сети. Компенсированная сеть отличается тем, что в нейтраль заземляющего трансформатора

обычно на шинах питающей подстанции включена индуктивность — дугогасящая катушка, которая создает свой индуктивный ток. Этот ток будет накладываться на емкостные токи линии. Для удобства рассмотрим отдельно ток, создаваемый индуктивностью. Цепь этого тока будет замыкаться в контуре: дугогасящая катушка,

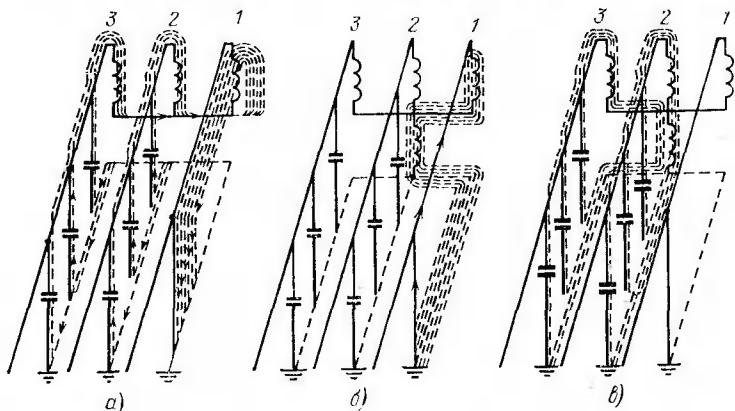


Рис. 13. Прохождение токов замыкания на землю в компенсированной сети.

а — емкостного тока замыкания на землю; *б* — компенсирующего тока дугогасящей катушки; *в* — результирующего тока.

обмотка заземляющего трансформатора, провод поврежденной фазы линии, место замыкания, земля (рис. 13). При сложении с емкостным током получится, что токи в фазе 2 и 3 останутся без изменения, а в фазе 1 до места повреждения и через место повреждения ток будет равен нулю или, вернее, остаточному активному току.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

В эксплуатации для настройки дугогасящих катушек, а также для определения места замыкания на землю важно знать значение емкостного тока замыкания на землю. Эти значения можно определить расчетным путем и непосредственным измерением.

Расчет емкостных токов ведется по эмпирическим формулам, дает приближенные результаты с точностью до 10% из-за практической невозможности учесть на всех линиях расположение проводов, расстояние до зем-

ли, тип опоры, емкость трансформаторов и т. д. Для воздушных линий 6—35 кВ без грозозащитного троса для определения емкостного тока замыкания на землю применяется следующая формула (А):

$$I_c = 2,7 U_{\text{л}} l \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где $U_{\text{л}}$ — линейное напряжение, кВ; l — длина линий, км.

Для кабелей значение емкостных токов зависит от сечения и конструктивного рабочего напряжения кабеля. Величины емкостных токов замыкания на землю приведены в табл. 3.

Таблица 3

Емкостные токи замыкания на землю силовых кабелей

Сечение кабеля, мм ²	Емкостные токи, А/км, при номинальном напряжении кабеля, кВ			
	для шестикилловольтной сети		для десятикиловольтной сети	
	6	10	10	35 (ОСБ)
16	0,40	0,35	0,55	—
25	0,50	0,40	0,65	—
35	0,58	0,45	0,72	—
50	0,68	0,50	0,80	—
70	0,80	0,58	0,92	—
95	0,90	0,68	1,04	1,15
120	1,00	0,75	1,16	1,25
150	1,18	0,85	1,30	1,30
185	1,25	0,95	1,47	1,40
240	1,45	1,10	1,70	1,55

Активная составляющая тока замыкания на землю имеет величину порядка 2—5% значения емкостного тока. Для практических целей определения места замыкания на землю достаточно расчетных данных. Однако часто отсутствуют данные протяженности воздушных линий участка сети, длины и сечения кабельных вставок и отдельных линий. Поэтому приходится производить измерения тока замыкания на землю в сети. Эти измерения производятся следующим образом. Лучше всего измерения сделать на какой-либо подстанции, где имеется свободный действующий выключатель, подключенный к сборным шинам подстанции (рис. 14).

На этом выключателе устанавливается максимальная защита с нулевой выдержкой времени и минимальной уставкой по току срабатывания. При этом надо иметь в

виду следующие обстоятельства. В момент включения выключателя на емкость сети через него пройдет первоначальный бросок емкостного тока замыкания на землю, достигающий пятикратной величины установившегося значения. Чтобы защита не отключила выключатель в этом случае, уставка ее по току должна быть не менее пятикратного значения предполагаемой величины тока

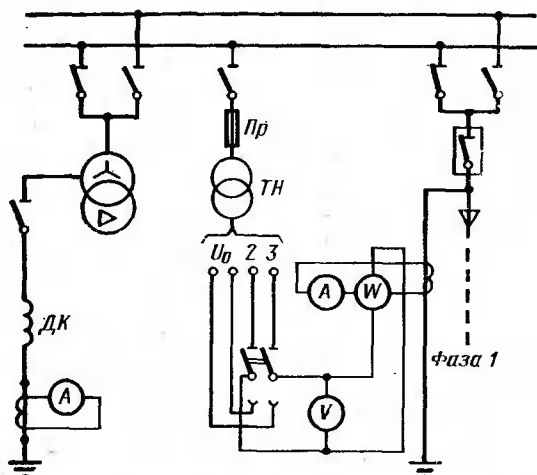


Рис. 14. Схема измерения емкостного тока замыкания на землю.

замыкания на землю. За выключателем устанавливается искусственное заземление на одной из фаз. В расщелку заземляющего провода включается трансформатор тока. Само заземление и трансформатор тока должны быть рассчитаны на динамическую и термическую устойчивость на случай возможного короткого замыкания при измерениях. Для этого трансформатор тока типа ТПФ или ТПЛ-10 должен быть надежно закреплен. Провод искусственного заземления должен иметь достаточное сечение.

Обычно для этой цели используется переносное заземление. Такие соединения между выключателем, трансформатором тока и землей должны быть надежными, лучше всего болтовыми или с помощью струбцин. Ни в коем случае нельзя применять соединение скруткой. Также нельзя пользоваться низковольтными измерительными лабораторными трансформаторами тока низкого

напряжения, так как при прохождении через них тока короткого замыкания они могут повредиться от динамических или термических воздействий. Номинальный ток трансформатора тока должен быть такого же порядка, что и измеряемый ток замыкания на землю от 20 до 40 А, коэффициент трансформации 20/5—40/5. При большем значении коэффициента трансформации измерения будут неточными.

Если такого трансформатора тока подобрать не удастся, то для измерения можно воспользоваться токоизмерительными клещами. В этом случае токоизмерительные клещи надеваются на заземляющий провод и располагаются таким образом, чтобы можно было наблюдать за показаниями прибора на расстоянии 2—3 м или больше через бинокль.

Когда схема собрана, ее тщательно проверяют и затем по согласованию с диспетчером сети включают выключатель, которым производится искусственное однофазное замыкание на землю.

Персоналу запрещается находиться рядом с заземлением и выключателем, который рекомендуется включать дистанционно. Такие меры предосторожности принимают вследствие опасности попадания под шаговое напряжение и на случай появления земли на другой фазе при повышении напряжения до линейного. В последнем случае должно отключиться искусственное заземление своим выключателем и потребители не обесточатся. Это произойдет потому, что выдержка времени у выключателя, за которым установлено искусственное заземление и уставка по току, меньше, чем на выключателях в любой другой точке сети. Амперметром будет измеряться полный ток замыкания на землю, включая активную составляющую и токи высших гармоник. Для того чтобы измерить реактивную (емкостную) и отдельно активную составляющие, применяется ваттметр, токовая обмотка которого включается в цепь трансформатора тока, а обмотка напряжения поочередно на напряжение между двумя неповрежденными фазами U_{23} и на напряжение в нейтрали U_0 .

Реактивная составляющая определяется по формуле

$$I_p = \frac{W_p}{U_{23}},$$

а активная составляющая

$$I_a = \frac{W_a}{U_0},$$

где W_p — показание ваттметра при включении его на междуфазовое напряжение U_{23} ; W_a — показание ваттметра при включении его на напряжение нейтрали U_0 .

Для удобства и безопасности измерений, которые следует производить быстро, рекомендуется применить переключатель напряжения обмоток ваттметра типа перекидного рубильника. Напряжения U_{23} и U_0 снимаются с вторичных цепей трансформатора напряжения.

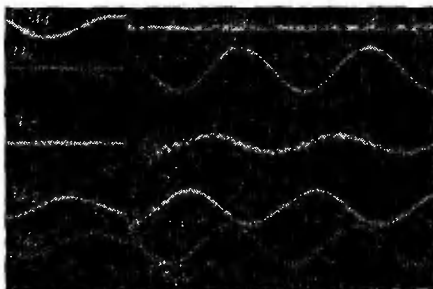


Рис. 15. Осциллограмма емкостного тока замыкания на землю.

Чтобы определить составляющие высших гармоник, рекомендуется осциллографировать токи замыкания на землю шлейфовым осциллографом. Осциллограмма емкостного тока замыкания на землю приведена на рис. 15.

После записи показаний приборов надо немедленно отключить выключатель с искусственным заземлением и затем разобрать схему. Если в сети имеется дугогасящая катушка, то измерение тока замыкания на землю безопаснее произвести методом смещения нейтрали от постороннего источника напряжения.

ВЫСШИЕ ГАРМОНИЧЕСКИЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ В ТОКАХ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

До сих пор мы предполагали, что напряжение источников питания сети строго синусоидальное. В действительности за счет наличия нелинейных элементов в си-

стеме передачи электроэнергии реальная форма кривой напряжения отличается от синусоиды. За счет чего это происходит?

В первую очередь напряжение на шинах генераторов электростанций уже содержит высшие гармоники из-за конструкции магнитопровода и обмоток генератора (зубцы магнитопровода ротора, расположение проводников обмотки с конечными размерами, наличие насыщения стали и т. д.). Составляющие высших гармоник в кривой напряжения современных генераторов незначительны, практически не влияют на работу токоприемников и составляют доли процента по амплитуде. Во всяком случае, если наблюдать на осциллографе кривую напряжения, то она будет выглядеть как правильная синусоида. Соответственно низкое содержание высших гармоник будет и в токах нагрузки, которые представляют собой активно-индуктивные токи, причем содержание высших гармоник в токах нагрузки обычно ниже, чем в напряжении, так как

$$I = \frac{U}{\omega L + R}.$$

Из этой формулы видно, что с увеличением частоты величина составляющей этой частоты уменьшается.

Однако из-за наличия в сети трансформаторов со стальным магнитопроводом возникают дополнительно составляющие высших гармоник за счет насыщения магнитопровода, особенно если трансформатор работает в режиме, близком к холостому ходу. Но и в этом случае содержание высших гармоник в токах нагрузки незначительное и составляет доли процента по отношению к амплитуде основной гармоники рабочей частоты 50 Гц. Картина меняется при емкостном характере нагрузки. В этом случае ток $I = U\omega C$ и, чем выше частота соответствующей гармоники, тем она больше будет подчеркиваться в токе. Именно такие соотношения будут иметь место в токах замыкания на землю, которые, как мы убедились, являются емкостными.

В емкостном токе замыкания на землю всегда содержатся составляющие высших гармоник, величина которых уже может быть соизмерима с составляющей основной частоты (50 Гц). Как правило, это нечетные гармоники: 5-я, 7-я, 11-я, 17-я, 21-я, 23-я (здесь цифры означают кратность по отношению к основной гармонике 50 Гц). Соответствующие частоты: 250, 350, 550, 650, 850, 1050

1150 Гц. Амплитуда составляющей гармоники в кривой напряжения убывает с увеличением частоты, однако в токе замыкания на землю может иметь место такое явление, когда амплитуда гармоники более высокой частоты будет больше гармоники низшей составляющей.

Кроме того, наибольшая амплитуда той или иной гармоники в токе замыкания на землю зависит от параметров данной энергосистемы и конкретного участка сети. В частности, в электросетях системы Мосэнерго наиболее часто максимальная амплитуда в токе замыкания на землю будет 550 и 650 Гц (11-я и 13-я гармоники). В других энергосистемах это может быть 5-я или 7-я гармоника.

Наличие высших гармоник и полезно и вредно для эксплуатации. С одной стороны, их можно использовать для земляной сигнализации и отыскания места замыкания на землю, о чем пойдет речь ниже. С другой стороны, они не дают возможности полностью компенсировать ток замыкания на землю, так как настройка дугогасящей катушки устанавливается в резонанс на основную частоту емкостного тока замыкания на землю. Поэтому через место замыкания на землю будут проходить дополнительно токи высших гармоник, на участках сети большой протяженности они могут достигать десятков ампер и их термическое действие будет способствовать поддержанию горения дуги в месте замыкания на землю с соответствующими последствиями.

Практически токи высших гармоник всегда будут присутствовать в токе однофазного замыкания на землю, и это явление можно использовать для отыскания места замыкания на землю. Токи высших гармоник составляют 2—3,5% величины емкостного тока замыкания на землю.

3. МЕТОДЫ ОТЫСКАНИЯ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Момент появления устойчивого однофазного замыкания на землю определяется по сигналу «земля в сети» на шинах питающей подстанции.

До недавнего времени отыскание места однофазного замыкания на землю производилось наугад. Сначала поочередным отключением линий на питающей подстанции определялось направление, в котором произошло замыкание на землю. Затем посылались обходчики в дан-

ном направлении по линии и по его ответвлениям. Обход не всегда бывал успешным. Во многих случаях внешним осмотром не удавалось обнаружить повредившийся элемент (например, пробитый изолятор.) Тогда производились дополнительные отключения ответвлений до пропадания сигнала «земля в сети» на питающей подстанции. Когда уже определен участок линии, где должно быть однофазное повреждение, то этот участок осматривается более внимательно, иногда с помощью верховой ревизии и проверки изоляции мачтовых подстанций, разъединителей, кабельных вставок, трубчатых разрядников, изоляторов и т. д. мегомметром.

Совершенно очевидно, что такой поиск трудоемок и неэффективен. Протяженность линий 6—10 кВ, питающихся от данной подстанции, часто достигает нескольких сот километров; линии проходят в сельской местности в условиях бездорожья, отсюда вполне понятно, что часто поиск ведется сутками, пока место повреждения будет локализовано.

Какими же методами можно пользоваться для более быстрого отыскания места повреждения в распределительных сетях?

Ответ на этот вопрос вытекает из рассмотренных в предыдущей главе соотношений токов и напряжений, которые имеют место при однофазном замыкании на землю. Основное отличие режима однофазного замыкания на землю по сравнению с нормальным режимом состоит в том, что изменяются соотношения емкостных токов в фазах линий. Токи нагрузки при этом остаются неизменными и их можно считать одинаковыми по величине и сдвинутыми на 120° в фазах проводов линии. Обратимся к рис. 9 и 10. В нормальном режиме имеются только зарядные емкостные токи, практически равные по величине и сдвинутые на 120° . Токи нагрузки складываются с этими зарядными токами, и в результате получаются суммарные токи, также одинаковые по величине и сдвинутые по фазе на 120° .

Теперь рассмотрим электромагнитное поле под трехфазной линией, образуемое токами в проводах линии. В этом случае результирующее электромагнитное поле будет равно нулю, так же как будет равен нулю суммарный ток в нулевой точке сети. Все эти рассуждения верны для случая, когда точка под линией, где мы измеряем поле, находится на одинаковом расстоянии от про-

водов линии. Такое расположение проводов в практике встречается редко, и, как правило, такую точку линии найти невозможно. Но для простоты рассуждений мы примем, что расстояния от точки измерения до любого провода линии одинаковы.

При замыкании на землю это равновесие нарушается и появляется электромагнитное поле тока однофазного замыкания на землю. Таким образом, можно резюмировать: в нормальном режиме электромагнитное поле под воздушной линией весьма незначительно, однако существует. Это поле имеет конечную величину из-за несимметричного расположения проводов в пространстве, из-за неравенства токов нагрузок и емкостных токов по отдельным фазам. В режиме однофазного замыкания на землю электромагнитное поле увеличивается на значительную величину в отдельных случаях на два порядка (в 100 раз). Кроме магнитного поля токов под линией возникает электрическое поле из-за несимметрии фазных напряжений относительно земли. Здесь применимы те же рассуждения, какие мы имели для магнитного поля токов.

В нормальном режиме фазные напряжения равны по величине и сдвинуты на 120° и результирующее электрическое поле от взаимодействия фазных напряжений равно нулю. Здесь также следует иметь в виду, что практически электрическое поле существует за счет несимметричного расположения проводов, неравенства фазных напряжений из-за несимметрии емкостей относительно земли, но величина этой несимметрии незначительна и, следовательно, незначительно и результирующее электрическое поле под линией. При замыкании на землю возникает несимметрия фазных напряжений (рис. 7), появляется результирующий вектор напряжения, и под линией появляется электрическое поле. Так же, как и для магнитного поля токов, это поле по величине значительно больше поля несимметрии в нормальном режиме. Наличие электрического поля напряжения нулевой последовательности служит признаком появления однофазного замыкания на землю в данной сети.

Таким образом, при появлении замыкания на землю в сети с изолированной (или компенсированной) нейтралью под воздушной линией электропередачи появляется электромагнитное поле: электрическое поле за счет несимметрии фазных напряжений и магнитное поле вследствие прохождения тока замыкания на землю. На-

личие этих полей дает возможность определить место повреждения на землю. Очевидно, если поместить под линию катушку индуктивности, то под действием магнитного поля однофазного тока в ней наведется э. д. с. Ось катушки индуктивности должна быть расположена под линией горизонтально и перпендикулярно оси проводов линии.

Силовые линии магнитного поля проводов представляют собой концентрические окружности и под линией имеют горизонтальное направление, т. е. будут совпадать с осью катушки индуктивности. Тем самым создаются наиболее благоприятные условия приема сигнала от магнитного поля токов однофазного замыкания на землю. Конечно, такая катушка будет принимать сигнал от токов нагрузки (за счет несимметрии проводов и неравенства тока по фазам), однако, как мы уже отметили, величина этого сигнала на один-два порядка меньше, чем сигнала токов замыкания на землю. (Ниже будет отмечено, что в некоторых случаях при определенных соотношениях между токами нагрузки и емкостными токами сигналы от электромагнитных полей, ими вызываемыми, могут быть соизмеримыми.)

Электрическое поле от несимметрии фазных напряжений может быть принято на обычную антенну, как у радиоприемника. В качестве такой антенны может быть использован металлический штырь длиной около 0,5 м. Антенна располагается под линией электропередачи.

Каким же образом ведется поиск однофазного замыкания на землю путем использования электромагнитных полей над линией электропередачи? Для поиска можно использовать простейший токовый прибор.

Токовый прибор. Простейший прибор для определения места замыкания на землю был разработан Украинским филиалом института ВНИПИСельэлектро и получил наименование ОМЗ-1 (в изготовлении ЦВЛ Мосэнерго УМП-2). Блок-схема прибора приведена на рис. 19,а.

Прибор состоит из датчика-катушки индуктивности, усилителя на полупроводниках, выпрямителя и индикатора — микроамперметра. При расположении датчика под линией таким образом, что ось катушки индуктивности располагается горизонтально и перпендикулярно оси линии, в ней наводится э. д. с. Полученный сигнал усиливается усилителем, выпрямляется выпрямителем и вызы-

вает отклонение стрелки прибора. Отклонение стрелки прибора пропорционально величине тока замыкания на землю.

Отыскание места повреждения с помощью этого прибора производится в следующем порядке.

После получения сообщения с диспетчерского пункта о наличии «земли» в сети электромонтер с прибором отправляется на питающую подстанцию к выводам линии 6 кВ (или другого напряжения, в зависимости от того, где произошло замыкание на землю). Под проводами отходящих линий 6 кВ определяется та линия, где показания прибора наибольшие. Для измерений прибор располагается под проводами с осью магнитного датчика-катушки перпендикулярно оси линии. Поврежденное направление определяют по наибольшему отклонению стрелки прибора.

Определив поврежденную линию, переходят к ближайшему ответвлению, где аналогичным образом определяют направление с наибольшими показаниями, по которому двигаются дальше, пока показания резко не уменьшатся. Это говорит о том, что место повреждения пройдено и надо уже отыскивать опору с повреждением, двигаясь назад. При отыскании места повреждения не обязательно двигаться от подстанции, заезжая по порядку последовательно к каждому месту ответвления. Для ускорения поиска замеры производятся в точках, наиболее удобных для подъезда. Если окажется, что показания резко уменьшились, то возвращаются назад.

Так как повреждения могут быть только на металлических железобетонных опорах, на мачтовых подстанциях или переключательных пунктах, где штыри или основания изоляторов заземлены, то повреждения следует отыскивать именно на них. Для этого возвращаются к ближайшей такой опоре или подстанции. Определение самой опоры с повреждением осуществляется следующим образом. Прибор располагается также горизонтально по оси магнитного датчика и ориентируется параллельно оси линии. В таком положении прибор будет реагировать на магнитное поле спуска заземления, не реагируя на поле проводов линии, так как силовые линии магнитного поля последних будут направлены перпендикулярно оси катушки прибора. Чтобы не попасть под шаговое напряжение, подходить к опоре следует в диэлектрических бо-

тах, а остальные измерения на линии делать в пролетах, вдалеке от опор.

Так как прибор имеет плавную регулировку чувствительности, то при первоначальном замере под линией, где имеется повреждение, стрелка прибора устанавливается приблизительно на $1/2$ — $2/3$ полного отклонения и в дальнейшем регулятор чувствительности устанавливается в том же положении (по риску). В этом случае прибор не будет зашкаливать, а на неповрежденных направлениях его показания будут значительно ниже.

Для исключения влияния токов нагрузки ВНИПИ-сельэлектро рекомендует измерения делать на расстоянии 8—15 м от оси линии, также располагая прибор осью катушки перпендикулярно проводам линии. При удалении прибора от линии добиваются того, что расстояния между проводами линии будут значительно меньше, чем расстояния от проводов линии до прибора, и эффект несимметричного расположения проводов до измерителя сводится к минимуму.

Так как прибор ОМЗ-1 реагирует на токи нагрузки, то им нельзя производить измерения на линиях, где эти токи больше трехкратного тока замыкания на землю. Например, ток нагрузки равен 20 А, а ток замыкания на землю меньше 7 А. В этом случае прибор может дать показания под неповрежденной, но нагруженной линией больше, чем под ненагруженной линией, в цепи которой имеет место замыкание на землю. Такие соотношения часто встречаются в эксплуатации, что ограничивает область применения простейших токовых приборов.

Для возможности применения токового прибора в этом случае рекомендуется заранее записать его показания в нормальном режиме под линией в местах будущих замеров и нанести их на схему сети. При однофазном замыкании на землю показания прибора уже сравниваются с полученными данными измерений в нормальном режиме. Превышение этих значений хотя бы в 2 раза говорит о том, что на данном направлении имеет место замыкание на землю. Однако это не всегда приводит к желаемым результатам и лучше устранить или уменьшить влияние магнитного поля токов нагрузки.

Рассмотрим конфигурацию силовых линий магнитного поля токов замыкания на землю и токов нагрузки в трехфазной линии. Чем отличается магнитное поле тока нагрузки от емкостного тока замыкания на землю? Магнит-

ное поле от суммарного значения емкостного тока замыкания на землю будет представлять собой концентрическую окружность вокруг проводов. У земли под осью симметрии линии электропередачи силовые линии магнитного поля горизонтальны, и поэтому в катушке индук-

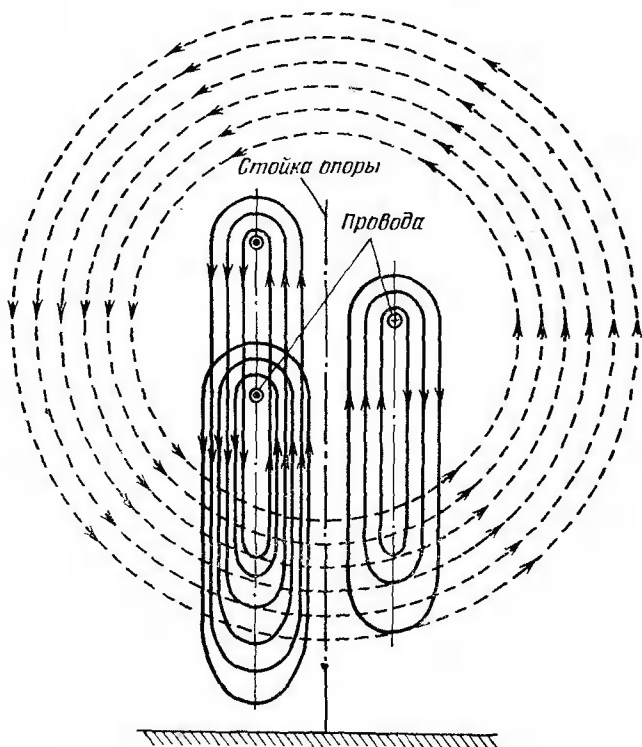


Рис. 16. Конфигурация силовых линий магнитного поля токов нагрузки и тока замыкания на землю.

—→— силовая линия токов нагрузки; - - - - - силовые линии тока замыкания на землю.

тивности с горизонтальной осью это поле будет наводить э. д. с. В катушке индуктивности с вертикальной осью э. д. с. наводиться не будет. В отличие от этого конфигурация силовых линий магнитного поля токов нагрузки будет в виде эллипсовидных замкнутых кривых (рис. 16), так как в любой промежуток времени направление токов в отдельных проводах фаз будет противоположным по

направлению за счет сдвига по времени фазных токов на 120° . У земли силовые линии магнитного поля будут иметь горизонтальное и вертикальное направление. Поэтому как в катушке индуктивности с горизонтальной

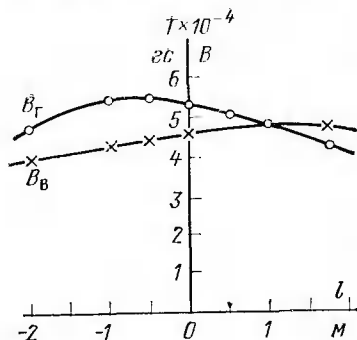


Рис. 17. Зависимость магнитной индукции B_H и B_V от положения точки под проводами линии.

l — расстояние в горизонтальном направлении перпендикулярно оси линии от проекции провода фазы А.

осью, так и в катушке индуктивности с вертикальной осью будут наводиться э. д. с.

Расчеты магнитного поля трехфазного тока нагрузки показали, что э. д. с., наводимые в горизонтальной и вертикальной катушках, расположенных под проводами линии на расстоянии 6 м от нижнего провода, отличаются друг от друга не более чем на 10% по величине и по фазе.

Зависимость составляющих магнитной индукции горизонтальной B_H и вертикальной B_V от положения точки под проводами линии приведена на рис. 17 (э. д. с., наво-

димая в катушках индуктивности с горизонтальной и вертикальной осями, прямо пропорциональна соответствующей магнитной индукции). Такие соотношения дают возможность легко скомпенсировать действие токов нагрузки на катушку с горизонтальной осью при помощи катушки с вертикальной осью. Для этого прибор, которым определяется место замыкания на землю, должен иметь в качестве датчика две катушки: горизонтальную и вертикальную.

Простейшая принципиальная схема компенсации приведена на рис. 18. Сопротивления $Z_{В.К}$ и $Z_{Г.К}$ подбираются таким образом, чтобы скомпенсировать токи, вызванные э. д. с. токов нагрузки линии. Обычно они представляют собой последовательно соединенные емкость и активное сопротивление. При полной компенсации амплитуды этих токов в катушках будут равны и сдвинуты на 180° . Сумма этих токов в резонансном фильтре CL будет равна нулю.

Резонансный фильтр служит для выделения составляющей рабочей частоты в токах замыкания на землю

и токах нагрузки и настраивается на 50 Гц. Токи высших гармоник запираются и в прибор не попадают. При наличии в линии тока замыкания на землю он наведет э. д. с. только в горизонтальной катушке, и тогда через фильтр CL пойдет ток, который будет измерен измерительным прибором или другим индикатором. Методика поиска с помощью такого прибора описана выше.

Все же следует отметить, что полную компенсацию токов нагрузки осуществить не удастся. Действие токов нагрузки зависит от расположения проводов на опоре линии, от расположения катушек относительно проводов линии.

Поэтому для полной компенсации большое значение будут иметь высота подвеса проводов, расстояние между проводами и их расположение в пространстве, а также место расположения прибора: высота над землей, сдвиг прибора относительно оси линии и т. д. Из-за неполной компенсации прибор и при отсутствии тока замыкания на землю всегда будет давать какие-то показания, соответствующие недокомпенсации влияния токов нагрузки.

При работе с таким прибором надо во всех случаях точно располагаться под линией в соответствии с выбранной в приборе отстройкой от токов нагрузки. В зависимости от расположения проводов на опоре (тип опоры) компенсирующие сопротивления $Z_{в.к}$ и $Z_{г.к}$ должны быть различными, т. е. требуется перестройка прибора. Во многих случаях применение этого принципа будет затруднено, особенно при больших токах нагрузки и малом токе замыкания на землю. Такие условия будут в начале линии, где нагрузка максимальна. Далее, по мере удаления от питающей подстанции, ток нагрузки уменьшается, величина емкостного тока замыкания на землю увеличивается и условия измерения облегчаются.

Определяющим здесь является упоминаемое выше отношение тока нагрузки к току замыкания на землю. Компенсацию можно признать достаточной, если легко отличить показания прибора при замыкании на землю от

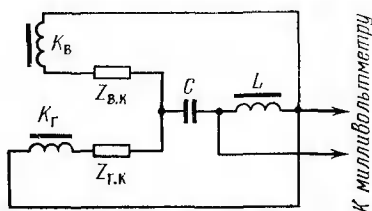


Рис. 18. Схема компенсации действия токов нагрузки.

его показаний при отсутствии замыкания, т. е. вызванных действием только токов нагрузки.

На определение опоры, где произошло замыкание на землю, при расположении оси горизонтальной катушки вдоль линии и перпендикулярно стойке опоры поле токов нагрузки влиять не будет и компенсации не требуется. В этом случае можно применить прибор без устройства компенсации токов нагрузки.

Таким образом, основным показателем работы приборов для определения места замыкания на землю является отношение тока нагрузки I_n к току замыкания на землю I_c I_n/I_c . Чем больше это отношение, тем хуже условия работы прибора. Отсюда видно, что если мы будем работать в компенсированной сети, то условия еще больше ухудшаются, так как знаменатель уменьшается. Здесь имеется противоречие.

С точки зрения уменьшения причин и последствий замыкания на землю надо компенсировать емкостный ток. С точки зрения работы земляной сигнализации и поиска места замыкания на землю нам желательно иметь большую величину тока замыкания на землю, так как увеличивается полезный сигнал и уменьшается влияние токов нагрузки. В то время как простейшие токовые приборы надежно работают при отношении $I_n/I_c < 3$, приборы с компенсацией токов нагрузки уже надежно определяют место замыкания на землю при отношении $I_n/I_c < 10$. Однако все приборы, работающие на рабочей частоте, не могут быть использованы в компенсированных сетях, где отношение I_n/I_c увеличивается.

Можно осуществить модификацию приборов путем введения элемента направления мощности. В этих целях в прибор вводится напряжение нулевой последовательности. Для этого используется изменение направления тока замыкания на землю за местом повреждения на 180° (см. рис. 10). Для того чтобы определить изменение направления тока, в прибор вводится блок направления мощности. Блок направления мощности работает от напряжения нулевой последовательности, снимаемого с антенны, и от тока замыкания на землю. В этом случае не требуется измерять показания прибора, достаточно определить направление мощности нулевой последовательности. При перемене знака место пройдено и надо возвращаться назад. Поиск места повреждения ведется так же, как было описано выше. Наличие антенны у при-

бора позволяет оператору, находящемуся в поле, проверять наличие напряжения смещения нейтрали и соответственно «земли» в сети, не связываясь с диспетчером. При пропадании «земли» поиск следует прекратить.

Самоликвидация однофазного замыкания на землю может быть при падении провода на поверхность земли. В первое время через место падения провода проходит ток однофазного замыкания через сырую землю. Однако через некоторое время (0,5—1 ч) земля высыхает и перестает быть проводящей, ток постепенно уменьшается до очень малых значений (доли ампера). Напряжение на повредившейся фазе возрастает до номинального, восстанавливается симметрия напряжений и, хотя повреждение не ликвидировано, по данным измерений прибором создается впечатление о пропаже «земли» в сети. Применение прибора в этом случае бесполезно, и повреждение можно найти только обходом линии. При пробое изолятора или трансформатора обычно «земля» держится устойчиво и не пропадает, так как ток замыкания на землю проходит через рабочее заземление опоры или подстанции.

Введение элемента направления мощности нулевой последовательности на рабочей частоте не дает возможности использовать прибор в компенсированной сети. Это можно понять из векторной диаграммы на рис. 7 и схемы на рис. 6: через место замыкания на землю будет проходить разность токов дугогасящей катушки и емкостного тока замыкания на землю.

При перекомпенсации ток будет индуктивный, т. е. отставать от напряжения нулевой последовательности на 90° . По своему направлению этот ток будет совпадать с током за местом повреждения, так как он на 180° отличается по фазе от емкостного тока до места повреждения. Таким образом, чтобы можно было пользоваться направленным прибором, надо, чтобы в компенсированной сети была недокомпенсация, т. е. ток замыкания на землю был емкостным. Это невыгодно с точки зрения компенсации токов замыкания на землю и не всегда можно осуществить. Таким образом, мы опять приходим к выводу, что надо искать другие пути для поиска места однофазного замыкания на землю.

Одним из таких наиболее эффективных и простых путей будет использование высших гармонических составляющих в токе замыкания на землю. Как было от-

мечено в § 2, в емкостном токе замыкания на землю всегда присутствуют высшие гармоники, причем их относительная величина значительно превышает их относительную величину в токах нагрузки. Кроме того, высшие гармоники не компенсируются дугогасящими катушками, и это позволяет работать с приборами отыскания места замыкания на землю в компенсированной сети. Прохождение токов высших гармоник по отдельным линиям сети будет такое же, как и емкостных токов рабочей частоты (см. рис. 9 и 12), т. е. в линии, где есть замыкание на землю, будет наибольший ток высших гармоник, определяемый суммой токов всех других линий. Токи в остальных линиях будут значительно меньше, обычно в 10—20 раз, в зависимости от количества линий. В среднем емкостный ток отдельной линии меньше суммарного емкостного тока в поврежденной линии в n раз, где n — число линий участка сети, питающихся от данной подстанции.

Высшие гармоники используются уже в земляной сигнализации, стационарно установленной на подстанциях. Существуют реле земляной сигнализации на следующих принципах при использовании высших гармоник: токовые, импульсные и направленные. Первые реле работают при устойчивых замыканиях на землю по максимальному току высших гармоник. При этом реле могут быть настроены на определенную гармонику или на сумму гармоник. Импульсные реле работают от первоначального броска емкостного тока замыкания на землю. Известно, что если к конденсатору приложить напряжение, то в первый момент его сопротивление будет равно нулю и ток будет определяться только активным сопротивлением.

Такое же явление происходит в сети в момент замыкания на землю (см. рис. 15). Поэтому при замыкании на землю получается первоначальный бросок емкостного тока, достигающий величины нескольких сот ампер в зависимости от характеристики участка сети. Это явление и используется в реле земляной сигнализации. Существует модификация реле по мгновенному направлению мощности в первоначальный момент — импульсное направленное реле земляной сигнализации. Такое реле уже применимо в сетях с двусторонним питанием. Кроме того, направленные реле земляной сигнализации могут быть изготовлены и на установившийся ток замыкания на зем-

лю. В этом случае берется направление мощности на какой-нибудь гармонике, например 5-й или 7-й. Каждый принцип при определенных преимуществах имеет тот или иной недостаток, и поэтому окончательно не решен вопрос о наиболее выгодном реле земляной сигнализации.

Аналогичные принципы могут быть использованы и для поиска однофазного замыкания на землю. Раз существуют токи высших гармоник, следовательно, под линией имеется и магнитное поле этих токов. Так как процент содержания высших гармонических в емкостном токе небольшой, то прибор должен быть достаточно чувствительным. Определим требуемую чувствительность. Для этого возьмем небольшую сеть напряжением 10 кВ с общей протяженностью линий 20 км. Это практически минимальная сеть, которая встречается в эксплуатации. В меньшей сети очевидно не требуется применения приборов для отыскания места замыкания на землю.

Емкостный ток замыкания на землю I_C сети равен:

$$I_C = 2,7 U_{\text{л}} I \cdot 10^{-3} = 2,7 \cdot 10 \cdot 20 \cdot 10^{-3} = 0,54 \text{ А},$$

где $U_{\text{л}}$ — линейное напряжение, кВ; l — длина сети, км.

В расчете принимаем заведомо заниженный процент содержания высших гармоник 2% (по данным измерений в сетях до 3,5%).

Ток I_T одной из гармонических составляющих, на который должен реагировать прибор, равен:

$$I_T = 0,02 \cdot 0,54 = 0,01 \text{ А}.$$

Если принять максимальный ток нагрузки линии в распределительных сетях 100 А, то отношение тока нагрузки к току гармоник будет:

$$\frac{I_n}{I_T} = \frac{100}{0,01} = 10\,000.$$

Можно показать, что для линий 6—10 кВ при типовом расположении проводов, высоте их над землей 6—8 м и расположении прибора на высоте 1 м над поверхностью земли магнитное поле трехфазного тока рабочей частоты 50 Гц примерно в 5 раз меньше поля тока нулевой последовательности той же величины.

Следовательно, сигнал от магнитного поля тока 50 Гц должен дополнительно ослабляться в 2000 раз. Все эти рассуждения верны при условии, что возможные отклонения рабочей частоты не превышают 0,5 Гц.

4. ПЕРЕНОСНЫЕ ПРИБОРЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Рассмотрев в § 3 принципы, которые могут быть использованы для отыскания места замыкания на землю, и методику поиска, можно сформулировать требования к приборам и их основные параметры.

Блок-схемы приборов даны на рис. 19. Основным чувствительным элементом любого прибора для отыскания места однофазного замыкания на землю является

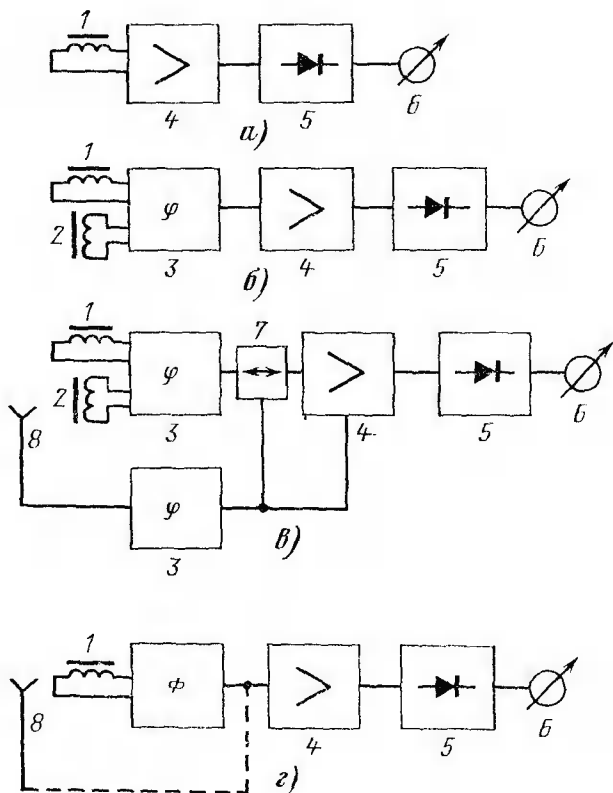


Рис. 19. Блок-схема приборов для определения места однофазного замыкания на землю.

1 — магнитный датчик — катушка с горизонтальной осью K_H ; 2 — магнитный датчик — катушка с вертикальной осью K_B ; 3 — фазоповоротное устройство; 4 — усилитель; 5 — выпрямитель; 6 — индикатор; 7 — схема сравнения; 8 — антенна; Ф — фильтр,

катушка K_r , которая при измерениях располагается горизонтально и перпендикулярно оси линии. Катушка принимает магнитное поле тока замыкания на землю. Так как величина этого сигнала изменяется в широких пределах и мала по величине, то этот сигнал усиливается усилителем, который также имеется во всех приборах. В качестве индикатора в приборах обычно применяется чувствительный малогабаритный микроамперметр магнитоэлектрической системы на пределы измерения 50—100 мкА. Прибор должен быть снабжен переключателем чувствительности, желательно калиброванным для фиксирования и запоминания показаний прибора в разных точках измерения сети.

Простейший токовый прибор представлен на рис. 19,а. Он состоит из всех упомянутых элементов. Область его применения ограничена слабо нагруженными сетями, желательно с большим емкостным током замыкания на землю, т. е. достаточно разветвленными, что встречается редко.

Следующим прибором является прибор с компенсацией влияния токов нагрузки (рис. 19,б), также работающий на частоте 50 Гц. В дополнение к датчику—катушке с горизонтальной осью K_r прибор снабжен вторым датчиком—катушкой индуктивности с вертикальной осью K_v . Выходы катушек введены в фазоповоротное компенсирующее устройство Φ , назначение которого—скомпенсировать сигналы токов нагрузки, наводимые в обеих катушках K_r и K_v таким образом, чтобы этот сигнал на выходе имел нулевое значение. Остальные элементы прибора те же, что и в предыдущем случае: усилитель, выпрямитель и измерительный прибор. Обычно фазоповоротное компенсирующее устройство имеет регулировку для компенсации токов нагрузки в зависимости от типа линии, такая регулировка может быть плавной, применимой к любому типу линии, или ступенчатой для определенных типов линий. Этот прибор уже может быть применен в более нагруженных сетях.

Направленный прибор (рис. 19,в) дополняется датчиком напряжения нулевой последовательности. Этим датчиком является антенна. Напряжение нулевой последовательности, снятое с выхода антенны, может быть через усилитель подано на измерительную часть прибора для фиксирования наличия «земли» в сети во время работы с прибором при отыскании места повреждения.

Для определения направления протекания мощности нулевой последовательности вектор напряжения нулевой последовательности поворачивается с помощью фазоповоротного устройства до совмещения с вектором тока замыкания на землю и сравнивается с ним по фазе. Направление протекания мощности нулевой последовательности определяется из сопоставления суммы и разности векторов тока и напряжения.

Практически в различных приборах это выполняется по-разному. Во всяком случае в направленном приборе должны быть блоки фазоповоротный и сравнения. Кроме того, в приборе может быть переключатель для подачи напряжения нулевой последовательности или на блок сравнения, или на измерительную часть. Для компенсации влияния токов нагрузки прибор может иметь вертикальную катушку K_v и соответствующее устройство компенсации.

Следующим прибором явится прибор на высших гармониках, область применения которого еще шире, и он может быть использован в компенсированных сетях.

Прибор (рис. 19,2) состоит из датчика — катушки с горизонтальной осью, фильтра, усилителя, выпрямителя и измерительного прибора. Фильтр служит для записи тока промышленной частоты и выполняется по-разному: в виде фильтра-пробки или в виде Т-образного RC -фильтра. Прибор может быть широкополосным, т. е. работать на сумме высших гармоник тока замыкания на землю, или он настраивается на определенную частоту (гармонику). В последнем случае перед входом прибора последовательно с катушкой K_r датчика включается емкость, которая подбирается в резонанс на нужную гармонику. Тем самым еще больше ослабляется составляющая промышленной частоты и подчеркивается требуемая гармоника.

В приборе может быть антенна для периодического измерения напряжения нулевой последовательности, которая имеет автономный выход на измерительный орган. Существуют различные мнения о построении высокочастотных приборов. Некоторые авторы считают перспективными приборы, настроенные на определенную гармонику. Например, ОРГРЭС считает целесообразным искать место повреждения по составляющей 5-й гармоники, так как ее амплитуда больше, чем у более высоких частот. Украинское отделение института ВНИПИсель-

электро на основании результатов опытных измерений в отдельных распределительных сетях предпочитает настраивать прибор на 7-й гармонике, прибор при этом будет принимать полосу частот от 5-й до 13-й гармоник. ЦВЛ Мосэнерго считает, что прибор должен принимать сумму гармоник, так как в зависимости от характеристики сети состав гармонических составляющих может изменяться.

Отдельные авторы считают недостатком приборов на высших гармониках то явление, что в процессе прохождения тока замыкания на землю содержание высших гармонических непостоянно и может убывать.

Кроме того, активное сопротивление в месте замыкания на землю способствует уменьшению токов высших гармоник, поэтому могут сложиться условия, когда с прибором на высших гармониках определить место повреждения не удастся. Однако практика показывает, что с этим прибором можно работать в 90% случаев замыкания на землю.

В принципе могут быть созданы приборы по направлению мощности нулевой последовательности на какой-нибудь гармонике, однако достаточного распространения такие приборы не получили.

Каковы общие требования по всем приборам для определения места однофазного замыкания на землю?

1. Прибор должен быть надежным и простым в употреблении, чтобы им мог пользоваться любой электромонтер, не знакомый с радиотехникой.

2. Прибор должен быть применимым в любых сельских электросетях 6—10 кВ с минимальной протяженностью сети 20 км.

3. Прибор должен правильно показывать при токе нагрузки линии 25 А.

4. Прибор должен работать в диапазоне температур $-40 \div +40^{\circ}\text{C}$, так как им пользуются не в помещении. Его чувствительность не должна изменяться с колебаниями температуры.

5. На показания прибора не должно сильно влиять его расположение под линией в пределах ± 1 м от оси линии и высота над землей.

6. Прибор должен быть легким и малогабаритным.

7. Прибор должен иметь автономное электропитание. Длительность работы без смены питания не менее 1 мес.,

поэтому предпочтительно питание от аккумуляторной батареи.

8. Желательно, чтобы прибор имел антенну для того, чтобы можно было в любой момент проверить наличие замыкания на землю в сети.

9. Так как поиск места повреждения может производиться ночью, то показывающий прибор и метки на ручках должны или освещаться, или выполняться люминесцентными знаками.

Приборы, полностью удовлетворяющие всем этим требованиям, пока еще не выпускаются. Ряд организаций и энергосистем разработали и выпускают малыми сериями приборы для отыскания места повреждения на описанных выше принципах. Ниже приводится описание наиболее распространенных приборов.

ТОКОВЫЕ ПРИБОРЫ

Приборы ОМЗ-1 и УМП-2. Самым простым прибором для определения места замыкания на землю является описанный выше прибор ОМЗ-1 (определитель места замыкания на землю), разработанный Украинским отделением института ВНИПИсельэлектро. ЦВЛ Мосэнерго на основе этого прибора разработала и выпустила небольшую партию аналогичных приборов УМП-2 (указатель места повреждения).

Блок-схема этих приборов приведена на рис. 19,а. Приборы работают по принципу измерения составляющей 50 Гц тока замыкания на землю и надежно определяют место замыкания при отношении тока нагрузки к току замыкания на землю не более 2—4. Для пользования этими приборами необходимо знать их показания под определенными точками линии в нормальном режиме. Надо хорошо знать сеть, какие из линий наиболее нагруженные, так как показания под ними всегда больше, чем под незагруженными линиями.

Для уменьшения влияния токов нагрузки ВНИПИсельэлектро рекомендует измерения производить на расстоянии 10—15 м от створа линии. Четкость показаний прибора повышается по мере удаления от питающей подстанции, так как ток нагрузки линии уменьшается, а ток нулевой последовательности увеличивается.

Ниже приводится описание прибора УМП-2, который по своим характеристикам несколько лучше прибора

ОМЗ-1 и проще по схеме и конструкции. Принципиальная схема прибора приведена на рис. 20. Прибор имеет на входе индукционную катушку с горизонтальной магнитной осью L_1 . В качестве катушки можно применить обычное телефонное реле с числом витков обмотки 13 900—22 000. Наведенная на катушке э. д. с. усиливается трехкаскадным транзисторным усилителем на трио-

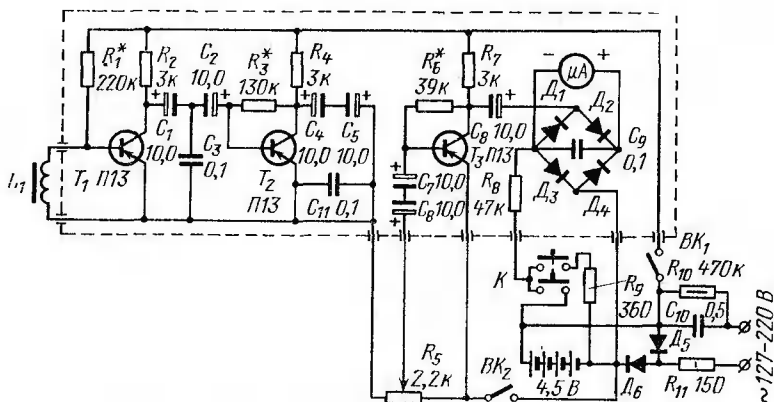


Рис. 20. Принципиальная схема прибора УМП-2.

D_1 — D_4 — диоды Д2Ж; D_5 , D_6 — диоды Д7Ж; BK_1 , BK_2 — спарены; L_1 — катушка с горизонтальной осью — катушка телефонного реле.

дах T_1 — T_3 типа П13. В качестве триодов можно применить и другие триоды аналогичной серии. На выходе усилителя имеется микроамперметр магнитоэлектрической системы типа М4204, 0—100 мкА, который подключен к выходу усилителя через выпрямительный мостик на диодах D_1 — D_4 .

Чувствительность такого прибора на частоте 50 Гц при полном отклонении стрелки прибора в зависимости от числа витков входной катушки L_1 в пределах 2—7 мВ. Питание прибора от аккумуляторной батареи из четырех последовательно соединенных элементов типа Д-0,25. Корпус прибора размером 160×94×60 мм выполнен из дюралюминия толщиной 1,5 мм. Микроамперметр и регулятор чувствительности в последнем каскаде усилителя, спаренный с выключателем, выведены на лицевую панель. На эту же панель выведена кнопка K — контроль питания. Катушка помещена в торце корпуса, где выре-

зана горизонтальная щель для прохождения силовых линий магнитного поля.

Подзаряд аккумуляторов осуществляется от зарядного устройства, смонтированного внутри прибора. Прибор простой и его легко изготовить собственными силами, однако область применения его, как ранее указывалось, сильно ограничена вследствие влияния токов нагрузки на его показания. Все же при отсутствии других средств его можно использовать для ускорения поиска места повреждения.

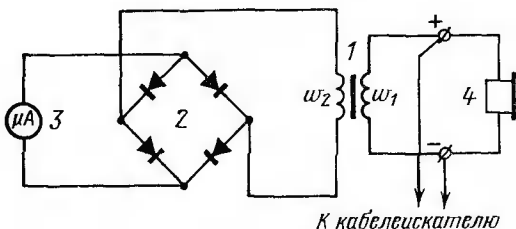


Рис. 21. Схема переделки кабелеискателя АИП-3.

1 — трансформатор, $w_1=6000$ витков, ПЭВ-0,1, $w_2=960$ витков, ПЭВ-0,1, магнитопровод $S=1,44$ см², воздушный зазор не более 0,5 мм; 2 — выпрямительный мост на диодах Д7Ж; 3 — микроамперметр 0—500 мкА; 4 — телефон.

Если в электросетях имеются стандартные кабелеискатели, то их также можно применять вместо описанного выше прибора. В качестве датчика — горизонтальной катушки применяется магнитная рамка кабелеискателя, которая располагается горизонтально и перпендикулярно оси линии. Вместо телефона рекомендуется делать выход на стрелочный прибор (рис. 21), питание прибора осуществляется через понизительный трансформатор также через выпрямительный мост из диодов Д7Ж. Подобная схема переделки может быть выполнена для кабелеискателей другого типа. При определенном навыке можно пользоваться вместо прибора телефоном и определять поврежденное направление по силе звука. В последнем случае переделка кабелеискателя не требуется.

ПРИБОРЫ С КОМПЕНСАЦИЕЙ ВЛИЯНИЯ ТОКОВ НАГРУЗКИ

В тех случаях, когда токи нагрузки велики и их влияние затрудняет поиск места повреждения, применяются приборы с компенсацией токов нагрузки типа ИНЗ-1

ЦЛЭМ Мосэнерго и ОМЗ-3 Украинского отделения ВНИИПсельэлектрo.

Прибор ИНЗ-1. Для компенсации токов нагрузки в приборе применены две катушки: горизонтальная и вертикальная. Ток замыкания на землю наведет э. д. с. в горизонтальной катушке. В вертикальной катушке этот ток не будет наводить э. д. с. В то же время трехфазный ток нагрузки будет наводить э. д. с. как в горизонтальной, так и в вертикальной катушках. Как было отмечено в § 3, э. д. с., наводимые в горизонтальной и вертикальной катушках, расположенных под проводами воздушной линии, отличаются друг от друга по величине и по фазе не более чем на 10%. Это дает возможность скомпенсировать действие токов нагрузки на горизонтальную катушку путем включения их последовательно через соответствующие полные сопротивления (рис. 18). Таким образом, прибор будет давать показания, пропорциональные току замыкания на землю. На выходе датчика включен резонансный фильтр LC , настроенный на частоту 50 Гц, для исключения влияния токов высших гармоник на компенсацию токов нагрузки. Принципиальная схема прибора ИНЗ-1 приведена на рис. 22.

Магнитный датчик состоит из двух катушек K_B и K_T , первая расположена вертикально, вторая горизонтально. В качестве датчика нулевой последовательности применена штыревая антенна длиной 0,5 м; схема компенсации собирается из емкости C_2 и сопротивлений $R_8 - R_{11}$; согласующий эмиттерный повторитель на триодах T_4, T_5 нагружен на резонансный фильтр 50 Гц $L_{\Phi}C_{\Phi}$. Усилитель на выходе собран на триодах $T_6 - T_8$. В качестве индикатора применен микроамперметр на 100 мкА. Питание прибора осуществляется от аккумулятора Акк типа 7Д-0,1 с подзарядным устройством на выпрямителе D_5 и сопротивлении R_{22} . Прибор конструктивно расположен в деревянном ящике, при закрытой крышке которого питание отключается блок-контактом БК. Выход антенны через эмиттерный повторитель T_1 включен в цепь вертикальной катушки. Для исключения влияния параметров катушек на схему компенсации последние разделены эмиттерными повторителями на триодах T_2, T_3 . При такой схеме компенсирующие сопротивления определяются только параметрами магнитного поля в точке измерения.

Катушки магнитного датчика K_T и K_B намотаны проводом ПЭВ-2-0,07, 21 000 витков на прямоугольном сер-

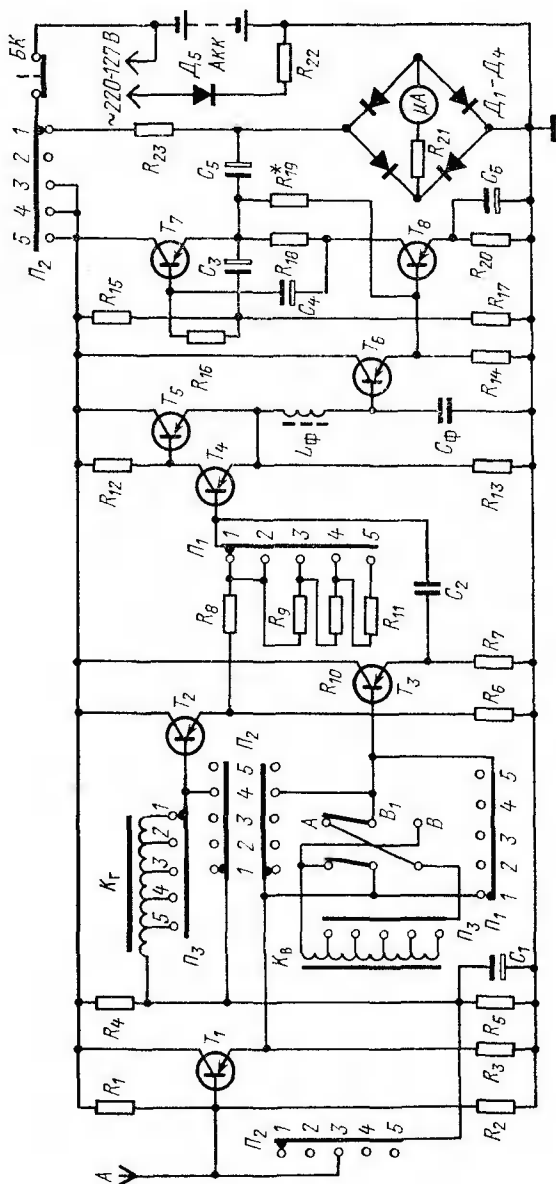


Рис. 22. Принципиальная схема прибора ИНЗ-1.

дечнике размером $68 \times 10 \times 40$ мм из электротехнической стали. Для регулировки чувствительности имеются отпайки 210, 700, 2100 и 7000 витков. Катушка L_{Φ} выполнена на ферритовом тороидальном сердечнике типа М2000НМ-1 ($31 \times 8 \times 6$ мм) и имеет 1900 витков провода ПЭВ-2-0,13. Конденсатор C_{Φ} 1,5 мкФ подбирается.

Переключатель Π_2 — «Вид работы» имеет положения: 1 — «контроль питания»; 2 — «подзаряд батареи»; 3 — «ток»; 4 — «напряжение» (включение антенны для определения

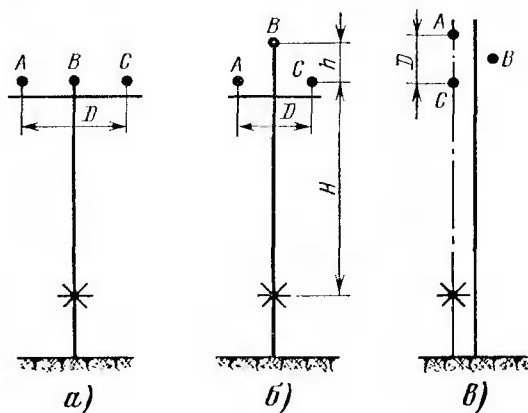


Рис. 23. Конструктивные размеры линий 6—10 кВ и место (звездочка) установки прибора.

наличия «земли»); 5 — «направление». В положении 5 определяется направление к месту замыкания. Переключатель Π_1 — «Типы опоры» устанавливается на положении 5 компенсации токов нагрузки в зависимости от расположения проводов на линии: 1 — горизонтальное; 2 — равносторонний треугольник; 3—5 — положения вертикального треугольника (рис. 23). В табл. 4 даны параметры опор (размеры) и схемы компенсации токов нагрузки для выбранных пяти положений переключателя Π_2 прибора.

Так как для этих наиболее распространенных расположений проводов линии 6—10 кВ в приборе осуществляется полная компенсация токов нагрузки, то при отсутствии замыкания на землю в сети напряжение на выходе магнитного датчика прибора от токов нагрузки практически равно нулю. Поэтому, чтобы измерить ток

Таблица 4

Параметры линии 6—10 кВ и схемы компенсации токов нагрузки прибора ИНЗ-1

Тип опоры и точки измерения по рис. 23	Конструктивные размеры линии, м		Положение переключателя $П_1$	Значение активного сопротивления компенсации ($R_8 - R_{11}$) при емкости $C_2 = 0,25$ мкФ, кОм
	D	h		
a	2,5	—	1	—
b	2,0	1,5	2	8,2
$в$	1,5	—	3	23,0
	1,8	—	4	27,0
	2,2	—	5	36,0

нулевой последовательности в нормальном режиме, не требуется предварительно настраивать прибор. Необходимо лишь согласовать полярность в вертикальной и горизонтальной катушках магнитного датчика в соответствии с чередованием проводов фаз линии.

Наиболее благоприятно с точки зрения влияния токов нагрузки горизонтальное расположение проводов (рис. 23, a) из-за симметричного расположения крайних проводов. Поэтому для такого расположения проводов вертикальная катушка не используется (отключена в схеме компенсации прибора). При остальных расположениях проводов на линии компенсация токов нагрузки необходима, причем наибольшее влияние токов нагрузки будет при самом распространенном расположении проводов (рис. 23, $в$). С помощью тумблера B_1 производится установка чередования фаз по часовой стрелке (A) или наоборот (B). Переключателем $П_3$ — «чувствительность» изменяется чувствительность прибора путем подключения соответствующей отпайки катушки магнитного датчика. Максимальная чувствительность в положении 1, минимальная — в положении 5.

Прибором можно отыскивать место замыкания на землю в некомпенсированных сетях с односторонним и с двусторонним питанием при токе замыкания на землю больше 0,05 А. При работе с прибором он располагается так же, как токовый прибор под линией согласно рис. 23. Переключатель $П_1$ — «Тип опоры» устанавливается в положение, соответствующее данному расположению проводов, и затем после проверки наличия питания пере-

ключатель P_2 —«Вид работы» устанавливается в положение «ток», а переключателем P_3 —«Чувствительность» устанавливается такое положение, чтобы стрелка прибора находилась примерно в середине шкалы. Затем переключатель P_2 ставится в положение «напряжение». Запоминаются или лучше записываются показания прибора при положениях «ток» и «напряжение». Затем, не меняя положения прибора, переключатель P_2 ставят в положение «направление». Если при этом показания прибора увеличатся по сравнению с показаниями при положении «ток», то повреждение находится за местом измерения (в сторону, куда смотрит оператор). Если показания уменьшаются, то повреждение находится в противоположном направлении (за спиной).

Определение поврежденной опоры производится так же, как и токовым прибором ОМЗ-1 при положении переключателя P_2 в положении «ток», а переключателя P_1 в положении 1.

Для правильного пользования прибором требуется знать фазировку проводов (чередование фаз) и правильно становиться под проводами линии, что усложняет работу с прибором.

Прибор ОМЗ-3 состоит из трех основных частей: токовой части, устройства компенсации влияния токов нагрузки и устройства измерения напряжения нулевой последовательности.

Указанным прибором можно отыскивать место замыкания на землю как токовым прибором в простейших сетях, так и прибором с компенсацией влияния тока нагрузки в сильно нагруженных сетях, а также определять направление к месту замыкания на землю путем измерения мощности нулевой последовательности. Прибором также можно определять наличие земли в сети.

Так же как и в приборе ИНЗ-1, в приборе ОМЗ-3 имеются две магнитные катушки: горизонтальная и вертикальная, однако компенсация токов нагрузки производится с помощью двойного фазоповоротного активно-емкостного моста. Для этого в приборе выведены две ручки—компенсация по фазе и амплитуде, с помощью которых устанавливается минимальное отклонение стрелки прибора в нормальном режиме (без замыкания на землю). При этом положении ручек компенсации производятся измерения в дальнейшем. Для определения наличия замыкания на землю в сети в приборе имеется шты-

ревая антенна, на которой появляется потенциал, пропорциональный напряжению нулевой последовательности. Этот потенциал при «земле» в сети в 20—30 раз превышает потенциал антенны в нормальном режиме, так как при этом напряжение заземлившейся фазы падает до нуля, а напряжение двух других фаз по отношению к земле возрастает до линейного. Измеряя эту величину, можно определить наличие замыкания на землю.

Определение направления протекания мощности нулевой последовательности производится при помощи сопоставления единичных векторов напряжения и тока нулевой последовательности. Для этого выход токового датчика горизонтальной катушки после предварительного усиления подается на фазово-поворотный активно-емкостный мост, сдвигающий фазу тока на 90° для совпадения с фазой напряжений нулевой последовательности.

Так как на линии до места повреждения вектор тока замыкания на землю (нулевой последовательности) отстает от вектора напряжения нулевой последовательности на 90° , а после места замыкания на землю опережает этот вектор на 90° , то отклонение стрелки прибора при измерении мощности нулевой последовательности в приборе будет в разные стороны до места повреждения и после места повреждения. (В приборе применен в качестве индикатора микроамперметр с центральной стрелкой.) Питание прибора осуществляется от двух батарей КБС-Л-0,5 (масса 1,9 кг, размеры $215 \times 115 \times 100$ мм).

Отыскание места повреждения производится так же, как и токовым прибором ОМЗ-1, однако наличие плавной токовой компенсации требует предварительной установки положений ручек чувствительности, компенсации по фазе и величине в нормальном режиме на каждой линии сети и записи этих положений в журнал для их установки при дальнейших измерениях в аварийном режиме. Наличие антенны и устройства измерения мощности нулевой последовательности позволяет сразу определить направление к месту замыкания на землю. Прибор ОМЗ-3 сложен и громоздок, не всегда удается скомпенсировать влияние токов нагрузки, требуется знание заранее положения ручек компенсации. Поэтому прибор не нашел широкого распространения в электросетях. Опыт эксплуатации показал, что он не имеет больших преимуществ.

ществ по сравнению с токовым прибором, несмотря на ряд усложнений, удорожающих прибор в 2 раза. Прибор неприменим в компенсированных сетях.

ПРИБОРЫ НА ВЫСШИХ ГАРМОНИКАХ

Приборы, описанные выше, работающие по принципу измерения магнитного поля тока нулевой последовательности 50 Гц, могут работать при определенном соотношении между током нагрузки I_n и током замыкания на землю I_c . Прибор ОМЗ-3, по мнению авторов, работоспособен при $I_n/I_c < 10$, прибор ИНЗ-1 — при $I_n/I_c < 12$. Указанные приборы неприменимы в компенсированных сетях.

Приборы на высших гармониках избавлены от этих недостатков. Выше было показано, что в емкостном токе замыкания на землю всегда присутствуют составляющие токов высших гармоник 250, 350, 550, 650 Гц и т. д.

Исследования показали, что чем выше частота гармоник в кривой напряжения, тем меньше ее амплитуда. В то же время за счет некоторых особенностей генераторов и параметров сети отдельные гармоники могут иметь большую амплитуду по сравнению с другими. Наиболее часто встречаются 5-я, 7-я, 11-я и 13-я гармоники (числа обозначают кратность частоты гармоники по отношению к рабочей частоте 50 Гц).

С учетом этого свойства емкостного тока замыкания на землю разработан целый ряд приборов для отыскания места замыкания на землю, работающих на этом принципе. Прибор также работает от магнитного поля тока замыкания на землю под проводами линии, однако он реагирует не на основную частоту тока 50 Гц, а на какую-либо из его гармонических составляющих или на его сумму. Это достигается тем, что в приборе имеется фильтр низких частот, который запирает частоту 50 Гц или все частоты, кроме требуемой. Так как процент содержания высших гармонических в емкостном токе небольшой (порядка 2—3%), то прибор должен быть достаточно чувствительным.

Прибор «Поиск-1» Мытищинского электромеханического завода¹. Прибор (рис. 24) состоит из магнитного датчика, который представляет собой катушку индуктивности с разомкнутым сердечником. Сердечник набирается из прямоугольных пластин трансформаторной

¹ Разработан ОРГРЭС.

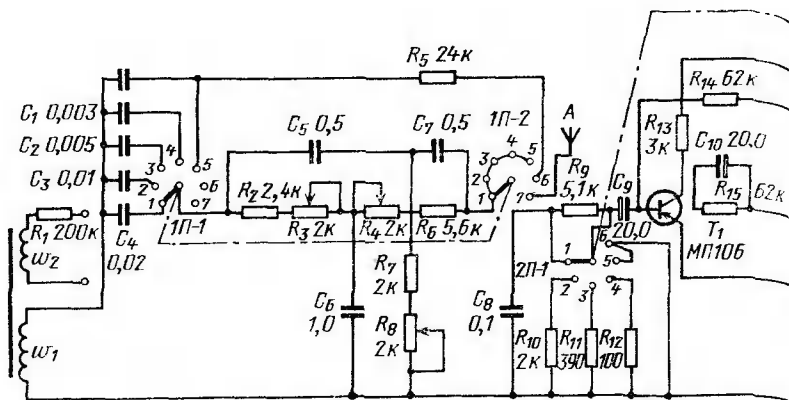


Рис. 24. Принципиальная

стали размером 158×20 мм, толщина пакета 9 мм. Обмотка W_1 выполнена проводом диаметром 0,21 мм с числом витков 16 000. Длина катушки 90 мм.

Кроме измерительной обмотки W_1 на этом же сердечнике помещена испытательная обмотка W_2 с числом витков 500 провода того же сечения для наладки и проверки прибора. Последовательно с основной обмоткой включены емкости C_1 — C_4 для настройки в резонанс на одну из гармоник—5-ю, 7-ю, 11-ю или 13-ю. Подсоединение емкостей осуществляется через переключатель 1П. В положении 5 переключателя измеряется сумма высших гармоник, а в положении 6 — составляющая 50 Гц (фильтр отключен). Для подавления сигнала 50 Гц в приборе применен двойной Т-образный RC-фильтр, подстроечными сопротивлениями R_3 , R_4 и R_8 которого производится корректирование нулевой настройки фильтра на частоте 50 Гц. Конденсатор C_8 служит для отстройки от более высоких частот.

Полученный сигнал после RC-фильтра усиливается резистивным усилителем на пяти транзисторах типа МП-106.

Глубокая кольцевая обратная связь (R_{14} , R_{15} , R_{18} , R_{19}) применена для стабилизации режима первых трех каскадов усилителя по постоянному току. Стабилизация коэффициента усиления первых трех каскадов осуществляется последовательной обратной связью R_{21} . Стабилизация режимов по постоянному току двух последних каскадов

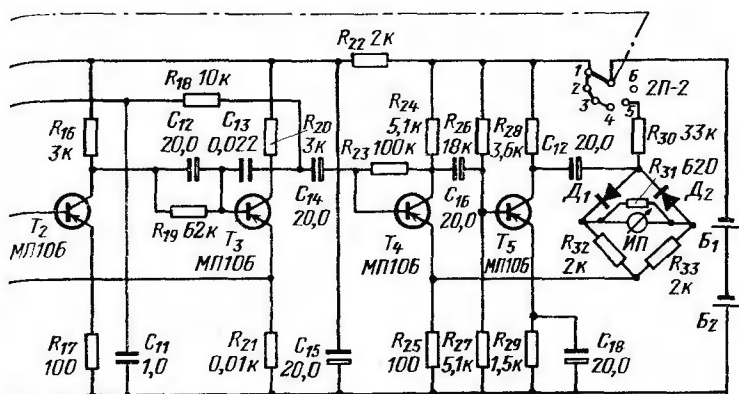


схема прибора «Поиск-1».

выполняется сопротивлениями R_{23} , R_{24} , R_{25} , R_{26} , R_{27} и R_{29} , а стабильность коэффициента усиления и линейность выходной характеристики — глубокой последовательной обратной связью через сопротивление R_{25} . В цепь обратной связи включен мост из двух диодов D_1 , D_2 и сопротивлений R_{32} , R_{33} с измерительным прибором в диагонали. В качестве измерительного прибора применен микроамперметр магнитоэлектрической системы типа М-263 на пределы 0—100 мкА. Сопротивления R_{32} и R_{33} подобраны так, чтобы обеспечить работу диодов на линейной части их вольт-амперной характеристики.

Для предотвращения возможности генерации по высокой частоте и выравнивания частотной характеристики установлен конденсатор C_{13} , а для устранения возможного возбуждения усилителя через источник питания применен развязывающий фильтр C_{15} , R_{22} .

Переключателем 2П изменяются пределы измерений, контролируется питание и осуществляется его отключение.

Прибор снабжен антенной А для определения наличия «земли» в сети. Прибором можно производить измерения в сетях 6 и 10 кВ протяженностью не менее 15—20 км, в сетях 20 кВ — не менее 10 км в диапазоне температур от -40 до $+40^\circ\text{C}$. При этом температурная погрешность не превышает 30%. В качестве источника питания служат две батареи КБС-Х-0,7 или КБС-Л-0,5. Если напряжение источника питания снизится до 70%

номинального значения, то дополнительная погрешность прибора не превысит 30%. Коэффициент подавления тока промышленной частоты не ниже 5000 при ее изменении $\pm 0,5$ Гц на всех диапазонах работы прибора от 5-й до 13-й гармоники.

Основные размеры прибора $226 \times 188 \times 120$ мм, масса 3,7 кг.

Общий вид прибора показан на рис. 25.

Порядок пользования прибором в основном такой же, как и простейшими токовыми приборами, работающими от магнитного поля тока рабочей частоты 50 Гц.

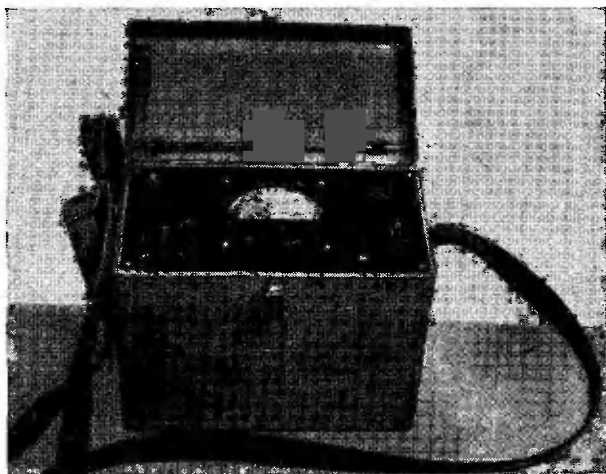


Рис. 25. Общий вид прибора «Поиск-1».

Положение переключателя гармоник *1П* следует установить на 250 Гц, или на 5-ю гармонику. В случае неудовлетворительных результатов измерений на 5-й гармонике переключатель *1П* устанавливается на другие частоты или на сумму гармоник. Желательно определить заранее, какая гармоника превалирует в емкостном токе замыкания на землю, для чего можно произвести опыт искусственного замыкания на землю или измерить показания прибора при всех положениях переключателя *1П*, выбрав наибольшее. Переключатель пределов чувствительности ставится в положение, в котором наиболее удобно вести измерения (отклонения стрелки прибора во

второй половине шкалы). При измерениях рекомендуется отойти на 6—8 м от оси линии. Если расположение линий не дает возможности отойти на это расстояние от оси линии, не приближаясь к соседней линии, то измерения производят при меньших расстояниях или непосредственно под линией.

В процессе измерений периодически контролируется наличие замыканий на землю в сети с помощью антенны. Антенна включается в гнездо А, а переключатель 1П ставится в положение 7 (антенна). Переключателем 2П устанавливается такой предел измерений, чтобы стрелка прибора находилась в диапазоне 60—90% шкалы, и эти показания запоминаются. Если замыкание на землю сохраняется, то эти показания в любой точке сети будут примерно одинаковы. Если же замыкание на землю устранится, то показания прибора уменьшатся в 15—20 раз. При отключении поврежденной линии в процессе поиска показания прибора с включенной антенной будут близки к нулю (если поблизости нет другой находящейся под напряжением линии). Электрическое поле в этом случае будет отсутствовать. Необходимость определения гармоник, на которой требуется производить измерения, является некоторым неудобством и излишним усложнением прибора и требует повышенной квалификации персонала, эксплуатирующего прибор. Кроме того, это увеличивает время, потребное для измерения.

Прибор УМП-7* Центральной высоковольтной лаборатории Мосэнерго. Так как в разных сетях при замыкании на землю в емкостном токе состав гармонических составляющих различен, более удобен прибор, который реагирует на сумму всех гармоник, кроме основной. С повышением частоты гармоники ее содержание в токе замыкания на землю убывает. В то же время наблюдается в разных сетях подчеркивание отдельных гармоник, соответствующих резонансной частоте сети. Поэтому целесообразно, чтобы прибор тем больше усиливал гармонику, чем выше ее частота, т. е. чувствительность прибора с повышением частоты сигнала на его входе должна увеличиваться. Так как содержание высших гармоник в емкостном токе всегда на один-два порядка больше, чем в токах нагрузки, то отстройка показаний прибора

* В настоящее время разработана и выпускается новая модификация прибора УМП-8 с лучшими характеристиками.

от токов нагрузки будет более эффективной, чем в других приборах.

Частотная характеристика прибора УМП-7 приведена на рис. 26. Как видно из графика, коэффициент усиления прибора возрастает при увеличении частоты, начиная с 5-й гармоники (250 Гц) до 21-й (1050 Гц). Общий вид прибора УМП-7 дан на рис. 27. В приборе выведена на

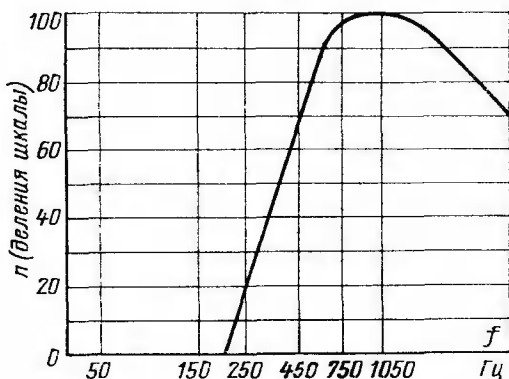


Рис. 26. Частотная характеристика прибора УМП-7.

лицевую панель для простоты измерения лишь одна ручка управления. Ступенчатый переключатель Π_1 имеет пять положений: «откл», «к», « $\times 100$ », « $\times 10$ » и « $\times 1$ ». В положении «к» производится контроль питания по стрелочному индикатору (красный сектор шкалы). Далее следуют три рабочих диапазона, для каждого из которых имеется свой коэффициент, на который умножают показания шкалы.

Принципиальная схема УМП-7 приведена на рис. 28. Датчиком, реагирующим на магнитную составляющую поля, является катушка индуктивности L_1 . Катушка намотана на сердечнике проводом ПЭВ-0,12 и содержит 20 000 витков. Сердечник набран из листовой электротехнической стали толщиной 0,2—0,5 мм, длиной 80 мм, сечением 1,1 см².

Переменным резистором R_3 , шунтирующим датчик, можно отрегулировать усиление прибора в зависимости от максимальных токов нагрузки для каждого сетевого района, где эксплуатируется прибор (производится в лаборатории или в мастерской заранее).

Наведенная в катушке э. д. с. воздействует на переход эмиттер — база составного эмиттерного повторителя, выполненного на транзисторах T_1 и T_2 . С декадного делителя R_4, R_5, R_6 , позволяющего ступенями в 10 раз изменять усиление, сигнал поступает на вход трехкаскадного усилителя. Первый каскад резистивного усилителя, выполненный на транзисторе T_3 , стабилизирован по температуре местной обратной связью.

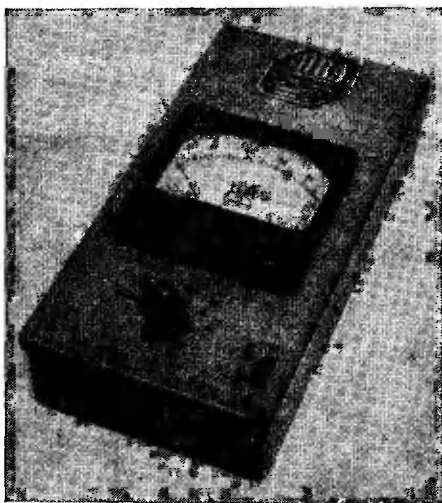


Рис. 27. Общий вид прибора УМП-7.

С коллекторной нагрузки R_8 сигнал поступает на фильтр-пробку L_2C_4 , настроенную на 3-ю гармонику, т. е. 150 Гц. В качестве индуктивности L_2 применяется катушка на ферритовом сердечнике НМ-17 (ТУ № ОЖО 707065) типа ОБ 30. Катушка намотана проводом ПЭВ-0,1 и содержит 3500 витков. Величина индуктивности катушки 40 Гн. Конденсатор C_4 типа МБМ имеет емкость 0,1 мкФ. Использование параллельного и последовательного резонансов, а также ограничивающее по частоте действие разделительных емкостей C_2, C_5, C_6, C_7 позволяют получить требуемую частотную характеристику (рис. 26).

Во втором каскаде усилителя применена компенсированная схема термостабилизации на термосопротивления R_{11} и R_{15} типа ММТ-1, которая в сочетании с местными

обратными связями в первом и в третьем каскадах обеспечивает постоянство усиления всего тракта в интервале температур $\pm 30^\circ$.

Усиленный сигнал, снимаемый с резистора нагрузки R_{17} третьего каскада усиления T_5 , выпрямляется мостиковым выпрямителем и контролируется микроамперметром типа М-4204 (0—100 мкА).

Питание осуществляется от четырех дисковых аккумуляторов типа Д-0,25. Для подзаряда аккумуляторной батареи встроено однополупериодный выпрямитель, позволяющий производить подзаряд от сети переменного тока напряжением 127 или 220 В. Работает выпрямитель следующим образом: в один полупериод ток проходит через предохранитель, резистор R_{22} , диод D_2 , аккумуляторную батарею и емкость C_9 — происходит подзаряд батареи; в другой полупериод ток проходит через емкость C_9 , диод D_1 , резистор R_{22} и предохранитель — зарядки нет. Диод D_1 защищает диод D_2 от обратного напряжения.

Для создания требуемого тока зарядки 20 мА в схеме установлено емкостное сопротивление C_9 .

В изготовлении Центральной высоковольтной лаборатории Мосэнерго прибор УМП-7 имеет размеры $205 \times 102 \times 65$ мм и массу 850 г. Корпус прибора сделан из дюралюминия. В торцевой части прибора установлен датчик — катушка L_1 с горизонтальной магнитной осью, и в корпусе имеется прорезь для прохождения силовых линий магнитного поля. При измерениях прибор располагают таким образом, чтобы прорезь находилась горизонтально и перпендикулярно оси линии. Для переноски прибор помещается в футляр из искусственной кожи с наплечным ремешком. Прибор УМП-7 отличается от остальных приборов малыми размерами, массой и простотой обращения, так что им может пользоваться любой электромонтер, обслуживающий распределительные сети. Так как в приборе отсутствует датчик нулевой последовательности (антенна), показателем исчезновения замыкания на землю во время поиска места повреждения будет резкое уменьшение показаний прибора. Рекомендуется заранее записать показания прибора под линиями в нормальном режиме в точках разветвления и при «земле» в сети сравнивать показания прибора с ранее записанными значениями.

При этом надо иметь в виду, что при замыкании на землю показания прибора на поврежденном направлении будут минимум на порядок выше, чем в нормальном режиме, а эксплуатация прибора в полевых условиях показала, что при замыкании на землю показания прибора на два-три порядка выше, чем в нормальном режиме. Это позволяет четко определять поврежденное направление

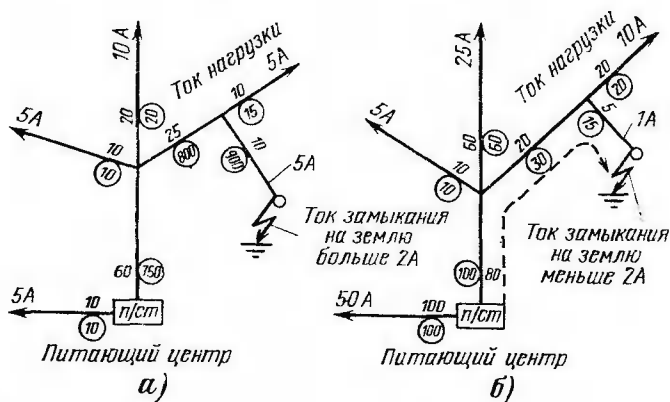


Рис. 29. Примеры показаний прибора УМП-7 при определении места замыкания на землю.

Цифрами без кружочков обозначены показания прибора без «земли» в сети, цифрами в кружочках — показания прибора в тех же точках измерения при «земле» в сети.

к месту замыкания на землю при величине емкостного тока замыкания на землю не менее 1 А. Прибор может быть применен в компенсированных сетях. Рабочий диапазон температур наружного воздуха, при которых прибор стабильно работает, — $30 \div +30^\circ\text{C}$.

Однако из-за присутствия высших гармоник в токах нагрузки в некоторых случаях невозможно полностью отстроиться от их мешающего действия. Если показания прибора при «земле» в сети на порядок больше, чем в нормальном режиме, то поиск ведется в соответствии со схемой на рис. 29,а. На этом примере видно, что при малых токах нагрузки показания прибора все время увеличиваются по мере приближения к месту замыкания на землю и остаются достаточно высокими. Ошибиться в этом случае невозможно. Иная картина может быть в сильно нагруженной сети с малым емкостным током за-

мыкания на землю. Как видно из схемы на рис. 29,б, на линии с большим током нагрузки 50 А показания прибора будут значительно выше, чем на поврежденном направлении с малым током нагрузки. Но из этой схемы видно, что на нагруженной линии как в нормальном режиме, так и при «земле» в сети показания не изменились, в то время как на поврежденном направлении они увеличились в 3 раза. В этом случае монтер, производящий измерения, должен знать показания указателя на измеряемых отпайках при заведомо исправной линии и делать сравнения относительно этих показаний.

Показания прибора при нормальном режиме в максимум нагрузки желательно записать на схеме, как показано на рис. 29,б (цифры без кружочков). При поиске «земли» надо иметь в виду, что на нагруженной линии показания прибора будут сравнимы с показаниями на поврежденном направлении. В этом случае надо двигаться в ту сторону, где отмечено увеличение показаний прибора по сравнению с показаниями при нормальном режиме. Пунктиром показано направление движения к месту повреждения. Отметим, что в практике такие случаи очень редки и персонал заранее знает, какие линии сильно нагружены, чтобы принять это во внимание при отыскании места повреждения.

Прибор ОМЗ-ЗВ Украинского отделения ВНИПсель-электро. Одним из приборов, работающих по принципу сравнения фаз тока и напряжения нулевой последовательности высших гармонических составляющих, является прибор ОМЗ-ЗВ. Принципиальная схема прибора показана на рис. 30.

Прибор работает на частоте 250 Гц. Он состоит из датчика тока — катушки индуктивности L , датчика напряжения — антенны, двух полосовых фильтров в цепях тока и напряжения, двух усилителей, устройства сравнения фаз тока и напряжения и стрелочного индикатора. Стрелочным индикатором является микроамперметр с нулем в середине шкалы. Прибор включен и установлен так, что стрелка указывает направление к месту замыкания на землю. Благодаря наличию датчика нулевой последовательности с помощью этого прибора можно определить наличие замыкания на землю в сети в процессе поиска. Прибор применим в сетях любой конфигурации. Поиск с помощью этого прибора можно начинать в любой точке сети, а не обязательно с питающей подстанции.

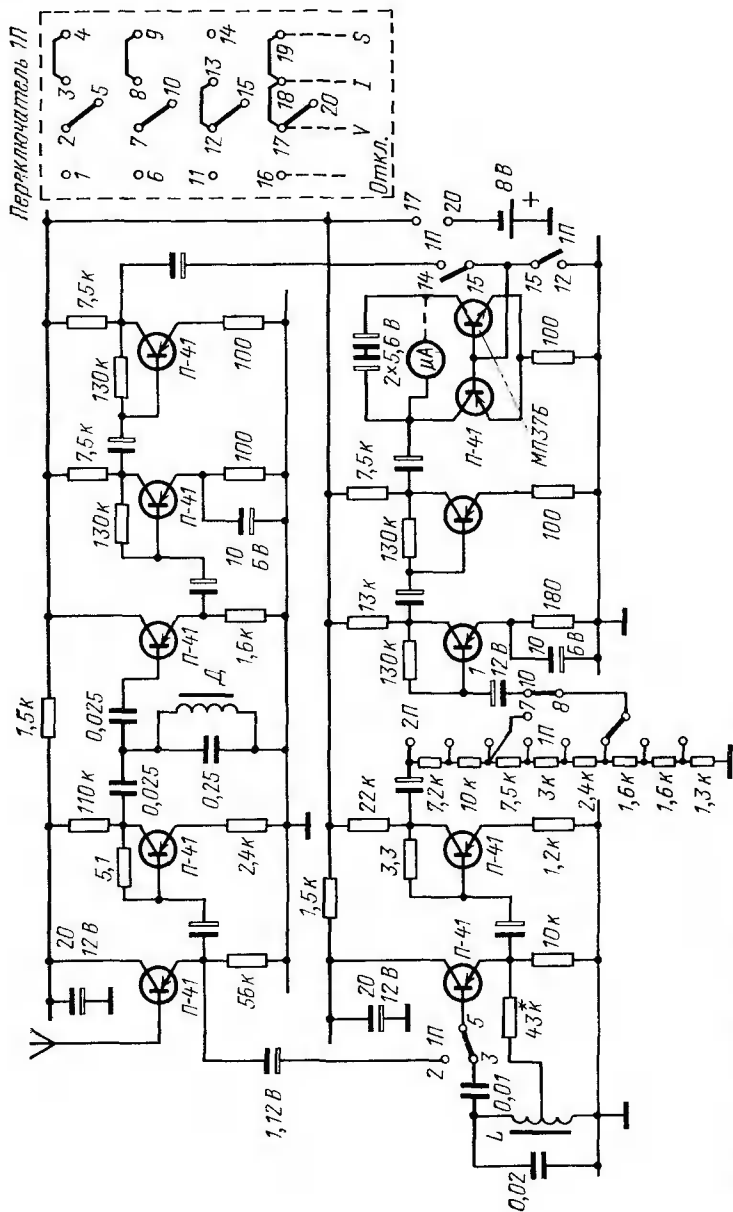


Рис. 30. Схема прибора ОМЗ-3В на частоте 250 Гц. L — датчик нулевой последовательности; D — дроссель.

На работу таких приборов на высших гармониках сказывается влияние распределенных параметров сети. С увеличением длины линии увеличивается ее индуктивность, и в связи с этим ток замыкания на землю изменит свою величину и фазу и при определенных условиях будет иметь индуктивный характер. Тогда прибор покажет направление, обратное тому, где находится повреждение. Такое явление может быть на линии, длина которой больше четверти длины используемой гармоники. В частности, для 5-й гармоники это 300 км, для 7-й — 214 км, а для 11-й — 136 км. В распределительных сетях одиночные линии такой длины встречаются редко, а наличие отпаек увеличивает емкостную составляющую тока замыкания на землю и позволяет применять прибор при значительно больших длинах линий.

По данным авторов, разрешающая способность этого прибора в 2 раза больше токовых приборов на высших гармониках.

ОТЫСКАНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ С ПОДАЧЕЙ СИГНАЛА ОТ ПОСТОРОННЕГО ИСТОЧНИКА

В некоторых случаях не удастся определить место повреждения переносными приборами по ряду причин:

а) большие токи нагрузки, особенно на головном участке, создают мешающий сигнал, превышающий полезный сигнал от тока замыкания на землю;

б) малая величина емкостного тока замыкания на землю и, как следствие этого, незначительная величина полезного сигнала от него;

в) низкий уровень высших гармоник в токе замыкания на землю (при применении прибора на высших гармониках) вследствие высокого переходного сопротивления в месте повреждения;

г) отсутствие (или низкое значение) составляющей высшей гармоники, на которую настроен узкополосный прибор;

д) по условиям эксплуатации и безопасности, например низкий уровень изоляции сети, имеется опасность поражения шаговым напряжением людей или скота в населенной местности и требуется немедленное отключение линии.

В этих случаях можно применить принцип наложения полезного сигнала от постороннего источника в поврежденную линию. При этом можно работать на отключен-

ной линии и на линии, находящейся под рабочим напряжением. Наиболее просто отыскивать таким методом место повреждения на отключенной линии. Если по условиям режима линию можно отключить, то между поврежденной фазой и землей включается источник напряжения 50 Гц или повышенной частоты. Неповрежденная фаза предварительно определяется или по работе земляной сигнализации, или штангами с добавочным емкостным сопротивлением. В зависимости от того, какой имеется в наличии прибор, выбирается рабочая частота

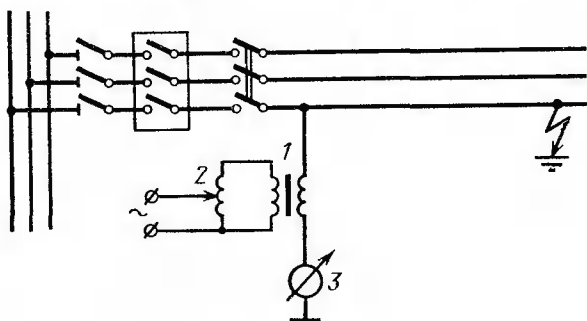


Рис. 31. Установка для подачи постороннего сигнала в линию 6—10 кВ.

та источника. В качестве источника 50 Гц можно использовать трансформатор 1 с регулировочным автотрансформатором 2 (рис. 31). В нуль вторичной обмотки трансформатора 1 включается амперметр 3 на ток порядка 10 А. Регулировочным автотрансформатором устанавливается значение тока в пределах, достаточных для работы прибора. С переносным прибором типов ОМЗ, ИНЗ или подобным осуществляется поиск места повреждения по описанной выше методике.

Так как при отключении линии отсутствуют токи нагрузки, их мешающее действие не сказывается и повреждение отыскивается легче, чем в сети под нагрузкой. Кроме того, поиск безопасен вследствие отключения рабочего напряжения. В качестве источника напряжения можно использовать трансформатор передвижной лаборатории, который применяется обычно для прожигания места повреждения кабеля, или силовой трансформатор 6,6/0,22 кВ, 10,5/0,22 кВ мощностью 20—50 кВ·А и регулировочный автотрансформатор типа РНО 20—40 кВ·А. Если пере-

ходное сопротивление в месте замыкания меньше 30 Ом, можно обойтись без повышающего трансформатора. При этом следует иметь в виду, что лучше отделиться от сети 220 В, откуда берется питание установки, разделительным трансформатором, чтобы не нарушить системы заземления.

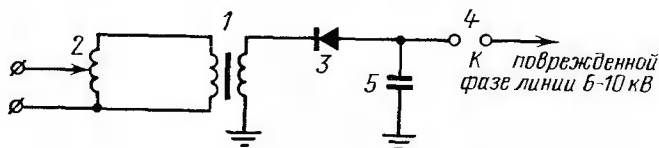


Рис. 32. Установка для акустического метода.

При наличии прибора на высших гармониках типов «Поиск-1», УМП-7 и тому подобных в качестве источника можно использовать генератор высокой частоты 1000 Гц типа ГИС-2 или АТО-8, обычно применяемый для отыскания места повреждения кабеля, или установку, описанную ниже. Такое отыскание места повреждения целесообразно осуществлять после проведения профилактических испытаний повышенным напряжением постоянного тока целиком участка сети. Если при этих испытаниях пробьется изолятор, то его поиск можно быстро осуществить этим способом. Другой метод — путем проверки мегомметром изоляторов, которые имеют заземленные штыри, очень трудоемок, так как приходится подниматься на каждую опору или оперировать длинными штангами с земли, пока не будет найден поврежденный изолятор. Одним из методов отыскания такого изолятора с помощью постороннего источника является акустический метод, аналогичный методу отыскания места повреждения кабеля. Для этого собирается следующая схема

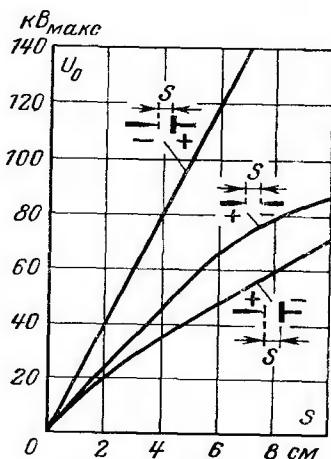


Рис. 33. Разрядные напряжения искрового промежутка.

(рис. 32). Схема состоит из регулировочного автотрансформатора 2, испытательного трансформатора 1, выпрямителя 3, конденсатора 5 и искрового разрядника 4. В качестве испытательного трансформатора можно взять чужой трансформатор на напряжение 50—100 кВ_{действ.}

Величина искрового промежутка разрядника устанавливается такой, чтобы его пробивное напряжение было выше пробивного напряжения поврежденного (пробитого) изолятора. Это определяется эмпирически по кривым на рис. 33. Если изолятор пробился при профилактических испытаниях, то его пробивное напряжение известно и искровой промежуток разрядника устанавливается на величину разрядного напряжения несколько выше пробивного напряжения дефектного изолятора. Далее поднимается напряжение установки до получения устойчивых периодических ударов примерно 1 раз в секунду. При работе схемы в поврежденную фазу линии будут посылаться импульсы с величиной амплитуды, равной пробивному напряжению разрядника. Эти импульсы будут проходить через трещину или канал пробоя в дефектном изоляторе, вызывая сильный акустический удар, воспринимаемый на слух на расстоянии 300—500 м от опоры. По этому акустическому сигналу можно легко отыскать дефектный изолятор. При этом следует помнить, что дефектный изолятор может быть только на опоре, где его штырь заземлен, или на железобетонной опоре. Однако, если линия сильно разветвленная и большой протяженности, желательно заранее определить, по какому ответвлению надо двигаться к дефектному изолятору.

В этом случае полезно воспользоваться кабелеискателем с магнитной рамкой. При расположении рамки магнитной осью перпендикулярно оси линии на кабелеискателе будут восприниматься сигналы импульсов тока через линию. Двигаясь по этим сигналам, которые будут протекать к опоре с поврежденным изолятором, надо к ней приближаться, пока эти сигналы не перейдут в акустические. Таким образом, поиск ведется так же, как и описанными приборами для определения места замыкания на землю.

Все эти методы применяются на обесточенной линии. Если линию по условиям режима трудно обесточить, а без подачи сигнала от постороннего источника определить место повреждения невозможно, то этот сигнал

можно подать в линию, находящуюся под напряжением. Для этого надо применить фильтр, рассчитанный на рабочее напряжение линии. В качестве защитного фильтра обычно применяется высоковольтный конденсатор, рассчитанный на рабочее напряжение сети. В системе Тулэнерго разработан переносный электромагнитный генератор повышенной частоты, который одновременно с подачей в поврежденную линию тока 250 Гц вызывает

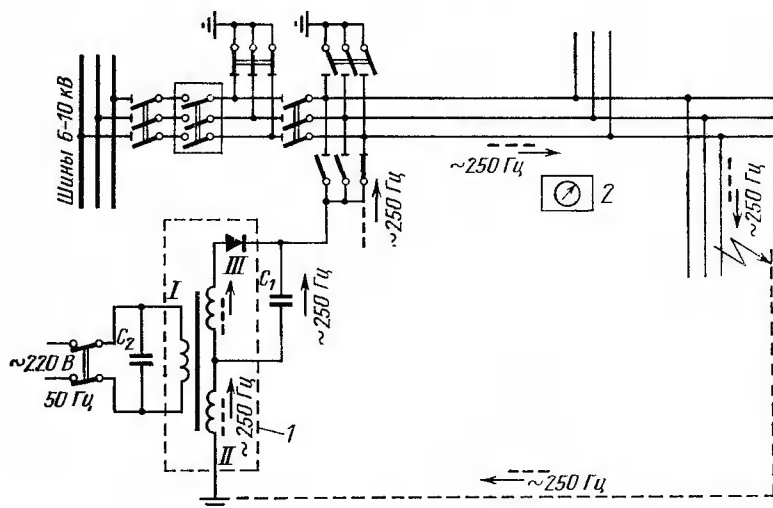


Рис. 34. Схема отыскания места замыкания на землю на линии 6—10 кВ с помощью электромагнитного генератора частоты.

I — электромагнитный генератор частоты; *2* — переносный прибор для определения места замыкания на землю. Стрелками показано прохождение выпрямленного пульсирующего тока (— — —) и тока 250 Гц (~ 250 Гц).

пробой дефектного изолятора, с тем чтобы обеспечить низкое его сопротивление. Схема генератора приведена на рис. 34. Генератор может использоваться как на отключенной линии, так и на линии, находящейся под напряжением.

Первичная обмотка *I* генератора находится на центральном стержне трехстержневого магнитопровода. На крайних стержнях размещаются обмотки среднего *II* и высокого *III* напряжения. Первичная обмотка *I* перевозбуждает средний стержень магнитопровода, в результате чего он работает в режиме насыщения и напряжение на зажимах обмотки *II* содержит высшие гармоники. Кон-

денсатор C_1 , выполняющий функции разделительного конденсатора, в то же время образует с обмоткой II среднего напряжения резонансный контур 250 Гц. Обмотка III высокого напряжения включена через выпрямитель на линию. Таким образом, описываемый генератор является существенно нелинейным ферромагнитным аппаратом. Схема работает следующим образом. При включении генератора на поврежденную фазу отключенной от рабочего напряжения линии вследствие подачи на нее повышенного выпрямленного напряжения поврежденный изолятор пробивается. В момент пробоя на изолятор разряжается конденсатор C_1 и дожигает изоляцию. В то же время начинает работать генератор повышенной частоты, который накладывает на линию ток 250 Гц.

Этот же генератор может работать на линии, находящейся под рабочим напряжением. В этом случае из соображений безопасности высоковольтный вывод генератора заземляется.

Обмотки II и III расположены на боковых стержнях магнитопровода, что обеспечивает большие индуктивные сопротивления рассеяния. Это позволяет использовать генератор в режиме короткого замыкания, т. е. работать на цепь фаза — земля. Внутреннее индуктивное сопротивление обмотки II в несколько раз выше индуктивного сопротивления линии, и поэтому ток генератора мало зависит от удаленности места замыкания на землю от точки подключения генератора. Благодаря конденсатору C_2 большой емкости, включенному в первичную обмотку, обеспечивается низкое входное сопротивление генератора относительно выводов обмотки II . Поэтому при внезапном отключении замыкания на землю фазное напряжение ложится в основном на конденсатор C_1 . Величина выпрямленного напряжения генератора 9 кВ_{макс}, что соответствует амплитуде фазного напряжения десятикиловольтной сети. Величина выпрямленного тока для прожига составляет 0,1 А, наложение тока высших гармоник составляет 0,75—1,5 А, причем 75% составляет ток 5-й гармоники. Генератор обеспечивает достаточный сигнал для применения прибора типа «Поиск-1» при величине переходного сопротивления в месте замыкания на землю до 3 кОм. Если сеть имеет протяженность свыше 50—80 км, то не наблюдается заметного перекоса напряжений вследствие большого переходного сопротивления изолятора в пробитом состоянии.

Таким образом, установка с электромагнитным генератором позволяет испытывать участки сети повышенным напряжением постоянного и переменного тока, вести прожиг места повреждения на линии воздушной и кабельной, отыскивать в комплекте с прибором «Поиск-1» место повреждения на воздушной линии, возникшего в результате профилактического пробоя, а также при рабочем напряжении.

Технические данные электромагнитного генератора
частоты ЭГЧ-5 Тулэнерго:

1. Испытательное напряжение постоянного тока $60 \text{ кВ}_{\text{макс}}$ при токе 30 мА (сопротивление изоляции испытуемого участка сети 2 МОм).
2. Испытательное напряжение промышленной частоты $42 \text{ кВ}_{\text{действ}}$ при емкости испытуемой сети $12\,000 \text{ пФ}$ и $30 \text{ кВ}_{\text{действ}}$ при емкости $16\,000 \text{ пФ}$.
3. Ток прожигания до 100 мА .
4. Величина наложенного переменного тока $0,75\text{—}1,5 \text{ А}$ с преобразованием частоты 250 Гц .
5. Питание от сети $220/380 \text{ В}$.
6. Потребляемая мощность: $600 \text{ В} \cdot \text{А}$ при испытании изоляции с током утечки до 2 мА и емкости объекта до 6000 пФ , $7500 \text{ В} \cdot \text{А}$ в режиме прожига током до 100 мА , $5000 \text{ В} \cdot \text{А}$ при отыскании места повреждения, $10\,000 \text{ В} \cdot \text{А}$ при испытании повышенным напряжением $42 \text{ кВ}_{\text{действ}}$ переменного тока объекта емкостью до $12\,000 \text{ пФ}$.
7. Установка комплектуется набором четырех конденсаторов емкостью $18\,000 \text{ пФ}$ каждый, универсальным омическим делителем и прибором для измерения напряжения.
8. Размеры $1000 \times 480 \times 480 \text{ мм}$.
9. Масса 160 кг .

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ НА ДЕРЕВЯННЫХ ОПОРАХ

В распределительных сетях эксплуатируется большое количество изоляторов на деревянных опорах. В качестве изоляторов на этих линиях используются штыревые линейные изоляторы из фарфора или стекла типов ШС и ШФ (см. § 1). Профилактическое испытание этих изоляторов в эксплуатации не производится. Пробой изоляторов вызывает протекание токов утечки в цепи провод — дефектный изолятор — деревянная опора — земля. Токи, проходящие через тело опоры, незначительны, и их величина зависит от сопротивления деревянной опоры. Сопротивление деревянной опоры в свою очередь зависит от ее состояния — в основном от содержания влаги в дереве. Содержание влаги меняется от погоды и типа древесины и степени пропитки опоры.

Непропитанная древесина в сухую погоду имеет более высокое сопротивление, чем пропитанная древесина. Обычно сопротивление деревянной одностоечной опоры имеет величину 10^5 — 10^7 Ом, поэтому токи, проходящие через опору при пробое изолятора, имеют незначительную величину (десятки и сотни микроампер). Если же на опоре изолятор исправен, то его сопротивление имеет величину свыше десяти тысяч мегом и ток через тело опоры практически отсутствует. В то же время при пробое изолятора за счет высокого сопротивления опоры ток замыкания на землю значительно меньше величины емкостного тока, который был бы при глухом однофазном замыкании на землю. Поэтому поврежденная фаза будет иметь потенциал относительно земли, равный фазному напряжению. Никакая земляная сигнализация не будет указывать на наличие пробитого изолятора в сети. Даже если произойдет возгорание деревянной опоры за счет токов утечки, то и в этом случае земляная сигнализация работать не будет. Так как возгорание опоры в конечном итоге приводит к выпадению крюка изолятора, падению провода на землю, то очень важно вовремя обнаружить повредившийся изолятор на опоре до возгорания последней.

Кроме того, при сырой погоде токи через тело опоры увеличиваются и уже представляют опасность для населения и скота. Периодическим осмотром опор при обходе линии можно обнаружить опору в аварийном состоянии, когда уже древесина в области крюка будет обуглена, в то время как важно предупредить это явление. Можно было бы испытывать мегомметром или другим аппаратом каждый изолятор. Но для этого требуется влезать на опору или иметь громоздкие приспособления в виде длинных штанг, чтобы с земли подсоединиться к изолятору. Кроме того, испытание изоляторов от постороннего источника напряжения требует отключения линии, а в некоторых случаях и потребителей. При большой протяженности линий электропередачи и малочисленности обслуживающего персонала эта методика профилактики изоляторов практически неосуществима. Существует метод контроля линейных изоляторов путем измерения уровня частичных разрядов.

Для обнаружения деревянной опоры с пробитым изолятором была предложена более простая методика. Эта методика основана на определении тока через деревян-

ную опору. Впервые этот способ был опубликован в сборнике ОРГРЭС «Рационализаторские предложения» в 1955 г. (вып. 83). По этому способу сама опора использовалась в качестве высокоомного делителя напряжения. Параллельно нижней части этого делителя между бандажом пасынка, расположенным на высоте 1 м от его основания, и «землей» присоединяется индикатор высокого напряжения с неоновой лампой (рис. 35). Автором предложения В. Б. Яцевичем рекомендовалось применять неоновую лампу с напряжением зажигания 100—120 В или последовательно включенные искровой промежуток с пробивным напряжением 300 В и неоновую лампу с напряжением зажигания 35—40 В. Бандаж делался переносным и накладывался на стойку опоры на высоте не менее 1 м над пасынком. Бандаж должен был плотно прилегать к телу опоры. Для его накладывания на стойку рекомендовалось применять штангу. Свечение неоновой лампы свидетельствовало о том, что через опору проходит ток, создающий падение напряжения на участке опоры между накладным бандажом и «землей», достаточное для свечения неоновой лампы. Таким образом, свечение неоновой лампы должно сигнализировать о наличии пробитого изолятора на опоре. Недостаток этой методики заключается в сложности наложения бандаж в полевых условиях и малой чувствительности индикатора с неоновой лампой.

В Центральной высоковольтной лаборатории Мосэнерго была предложена более простая и точная методика обнаружения деревянной опоры с дефектным изолятором, основанная на индикации тока через опору¹.

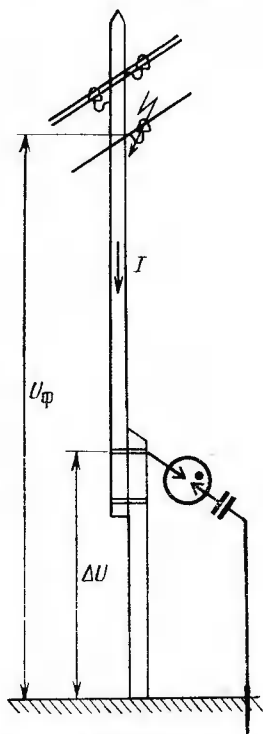


Рис. 35. Определение дефектного изолятора на деревянной опоре с помощью неоновой лампы.

¹ Разработана инж. А. В. Чвановым.

Ток через опору измеряется чувствительным прибором — микроамперметром. Если включить микроамперметр между какой-либо точкой опоры и землей, то эта часть опоры шунтируется микроамперметром и он будет измерять ток через опору. Для практического применения этого метода была сконструирована простая штанга для выявления дефектных изоляторов на деревянных опорах. Штанга (рис 36) представляет собой бакелитовую трубку 1 длиной 1 м, оканчивающуюся стрелочным электро-

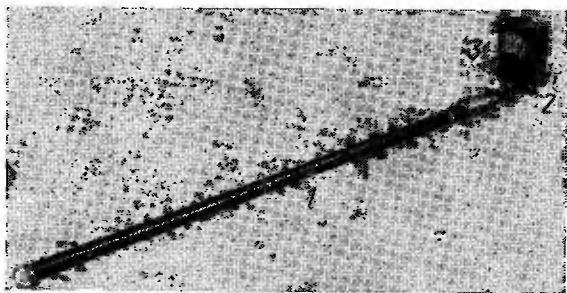


Рис. 36. Штанга для выявления деревянной опоры с дефектным изолятором

дом — иглой 2. На конце штанги укреплен микроамперметр переменного тока выпрямительной системы 3. Один вывод микроамперметра соединяется с иглой, а второй — с корпусом прибора и зажимом заземляющего канатика. Заземляющий канатик с помощью небольшого стержня длиной 0,5 м соединяется с землей. Для удобства во время транспортировки игла и заземляющий стержень укладываются внутрь бакелитовой трубки.

Измерения этой штангой производят следующим образом: около опоры линии втыкают в землю стержень, к которому подсоединяется заземляющий канатик. Отвертывают гайку иглы-щупа, которая находится в изолирующей бакелитовой трубке, и ее привертывают к наконечнику трубки острием наружу.

Захват штанги берут в руки и острием иглы касаются верхнего банджа пасынка. Производят отсчет показаний микроамперметра. Если на опоре имеется плакат, прибитый к телу опоры гвоздями, то можно прикос-

нутыя иглой также и к плакату. Если стрелка прибора не отклоняется, то это означает, что ток по опоре не проходит и, следовательно, поврежденных изоляторов на ней нет. Отклонение стрелки прибора на 50 — 100 мкА (опытные данные) свидетельствует о прохождении тока через опору и наличии на ней поврежденного изолятора. В некоторых случаях при очень высоком сопротивлении дерева опоры (непропитанная древесина) и при высыхании трещины в изоляторе в сухую погоду токи утечки могут снизиться до нескольких микроампер.

Результаты измерений записывают в журнал с указанием даты измерения, наименования линии и номера опоры.

Измерение этой штангой рекомендуется делать при обходах линий, что сокращает трудозатраты на эксплуатацию.

После того как обнаружена дефектная опора, требуется определить, на какой фазе пробился изолятор. Это можно определить на отключенной линии мегомметром или испытанием повышенным напряжением с передвижной лаборатории. Определить дефектный изолятор можно, не отключая линии, специальной штангой с добавочным емкостным сопротивлением. Для этого указанная штанга подключается между землей и крюком или штырем изолятора. Схема работы такой штанги дана на рис. 37. Так как сопротивление деревянных опор колеблется в очень широких пределах, то важно избежать шунтирования штанги низким сопротивлением опоры. Чтобы свести этот эффект к минимуму, добавочное сопротивление штанги должно быть емкостным и не превышать 3 МОм.

Как видно из схемы замещения (рис. 37), активное сопротивление деревянной опоры и емкостное сопротивление штанги оказываются включенными параллельно. При достаточно высоком сопротивлении дерева опоры ее шунтирующим действием можно пренебречь и показания прибора будут наибольшими. При снижении со-

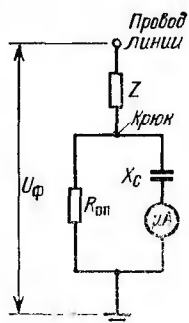


Рис. 37. Принцип работы штанги с добавочным емкостным сопротивлением.

Z — изолятор; X_c — емкостное сопротивление штанги; $R_{оп}$ — сопротивление опоры; μA — микроамперметр.

противления опоры сказывается ее шунтирующее действие, поэтому предпочтительнее иметь штангу с меньшим емкостным сопротивлением. Ниже приведена таблица показаний штанги на опоре с поврежденным и неповрежденным изолятором для штанги с добавочным сопротивлением 2 и 3 МОм.

Таблица 5

Токи, измеренные штангами при высоком сопротивлении опоры (без учета ее шунтирующего действия)

Токи, мкА					
Рабочее напряжение линии, кВ	Состояние изолятора	при фазном напряжении		при линейном напряжении	
		$x_c=2 \text{ МОм}$	$x_c=3 \text{ МОм}$	$x_c=2 \text{ МОм}$	$x_c=3 \text{ МОм}$
6,6	Исправный	20,1	20,0	34,9	34,7
	Пробитый	1900	1300	3300	2200
10,5	Исправный	30,5	30,3	52,9	52,6
	Пробитый	2900	1900	5000	3300

Выбор величины добавочного емкостного сопротивления штанги сделан из условий электрической прочности и возможности получения достаточной точности отсчета величины тока при шунтировании прибора сопротивлением опоры. Емкость линейного штыревого изолятора принята равной 17 пФ, что соответствует емкостному сопротивлению 187 МОм на рабочей частоте 50 Гц.

Таким образом, если изолятор исправлен, то сопротивление последовательно включенных изоляторов и штанги будет 189 и 190 МОм при добавочных сопротивлениях штанг 2 и 3 МОм. Таким образом, показания обеих штанг при высоком сопротивлении опоры не будут практически отличаться, если изоляторы исправны. Если в сети будет земля, то на неповрежденных фазах показания возрастут в $\sqrt{3}$ раза, а на поврежденной фазе показания будут равны нулю (табл. 5). Как видно из табл. 5, при полноценном изоляторе величина тока ограничивается емкостным сопротивлением изолятора, а при поврежденном изоляторе — емкостным сопротивлением штанги. Чем меньше добавочное сопротивление штанги, тем меньше будет сказываться шунтирующее действие опоры. Таким образом, с этой точки зрения до-

бавочное сопротивление штанги 2 МОм предпочтительнее. В то же время штанга с добавочным сопротивлением 3 МОм будет иметь больший запас электрической

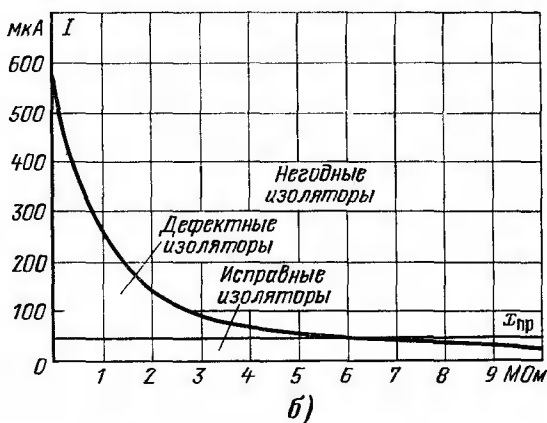
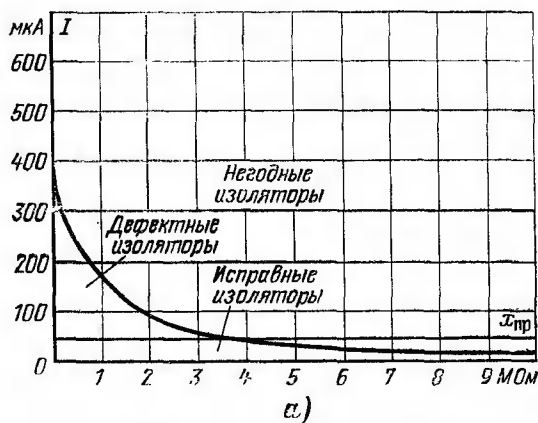


Рис. 38. Зависимость тока через прибор штанги с добавочным емкостным сопротивлением от емкостного сопротивления штанги.

а — рабочее напряжение линии 3810 В; б — рабочее напряжение линии 5770 В.

прочности, так как емкостное сопротивление набирается из последовательно включенных конденсаторов, и чем больше конденсаторов, тем выше электрическая прочность всей штанги.

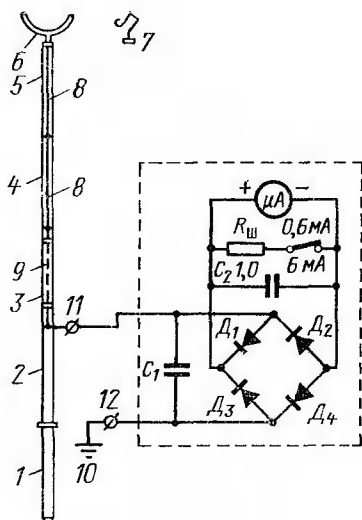


Рис. 39. Принципиальная схема штанги с добавочным емкостным сопротивлением на токи 0—0,6—6 мА.

1, 2, 3, 4 и 5 — звенья штанги; 6—7 — шупы; 8 — предохранители для защиты от перекрытия штанги; 9 — цепочка емкостей из 32 конденсаторов КБГИ 0,05 мкФ, 400 В; 10 — трубочина для подсоединения к земле; 11, 12 — зажимы прибора; МА — прибор типа М 4204, 500 мкА, $R_{шр} = 300 \text{ Ом}$; C_1 — конденсатор КСО-8, 15 000 пФ; C_2 — конденсатор типа МБМ-160, 1,0 мкФ; $R_{ш}$ — шунт 32,3 Ом; D_1 — D_4 — диоды Д7Ж.

пробое изолятора на его штыре появляется фазное напряжение, которое вызовет ток в приборе. Конструктивно штанга (рис. 40) состоит из пяти звеньев длиной 1 м каждая.

Первое звено 1 представляет собой ручку-захват, второе звено 2 — изолирующее, на его дальнем конце крепится миллиамперметр переменного тока (детекторной системы) с двумя диапазонами измерений 0—0,6 мА и 0—6 мА; в третьем звене 3 смонтирована цепочка из 32 конденсаторов 9 емкостью по 0,05 мкФ типа КБГИ на 400 В (полное емкостное сопротивление цепочки $x_c = 2 \text{ МОм}$); в четвертом 4 и пятом 5 звеньях смонтированы защитные предохранители 8, заключенные в баке-

На рис. 38 приведены графики зависимости тока через прибор штанги от его емкостного сопротивления для рабочего напряжения линии 6 и 10 кВ. При построении графиков принято, что сопротивление опор $R_{оп} = 0,5 \text{ МОм}$. Дефектными условно считаем изоляторы, имеющие сопротивление от 6 до 300 МОм. Изоляторы, имеющие сопротивление ниже 6 МОм, принимаем нулевыми, а выше 300 МОм исправными. Чтобы четко выявлять дефектные изоляторы, очевидно, добавочное сопротивление не должно превышать 3 МОм. Принципиальная схема измерительной штанги с добавочным емкостным сопротивлением приведена на рис. 39, а ее общий вид — на рис. 40.

Штанга представляет собой прибор-микроамперметр с добавочным емкостным сопротивлением, который включается в цепь между штырем изолятора и землей. При

литовую трубку с внутренним диаметром 2,8 см и наружным 5,2 см, которая улучшает характеристику их работы за счет выхлопа газов.

Штанга имеет два щупа: один в виде неполного полукруга 6, другой в виде крюка 7. При помощи первого щупа конец штанги прислоняется к опоре и, скользя по ней, поднимается до упора в крюк изолятора. Внутренняя дуга щупа отогнута от наружной плоскости, поэтому щуп можно повесить на провод для определения в сети замыкания на землю. Вторым щупом 7 в виде крюка штангу можно повесить на провод линии или крюк изолятора.

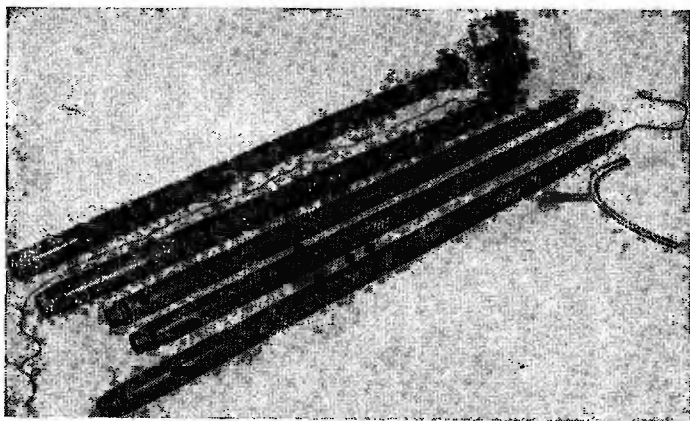


Рис. 40. Штанга с добавочным емкостным сопротивлением.

Схема прибора (обведена пунктирной линией) состоит из микроамперметра 0—500 мкА типа М4204, шунтированного сопротивлением 32,3 Ом (при сопротивлении микроамперметра 300 Ом), переключателя пределов 0,6 и 6 мА, мостика и четырех диодов Д7Ж и защитных конденсаторов C_1 и C_2 . Один зажим прибора 11 подсоединяется к добавочному емкостному сопротивлению 9, другой — к заземляющему канатику со струбиной.

Так как штанга длинная и тяжелая, то измерение с ней рекомендуется делать с автовышки или автомашины и только в том случае, когда обнаружено, что на деревянной опоре один из трех изоляторов поврежден.

Измерения этой штангой производят так. Штанга собирается в следующем порядке: первое звено ручка-за-

хват, второе изолирующее звено с измерительным прибором, третье звено с цепочкой конденсаторов, четвертое звено с защитным предохранителем, пятое звено с защитным предохранителем и щупом в виде неполного круга. Заземляющая трубка подсоединяется к буру или штырю, воткнутому в землю, а если имеется контур заземления, то к нему. Переключатель прибора устанавливается в положение 6 мА.

Автомашина ставится у опоры с противоположной стороны от места заземления штанги. Штанга в собранном виде прислоняется к автомашине. Один из монтеров поднимается на автомашину или в корзину автовышки и принимает штангу от второго монтера, находящегося на земле. Прислонив полукруглый щуп к телу опоры, первый монтер поднимает штангу вверх таким образом, что щуп скользит вдоль столбика опоры до тех пор, пока не упрется в крюк нижнего изолятора или металлическую раму разъединителя. Отсчитывается величина тока по измерительному прибору. После отсчета, не отрывая щуп от стойки опоры, штангу переводят до упора в крюк среднего по высоте изолятора, а за ним и верхнего, каждый раз производя отсчет величины тока.

После окончания измерений штанга спускается захватом вниз и вновь прислоняется к автомашине. Первый монтер спускается вниз с автомашины (автовышки). Штанга отсоединяется от заземления, разбирается и укладывается в чехол. Бур или штырь вынимается из земли. При невозможности подъезда автомашин к опоре можно работать с лестницы. Первый монтер поднимается по лестнице, прислоненной к опоре на нужную высоту, пристегивается к опоре монтерским поясом, а второй монтер подает ему штангу с земли.

При измерениях надо помнить об опасности попадания под шаговое напряжение от прохождения тока утечки через заземление. Поэтому следует измерения производить в диэлектрических ботах и перчатках. На автомашину, откуда производятся измерения, рекомендуется постелить изолирующий коврик.

Оценка результатов измерения приведена в табл. 6.

Если в сети будет глухое замыкание на землю, то при касании щупом штанги заземленной фазы ее показания равны нулю, а на двух других фазах — 3,3 мА в сети 6,6 кВ и 5 мА в сети 10 кВ. Таким образом, в случае не-

Оценка показаний штанги с добавочным емкостным сопротивлением

Состояние изолятора	Показание прибора штанги, мкА, при рабочем напряжении линии, кВ	
	6,6	10,5
Исправные изоляторы	До 100	До 150
Дефектные изоляторы	От 100 до 1900	От 150 до 2900

обходимости при помощи этой штанги можно определить наличие однофазного замыкания на землю в сети и поврежденную фазу.

Штанга после изготовления, а затем периодически испытывается следующим образом:

а) изолирующее звено напряжением 40 кВ_{действ} в течение 5 мин;

б) третье звено с емкостным сопротивлением напряжением 13 кВ_{действ} в течение 1 мин;

в) четвертое и пятое звенья с предохранителями проверяются на целостность омметром. Сопротивление должно быть равно нулю;

г) проверяется работа штанги в сборе. Для этого на собранную штангу между щупом и струбиной заземления подается переменное напряжение. Показания прибора не должны отличаться от данных, приведенных ниже, более чем на 5%:

Напряжение, кВ	3,8	5,8	6,6	10
Ток, мА	2,3	3,4	3,8	5,6

Периодичность испытаний 1 раз в 6 мес. Штанга должна храниться в сухом отапливаемом помещении.

Как было указано, поврежденный изолятор можно определить также мегомметром. Эти испытания производятся на отключенных линиях. Для испытаний мегомметром линию надо отключить со всех сторон, откуда может быть подано напряжение, и заземлить. Измерения производят два монтера: один с мегомметром находится внизу, а другой поднимается на опору.

Для удобства измерений мегомметр снабжается длинными проводами 10—15 м с высоковольтной изоляцией типа ПВХ или магнето. На концах проводов должны быть изолирующие ручки длиной около 0,4—0,6 м из бакелитовых трубок (или другого подобного материала).

Электроды желательно иметь такими, чтобы они охватывали изолятор (особенно если он двухэлементный). Наиболее удобен электрод, изображенный на рис. 41. Расстояние между рогами и длина тросика подбираются

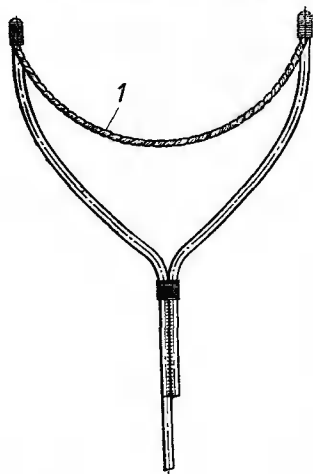


Рис. 41. Электрод для определения поврежденных изоляторов на линии мегомметром.

1 — гибкий медный канатик.

по диаметру шейки измеряемого изолятора. Провода подсоединяются к зажимам «Л» и «З» мегомметра. Перед тем, как произвести измерение одноэлементного изолятора, надо снять с него провод и изолировать его от изолятора, либо положив его на крюк, либо подложив под него изолирующую пластинку. Если измерения делаются на деревянной опоре и изоляция дерева высокая, то можно провод с изолятора не снимать.

Одним электродом монтер, находящийся на опоре, касается шапки и шейки изолятора, а другим электродом крюка и делает отсчет. Если изолятор двухэлементный типа ШД-20 или ШД-35, то каждый элемент испытывается отдельно. Провод линии снимать с изолятора не требуется. Одним электродом мегомметра касаются шапки, другим — шейки изолятора в месте склейки. Затем, не снимая электрода с шейки изолятора, первым электродом касаются крюка или штыря изолятора. Каждый раз делается отсчет. Изолятор бракуется, если его сопротивление или сопротивление склеенного элемента ниже 300 МОм.

6. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ОТЫСКАНИИ МЕСТА ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ. ПРИМЕНЯЕМЫЕ ЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА

Все работы, связанные с отысканием места повреждения в распределительных сетях и определением дефектных изоляторов, должны производиться в соответ-

ствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации распределительных электросетей».

Лица, производящие измерения, должны пройти медицинское освидетельствование при поступлении на работу, а также периодические освидетельствования в процессе работы и не должны иметь увечий и болезней, мешающих производственной работе.

Работы на высоте более 5 м от поверхности грунта относятся к работам, выполняемым верхолазами. Эти лица должны пройти специальное медицинское освидетельствование для этого вида работ и, в частности, не должны испытывать головокружения при подъеме на высоту. Разрешение на выполнение верховых работ должно быть записано в их удостоверении о проверке знаний в разделе «Свидетельство на право производства специальных работ».

Монтеры должны пройти обучение методам работы на рабочем месте под руководством более опытного работника, изучить правила, а затем пройти проверку знаний в квалификационной комиссии под руководством начальника службы. После проверки им присваивается квалификационная группа по технике безопасности. Все лица, начиная с группы II, должны быть обучены практическим приемам освобождения человека, попавшего под напряжение, приемам оказания первой доврачебной помощи.

Работы по отысканию места повреждения при однофазных замыканиях на землю относятся к работам без снятия напряжения. К этому виду работы относится и определение деревянной опоры с дефектным изолятором. В то же время определение на самой опоре дефектного изолятора является работой с частичным или полным снятием напряжения.

Основное правило, которое надо помнить при отыскании места однофазного замыкания, следующее: через заземление опоры, на которой находится пробитый изолятор или другой поврежденный аппарат, проходит емкостный ток замыкания на землю в течение всего времени, пока поврежденный элемент не будет выведен из схемы. Появляются шаговое напряжение и напряжение прикосновения.

Каким образом получается шаговое напряжение? Рассмотрим простейший заземлитель в виде вертикальной трубы, забитой в землю, и пропустим через нее ток.

Проведем горизонтальную линию по поверхности земли от трубы в любом направлении (по радиусу). На этой прямой замерим потенциалы по мере удаления от точки O (рис. 42), в которой забита труба. Получим изменение потенциалов по убывающей кривой. На расстоянии 20 м и более от точки O потенциал практически равен нулю. Причина этого явления заключается в том, что ток проходит через массу земли и поперечное сечение этого «проводника» увеличивается по мере удале-

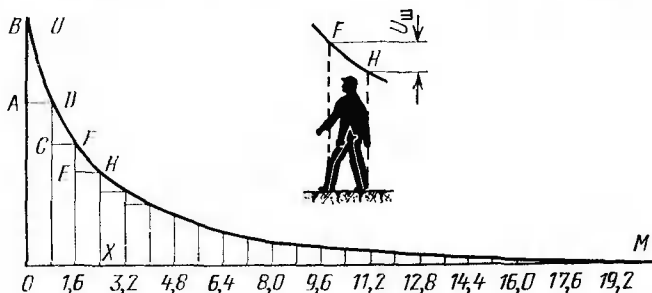


Рис. 42. Напряжение по отношению к земле на различных расстояниях от заземлителя и напряжение шага.

ния от заземлителя. Плотность тока замыкания на землю убывает. Происходит так называемое «растекание» тока в земле. На расстоянии 20 м сечение заземлителя настолько велико, что плотность тока близка к нулю и, следовательно, падение напряжения между точками, расположенными вдали от заземлителя, также близко к нулю. В то же время вблизи заземлителя сечение массы земли, через которое проходит ток, мало и падение напряжения между двумя точками, находящимися на том же расстоянии друг от друга, будет значительно больше. Из кривой изменения потенциала на рис. 42 видно, что он резко изменяется на расстоянии до 5 м от точки O , где забит заземлитель. Проведя ряд вертикальных прямых — ординат AB , DC , FE на расстоянии 0,8 м друг от друга, мы можем определить разность потенциалов между двумя точками земли, находящимися на расстоянии одного шага. Эта разность потенциалов называется шаговым напряжением, и она имеет наибольшую величину вблизи от заземлителя, на расстоянии свыше 5 м шаговое напряжение уже имеет безопасную величину. Свыше 20 м будет зона нулевого потенциа-

ла. Для протяженных заземлителей зона нулевого потенциала может превышать 20 м. Сопротивление, которое оказывает току земля на участке растекания тока, называется сопротивлением растекания. В практике вместо термина «сопротивление растекания» применяется термин «сопротивление заземлителя», под которым понимается сумма сопротивлений: перехода тока от заземлителя к почве, сопротивления заземляющей сети и сопротивления почвы. Сопротивление заземлителя выражается формулой

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3},$$

где U_3 — напряжение на заземлителе; I_3 — ток, проходящий через заземлитель.

Сопротивление заземлителя R_3 зависит от поверхности забитых в землю электродов и удельного объемного сопротивления грунта. Чем больше сопротивление заземлителя, тем выше будет на нем потенциал при замыкании на землю. Таким образом, при прохождении однофазного замыкания на землю у опоры может появиться опасное для жизни шаговое напряжение, и человек может быть поражен током. Величина шагового напряжения также тем больше, чем больше ток замыкания на землю и чем больше сопротивление заземления, которое зависит от удельного сопротивления грунта и количества уложенных в землю металлических труб или полос. Аналогично существует понятие «напряжение прикосновения», которое возникает у опоры, через которую проходит ток замыкания на землю. В этом случае можно считать, что на заземляющем спуске будет фазное напряжение, которое затем убывает по мере удаления от опоры. Если человек находится около опоры и касается ее рукой, то между его рукой и ступнями возникает разность потенциалов, называемая напряжением прикосновения. Величина напряжения прикосновения зависит от тех же параметров, что и шаговое напряжение.

Все это говорит о том, что приближение к опоре, особенно при наличии однофазного замыкания на землю в сети, опасно для жизни человека. Поэтому при отыскании места повреждения категорически запрещается приближение к опоре линии электропередачи ближе чем на 5 м. Все измерения рекомендуется делать вдали от опор. Если же появляется необходимость при-

близить к опоре, то это можно сделать только в диэлектрических ботах и при этом ни в коем случае нельзя касаться руками опоры. Также запрещается приближаться на расстояние меньше 5 м к упавшему проводу и подниматься на опору с повредившимся изолятором, находящуюся под напряжением.

Проводя замеры под линией, следует внимательно осматривать провода в пролете и опоры с точки зрения их целостности, чтобы не оказаться рядом с внезапно упавшим проводом. Для того чтобы снизить напряжение прикосновения у самой опоры, а также шаговое напряжение, следует выровнять потенциалы около заземлителя. Для этого в землю забивается дополнительное количество труб или укладываются горизонтальные кольца и т. д. Образуется заземляющий контур, и тогда при достаточно близких расстояниях между элементами заземляющего контура участки земли внутри контура приобретают потенциалы, близкие по величине друг к другу, и, следовательно, как шаговое напряжение, так и напряжение прикосновения снижаются. В этом случае сопротивление заземлителя уменьшается. Правила, действующие в СССР, не нормируют величины допустимых шаговых напряжений и напряжений прикосновения, так как их величина зависит от многих факторов. У нас нормируется величина сопротивления заземлителя R_z , которая на линиях электропередач не должна превышать 30 Ом. А так как чем меньше сопротивление заземлителя, тем меньше шаговое напряжение, то эта практика себя оправдала: несчастных случаев от шагового напряжения при величинах сопротивления заземлителя меньше допустимой не было. Однако при падении провода на землю переходное сопротивление заземления велико, это является наиболее опасным случаем с точки зрения величины шагового напряжения. Зато в практике были случаи поражения скота шаговым напряжением из-за большого расстояния между ногами животного и повышенной чувствительности организма животного к действию тока.

Работы с переносными приборами по отысканию места замыкания на землю могут производиться без наряда по устному распоряжению, так же как и обходы и осмотры линии. При этом всегда надо считать, что линия находится под напряжением. Лицо, производящее измерения, должно иметь квалификацию не ниже груп-

пы III по технике безопасности и четко представлять возможность попадания под шаговое напряжение. Так как поиск может производиться ночью, то во избежание приближения на опасное расстояние к упавшему проводу следует обход делать по краю трассы линии. Естественно, что запрещается подниматься на опору линии электропередачи. При обнаружении упавшего провода следует принять меры для предупреждения приближения посторонних людей к проводу на расстояние ближе 5 м. Для этого около места падения оборвавшегося провода надо постараться установить охрану из числа местных жителей, объяснив им опасность не только прикосновения к проводу, но и приближения к нему на близкое расстояние. Охрана не должна никого допускать близко к месту повреждения. При невозможности поставить охрану или в том случае, когда провод оборвался в ненаселенной местности, необходимо около места падения провода установить на палках два-три предупреждающих плаката. Плакаты можно временно снять с ближайших опор. После этого следует немедленно сообщить в район электросети о местонахождении повреждения и дожидаться ремонтной бригады.

Если работы по определению направления к месту замыкания на землю производятся вдали от опор, то уточнение самой опоры или мачтовой подстанции с поврежденным изолятором или другим аппаратом уже невозможно определить, не приблизившись непосредственно к опоре (см. § 3). В этом случае, если есть необходимость подойти к опоре на близкое расстояние (обычно менее 1 м), надо обязательно делать это в диэлектрических ботах, испытанных согласно «Правилам пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках».

Работы со штангами для определения деревянной опоры с дефектным изолятором также относятся к работам без снятия напряжения и могут производиться без наряда, по устному распоряжению. Однако в отличие от работ по отысканию места однофазного замыкания на землю переносными приборами работы со штангами производятся в непосредственной близости от опоры или на ней. Если на опоре нет дефектного изолятора, то никакой опасности для человека прикосновение к опоре не представляет. Когда на деревянной опоре пробивается изолятор, то за счет протекания токов утечки через те-

ло опоры может появиться напряжение прикосновения, которое уже представляет определенную опасность для персонала. Прикасаться голыми руками к опоре нельзя, так как вероятность нахождения на ней пробитого изолятора всегда имеется, однако шаговое напряжение и напряжение прикосновения в этом случае незначительны за счет малых токов утечки через опору. Последние имеют малую величину (см. § 5) из-за высокого сопротивления дерева. С точки зрения безопасности достаточно метровой длины штанги, применяемой для определения деревянной опоры с дефектным изолятором на ней.

При работе с такой штангой измеритель находится на расстоянии 1 м от опоры, где шаговое напряжение, уже и без того малое, вследствие низкого значения тока заземления становится еще ниже, т. е. работа со штангами для определения деревянной опоры с дефектным изолятором при условии соблюдения приведенных выше требований безопасна для персонала и не требует дополнительных мер по технике безопасности. Иное дело при работе со штангами для непосредственного определения на опоре дефектного изолятора. Здесь мы имеем дело уже заведомо с опорой, на которой находится пробитый изолятор и по которой проходит ток утечки. Поэтому определять дефектный изолятор штангой следует, находясь на автовышке или автомашине. Устройство штанги таково, что она имеет специальный полукруглый щуп, прислонив который к телу опоры, можно поднимать штангу до дефектного изолятора. При работе следует принять меры, чтобы не допустить падения монтера, работающего со штангой, так как она достаточно длинная и тяжелая. Сама штанга должна быть испытана на электрическую прочность (см. § 5).

Работы с измерительными штангами нельзя производить при тумане, дожде, мокром снегопаде, так как изолирующая часть может увлажняться и произойдет последующее перекрытие штанги. При работах на деревянных опорах, пропитанных антисептиком, нужно не допускать соприкосновения штанги с поверхностью столбов. Если же штанга будет запачкана пропиткой, то ее следует протереть сухой чистой и мягкой тряпкой, слегка смоченной в бензине. При этом лаковый покров не должен нарушаться. Работать со штангой, получившей продольное повреждение лакового покрова (царапину, прожег токами утечки) более 20%, запрещается, и штан-

га изымается из эксплуатации в ремонт. Особенно надо следить, чтобы не вызвать при работе штангой короткого замыкания измерительной головкой.

При отсутствии такой штанги дефектный изолятор, как указывалось выше, определяют мегомметром. Эта работа уже производится на отключенной линии и относится к работам со снятием напряжения. При работе должны быть выполнены технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ на отключенных линиях. Работы производятся по наряду. С линии должно быть снято напряжение со всех сторон, откуда оно быть может подано на место работы, т. е. она отключается соответствующими выключателями и разъединителями. Приводы выключателей и разъединителей запираются в отключенном положении. Затем на концах линии проверяется отсутствие напряжения, и она заземляется. После выполнения этих мероприятий уже на месте работ проверяется отсутствие напряжения и на месте работы накладывается заземление. Заземление устанавливается на всех трех фазах прямо на опоре, где требуется определить дефектный изолятор. Из условий удобства можно устанавливать заземление и на соседней опоре, а иногда с двух сторон от места работы, но таким образом, чтобы расстояние между заземлением не превышало 2 км. Если работы производятся на пересечении с другой воздушной линией, находящейся под напряжением, то заземление обязательно должно устанавливаться на опоре, где производится работа. Если линия двухцепная и другая цепь находится под напряжением, то работы на отключенной линии могут производиться только при вертикальном расположении цепей и при условии, что расстояние между цепями не менее 1 м и если отключенная линия находится ниже. Работающий не должен подниматься выше уровня верхнего провода отключенной цепи.

Поэтому, измеряя изоляторы мегомметром, всегда удобнее пользоваться приспособлениями в виде длинных легких бамбуковых штанг (рис. 43). При подъеме на опору производитель работ должен иметь квалификационную группу не ниже IV, а члены бригады — не ниже III. Подъем на деревянную опору разрешается только с помощью телескопической вышки, когтей или других специальных приспособлений. Работая на опоре, надо обязательно закрепиться предохранительным

поясом. Одежда монтера должна быть без длинных пол, застегнутой и не стеснять движения. Запрещается работать на угловых опорах со стороны внутреннего угла. При подъеме на опору надо быть уверенным в ее прочности, обычно это делается заранее путем периодической проверки древесины на загнивание. Подъем и опускание инструмента приспособлений и штанг должны производиться бесконечным хлопчатобумажным или капроновым канатом.

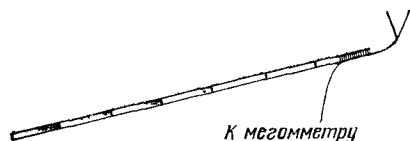


Рис. 43. Штанга для измерения мегомметром.

Если линия находится под напряжением, то персоналу запрещается приближаться самому или приближать инструмент к проводу или арматуре, находящейся под напряжением, на расстояние менее 1 м.

Определение отсутствия напряжения производится указателями высокого напряжения.

Наиболее распространенный указатель напряжения типа УВН-80 на напряжение 6—10 кВ состоит из щупа, выполняемого обычно в виде крюка, сигнальной неоновой лампы, конденсатора, изолирующей части и ручки-захвата. Крюк, неоновая лампа и конденсатор являются рабочей частью указателя. При касании указателем провода высокого напряжения через неоновую лампу, конденсатор и тело человека проходит небольшой ток (доли миллиампера), который вызывает свечение неоновой лампы, что свидетельствует о наличии напряжения на линии. При пользовании указателем УВН-80 на линиях с деревянными опорами, так как человек не касается земли, а емкость деревянной опоры мала, неоновая лампа не светится. Правилами безопасности разрешается в этом случае заземлять рабочую часть указателя. При этом получается цепь: провод линии — неоновая лампа — конденсатор — земля и неоновая лампа загорается. Однако заземление указателя вызывает большое неудобство в работе и опасность (в случае про-

боя конденсатора) для персонала. В СССР и за границей разработаны транзисторные указатели напряжения, более чувствительные. Они не требуют заземления рабочей части при пользовании ими на деревянных опорах.

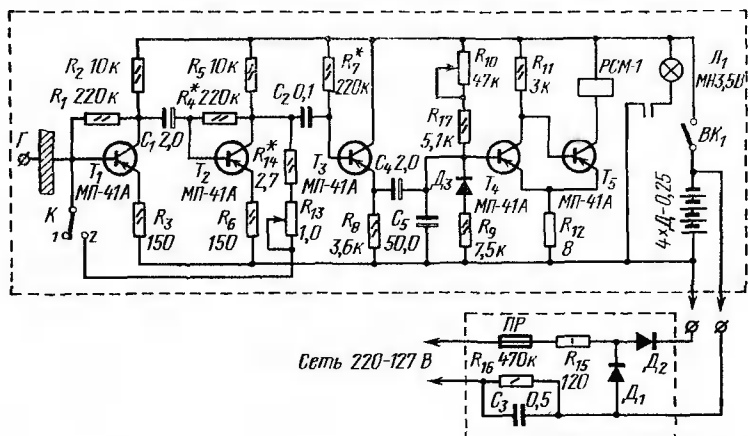


Рис. 44. Принципиальная схема транзисторного указателя напряжения УВНБ-35.

Наведенная на электродах э. д. с. создает ток, который усиливается двухступенчатым резистивным усилителем, выполненным на транзисторах. Исполнительным элементом является мультивибратор, обеспечивающий прерывистое свечение лампочки накаливания. Прерывистое свечение создает четкую видимость светового сигнала. Принципиальная схема УВНБ-35 приведена на рис. 44.

бавочного сопротивления R_1 . Усиленный сигнал снимается с сопротивления коллекторной нагрузки R_2 и через разделительную емкость C_1 поступает на базу транзистора T_2 второго каскада усиления. Температурная стабилизация как в первом, так и во втором каскаде осуществлена с помощью комбинированной (по напряжению и по току) обратной связи. Для использования положительной обратной связи в качестве проверки указателя без нарушения режима мультивибратора между двухкаскадным усилителем и мультивибратором стоит эмиттерный повторитель, выполненный на транзисторе T_3 .

Рабочая точка транзистора T_4 установлена делителем напряжения, образованного сопротивлениями R_9 , R_{10} и диодом D_3 . Мультивибратор работает следующим образом: если в режиме покоя транзистор T_4 открыт, то транзистор T_5 заперт положительным падением напряжения на сопротивлении нагрузки R_{11} . Когда напряжение сигнала на выходе транзистора T_4 достигает определенной величины, мультивибратор опрокидывается, запирается транзистор T_4 . Сопротивление R_{11} в этот момент является добавочным сопротивлением смещения транзистора T_5 , последний открывается. Срабатывает реле, обмотка которого включена в коллекторную цепь транзистора T_5 . Загорается лампочка накаливания L_1 .

Величина сигнала оказывает влияние на частоту опрокидывания мультивибратора. С увеличением сигнала частота опрокидывания увеличивается. Постоянная времени на базе транзистора T_4 выбрана таким образом, что при более высокой напряженности электрического поля лампа накаливания практически не будет гаснуть.

Контроль схемы, лампочки накаливания и напряжения питания осуществляется нажатием кнопки K при включенном питании. Когда подвижной контакт кнопки K находится в положении 2, двухкаскадный резистивный усилитель переходит в режим генератора. Ток обратной связи подбирается сопротивлением R_{13} и подается на базу входного транзистора, соизмеримый с величиной сигнала минимальной величины, при котором опрокидывается мультивибратор. Питание осуществляется от четырех дисковых аккумуляторов типа Д-0,25. Для подзарядки аккумуляторной батареи к указателю прилагается выпрямитель, который встроен в вилке соединительного шнура. В один полупериод переменный ток проходит по цепи через сопротивление R_{15} , предохранитель $ПР$ и

выпрямляется диодом D_2 , происходит зарядка аккумуляторов. В следующий полупериод зарядки нет, так как ток течет по цепи через конденсатор C_3 , диод D_1 , который защищает диод D_2 от обратного напряжения, предохранитель и сопротивление R_{15} . Для создания требуемого тока зарядки 20 мА в схеме установлено емкостное сопротивление C_3 . Сопротивление R_{16} предназначено для разрядки конденсатора C_3 при отключении от сети переменного тока. Сопротивление R_{15} защищает диоды от токовых перегрузок в момент включения выпрямителя в сеть.

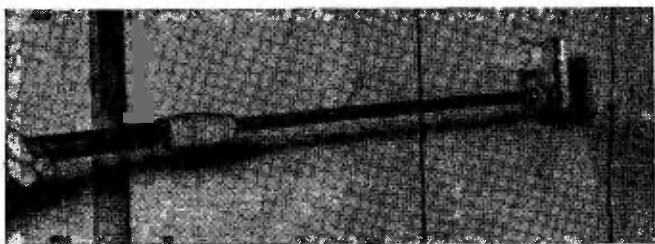


Рис. 45. Общий вид указателя напряжения УВНБ-35.

1 — токоведущий провод; 2 — корпус указателя; 3 — изолирующая штанга.

Конструктивно указатель высокого напряжения УВНБ-35 (рис. 45) состоит из изолирующей штанги 3 и корпуса указателя 2, в котором размещены все детали принципиальной схемы. Корпус выполнен из двух равных по величине пластмассовых крышек.

На лицевой стороне крышки расположены кнопка контроля K , гнездо для подключения выпрямителя во время подзаряда, отражатель и соединительная муфта.

Монтажная схема, аккумуляторы, пластина-электрод и соединительная муфта расположены на гетинаксовой плате. Плата крепится к лицевой крышке корпуса двумя винтами и навинчивающимся отражателем. Кнопка включения питания встроена в соединительную муфту. При навинчивании корпуса указателя на штангу автоматически включается питание и, наоборот, питание отключается при снятии указателя. Тыльная крышка крепится гайкой гнезда подключения дополнительного изолированного электрода.

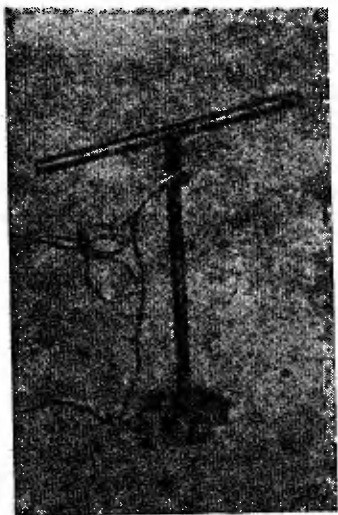


Рис. 46.

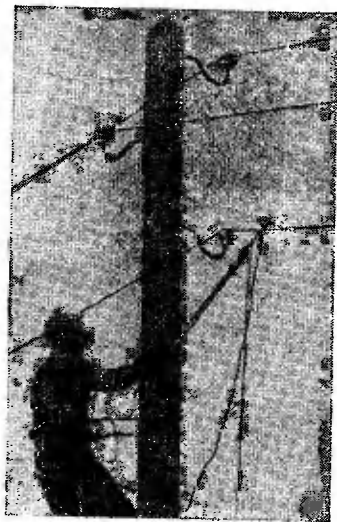
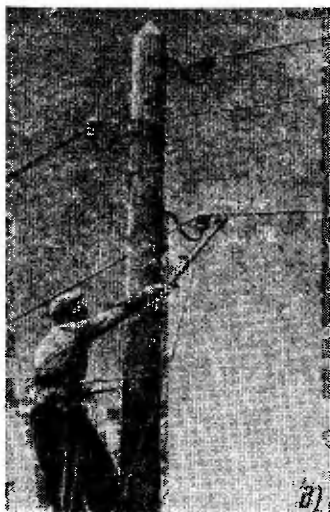




Рис. 46. Опробование отсутствия напряжения и наложение заземления на линиях 6—10 кВ.

а — подсоединение закоротки к заземлителю; *б* — проверка исправности указателя напряжения; *в* — держатель для закоротки; *г* — подвеска закоротки к поясу; *д* — проверка отсутствия напряжения на нижнем проводе ВЛ; *е* — наложение закоротки на нижний провод; *ж* — проверка отсутствия напряжения на среднем проводе ВЛ; *з* — наложение закоротки на средний провод; *и* — проверка отсутствия напряжения на верхнем проводе ВЛ; *к* — наложение закоротки на верхний провод; *л* — все три провода ВЛ заземлены.

Размещение деталей на единой плате обеспечивает удобство монтажа, контроля, настройки и ремонта вне корпуса указателя.

При пользовании же указателем УВН-80 на линиях 6—10 кВ рекомендуется следующий порядок работы. В землю ввертывается или забивается заземлитель (рис. 46,а), к которому подсоединяется переносное заземление. Затем проверяется исправность указателя напряжения или с помощью специального карманного прибора ППИ-4 (рис. 46,б), или от свечи автомашины. Если рядом есть линия, заведомо находящаяся под напряжением, то исправность указателя проверяется на ней. Проверив указатель напряжения, монтер поднимается на опору, имея при себе указатель, резиновые перчатки и переносное заземление, которое рекомендуется подвесить к поясу с правой стороны на специальной скобе (рис. 46, в, г). Поднявшись на опору до такой высоты, чтобы он мог вытянутой рукой достать указателем до провода нижней фазы, с помощью гибкого проводника небольшого сечения длиной около 2 м монтер соединяет рабочую часть указателя УВН-80 (в месте винтового разъема) с заземляющим спуском. Для подсоединения к заземляющему спуску удобно воспользоваться зажимом типа «Крокодил». Указателем проверяется отсутствие напряжения на нижней фазе (рис. 46,д). Проверка отсутствия напряжения производится обязательно в диэлектрических перчатках. Обычно, если на линии имеется напряжение, лампа указателя начинает светиться уже вблизи провода. В таком случае указателем касаться провода необязательно. Если указатель не покажет наличие напряжения, то на нижнюю фазу накладывается заземление (рис. 46,е). Далее, поднимаясь выше, монтер таким же образом опробовывает отсутствие напряжения и накладывает заземление на среднюю (рис. 46,ж, з), а затем на верхнюю фазы (рис. 46,и, к). Такой порядок работы гарантирует от несчастного случая при наложении заземления и требует наименьшей затраты времени.

Так как свет неоновой лампы указателя слабый, то его трудно отличить на открытом воздухе, особенно в солнечную погоду. Для удобства работы рекомендуется применять затенитель. Затенители бывают двух типов: в виде конусообразного колпака или с зеркалом.

Особенно удобен затенитель с зеркалом (рис. 47) для указателей типа УВН-80. Затенитель надевается на рабо-

чую часть указателя в месте прорези для лампы. Сигнал лампы отраженный зеркалом, расположенный под углом, четко виден снизу.

Заземление проводов линий производится специальными переносными защитными заземлениями. Заземле-



Рис. 47. Затенитель к указателю напряжения УВН-80.

ние состоит из трех зажимов, накладываемых на провода, медного гибкого многожильного провода, обычно марки МГГ, соединяющих три зажима между собой и струбциной для подсоединения к «земле». Зажимы и провод должны обладать достаточной термической и динамической устойчивостью, чтобы во время протекания тока короткого замыкания по заземлению не было бы нарушено соединение всех фаз проводов между собой и землей. Поэтому все соединения переносного заземления должны выполняться особо надежно опрессовыванием, сваркой или сбалчиванием с последующей пропайкой твердым припоем. Применение одной пропайки не допускается. Присоединение провода к зажиму должно выполняться непосредственно, без каких-либо переходных наконечников. Сечение провода заземления (мм^2) выбирается по формуле

$$S = \frac{I \sqrt{t_{\phi}}}{272},$$

где I — установившийся ток короткого замыкания, А; t_{ϕ} — фиктивное время протекания установившегося тока короткого замыкания, с.

Вместо фиктивного времени можно принять время наибольшей выдержки основной релейной защиты для данной линии.

При выборе сечения по этой формуле температура нагрева провода не превысит 850°C . Минимальное сечение проводов 25 мм^2 . Зажимы заземления имеют приспособления для наложения и закрепления их на провода, а также снятия с провода при помощи штанги. Для облегчения штанга обычно делается съемной.

Зажимы изготавливаются из меди, бронзы, алюминиевых сплавов (для наложения на алюминиевые провода). Допускается изготовление зажимов из стали, особенно при малых токах короткого замыкания.

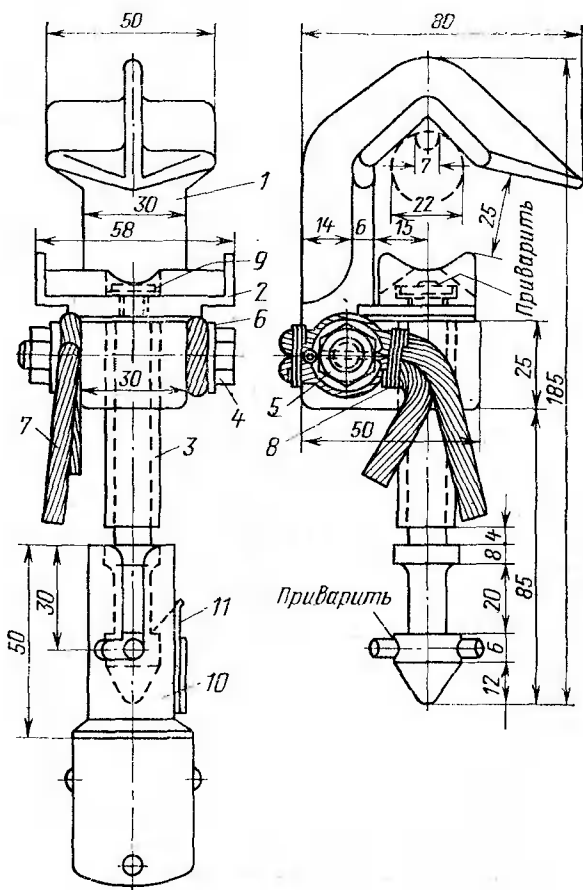


Рис. 48. Винтовой зажим конструкции ОРГРЭС для наложения временных заземлений на провода воздушных линий и открытых подстанций диаметром от 7 до 22 мм.

1 — скоба (губка) зажима; 2 — прижимная плашка; 3 — зажимной винт; 4 — болт для крепления проводника заземления; 5 — гайка; 6 — шайба; 7 — заземляющий провод; 8 — бандаж проволоочный; 9 — шайба, приваренная к концу зажимного винта 3; 10 — головка штанги; 11 — пружинный замок (стопор с пластинчатой пружиной).

В переносных заземлениях наиболее распространен зажим винтового типа системы ОРГРЭС (рис. 48). Зажим состоит из скобы, прижимной плашки и зажимного винта. Скоба выполняется в виде крюка с двумя контактными плоскостями и ребром жесткости. Для надежного

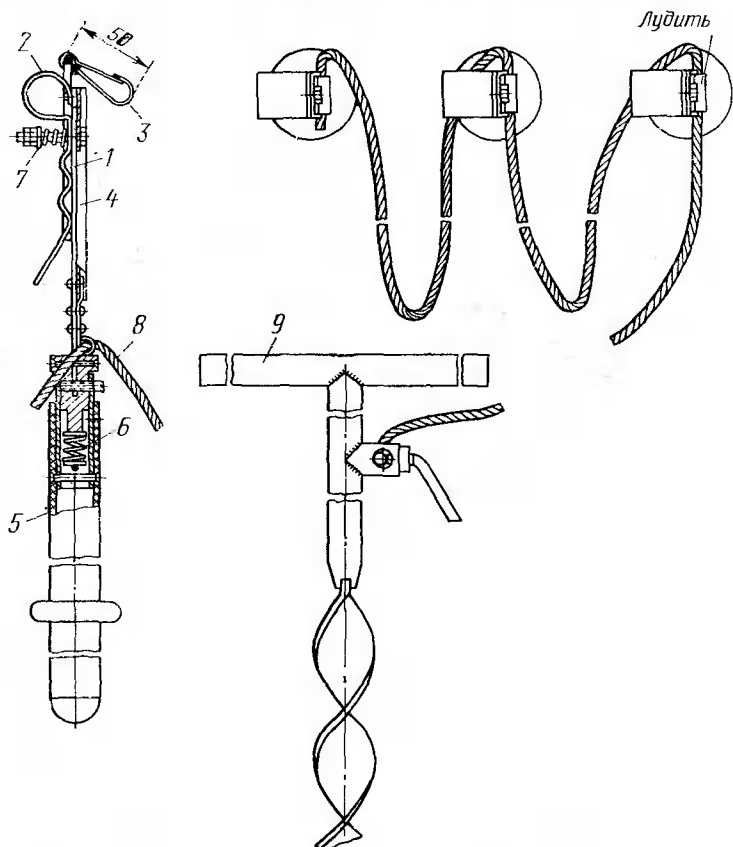


Рис. 49. Переносное заземление для линий 6—10 кВ.

крепления зажима на проводе и создания хорошего контакта плоскости зажима образуют угол 90° и имеют насечку. Нижняя часть скобы выполняется плоской, в ней делается отверстие с резьбой зажимного винта и для болта, крепящего заземление. Прижимная плашка делается цельнометаллической и крепится к зажимному вин-

ту с помощью шайбы, которая приваривается к винту. Для исключения проворачивания плашки при вращении винта на ней имеются два выступа, которые охватывают ребра скобы зажима.

Такой зажим, обеспечивая надежный контакт, неудобен при закреплении на провод, часто соскакивает при закручивании зажимного винта.

Для линий 6—10 кВ с малыми токами короткого замыкания до 4,5 кА ЦВЛ Мосэнерго разработаны облегченные переносные заземления с пружинными зажимами (рис. 49).

Зажим состоит из медной пластины 1 сечением 4×12 мм, на верхнем конце которой укреплен пружинящая стальная пластина 2, изогнутая, как показано на рис. 49. Стальная пластина дополнительно прижимается с помощью спиральной стальной пружины 7.

Для жесткости к медной пластине крепится с другой стороны стальная накладка коробчатого сечения 4. Заземление снабжено карабином 3 для подвешивания его к монтерскому поясу при влезании на опору. Зажим соединяется с бакелитовой штангой 5 длиной 1 м (одна на три зажима) с помощью пружинящего замка 6. Провод заземления 8 типа МГГ сечением 25 мм^2 подсоединяется к зажимам методом опрессовки с последующей пропайкой. Так как заземление предназначено для работы в сети с изолированной нейтралью, заземляющий провод изготовлен сечением 10 мм^2 , что значительно облегчает переносное заземление. Рассчитывать на прохождение через заземляющий спуск тока короткого замыкания не приходится, через него может проходить только емкостный ток однофазного замыкания на землю, для чего достаточно выбранного сечения проводника 10 мм^2 .

Комплект заземления снабжается заземляющим буром 9, который за несколько оборотов легко входит в грунт на глубину 0,8 м.

Масса переносного заземления 4,5 кг. Надевание и снятие заземления на провод производится очень легко и быстро путем надевания зажима на провод, который зажимается между стальной пластиной 2 и медной 1. Наложение такого переносного заземления показано на рис. 46.

Переносные заземления должны храниться в закрытом помещении. Для исключения включения линии на оставленное по ошибке переносное заземление все зазем-

ления должны быть перенумерованы, строго учитываться, выдаваться и приниматься по журналу учета защитных средств. Свободные комплекты переносных заземлений должны периодически проверяться и сверяться с журналом учета по отметкам об их выдаче. Перед каждой установкой переносных заземлений их полагается осматривать. При осмотре надо обращать внимание на нарушение механической прочности проводников, на обрыв или оплавления отдельных жил. При обрыве 10% жил зазем-

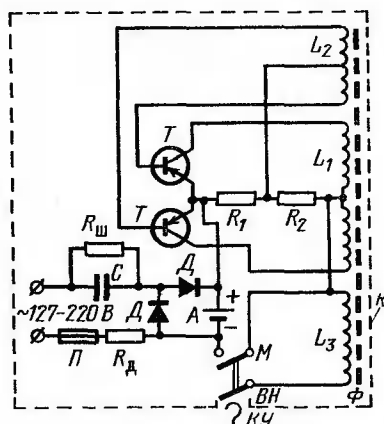


Рис. 50. Схема прибора ППИ-4.

К — корпус изолирующий; Т — транзисторы; L₁ — катушка генератора (24×2 витков, ПЭЛШО, Ø 0,31 мм); L₂ — катушка обратной связи (9×2 витков ПЭЛШО, Ø 0,31 мм); L₃ — катушка высокого напряжения (700 витков, ПЭЛШО, Ø 0,1 мм); R₁ — резистор 120 Ом; R₂ — резистор 1,5 кОм; Ф — ферритовый стержень Ø 600 мм; Д — диоды типа Д7Д—Д7Ж; М — пусковая кнопка (микропереключателя); ВН — вывод высокого напряжения; КУ — крючок указателя; А — аккумуляторы Д-0,25 (4 шт.); С — конденсатор тэкоограничивающий МБМО, 5 мкФ; R_ш — резистор шунтирующий 470—560 кОм, 0,25 Вт; R_д — резистор добавочный 180 Ом, 1 Вт; П — предохранитель ПМО, 15 А.

ление бракуется и изымается из употребления. Заземления, которые были подвергнуты воздействию тока короткого замыкания, должны быть особенно тщательно проверены.

При пользовании указателем напряжения требуется убедиться в его исправности. При работах на одноцепных линиях часто бывает невозможно это сделать из-за отсутствия линии, заведомо находящейся под напряжением. Для проверки указателей в этих условиях ЦВЛ Мосэнерго разработан прибор проверки индикаторов высокого напряжения ППИ-4.

Работа прибора основана на преобразовании малого напряжения 3,5—4,5 В источника постоянного тока в высокое напряжение переменного тока 700—1000 В по схеме двухтактного транзисторного преобразователя. Источником питания является батарея аккумуляторов типа Д-0,25 со встроенным подзарядным устройством от сети переменного тока напряжением 127—220 В. Схема

прибора приведена на рис. 50. Прибор комплектуется съемным шнуром для включения в сеть на время подзарядки аккумуляторов. Прибор смонтирован в изолирующем корпусе из ударопрочного полистирола. На нижней крышке корпуса расположено прямоугольное отверстие с надписью **ВН** (высокое напряжение), против которого в утопленном положении находится вывод высокого напряжения. Вывод высокого напряжения заблокирован с пусковой кнопкой таким образом, что запуск прибора в работу осуществляется только в момент проверки указателя, чем обеспечивается электробезопасность при пользовании прибором. Для проверки крюком собранного в рабочее положение указателя высокого напряжения слегка надавливают на вывод высокого напряжения прибора в отверстие с надписью **ВН** (рис. 51) до появления щелчка, характеризующего срабатывание пусковой кнопки. При этом сигнальная лампа УВН должна загореться ровным ярким светом, что характеризует исправное состояние указателя.

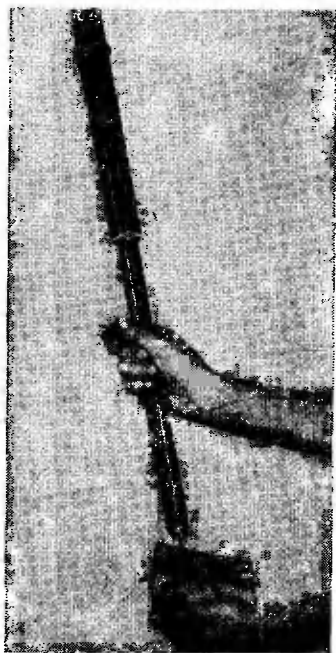


Рис. 51. Пользование прибором ППИ-4.

При работе в зимнее время прибор необходимо держать в кармане, чтобы исключить влияние низких температур на источник питания транзисторной схемы.

Все применяемые защитные средства должны периодически проверяться в соответствии с «Правилами пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках» и иметь штамп проверки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Худяков З. И. Устройство и ремонт трансформаторов. М., «Высшая школа», 1971, 240 с.
2. Афанасьев Б. В. Конструкции включающих аппаратов. Л., «Энергия», 1969, 640 с.
3. Лихачев Ф. А. Выбор, установка и эксплуатация дугогасящих аппаратов. М., «Энергия», 1955, 144 с.
4. Пенович Е. И. Испытание изоляции линий электропередачи 6—220 кВ в полевых условиях. М., «Энергия», 1971, 56 с.
5. Сергованцев В. Т., Беляков И. Г. Способ определения места замыкания на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью. — «Энергетик», 1965, № 9, с. 9—10.
6. Беляков И. Г., Сергованцев В. Т. Прибор для отыскания места замыкания на землю в воздушных сетях 6—10 кВ. — «Энергетик», 1966, № 6, с. 5—6.
7. Беляков И. Г., Силаев Ю. М. Прибор для отыскания замыкания на землю. — «Механизация и электрификация социалистического сельского хозяйства», 1967, № 8, с. 43—45.
8. Мельниченко Г. И., Стасенко Р. Ф., Фельдман Н. М. Приборы для отыскания места замыкания на землю в сетях 6—10 кВ с изолированной нейтралью. — «Электрические станции», 1966, № 7, с. 60—64.
9. Борухмай В. А., Кузнецов А. П. Прибор «Поиск-1» для определения места замыкания на землю в воздушных сетях 6—20 кВ. — «Энергетик», 1968, № 9, с. 9—10.
10. Лирейман Д. Л. Отыскание мест замыканий на землю в воздушных сетях 6—10 кВ. — «Энергетик», 1969, № 2, с. 33—34.
11. Пеиович Е. И., Ушанов В. П. Определение места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях 6—10 кВ. — «Энергетик», 1969, № 11, с. 32—34.
12. Борухмай В. А., Кузнецов А. П. Определения места замыкания на землю в воздушных распределительных сетях 6—20 кВ прибором «Поиск-1». — «Электрические станции», 1969, № 1, с. 45—48.
13. Мельниченко Г. И., Стасенко Р. Ф., Фельдман Н. М. Приборы для определения места замыкания на землю в распределительных сетях 6—10 кВ. — «Энергетик», 1966, № 10, с. 13—16.
14. Карпов И. В., Борисов С. П., Баранецкий В. С. Прибор для отыскания места замыкания в воздушных сетях 6—10—35 кВ. — «Энергетик», 1967, № 12, с. 25—27.
15. Стасенко Р. Ф. Приборы для отыскания места замыкания на землю. — «Проблемы технической электродинамики», Киев, «Наукова думка», 1969, № 21, с. 40—46.
16. Беляев Е. В. Новый метод профилактических испытаний электрооборудования 6 кВ. — «За технический прогресс». Техничко-

экономический бюллетень 4(16). Одесское книжное издательство, 1959, с. 17—18.

17. Шалыт Г. М. Новый метод испытания изоляции в кабельных сетях. «Информационные материалы ВНИИЭ», № 39, М., Госэнергоиздат, 1959, 27 с.

18. Правила безопасности при эксплуатации распределительных сетей. М., «Энергия», 1969, 136 с.

19. Долин П. А. Электротехнические защитные средства и предохранительные приспособления. М., «Энергия», 1966, 376 с.

20. Чесноков Н. М. Разработка переносных заземлений и указателей низкого напряжения.— «Энергетик», 1966, № 10, с. 8—13.

21. Чесноков Н. М. Карманный прибор для проверки исправности указателей высокого напряжения.— «Энергетик», 1967, № 10, с.

22. Пенювич Е. И., Ушаиов В. П. Бесконтактные транзисторные указатели высокого напряжения.— «Электрические станции», 1967, № 9, с. 65—69.

23. Правила пользования и испытания защитных средств, применяемых в электроустановках. М., «Энергия», 1966, 56 с.

1017

Техническая библиотека
Кировского ВУЗа

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Оборудование и изоляция распределительных сетей и наиболее часто встречающиеся дефекты	7
2. Емкостные токи в распределительных сетях	24
3. Методы отыскания места замыкания на землю в распределительных сетях	41
4. Переносные приборы для определения места однофазного замыкания на землю	54
5. Определение дефектных изоляторов на деревянных опорах	85
6. Техника безопасности при отыскании места однофазного замыкания на землю в распределительных сетях. Применяемые защитные средства	96
Список литературы	118

ЕФИМ ИОХАНАНОВИЧ ПЕНОВИЧ

**Отыскание мест замыкания на землю
в распределительных сетях 6—10 кВ**

Редактор издательства И. П. Березина
Технический редактор Н. А. Галанчева
Корректор З. Б. Драновская

Сдано в набор 26/VI 1974 г. Подписано к печати 15/I 1975 г. Т-03227

Формат 84×108¹/₃₂

Бумага типографская № 2

Усл. печ. л. 6,3

Уч.-изд. л. 6,35

Тираж 20 000 экз.

Зак. 829

Цена 23 коп.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР
по делам издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Scan by vadem

Цена 23 коп.